

**BMBF-ERWAS Verbundvorhaben**

**Thema:** Abwasserreinigungsanlagen als Regelbaustein in intelligenten Verteilnetzen mit Erneuerbarer Energieerzeugung - **arrivee**

**Projektdauer:** 01.04.2014 – 31.03.2017 (36 Monate)

**Förderkennzeichen:** 02WER1320A

Das diesem Bericht zugrunde liegende Vorhaben wurde mit Mitteln des Bundesministeriums für Bildung und Forschung unter dem Förderkennzeichen 02WER1320A gefördert. Die Verantwortung für den Inhalt dieser Veröffentlichung liegt bei den Autoren.

**Verbundpartner****Projektleitung und -koordination:**

TU Kaiserslautern, Fachgebiet Siedlungswasserwirtschaft (TU KL)  
Prof. Dr.-Ing. T.G. Schmitt  
Paul-Ehrlich-Straße 14  
67663 Kaiserslautern  
Tel: 0631/205-2946, E-Mail: theo.schmitt@bauing.uni-kl.de

**Kommunale Partner:**

Wupperverband, Wuppertal (WV)

**Forschungspartner:**

Bergische Universität Wuppertal, Lehrstuhl für elektrische Energieversorgungstechnik, Wuppertal (UW)  
ITB gGmbH - Transferstelle Bingen, Bingen (TSB)

**Wirtschaftspartner:**

iGas energy GmbH, Stollberg (iGAS)  
Stadtwerke Radevormwald GmbH, Radevormwald (SWR.)  
WiW mbh, Wuppertal (WiW)

**Subunternehmer:**

Kanzlei Becker-Büttner-Held, Berlin (BBH)



**WUPPERVERBAND**  
für Wasser, Mensch und Umwelt



**BERGISCHE  
UNIVERSITÄT  
WUPPERTAL**



**WiW**  
Wupperverbandsgesellschaft für  
integrale Wasserwirtschaft mbH



**bbh**  
BECKER BÜTTNER HELD

**Autorenübersicht:** <sup>1</sup>

<b>Projektpartner</b>	<b>Autor</b>
Fachgebiet Siedlungswasserwirtschaft Technische Universität Kaiserslautern Paul-Ehrlich Str. 14, D-67663 Kaiserslautern	Prof. Dr.-Ing. Theo G. Schmitt Dipl.-Ing. Oliver Gretzschel Dipl.-Ing. Michael Schäfer Dr. Frank Huesker Dr.-Ing. Henning Knerr
Wupperverband Untere Lichtenplatzer Str. 100 D-42289 Wuppertal	Dipl.-Ing. Dirk Salomon Artur Bidlingmaier, B.Eng.
Lehrstuhl für Elektrische Energieversorgungstechnik Bergische Universität Wuppertal Rainer-Gruenter-Str. 21, D-42119 Wuppertal	Prof. Dr.-Ing. Markus Zdrallek Tobias Kornrumpf, M.Sc.
Transferstelle Bingen (TSB) Geschäftsbereich des ITB – Institut für Innovation, Transfer und Beratung gemeinnützige GmbH Berlinstraße 107 a, D-55411 Bingen	Prof. Dr.-Ing. Ralf Simon Babett Hanke, M.Sc. Verena Honeck, M.Sc. Dipl.-Ing. (FH) Tobias Langshausen Alexander Keil, M.Sc.
iGas energy GmbH Cockerillstraße 100 D-52222 Stolberg	Karl-Heinz Lentz Swen Lontzek Robert Halver
Stadtwerke Radevormwald GmbH ( SWR.) Am Gaswerk 13 D-42477 Radevormwald	Christoph Richtarski Marvin Roch
Wupperverbandsgesellschaft für integrale Wasserwirtschaft Untere Lichtenplatzer Str. 100 D-42289 Wuppertal	Dr.-Ing. Gerd Kolisch Philipp Pyro, M.Sc. Dipl.-Ing. Yannick Taudien Dr.-Ing. Inka Hobus
BBH Becker Büttner Held Rechtsanwälte · Wirtschaftsprüfer · Steuerberater   PartGmbH Magazinstraße 15-16 D-10179 Berlin	Daniel Schiebold Thomas Charles Jana Siebeck

**Kaiserslautern, den 17. August 2017**

<sup>1</sup> Die aufgeführten Autoren haben entsprechend ihrer Beteiligung in den Arbeitspaketen an den einzelnen Kapiteln des Schlussberichtes in unterschiedlicher Intensität mitgewirkt. Bei ausgewählten (Unter-)Kapiteln, die von einem Einzelautor erstellt wurden, wird dies an entsprechender Stelle gesondert ausgewiesen.

***Executive Summary zum Schlussbericht***







Nachstehend sind nach einer kurzen Darstellung der Ziele und der Struktur des BMBF-Verbundvorhabens *arrivee* die wesentlichen Projektergebnisse in komprimierter Form dargestellt ('Executive Summary'). Interessierte Leser werden auf die entsprechenden Kapitel des ausführlichen Schlussberichtes verwiesen. Die ausführliche Zusammenfassung wird auch als eigenständiges Dokument (unter [www.erwas-arrivee.de](http://www.erwas-arrivee.de)) per Download zur Verfügung gestellt.

# 1 Einleitung

## 1.1 Das Projekt arrivee

### 1.1.1 Projektziele und -inhalte

Ziel des BMBF-Verbundvorhabens „Abwasserreinigungsanlagen als Regelbaustein in intelligenten Verteilnetzen mit Erneuerbarer Energieerzeugung – *arrivee*“ ist die Integration der in Deutschland flächendeckend vorhandenen Kläranlagen mit Schlammfäulung in ein optimiertes Flexibilitäts- und Speicherkonzept, um damit einen Beitrag zur Energiewende zu leisten. Das Klärgas, das auf diesen Anlagen bei der anaeroben Schlammfäulung anfällt, wird üblicherweise mit Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen (KWK-Anlagen), i.d.R. Blockheizkraftwerke (BHKW), nach Erfordernissen des Kläranlagenbetriebs zur Eigenversorgung verstromt. Kläranlagen mit Schlammfäulung bieten mit ihren vorhandenen KWK-Anlagen und den zugehörigen Gas speichern hervorragende technische Voraussetzungen, um Flexibilität „in beide Richtungen“ zur Verfügung zu stellen.

In *arrivee* wurde eine Betrachtung zur Einbeziehung sowohl vorhandener Aggregate auf der Kläranlage als auch innovativer neuer Anlagenkomponenten zur Bereitstellung dieser Dienstleistungen unter den Aspekten der Nachhaltigkeit und Wirtschaftlichkeit vorgenommen.

Im Vorhaben *arrivee* wurde eine integrierte Systemlösung an der Schnittstelle zwischen Abwasser- und Energiewirtschaft mit Aussagen zum flächendeckenden Einsatz der Techniklösungen in Deutschland erarbeitet. Dabei wurden unterschiedliche Anlagenkonzepte entwickelt und Handlungsempfehlungen für Stakeholder der Region formuliert. Mit den Projektergebnissen wurden zudem wichtige Grundlagen und Hinweise zur Integration von Kläranlagen mit separater, anaerober Schlammstabilisierung in ein Speicher- und Flexibilitätskonzept erarbeitet. Neben den im Fokus stehenden „Fäulungsanlagen“ richten sich die Projektergebnisse aber auch an Kläranlagenbetreiber aerob stabilisierender Kläranlagen, für die diese Thematik der Flexibilität ebenso eine Rolle spielen kann.

Die Überführung der in *arrivee* entwickelten innovativen Anlagenkonzepte zur kommerziellen Anwendungsreife und Vermarktung soll in einer nachfolgenden Projektphase umgesetzt werden.

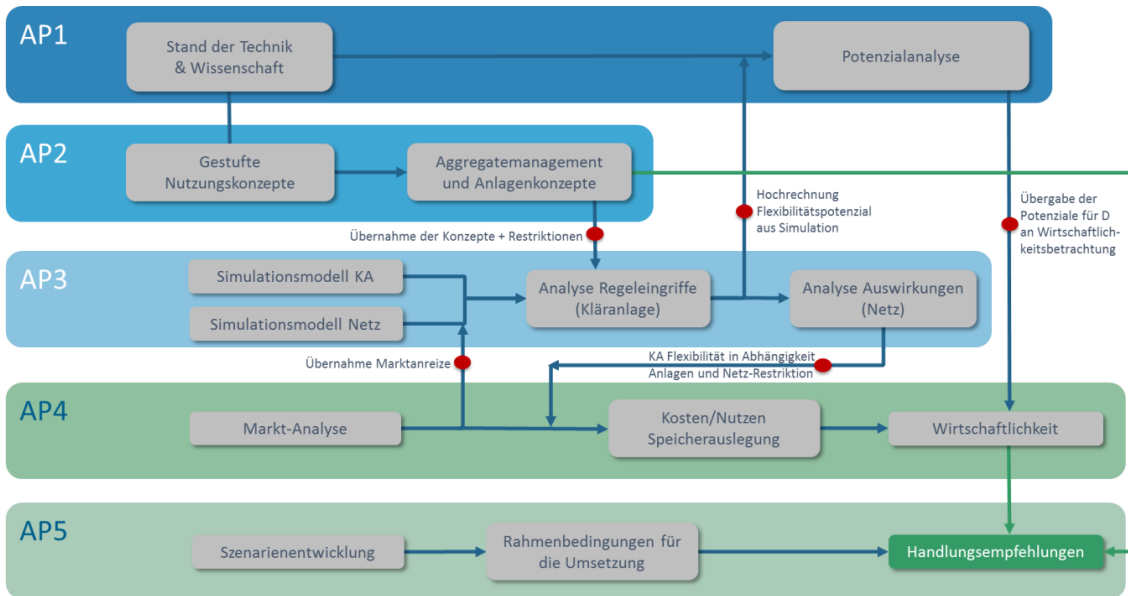
### 1.1.2 Projektstruktur

Das Projekt *arrivee* war in fünf Arbeitspakete (AP) mit jeweils interdisziplinärer Bearbeitung untergliedert. Die inhaltliche Verknüpfung der Arbeitspakete ist in Bild 1 schematisch dargestellt. Eine Beschreibung der einzelnen Arbeitspakete kann dem Kapitel A.2 des Schlussberichtes entnommen werden.

Weiterlesen  
in Kapitel:  
A.1  
im Bericht

Weiterlesen  
in Kapitel:  
A.2  
im Bericht

Executive Summary



**Bild 1:** Projektstruktur und Verknüpfung der Arbeitspakete im Projekt *arrivee*

## 2 Ergebnisse

### 2.1 Grundlagen und Randbedingungen

Die temporär auftretenden Diskrepanzen zwischen Stromerzeugung und Strombedarf, insbesondere aufgrund nicht vorhersehbarer „Ereignisse“ erfordern den Einsatz von Flexibilität über unterschiedliche Zeitskalen und Märkte. Die Vermarktungen an Regelenenergiemärkten und am Spot-Markt im Verbund (Pooling/Virtuelles Kraftwerk) sind auch für kleine Flexibilitäten möglich (vgl. Einsatzmöglichkeiten in Bild 2). Die meisten Abrufe erfolgen in der Sekundärregelleistung (SRL). Dies wird sich in Zukunft noch verstärken und es werden mehr Abrufstunden und ein Mehrbedarf an positiver Regelleistung vor allem bei der SRL erwartet. Im Jahre 2035 kann der Strompreis an der Börse bei den kurzfristigen Stromprodukten deutlich höhere Fluktuationen und vermehrt negative Preisausschläge aufweisen.

Darüber hinaus lassen sich die Flexibilitäten auch zur Behebung von lokalen Netzengpässen einsetzen. Die Ausgestaltung der Anreizsetzung für netzdienliches Verhalten wird zurzeit breit diskutiert. Die Einführung regionaler Flexibilitätsmärkte bietet hier eine mögliche Ausgestaltungsform.

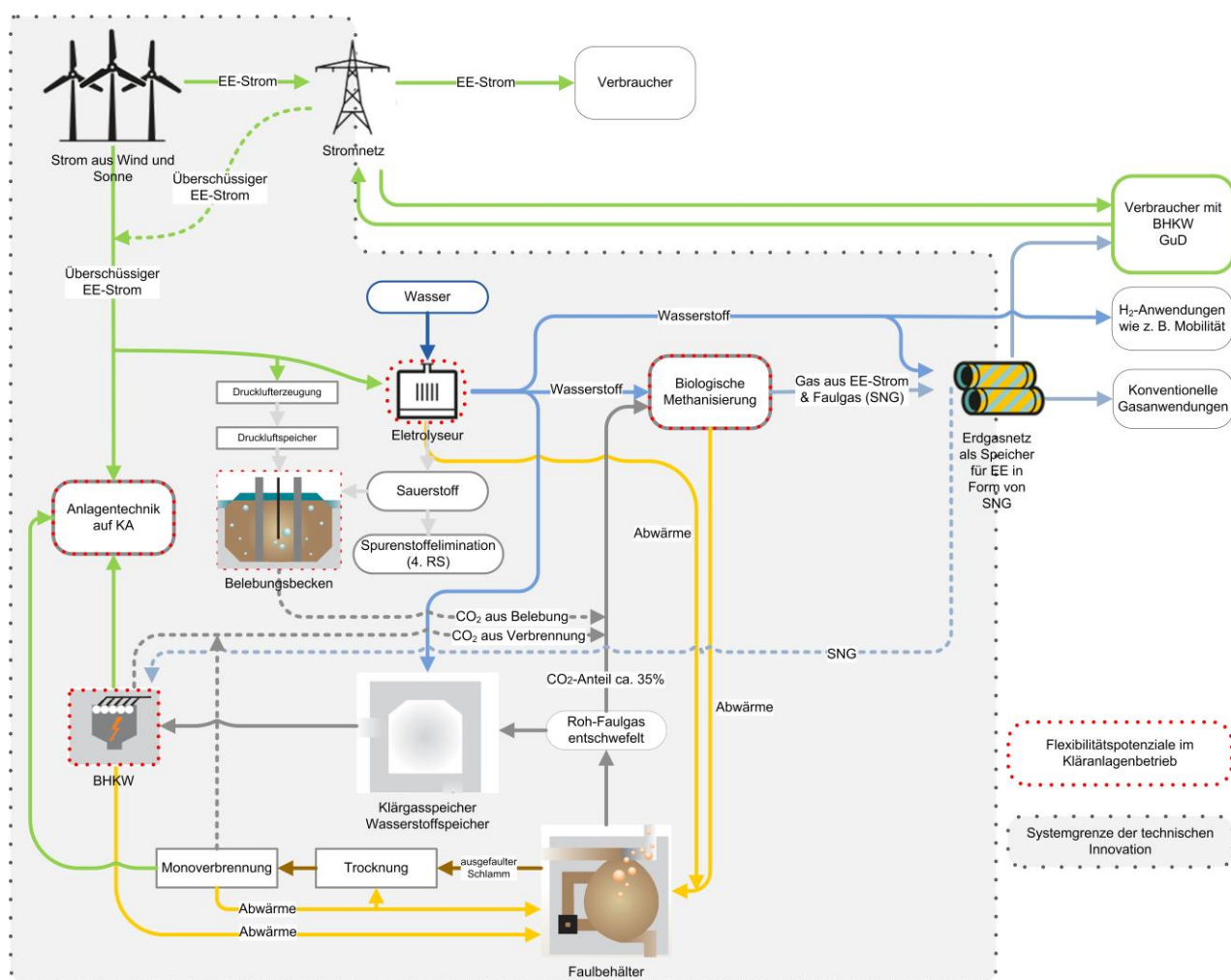


**Bild 2:** Einsatzmöglichkeiten für Flexibilität, angepasst nach (Gretzschel et al. 2016)

Kläranlagen können schon heute mit den vorhandenen KWK-Anlagen und den zugehörigen Gasspeichern systemdienliche Flexibilität bereitstellen. Mit der Nutzung der vorhandenen Stromverbraucher auf Kläranlagen kann weitere Flexibilität zur Verfügung gestellt werden. Hierbei wird zwischen kontinuierlichen und diskontinuierlichen Prozessen respektive klärprozessabhängigen und -unabhängigen Komponenten unterschieden. Die Bereitstellung der Kläranlagenflexibilität umfasst eine ausgeprägte Komplexität bzgl. der betrieblichen und organisatorischen Schnittstellen sowie vielfältige Abhängigkeiten hinsichtlich rechtlich relevanter Aspekte. In Bild 3 sind die möglichen Komponenten auf der Kläranlage sowie die Schnittstellen zum Strommarkt und Stromnetz aufgezeigt.

Durch die Einbindung innovativer und neuer Anlagenkomponenten am Standort der Kläranlage kann die Bereitstellung von Flexibilität erhöht werden. Weiterhin können die dabei entstehenden Gasprodukte ( $H_2$ ,  $CH_4$ ,  $O_2$ ) vermarktet werden. Dabei wird der Vermarktung von  $H_2$  und  $CH_4$  ein größeres Potenzial zugeschrieben als einer Vermarktung von  $O_2$ . Letzteres kann jedoch auf der Kläranlage unmittelbar in unterschiedlichen Anwendungen genutzt werden.

Zur Einspeisung von  $H_2$  und  $CH_4$  ins Gasnetz sind verschiedene Kriterien zu beachten. Teilweise sind aufwendige Gasaufbereitungsprozesse erforderlich. Diese können aber z. B. durch eine biologische Methanisierung von Klärgas umgangen werden.



**Bild 3: Komponenten und Systemgrenzen arrivee**

Im Rahmen der technischen Auslegung von Verteilungsnetzen müssen unter anderem die technischen Grenzwerte für die Spannungshaltung und die Betriebsmittelauslastung berücksichtigt werden, um eine hohe Qualität der Versorgung mit elektrischer Energie zu gewährleisten. Im Rahmen von betrieblichen Regelungseingriffen lassen sich die Auslastung und die Spannungshaltung durch den Einsatz von Flexibilitätsoptionen im Netz positiv beeinflussen. Der Einflussbereich ist allerdings im Wesentlichen auf den Anschlussstrang und das vorgelagerte Umspannwerk beschränkt. Um solche Optionen bereits in der Planung zu berücksichtigen, muss der relevante Netzabschnitt durch ein Smart-Grid-System überwacht werden. Darüber hinaus muss der Netzbetreiber ein technisch- und rechtlich-verlässliches Zugriffsrecht auf die Flexibilitätsoptionen haben und der Einsatz sollte für den Netzbetreiber einen Kostenvorteil gegenüber Handlungsalternativen aufweisen. Ersteres wird durch ein Pooling von Anlagen in einem sogenannten Virtuellen Kraftwerk umgesetzt.

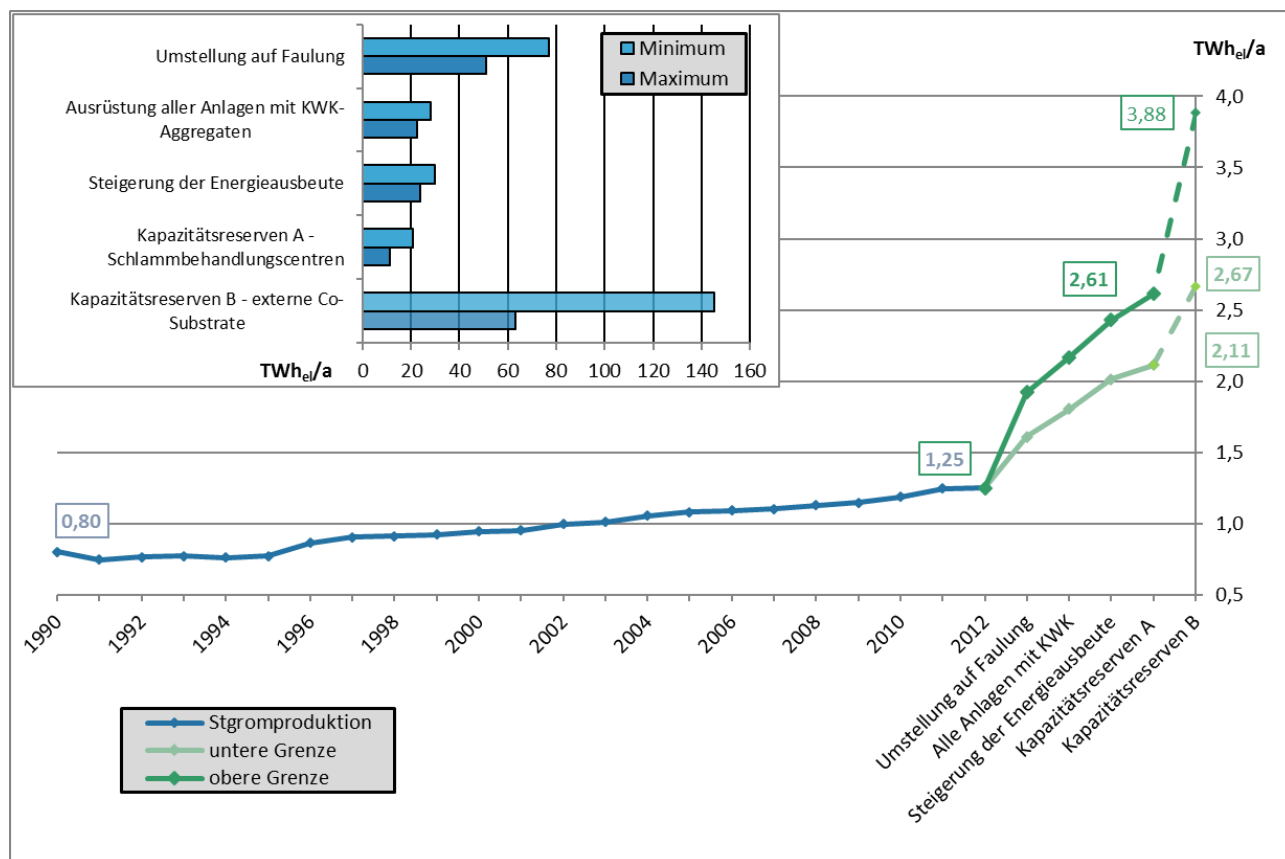
Weiterlesen  
in Kapitel:  
B.1 & B.2.1  
im Bericht

## 2.2 Flexibilitätsoptionen und -potenziale auf Kläranlagen

Der Stromverbrauch einer Kläranlage wird von der Kläranlagengröße (Größenklasse), der Belastungssituation (Anschlussgröße) und dem Reinigungsverfahren (Stabilisierungsart und Reinigungsziel) beeinflusst. Um die Flexibilitätspotenziale der Energieverbraucher zu prüfen, wurde neben dem Gesamtverbrauch der Kläranlagen auch die Verteilung des Stromverbrauchs auf die Aggregatgruppen untersucht. Unter Berücksichtigung der angeschlossenen Einwohner in Deutschland kann ein Flexibilitätspotential der Kläranlagenaggregate von 338 MW<sub>el</sub> (positiv) und -123 MW<sub>el</sub> (negativ) abgeleitet werden (vgl. Tabelle 2).

Die relevanten Stromerzeuger auf Kläranlagen sind Anlagen der Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen (KWK) sowie Netzersatzanlagen (NEA). Die Auswertung der Faulgasproduktion in Deutschland ergab für das Jahr 2012 einen Gasanfall von 810,7 Mio. m<sup>3</sup>/a bzw. eine Stromproduktion aus Faulgas von 1,25 TWh<sub>el</sub>/a (vgl.

(DESTATIS 2013a). Mit der Ausrüstung aller vorhandenen Kläranlagen mit Schlammfaulung mit KWK-Anlagen, Umrüstung aller Belebungsanlagen (> 10.000 E) auf Schlammfaulungsanlagen, Maßnahmen zur Steigerung der Energieausbeute und Ausnutzung von Kapazitätsreserven kann die Faulgasproduktion deutlich gesteigert werden. Unter optimierten Randbedingungen konnte eine Erhöhung der Stromproduktion auf 2,11 bis 3,88 TWh<sub>el</sub>/a abgeschätzt werden (vgl. Bild 4).



**Bild 4:** Entwicklung der Stromproduktion auf Kläranlagen mit den untersuchten Potenzialen in TWh/a (Schäfer et al. 2015)

Zur Abschätzung des Flexibilitätspotenzials der Stromerzeuger sind neben den Daten zur Energieerzeugung detaillierte Werte über den Gasanfall, das Gasspeichervolumen und die Größe der KWK-Anlagen erforderlich. In Tabelle 1 sind relevante Daten von Faulungsanlagen aus Nordrhein-Westfalen und Rheinland-Pfalz für die Bestimmung des spezifischen Gasspeichervolumens und der spezifischen elektrischen Leistung der installierten BHKWs dargestellt, die zur Abschätzung der Flexibilitätserstellung benötigt werden.

Durch die Analyse des Energiebedarfs und der Energieerzeugung wurde das Potenzial zur Bereitstellung von Flexibilität ermittelt (vgl. Tabelle 2). Dabei sind die Aggregateleistungen und die Dauer der Leistungserbringung (verschiebbare elektrische Energiemenge) die maßgebenden Faktoren. Hierzu wurde ein Aggregatenmanagement entwickelt, dessen Kennzahlen dazu dienen, relevante Aggregate zu identifizieren und als Flexibilitätsbausteine in einen flexiblen Anlagenbetrieb kontrolliert einbinden zu können.

Die bundesweite Analyse zeigt, dass Kläranlagen bereits heute ausreichend Potenziale aufweisen, um die elektrischen Versorgungsnetze mit unterschiedlichen Dienstleistungen zu unterstützen und somit gestaltend Einfluss zu nehmen. Das Flexibilitätspotenzial der KWK-Anlagen, KA Aggregate und NEA kann auf 650 MW<sub>el</sub> (positiv) und -338 MW<sub>el</sub> (negativ) abgeschätzt werden (vgl. Tabelle 2). Durch die Hebung anlagenspezifischer Potenziale lässt sich dieser Einfluss deutlich steigern. Sowohl mit ihren Stromerzeugungsanlagen (KWK-Anlagen, NEA) als auch mit vorhandenen Kläranlagenaggregaten kann in nennenswertem Umfang Flexibilität bereitgestellt werden.

**Tabelle 1: Ermittelte Kennwerte zur Potenzialabschätzung in Abhängigkeit der Größenklassen (Schäfer et al. 2017b)**

Parameter	Symbol	Einheit	Median		
			GK 1-3	GK 4	GK 5
Anzahl ausgewerteter Anlagen*	n	[-]	16	176	47
Faulgasproduktion*	$Q_{FG,d}$	[Nm <sup>3</sup> /d]	240,4	614,1	3.451,3
Gasspeicher*	$V_{Sp}$	[m <sup>3</sup> ]	75	270	1000
Spezifisches Gasspeichervolumen*	$V_{Sp}$	[l/E <sub>Ausbau</sub> ]	8,80	8,33	6,71
Wirkungsgrad BHKW*	$\eta_{el}$	[-]	31,3	32,0	35,0
Installierte BHKW-Nennleistung*	P	[kW]	112,0	267,9	1.049,2
Elektrische Anschlussleistung BHKW*	$P_{el}$	[kW <sub>el</sub> ]	35	90	337
Spezifische elektrische Leistung BHKW*	$P_{el,spez}$	[W/E]	4,06	2,15	2,00
Max. Gasverbrauch BHKW <sup>1</sup>	$Q_{BHKW}$	[Nm <sup>3</sup> /h]	16,66	40,27	158,97
Zeit bis Speicher geleert <sup>2</sup> (bei Nennleistung inkl. Gasproduktion)	$t_{Entleerung}$	[h]	6,43	8,22	7,62
Zeit bis Speicher gefüllt <sup>3</sup>	$t_{Füllung}$	[h]	8,25	11,74	8,85
* Medianwert aus der Datenerhebung					
<sup>1</sup> Berechnet über: $Q_{BHKW} = \frac{P [kW]}{H_{i,Faulgas} [\frac{kWh}{m^3}]}$					
<sup>2</sup> Berechnet über: $t_{Entleerung} = \frac{Q_{FG,d} [\frac{m^3}{d}]}{24 * Q_{BHKW} [\frac{m^3}{h}]} + \frac{V_{Sp} [m^3]}{Q_{BHKW} [\frac{m^3}{h}]}$					
<sup>3</sup> Berechnet über: $t_{Füllung} = \frac{V_{Sp} [m^3]}{Q_{FG,h} [\frac{m^3}{h}]}$					

Des Weiteren sind ausreichend große Gaspotenziale auf Kläranlagen vorhanden, die es ermöglichen, sinnvoll Power-to-Gas-Konzepte zu implementieren und zukünftig Gase für eine Langzeitspeicherung bereit zu stellen. Viele Kläranlagenstandorte werden mit geeigneten Bewirtschaftungskonzepten in der Lage sein, die zukünftig erwartete und wachsende Nachfrage an Flexibilitätsprodukten anteilig in relevanter Größe zu bedienen.

**Tabelle 2: Zusammenfassung der Flexibilitätspotenziale der bundesweiten Kläranlagen, erweitert nach (Schäfer et al. 2017b)**

	Leistung P		Zuschaltbare Energiemenge	Abschaltbare Energiemenge
	[MW <sub>el</sub> ]		[MWh/d]	[MWh/d]
NEA	(+) 98,0	-	48,3	-
KWK-Anlagen	(+) / (-) 214,98		1.685,59	2.146,35
KA-Aggregate	(+) 337,8	(-) 122,90	∑ 34,01 – 323,25	∑ 184,25 – 244,91
<b>∑</b>	<b>(+) 650,78</b>	<b>(-) 337,88</b>	<b>1.767,90 – 2.057,14</b>	<b>2.330,60 – 2.391,26</b>

Unter der Annahme, dass heutige Verteilungsnetze und insbesondere Mittelspannungsnetze mit Kläranlagen für einen zulässigen Netzbetrieb ausgelegt sind, ist auch bei einer marktdienlichen oder systemdienlichen flexiblen Betriebsweise der vorhandenen Aggregate auf der Kläranlage kein dadurch bedingter zusätzlicher Netzausbaubedarf zu erwarten. Eine Leistungssteigerung durch größere BHKW oder der Anschluss von PtG-Anlagen macht jedoch eine Prüfung der Netzkapazitäten erforderlich.

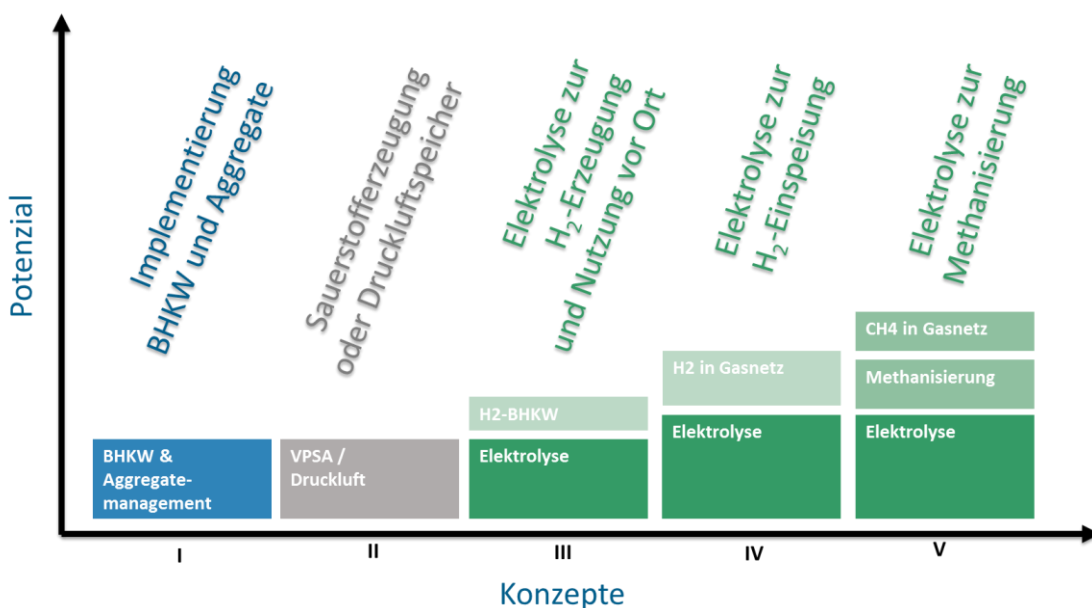
Das Einsparpotenzial beim Verteilnetzausbau lässt sich hiermit in erster Näherung mit bis zu 38 Mio. € bis 2035 beziffern. Anlagenkonzepte, die über die netzdienliche Betriebsweise des Klärgas-BHKW hinausgehen, sind in diesem Einsparpotenzial noch nicht berücksichtigt und können dieses weiter steigern. Einschränkend für diese Potenzialabschätzung gilt jedoch unter anderem, dass ein tatsächlicher Handlungsbedarf in allen Netzen mit Anschlusspunkten von Kläranlagen vorliegen muss.

Weiterlesen  
in Kapitel:  
B.2.2 & 2.3  
im Bericht

## 2.3 Entwicklung technischer Anlagenkonzepte

### 2.3.1 Beschreibung Anlagenkonzepte

Flexibilität kann auf Kläranlagen mit Faulung durch Stromerzeugungsanlagen (KWK-Anlagen) oder Stromverbraucher (z.B. Gebläse, Rücklaufschlammumpen, Zentrifugen) bereitgestellt werden. Die Einbindung einzelner Aggregate der Kläranlagen kann mit einem Aggregatemanagement erfolgen (Konzept I). Neben dem Aggregatemanagement vorhandener Stromerzeuger und -verbraucher wurden innovative Anlagenkonzepte zur Bereitstellung von Flexibilität auf Kläranlagen untersucht (vgl. Bild 5). Hierbei wurde ein Schwerpunkt auf die Nutzung der Power-to-Gas-Technologie (PtG) gelegt.



**Bild 5:** Gestuftes Nutzungskonzept mit den relevanten Konzepten (I-V).

Die Herstellung von Wasserstoff kann über die gängigen Verfahren der Wasserelektrolyse mit alkalischen Elektrolyten, der PEM Elektrolyse und der PEM Elektrolyse mit hydraulischem Stack erfolgen. Da im Rahmen des arrivee Projekts eine schnell regelbare und hochdynamische Produktionsanlage benötigt wird, bietet die PEM Technologie die beste Alternative. Da für Elektrolyseure bislang keine kläranlagenspezifischen Anforderungen vorliegen, war keine individuelle Anpassung der Elektrolyse an die Kläranlage erforderlich. Für die möglichst verlustfreie und kostengünstige Wasserstoffspeicherung zur Nutzung von Regenergie bzw. Überschussstrom bieten sich als Alternativen ortsfeste Speicher, Druckgasflaschen und Druckgasflaschenbündel oder Röhrenspeicher an. Langfristig bietet die LOHC Technologie und Metallhydridspeicher weitere Optionen für Speicherung von Wasserstoff. Den Wasserstoff zeichnet sein variables Nutzungsspektrum in industriellen Prozessen, der Nutzung im Mobilitätssektor und der Rückverstromung aus. Der produzierte Wasserstoff wird im Rahmen der untersuchten Konzepte unterschiedlich eingesetzt.

Eine zusammenfassende Beschreibung der Konzepte erfolgt in Tabelle 3. Die erforderliche Anlagentechnik für die einzelnen Konzepte wurde für 3 Modellkläranlagen mit einer Anschlussgröße von 20.000, 50.000, 150.000 E sowie für die Pilotkläranlage Radevorwald dimensioniert.

Weiterlesen  
in Kapitel:  
B.3.2 & 3.3  
im Bericht



Tabelle 3: Untersuchte arrivee-Anlagenkonzepte mit Kurzbeschreibung

Anlagenkonzepte in arrivee	- 0 - Status-Quo	Referenzkonzept: Die Kläranlage wird mit Fokus auf Eigenstromproduktion gefahren, keine flexible Interaktion mit dem der Energiewirtschaft.
	- I - Status-Quo-Flex	Der flexible Betrieb richtet sich auf den Anlagenbestand. Dabei werden sowohl die Potenziale des Aggregate-managements als auch der KWK in Verbindung mit den entsprechenden Gasspeichern genutzt.
	- IIa - Druckluft	Die Bereitstellung negativer Flexibilität wird durch die Möglichkeit der Drucklufterzeugung erhöht. Diese wird gespeichert und kann anstatt der Belüftungsaggregate der Biologischen Stufe verwendet werden.
	- IIb - VPSA	Die Flexibilität wird durch die Erzeugung von Sauerstoff mittels VPSA erhöht. Dieser wird unter Druck gespeichert und kann dann zeitversetzt für die Belüftung der biologischen Stufe zu dosiert oder als Reinsauerstoffbelüftung verwendet werden. Ein weiterer Anwendungsbereich kann die Nutzung als Ausgangsprodukt für die Ozonherstellung zur Spurenstoffelimination. Dadurch kann Belüftungsenergie eingespart und ein zusätzliches Potenzial für positive Flexibilität gewonnen werden.
	- III - H <sub>2</sub> -Nutzung	Dieses Konzept ergänzt den Anlagenbestand um den Baustein der Wasserelektrolyse zur Umwandlung von überschüssigem EE-Strom in speicherfähigen Wasserstoff. Der H <sub>2</sub> wird direkt auf der Anlage verwertet. Es bestehen folgende Optionen: H <sub>2</sub> zu einem Anteil von 10% zum Klärgas beimischen oder Betrieb eines H <sub>2</sub> -BHKW in Kombination mit einem H <sub>2</sub> -Speicher. Darüber hinaus kann der Sauerstoff einer weiteren Verwendung zugeführt werden. Verwertungspfade sind: Belüftung oder die Verwertung im Rahmen einer Ozonierung einer Spurenstoffelimination.
	- IV - H <sub>2</sub> -Einspeisung	Bei diesem Konzept wird die Kläranlage zum Langzeitspeicher indem sie Überschussstrom in einen chemischen Energieträger (H <sub>2</sub> ) umwandelt und ins Gasnetz einspeist. Der Sauerstoff kann auch hier wie in Konzept III auf der Kläranlage genutzt werden. Die H <sub>2</sub> -Einspeisung wird beschränkt durch die Vorgaben des Gasnetzbetreibers.
	- V - Methanisierung	Dieses Konzept kombiniert den Baustein der Wasserelektrolyse mit dem Prozess der Methanisierung des anfallenden Klärgases in einem separaten Reaktor. In diesem erfolgt der Prozess der biologischen Methanisierung. Das entstehende hochreine Methan kann ins Gasnetz eingespeist werden. Im Gegensatz zur Wasserstoffeinspeisung bestehen für die Methaneinspeisung keine Einschränkungen.

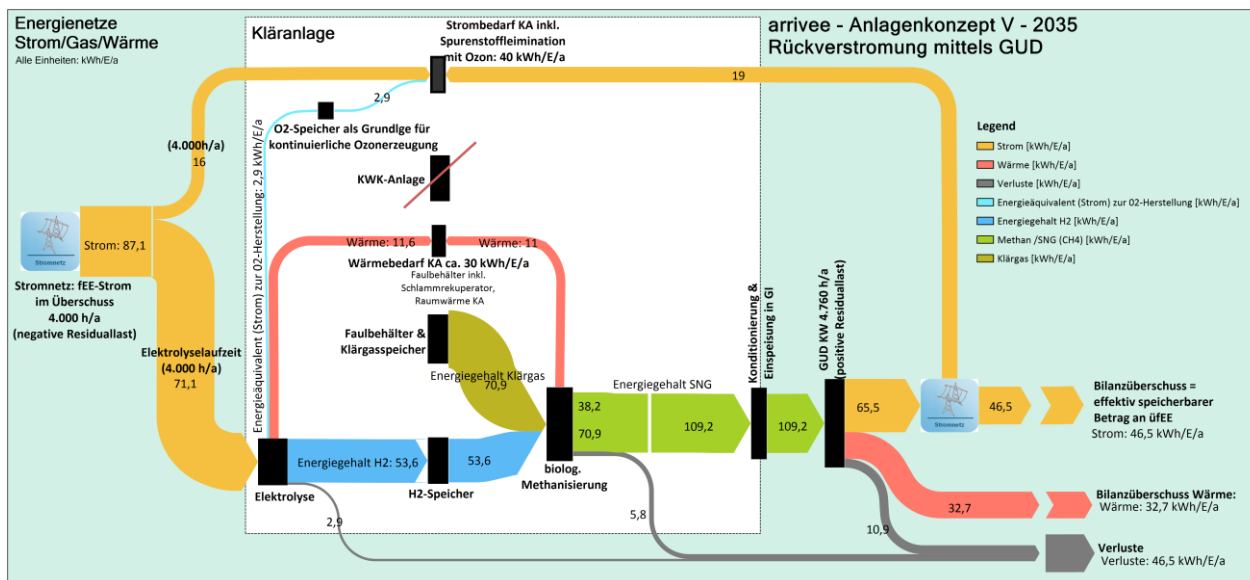
### 2.3.2 Bilanzierung der Energieströme

Für das Anlagenkonzept V erfolgte eine Bilanzierung der Energieströme Strom, Wärme und Gas auf der Kläranlage sowie der zu- und abgeführten Energieströme um das Flexibilitätspotenzial abzuschätzen. In diesem Konzept wird das erzeugte SNG inkl. des Methananteils im ursprünglichen Klärgas vollständig in das Gasnetz, das als flexibler Langzeitspeicher fungiert, eingespeist. Um die maximalen Langzeitspeichpotenziale mittels Methanisierung zu erschließen, wurde angenommen, dass die Kläranlage zu diesem Zweck nicht mehr über KWK-Technik zur Eigenstromerzeugung verfügt. Die Rückverstromung des erzeugten Speichergases erfolgt dabei über hocheffiziente GuD-Kraftwerke mit einem elektrischen Wirkungsgrad von 60 %, die positive Flexibilität bereitstellen. Die Kläranlage bezieht ihren gesamten Strom aus dem Netz. Hiervon sind 4.000h EE-Überschussstrom, in den übrigen 4.760 h eines Jahres wird davon ausgegangen, dass Anteile des im GuD erzeugten Stroms bezogen werden. Die erforderliche Wärme für die Faulung wird von der Elektrolyse und Methanisierung zur Verfügung gestellt. Ggf. vorhandene Defizite können mittels Wärmepumpe und Wärmespeicher ausgeglichen werden (vgl. Bild 6).

Mit dem innovativen Ansatz kann die Kläranlage in Zukunft eine Nettolangzeitspeicherkapazität von ca. 46,5 kWh/E/a zur Verfügung stellen (heute theoretisch ca. 25 kWh/E/a). Mit der Nutzung von Überschussstrom für den Betrieb der KA und der Elektrolyse kann eine Bruttospeicherkapazität von in Zukunft 71 kWh/E/a erreicht werden (heute ca. 56 kWh/E/a). Der produzierte Sauerstoff kann zur Ozonbereitstellung für eine 4. Reinigungsstufe eingesetzt werden.

Dieses Anlagenkonzept stellt die derzeit für Kläranlagen von ihren Betreibern formulierten Ziele der „bilanziellen Energieneutralität“ nicht in Frage. Vielmehr zeigt es auf, dass Kläranlagen zu mehr in der Lage sind, als weitgehend losgelöst vom Energiemarkt und den sich dort abzeichnenden Änderungen nur auf Eigenstromproduktion zu setzen. Eine solche Konzeption erlaubt es die Langzeitspeicherpotenziale des Speichergases „Klärgas“ vollständig zu erschließen.





**Bild 6:** Statische Energiebilanz mit spezifischen Kennwerten basierend auf den Kennwerten der Kläranlagen der GK 5 für das Bezugsjahr 2035 unter optimierten Bedingungen für Klärgaserzeugung und Stromverbrauch, nach (Schäfer und Gretschel, 2016)

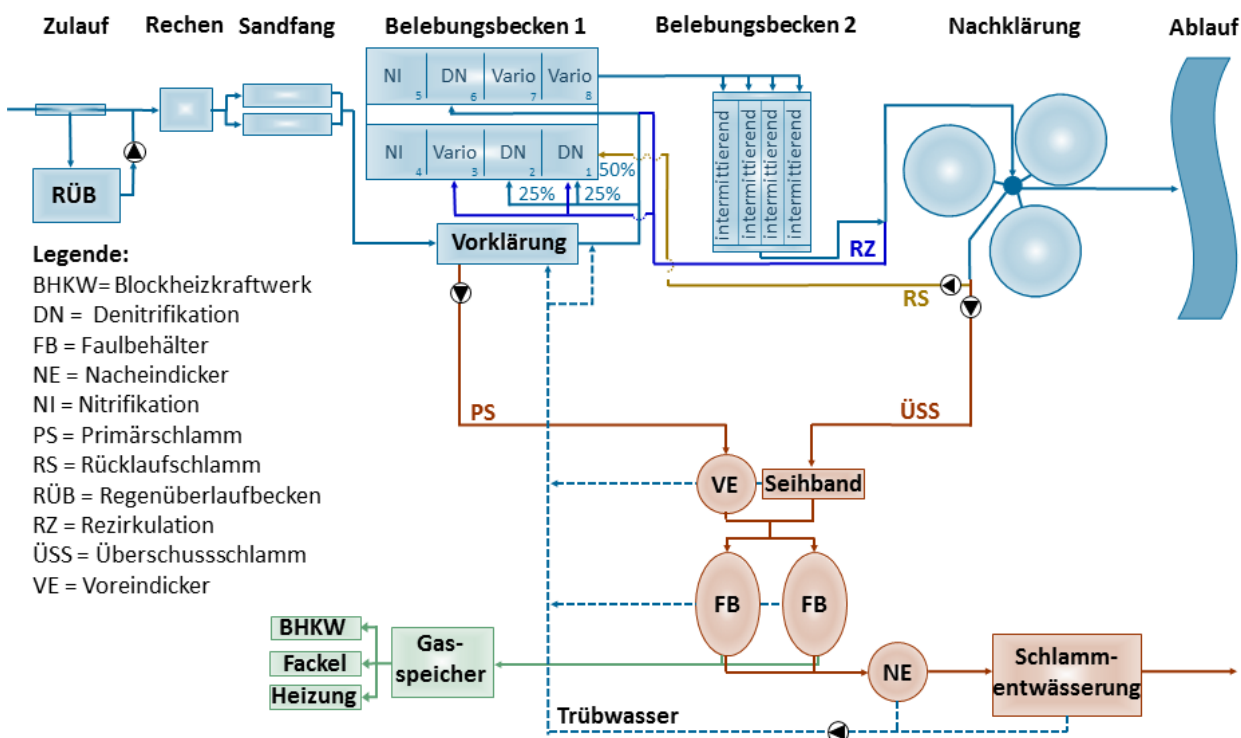
Insbesondere die Konzepte der Elektrolyse mit Einspeisung ins Gasnetz weisen ein sehr hohes Flexibilitätspotenzial (bis zu 1,7 GW negativ und 0,6 GW positiv) auf und verfügen über relevante Beiträge für eine Langzeitspeicherung von volatilem EE-Überschussstrom (> 3 TWh bei H<sub>2</sub>-Einspeisung und > 9,5 TWh bei CH<sub>4</sub>-Einspeisung). Darüber hinaus setzen die beiden Konzepte IV und V die Sektorkopplung zwischen Strom- und Gasmärkten konkret und konsequent um. Konzept V erlaubt es die Langzeitspeicherpotenziale der vorhandenen Speichergase umfangreich zu erschließen.

Der Standort Kläranlage ist insbesondere für die Elektrolysekonzepte von Bedeutung, weil dort die Stoff- und Energiekreisläufe geschlossen werden können: Die Kläranlage kann den bei der Elektrolyse anfallenden Sauerstoff nutzen (in der Belüftung oder als Grundlage für eine Ozonierung) und darüber hinaus auch die Abwärme verwerten, i. B. dann wenn das BHKW zunehmend als positiver Flexibilitätsanbieter aktiviert wird (Konzept IV), die BHKW zunehmend stromeffizienter werden oder aber ggf. in Zukunft kein BHKW mehr auf der Kläranlage betrieben wird (Konzept V). Der für eine Methanisierung erforderliche Rohstoff CO<sub>2</sub> ist im Faulgas vorhanden. Dieses kann im Rahmen der biologischen Methanisierung einspeisefähig aufbereitet werden. Damit sind Kläranlagen hervorragend geeignete Standorte zur Umsetzung der PtG- Technologie und ein potenzieller Baustein für eine bundesweite Langzeitspeicherstrategie.

Weiterlesen  
in Kapitel:  
B.3.3  
im Bericht

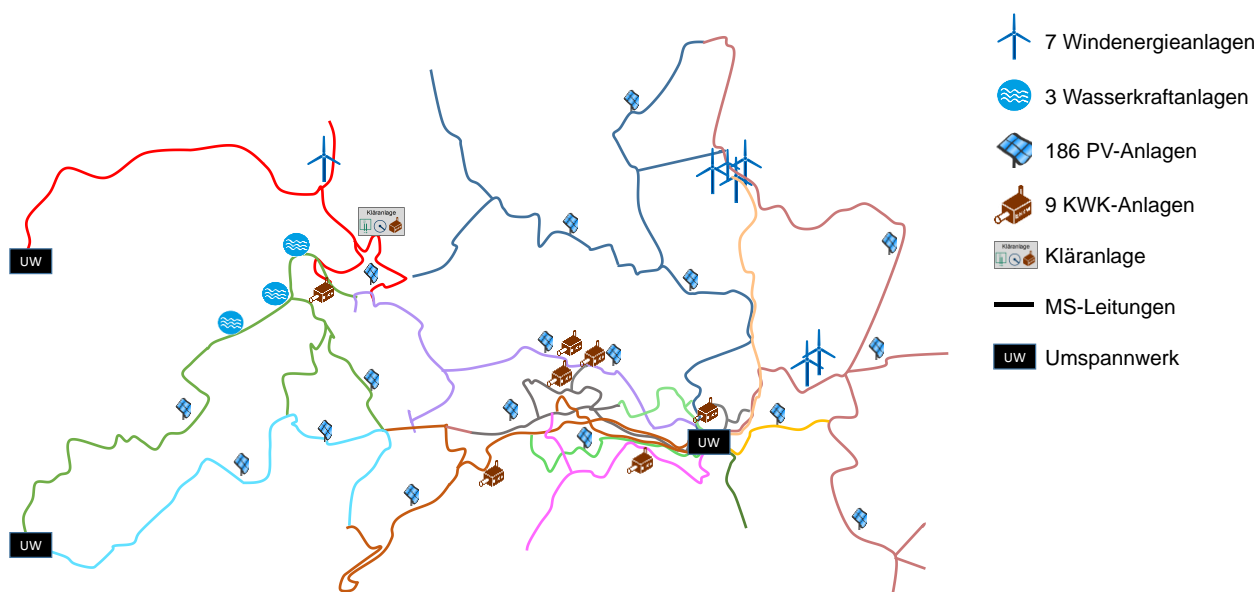
## 2.4 Modellregion Radevormwald

Die Kläranlage Radevormwald liegt in einer ländlichen Region in Nordrhein-Westfalen. Sie zeichnet sich durch einen klassischen und damit repräsentativen Aufbau einer kommunalen Kläranlage aus. Im Klärwerk Radevormwald wird das Abwasser aus Radevormwald sowie aus den Stadtteilen Lennep und Bergisch Born gereinigt. Die Kläranlage Radevormwald mit einer Ausbaugröße von  $EW = 66.700$  E gehört zu der Größenklasse 4 (AbwV Anhang 1). An der Kläranlage waren im Jahr 2014 im Durchschnitt 58.000 Einwohner (berechnet über CSB) angeschlossen. Der verfahrenstechnische Aufbau der Anlage bietet relevante Flexibilitätspotenziale vor allem in der biologischen Stufe, wengleich die tageszeitlich und meteorologisch bedingten Belastungsschwankungen der Kläranlage erheblich sind.



**Bild 7:** Fließschema der Kläranlage Radevormwald

Das Mittelspannungsnetz in Radevormwald umfasst sowohl städtisch und vorstädtisch geprägte Bereiche als auch ländliche Netzausläufer. Das Versorgungsnetz setzt sich dabei aus 144 km Mittelspannungs- und 168 km Niederspannungsnetz zusammen. Die Nennspannung auf Mittelspannungsebene beträgt 10 kV. Der Verkabelungsgrad liegt bei rund 88 % und wurde in den letzten Jahren sukzessiv erhöht. Drei Umspannwerke dienen zum Anschluss des Versorgungsgebietes an das übergelagerte 110 kV Hochspannungsnetz. Von den Umspannwerken werden über insgesamt 23 Mittelspannungsabgänge 186 Ortsnetzstationen (ONS) und 77 Kundenstationen versorgt. Die Jahreshöchstlast des gesamten Versorgungsgebietes liegt bei rund 30 MW.



**Bild 8:** Lageorientierte Darstellung des 10 kV Mittelspannungsnetzes

Die dominierende Technologie bei der dezentralen Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energiequellen ist die Windenergie. Darüber hinaus sind im Netzgebiet Photovoltaikanlagen und Wasserkraftanlagen angeschlossen (vgl. Bild 8). Im Rahmen der entwickelten Szenarien wird im Wesentlichen von einem weiteren Ausbau der Windenergie- und Photovoltaik ausgegangen.

Weiterlesen  
in Kapitel:  
B.3.1  
im Bericht

## 2.5 Flexibler Betrieb der Pilot-Kläranlage

### 2.5.1 Aggregatemanagement

Mit einer ausführlichen Analyse wurden für den Status-Quo Aggregate identifiziert, die für einen flexiblen Betrieb geeignet sind. Als Aggregatemanagement wird nachfolgend das gezielte Nutzen der Kläranlagenaggregate zur Bereitstellung von Flexibilität unter Einbeziehung der kläranlagenspezifischen Randbedingungen bezeichnet. Hierbei wird unter Einhaltung der primären Aufgabe, der Abwasserreinigung und Schlammbehandlung, und einem vorausgesetzten energieeffizienten Betrieb der Anlagenteile ein methodisches Vorgehen vorgestellt, um freie Kapazitäten für einen flexiblen Betrieb kurzzeitig zu nutzen. Mit Hilfe des entwickelten Vorgehens, den entsprechenden Kennzahlen und Kontrollparametern sowie deren Überprüfung kann diese Managementstrategie als Hilfestellung zur Erfassung und Hebung von Flexibilitätspotenzialen auf Kläranlagen dienen.

Insgesamt wurden für die Pilotanlage Radevormwald 10 Aggregate bzw. Aggregatgruppen, ergänzend zu den BHKW und NEA, identifiziert und ausführlich hinsichtlich ihres Flexibilitätspotenzials untersucht. Die betrachteten Aggregate sind nachfolgend aufgeführt:

- Sandfanggebläse
- Belüftung (Biologische Stufe)
- Rührwerke (Biologische Stufe)
- Rezirkulationspumpen
- Rücklaufschlammumpen
- Rührwerke (Faulturm)
- Heizschlammpumpe (Faulturm)
- Rohschlammpumpe (Faulturm)
- Kammerfilterpresse
- Maschinelle Überschussschlammeindickung

Für die Beurteilung der Flexibilität der Aggregate wurden Abschaltversuche durchgeführt. Mit den Abschaltversuchen der Gebläse der biologischen Stufe konnte gezeigt werden, dass das Abschalten der kompletten Belüftung für 60 min zu keiner signifikanten Verschlechterung der Reinigungsleistung der Kläranlage führt. Das Abschalten der RS-Pumpen für 120 min führte ebenfalls zu keiner signifikanten Verschlechterung der Reinigungsleistung der Kläranlage. Somit konnte gezeigt werden, dass die RS-Pumpen genauso wie die Gebläse für die Flexibilitätsdienstleistung angeboten werden können. Zusätzlich wurden auf zwei weiteren Anlagen des Wupperverbandes Abschaltversuche durchgeführt, die ebenfalls positiv verlaufen sind.

Auf Grundlage umfassender Literaturlauswertung, eigener Untersuchungen und den Erfahrungen bei der Umsetzung auf der Pilotanlage Radevormwald sind in Tabelle 4 Kennwerte zur Bereitstellung von Flexibilität zusammengestellt. Hierbei wurden Abschaltzeiten, Regenerationszeiten und Kontrollparameter für die einzelnen Aggregate zusammengestellt, um negative Auswirkungen auf den Reinigungsbetrieb auszuschließen bzw. zu minimieren. Die entwickelten Kennwerte sind als erste allgemeine Anhaltswerte zur Flexibilisierung der Aggregate zu verstehen. Diese können nicht uneingeschränkt übertragen werden, vielmehr sind die individuellen Randbedingungen der jeweiligen Kläranlage zu berücksichtigen. Eine Bewertung der einzelnen Aggregatgruppen zur Flexibilitätsbereitstellung erfolgt in Tabelle 5.

Weiterlesen  
in Kapitel:  
B.3.3  
im Bericht

**Tabelle 4: Übersicht der untersuchten Aggregate inkl. Kenngrößen zur Bereitstellung von Flexibilität auf der Kläranlage Radevormwald, (verändert nach (Schäfer et al. 2017a) )**

Aggregatgruppe	Kontrollparameter	Abschalt-dauer (min./max.)	Zu-schalt-dauer (min./max.)	Rege-nera-tions-zeit	Anfahrzeit	Abfahrzeit
		[min]	[min]	[min]	[s]	[s]
Sandfang (intermittierende Belüftung)	<ul style="list-style-type: none"> <li>Zulaufwassermenge</li> <li>Mindestbelüftungszeit</li> </ul>	5 - 60	5 - 60	30	60	60
Belebungsbecken 1+2 (intermittierende Belüftung)	<ul style="list-style-type: none"> <li>NH<sub>4</sub>-Konzentration (biol. Stufe &amp; Ablauf Nachklärung)</li> <li>Zulauffracht (NH<sub>4</sub>-/ CSB)</li> </ul>	5 - 120	-	15	10	5
Belebungsbecken 1 (Rührwerk, intermittierend)	<ul style="list-style-type: none"> <li>Mindestlaufzeit</li> <li>Schaltzyklen</li> </ul>	15 - 30	15 - 40	30	60	60
Rücklaufschlamm-pumpen	<ul style="list-style-type: none"> <li>Zulaufwassermenge</li> <li>Schlamm Spiegel</li> </ul>	5 - 120	-	60	60	5
Rezirkulations-pumpen	<ul style="list-style-type: none"> <li>NO<sub>3</sub>-Konzentration (Ablauf Belebungsbecken)</li> </ul>	5 – 1.440	-	30	60	60
Heizschlamm-pumpe (Faulturm 1+2)	<ul style="list-style-type: none"> <li>Temperatur (min/max)</li> </ul>	15 – 1.440	15 – 1.440	60	10	5
Rohschlamm-pumpe (Faulturm 1+2)	<ul style="list-style-type: none"> <li>Füllstand Voreindicker/ Vorlagebehälter (min/max)</li> </ul>	15 - 360	-	60	120	60
Rührwerke (Faulturm 1+2)	<ul style="list-style-type: none"> <li>Mindestlaufzeit,</li> <li>Schaumbildung</li> </ul>	15 - 30	-	15	180	60
Seihbandanlage/ ÜSS-Pumpen	<ul style="list-style-type: none"> <li>Trockensubstanzgehalt<sup>2</sup> (Belebungsbecken) bzw. ÜS-Entnahme</li> <li>Anlagenbesetzung</li> </ul>	-	120 – 1.440	15	60	900
Kammerfilterpresse 1+2	<ul style="list-style-type: none"> <li>Füllstand Nacheindicker (min/max)</li> <li>Anlagenbesetzung (Personal)</li> </ul>	-	120	60	120	120
BHKW 1+2	<ul style="list-style-type: none"> <li>Füllstand Gasspeicher (min/max)</li> <li>max. Schaltvorgänge</li> </ul>	5 - 1,440	5 – 1.440	5/30*	180	300
NEA	<ul style="list-style-type: none"> <li>Füllstand Treibstoffspeicher (min/max)</li> <li>Max. Nutzungsstunden</li> </ul>	-	15 - 240	2.5	60	30
	* negative Flexibilität/positive Flexibilität					

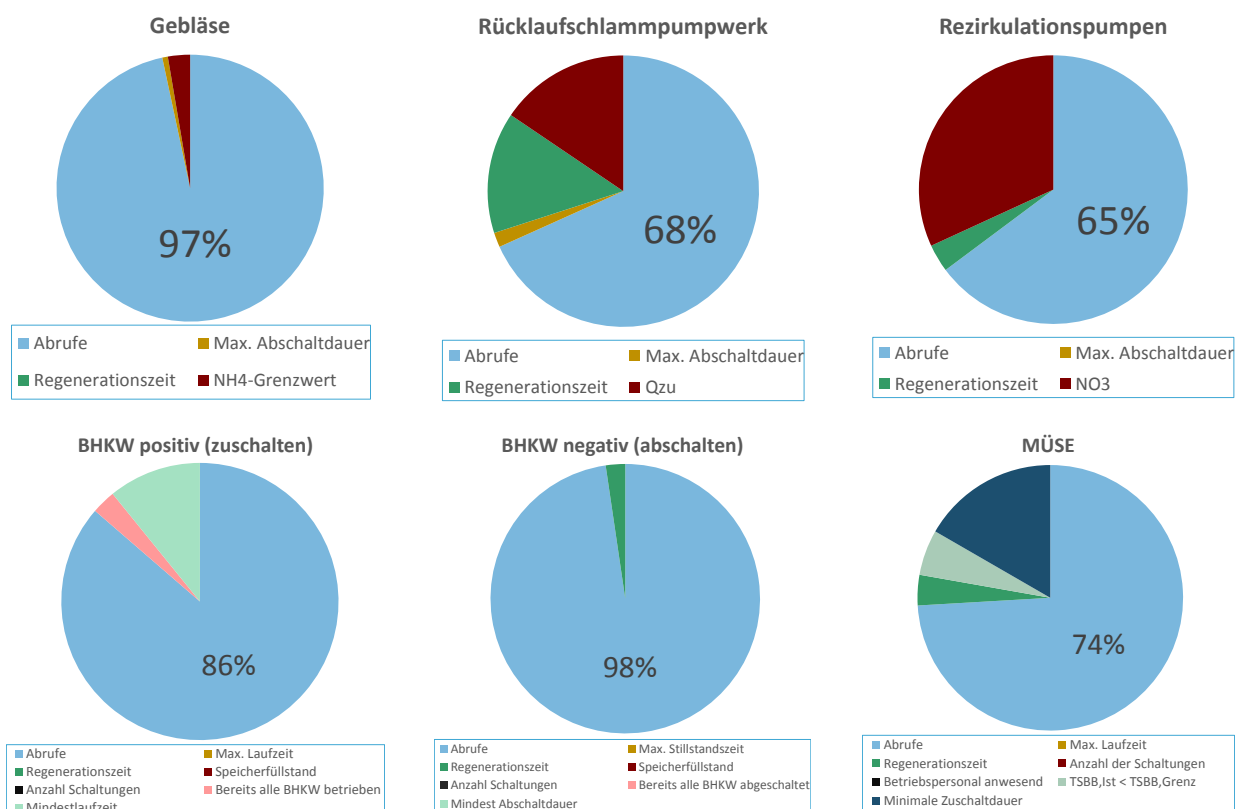
Tabelle 5: Zusammenfassende Bewertung der Aggregatgruppen als Flexibilitätsoptionen

Aggregatgruppe	Flexibilität	Leistungs- potenzial	Einbin- dung	Bemerkung zu möglichen Auswirkungen
Zulaufhebewerk	+	Gering - Mittel	Bedingt möglich	- Stark abhängig vom vorgelagerten Kanalnetz - Unterscheidung von unterschiedlichen Grenzwerten in Tag/Nacht sinnvoll
Sandfang	+	Gering - Mittel	Bedingt möglich	- Absetzen von org. Substanzen beachten - Wenig Spielraum zur Abschaltung bei guter FU-Steuerung
Belebungsbecken (Belüftung)	+ / -	Groß	Gut mög- lich	- Bei längeren Abschaltungen auf Änderung der Biozönose achten - Phosphor Rücklösung durch lange Anaerobzeiten möglich - Möglichkeit der Überbelüftung prüfen
Belebungsbecken (Rührwerke)	+	Mittel	Möglich	- Absetzverhalten prüfen - Abschaltung mit Belüftung ggf. nicht möglich
Rücklaufschlamm- pumpen	+ / -	Mittel	Gut mög- lich	- TS-Gehalt in der Belebung kann durch längere Abschaltung und großen Zufluss zu stark sinken
Rezirkulationspum- pen	+ / -	Gering	Gut mög- lich	- Je nach Anlagenbelastung Schwankungen im NO <sub>3</sub> -Ablauf
Heizschlammpumpe (Faulturm)	+ / -	Gering	Möglich	- Anpassung der Temperatur kann Auswirkungen auf die Biogasproduktion haben - Veränderungen in der Biozönose bei Temperaturen > 40°C über längere Zeiträume
Rohschlammpumpe (Faulturm)	+	Gering	Möglich	- Biogasproduktion abhängig von der Beschickung
Rührwerke (Faulturm)	+	Mittel	Bedingt möglich	- Auf Schaumbildung prüfen - Biogasproduktion könnte sinken - Absetzverhalten prüfen
Seihbandanlage/ ÜSS-Pumpen	-	Mittel	Möglich	- Abhängig von Relation des ÜSS-Anfalls und Aggregatleistung
Kammerfilterpresse	-	Mittel	Möglich	- Vorgang meist nicht zu unterbrechen - Meist nur im Schichtbetrieb möglich, da im Anschluss die Reinigung erfolgt
BHKW	+ / -	Groß	Gut mög- lich	- Schaltzyklen ggf. reglementiert (Garantieanspruch)
NEA	-	Groß	Gut mög- lich	- Je nach Speichergröße erhöhter Aufwand bei der Treibstoffbewirtschaftung

## 2.5.2 Analyse der Auswirkungen auf der Kläranlage (Modelltechnische Abbildung)

Um den Einfluss eines flexibilisierten Kläranlagenbetriebs auf Reinigungsleistung, Energieproduktion und Fremdbezug über einen längeren Zeitraum zu beurteilen, wurden die biologischen Prozesse der Abwasserreinigung und der Schlammbehandlung in dem Simulationsmodell ‚SIMBA‘ abgebildet. Die unterschiedlichen innovativen Anlagenkonzepte für die Bereitstellung von Flexibilität (vgl. Tabelle 3 Anlagenkonzepte) wurden in das Modell eingebunden. Für das Anlagenkonzept I wurde der flexibilisierte Betrieb von Gebläsen, Rücklaufschlamm-pumpen, Rezirkulationspumpen, maschineller Überschussschlammeindickung und BHKW berücksichtigt. Über aggregatespezifische Restriktionen (u. a. Ammoniumkonzentration im Ablauf der Belebung, Regenerationszeiten der Aggregate, Schalthäufigkeiten) wurde gewährleistet, dass der flexible Betrieb keine bzw. nur äußerst geringfügige Auswirkungen auf die Reinigungsleistung und die Betriebsabläufe der Kläranlage hat.

Im Folgenden werden beispielhaft die Ergebnisse eines flexiblen Betriebs für die untersuchten Aggregate der Kläranlage Radevormwald für den Betrachtungszeitraum 2035 für die Minutenregelleistung (MRL) dargestellt (vgl. Bild 9). Bei der MRL 2035 konnten die Abschaltensignale für die Gebläse unter Einhaltung der festgelegten Restriktionen zu 97 % bedient werden. Die Flexibilitätsbereitstellung der Rücklaufschlamm-pumpen und Rezirkulationspumpen sind im Vergleich zu den Gebläsen geringer. Die Rücklaufschlamm-pumpen werden hauptsächlich durch die Restriktion „Q<sub>zu</sub>“ begrenzt, um bei großen Wassermengen die Rückführung des TS-Gehaltes aus der Nachklärung in die Belebung zu gewährleisten. Die Flexibilität der Re-zirkulationspumpen wird überwiegend über den Nitratgehalt im Ablauf der Belebung begrenzt, um eine ausreichende Denitrifikation sicherzustellen. Das Zuschalten der BHKW (positive Flexibilität) konnte bei MRL 2035 für 86 % der angefragten Signale bedient werden. Das Zuschalten wurde überwiegend durch die Mindestlaufzeit begrenzt. Das Abschalten der BHKW (negative Flexibilität) konnte bei MRL 2035 für 98 % der Anfragen durchgeführt werden.



**Bild 9:** Simulationsergebnisse zur Bereitstellung von pos./neg. Flexibilität aufgrund von Marktsignalen des Jahres 2035 (MRL)

Die Simulationen zeigen, dass eine Flexibilisierung der vorhandenen Verfahrenstechnik ohne eine Verschlechterung der Reinigungsleistung möglich ist. Die Aggregate mit der höchsten Leistung (Gebläse und BHKW) sind dabei am besten geeignet. Die Gebläse haben aufgrund schwankender Anlagenbelastung eine relativ hohe Varianz bei der bereitgestellten Leistung. Bei den BHKW kann immer eine definierte Leistung angeboten werden, sofern ein Betrieb in Teillast vermieden wird. Im Allgemeinen ist die Eignung eines Aggregats abhängig von der Charakteristik des betrachteten Marktes (Dauer der Abrufe, Häufigkeit der Abrufe, Prognostizierbarkeit/Planbarkeit). Durch die Flexibilisierung erhöht sich die Einspeisung ins Stromnetz zeitweise zwangsläufig (Erhöhung der Stromproduktion bei gleichzeitigem Abschalten von Verbrauchern). Bei Wiederanfahren zuvor abgeschalteter Verbraucher ergeben sich Leistungspeaks, welche allerdings durch eine Anpassung der Automatisierung vermieden werden könnten.

Im Konzept II wurde die Bereitstellung von Flexibilität durch die Erzeugung von Druckluft bzw. Reinsauerstoff mit EE-Überschussstrom untersucht. Bei beiden Konzepten werden die theoretisch substituierte Luftmenge und Stromverbrauch berechnet. In den innovativen Konzepten II-V werden die Einbindung einer Elektrolyse, die Nutzung der anfallenden Stoffströme und die erforderliche Speicherauslegung auf der Klär-



anlage beurteilt. Die bei der Elektrolyse anfallenden  $H_2$ -Mengen und unterschiedlichen Nutzungspfade ( $H_2$ -BHKW /  $H_2$ -Einspeisung / Methanisierung) werden für ein Jahr berechnet.

Die bei der Elektrolyse anfallenden Reinsauerstoffmengen liegen bei allen untersuchten Konzepten in einer Größenordnung, so dass sie in der biologischen Stufe gut eingesetzt werden und einen Teil der Belüftungsenergie substituieren können.

Weiterlesen  
in Kapitel:  
B.3.4  
im Bericht

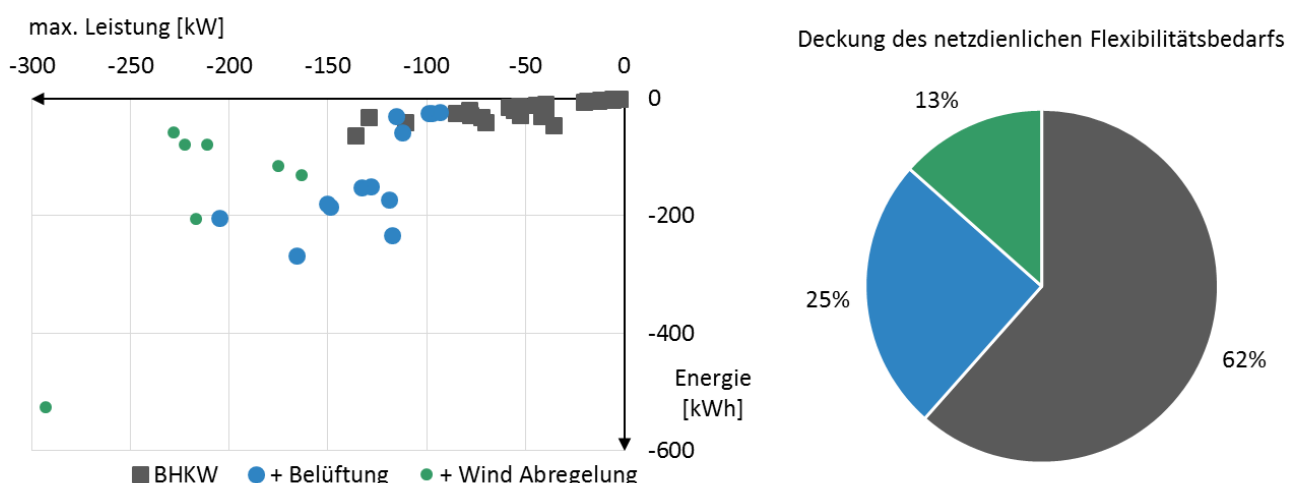
## 2.6 Analyse des Mittelspannungsnetzes

Im betrachteten Netzgebiet kommt es im Rahmen der untersuchten Szenarien zu Spannungsbandverletzungen, die durch den Ausbau der Erneuerbaren Energien bedingt sind. Diese treten zeitlich sehr selten und sehr kurz auf und unterliegen keiner klaren Tages- oder Jahreszeitcharakteristik.

Der im Netzmodell berechnete Netzkapazitätskorridor dient als Eingangsgröße für das Kläranlagenmodell und die dynamische Simulation. Mit diesem Ansatz lässt sich analysieren, ob der Flexibilitätsbedarf durch die Kläranlage gedeckt werden kann und welche Auswirkungen eine netzdienliche Fahrweise auf den Betrieb der Kläranlage hat. Durch mehrere Simulationsläufe mit und ohne Berücksichtigung der Netzrestriktionen und mit unterschiedlichen Betriebs- und Vermarktungsstrategien lassen sich die Auswirkungen auf Netz- und Anlagenbetrieb ohne erneute Netzberechnung erfassen.

Der überwiegende Anteil des Flexibilitätsbedarfs (62 %) kann im Fallbeispiel durch die kurzzeitige Abschaltung des Klärgas-BHKW gedeckt werden. Für weitere 25 % der Fälle ist die Zuschaltung weiterer Belüftungsaggregate erforderlich und als Ultima Ratio wird in 13 % der Fälle noch die Windenergieanlage teilweise abgeregelt. Ohne die Flexibilität der Kläranlage wäre dies sonst in allen Fällen erforderlich (ca. 3,4 MWh/a). Der Anteil der abgeregelten Energie kann durch die Flexibilität der Kläranlage um 92 % reduziert werden.

Die Simulationsergebnisse zeigen, dass der Einsatz der Kläranlagenflexibilität grundsätzlich möglich ist und eine sinnvolle Option zur Reduzierung der abgeregelten Energie darstellt. Neben der Kläranlage können aber auch noch weitere Flexibilitätsoptionen im kritischen Netzabschnitt vorhanden sein. Die Sensitivität (Hebelwirkung) einer netzdienlichen Flexibilitätsbereitstellung ist abhängig vom Anschlusspunkt im Netzgebiet. D.h. um beispielsweise eine Spannungsbandverletzung zu beheben, sind je nach Anschlusspunkt unterschiedlich hohe Leistungsänderungen erforderlich. Darüber hinaus ist es für den Netzbetreiber erstrebenswert, die Flexibilitätsoption einzusetzen, die für ihn die geringsten Kosten verursacht.



**Bild 10:** Leistungs-Energie-Diagramm des netzdienlichen Flexibilitätsbedarfs und Deckung durch Flexibilitätsoptionen im OG-2035

Im Rahmen der Netzplanung müssen identifizierte Engpässe und Schwachstellen durch geeignete Netzaus- und Umbaumaßnahmen behoben werden. Hierfür stehen dem Netzbetreiber in der Regel mehrere konven-

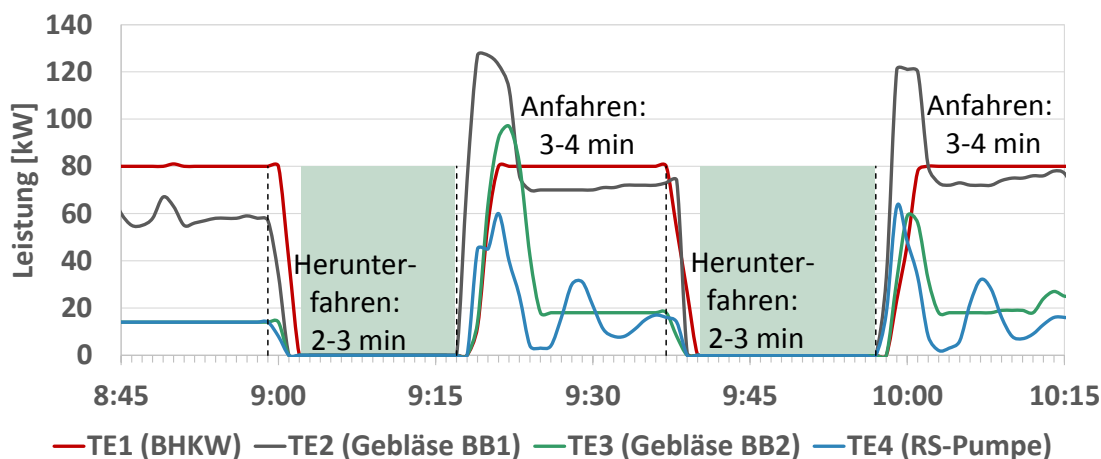
tionelle und innovative Handlungs- und Technologieoptionen zur Verfügung. Diese müssen in der Netzplanung entsprechend modelliert und unter technischen wie wirtschaftlichen Gesichtspunkten bewertet werden. Im Rahmen dieses Projektes wurden mehrere Planungsvarianten ausgearbeitet, die jeweils den bevorzugten Einsatz einer bestimmten Technologie beinhalten. Sie dienen anschließend als Vergleichsvarianten für die Netzauslegung unter Berücksichtigung der Kläranlagenflexibilität.

Aus dem Vergleich der unterschiedlichen Handlungsalternativen des Netzbetreibers geht ein grundsätzlicher Vorteil der Netzzustandsüberwachung hervor. Im Rahmen der konventionellen Planungsvariante ist in allen Szenarien ein Kabelausbau erforderlich, obwohl es in der Zeitreihenbetrachtung noch zu keiner Grenzwertverletzung kommt. Dies ist dadurch begründet, dass bei der Festlegung der Worst-Case-Betriebspunkte in der konventionellen Planung strukturell mehr Sicherheitsreserve eingeplant werden muss, da im Zweifel keine nachträgliche Eingriffsmöglichkeit mehr besteht. In der Zeitreihenbetrachtung tritt dieser Worst-Case-Betriebspunkt dann oftmals nicht auf. Bei der Zustandsüberwachung kann die vorhandene Netzkapazität per se besser ausgenutzt werden, da im Falle einer Grenzwertverletzung diese identifiziert wird und betriebliche Maßnahmen (Flexibilitätseinsatz) ergriffen werden können.

Weiterlesen  
in Kapitel:  
B.4 & B.4.4  
im Bericht

## 2.7 Integration in ein virtuelles Kraftwerk

Mit der Integration von Anlagentechnik auf der Kläranlage Radevormwald in ein virtuelles Kraftwerk wurde die technische Umsetzung des Anlagenkonzeptes I geprüft. Hierzu wurden 4 technische Einheiten (BHKW, Gebläse BB1, Gebläse BB2, RS-Pumpen) als Pool in dem virtuellen Kraftwerk der TSB angebunden und über mehrere Wochen mit realen Marktdaten aus dem Jahr 2014 betrieben. Für die Sicherstellung der Reinigungsleistung und Berücksichtigung betrieblicher Aspekte wurden Restriktionen für die einzelnen technischen Einheiten eingefügt. Für die Regelenenergieerbringung wurde im Vorfeld eine Präqualifikation der einzelnen Anlagen durchgeführt. Bild 11 zeigt, dass die Kläranlage mit ihren Stromverbrauchern und Stromerzeugern aus technischer Sicht die Regelleistung erbringen kann. Die Stromverbraucher (Gebläse, RS-Pumpen) weisen einen erhöhten Leistungsbezug beim Anfahren der Aggregate auf, dies kann durch eine Begrenzung der maximalen Leistungsaufnahme unterbunden werden.



**Bild 11:** Doppelhöckertest für alle vier technischen Einheiten auf der KA Radevormwald

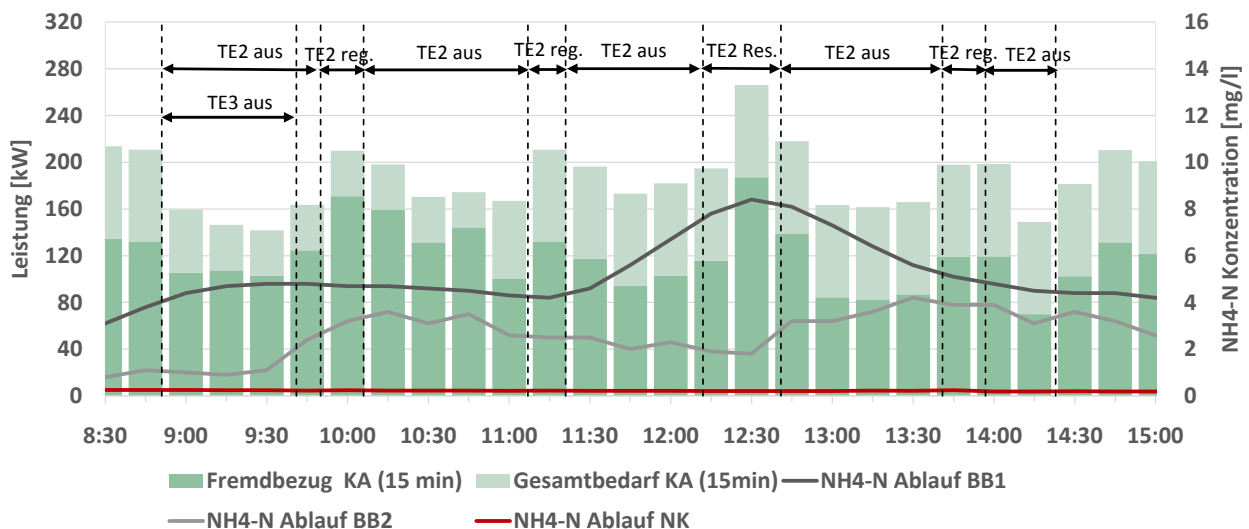
Die durchgeführten Versuche haben gezeigt, dass die Kläranlage mit ihren Aggregaten bis zu 200 kW positive und bis zu 80 kW negative Flexibilität bereitstellen kann. Diese Flexibilität kann mehrmals am Tag zur



Verfügung gestellt werden. Durch die Restriktionen, die für den Erhalt der Reinigungsleistung der Kläranlage aufgestellt wurden, wird die Flexibilität bereitstellung nur geringfügig vermindert. Die Bereitstellung auch langer Marktsignale, die z. B. zum Abschalten der Gebläse für bis zu 60 min führen können, haben keine signifikanten Auswirkungen auf die  $\text{NH}_4\text{-N}$  Ablaufwerte auf der Kläranlage Radevormwald (siehe Bild 12) und stimmen gut mit den Ergebnissen der dynamischen Simulation überein.

Für den Betreiber des virtuellen Kraftwerkes scheint es sinnvoll zu sein, dass der Pool nicht nur aus den Kläranlagen, sondern auch aus anderen Anlagen besteht. Dadurch kann die Sicherheit für die Verfügbarkeit der Regelleistung besser gewährleistet werden, wenn die Aggregate auf der Kläranlage witterungsabhängig keine Regelleistung aufgrund systembedingter Restriktionen erbringen können, z.B. bei erhöhten Mischwasserzuflüssen.

Weiterlesen  
in Kapitel:  
B.4 & B.4.6  
im Bericht



**Bild 12:** Bereitstellung von positiver Regellenergie durch das Abschalten der Gebläse BB1 und BB2 und die Auswirkung auf die Ablaufwerte

## 2.8 Wirtschaftlichkeit

### 2.8.1 Wirtschaftliche Bewertung des Flexibilitätspotenzials der unterschiedlichen Anlagenkonzepte

In der wirtschaftlichen Bewertung wird der Einsatz der verschiedenen Energieversorgungskonzepte unter heutigen Bedingungen für das Bezugsjahr 2014 und für das Jahr 2035 untersucht. Zu den wirtschaftlichen Einflussfaktoren zählen unter anderem die Investitionskosten, die Energiepreise und die Gesetzgebung, insbesondere KWKG oder EEG. Da auch die zukünftige Energieversorgung der Kläranlagen im Jahr 2035 zu betrachten ist, spielt die zeitliche Entwicklung der rechtlichen Rahmenbedingungen und damit einhergehend die Strompreisentwicklung, vor allem der Zeitpunkt der Inbetriebnahme einer Energieversorgungsanlage eine wesentliche Rolle. Die Wirtschaftlichkeitsbetrachtung erfolgt in Anlehnung an die VDI-Richtlinie 2067. Nach der Annuitätenmethode werden aus abgeschätzten Investitionskosten für die Maschinen- und Bautechnik sowie für Gasspeicher und Kommunikationstechnik die zugehörigen Kapitalkosten bestimmt. In den Verbrauchskosten werden die Kosten für den Strombezug aus dem Netz der allgemeinen Versorgung, und die Stromkosten der Hilfsenergie für die Energieerzeugungsanlagen berücksichtigt. Die Betriebskosten setzen sich u. a. aus Wartungs-, und Instandsetzungskosten sowie sonstigen Kosten wie Steuern, Versicherung, Planung und Unvorhergesehenes zusammen.

Aufgrund der Preisentwicklungen an den betrachteten Strommärkten bis 2035, könnten künftig die Verbrauchergruppen auf der Kläranlage sowie die Langzeitspeicher (PtG) die negativen Preisspitzen sowie den Mehrbedarf bei der positiven SRL vermehrt nutzen. Aufgrund dessen wird die Summe der obengenannten Kostenarten den Erlösen aus der Stromvergütung sowie den Einnahmen aus dem Verkauf von erzeugten Gasen wie z. B. Methan, Einnahmen für die vermiedenen Kosten für den Bezug für reinen Sauerstoff und Einnahmen aus der Stromvermarktung am Regelleistungsmarkt und an der Strombörse gegenübergestellt und anschließend das Jahresergebnis ermittelt.

Für die Kläranlage Radevormwald (58.000 E) sind die Konzepte I MRL und I SRL in beiden Betrachtungsjahren wirtschaftlich darstellbar.

Von den Konzepten IIIa, IIIb, IV und V lässt sich in beiden Betrachtungsjahren keine Wirtschaftlichkeit darstellen. Dort müssen noch weitere bzw. höhere Einnahmen generiert werden oder die Investitionskosten der Technologien wie PEM-Elektrolyseur oder Methanisierungsreaktoren müssen sich zukünftig stärker verringern.

Die Musterkläranlagen stellen sich in ähnlicher Form dar. In der Musterkläranlage 20.000 E kann neben den Konzepten I MRL und I SRL auch das Konzept IIa VPSA in beiden Jahren wirtschaftlich dargestellt werden. Im Jahr 2014 amortisiert sich das Konzept in 44 Jahren und im Betrachtungsjahr 2035 bereits nach 36 Jahren.

Für die Musterkläranlagen mit 150.000 E und 50.0000 E im Bezugsjahr 2014 sowie im Jahr 2035 lässt sich keines der Konzepte II bis V wirtschaftlich darstellen. Die Sensitivitätsanalyse und die anschließende Wirtschaftlichkeitsbetrachtung unter veränderte Strompreisbestandteile für das Betrachtungsjahr 2035 haben gezeigt, dass sich die gesetzlichen Regelungen bezüglich der Vermarktung von Strom aus erneuerbaren Energien noch deutlich verändern müssen. Erst durch den Wegfall der Strompreisbestandteile der am Netz gekoppelten Umlagen, Netznutzungsentgelte, Konzessionsabgabe und der Stromsteuer konnte eine Wirtschaftlichkeit in der Zukunft für die Konzepte IV und V exemplarisch für Radevormwald dargestellt werden. Im Jahr 2035 wäre mit veränderten Strompreisbestandteilen das Konzept IV in weniger als 8 Jahren amortisiert und auch Konzept V wäre in fast 15 Jahren wirtschaftlich durchführbar.

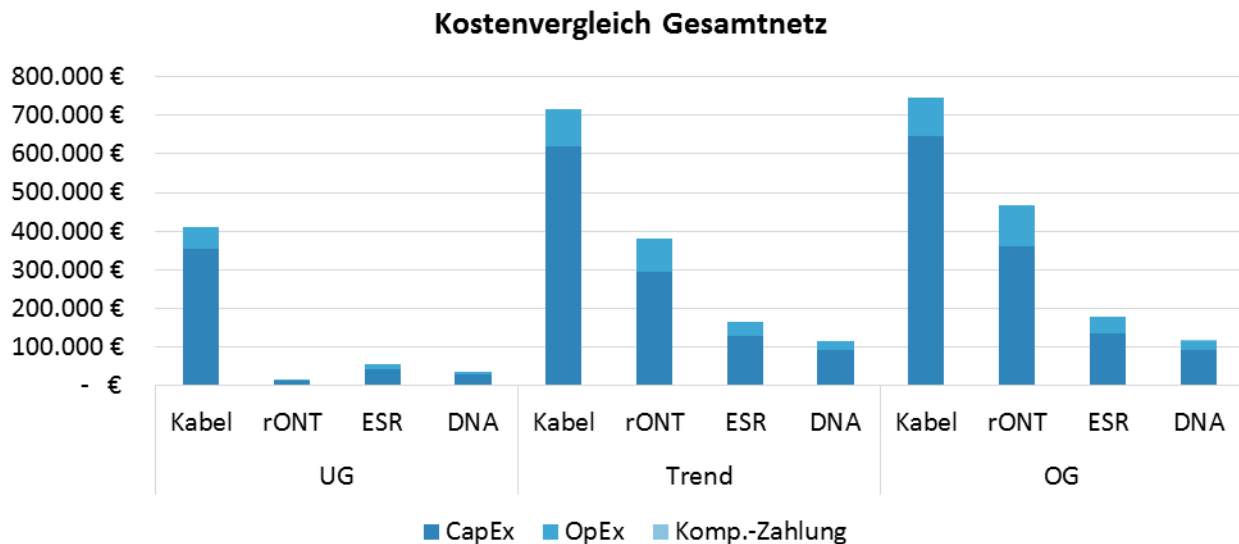
Die Verringerung der Investitionskosten für die innovativen Technologien wie der PEM-Elektrolyse oder des Methanisierungsreaktors im Jahr 2035 hat voraussichtlich nicht allein die Kraft die Umsetzung wirtschaftlich darzustellen. Einen größeren Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit hat die Verringerung der Strompreisbestandteile. Bisher ist die Befreiung bestimmter Strompreisbestandteile nur bei Eigenstromversorgung und Direktlieferung ohne das Durchleiten durch das Netz der allgemeinen Versorgung möglich, sowie im Rahmen der Privilegierung von Elektrolyseuren nach § 118 Abs. 6 EnWG (Befreiung von Netzentgelten).

Die Reduzierung der Stromnebenkosten (EEG-Umlage, Netznutzungsentgelt, netzentgeltbedingte Abgaben, Konzessionsabgabe, Stromsteuer) würde einen wesentlichen Beitrag zur Wirtschaftlichkeit der untersuchten Anlagenkonzepte leisten. Zur Förderung von flexiblen Verbrauchern, hier der Kläranlage, bzw. zukünftig erforderlichen Langzeitspeichern (Power-to-Gas-Anlagen), ist eine temporäre (dynamische) Reduzierung oder Befreiung von einzelnen Strompreisbestandteilen denkbar. Insbesondere netzdienliche oder systemdienliche Einsatzzwecke sollten nicht durch den Ordnungsrahmen gehemmt werden. Neben der Entfaltung von Anreizen für Flexibilitäten sind Änderungen im Ordnungsrahmen aber auch stets hinsichtlich weiterer Kriterien, wie z.B. Diskriminierungsfreiheit, Transparenz, Verteilungswirkungen, Finanzierung von Infrastruktur und Gesetzeszielen etc., zu prüfen.

Weiterlesen  
in Kapitel:  
B.5  
im Bericht

## 2.8.2 Wirtschaftliche Bewertung des erforderlichen Netzausbaus und der Handlungsalternativen

Der aggregierte Kostenvergleich für das gesamte Netzgebiet wird in Bild 13 dargestellt. Zusammenfassend lässt sich festhalten, dass mindestens eine der innovativen Ausbauoptionen - regelbare Ortsnetztransformatoren (rONT), Einzelstrangregler (ESR) und die dezentrale Netzautomatisierung zur Nutzung von Flexibilität (DNA) - stets deutlich günstiger sind als der konventionelle Netzausbau. In Netzbereichen, in denen nur eine geringe Anzahl von Ortsnetzstationen zum rONT umgerüstet werden muss, kann dies eine sinnvolle Variante sein. Ansonsten ist die dezentrale Netzautomatisierung unter Einbeziehung von Flexibilitäten die kostengünstigste Lösungsoption. Bereits der Einbau der Zustandsüberwachung und die Schaffung von Eingriffsmöglichkeiten erlaubt eine effizientere Ausnutzung der Netzkapazität, da hierfür andere Planungsansätze verwendet werden können. Des Weiteren ist die tatsächliche Entwicklung der Versorgungsaufgabe mit vielen Unsicherheiten verbunden. Der Einbau eines Smart-Grid-Systems hilft dabei, die Entwicklungen ohne größere Investitionen zu beobachten. Die Gefahr von „stranded investments“ kann dadurch reduziert werden.



**Bild 13:** Kostenvergleich der Netzausbauvarianten je Szenario (Barwert 2015) im gesamten Netzgebiet

### 2.8.3 Kosten-Nutzenanalyse unter Berücksichtigung des Netzausbaus

In den untersuchten Fällen ist der Anteil der abzuregelnden Energie aus Erneuerbaren Energiequellen vergleichsweise gering. Da hierfür insgesamt nur geringe Kompensationszahlungen fällig wären, sind die Erlösmöglichkeiten für alternative Flexibilitätsoptionen ebenfalls relativ gering. In Netzgebieten, in denen die Abregelung näher an der 3 % Grenze oder darüber hinaus liegt, können sich aber deutlich höhere Erlösmöglichkeiten ergeben. Ebenfalls könnten rechtliche Änderungen hinsichtlich der Abregelung Erneuerbarer Energiequellen (z.B. ein Vorrang für speicherfähige Flexibilitätsoptionen) die Erlössituation verbessern. Eine solche Änderung wäre allerdings auch aus Kostensicht der Netzbetreiber und letztlich der Netznutzer zu beleuchten.

Weiterlesen  
in Kapitel:  
B.5 & B.5.3  
im Bericht

## 2.9 Rechtliche und politische Rahmenbedingungen

### 2.9.1 Energierechtliche Rahmenbedingungen

Der rechtliche Rahmen für den Betrieb dezentraler Stromerzeugungs- sowie Speicheranlagen ist derzeit wenig einheitlich und rechtlich kompliziert.

Für den dezentral im BHKW erzeugten Strom lässt sich eine Reihe von Privilegien in Anspruch nehmen. Vor allem fallen keine Netzentgelte und die hieran anknüpfenden Umlagen an, wenn der Strom in einer Kundenanlage und ohne Netzdurchleitung erzeugt und verbraucht wird. Betreibt der Verbraucher des Stroms die Stromerzeugungsanlage als Eigenerzeuger selbst, kann er vom sog. Eigenstromprivileg profitieren. Für sog. Bestandsanlagen, die bereits vor dem 01.08.2017 zur Eigenerzeugung genutzt wurden, bedeutet dies das vollständige Entfallen der EEG-Umlage. Für alle anderen Anlagen im Sinne von § 61b EEG 2017 reduziert sich die EEG-Umlage auf 40 Prozent. Schließlich können Betreiber von KWK-Anlagen, insbesondere kleineren Blockheizkraftwerken, von der Förderung nach dem KWKG sowie von der Stromsteuerbefreiung des § 9 Abs. 1 Nr. 3 StromStG profitieren.

Power-to-Gas-Anlagen werden an einzelnen Stellen im Gesetz privilegiert. Der für den Betrieb eines Elektrolyseurs aus dem Netz der allgemeinen Versorgung bezogene Strom wird nach § 118 Abs. 6 EnWG für die Dauer von zwanzig Jahren ab Inbetriebnahme von den Netzentgelten befreit. Die EEG-Umlage fällt auf den Strom, der im Elektrolyseur verbraucht wird, unter bestimmten Umständen ebenfalls nicht an. Daneben kann unter Beachtung der gesetzlichen Vorgaben des EEG auch für den aus sog. Speichergas produzierten Strom eine Förderung in Anspruch genommen werden. Damit besteht grundsätzlich auch eine Möglichkeit der „Vermarktung“ des Speichergases. Daneben wird die Einspeisung von Wasserstoff und Methan in das

Erdgasnetz unter bestimmten Voraussetzungen besonders privilegiert, etwa hinsichtlich des Netzanschlusses, der Bilanzierungsvorgaben für den Transport über das Erdgasnetz oder hinsichtlich der Berechtigung, ein besonderes Einspeiseentgelt zu beziehen.

Hinsichtlich weiterer Einsatzmöglichkeiten des erzeugten Wasserstoffs – d.h. neben der Einspeisung in das Erdgasnetz und der anschließenden Verstromung, etwa im Verkehrssektor oder in der Industrie – bestehen aktuell insoweit ebenfalls einige Unsicherheiten. Die zum 01.01.2018 in Kraft tretende 37. BImSchV sieht vor, dass der zur Erzeugung des Wasserstoffs eingesetzte Strom nicht aus einem Netz der allgemeinen Versorgung entnommen worden sein darf, da andernfalls die von der 37. BImSchV eröffnete Möglichkeit, durch den Wasserstoffeinsatz die sog. Treibhausgasminderungsquote (§ 37a BImSchG), der insbesondere Mineralölkonzerne unterliegen, zu erfüllen, entfällt. Etwas anderes gilt lediglich für Elektrolyseure, die sich in einem Netzausbaugebiet nach § 36c EEG 2017, d.h. grob gesprochen im Norden Deutschlands befinden. Die Lockerung dieser Vorgaben etwa dahingehend, dass ebenfalls mittels entsprechender Nachweise auch der „bilanziell grüne“ Strom zur Wasserstoffherzeugung eingesetzt werden kann, wäre insoweit zu begrüßen.

Der Rechtsrahmen für den Betrieb von Power-to-Gas-Anlagen ist derzeit bruchstückhaft und uneinheitlich. Er hat bislang nicht wie politisch artikuliert dazu beigetragen, die Erreichung entsprechender Anlagen voranzutreiben.

Weiterlesen  
in Kapitel:  
B.6.1  
im Bericht

## 2.9.2 Rechtliche Rahmenbedingungen außerhalb des Energierechts

Die untersuchten rechtlichen Rahmenbedingungen jenseits des Energierechts stehen einer **Zulässigkeit** der im Rahmen des Projekts untersuchten Flexibilisierungsmaßnahmen grundsätzlich nicht entgegen. Es muss jedoch im jeweiligen Einzelfall geprüft werden, welche rechtlichen Grenzen sich ergeben. Organisationsrechtlich können jedenfalls solche energetischen Maßnahmen als zulässig angesehen werden, welche primär der Deckung des eigenen Energiebedarfs des Abwasserentsorgers dienen. Abwasserrechtlich müssen insbesondere die für die Abwassereinleitung in ein Gewässer geltenden Grenzwerte beachtet werden, welche auch nicht mit Blick auf die energetische Flexibilisierung gelockert werden können.

Zudem können neben dem Energierecht auch Vorschriften aus anderen Rechtsbereichen Auswirkungen auf die **Wirtschaftlichkeit** energetischer Flexibilisierungsmaßnahmen haben. Dies gilt beispielsweise für die Vorgaben zur Ansatzfähigkeit der Kosten und der Berücksichtigung der Erlöse solcher Maßnahmen im Rahmen der Abwasserentgelte, für die Umsatzbesteuerung von Abwasserentsorgern sowie für die Erhöhung der Abwasserabgabe, sollte es durch eine geänderte Betriebsweise der Kläranlage zu Überschreitungen der für die Abwassereinleitung geltenden Grenzwerte kommen.

Im Allgemeinen erscheinen die bestehenden nichtenergierechtlichen Regelungen als sachgerecht, auch soweit sie im Einzelfall der energetischen Flexibilisierung von Kläranlagen rechtliche oder wirtschaftliche Grenzen setzen.

Weiterlesen  
in Kapitel:  
B.6.2  
im Bericht

## 2.10 Politische Rahmenbedingungen

Um die möglichen und wünschenswerten Zukunftsentwicklungen der politischen Rahmenbedingungen aufzuzeigen wurden vier Szenarien entwickelt. Die vier Szenarien zum Jahr 2027 zeigen auf, wie energie-, kommunal- und wasserpolitische Entscheidungen ausfallen müssten. Laut **Referenzszenario** werden die politischen Rahmenbedingungen in 2027 in Bezug auf die Schlüsselfaktoren wie folgt ausgeprägt sein:

**Stromverteilnetze:** Die politischen Rahmenbedingungen für den Einsatz von Flexibilität in Stromverteilnetzen in 2027 sind heute, zehn Jahre zuvor, noch offen, weil sie erst nach der Bundestagswahl 2017 Gegenstand energiepolitischer Entscheidungsfindung sein werden. Insgesamt könnte es eine deutlich höhere Nachfrage nach Flexibilitäts-Anbietern in Stromverteilnetzen durch Vermarkter und Netzbetreiber geben, unter anderem zur Bewirtschaftung von Engpässen und zur Vermeidung von Abregelungen. Treiber hierfür könnten Schadensersatzforderungen abgeregelter Stromkunden an Netzbetreiber sein, sowie das Bestreben kommunaler Akteure, Kontrolle über energiewirtschaftliche Prozesse zu erlangen.

**Strommarkt:** Die Bundesenergiepolitik verzichtet bis 2027 ggf. auf grundlegende Weichenstellungen wie die Förderung von Stromspeichern oder Power-to-Gas. Auch werden nach dem Atomausstieg 2022 ggf. die fossilen Stromerzeuger nicht konsequent aus dem Markt genommen. Technisch-wirtschaftliche Entwicklungen könnten Anbietern von Flexibilität wie Kläranlagen im Vergleich zu 2017 eine deutlich höhere Nachfrage in den weiteren Strommarktbestandteilen verschaffen, ohne dass dies als Resultat gezielter politischer Steuerung zu werten ist. Die Energiepolitik wird nachsteuern müssen, um Ziele wie Klimaschutz, Kostenstabilität und Versorgungssicherheit zugleich zu wahren.

**Kalkulation/Anreize:** Die Rahmenbedingungen für die limitierte Gewinnerwirtschaftung im kostendeckenden Tarifikalkulationsbereich werden sich bis 2027 wenig ändern. Die für die Abwasserwirtschaft maßgeblichen Genehmigungsbehörden behandeln grundsätzlich energiewirtschaftliches Handeln wohlwollend. Falls eine Kläranlage jedoch sektorübergreifend in der Energiewirtschaft handelt, werden fast immer die steuerlichen Privilegien usw. des hoheitlichen Handelns entfallen, wie Gerichtsentscheidungen und bundesfinanzpolitische Entscheidungen klarstellten.

**Kommunalpolitik/Organisationsform:** Die deutschen Kommunen werden 2027 wie heute in sehr unterschiedlichem Ausmaß politische Ziele wie Klimaschutz oder Energiewende ihren kommunalen Unternehmen vorgeben. Die Kommunalpolitik wird grundsätzlich in der Lage sein, die Kommunalwirtschaft auf das Erreichen dieser Ziele zu verpflichten. Das sektorenübergreifend integrierte und sozial-ökologisch politisierte Stadtwerk, welches Abwasser- und Energiewirtschaft institutionell verbindet, wird in 2027 in mehr Großstädten als in 2017 anzufinden sein, da diese Städte sich zunehmend als Motor der Klimaschutzpolitik etablieren.

**Sektorenkopplung:** Die Kopplung der Energiemarktsegmente untereinander wird massiv ansteigen (Elektromobilität, Wärmewende). Auch die Kopplung der Versorgungssektoren wie Abwasser, Abfall mit den Energiemärkten wird politisch in 2027 stärker als heute politisch gefördert werden. Aber dies wird eher nicht explizit durch Abwasserpolitik und -recht, sondern übergeordnet über die EU-Kreislaufwirtschafts-RL, Nachhaltigkeitsziele im Bundes-Klimaschutzplan usw. geschehen.

**Reinigungsstandards:** Die Abwasserpolitik zur Festlegung der Reinigungsstandards wird in 2027 nach wie vor rein sektoral geprägt sein. Ggf. wird die EU-Umwelt- und Wasserpolitik ein Treiber der energetischen Klärschlammnutzung. Hierfür könnten EU-Kommissions-Initiativen zum Water Re-Use oder zur ressourceneffizienten Abfallverwertung als Indiz genommen werden.

In Bezug auf die betrachteten Schlüsselfaktoren wurden **im normativen Szenario** wurden im normativen Szenario die folgenden Ziele für arrivee definiert und hierzu notwendige politische Maßnahmen abgeleitet:

**Stromverteilnetze:** Die politischen Rahmenbedingungen sollten Verteilnetzbetreibern materielle und regulatorische Anreize bieten, regionale Flexibilitäten zu nutzen. Hierzu müsste auf regionaler Ebene für Stromnetzbetreiber Flexibilitäts-Nachfrage geschaffen werden, insb. durch die Einführung der sogenannten Netzampel, durch finanzielle Anreize für Netzbetreiber (u.a. über §14a EnWG), durch die Dynamisierung der Netzentgeltssystematik und/oder der EEG-Umlage sowie durch die Digitalisierung der Stromnetze.

**Strommarkt:** Es erfolgt die Etablierung stabiler politischer Rahmenbedingungen für Flexibilitäts-Anbieter, um Geschäftsmodelle erfolgreich entwickeln und praktizieren zu können. Hierfür müssten jedoch Flexibilität-Anbieter in volatilen Strommarktsegmenten belohnt werden. Hierfür kämen als große Treiber extrem dynamische Arbeitspreise, die Bildung von regionalen, digitalisierten Marktdesigns sowie die Besteuerung fossiler Energieerzeugung mit CO<sub>2</sub>-Emissionen in Betracht.

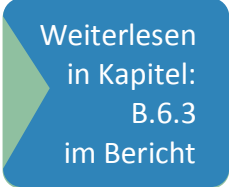
**Kalkulation/Anreize:** Das energiewirtschaftliche Handeln der Kläranlage ist rechtlich unproblematisch und in der Abwasserwirtschaft anerkannt. Die politischen Rahmenbedingungen behalten den hoheitlichen Charakter und die kostendeckende Tarifikalkulation der Abwasserwirtschaft bei, das Kommunalabgabengesetz schafft Klarheit zu gewerblichem Handeln. Informationsplattformen der kommunalwirtschaftlichen Interessenverbände schaffen zu innovativen Ansätzen und positiven Praktiken Akzeptanz als immateriellen Anreiz.

**Kommunalpolitik/Organisationsform:** Die explizite und aktive kommunalpolitische Einbindung der Kläranlage in Klimaschutz- und Energiestrategien wird zur Regel. Die Europa-, die Bundes- und die Landespolitik müssten hierzu rechtliche und finanzielle Rahmenbedingungen schaffen, in denen Kommunen politisch und organisatorisch aktiver Treiber von Klimaschutz und Energiewende sein können. Partizipative Prozesse sind

hierbei geboten, um zu gemeinsamen Zielen wie CO<sub>2</sub>-Neutralität oder zu einem inner-kommunalen Interessenausgleich zu gelangen. Hierbei sind die politische Rolle und die Marktrolle der Kommunalwirtschaft genau zu definieren. Stadtwerke sind für Pionierhandeln in der inter-sektoralen, regional verankerten Energiewende prädestiniert.

**Sektorenkopplung:** Abwasserpolitische Zielvorgaben und abwasserrechtliche Regelungen fordern das intersektorale Handeln der Kläranlagen ausdrücklich. Die politischen Rahmenbedingungen wären auf allen Ebenen (z.B. EU- und Bundeskreislaufwirtschaftsgesetz) so zu setzen, dass die Abwasserwirtschaft integriert ist. Die Markteinführung von P-t-x-Technologien müsste gefördert werden. Überzeugungsarbeit in Fachverbänden (DWA, BDEW, VKU usw.) ist für dieses neue Rollenverständnis der Abwasserwirtschaft notwendig. Die Höhe der Abwasserabgabe könnte an die Bereitschaft zu intersektorialem Handeln gebunden werden.

**Reinigungsstandards:** Die politischen Rahmenbedingungen priorisieren die Ziele des Gewässerschutzes, dabei bleibt aber das Ziel energiewirtschaftliche Kläranlagen-Flexibilität erhalten. Hierzu bedarf es unter anderem der Überzeugung genehmigungsbehördlicher Akteure durch erfolgreiche Pionierprojekte. Einheitliche Standards für Co-Substrate sowie strenge, aber zeitlich flexiblere Überwachungswerte könnten hilfreiche Rahmenbedingungen hierbei sein.



Weiterlesen  
in Kapitel:  
B.6.3  
im Bericht



## 3 Fazit & Handlungsempfehlungen

Aus den in *arrivee* gewonnenen Erkenntnissen wurden Handlungsempfehlungen an die Akteure der Abwasserpraxis und Forderungen an Entscheidungsträger in Politik und Verwaltung entwickelt und formuliert.

### 3.1 Zentrale Erkenntnisse

Die Bereitstellung energiewirtschaftlicher Flexibilität durch Stromverbraucher, -erzeuger und -speicher ist ein notwendiger und damit sehr wesentlicher Erfolgsfaktor für die Transformation des Energiesystems. Auch Anlagen in kleinen und mittleren Leistungsklassen, wie sie auf Kläranlagen eingesetzt werden, verfügen über relevante Flexibilitätspotenziale insbesondere für Verteilnetze. Flexibilität kann für mehrere energiewirtschaftliche Zwecke genutzt werden, wie gezeigt markt-, system- und netzdienlich. Letzteres kann im Idealfall auch Netzausbau im Verteilnetz verzögern oder vermeiden.

Um einerseits die Flexibilitätspotenziale von Kläranlagen für marktorientierte Anwendungen zu heben und andererseits einen system- und netzdienlichen Einsatz zu ermöglichen, müssen sowohl technische als auch politisch-rechtliche Anpassungen vorgenommen werden.

Die vorangegangenen Ausführungen haben gezeigt, dass Kläranlagen Flexibilität im Rahmen unterschiedlicher Konzepte bereitstellen können. In diesem Rahmen sind sie auch in der Lage für die Verteilnetze eine zunehmend bedeutende Rolle zu spielen.

Insgesamt konnte mit dem Verbundvorhaben *arrivee* gezeigt werden, dass Kläranlagen...

- ... ein relevantes Flexibilitätspotenzial aufweisen, dieses ohne großen technischen Aufwand aktivieren können und dass dieses ausbaufähig ist.
- ... aus Ressourcen- und Effizienz­sicht sinnvolle Standorte für Power-to-Gas-anlagen sind.
- ... an **neuen Geschäftsmodellen und Produkten der Energieversorgung** mit ihren **vorhandenen Flexibilitäten** partizipieren und davon profitieren können.
- ... in spezifischen Anschlusssituationen **im Verteilnetz** dazu beitragen können, dass **konventioneller Netzausbau entfallen oder verzögert** werden kann.
- ... einen **Beitrag zur bedarfsgerechten Entlastung und Stabilisierung von Stromnetzen** leisten können. Sie verfügen dazu über ein **signifikantes Potenzial**.
- ... mit Schlammfäulung **geeignete Standorte zur Umsetzung von Power-to-Gas-(to-Power-)Anlagen** sind. Dies ist jedoch abhängig von der örtlichen Situation der vorgelagerten Strom- und Gasnetze.
- ... die **Kopplung von Sektoren der Ver- und Entsorgung** (Wasser/Abwasser – Wärme/Strom/Gas) ermöglichen.
- ... technisch in der Lage sind ihre **Betriebsweise temporär** aufgrund externer (Strommärkte, Verteilnetze) sowie interner (Lastmanagement) Anforderungen **anzupassen, ohne den Klärprozess negativ zu beeinflussen**.

Die in *arrivee* verfolgten technischen Konzepte sind nicht nur innovativ, sondern im Sinne des Umwelt- und Klimaschutzes auch gesamtgesellschaftlich relevant, weil:

- vorhandene **Ressourcen energetisch effizient genutzt** werden,
- **Verfahren für dezentrale Energiemärkte der Zukunft** der Weg bereitet wird und
- die **gemeinwohlorientierte Kommunalwirtschaft** aktiv in die **Stabilisierung der Energiewende einbezogen** wird.

## 3.2 Technische Handlungsempfehlungen

### 3.2.1 Handlungsempfehlungen für Kläranlagenbetreiber

#### (1) Status Quo bietet relevantes Flexibilitätspotenzial

Die schon heute vorhandene technische Ausstattung auf Kläranlagen bietet mit den Aggregaten BHKW, Gebläsen, Rücklaufschlammumpfen, Rezirkulationspumpen, Rührwerken etc. ein relevantes Flexibilitätspotenzial, welches über ein intelligentes Aggregatemanagement mit geringen Investitionen erschlossen werden kann. Praxiserfahrungen können und sollten die Kläranlagenbetreiber z. B. in einem ersten Schritt über die Einbindung der KWK-Anlagen in den Regelenergiemarkt (mit Hilfe eines Virtuellen Kraftwerks) sammeln und in einem zweiten Schritt über die Integration weiterer nutzbarer Aggregate ausbauen. Es wird empfohlen, eine entsprechende Machbarkeitsstudie durchzuführen. Erfahrungsgemäß führt dies als Nebenergebnis zum Erschließen von Ansatzpunkten für eine Verbesserung der Energieeffizienz im Reinigungsbetrieb.

#### (2) Frühzeitig von absehbaren Entwicklung profitieren

Die ermittelten Flexibilitätspotenziale auf Kläranlagen sollten genutzt werden. Neben den externen Vermarktungsoptionen sprechen Energieeffizienzgründe sowie die Möglichkeit eines verbesserten internen Spitzenlastmanagements für ein solches Vorgehen. Das Heben der Potenziale bereitet auf eine absehbare Entwicklung, wie z. B. die Einführung von dynamischen Stromtarifen für industrielle und gewerbliche Verbraucher, sowie den steigenden Flexibilitätsbedarf im Energieversorgungssystem vor. Die daraus resultierenden Vorteile könnten dann frühzeitig genutzt werden.

#### (3) Flexible Einsatzmöglichkeiten bei Reinvestitionen beachten

Bei anstehenden Reinvestitionen oder einer Neuplanung von BHKW und Gasspeichern auf Kläranlagen sowie anderweitig für Flexibilitätsoptionen relevante Komponenten sollten flexibilisierte Einsatzmöglichkeiten berücksichtigt werden. Daraus können sowohl größere Gasspeicher als auch leistungsstärkere BHKW für einen ergänzenden Einsatzbereich als sinnvolle Maßnahmen resultieren, wenn die Abwägung zwischen möglichen Erlösen und Mehrkosten dies rechtfertigt.

#### (4) Adäquate Messinfrastruktur für Strom und Gas berücksichtigen

Bei Sanierungs- oder Umbauprojekten der Kläranlagen sollte stets eine geeignete Messinfrastruktur (z.B. in Anlehnung an DWA A 216) aufgebaut werden. Dadurch kann ein genaues Lastgangprofil für jeden Verbraucher erstellt und so ein mögliches Flexibilitätspotenzial aufgedeckt werden. Diese Messtechnik erleichtert ebenfalls die Steuerung der Aggregate durch das Virtuelle Kraftwerk, wenn sie für die Flexibilitätsdienstleistung angeboten werden. Sie kann zudem für eine Erhöhung der Energieeffizienz im Reinigungsbetrieb genutzt werden.

Die Onlinemesstechnik ist regelmäßig zu prüfen, da sie eine unmittelbare Auswirkung auf die Flexibilitätsbereitstellung (z.B. Gasanfallmessung für Ermittlung Flexibilitätsbereitstellung BHKW) und die Einhaltung der Überwachungswerte (z.B.  $\text{NH}_4\text{-N}$ -Ablauffkonzentration zur Ermittlung der Restriktion der Belüftung) hat.

#### (5) Einsatz innovativer Anlagenkonzepte mit Elektrolyse

Mit der Nutzung der Power-to-Gas-Technologie (PtG) kann auf Kläranlagen Strom aus Erneuerbaren Energien (EE) in speicherbare, regenerative Energieträger umgewandelt (Wasserstoff/Methan) werden. Mit dieser Verfahrenstechnik ausgestattete Kläranlagen können sowohl als Kurzzeit- als auch als Langzeitspeicher für EE-Strom agieren. Die Umsetzung der untersuchten Konzepte ist technisch möglich, aber wie dargestellt zurzeit nicht wirtschaftlich. Zum einen müssen sich die Investitionskosten der PtG-Technologien zukünftig stärker verringern; beispielsweise durch diesbezügliche bundespolitische Markteinführungsprogramme. Zum anderen könnte - wie beschrieben - durch den Erlass bestimmter Strompreisbestandteile (z.B. dynamische Netznutzungsentgelte, EEG-Umlage oder Stromsteuer) bei Aufnahme von Überschussstrom Wirtschaftlichkeit in Zukunft hergestellt werden.



### 3.2.2 Handlungsempfehlungen für Verteilnetzbetreiber

#### (1) Netzzustandsüberwachung etablieren

Als generelle Empfehlung wird ausgesprochen, die Netzzustandsüberwachung in kritischen Verteilnetzbereichen zu etablieren. Sie ist bereits ein Mehrwert an sich. Die Netze können besser ausgelastet und ein Ausbau vermieden werden. Das Risiko von Fehlinvestitionen auf Grund von schwer prognostizierbaren Entwicklungen kann durch die bessere Ausnutzung bestehender Infrastruktur reduziert werden.

#### (2) Innovative Handlungsoptionen bei der Netzplanung berücksichtigen

Es empfiehlt sich, innovative Betriebskonzepte (z.B. netzdienlicher Flexibilitätseinsatz, dynamisches Einspeisemanagement, dynamische Sollwertregelung im Umspannwerk etc.) sowie den Einsatz neuartiger Betriebsmittel (Einzelstrangregler, regelbare Ortsnetztransformatoren etc.) bei allen Netzplanungen zu berücksichtigen. Daraus ergeben sich oftmals kostengünstigere Alternativen zum konventionellen Netzausbau. Sie sollten bei jeder Planung in Betracht gezogen und auf Anwendbarkeit geprüft werden.

#### (3) Umgang mit netzdienlicher Flexibilität üben

Während sich das Einspeisemanagement von Erneuerbaren Energien langsam etabliert, ist die Ansteuerungen von alternativen Flexibilitätsoptionen für netzdienliche Zwecke noch keine gängige Praxis. Netzbetreiber sollten Forschungsprojekte vorantreiben und den Einsatz in Reallaboren „üben“. Dadurch lassen sich sowohl technische Erkenntnisse als auch organisatorische Aspekte (Transaktionsaufwand etc.) tiefergehend und unter realen Bedingungen analysieren.

### 3.2.3 Handlungsempfehlungen für Fachverbände der Ver- und Entsorgungswirtschaft

#### (1) Fachaustausch und Ausbildung zum Thema „Flexibilität“

Das Thema Flexibilität auf Kläranlagen sollte durch die Fachverbände sowohl im Bereich der Abwasserwirtschaft (i. B. DWA) als auch seitens der Energie- und Wasserfachverbände (z. B. BDEW) verstärkt öffentlichkeitswirksam, z. B. auf Fachtagungen thematisiert werden. Ein Beitrag dazu kann auch die Gründung von entsprechenden Facharbeitsgruppen sein. Darüber hinaus können Seminare zur Flexibilitätsbereitstellung sowie Vorträge auf Kläranlagennachbarschaften organisiert werden.

#### (2) Flexibilität zum Gegenstand der Regelwerke machen (DWA)

Die innovativen Ansätze zur Erschließung von Flexibilitäten auf Kläranlagen könnten zeitnah auch Gegenstand von Energieanalysen nach DWA A 216 auf Kläranlagen werden und im entsprechenden Merkblatt Eingang finden. Das wäre ein wesentlicher Beitrag zur Hebung dieser Potenziale und würde auch dazu beitragen, den flexiblen Betrieb einer Kläranlage verstärkt in die Fachwelt zu tragen, Hemmschwellen abzubauen und mittelfristig als Stand der Technik zu implementieren.

Weiterlesen  
in Kapitel:  
B.7.1  
im Bericht

### 3.3 Energierechtliche Hinweise für Betreiber

Für den dezentral im **BHKW** erzeugten Strom lassen sich vielfältige Privilegien in Anspruch nehmen. Vor allem fallen weder Netzentgelte noch die hieran anknüpfenden Umlagen an, wenn der Strom in der „Kundenanlage Kläranlage“ ohne Durchleitung durch ein Elektrizitätsversorgungsnetz verbraucht wird. Betreibt der Verbraucher des Stroms die Stromerzeugungsanlage als Eigenerzeuger selbst, kann er vom **Eigenstromprivileg** des EEG profitieren. Für Bestandsanlagen, die bereits vor dem 01.08.2017 zur Eigenerzeugung genutzt wurden, bedeutet dies das vollständige Entfallen der EEG-Umlage. Für alle anderen Anlagen im Sinne von § 61b EEG 2017 (einschließlich hocheffizienter KWK-Anlagen) reduziert sich die EEG-Umlage auf 40 %. Die Inanspruchnahme des Eigenstromprivilegs ist unter den aktuellen Randbedingungen – trotz verschiedener Versuche des Gesetzgebers, gegenzusteuern – oftmals wirtschaftlicher, als den auf der Kläranlage erzeugten Strom zu vermarkten. Schließlich können Betreiber von KWK-Anlagen, insbesondere klei-

neren Blockheizkraftwerken, bei Beachtung der gesetzlichen Vorgaben von der Förderung nach dem KWKG sowie von der Stromsteuerbefreiung des § 9 Abs. 1 Nr. 3 StromStG profitieren.

Praktisch wichtig ist, die **energierechtlichen Voraussetzungen zu beachten**, etwa im Hinblick auf erforderliche Anträge oder Meldungen gegenüber den übrigen Marktteilnehmern. Ebenfalls aufmerksam zu beachten ist, wie sich der Rechtsrahmen für die dezentrale Energieversorgung zukünftig entwickelt. Die diesbezüglichen Signale aus der Politik sind bislang nicht eindeutig, lassen aber eine gewisse Tendenz dahin erkennen, dass die bisherige Privilegierung der dezentralen Energieversorgung eingeschränkt werden soll.

Für den Betrieb einer **Elektrolyseanlage** existiert bislang kein einheitlicher (eigener) energierechtlicher Rahmen. Die Netzdienlichkeit von **Power-to-Gas**-Anlagen ist zwar im Grunde anerkannt, so dass auch einige gesetzliche Privilegien geschaffen wurden, die die Wirtschaftlichkeit des Betriebs einer Power-to-Gas-Anlage verbessern sollen. Allerdings besteht nach wie vor eine Reihe rechtlicher wie praktischer Hindernisse. Dies gilt etwa im Hinblick auf die erforderliche Nachweisführung des Einsatzes grünen Stroms zur Wasserstoffherzeugung. Daneben unterscheiden sich die rechtlichen Vorgaben auch im Hinblick darauf, ob der Wasserstoff verstromt oder in anderen Bereichen, etwa im Verkehr oder in der Industrie („Sektorkopplung“) eingesetzt wird. Diese Vermarktungshemmnisse gilt es zu überwinden.

Abwasserentsorger, die eine **energetische Flexibilisierung** planen, sollten neben den energierechtlichen Bestimmungen auch die sonstigen rechtlichen Rahmenbedingungen im Blick behalten. Wichtige Fragestellungen sind insoweit die Zulässigkeit der energiewirtschaftlichen Betätigung durch einen Abwasserentsorger, die Ansatzfähigkeit der Kosten und die Berücksichtigung der Erlöse energiewirtschaftlicher Betätigung im Rahmen der Abwasserentgelte, die umsatzsteuerliche Behandlung der energiewirtschaftlichen Betätigung von Abwasserentsorgern sowie die sich aus den (ab-)wasserrechtlichen Anforderungen an die Abwassereinleitung und an Abwasserbehandlungsanlagen ergebenden Grenzen für energiewirtschaftliches Handeln.

Weiterlesen  
in Kapitel:  
B.7.2  
im Bericht

## 3.4 Politische Forderungen an den Gesetzgeber

### 3.4.1 Anpassungen bestehender gesetzlicher Vorschriften

#### (1) Vorteile für Flexibilitätsanbieter bei der Berechnung der Netzentgelte schaffen

Die Bereitstellung negativer Flexibilität mit einer netz- bzw. systemdienlichen Funktion darf nicht zu einer Erhöhung der für die Ermittlung der zu zahlenden Netzentgelte maßgeblichen Leistungsspitze führen. Dazu sollte die aktuelle Rechtslage angepasst werden. Vorbild kann die von der Bundesnetzagentur im Anwendungsbereich des § 19 Abs. 2 Satz 1 StromNEV bereits vertretene Auffassung sein, wonach die Erbringung negativer Regelleistung für die Ermittlung der abrechnungsrelevanten Leistungsspitze nicht berücksichtigt wird.

#### (2) Zugang zu Regelleistungsmärkten für dezentrale Flexibilitätsanbieter verbessern

Die derzeitigen Überlegungen der Bundesnetzagentur bzgl. der Regelleistungsausschreibung (Verkürzung der als negative Regelleistung anbietbaren Zeitscheiben für die Sekundärregelleistung auf vier Stunden und für die Minutenreserve auf Viertelstunden und Zulassung kleiner Angebotsgrößen ab 1 MW; siehe das am 23.11.2015 eröffnete Festlegungsverfahren der Bundesnetzagentur zur Weiterentwicklung der Ausschreibungsbedingungen und Veröffentlichungspflichten für Sekundärregelung, BK6-15-158, und für Minutenreserve, BK6-15-159) sollen wie vorgesehen zielgerichtet fortgeführt werden, um auch kleineren Anbietern eine Teilnahme zu ermöglichen und um insbesondere auch die Abgabe flexiblerer Angebote zu erreichen.

#### (3) Rechtsrahmen für Power-to-Gas verbessern

Der Rechtsrahmen für den Betrieb von Power-to-Gas-Anlagen sollte verbessert werden, um einen wirtschaftlichen Betrieb zu ermöglichen. Dazu sollte der regulatorische Rahmen vereinfacht werden. Es bedarf zudem einer in sich schlüssigen und gesetzesübergreifenden Strategie zur Förderung der Wirtschaftlichkeit von P2G-Anlagen.

### 3.4.2 Fortentwicklung der Energiewendepolitik

Aus Sicht der Abwasserwirtschaft bedarf es möglichst **stabiler und klarer politischer Rahmenbedingungen und damit Planungssicherheit ab 2017** für dezentrale, flexible Anlagen der kommunalwirtschaftlichen Akteure.

Deshalb ist über politische Instrumente nachzudenken, die als **zentrale Lenkungsinstrumente einen großen Klimaschutzpolitischen Effekt** (wie CO<sub>2</sub>-Bepreisung oder Ausstieg aus Kohlestromerzeugung) haben könnten, und die auch die politischen Rahmenbedingungen im Sinne von arrivee grundlegend ändern würden. Diese Fortentwicklungen sollten sich an folgenden fünf Bausteinen orientieren.

#### (1) Digitalisierung des Verteilnetzes weiter ausbauen

Die Überwachung des Netzzustandes im Verteilnetz und auf dieser Basis technische Eingriffsmöglichkeiten für Netzbetreiber sind die Grundvoraussetzungen für den netzdienlichen Einsatz von Flexibilität. Um über starre Quotenmodelle hinaus Flexibilität zielgerichtet einsetzen zu können, müssen zumindest die potenziell kritischen Netzabschnitte mit Smart-Grid-Systemen permanent überwacht werden. Um solche Systeme in großem Umfang in den Netzbetrieb zu integrieren, müssen die regulatorischen Rahmenbedingungen derart gestaltet sein, dass weder die Entscheidung zugunsten von Investitionen in Assets noch die Entscheidung zur Nutzung von Flexibilität bevorteilt wird.

#### (2) Gleichbehandlung aller Technologien in der Anreizregulierung

Die geforderte Gleichbehandlung aller Technologien und Lösungsoptionen muss auch in der regulatorischen Behandlung der entstehenden Kosten berücksichtigt werden. Dies ist in der aktuellen, CAPEX-lastigen Anreizregulierung nicht der Fall. Um künftig regional stark unterschiedlichen und zeitlich stark beschleunigten Herausforderungen durch neue Technologien (z.B. Batteriespeicher, Elektromobilität, neue Vertriebsprodukte) zu genügen, muss sich die Wahlfreiheit der einzusetzenden Lösungsvarianten auch in der regulatorischen Auswirkung der Kosten widerspiegeln.

#### (3) Der Netzbetreiber muss Anreize für netzdienliches Verhalten schaffen können

Der Netzbetreiber muss rechtlich in die Lage versetzt werden, Anreize für ein netzdienliches Verhalten an flexible Netznutzer zu geben. Dies kann in Form von Zahlungen an den Netznutzer (Flexibilitätsprämien) oder temporären Vergünstigungen der Netzentgelte (spitzenentnahmeunabhängige Dynamisierung) erfolgen. Eine klare Definition und Differenzierung zwischen flexiblen und unflexiblen Netznutzern im regulatorischen Rahmen, beispielsweise im übergreifenden Energiewirtschaftsgesetz des Bundes (EnWG), wäre hierfür erwägenswert. Die Ausgestaltung muss in jedem Fall diskriminierungsfrei, transparent und entflechtungskonform sein und sich durch die Vielzahl dargestellter, relevanter Gesetzes- und Verordnungsvorschriften durchziehen (z. B. EEG, KWKG, Netzentgeltmodernisierungsgesetz).

#### (4) Netzbetreiber können aus technischen Handlungsoptionen wählen

Aus den zur Verfügung stehenden Lösungsvarianten konventioneller Netzausbau, innovativer Netzausbau (z.B. Einzelstrangregler/ rONT) und Nutzung der Flexibilität von Marktteilnehmern sollte jeder Netzbetreiber im Rahmen der regulatorischen Vorgaben frei wählen können. Die gesetzlichen Vorgaben als auch aus regulatorischen Bedingungen, so die für Investitionen in Stromnetze maßgebliche Anreizregulierungsverordnung, sollten keine Anreize für eine spezifische Technologie oder Lösungsvariante - wie Netzausbau - mehr geben. Auch die einzelnen Technologieoptionen im Bereich der Flexibilitätsnutzung, wie zum Beispiel Einspeisemanagement und Batteriespeicher, sollten in einem offenen Wettbewerb stehen, eine Festlegung oder gezielte Förderung einer Technologie ist hierbei zu vermeiden.

### 3.4.3 Fortentwicklungen in den Politikfeldern Abwasser und Kommunalwirtschaft

Die Rahmenbedingungen bezüglich der **Abwasserpolitik** können dabei unterstützen, die Rollendefinition der Abwasserwirtschaft anzupassen („Kläranlage als Kraftwerk“ oder „Bio-Energiezentrale“). Abwasserpolitisch sollte intersektorales Handeln zu bestimmten Zwecken wie der Energiewende explizit gefordert oder erlaubt werden. Die Förderung innovativer Technologien wie der Flexibilitätsbereitstellung oder der Elektrolyse auf Kläranlagen könnte mit dem unter den Expertenhinweisen dargestellten Abbau einiger rechtlich-bürokratischer Hürden unterstützt werden.

Die politischen Rahmenbedingungen bzgl. der Abwasserwirtschaft als Teil der **Kommunalwirtschaft** und der kommunalen Daseinsvorsorge sollten beibehalten und durch energiewirtschaftliches Handeln so wenig wie möglich tangiert werden. Damit Kläranlagenbetreiber dennoch möglichst zahlreich an Energiemärkten partizipieren können, ohne hierfür eigene juristische Expertise aufbauen zu müssen, sind rechtliche und politische Klarstellungen (z. B. im Kommunalabgabengesetz) als „Ermutigung zum diesbezüglichen Handeln“ wünschenswert – auch wenn die bestehenden Rahmenbedingungen keine faktischen Hürden enthalten.

Grundsätzlich sollten Europa-, Bundes- und Landespolitik verbesserte rechtliche und politische Rahmenbedingungen schaffen, damit die Kommunen als wichtige Treiber von Klimaschutz und Energiewende hierfür „ihre“ kommunalwirtschaftlichen Unternehmen verpflichten. Hierfür gibt es eine Vielzahl von Stellschrauben in Förderprogrammen, übergeordneten politischen Zielstellungen, in der Genehmigungspraxis, u.v.m. Partizipative Prozesse sind essentiell, um auf dem Weg zu kommunalpolitischen Zielen wie CO<sub>2</sub>-Neutralität Interessen, auch innerhalb der Kommunalwirtschaft, auszugleichen. Das Organisationsmodell des integrierten Stadtwerkes bietet sich nach wie vor an, um institutionell die Synergien intersektoralen Handelns optimal zu nutzen.

Weiterlesen  
in Kapitel:  
B.7.3  
im Bericht

**Schlussbericht**  
**arrivee** 



# INHALTSVERZEICHNIS

<b>BILDVERZEICHNIS</b> .....	<b>XXXIX</b>
<b>TABELLENVERZEICHNIS</b> .....	<b>XLVII</b>
<b>ABKÜRZUNGSVERZEICHNIS</b> .....	<b>LIII</b>
<b>PUBLIKATIONSVERZEICHNIS ARRIVEE</b> .....	<b>LIX</b>
<b>A - EINLEITUNG UND HINTERGRUND</b> .....	<b>1</b>
A.1  EINLEITUNG.....	3
A.1.1 <i>Aufgabenstellung und Projektziele arrivee</i> .....	3
A.1.2 <i>Bezug des Vorhabens zu den (förder-)politischen Zielen</i> .....	3
A.1.2.1  Förderpolitische Ziele.....	3
A.1.2.2  Umweltpolitische Ziele.....	4
A.1.3 <i>Wissenschaftliche Arbeitsziele des Vorhabens</i> .....	4
A.1.4 <i>Technische Arbeitsziele des Vorhabens</i> .....	5
A.2  ARBEITSPROGRAMM, PROJEKTPARTNER UND PROJEKTSTRUKTUR .....	6
<b>B - ERGEBNISSE</b> .....	<b>9</b>
B.1  STAND DER WISSENSCHAFT UND TECHNIK .....	11
B.1.1 <i>Energieversorgung</i> .....	11
B.1.1.1  Wandel in der Energieversorgung.....	11
B.1.1.2  Netzinfrastruktur und Netzausbau.....	12
B.1.1.3  Flexibilität in der Energieversorgung.....	13
B.1.1.4  Einsatzmöglichkeiten von Flexibilität .....	13
B.1.2 <i>(Ab-)Wasserwirtschaft</i> .....	15
B.1.2.1  Wandel in der (Ab-)Wasserwirtschaft .....	15
B.1.2.2  Flexibilitätsbereitstellung durch Kläranlagen.....	16
B.1.2.3  Energiemanagement auf Kläranlagen .....	18
B.1.3 <i>Rechtliche Situation</i> .....	19
B.2  GRUNDLAGENERMITTLUNG UND POTENZIALANALYSE .....	21
B.2.1 <i>Grundlagenermittlung und Rahmenbedingungen</i> .....	21
B.2.1.1  Systemgrenzen und Schnittstellen .....	21
B.2.1.2  Anforderungen und Rahmenbedingungen .....	24
B.2.1.3  Einordnung der Einsatzmöglichkeiten regelbarer, flexibler Kläranlagen .....	39
B.2.2 <i>Identifikation und Analyse von Flexibilitätsbausteinen auf Kläranlagen</i> .....	40
B.2.2.1  Analyse und Beschreibung – Stromverbraucher auf der Kläranlage .....	40
B.2.2.2  Analyse und Beschreibung – Stromerzeuger .....	45
B.2.2.3  Analyse und Beschreibung – Speicher.....	49
B.2.3 <i>Potenzialanalyse</i> .....	53
B.2.3.1  Kläranlagen als Flexibilitätslieferant, Flexibilitätspotenziale.....	53
B.2.3.2  Gaspotenziale auf Kläranlagen .....	71
B.2.3.3  Abschätzung der Auswirkung auf den Netzausbau .....	72
B.3  KONZEPTION UND AUSLEGUNG DER TECHNISCHEN KOMPONENTEN .....	75
B.3.1 <i>Modellregion Radevormwald</i> .....	75
B.3.1.1  Beschreibung der Projektkläranlage Radevormwald.....	75
B.3.1.2  Lastverhalten am Standort Radevormwald .....	76
B.3.1.3  Beschreibung des Netzgebietes Radevormwald .....	79
B.3.1.4  Szenarien der Versorgungsaufgabe .....	83
B.3.2 <i>Entwicklung technischer Anlagenkonzepte zur Umsetzung der Regelansätze</i> .....	85
B.3.2.1  Konzeption der Herstellung, Speicherung und Nutzung von Wasserstoff und Sauerstoff .....	85
B.3.2.2  Herstellung, Speicherung und Nutzung von Druckluft .....	96
B.3.2.3  Steigerung der Methanzahl zum Beispiel durch biologische Methanisierung .....	98
B.3.3 <i>Entwicklung eines gestuften Nutzungskonzepts zur Erschließung von Flexibilität auf Kläranlagen</i> .....	101
B.3.3.1  Aggregatemanagement.....	102
B.3.3.2  Anlagenkonzepte .....	125
B.3.3.3  Potenziale innovativer Anlagenkonzepte und vergleichende Bewertung.....	151
B.3.4 <i>Auswirkungen auf den Betrieb und die Energiebilanz der Kläranlage (Feldversuche)</i> .....	161

B.3.4.1	Auswirkungen auf die Reinigungsleistung .....	162
B.3.4.2	Auswirkungen auf die Energiebilanz .....	163
B.4	(MODELLTECHNISCHE) ANALYSE DES ZUSAMMENSPIELS VON MARKT, NETZ UND KLÄRANLAGE .....	165
B.4.1	<i>Methodik und Vorgehensweise</i> .....	165
B.4.2	<i>Marktanalyse</i> .....	166
B.4.2.1	Marktsignale Regenergiemarkt und Strombörse .....	166
B.4.2.2	Analyse potenzieller Märkte für 2014 .....	167
B.4.2.3	Entwicklung der Märkte in 2035 .....	171
B.4.3	<i>Energiewirtschaftliche Bewertung des Flexibilitätspotenzials</i> .....	176
B.4.3.1	Bewertung des Flexibilitätspotenzials .....	176
B.4.3.2	Deutschlandweite Potenziale .....	178
B.4.4	<i>Modellierung und Analyse des Mittelspannungsnetzes</i> .....	179
B.4.4.1	Problemstellenidentifikation .....	179
B.4.4.2	Zeitreihenbasierte Detailanalyse .....	180
B.4.4.3	Varianten der Netzausbauplanung .....	187
B.4.5	<i>Modellierung und Analyse der Kläranlage</i> .....	191
B.4.5.1	Modelltechnische Abbildung der Kläranlage .....	191
B.4.5.2	Flexibilitätsoption auf und -bereitstellung durch die Kläranlage.....	197
B.4.5.3	Auswirkungen auf den Betrieb der Kläranlage (Simulation) .....	208
B.4.6	<i>Technische Integration in ein virtuelles Kraftwerk</i> .....	211
B.4.6.1	Technische Voraussetzung für die Integration.....	211
B.4.6.2	Präqualifikation .....	214
B.4.6.3	Auswertung der Versuchsphase .....	215
B.5	MARKTORIENTIERTE KOSTEN-NUTZENANALYSE DER ANLAGENKONZEPTE .....	223
B.5.1	<i>Methodik und Vorgehensweise zur Wirtschaftlichkeit</i> .....	223
B.5.1.1	Bestimmung kapitalgebundener Kosten .....	223
B.5.1.2	Bestimmung verbrauchsgebundener Kosten.....	224
B.5.1.3	Bestimmung betriebsgebundener Kosten .....	225
B.5.1.4	Bestimmung von Erträgen.....	225
B.5.2	<i>Energiewirtschaftliche Bewertung des Flexibilitätspotenzials</i> .....	226
B.5.3	<i>Wirtschaftliche Bewertung des Flexibilitätspotenzials der unterschiedlichen Anlagenkonzepte</i> .....	227
B.5.4	<i>Wirtschaftliche Bewertung des erforderlichen Netzausbaus und der Handlungsalternativen</i> .....	241
B.5.5	<i>Kosten-Nutzenanalyse unter Berücksichtigung des Netzausbaus</i> .....	245
B.6	RECHTLICHE UND POLITISCHE RAHMENBEDINGUNGEN .....	249
B.6.1	<i>Energierrechtliche Rahmenbedingungen (Gesetzesstand 01.01.2017)</i> .....	249
B.6.1.1	Energierrechtliche Grundlagen der Stromerzeugung und -speicherung auf Kläranlagen .....	250
B.6.1.1.1	Energiewirtschaftliche Ausgangslage für Kläranlagen .....	251
B.6.1.2	Die Förderung der Erzeugung von Strom nach dem EEG.....	258
B.6.1.3	Die Förderung der Erzeugung von Strom nach dem KWKG .....	258
B.6.1.4	Energierrechtliche Behandlung von Power-to-Gas-Anlagen .....	260
B.6.1.5	Konzeptbewertung im Hinblick auf die Stromnebenkosten durch Umlagen, Abgaben und Steuern .....	267
B.6.2	<i>Rechtliche Rahmenbedingungen außerhalb des Energierechts (Gesetzesstand 01.01.2017)</i> .....	269
B.6.2.1	Zulässigkeit energiewirtschaftlicher Betätigung von Abwasserentsorgern.....	269
B.6.2.2	Ansatzfähigkeit der Kosten und Berücksichtigung der Erlöse energiewirtschaftlicher Betätigung im Rahmen der Abwasserentgelte.....	270
B.6.2.3	Umsatzsteuerliche Behandlung der energiewirtschaftlichen Betätigung von Abwasserentsorgern .....	272
B.6.2.4	Abwasserrechtliche Grenzen für energiewirtschaftliches Handeln.....	273
B.6.3	<i>Politische Rahmenbedingungen</i> .....	276
B.6.3.1	Ausgangslage der politischen Rahmenbedingungen.....	276
B.6.3.2	Szenarien zu möglichen und wünschenswerten politischen Rahmenbedingungen in 2027 .....	279
B.6.3.3	Expertenhinweise .....	291
B.7	HANDLUNGSEMPFEHLUNGEN UND FORDERUNGEN AN GESETZGEBER UND POLITIK .....	295
B.7.1	<i>Technische Handlungsempfehlungen</i> .....	296
B.7.1.1	Handlungsempfehlungen für Kläranlagenbetreiber .....	296
B.7.1.2	Handlungsempfehlungen für Verteilnetzbetreiber .....	297
B.7.1.3	Handlungsempfehlungen für Fachverbände der Ver- und Entsorgungswirtschaft.....	297
B.7.2	<i>Energierrechtliche Hinweise für Betreiber</i> .....	297
B.7.3	<i>Politische Forderungen an den Gesetzgeber</i> .....	298
B.7.3.1	Anpassungen bestehender gesetzlicher Vorschriften .....	298
B.7.3.2	Fortentwicklung der Energiewendepolitik.....	299



B.7.3.3	Fortentwicklungen in den Politikfeldern Abwasser und Kommunalwirtschaft .....	301
<b>C -</b>	<b>LITERATURVERZEICHNIS.....</b>	<b>303</b>
<b>D -</b>	<b>ANHANG .....</b>	<b>319</b>



## BILDVERZEICHNIS

Bild A.2.1:	Arbeitspakete und Beteiligung der Partner im Projekt <i>arrivee</i> .....	6
Bild A.2.2:	Projektstruktur und Verknüpfung der Arbeitspakete im Projekt <i>arrivee</i> .....	7
Bild A.2.3:	Projektstruktur und Zuweisung der Kapitel zu den AP-Inhalten. ....	8
Bild B.1.1:	Projektstruktur und Verknüpfung der AP in <i>arrivee</i> .....	11
Bild B.1.2:	Flexibilitätsbegriff .....	13
Bild B.1.3:	Kategorien des Flexibilitätseinsatzes (in Anlehnung an (Gretzschel et al., 2016a; Schmitt et al., 2017)).....	14
Bild B.2.1:	Projektstruktur und Verknüpfung der AP in <i>arrivee</i> .....	21
Bild B.2.2:	Komponenten und Systemgrenzen <i>arrivee</i> .....	21
Bild B.2.3:	Mögliche Komponenten und ihre Schnittstellen zur Bereitstellung von Flexibilität auf der Kläranlage (1 – klärprozessabhängig, 2 – klärprozessunabhängig): am Beispiel von Elektrolyse und H <sub>2</sub> -Verstromung im BHKW (oben), biologische Methanisierung mit Einspeisung ins Gasnetz (unten). ....	23
Bild B.2.4:	Organisatorische Schnittstellen zwischen den beteiligten Akteuren der Energiewirtschaft (Eigene Darstellung in Anlehnung an (Flamm, 2014).....	24
Bild B.2.5:	Arten der Regelenergie .....	25
Bild B.2.6:	Schema einer strukturierten Strombeschaffung .....	27
Bild B.2.7:	Rechtliche Rahmen zur Spurenstoffelimination .....	34
Bild B.2.8:	Bevölkerungsentwicklung für Deutschland nach Kreisen 2012-2035 (Bildquelle: Bundesinstitut für Bevölkerungsforschung, Datenquelle: Bundesinstitut für Bau-, Stadt- und Regionalforschung) .....	35
Bild B.2.9:	Exemplarische Aufteilung des Spannungsbandes auf Mittel- und Niederspannung (DENA, 2017a).....	37
Bild B.2.10:	Einflussbereich der Kläranlagenbetriebsweise auf Spannung und Betriebsmittelauslastung (schematische Darstellung) .....	38
Bild B.2.11:	Verteilung des spezifischen Gesamtstromverbrauchs im Vergleich zu dem Verbrauch der Verfahrensgruppen Biologie, Mechanik, Schlammbehandlung und Infrastruktur. Datengrundlage: (Kolisch et al., 2014), eigene Daten WiW mbH und WV.....	41
Bild B.2.12:	Spez. Stromverbrauch der biologischen Stufe (links) und der zugehörigen Aggregatgruppen (rechts) .....	41
Bild B.2.13:	Spez. Stromverbrauch der mechanischen Stufe (links) und der zugehörigen Aggregatgruppen (rechts) .....	42
Bild B.2.14:	Spez. Stromverbrauch der Schlammbehandlung (links) und der zugehörigen Aggregatgruppen (rechts). Datengrundlage: (Kolisch et al., 2014), eigene Daten WiW mbH und WV.....	42
Bild B.2.15:	Kennzahlen zur Klärgasverstromung in NRW und Rheinland-Pfalz, Datengrundlage (Mergelmeyer und Kolisch, 2014; Knerr et al., 2016) .....	46
Bild B.2.16:	Eigenversorgungsgrad und Anteil des im BHKW genutzten Klärgases in NRW und Rheinland-Pfalz, Datengrundlage: (Mergelmeyer und Kolisch, 2014; Knerr et al., 2016)....	47
Bild B.2.17:	Abkühlung von Faulbehältern bei Außerbetriebnahme der KWK-Anlage .....	50

Bild B.2.18:	Faulraumvolumen und spezifisches Faulraumvolumen auf KA in NRW und Rheinland-Pfalz, Datengrundlage: (Mergelmeyer und Kolisch, 2014; Knerr et al., 2016).....	51
Bild B.2.19:	Gasspeichervolumen und spezifisches Gasspeichervolumen auf KA in NRW und Rheinland-Pfalz, Datengrundlage: (Mergelmeyer und Kolisch, 2014; Knerr et al., 2016) .....	52
Bild B.2.20:	Elektrische Wirkungsgrade von Faulgas BHKW-Anlagen nach (ASUE, 2014) .....	57
Bild B.2.21:	Anteil anaerober Stabilisierungsanlagen in der Bundesrepublik nach Anzahl und Ausbaugröße.....	57
Bild B.2.22:	Entwicklung der Faulgasgewinnung nach (DESTATIS, 2015) .....	58
Bild B.2.23:	Verlauf der Stromproduktion auf Kläranlagen mit den untersuchten Potenzialen in TWh/a sowie der Leistung in MW <sub>el</sub> (Schäfer et al., 2015).....	63
Bild B.2.24:	Vorgehen zur Ermittlung der KWK-Flexibilitäten (Schäfer et al., 2017a) .....	65
Bild B.2.25:	Potenziale verschiebbarer Energiemengen in MWh/d in Abhängigkeit des Füllstandes bei einer max. Gasspeicherausnutzung von 90% nach (Schäfer et al., 2017a) .....	66
Bild B.2.26:	Vorgehen zur Ermittlung der Aggregateflexibilität .....	68
Bild B.3.1:	Projektstruktur und Verknüpfung der AP in arrivee .....	75
Bild B.3.2:	Fließschema der Kläranlage Radevormwald.....	75
Bild B.3.3:	Gesamtleistungsbedarf der Kläranlage für das Jahr 2014 (15 min –Werte) .....	77
Bild B.3.4:	Normierte Zulaufmenge bei Trockenwetter für die Kläranlage Radevormwald und für Kläranlagen unterschiedlicher Größe (Langergraber et al., 2008).....	77
Bild B.3.5:	Tagesgang der CSB-Zulaufkraft für die Kläranlage Radevormwald (Auswertung: 19 Tagesgänge basierend auf 2 h Mischproben im Zulauf zur biologischen Stufe) .....	78
Bild B.3.6:	Tagesgang der mittleren Leistungsaufnahme der biologischen Stufe und der Gebläse mit den dazugehörigen min /max-Werten und 15%- / 85%-Perzentilwerte (Auswertung: 365 Tagesgänge des Jahres 2014) .....	78
Bild B.3.7:	Aufteilung des Energieverbrauchs auf der KA Radevormwald .....	79
Bild B.3.8:	Lageorientierte Darstellung des 10 kV Mittelspannungsnetzes .....	79
Bild B.3.9:	Anteil der Ortsnetztransformatoren je Nennleistungsklasse .....	80
Bild B.3.10:	Abgangslängen und Netzknoten .....	80
Bild B.3.11:	Installierte Leistung der DEA in Radevormwald je Technologie .....	81
Bild B.3.12:	Last- und Einspeiseverteilung nach MS-Abgängen .....	81
Bild B.3.13:	Tages- und Jahreszeitcharakteristiken von Erneuerbaren Energien im Netzgebiet .....	82
Bild B.3.14:	Tages- und Jahreszeitcharakteristik des Lastverhaltens für unterschiedliche Aggregationsbereiche .....	83
Bild B.3.15:	Vorgehensweise zur Szenarienentwicklung (Versorgungsaufgabe) .....	84
Bild B.3.16:	Große ortsfeste Druckgasbehälter für Industriekunden, 50 bar (Foto: Linde AG) .....	88
Bild B.3.17:	200 bar Flaschenbündel (links) und 300 bar Flaschenbündel (rechts) (Wystrach, 2016) ....	89
Bild B.3.18:	Bau des Erdgas-Röhrenspeichers bei Urdorf, Schweiz (Sterner und Stadler, 2014) .....	89
Bild B.3.19:	Funktion Hydridspeicher (GKN, 2017).....	90
Bild B.3.20:	Reinsauerstoffzugabe in ein bestehendes Druckbelüftungssystem (a) und Eintrag mit einem Eintragungssystem für Reinsauerstoff (b) .....	94

Bild B.3.21:	Verteilung des Sauerstoffbedarfs und berechnetes Potenzial zur anteiligen Reinsauerstoffbeimischung im Belebungsbecken. Berechnet für die KA Radevormwald auf Basis der Daten für das Jahr 2014.....	95
Bild B.3.22:	Konzept zur Reinsauerstoffnutzung zur Ozonherstellung für die 4. Reinigungsstufe .....	96
Bild B.3.23:	Übersicht der unterschiedlichen Methanisierungskonzepte (Mörs et al., 2015) .....	98
Bild B.3.24:	Prinzip der biologische Methanisierung unter Einbeziehung von Biogas als CO <sub>2</sub> -Quelle (Dröge und Pacan, 2017) .....	100
Bild B.3.25:	Gestuftes Nutzungskonzept mit den relevanten Konzepten (I-V), nach (Gretzschel et al., 2016b) .....	101
Bild B.3.26:	Ablaufschema der Aggregatauswahl auf der Pilotanlage Radevormwald und Einbindung in die Arbeitspakete.....	103
Bild B.3.27:	Fließschema der KA Radevormwald mit Standorten der untersuchten Aggregate.....	105
Bild B.3.28:	Nutzbare Flexibilität des Sandfanggebläses der KA Radevormwald im mittleren Tagesverlauf.....	105
Bild B.3.29:	Flexibilität der Belüftungssysteme in der biologischen Stufe im mittleren Tagesverlauf ..	107
Bild B.3.30:	Identifizierte Flexibilität der Rührwerke der biologischen Stufe der KA Radevormwald im mittleren Tagesverlauf .....	108
Bild B.3.31:	Nutzbare Flexibilität der Rezirkulationspumpen im mittleren Tagesverlauf.....	109
Bild B.3.32:	Nutzbare Flexibilität (positiv) der Rücklaufschlammumpen der KA Radevormwald im mittleren Tagesverlauf .....	110
Bild B.3.33:	Nutzbare Flexibilität (positiv) der Rührwerke des Faulturmes der KA Radevormwald im mittleren Tagesverlauf .....	110
Bild B.3.34:	Nutzbare Flexibilität (positiv, blau – negativ, rot) der Heizschlammumpen des Faulturmes auf der KA Radevormwald im mittleren Tagesverlauf .....	111
Bild B.3.35:	Nutzbare Flexibilität der Rohschlammumpen der KA Radevormwald im mittleren Tagesverlauf.....	112
Bild B.3.36:	Nutzbare Flexibilität der Schlammmentwässerung auf der KA Radevormwald im mittleren Tagesverlauf.....	113
Bild B.3.37:	Nutzbare Flexibilität der Schlammmentwässerung im mittleren Tagesverlauf (Werktag) ..	113
Bild B.3.38:	Theoretisches Flexibilitätsband der Kläranlage Radevormwald.....	115
Bild B.3.39:	Gesamtenergiebedarf der Anlage und die mögliche Anpassung durch flexiblen Betrieb der Aggregate (ohne BHKW u. NEA) .....	116
Bild B.3.40:	Füllstand des Gasspeichers sowie Leistung der BHKW-Anlagen der Kläranlage Radevormwald im Jahre 2014 .....	117
Bild B.3.41:	Schematische Darstellung der Kenngrößen zur Bereitstellung von Flexibilität (Schäfer et al., 2017b) .....	119
Bild B.3.42:	Musterdatenblatt zur Einbindung von Aggregaten in ein Regelkonzept .....	125
Bild B.3.43:	Zur Aufnahme des Überschussstromes aus fluktuierenden Energien im Vergleich zur kumulierten Kapazität von Wind- und Solarenergie minimal (blaue Kurve) und maximal (grüne Kurve) benötigte Elektrolyseleistung von Power-to-Gas-Anlagen (nach ausgeglichener Import-/Exportbilanz): Ausbaupfad für Power-to-Gas von heute hin zu einer Erneuerbaren Vollversorgung im Stromsystem mit und ohne Kurzzeit-Flexibilitätsoptionen. (Götz et al., 2016) .....	128

Bild B.3.44:	Anlagenkonzept IIIb, Anlagengröße 20.000 E, Kalenderwoche 42 2035 - Speichervolumen in Abhängigkeit von Produktion und Verbrauchsmenge .....	130
Bild B.3.45:	Anlagenkonzept IIIb, Anlagengröße 20.000 E, Kalenderwoche 19 2035 - Speichervolumen in Abhängigkeit von Produktion und Verbrauchsmenge .....	130
Bild B.3.46:	Konzeptsteckbrief Anlagenkonzept I.....	132
Bild B.3.47:	Schematische Darstellung der Bereitstellung von Sauerstoff mittels VPSA im Anlagenkonzept IIa.....	133
Bild B.3.48:	Konzeptsteckbrief Konzept IIa .....	134
Bild B.3.49:	Schematische Darstellung der Bereitstellung von Druckluft (15 bar) im Anlagenkonzept IIb .....	135
Bild B.3.50:	Schematische Darstellung Anlagenkonzept IIb - Bereitstellung von Druckluft (45 bar) ....	135
Bild B.3.51:	Konzeptsteckbrief Konzept IIb .....	137
Bild B.3.52:	Schematische Darstellung der Einspeisung von 10 Vol. % H <sub>2</sub> zum Klärgas zur energetischen Gewinnung im BHKW in Anlagenkonzept IIIa.....	138
Bild B.3.53:	Anlagenkonzept IIIa, Anlagengröße 20.000 E, Kalenderwoche 7, Donnerstag, 2035 - Speichervolumen in Abhängigkeit von Produktion und Verbrauchsmenge.....	139
Bild B.3.54:	Konzeptsteckbrief Konzept IIIa .....	140
Bild B.3.55:	Schematische Darstellung von 100 Vol. % H <sub>2</sub> zur energetischen Gewinnung im BHKW in Anlagenkonzept IIIb .....	141
Bild B.3.56:	Konzeptsteckbrief Konzept IIIb .....	143
Bild B.3.57:	Schematische Darstellung direkte Einspeisung von H <sub>2</sub> ins Erdgasnetz in Anlagenkonzept IV .....	144
Bild B.3.58:	Anlagenkonzept IV, Anlagengröße 20.000 E, Kalenderwoche 42 2035 - Produktion und Verbrauchsmenge in Abhängigkeit voneinander.....	144
Bild B.3.59:	Konzeptsteckbrief Konzept IV.....	146
Bild B.3.60:	Schematische Darstellung der biologische Methanisierung in einem speziellen, separaten Methanisierungsreaktor und einer anschließenden Einspeisung des CH <sub>4</sub> in das Erdgasnetz in Anlagenkonzept V .....	147
Bild B.3.61:	Konzeptsteckbrief Konzept V.....	149
Bild B.3.62:	Flexibilitätpotenziale von Kläranlagen in Deutschland unter Berücksichtigung innovativer Anlagenkonzepte. ....	152
Bild B.3.63:	Speicherpotenziale der in arrivee untersuchten Anlagenkonzepte bei heutiger Klärgaserzeugung.....	154
Bild B.3.64:	Statische Energiebilanz mit spezifischen Energiekennwerten in [kWh/E/a] basierend auf den Kennwerten der Kläranlagen der GK 5 für das Bezugsjahr 2014 im Anlagenkonzept IV .....	158
Bild B.3.65:	Statische Energiebilanz mit spezifischen Energiekennwerten in [kWh/E/a] basierend auf den Kennwerten der Kläranlagen der GK 5 für die Bezugsjahre 2014 (oben, nach (Schäfer und Gretzschel, 2017)) und 2035 unter optimierten Bedingungen für Klärgaserzeugung und Stromverbrauch (unten).....	159
Bild B.3.66:	NH <sub>4</sub> -N Konzentration während des Abschaltens aller Gebläse der Belebungsbecken 1 und 2 (KA Rade V9) .....	162
Bild B.3.67:	NH <sub>4</sub> -N Konzentration während des Abschaltens der RS-Pumpen (KA Rade V10-12) .....	163

Bild B.3.68:	Leistungsbilanz während des Abschaltens aller Gebläse der Belebungsbecken 1 und 2 (KA Rade V9) .....	164
Bild B.3.69:	Leistungsbilanz während des Abschaltens der RS-Pumpen (KA Rade V10-12) .....	164
Bild B.4.1:	Projektstruktur und Verknüpfung der AP in arrivee .....	165
Bild B.4.2:	Verwendete Modelle im Bereich Markt, Netz und Kläranlage .....	165
Bild B.4.3:	Modelltechnische Kopplung von Markt, Netz und Kläranlage .....	166
Bild B.4.4:	Verlauf der Preise am Day-Ahead Markt der Strombörse EPEX Spot SE im Bezugsjahr 2014 .....	168
Bild B.4.5:	Marktteilnehmer Regelleistung von 2011 bis 2017, Entwicklung der Leistungspreise 2010 bis 2016 .....	169
Bild B.4.6:	Darstellung der Ergebnisse neg. SRL für die Aggregate in Radevormwald in 2014 .....	170
Bild B.4.7:	Vermarktung von Primärregelleistung durch PtG 2014 .....	170
Bild B.4.8:	Darstellung des Merit-Order-Effekts an der Strombörse .....	171
Bild B.4.9:	Darstellung der Jahresdauerlinien der Residuallast nach (Krzikalla et al., 2013; Fraunhofer ISE, 2013) (oben) sowie nach eigenen Berechnungen (unten).....	172
Bild B.4.10:	Entwicklung der Spotmärkte (DayAhead) (Consentec, 2013) .....	173
Bild B.4.11:	Häufigkeit in Abhängigkeit von den Preisklassen für den Intraday-Markt in 2035 .....	173
Bild B.4.12:	Vergleich der Day-Ahead Preisverläufe in 2014 (oben) und 2035 (unten) .....	174
Bild B.4.13:	Abrufzeiten BHKW und Aggregate getrennt nach SRL/MRL in 2014/20 über alle Kläranlagengrößenklassen (TSB, 2016) .....	177
Bild B.4.14:	Ausschnitt der Abrufzeiten für die verschiedenen Betriebskonzepte nach „Märkten“ und Jahren für Radevormwald .....	178
Bild B.4.15:	Regellenergieeinnahmen BHKW (li.) und Aggregate (re.) getrennt nach SRL/MRL in 2014/2035 für die Vergleichskläranlagengrößenklassen .....	179
Bild B.4.16:	EE-Zubau und Problemgebiete für die unterschiedlichen Szenarien im Jahr 2035 .....	180
Bild B.4.17:	MS-Anschlussstrang der Kläranlage .....	181
Bild B.4.18:	Zeitlicher Verlauf der Knotenspannung (Beispieltag) .....	182
Bild B.4.19:	Erforderliche Leistungsänderung der Kläranlage zur Einhaltung der Spannungsgrenzwerte (Beispieltag).....	182
Bild B.4.20:	Netzkapazitätskorridor (Prinzipgraphik in Anlehnung an (Kornrumpf et al., 2017; DENA, 2017a).....	183
Bild B.4.21:	Netzkapazität am Anschlusspunkt der Kläranlage (aggregierte Darstellung der Jahresberechnung je Szenario 2035) .....	184
Bild B.4.22:	Zeitpunkte mit Grenzwertverletzung im Szenario OG-2035 .....	185
Bild B.4.23:	Tagesverlauf der Netzkapazität im Szenario OG 2035 .....	186
Bild B.4.24:	Leistungs-Energie-Diagramm des netzdienlichen Flexibilitätsbedarfs und Deckung durch Flexibilitätsoptionen im OG-2035 .....	187
Bild B.4.25:	Netzausbau durch Verlegung einer Parallelleitung (DENA, 2012) .....	188
Bild B.4.26:	Spannungsregelung rONT (Prinzip) (Gerdes, 2015) .....	188
Bild B.4.27:	Spannungsregelung ESR (Prinzip) (Gerdes, 2015).....	189
Bild B.4.28:	Modellaufbau der Kläranlage Radevormwald .....	192



Bild B.4.29:	Flexibilitätsbaustein für die Gebläse .....	193
Bild B.4.30:	Abschalten der Gebläse aufgrund eines externen Signals .....	193
Bild B.4.31:	Eingangsdaten Simulation: CSB-Zulaufkonzentration zur Kläranlage .....	195
Bild B.4.32:	Vergleich von simulierter und gemessener NH <sub>4</sub> -N und NO <sub>x</sub> -N Ablaufkonzentration .....	196
Bild B.4.33:	Vergleich von simulierter und gemessener Gasproduktion .....	196
Bild B.4.34:	MRL 2014 Aggregate Positiv .....	198
Bild B.4.35:	MRL 2035 Aggregate Positiv .....	198
Bild B.4.36:	SRL 2014 Aggregate Positiv .....	199
Bild B.4.37:	SRL 2035 Aggregate Positiv .....	199
Bild B.4.38:	MRL 2014 BHKW und MÜSE .....	200
Bild B.4.39:	MRL 2035 BHKW und MÜSE .....	200
Bild B.4.40:	SRL 2014 BHKW und MÜSE .....	200
Bild B.4.41:	SRL 2035 BHKW und MÜSE .....	200
Bild B.4.42:	Abgeschaltete Gesamtleistung der Aggregate aufgrund von MRL 2014/2035 .....	201
Bild B.4.43:	Abgeschaltete Gesamtleistung der Aggregate aufgrund SRL 2014/2035 .....	202
Bild B.4.44:	Benötigte Reinsauerstoffmenge bei Marktsignal Intraday 2035 .....	204
Bild B.4.45:	Benötigte Luftmenge bei Marktsignalen MRL / Intraday 2035 .....	204
Bild B.4.46:	Füllstand des Klärgasspeichers und des H <sub>2</sub> -Speichers (Nutzspeichervolumen) im Konzept IIIa.....	205
Bild B.4.47:	Füllstand des Klärgasspeichers und des H <sub>2</sub> -Speichers (Nutzspeichervolumen) im Konzept IIIb .....	206
Bild B.4.48:	Füllstand des Klärgasspeichers bei einem Speichervolumen von 800 m <sup>3</sup> und 1.500 m <sup>3</sup> und zugehörige H <sub>2</sub> -Produktion im Konzept IV .....	206
Bild B.4.49:	Füllstand (Nutzvolumen) des Klärgasspeichers und des Wasserstoffspeichers sowie Methanproduktion in Konzept V .....	207
Bild B.4.50:	Netzkapazitätskorridor für das Jahr 2014 .....	208
Bild B.4.51:	Simulierte Ammoniumablaufkonzentration für den Status Quo und MRL 2014 / 2035 (NH <sub>4</sub> -N-Überwachungswert = 8 mg/l) .....	209
Bild B.4.52:	Schema Kommunikation der Steuerungssoftware in Radevormwald .....	212
Bild B.4.53:	Bespielhafte Darstellung der Kommunikationstechnik, (Honeck 2015) .....	213
Bild B.4.54:	Schematische Darstellung Regelenergieabruf und tatsächliche Erbringung.....	214
Bild B.4.55:	Doppelhub für alle vier technischen Einheiten auf der KA Radevormwald .....	215
Bild B.4.56:	Abschalten der Verbraucher für 15min.....	216
Bild B.4.57:	Leistungsgang des BHKW, sowie Volumen des Gasanfall und Füllstand des Gasspeichers .....	218
Bild B.4.58:	Bereitstellung der negativen Regelleistung durch Abschalten des BHKW .....	218
Bild B.4.59:	Ablaufkonzentrationen von beiden Belebungsbecken und der Nachklärung der KA Radevormwald.....	219
Bild B.4.60:	Ablaufkonzentrationen von beiden Belebungsbecken als Ausschnitt aus dem Bild B.4.59 .....	219

Bild B.4.61:	Summe der Leistung aus TE 2 bis TE 4 mit Bezug zum Fremdstrom- und Gesamtbezug der KA .....	220
Bild B.4.62:	Schlammindex von 01.10.2016 bis 01.04.2017 als tägliche Stichprobe .....	220
Bild B.5.1:	Projektstruktur und Verknüpfung der AP in arrivee .....	223
Bild B.5.2:	Vergleich Investitionskosten 2014, Kläranlage Radevormwald 58.000 E .....	227
Bild B.5.3:	Vergleich Investitionskosten 2035, Kläranlage Radevormwald 58.000 E .....	228
Bild B.5.4:	Vergleich Jahreskosten 2014, Kläranlage Radevormwald 58.000 E.....	231
Bild B.5.5:	Vergleich Jahreskosten 2035, Kläranlage Radevormwald 58.000 E.....	232
Bild B.5.6:	Vergleich Kosten und Erträge 2014, Kläranlage Radevormwald 58.000 E .....	232
Bild B.5.7:	Vergleich Kosten und Erträge 2035, Kläranlage Radevormwald 58.000 E .....	233
Bild B.5.8:	Vergleich Einsparung/Mehrkosten Jahreskosten gegenüber Status-Quo 2014, Kläranlage Radevormwald 58.000 E.....	234
Bild B.5.9:	Vergleich Einsparung/Mehrkosten Jahreskosten gegenüber Status-Quo 2035, Kläranlage Radevormwald 58.000 E.....	235
Bild B.5.10:	Vergleich der Sensitivität des Jahresergebnis bei sich verändernden Strompreisen, Kläranlage Radevormwald 58.000 E, 2014 .....	236
Bild B.5.11:	Kostenbewertung für Netzinvestitionen .....	242
Bild B.5.12:	Kostenvergleich der Netzausbauvarianten je Szenario (Barwert 2015) im Problemgebiet West .....	243
Bild B.5.13:	Kostenaufteilung der DNA-Variante im Szenario OG (Barwert 2015) im Problemgebiet West .....	243
Bild B.5.14:	Kostenvergleich der Netzausbauvarianten je Szenario (Barwert 2015) im Problemgebiet Nord-Ost .....	244
Bild B.5.15:	Kostenvergleich der Netzausbauvarianten je Szenario (Barwert 2015) im gesamten Netzgebiet .....	245
Bild B.5.16:	Entwicklung der Kompensationszahlung Szenario OG 2035 .....	246
Bild B.5.17:	Theoretische Erlösmöglichkeiten für netzdienliche Flexibilität in Abhängigkeit der DEA-Leistung und des Anteils der abgeregelten Energie.....	247
Bild B.6.1:	Projektstruktur und Verknüpfung der AP in arrivee .....	249
Bild B.6.2:	Überblick der wichtigsten im Projekt betrachteten Rechtsfragen. ....	249
Bild B.6.3:	Innovationsarena: Neue Akteurskonstellation energiewirtschaftliche Kläranlagenflexibilisierung aus arrivee-Perspektive .....	277
Bild B.6.4:	Innovationsarena: Innovationsarena energiewirtschaftliche Kläranlagenflexibilisierung aus gemeinsamer Perspektive der ERWAS-Vorhaben arrivee, E-Klär und ESiTI (Ansmann et al., 2017) .....	278
Bild B.6.5:	Phasen des Szenario-Prozesses ((Kosow und Gaßner, 2008) S.20).....	280
Bild B.7.1:	Projektstruktur und Verknüpfung der AP in arrivee .....	295
Bild B.7.1:	Prinzipieller Aufbau einer alkalischen Elektrolysezelle (Sternner und Stadler, 2014) .....	324
Bild B.7.2:	Schematische Darstellung einer Elektrolysezelle im Querschnitt .....	325
Bild B.7.3:	Schematische Darstellung eines modularen PEMEL-Stacks in hydraulisch verpresster Bauweise .....	327

Bild B.7.4:      Prinzipielles Blockschaltbild des Hochdruckelektrolyseurs mit hydraulischer Verpressung  
.....327

Bild B.7.5:      Prinzipieller Aufbau einer Hochtemperaturelektrolysezelle (Sternner und Stadler, 2014) .328

## TABELLENVERZEICHNIS

Tabelle B.1.1:	Wirkungsgrade unterschiedlicher Umwandlungspfade von Strom zu Gas (Sterner et al., 2011b) .....	17
Tabelle B.2.1:	Merkmale der in Deutschland ausgeschriebenene Regelleistungsqualitäten (VDN, 2007; Consentec, 2014) .....	25
Tabelle B.2.2:	Unterschiede Spot- und Terminbörsen (vgl. (Riedel M., Zander, W., 2012) .....	28
Tabelle B.2.3:	Finanzielle Auswirkung der Inanspruchnahme von Ausgleichsenergie, verändert nach (Consentec, 2014) .....	29
Tabelle B.2.4:	Kosten für die Bereitstellung von Reinsauerstoff .....	31
Tabelle B.2.5:	Grenzwerte für die Einspeisung von Biomethan in das Erdgasnetz nach DVGW G260 und DVGW 262 (DVGW, 2013, 2011).....	31
Tabelle B.2.6:	Spezifische Stromverbrauch, Betriebsstunden und Aggregateleistungen für die Aggregatgruppen auf Kläranlagen. Datengrundlage: (Kolisch et al., 2014), eigene Daten WiW mbH und WV .....	44
Tabelle B.2.7:	Mediane von Wirkungsgrad und Leistung von KWK-Anlagen nach Größenklassen.....	46
Tabelle B.2.8:	Auswertung der Klärgasnutzung für KA der GK 4 in NRW und Rheinland-Pfalz, Datengrundlage: (Mergelmeyer und Kolisch, 2014; Knerr et al., 2016) .....	48
Tabelle B.2.9:	Faulraumvolumen und spezifisches Faulraumvolumen auf KA in NRW und Rheinland-Pfalz, Datengrundlage: (Mergelmeyer und Kolisch, 2014; Knerr et al., 2016) .....	51
Tabelle B.2.10:	Gasspeichervolumen, spezifisches Gasspeichervolumen und Volumenanteil des Speichers an Tagesproduktion in NRW und Rheinland-Pfalz, Datengrundlage: (Mergelmeyer und Kolisch, 2014; Knerr et al., 2016) .....	52
Tabelle B.2.11:	Datengrundlage zur Potenzialabschätzung .....	53
Tabelle B.2.12:	Anzahl kommunaler Kläranlagen (Stand 2012/2013) .....	54
Tabelle B.2.13:	Angeschlossene Einwohnerwerte nach Größenklasse und Reinigungsverfahren (Datenbasis: Ausgewertete DWA-Nachbarschaften 2012/2013) .....	56
Tabelle B.2.14:	Gewinnung und Verwertung von Faulgas in Deutschland (DESTATIS, 2013a) .....	59
Tabelle B.2.15:	Energiepotenziale durch Ausrüstung aller Anlagen mit KWK-Anlagen.....	59
Tabelle B.2.16:	Energiepotenziale durch Steigerung der Energieausbeute .....	60
Tabelle B.2.17:	Energiepotenziale durch Umstellung auf anaerobe Stabilisation.....	60
Tabelle B.2.18:	Energiepotenziale durch Ausnutzung von Kapazitätsreserven aus Fremdschlämmen.....	61
Tabelle B.2.19:	Datengrundlage zur Abschätzung der Kapazitätsreserven (UBA, 2008; Ross, 2008) und eigene Berechnungen .....	62
Tabelle B.2.20:	Energiepotenziale durch Ausnutzung von Kapazitätsreserven aus externen Co-Substraten 62	
Tabelle B.2.21:	Zusammenfassung der untersuchten Potenziale (Schäfer et al., 2015).....	63
Tabelle B.2.22:	Ermittelte Kennwerte zur Potenzialabschätzung in Abhängigkeit der Größenklassen (Schäfer et al., 2017a) .....	64
Tabelle B.2.23:	Potenziale der installierten Leistung sowie der theoretischen zu- und abschaltbaren Energiemengen (unter voller Ausnutzung des Gasspeichers) (Schäfer et al., 2017a) .....	65
Tabelle B.2.24:	Auswertung relevanter Kenngrößen zu NEA auf Kläranlagen (Schäfer et al., 2017a) .....	66

Tabelle B.2.25:	Potenzial positiver Flexibilität durch NEA nach (Schäfer et al., 2017a) .....	67
Tabelle B.2.26:	Zusammengefasste Ergebnisse der ab- und zuschaltbaren Leistungen sowie Energiemengen der Aggregate aller deutschen Anlagen nach dem Belebtschlammverfahren .....	68
Tabelle B.2.27:	Spez. Aggregateleistungen, Betriebsstunden, Abschaltdauern und Lastabwurfpotenzial unterschiedlicher Aggregategruppen .....	69
Tabelle B.2.28:	Berechnete ab- und zuschaltbare Leistungen und Energiemengen Aggregatgruppen .....	70
Tabelle B.2.29:	Zusammenfassung der Flexibilitätspotenziale der bundesweiten Kläranlagen (erweitert nach (Schäfer et al., 2017a)) .....	71
Tabelle B.3.1:	Ergebniszusammenfassung DEA-Szenarien .....	84
Tabelle B.3.2:	Vergleich der potenziellen technischen Elektrolyseverfahren für eine EE-Verwertung (Rasmusson, 2013), (Sterner und Stadler, 2014)), (eigene Bearbeitung) .....	86
Tabelle B.3.3:	Kompressibilitätsfaktor Z bei 20°C .....	87
Tabelle B.3.4:	Speicherspezifische Daten gängiger Druckgasbehälter .....	88
Tabelle B.3.5:	Speicherspezifische Daten gängiger Druckgasflaschen .....	89
Tabelle B.3.6:	Speicherspezifische Daten von Druckgasflaschenbündel .....	89
Tabelle B.3.7:	Dimensionierung des Erdgasspeichers in Urdorf, Schweiz (Sterner und Stadler, 2014) .....	90
Tabelle B.3.8:	Wasserstoffbedarf gesamt (Noack et al. 2015) .....	91
Tabelle B.3.9:	Leistungsdaten eines Wasserstoff-BHKWs von 2G (Grewe, 2012) .....	92
Tabelle B.3.10:	Entwicklung der Verwendung von Wasserstoff im Mobilitätssektor (Noack et al., 2015) ..	92
Tabelle B.3.11:	Entwicklung des industriellen Wasserstoffbedarfs 2010 – 2050 (Noack et al., 2015) .....	93
Tabelle B.3.12:	Sauerstoffbeimischung in Abhängigkeit von der Anlagengröße .....	95
Tabelle B.3.13:	Erforderlicher Reinsauerstoffbedarf für die Ozonherstellung in Abhängigkeit von der Hintergrundbelastung und der Anlagengröße .....	96
Tabelle B.3.14:	Vergleich biologische und katalytische Methanisierung (Graf et al., 2014) .....	99
Tabelle B.3.15:	Abschaltzeiten verschiedener Aggregatgruppen nach Literaturstellen und eigener (Vor-) Untersuchungen (Schäfer et al., 2017b) .....	104
Tabelle B.3.16:	Regelkriterien Sandfanggebläse .....	106
Tabelle B.3.17:	Leistung und Betriebsstunden der Gebläsestationen auf der KA Radevormwald .....	106
Tabelle B.3.18:	Regelkriterien der Belüftung der Belebungsbecken .....	107
Tabelle B.3.19:	Regelkriterien der Rührwerke im Belebungsbecken .....	107
Tabelle B.3.20:	Regelungsbereiche der Rezirkulationspumpen der KA Radevormwald .....	108
Tabelle B.3.21:	Regelkriterien der Rezirkulationspumpen .....	109
Tabelle B.3.22:	Regelkriterien Rücklaufschlammumpen .....	109
Tabelle B.3.23:	Regelkriterien zur Nutzung der Rührwerke im Faulbehälter .....	110
Tabelle B.3.24:	Regelkriterien zur Nutzung der Heizschlammumpen im Faulbehälter .....	111
Tabelle B.3.25:	Regelkriterien zur Nutzung der Rohschlammumpen zum Faulbehälter .....	111
Tabelle B.3.26:	Regelkriterien zur Nutzung der ÜSS-Pumpen/Seihbandanlage auf der KA Radevormwald	112
Tabelle B.3.27:	Regelkriterien zur Nutzung der Kammerfilterpressen .....	113

Tabelle B.3.28:	Regelkriterien zur Nutzung von Hebewerken.....	114
Tabelle B.3.29:	Regelkriterien zur Nutzung von Filtrationsanlagen.....	114
Tabelle B.3.30:	Übersicht der untersuchten (Reinigungs-)Aggregate auf der Pilotanlage Radevormwald zur Bereitstellung von Flexibilität, (nach (Schäfer et al., 2017b)).....	115
Tabelle B.3.31:	Betrieb der BHKW in Abhängigkeit vom Füllstand im Gasspeicher (Bezugsjahr 2014) .....	116
Tabelle B.3.32:	Regelkriterien zur Nutzung von BHKW-Anlagen .....	117
Tabelle B.3.33:	Regelkriterien zur Nutzung der Netzersatzanlagen .....	118
Tabelle B.3.34:	Übersicht der untersuchten Aggregate inkl. Kenngrößen zur Bereitstellung von Flexibilität auf der Kläranlage Radevormwald, (erweitert nach (Schäfer et al., 2017b)) .....	119
Tabelle B.3.35:	Kriterienkatalog für Regelansätze auf Kläranlagen.....	120
Tabelle B.3.36:	Zusammenfassende Bewertung der Aggregatgruppen als Flexibilitätsoptionen .....	124
Tabelle B.3.37:	Übersicht zu den in <i>arrivee</i> betrachteten Konzepten .....	126
Tabelle B.3.38:	Aufführung der Konzeptmerkmale der Steckbriefe.....	126
Tabelle B.3.39:	Musteranlagen und ihre Randbedingungen für die Konzeptauslegung für die Betrachtungsjahre 2014 und 2035.....	127
Tabelle B.3.40:	Anlagenkonzept IIa und IIb 2035 – konzeptspezifische Daten .....	136
Tabelle B.3.41:	Anlagenkonzept IIIa 2035 – konzeptspezifische Daten .....	138
Tabelle B.3.42:	Anlagenkonzept IIIa 2014 – konzeptspezifische Daten .....	139
Tabelle B.3.43:	Anlagenkonzept IIIb 2035 – konzeptspezifische Daten.....	141
Tabelle B.3.44:	Anlagenkonzept IIIb 2014 – konzeptspezifische Daten.....	142
Tabelle B.3.45:	Anlagenkonzept IV 2035 – konzeptspezifische Daten .....	145
Tabelle B.3.46:	Anlagenkonzept V 2035 – konzeptspezifische Daten .....	148
Tabelle B.3.47:	Anlagenkonzept V 2014 – konzeptspezifische Daten .....	148
Tabelle B.3.48:	Übersicht der Flexibilitätspotenziale der betrachteten Anlagenkonzepte.....	152
Tabelle B.3.49:	Übersicht der Speicherpotenziale der betrachteten Anlagenkonzepte.....	154
Tabelle B.3.50:	Kurzbeschreibung der betrachteten Verwertungsstufen sowie Formeln zur Abschätzung der Wirkungsgrade.....	156
Tabelle B.3.51:	Wirkungsgrade der Anlagenkonzepte in Abhängigkeit der Umwandlungsstufe von üfEE-Strom unter Nutzung der Nebenprodukte Sauerstoff und Wärme im Rahmen der Elektrolysekonzepte (auf Grundlage der Musterkläranlage mit EW = 150.000 E) .....	157
Tabelle B.3.52:	Versuchsplan für die Kläranlage Radevormwald .....	162
Tabelle B.4.1:	Anzahl der Stunden unter bzw. über einem bestimmten Preises in 2014 .....	168
Tabelle B.4.2:	Ergebnisse der Befragungen nach Breitband-Delphi-Methode für die Regelernergieentwicklung .....	175
Tabelle B.4.3:	Szenarienfestlegung „Marktteilnahme“ für das BHKW, die Aggregate und die Elektrolyse in 2014 und 2035 .....	177
Tabelle B.4.4:	Datenbasis für Zeitreihen nach Knotentypen.....	181
Tabelle B.4.5:	Mengengerüst Planungsvarianten Problemgebiet West .....	190
Tabelle B.4.6:	Mengengerüst Planungsvarianten Problemgebiet Nord-Ost .....	190

Tabelle B.4.7:	Restriktionen und Randbedingungen der einzelnen Flexibilitätsbausteine für die KA Radevormwald.....	193
Tabelle B.4.8:	Elektrolyseleistung, Wasserstoff- und Sauerstoffproduktion für die untersuchten Konzepte .....	194
Tabelle B.4.9:	Vergleich des simulierten und gemessenen Energieverbrauchs .....	196
Tabelle B.4.10:	Aufsummierte Dauer der Marktsignale.....	197
Tabelle B.4.11:	Positive /negative Flexibilitätsbereitstellung der Aggregate und BHKW-Anlagen aufgrund Marktsignalen des Jahres 2014 und 2035 .....	202
Tabelle B.4.12:	Zusammenstellung der Grenzwertverletzungen im Netz für den Status Quo, MRL und SRL 2014/2035 .....	203
Tabelle B.4.13:	Zusammenstellung der Druckluftmenge aus der Simulation unter Berücksichtigung der Marktsignale (Intraday 2035) für Konzept IIa und IIb und Ableitung des theoretischen erforderlichen Reinsauerstoffmenge .....	204
Tabelle B.4.14:	H <sub>2</sub> -Produktion, zusätzliche Eigenproduktion, Strombezug und Einspeisung, maximaler Leistungsbezug der Kläranlage für die Konzepte III, IV und V für das Jahr 2035 .....	205
Tabelle B.4.15:	Anteil Reinsauerstoffbeimischung und Energieeinsparung bei der Belüftung.....	207
Tabelle B.4.16:	Zusammenstellung der Grenzwertverletzungen für die Konzepte III, IV und V für das Jahr 2035.....	208
Tabelle B.4.17:	Energiebilanz- und Wirtschaftlichkeitsberechnung .....	210
Tabelle B.4.18:	Eignung der untersuchten Aggregate für eine Flexibilisierung.....	211
Tabelle B.4.19:	Versuchsergebnisse für Verbraucher mit MRL-Markt-Signalen .....	216
Tabelle B.4.20:	Versuchsergebnisse für Erzeuger mit MRL-Markt-Signalen .....	217
Tabelle B.4.21:	Versuchsergebnisse für Verbraucher mit SRL-Markt-Signalen.....	221
Tabelle B.5.1:	Strompreise für die Kläranlage Radevormwald 58.000 E.....	225
Tabelle B.5.2:	Strompreise für die Musterkläranlagen 20.000 E / 50.000 E /150.000 E.....	225
Tabelle B.5.3:	Spezifische Preis für Reinsauerstoff in der Ozonierung .....	226
Tabelle B.5.4:	Einnahmen der Regelenergie für 2014/2035 am Beispiel der KA Radevormwald .....	226
Tabelle B.5.5:	Vergleich Wirtschaftlichkeit Kläranlage Radevormwald 58.000 E, 2014 .....	229
Tabelle B.5.6:	Vergleich Wirtschaftlichkeit Kläranlage Radevormwald 58.000 E, 2035 .....	230
Tabelle B.5.7:	Strompreisbestandteile bei Stromdirektlieferung im Jahr 2035 für Radevormwald 58.000 E .....	237
Tabelle B.5.8:	Vergleich Wirtschaftlichkeit Kläranlage Radevormwald 58.000 E, 2035, mit veränderten Strompreisbestandteilen.....	238
Tabelle B.5.9:	Vergleich Wirtschaftlichkeit Kläranlage Radevormwald 58.000 E, 2035, mit veränderten Strompreisbestandteilen und 25 % verringerten Investitionskosten .....	239
Tabelle B.6.1:	Übersicht zu den Stromnebenkosten.....	258
Tabelle B.6.2:	Förderung nach KWKG 2012/2017 .....	260
Tabelle B.6.3:	Übersicht zu den Stromnebenkosten und Erlösmöglichkeiten der Nutzungskonzepte, Überblick.....	268
Tabelle B.6.4:	Schlüsselfaktoren und ihre Ausprägungen, teilweise aktualisiert. ....	280

Tabelle B.6.5:	Referenzszenario: 2017 Politik der gebremsten Energiewende – 2027 Politik der ausgebremssten Energiewende? .....	283
Tabelle B.6.6:	Negativ-Szenario: Politische Rahmenbedingungen 2027 geben keine Anreize für Flexibilitätsanbieter in Stromverteilnetzen (zentral, fossil und sektoral) .....	285
Tabelle B.6.7:	Positiv-Szenario: Politische Rahmenbedingungen 2027 schaffen Anreize für Flexibilitätsanbieter in Stromverteilnetzen (dezentral, regenerativ und intelligent) .....	287
Tabelle B.6.8:	Normatives Szenario 2027: Die Kläranlage als energiewirtschaftlicher Flexibilitäts-Anbieter in Stromverteilnetzen.....	289





## ABKÜRZUNGSVERZEICHNIS

Abkürzung	Erläuterung
°C	Grad Celsius
a	Jahr
AbLaV	Verordnung zu abschaltbaren Lasten
Abs.	Absatz
AbwV	Abwasserverordnung
ACL	anodic catalytic layer
AEL	alkalische Elektrolyse
AG	Aktiengesellschaft
AP	Arbeitspakete
AP-Leiter	Arbeitspaketleiter
BAFA	Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle
BB	Belebungsbecken
Bh	Betriebsstunden
BHKW	Blockheizkraftwerke
BIKO	Bilanzkreiskoordinator
BImSchV	Bundes-Immissionsschutzverordnungen
BiomasseVO	Biomasse Verordnung
BKV	Bilanzkreisverantwortlicher
BMF	Bundesministerium der Finanzen
BMWi	Bundeswirtschaftsministerium
BNetzA	Bundesnetzagentur
BNetzA	Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen
BOL	„begin of live“
CapEx	Capital expenditure; Investitionskosten
CCL	cathodic catalytic layer
CH <sub>4</sub>	Methan
CO <sub>2</sub>	Kohlendioxid
CSB	Chemischer Sauerstoffbedarf
CSTR	Continuous stirred-tank reactor
DEA	dezentraler Erzeugungsanlagen
Deni-Phase	unbelüftete Phase
DNA	Dezentrale Netzautomatisierung
E	Einwohner
E2	17β Estradiol
EE	Erneuerbare Energien
EE2	17α-Ethinylestradiol
EEG	Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz)
EEX	European Energy Exchange

Abkürzung	Erläuterung
EG-WRRL	Wasserrahmenrichtlinie der EU
ENTSO-E	European Network of Transmission System Operators
EnWG	Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (Energiewirtschaftsgesetz)
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
EOL	End of Life
EPEX Spot	European Power Exchange – europäische Strombörse
ESiTI	ERWAS Forschungsprojekt „Energiespeicher in der Interaktion mit technischer Infrastruktur“
ESR	Einzelstrangregler
EuGH	Europäischer Gerichtshof
EW	Einwohnerwert
EWG	Europäische Wirtschaftsgemeinschaft
ext.	externes
FCEV	Fuel Cell Electrical Vehicle
fEE	Fluktuierende Erneuerbare Energien
Flex	Flexibilisierung
FU	Frequenz-Umformer
GasNEV	Gasnetzentgeltverordnung
GasNZV	Gasnetzzugangsverordnung
GG	Grundgesetz
GI	Gasinfrastruktur
GK	Größenklasse
GmbH	Gesellschaft mit beschränkter Haftung
GPRS	Universal Mobile Telecommunications System
Grenz-AP	Grenz-Arbeitspreis
GuD	Gas- und Dampfturbinenkraftwerk
GW	Gigawatt
GWh	Gigawattstunde
h	Stunde
H <sub>2</sub>	Wasserstoff
H <sub>2</sub> O	Wasser
H <sub>2</sub> S	Schwefelwasserstoff
HFI	Hochfrequenz-Induktiv
H-Gasnetz	Gasnetz für high calorific gas
HS	Hochspannung
HT	Hochtarif
NT	Niedertarif
Hz	Hertz
i. V. m.	in Verbindung mit
i. S. d.	in dem Sinne
i.b./insb.	insbesondere

Abkürzung	Erläuterung
i.d.R	in der Regel
i.M.	
i.S.	
I/O-Module	Input/Output-Module (Ein-/Ausgabe-Module)
IKT	Informations- und Kommunikationstechnik
inkl.	Inklusive
ISV	Schlammindex
k.A.	keine Angaben
KA	Kläranlage
KAG	Kommunalabgabengesetz
Kap.	Kapazität
KAV	Konzessionsabgabenverordnung
KOH	Laugenkreislauf
KW	Kalenderwoche
kWh	Kilowattstunde
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
KWKG	Gesetz für die Erhaltung, die Modernisierung und den Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung (Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz)
Laststd.	Laststunde
Le	Lennep
L-Gasnetz	low calorific gas
lit.	littera
LOHC	Liquid Organic Hydrogen Carrier
LP	Leistungspreis
Lsg.	Lösung
Lu	Luckhausen
m.w.N.	Mit weiteren Nachweisen
m <sup>3</sup>	Kubikmeter
max.	maximaler
M-Box	Messsystem-Box
MEA	Membranelektrodeneinheit
MGT	Mikrogasturbine
mHz	megaHertz
min.	minimal
Mio.	Millionen
Mrd.	Milliarden
MRL	Minutenregelleistung = Minutenreserveleistung oder kurz: Minutenreserve
MS	Mittelspannung
MÜSE	maschinelle Überschussschlammeindickung
MW	Megawatt

Abkürzung	Erläuterung
MWh	Megawattstunde
N <sub>2</sub>	Stickstoff
NAV	Niederspannungsanschlussverordnung
NEA	Netzersatzanlage
NEG	Negative Flexibilität
neg.	negative
NH <sub>4</sub> -N	Ammoniumstickstoff
Nitri-Phase	belüftete Phase
NK	Nachklärbecken/Nachklärung
Nm <sup>3</sup>	Normkubimeter (Volumen unter Normbedingungen)
NNE	Netznutzungsentgelt
NO <sub>3</sub>	Nitrat
NO <sub>3</sub> -N	Nitrat-Stickstoff
NO <sub>x</sub>	Stickstoffemissionen
NRW	Nordrhein-Westfalen
NS	Niederspannung
o.ä.	oder ähnliche
o.g.	oben genannten
O <sub>2</sub>	Sauerstoff
O <sub>3</sub>	Ozon
OG	Oberes Grenzszenario
OgewV	Oberflächengewässerverordnung
OgewV	Oberflächengewässerverordnung
OLG	Oberlandesgericht
ONS	Ortsnetzstationen
ONT	Ortsnetztransformator
OPC	Open Platform Communications
OpEx	engl. für <i>operational expenditures</i> - Betriebsausgaben
OTC	Over The Counter
oTR	Organischer Trockentrückstand
PCD	porous current distributor
P <sub>el,spez</sub>	spezifische elektrische Leistung
PEM	Polymer-Elektrolyt-Membran
PEMEL	Polymer-Elektrolyt-Membran-Elektrolyseure
PFI	Prüf- und Forschungsinstitut Pirmasens e. V.
PG	Problemgebiet
PLS	Prozessleistsystem
POS	Positive Flexibilität
pos.	positive
PRL	Primärregelleistung

Abkürzung	Erläuterung
PS	Primärschlamm
PtG	Power to Gas
P-t-X	Power to X
PV	Photovoltaik
PVA	Photovoltaikanlage
Ra	Radevormwald
RE	Regelenergie
reBAP	regelzonenübergreifender einheitlicher Ausgleichsenergiepreis
RL	Richtlinie
RLM	Registrierende Leistungsmessung
RLP	Rheinland-Pfalz
RLS	Rücklaufschlamm
rONT	Regelbare Ortsnetztransformatoren
RS	Rücklaufschlamm
RSP	Rücklaufschlammpumpe
RÜB	Regenüberlaufbecken
RZ	Rezirkulation
s.o.	siehe oben
s.u.	siehe unten
SBR-Anlagen	Sequencing-Batch-Reactor Anlagen
Smart RTU	zentralen Steuereinheit
SNG	Substitute natural gas
sog.	sogenannte
sonst.	sonstige
spez.	spezifischer
SPS	Speicherprogrammierbare Steuerung
SRL	Sekundärregelleistung
StromGVV	Stromgrundversorgungsverordnung
StromNEV	Verordnung über die Entgelte für den Zugang zu Elektrizitätsversorgungsnetzen (Stromnetzentgeltverordnung)
StromNZV	Verordnung über den Zugang zu Elektrizitätsversorgungsnetzen (Stromnetzzugangsverordnung)
StromStG	Stromsteuergesetz
StromStV	Stromsteuer-Durchführungsverordnung
SWR GmbH	Stadtwerke Radevormwald
T	Temperatur
TA Luft	Technische Anleitung zur Reinhaltung der Luft, Verwaltungsvorschrift zum Bundes-Immissionsschutzgesetz
TE	Technische Einheit
TEHG	Gesetz über den Handel mit Berechtigungen zur Emission von Treibhausgasen (Treibhausgas-Emissionshandelsgesetz)
therm.	thermische

Abkürzung	Erläuterung
TR	Trockerrückstand
TS	Trockensubstanz
TU KL	Technische Universität Kaiserslautern
u.U.	unter Umständen
u.v.m.	und viel mehr
üfEE	Überschüssige fluktuierende erneuerbare Energien
UG	Unteres Grenzszenario
UMTS	Universal Mobile Telecommunications System
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
UQN	Umweltqualitätsnormen
ÜS	Überschussschlamm
ÜSS	Überschussschlamm
UStG	Umsatzsteuergesetz
UW	Umspannwerk
v.a.	vor allem
VBH	Volllaststundenzahl/Vollbenutzungsstunden
VDE	Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e. V.
VDN	Verband der Netzbetreiber e. V.
VK	Vorklärbecken/Vorklärung
vNNE	vermiedene Netznutzungskosten
VO	Verordnung
Vol.-%	Volumen-Prozent
VPSA	Vacuum-Pressure-Swing-Adsorption / Vakuum Druckwechseladsorption
vs.	versus
W	Jahresverbrauch
W	Watt
WEA	Windenergieanlagen
WHG	Wasserhaushaltsgesetz
WKA	Wasserkraftanlagen
WN	Wärmenutzung
WVG	Wasserverbandsgesetz
Z	Korrekturwert
z.	zur
z. T.	zum Teil
zus./zusätz.	zusätzliches
$\lambda$	Lambda-Wert



## PUBLIKATIONSVERZEICHNIS ARRIVEE

Die nachfolgenden Publikationen stehen zum Großteil unter [www.erwas-arrivee.de](http://www.erwas-arrivee.de) zum Download bereit.

### Fachbeiträge und Vorträge

- Dierich, Axel; Hüesker, Frank; Ansmann, Till; Gretzschel, Oliver (2017): Rahmenbedingungen für die Sektor-  
kopplung von Abwasserreinigung und Klärschlamm-Behandlung mit der Energiewirtschaft: Hemmnisse,  
Treiber und Chancen. im Erscheinen. In: Korrespondenz Abwasser, Abfall 64 (8).
- Schmitt, Theo G. (2017): Forschung an der Schnittstelle von Wasser- und Energie. Interview. In: wwt - Was-  
serwirtschaft Wassertechnik Nr. 6
- Pyro, Philipp; Hobus, Inka; Kolisch Gerd (2017): Dynamische Simulation zur Bereitstellung von Flexibilität  
durch Abwasserreinigungsanlagen. Vortrag, 24. SIMBA-Anwendertreffen, 16./17. Mai Schönebeck/  
Bad Salzhelm.
- Hüscher, Frank (2017): Szenarien zu politischen Rahmenbedingungen in 2027: Integration von Kläranlagen in  
Energimärkte der Zukunft - Ergebnisbericht zu den arrivee-Expertenworkshops
- Hobus, Inka; Taudien, Yannick; Pyro, Philipp; Schäfer, Michael; Gretzschel, Oliver (2017): Dynamische Simu-  
lation von Regelenergie- und Speicherkonzepten auf Abwasserreinigungsanlagen. Beitrag, 11. Fach-  
tagung Mess- und Regelungstechnik in abwassertechnischen Anlagen, 30./31. Mai Wiesbaden
- Hobus, Inka; Taudien, Yannick; Pyro, Philipp; Schäfer, Michael; Gretzschel, Oliver (2017): Dynamische Simu-  
lation von Regelenergie- und Speicherkonzepten auf Abwasserreinigungsanlagen. Vortrag, 11. Fach-  
tagung Mess- und Regelungstechnik in abwassertechnischen Anlagen, 30./31. Mai Wiesbaden
- Schmitt, Theo G. (2017): Abwasserreinigungsanlagen als Regelbaustein in intelligenten Verteilnetzen mit  
erneuerbarer Energieerzeugung. Vortrag. ERWAS Abschlusskonferenz. 15.-16. Mai 2017 Berlin.
- Schmitt, Theo G.; Schäfer, Michael; Gretzschel, Oliver; Bidlingmaier, Artur; Hanke, Babett; Hobus, Inka; Ho-  
neck, Verena; Kornrumpf, Tobias; Pyro, Philipp; Salomon, Dirk; Zdrallek, Markus (2017): Kläranlagen  
als Flexibilitätsoption im Stromnetz. wwt - Wasserwirtschaft Wassertechnik Nr. 5, 8 - 14
- Schäfer, Michael; Gretzschel, Oliver; Schmitt, Theo G.; Taudien, Yannick (2017): Flexibilitätspotenziale von  
Kläranlagen am Energiemarkt. wwt - Wasserwirtschaft Wassertechnik Nr. 3, 8 - 12
- Hüesker, Frank; Gretzschel, Oliver (2017): Kläranlagen im Energiemarkt der Zukunft – Ergebnisse aus dem  
Verbundvorhaben Vortrag bei der VKU-Arbeitsgruppe Energieeffizienz in der Wasserwirtschaft am 8.  
März 2017 in Berlin
- Salomon, Dirk; Schäfer, Michael; Hüesker, Frank (2017): Kläranlagen als Flexibilitätsanbieter in Stromver-  
teilnetzen. Was ist technisch machbar, ökonomisch sinnvoll und politisch zu steuern? Tagungsband  
zur 4. OTTI-Konferenz „Zukünftige Stromnetze für Erneuerbare Energien“, Berlin
- Hüesker, Frank; Moss, Timothy (2016): Kommunale Unternehmen in der Energiewende - legitimierte de-  
zentrale Akteure zur flächendeckenden Institutionalisierung regionaler Energiemärkte? In: Deutsche  
Vereinigung für Politikwissenschaft (DVPW)-3-Länder-Tagung "Regionalismus in einer entgrenzten  
Welt", Sektion 6 – Regionale Kooperation und Konflikte in Infrastrukturpolitiken, Panel 36 - Die Ener-  
giewende als Beispiel für regionale Policy-Strategien in Europa: Strategie-Analysen, Heidelberg,  
01.10.2016
- Gretzschel, Oliver; Schäfer, Michael; Schmitt, Theo G.; Hobus, Inka (2016): Innovative Anlagenkonzepte für  
den Strommarkt der Zukunft. Vortrag auf dem ERWAS-DACH Seminar in Verbindung mit DWA-  
Energietag 2016 am 13. September 2016 in Augsburg
- Hüesker, Frank; Moss, Timothy (2016): Integrating Municipal Companies into Energy Transformation (Politi-  
cised Nexus Thinking in Practice). In: European Consortium for Political Research (ECPR) General Con-  
ference, Section 41 (Open Section), Panel: "Local Politics and Policies" (P238), Prague, 10.09.2016

- Gretzschel, Oliver; Knerr, Henning; Schäfer, Michael (2016): Virtuelle Kraftwerke - Potenziale der Kläranlagen als Flexibilitätsbaustein des Energiemarktes. Vortrag auf der DWA FACHTAGUNG – ENERGIE-NEUTRALE KLÄRANLAGE am 2. September 2016 in Kaiserslautern
- Moss, Timothy; Hüesker, Frank (2016): Politicised Nexus Thinking in Practice: Integrating Urban Utilities into Regional Energy Markets. In: Royal Geographical Society/Institute of British Geographers (RGS-IGB) Annual International Conference 2016 “Nexus thinking”, Sessions “The Socio-politics of Nexus Thinking: Tyrannies of Scale and Security in Low Carbon Transitions”, London, 31.08.2016.
- Gretzschel, Oliver; Schöfer, Michael; Honeck, Verena; Dornburg, Arthur (2016): Wasserwirtschaftliche Anlagen als Flexibilitätsdienstleister im Stromnetz. In: Korrespondenz Abwasser, Abfall 2016 (63) Nr. 8
- Erbe, V.; Salomon, D.; Bidlingmaier, A. (2016): Kläranlagen als flexibler Baustein im Energienetz. In: Berichte aus der Siedlungswasserwirtschaft der TU München: Bedarfsgerechte Energiebereitstellung durch Kläranlagen als Baustein der Energiewende. 44. Abwassertechnisches Seminar, 14. Juli 2016 Ismaning
- Kornrumpf, T.; Meese, J.; Zdrallek, M.; Neusel-Lange, N.; Roch, M. (2016): Economic Dispatch of Flexibility Options for Grid Services on Distribution Level. Proceedings of the 19th Power Systems Computation Conference (PSCC 2016), June 20-24 2016 Genoa
- Hüesker, Frank; Charles, Thomas; Kornrumpf, Tobias; Schäfer, Michael; Schmitt, Theo G. (2016): Kläranlagen als Flexibilitätsdienstleister im Energiemarkt. Korrespondenz Abwasser, Abfall 2016 (63) Nr. 4
- Schmitt, Theo G. (2016): Abwasserreinigungsanlagen als Regelbaustein in intelligenten Verteilnetzen mit erneuerbarer Energieerzeugung. Vortrag auf der ERWAS Status Konferenz am 2. und 3. Februar 2016, Essen
- Kornrumpf, T.; Meese, J.; Zdrallek, M.; Neusel-Lange, N.; Roch, M. (2016): Entwurf und Simulation eines regionalen Flexibilitätsmarktes auf Verteilnetzebene. Tagungsband zur 3. OTTI-Konferenz „Zukünftige Stromnetze für Erneuerbare Energien“, Berlin
- Schäfer, Michael; Gretzschel, Oliver; Schmitt, Theo G.; Sinß, Markus (2016): Die Kläranlage als Regelbaustein im Energienetz. Tagungsband zur 3. OTTI-Konferenz „Zukünftige Stromnetze für Erneuerbare Energien“, Berlin
- Gretzschel, Oliver; Schäfer, Michael; Schmitt, Theo G.; Hobus, Inka (2015): arrivee - Abwasserreinigungsanlagen in intelligenten Verteilnetzen mit erneuerbarer Energieerzeugung. DWA Energietage 2015. Wuppertal
- Hobus, Inka; Taudien, Yannick; Kolisch, Gerd; Gretzschel, Oliver (2015): Dynamische Simulation von Regelenergie- und Speicherkonzepten auf Abwasserreinigungsanlagen. 22. SIMBA-Anwendertreffen, 6. & 7. Mai 2015, Potsdam
- Schäfer, M.; Gretzschel, O.; Knerr, H.; Schmitt, T. G.; Kolisch, G. (2015): Die Kläranlage als Regelbaustein im Energienetz - Power-to-Gas-to-Power. wwt - Wasserwirtschaft Wassertechnik Nr. 6 , 27 - 29
- Schäfer, M.; Gretzschel, O.; Knerr, H.; Schmitt, T. G.; (2015): Wastewater treatment plants as system service provider for renewable energy storage and control energy in virtual power plants– A potential analysis. Energy Procedia Vol. 73 , 87 - 93
- Gretzschel, Oliver; Schäfer, Michael (2015): Energieverbraucher und Flexibilitätsoptionen in der Prozesskette der Abwasser- und Klärschlammbehandlung. Seminar der Transferstelle Bingen: Baustein in den Stromnetzen der Zukunft am 8 Juli 2015, Vortrag, Koblenz

### Posterpublikationen

- Gretzschel, Oliver; Schäfer, Michael (2017): Die Kläranlage als Bestandteil der EE-Langzeitspeicherung. ERWAS-Abschlusskonferenz. 15-16. Mai 2017. Berlin.
- Ansmann, Till; Dierich, Dierich; Geyley, Stefan; Hüesker, Frank (2017): Beiträge der Sozialwissenschaft zur energiewirtschaftlich optimierten Entwicklung der Abwasserbewirtschaftung - Zu-sammenschau aus drei ERWAS-Vorhaben. ERWAS-Abschlusskonferenz. 15-16. Mai 2017. Berlin.

- Kornrumpf, Tobias (2017): Flexibilität für das Verteilnetz. ERWAS-Abschlusskonferenz. 15-16. Mai 2017. Berlin.
- Schäfer, Michael; Gretzschel, Oliver (2017): Kläranlagenpotenziale zur Langzeitspeicherung via Power-to-Gas. 7. Fachtagung Smart Grids und Virtuelle Kraftwerke, 22. März 2017. Worms
- Hanke, Babett; Bidlingmaier, Artur (2017): Technische Integration von Kläranlagen in ein Virtuelles Kraftwerk. 7. Fachtagung Smart Grids und Virtuelle Kraftwerke, 22. März 2017. Worms
- Schäfer, Michael; Gretzschel, Oliver (2017): Potential of Wastewater Treatment Plants for Long-Term-Storage Options via Power-to-Gas . 11th International Renewable Energy Storage Conference (IRES). Düsseldorf
- Hüesker, Frank (2017): Politicised Nexus Thinking in Practise: Integrating Urban (Wastewater) Utilities into Energy Markets . 11th International Renewable Energy Storage Conference (IRES). Düsseldorf
- Salomon, Dirk; Schäfer, Michael; Hüesker, Frank (2017): Kläranlagen als Flexibilitätsanbieter in Stromverteilnetzen. Was ist technisch machbar, ökonomisch sinnvoll und politisch zu steuern? Poster zur 4. OTTI-Konferenz „Zukünftige Stromnetze für Erneuerbare Energien“, Berlin
- Gretzschel, Oliver; Schäfer, Michael; Taudien, Yannick (2016): Flexibilität auf Kläranlagen -Anlagenkonzepte & Energiebilanzierung, 44. Abwassertechnisches Seminar (ATS) 14.7.2016, Ismaning
- Salomon, Dirk; Taudien, Yannick; Schäfer, Michael (2016): Flexibilität auf Kläranlagen - Betriebliche Restriktionen, 44. Abwassertechnisches Seminar (ATS) 14.7.2016, Ismaning
- Schäfer, Michael; Gretzschel, Oliver; Hobus, Inka (2016): wastewater treatment plants as a municipal contribution to provide system service and storage capacities in the future energy market. 10th International Renewable Energy Storage Conference (IRES). Düsseldorf
- Schäfer, Michael; Gretzschel, Oliver (2016): Kläranlagen als Regelbaustein im Energienetz, ERWAS Status-Konferenz am 2. und 3. Februar 2016, Essen
- Hüesker, Frank (2016): Szenarien zu politisch- rechtlichen Rahmenbedingungen, ERWAS Status-Konferenz am 2. und 3. Februar 2016, Essen
- Kornrumpf, Tobias (2016): Netzdienlicher Einsatz von Kläranlagenflexibilität, ERWAS Status-Konferenz am 2. und 3. Februar 2016, Essen
- Schäfer, Michael; Gretzschel, Oliver (2015): Wastewater treatment plants as system service provider for renewable energy storage and control energy in virtual power plants. 9th International Renewable Energy Storage Conference (IRES). Düsseldorf
- Schmitt, Theo G., (2014): Zukunfsfähige Technologie und Konzepte für eine energie-effiziente und ressourcenschonende Wasserwirtschaft - ERWAS, ERWAS Kick-Off Veranstaltung am 3. und 4. Juli 2014, Frankfurt am Main
- Schmitt, Theo G., (2014): Energiebausteine und Regelmöglichkeiten auf Kläranlagen, ERWAS Kick-Off Veranstaltung am 3. und 4. Juli 2014, Frankfurt am Main
- Hüesker, Frank (2014): Politische und rechtliche Bedingungen, ERWAS Kick-Off Veranstaltung am 3. und 4. Juli 2014, Frankfurt am Main
- Simon, Ralf (2014): Virtuelle Kraftwerke und Vermarktungsoptionen, ERWAS Kick-Off Veranstaltung am 3. und 4. Juli 2014, Frankfurt am Main
- Lentz, Karl- Heinz (2014): Konzeption und Auslegung der Speicheroptionen, ERWAS Kick-Off Veranstaltung am 3. und 4. Juli 2014, Frankfurt am Main



## **A - EINLEITUNG UND HINTERGRUND**



## A.1 Einleitung

### A.1.1 Aufgabenstellung und Projektziele arrivee

Das Verbundvorhaben ‚Abwasserreinigungsanlagen als Regelbaustein in intelligenten Verteilnetzen mit Erneuerbarer Energieerzeugung – arrivee‘ ist Teil der BMBF-Fördermaßnahme ERWAS „Zukunftsfähige Technologien und Konzepte für eine Energieeffiziente und Ressourcenschonende Wasserwirtschaft“. Übergeordnete Zielsetzung ist die Integration der in Deutschland flächendeckend vorhandenen Abwasserreinigungsanlagen (Kläranlagen) mit separater, anaerober Schlammstabilisierung in ein optimiertes Flexibilitäts- und Speicherkonzept. Das Klärgas, das auf diesen Anlagen bei der Schlammfäulung mit einem Methangehalt von rund 65 % anfällt, wird üblicherweise nach Zwischenspeicherung in Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen (KWK) mit Blockheizkraftwerken (BHKW) nach Erfordernissen des Kläranlagenbetriebs verstromt. Der erzeugte Strom dient in der Regel mit zur Eigendeckung des Stromverbrauchs für die Behandlung des zugeführten Abwassers und des anfallenden Klärschlammes.

Kläranlagen mit anaerober Stabilisierung bieten mit den vorhandenen KWK-Anlagen und den zugehörigen Gasspeichern hervorragende technische Voraussetzungen, um System- und Netzdienstleistungen für Verteilnetze (Spannungshaltung) und Übertragungsnetze (Frequenzhaltung mit Hilfe von Regelenergie) zur Verfügung zu stellen, die heute und in Zukunft durch den zunehmenden Ausbau der stark fluktuierend anfallenden Erneuerbaren Energien (fEE) Wind und Sonne erforderlich sind. In arrivee wurde darüber hinaus eine Betrachtung zur Einbeziehung weiterer vorhandener Aggregate auf der Kläranlage als auch innovativer neuer Anlagenkomponenten zur Bereitstellung dieser Dienstleistungen unter den Aspekten der Nachhaltigkeit und Wirtschaftlichkeit vorgenommen.

Im Vorhaben arrivee wurde eine integrierte Systemlösung an der Schnittstelle zwischen Abwasser- und Energiewirtschaft mit Aussagen zum flächendeckenden Einsatz der Techniklösungen in Deutschland erarbeitet. Dabei wurden unterschiedlicher Anlagenkonzepte entwickelt und Handlungsempfehlungen für Stakeholder der Region formuliert. Mit den Projektergebnissen wurden zudem wichtige Grundlagen und Hinweise zur Integration von Kläranlagen mit separater, anaerober Schlammstabilisierung in ein Speicher- und Flexibilitätskonzept erarbeitet. Neben den im Fokus stehenden „Fäulungsanlagen“ richten sich die Projektergebnisse aber auch an Kläranlagenbetreiber aerob stabilisierender Kläranlagen, für die die Thematik der Flexibilität ebenso eine Rolle spielen kann. Die Überführung zur kommerziellen Anwendungsreife und Vermarktung soll in einem nachfolgenden Projekt umgesetzt werden.

### A.1.2 Bezug des Vorhabens zu den (förder-)politischen Zielen

#### A.1.2.1 Förderpolitische Ziele

Der Energiesektor befindet sich in einem Umbauprozess. Erneuerbare Energien hatten 2012 in Deutschland erstmals einen Anteil von 21,9 % an der Stromerzeugung erreicht (BDEW 2013). Aktuell (Stand 31.12.2016) – vier Jahre später – liegt deren Anteil bereits bei 31,7 % (UBA, 2017). Würde diese Zuwachsrate weiter anhalten, wäre im Jahr 2044 der 100 % Anteil erreicht. Es ist daher davon auszugehen, dass der Anteil dezentraler Energieerzeuger weiter zunimmt und einen deutlichen Anteil an der Grundlastversorgung einnehmen wird. Dabei stehen nicht alle Energieerzeuger permanent zur Verfügung. Schwankende Energiemengen aus Photovoltaik- und Windkraftanlagen dürfen nicht zu Qualitätseinbußen, d. h. einer Abweichung von der 50 Hz-Frequenz und der Spannungsstabilität im Stromnetzbetrieb führen. Zum Ausgleich **und** zur Vermeidung der temporären Abregelung dieser Erzeuger ist ein entsprechendes Potenzial an Flexibilitätsoptionen und an Speichermöglichkeiten erforderlich. Die regionale Wasserwirtschaft in Deutschland kann mit ihren bisher nicht ausgeschöpften energetischen Speicher- und Erzeugungsmöglichkeiten zur Erreichung der energiepolitischen Ziele beitragen.

Damit leistet das Projekt zu den folgenden Zielen der BMBF-Ausschreibung ERWAS einen Beitrag:



- „[...] Gefragt sind unter anderem intelligente Bewirtschaftungsstrategien und Steuerungskonzepte, die den Aspekt der Speicherung und bedarfsgerechten Bereitstellung von Energie berücksichtigen (z. B. virtuelle Kraftwerke, intelligente Netze in Analogie zu Smart Grids). [...]“
- „Entwicklung neuartiger Systemlösungen unter Nutzung der im Abwasser enthaltenen Energie- und ggf. stofflichen Ressourcen, in Verbindung mit einem regionalen Energie- und Stoffstrommanagement, welches weitere Energiequellen einschließen kann.“
- „Neue Methoden und Konzepte zur Energiespeicherung mit Hilfe von Abwasserbehandlungsanlagen“

### A.1.2.2 Umweltpolitische Ziele

National, EU-weit und international hat die Politik den Umbau der Energiewirtschaft, der Industrie und des Mobilitätssektors hin zu kohlestofffreien Systemen im Blick („Dekarbonisierung“). Wichtige diesbezügliche Meilensteine während der Projektbearbeitung von arrivee waren im Jahr 2015 die Abschlusserklärung des G7-Gipfels im bayerischen Elmau (Dekarbonisierung der Weltwirtschaft) und insbesondere die Pariser Übereinkunft der Vertragsstaatenkonferenz der UN-Klimarahmenkonvention vom Dezember 2015. Sie beinhaltet ein ambitioniertes und rechtsverbindliches „1,5°C-Ziel“ bezüglich der Erderwärmung gegenüber der vorindustriellen Zeit. Wichtige Beiträge der Bundesregierung hierzu sind, neben den zahlreichen Beschlüssen zur Energiewende und des Atomausstieges, der Klimaschutzplan 2050 in Deutschland vom November 2016 sowie die Energy Union Roadmap der EU-Kommission ebenfalls vom November 2016. Mehrere deutsche Bundesländer haben ebenfalls Klimaschutzpläne beschlossen, die sie mit unterschiedlichen Ambitions- und Detaillierungsgraden verfolgen.

Insgesamt ist festzuhalten, dass die Zielstellung des Klimaschutzplanes ambitioniert und eindeutig ist, „die Treibhausgasemissionen bis 2050 im Vergleich zu 1990 um 80 bis 95 Prozent zu vermindern“ (BMUB, 2016). Dieses Ziel hat sich auch die EU in internationalen Verträgen gesetzt. Diverse Etappenziele in den Jahren bis dahin sind ebenso ambitioniert wie politisch verbindlich, so insbesondere der Beschluss des Europäischen Rates der Staats- und Regierungschefs vom Oktober 2014, bis 2030 die Treibhausgasemissionen um 40% gegenüber 1990 zu senken.

Während die deutsche Energiewende durch den unerwartet schnellen Ausbau der erneuerbaren Stromerzeugung einige Jahre lang im politischen Diskurs als Erfolg galt, zeigen einige Prozesse in der jüngsten Vergangenheit an, dass weitere klimaschutzpolitische Erfolge keine Selbstverständlichkeit sind: so stiegen die Treibhausgasemissionen 2016 in Deutschland wieder an und weder der Ausstieg aus der Kohlestromerzeugung noch die Energiewende im Wärme- und Mobilitätssektor konnten im Zuge der Ressortabstimmung zum Klimaschutzplan 2050 verbindlich geregelt werden. Alle im Zuge der Projektbearbeitung besuchten Fachkonferenzen machten deutlich, dass vielfältige energiepolitische Anstrengungen für eine erfolgreiche Klimaschutzpolitik bis 2050 notwendig sind. arrivee bietet einen Baustein hierzu, indem das Forschungsvorhaben eine regenerative und dezentrale Technologie zur Strom-, Gas- und Wärmeerzeugung sowie -speicherung aus vorhandenen Rohstoffen bietet, die energiewirtschaftlichen Zukunftserfordernissen entsprechend in regionalen und intelligenten Energienetzen angewendet werden kann.

### A.1.3 Wissenschaftliche Arbeitsziele des Vorhabens

Zur Integration kommunaler Kläranlagen in Verteilnetze der lokalen und regionalen Energieversorgung werden die folgenden Ziele formuliert:

- Überlastungen auf der Verteilnetzebene reduzieren und somit einen sonst notwendigen Ausbau vermeiden bzw. verringern
- Eingesparte Investitionen für den Ausbau Erneuerbarer Energien verfügbar machen
- Intelligente Mehrfachnutzung bereits vorhandener Anlagentechnik ermöglichen
- Optimale Nutzung der Energiepotenziale aus der Erzeugung von fEE ermöglichen

Die erwarteten Speicherpotenziale für temporär „überschüssige“ Energie aus regenerativen Quellen tragen einer erhöhten Volatilität im Strompreisbereich (Stundenkontrakte) vermehrt Rechnung. Darüber hinaus

kann der Einstieg der Kläranlagenbetreiber in den Strommarkt in Zukunft ein wichtiges Standbein darstellen, um dem anderweitig erwarteten Kostenanstieg (u.a. durch die demografische Entwicklung und daraus notwendigen Anpassungen) entgegenzuwirken und einen gesamtwirtschaftlich effizienten Umgang mit den vorhandenen Energieressourcen einer Kläranlage sicherzustellen.

Das Projekt *arrivee* strebte die folgenden Arbeitsziele an:

- Darstellung und Abschätzung des Flexibilitätspotenzials kommunaler Kläranlagen für die Verteil- und Übertragungsnetze der Energieversorgung;
- Adaptation von Komponenten und Systemen der Energieumwandlung an die Anforderungen auf kommunalen Kläranlagen (Stichwörter *Elektrolyse, Druckluftspeicherung, VPSA*);
- Identifikation und Quantifizierung von Speicherpotenzialen auf Kläranlagen;
- Optimierung und Ausschöpfung der Potenziale von Systemdienstleistungen (u. a. positiver und negativer Flexibilitätsoptionen) unter Berücksichtigung der auf Kläranlagen vorhanden Stromverbraucher und -erzeuger;
- Wirtschaftlichkeitsberechnungen und Kosten-Nutzen-Analysen auf Basis der Flexibilitäts- und Systemdienstleistungspotenziale auf Kläranlagen sowie Quantifizierung der Vermarktungsmöglichkeiten;
- Darstellungen und Bewertung aktueller und potenzieller politisch-institutioneller Bedingungen zur Integration von Abwasserreinigungsanlagen in intelligente Verteilnetze mit Erneuerbarer Energieerzeugung;
- Identifikation und Bewertung unterschiedlicher energierechtlicher Randbedingungen für die Umsetzung des Konzeptansatzes;
- Ableitung und Adaptation kläranlagespezifischer Regelkomponenten zur Integration in die Verteilnetze;
- Ermittlung der technischen Auswirkungen auf den aufgrund der Energiewende notwendigen Ausbau der zukünftigen Verteilungsnetze in Verbindung mit dem Flexibilitätskonzept auf Kläranlagen.

#### **A.1.4 Technische Arbeitsziele des Vorhabens**

Das Projekt *arrivee* strebt die folgenden technischen Projektziele an:

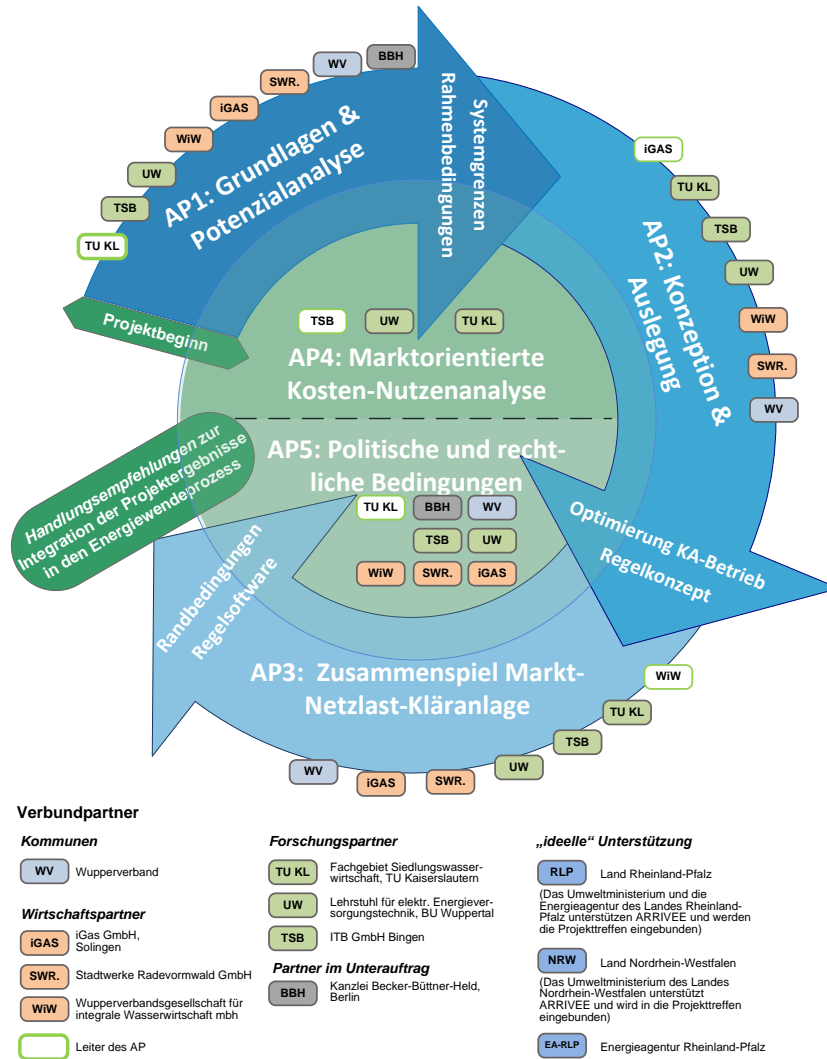
- Weiterentwicklung einer vorhandenen Software für die Netzkopplung und die Regelung von Energieerzeugung und -verbrauch im betrachteten Bilanzraum;
- Test und Verifizierung der Software am Beispiel einer real betriebenen Kläranlage (KA Radevormwald des Wupperverbandes) unter Nutzung einer dynamischen Simulation der biologischen Prozesse von Abwasserreinigung und Schlammbehandlung;
- Optimierung einer netzorientierten Verstromung von zwischengespeichertem Klärgas inkl. eines optimierten Speicherkonzepts zur Vermeidung von Fackelverlusten;
- Einbindung von Kläranlagen-basierten Erzeugern und/oder Verbrauchern als Flexibilitätsbausteine.

Die umfassenden Kenntnisse über die Möglichkeiten der Bereitstellung von Flexibilitäten durch Kläranlagenkomponenten, die Einbindung von Kläranlagen in die Flexibilitätsmärkte (Stichwort *smart market*) und die damit zu erzielende Entlastung von Verteilnetzen mit hohen Anteilen dezentraler Energieerzeugung (Stichwort *smart grids*) fehlten bisher. Diese Wissenslücken wurden im Rahmen des Projektes *arrivee* aufgegriffen und mögliche Beiträge durch Kläranlagen betrachtet. Die Ergebnisse des Projektes *arrivee* sollen durch die entwickelten Anlagen- und Verwertungskonzepte dazu beitragen, die im Rahmen der Energiewende auftretenden fEE-Überschüsse effizient und mit möglichst wenigen Verlusten zu speichern und/oder umzuwandeln.

## A.2 Arbeitsprogramm, Projektpartner und Projektstruktur

Das Projekt arrivee ist in fünf Arbeitspakete (AP) mit jeweils interdisziplinärer Bearbeitung untergliedert, wie in Bild A.2.1 dargestellt ist. Die Projektkoordination erfolgte durch das Fachgebiet Siedlungswasserwirtschaft der TU Kaiserslautern (nachfolgend TU KL). Für jedes der Arbeitspakete wurde zusätzlich ein verantwortlicher Projektpartner festgelegt, der die Leitung des jeweiligen AP übernommen hat (= AP-Leiter).

Eine ausführliche Darstellung zu den Projektpartnern mit Ansprechpartner, Bearbeitern und Kontaktdaten kann Anhang 1 entnommen werden.



**Bild A.2.1: Arbeitspakete und Beteiligung der Partner im Projekt arrivee**

Die inhaltliche Verknüpfung der Arbeitspakete ist in Bild A.2.2 schematisch dargestellt.

In **AP1** wurden die Grundlagen und das Flexibilitätspotenzial unter Berücksichtigung der bekannten Aufbereitungsprozesse ohne investiven oder betrieblichen Aufwand rein theoretisch untersucht. Diese wurden im Verlaufe des Projektes mit Hilfe der generierten Projektergebnisse aus AP 3 überarbeitet und aktualisiert und um weitere Flexibilitätspotenziale ergänzt.

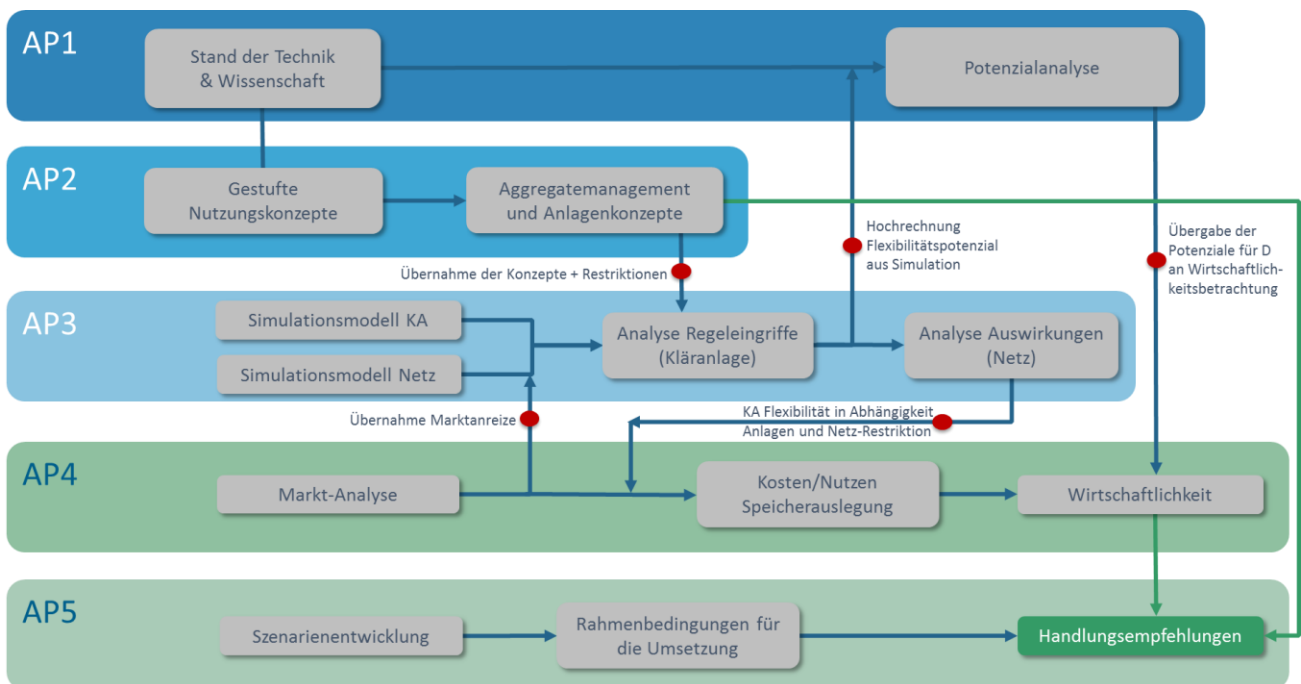
Die Entwicklung der Konzepte für eine optimierte und energieeffiziente Nutzung des Klärgases in Verbindung mit Überschussstrom aus fEE sowie einem flexiblen Betrieb von Kläranlagenaggregaten und innovativer Anlagentechnik war Gegenstand von **AP2**. In diesem Rahmen erfolgte die Entwicklung des Aggregatemanagements sowie der technischen Anlagenkonzepte. Zusätzlich wurden die Auswirkungen der sich verändernden Versorgungsaufgabe auf die Verteilungsnetze analysiert und erforderliche Anpassung in den Netzstrukturen bestimmt.

In **AP3** wurde das Zusammenspiel zwischen Markt, Netz und Kläranlage überprüft. Hierfür wurden die in AP2 erstellten Flexibilitätskonzepte in ein dynamisches Simulationsmodell eingebunden. Für die Berücksichtigung der Marktsignale im Simulationsmodell wurde ein Flexibilitätsbaustein entwickelt. Das Flexibilitätspotenzial wurde beispielhaft für die Kläranlage Radevormwald ermittelt. Um die Auswirkungen und Rückkopplungen mit dem vorgelagerten Verteilnetz zu bewerten wurde neben dem Kläranlagenmodell auch ein Netzmodell zur zeitreihenbasierten Netzberechnung erstellt. Dadurch war eine Analyse der Regeleinriffe auf der Kläranlage sowie der Wechselwirkungen mit dem Netz möglich. Aufbauend auf den Simulationsergebnissen wurde die Regelsoftware zur Einbindung der Kläranlagenaggregate in ein virtuelles Klärwerk angepasst. Die Einbindung der Kläranlage Radevormwald in ein virtuelles Kraftwerk wurde im realen Betrieb nachfolgend erprobt sowie das erreichbare Flexibilitätspotenzial ermittelt

Die Ergebnisse aus den Arbeitspaketen AP1 bis AP3 bilden die Grundlage für die Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen in **AP4**. Wesentliche Punkte hier waren eine Analyse der Märkte sowie eine Kosten-Nutzen-Betrachtung. Dabei wurde untersucht, wie sich die Wirtschaftlichkeit unter derzeitigen Rahmenbedingungen darstellt und welche Bedingungen sich ändern müssten, um bestimmte Konzepte in einen wirtschaftlichen Bereich zu überführen. In diesem Zusammenhang erfolgte ebenfalls eine wirtschaftliche Bewertung des erforderlichen Netzausbaus und möglicher Handlungsalternativen.

**AP5** untersuchte projektbegleitend die für arrivee relevanten politischen wie auch rechtlichen Rahmenbedingungen. Dazu wurde die zum 31.12.2016 geltenden Rechtsgrundlagen zusammengestellt und bewertet. Des Weiteren wurden als Resultat eines projektinternen Workshops und von zwei Expertenworkshops sozialwissenschaftliche Szenarien entwickelt, um mögliche sowie wünschenswerte Entwicklungen der politischen Rahmenbedingungen in den kommenden zehn Jahren aus Sicht der Kläranlagenbetreiber zu erfassen.

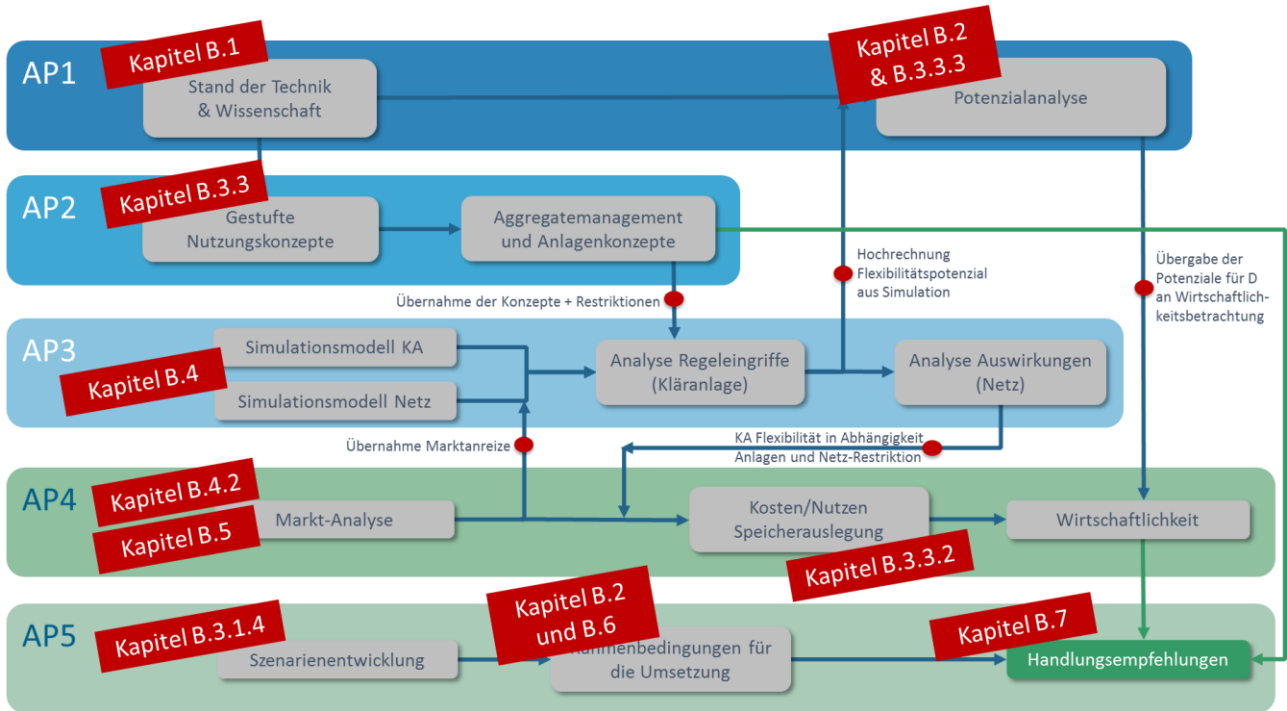
Diese beiden Orientierungshilfen - Rechtsgrundlagen und Szenarien - für Akteure des Abwassersektors sind in Kapitel B.6 dieses Schlussberichtes enthalten. Die insgesamt vier Szenarien in Tabellenform sowie die juristische Expertise enthalten sehr komprimiert einen umfassenden Wissensschatz zu den politisch-rechtlichen Rahmenbedingungen intersektoralen Handelns der Abwasserwirtschaft. Eine Primärquellenrecherche und die im Rahmen des Projektes durchgeführten 25 Experteninterviews erfassen insbesondere die Wahrnehmung der Rahmenbedingungen durch Akteure der Abwasser- und Energiewirtschaft sowie von Entscheidungsträgern in Politik, Verwaltung und Verbänden auf allen relevanten Ebenen. Diese Ergebnisse fließen gemeinsam mit den weiteren Projektergebnissen in Kapitel B.7 dieses Schlussberichtes mit den Handlungsempfehlungen und Hinweisen für unterschiedliche Adressaten ein.



**Bild A.2.2: Projektstruktur und Verknüpfung der Arbeitspakete im Projekt arrivee**

Die oben dargestellte Grafik zur Projektstruktur dient im Folgenden als „Lesehilfe“. Dazu wird die Grafik zu Beginn jedes Hauptkapitels mit Hervorhebung der hier relevanten Arbeitspakete eingeblendet.

Aus nachfolgender Grafik geht hervor, welche Inhalte schwerpunktmäßig in welchem Kapitel zu finden sind.



**Bild A.2.3: Projektstruktur und Zuweisung der Kapitel zu den AP-Inhalten.**

## **B - ERGEBNISSE**





## B.1 Stand der Wissenschaft und Technik

### B.1.1 Energieversorgung<sup>2</sup>

#### B.1.1.1 Wandel in der Energieversorgung

Vor dem Hintergrund des anthropogenen Klimawandels, der begrenzten Verfügbarkeit fossiler Energieträgern (Kohle, Erdgas, Öl etc.) und der Risiken durch die Nutzung

der Kernspaltung in der Stromversorgung wurden politische Ziele zur Neuausrichtung der Energieversorgung in Deutschland festgelegt. Entsprechend des Energiekonzeptes der Bundesregierung sollen die Treibhausgasemissionen bis 2020 um 40 % und bis 2050 um 80-95% reduziert werden (bezogen auf das Jahr 1990) (Bundesregierung der BRD, 2010). Des Weiteren soll bis zum Jahr 2022 der vollständige Ausstieg aus der kommerziellen Nutzung von Kernkraftwerken erfolgen (BRD 2011). Die tragende Säule zur Erreichung dieser Zielstellung ist der weitere Ausbau der Erneuerbaren Energien. Die elektrische Energieversorgung soll zukünftig zum überwiegenden Teil durch Erneuerbare Energieträger (Wind, Sonne, Wasser, Biomasse, Geothermie etc.) erfolgen. Mit dem Koalitionsvertrag vom Dezember 2013 wird das Energiekonzept der Bundesregierung präzisiert und ein Anteil an Erneuerbaren Energien in der Stromerzeugung von 40-45% im Jahr 2025 und 55-60% im Jahr 2035 angestrebt (Bundesregierung der BRD, 2013). Diese ambitionierten Ziele erfordern einen umfangreichen Transformationsprozess der bisherigen Energieversorgungsinfrastruktur und gehen einher mit massiven technischen und gesellschaftlichen Herausforderungen (Kornrumpf et al., 2015).

Die Infrastruktur der Energieversorgung und sämtliche Regelungs- und Betriebskonzepte wurden ursprünglich für ein System konzipiert, in dem die elektrische Energie zentral - in relativ wenigen Großkraftwerken – erzeugt und dann über mehrere Netzebenen bis zum Endverbraucher verteilt wird. Der Leistungsfluss verlief bisher unidirektional vom Kraftwerk mit dem Anschlusspunkt am Übertragungsnetz über die einzelnen Spannungsebenen des Verteilungsnetzes (Hoch-, Mittel-, und Niederspannung) hin zum Verbraucher. Energiewandlungsanlagen auf Basis Erneuerbarer Energieträger verfügen über deutlich geringere Anlagenleistungen als konventionelle Kraftwerke und werden deshalb dezentral über die gesamte Fläche verteilt installiert und angeschlossen. Der zunehmende Ausbau dezentraler Erzeugungsanlagen (DEA) beeinflusst den bisher unidirektionalen Leistungsfluss und führt teilweise bereits heute schon zu einer Umkehr des Leistungsflusses. Der DEA-Anschluss erfolgt zum überwiegenden Teil auf der Verteilnetzebene und stellt somit eine deutliche Änderung der bisherigen Versorgungsaufgabe dar (BMW, 2014). Die vorhandene Netzinfrastruktur wird dieser veränderten Versorgungsaufgabe zunehmend nicht mehr gerecht und muss entsprechend ausgebaut oder für den Einsatz innovativer Regelungskonzepte ertüchtigt werden.

Neben den verteilten, dezentralen Anschlusspunkten der Erneuerbaren in überwiegend ländlichen, lastschwachen Gegenden ist die stark volatile Einspeisung, insbesondere von Windenergie- und Photovoltaikanlagen, eine weitere große Herausforderung für den stabilen Betrieb des Gesamtsystems. Maßnahmen, die den sicheren Betrieb des Versorgungssystems gewährleisten, werden als **Systemdienstleistungen** bezeichnet. Darunter fallen alle Maßnahmen zur Frequenzhaltung, Spannungshaltung, Betriebsführung und zum Versorgungswiederaufbau nach einem Stromausfall. Systemdienstleistungen werden heute noch überwiegend von konventionellen Kraftwerken erbracht. Auf Grund der zunehmenden Deckung des Energiebedarfs durch Erneuerbare müssen sich auch diese Anlagen in Zukunft an den Systemdienstleistungen beteiligen (DENA, 2014).

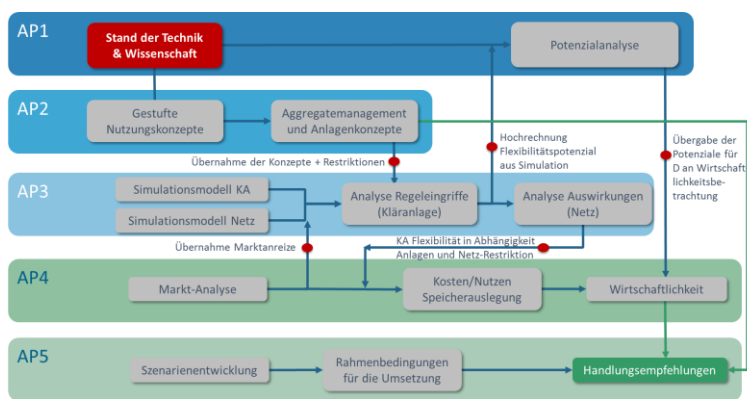


Bild B.1.1: Projektstruktur und Verknüpfung der AP in arrivee

<sup>2</sup> Autor des Kapitels: T. Kornrumpf

Langfristig werden die kurzzeitigen und saisonalen Unterschiede zwischen Bedarf und Erzeugung weiter steigen. Um den damit einhergehenden Bedarf an zusätzlichen Speicherkapazitäten möglichst gering zu halten, ist ein Paradigmenwechsel notwendig. Während bisher die Stromerzeugung überwiegend in Abhängigkeit des Bedarfs gesteuert wurde, muss sich zukünftig der Bedarf deutlich stärker am Dargebot der elektrischen Energie orientieren. Dies wird allgemein auch als steigender Flexibilitätsbedarf bezeichnet. Dennoch wird der Zubau weiterer Speicherkapazitäten (insbesondere auch Power-to-Gas für die Langzeitspeicherung) aus systemischer Sicht bei steigenden Anteilen Erneuerbaren Energien notwendig sein (VDE, 2012).

Die Kernaufgaben zur erfolgreichen Transformation des elektrischen Energieversorgungssystems sind:

- der weitere **Ausbau der Erneuerbaren Energien**,
- die **Steigerung der Energieeffizienz** und **Reduzierung des Energiebedarf**,
- die Erweiterung und **effizientere Nutzung der Netzinfrastruktur**,
- die **Flexibilisierung** von Erzeugern und Lasten und
- der mittel- bis langfristige **Ausbau der Speicherkapazitäten**.

Alle aufgeführten Aufgaben und Ziele stehen in Wechselwirkung miteinander und müssen somit gesamtgesellschaftlich betrachtet und aufeinander abgestimmt werden. Als zentrale und verknüpfende Hauptaufgabe lässt sich jedoch die **Steigerung der Flexibilität im Gesamtsystem** identifizieren.

### B.1.1.2 Netzinfrastruktur und Netzausbau

Die gravierenden Änderungen in der grundsätzlichen Struktur der Energieerzeugung gehen mit neuen Anforderungen an die Netzinfrastruktur einher. Durch den Wegfall vieler konventioneller Kraftwerke in der Nähe der Lastzentren ist es erforderlich, das Übertragungsnetz (Höchstspannungsebene) auszubauen (DE-NA, 2010). Große Mengen an Windenergie aus Norddeutschland müssen zu den Lastzentren in West- und in Süddeutschland transportiert und hierfür zusätzliche Übertragungskapazitäten geschaffen werden (50Hertz Transmission GmbH et al.). Während der grundsätzliche Bedarf weitestgehend anerkannt wird, beziehen sich die öffentlichen Debatten eher auf Art, Umfang und konkrete Ausgestaltung des Netzausbaus auf Übertragungsebene.

Etwas abseits der öffentlichen Debatten hat die veränderte Versorgungsaufgabe aber auch einen deutlichen Einfluss auf den Ausbaubedarf in den Verteilungsnetzen und bedarf weitreichender Änderungen in der Planung und im Betrieb dieser Netze. Der deutschlandweite Investitionsbedarf für Verteilnetze wird bei der Anwendung konventioneller Ausbaumaßnahmen je nach Szenario für die Entwicklung der Last- und Einspeisesituation für den Zeitraum 2010-2035 mit 27,5-42,5 Mrd. € (DENA, 2012). Die Studie „Moderne Verteilernetze für Deutschland“ im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie kommt je nach Szenario mit einem kumulierten Investitionsbedarf bis 2032 zwischen 23,3-48,9 Mrd. € auf eine vergleichbare Größenordnung (BMW, 2014). Der insgesamt als hoch zu bewertende Investitionsbedarf lässt sich durch neue Technologien und Betriebsmittel sowie durch neue Planungs- und Betriebskonzepte beeinflussen und ggf. reduzieren. Einen deutlichen Einfluss haben allerdings auch der regulatorische Rahmen und die Motivation für den Einsatz neuer Betriebsmittel. So kommt die dena-Verteilnetzstudie zum Ergebnis, dass sich der Ausbaubedarf durch eine netzorientierte Betriebsweise von Energiespeichern reduzieren ließe. Der rein marktorientierte Einsatz der gleichen Speicher könnte den Ausbaubedarf jedoch noch weiter erhöhen (DENA, 2012). Die Anforderungen an die Netze und die Einflüsse durch neue Konzepte und Technologien müssen daher im Detail und sehr differenziert betrachtet werden.

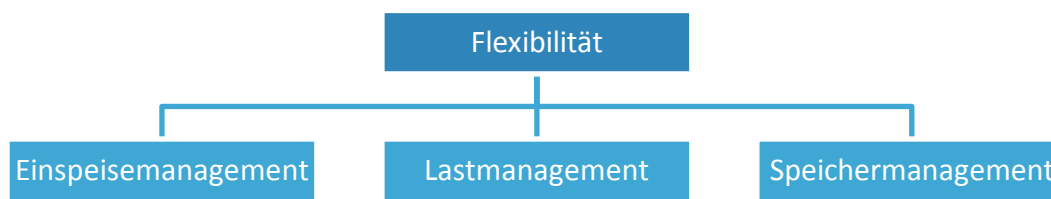
Neben den konventionellen Ausbaumaßnahmen im Verteilungsnetz (Kabelverlegung, Freileitungsbau, Austausch von Transformatoren, Neubau von Stationen und Umspannwerken etc.) wurden in den letzten Jahren vielfältige innovative Technologien (regelbare Ortsnetztransformatoren, Einzelstrangregler, dezentrale Netzautomatisierung) und innovative Betriebskonzepte (Blindleistungsmanagement, statisches und dynamisches Einspeisemanagement etc.) weiterentwickelt. Eine gute Übersicht zu unterschiedlichen innovativen Technologien sowie deren Anwendung auf unterschiedlichen Spannungsebenen und die Berücksichtigung in der Netzplanung wird in (Harnisch et al., 2016) gegeben. In einer Vielzahl von Veröffentlichungen wird gezeigt, dass der Einsatz innovativer Betriebskonzepte und Technologien den Ausbaubedarf im Verteil-

lungsnetz und die damit einhergehenden Kosten deutlich reduzieren kann (Harnisch et al., 2016; DENA, 2012; BMWI, 2010, 2014).

Insbesondere die Zustandsüberwachung von Mittel- und Niederspannungsnetzen und darauf aufbauende neuartige Betriebskonzepte weisen große Einsparpotenziale auf. Hierfür ist allerdings die Ausstattung der Netze mit zusätzlicher Sensorik und Aktorik erforderlich, da in heutigen Mittel- und Niederspannungsnetze eine Überwachung des Netzzustandes (Live-Überwachung) nicht üblich ist. Es wird eine Ertüchtigung zum sogenannten „Smart-Grid“ erforderlich. Bisherige Regelungskonzepte auf Basis der Netzzustandsüberwachung sehen überwiegend die Einbindung und Abregelung von Erzeugungsanlagen, Elektrofahrzeugen und Batteriespeichern vor (Oerter, 2014). Hinsichtlich der netzseitigen Fragestellungen setzt arrivee an dieser Stelle an und untersucht, inwiefern sich auch Prozesse und Anlagen auf Kläranlagen in ein solches Konzept integrieren lassen und wie sich durch ein flexibles, netzdienliches Verhalten der Netzausbau oder zumindest der Anteil an abgeregelter Energie aus Erneuerbaren Energiequellen reduzieren lässt.

### B.1.1.3 Flexibilität in der Energieversorgung

Der Begriff Flexibilität wird im Kontext der Energieversorgung unterschiedlich verwendet und ist nicht eindeutig definiert. Im Rahmen dieses Projektes wird als Flexibilität die Fähigkeit einer technischen Anlage verstanden, ihre elektrische Leistungsaufnahme oder -abgabe auf Grund eines externen Signals kurzfristig für einen begrenzten Zeitraum anzupassen. Es handelt sich somit um einen Sammelbegriff für unterschiedliche Maßnahmen, die auch einzeln, je nach Typ der technischen Anlage, als Einspeise-, Last- und Speicher-managements bezeichnet werden.



**Bild B.1.2: Flexibilitätsbegriff**

Flexibilität kann somit von unterschiedlichen Technologien aus der Gruppe der Erzeugungsanlagen, der Verbraucher und der Speicher erbracht werden. Es handelt sich insbesondere um das Einspeisemanagement von Erneuerbaren und von konventionellen Kraftwerken, das Lastmanagement von flexiblen Verbrauchern und Prozessen (Demand-Side-Management, Demand-Response) sowie verschiedenste Technologien zur Speicherung elektrischer Energie (Batterien, Pumpspeicher, Supercaps, Schwungmassespeicher etc.) und Sektorenkopplung (Elektrofahrzeuge, Power-to-Heat, Power-to-Gas etc.) (DENA, 2017a).

Kläranlagen verfügen über Flexibilitätspotenziale in allen drei Teilbereichen und sind somit per se interessant für weiterführende Untersuchungen hinsichtlich der Bereitstellung von Flexibilität.

### B.1.1.4 Einsatzmöglichkeiten von Flexibilität

Ebenso vielfältig wie die technischen Flexibilitätsoptionen sind die Einsatzmöglichkeiten für Flexibilität. In (DENA, 2017a) wird eine Vielzahl von Anwendungsgebieten für Flexibilitätsoptionen wie z. B. Regelleistungserbringung, Fremdbezugsoptimierung, Spotmarkt-Trading, Engpassmanagement, Bilanzkreismanagement, Notstromversorgung, Netzausbauoptimierung u.v.m. aufgeführt. In Anlehnung an (BDEW, 2015) lassen sich diese in die drei Kategorien systemdienlich, marktdienlich und netzdienlich unterscheiden. Bild B.1.3 zeigt die Kategorisierung mit exemplarischen Anwendungsgebieten.



**Bild B.1.3: Kategorien des Flexibilitätseinsatzes (in Anlehnung an (Gretzschel et al., 2016a; Schmitt et al., 2017))**

Der **systemdienliche Einsatz** ist die Bereitstellung von Regelleistung als Systemdienstleistung zur Frequenzhaltung im Verbundnetz. Im elektrischen Energieversorgungsnetz muss die Bilanz zwischen Erzeugung und Verbrauch zu jedem Zeitpunkt ausgeglichen sein. Eine Differenz zwischen eingespeister und abgenommener Leistung führt zu einer Abweichung von der Nennfrequenz (50 Hz). Es ist die Aufgabe der Übertragungsnetzbetreiber, die Abweichung zwischen Last und Erzeugung in ihrer Regelzone auszugleichen. Der Einsatz von Regelleistung wird durch die Ausschreibung von drei verschiedenen Regelleistungsprodukten (Minuten, Sekundär-, und Primärreserve) auf dem Regelleistungsmarkt organisiert. Die technischen Anforderungen werden über Präqualifikationsbedingungen definiert (VDN, 2007).

Unter den heutigen Rahmenbedingungen kann die Partizipation von Flexibilitäten mittlerer und kleiner Leistungsklassen auf dem Regelleistungsmarkt vornehmlich über die Aggregation in einem virtuellen Kraftwerk erfolgen (Neusel-Lange und Zdrallek, 2015). Durch eine weitere Anpassung der technischen Mindestanforderungen können kleine und mittlere Leistungsklassen zukünftig auch ohne Einbindung in ein virtuelles Kraftwerk am Regelleistungsmarkt teilnehmen. Die Einbindung in ein virtuelles Kraftwerk bietet allerdings wirtschaftliche und organisatorische Vorteile (Neusel-Lange und Zdrallek, 2015).

Unter **marktdienlichem Einsatz** wird u.a. die Nutzung der Flexibilität zur Bilanzkreisoptimierung verstanden. Jeder Verbraucher und jeder Erzeuger ist einem Bilanzkreis (Energimengenkonto) zugeordnet. Der Bilanzkreisverantwortliche muss auf Prognosen basierende Fahrpläne für die Entnahme bzw. Einspeisung von elektrischer Energie beim Übertragungsnetzbetreiber anmelden. Durch die Einbindung von flexiblen Aggregaten kann zum einen der Fahrplan so angepasst werden, dass der Bilanzkreis ausgeglichen ist bzw. durch den Einkauf/Verkauf von Energie höhere Erlöse bzw. geringere Kosten erreicht werden. Darüber hinaus werden auf Basis der Preisunterschiede an den Kurzfristmärkten für elektrische Energie (Spotmarkt) in verschiedenen Forschungs- und Pilotprojekten zur Zeit dynamische Tarifmodelle entwickelt, die die Vorteile von Preisunterschieden an den Strombörsen auch mittleren und kleineren Verbrauchergruppen zugänglich machen (Meese et al., 2015). Des Weiteren kann es durch Ungenauigkeiten der Prognoseverfahren oder durch nicht vorhersehbare Ereignisse zu Abweichungen vom Fahrplan kommen, wodurch Kosten für Ausgleichsenergie entstehen. Prognoseabweichungen lassen sich ebenfalls durch den Einsatz von Flexibilität kurzfristig ausgleichen.

Als **netzdienlicher Einsatz** von Flexibilität wird die Leistungsanpassung zur Behebung von lokalen Grenzwertverletzungen im Verteilungsnetz bezeichnet. Es handelt sich dabei um Verletzungen des zulässigen Spannungsbandes und thermische Überlastung der Leitungen, die beispielsweise durch den zunehmenden Ausbau der Erneuerbaren Energien hervorgerufen werden. Durch die gezielte Leistungsanpassung der Flexibilität können die Grenzwertverletzungen im Anschlussstrang behoben und somit ein möglicherweise erforderlicher Netzausbau vermieden oder verzögert werden. Der Ansatz wird im Rahmen des Einspeisemanagements bereits praktiziert. Der Einsatz von gezielter Last- und Speichersteuerung für netzdienliche Zwecke ist zurzeit noch keine gängige Praxis, sondern Gegenstand der aktuellen Forschung im Bereich der Verteilungsnetze. Die Überwachung des Netzzustandes mit einem entsprechenden Smart-Grid-System und

die Einbindung der Flexibilitätsoptionen in das Regelungskonzept ist eine Grundvoraussetzung für den dynamischen netzdienlichen Einsatz von Flexibilität (DENA, 2017a).

Im Rahmen des Projektes *arrivee* werden unterschiedliche Anwendungsgebiete sowie deren Wechselwirkung mit dem Verteilnetzzustand aus allen drei Flexibilitätskategorien untersucht.

#### **Fazit B.1.1:**

Flexibilität ist die Fähigkeit einer technischen Anlage, ihre elektrische Leistungsaufnahme oder -abgabe auf Grund eines externen Signals kurzfristig für einen begrenzten Zeitraum anzupassen.

Das Energieversorgungssystem befindet sich in einem umfassenden Transformationsprozess. Die Steigerung der Flexibilität im Gesamtsystem ist ein zentraler Erfolgsfaktor für eine erfolgreiche, kostenminimale Transformation des Energiesystems.

Der Ausbau der Erneuerbaren Energien stellt die Netze vor neue Herausforderungen und führt insbesondere im ländlichen Raum zu einem Ausbau- bzw. Ertüchtigungsbedarf. Die Kosten für den Verteilnetzausbau lassen sich durch den Einsatz von innovativen Technologien und Betriebskonzepten deutlich reduzieren.

Es bestehen vielfältige Märkte und Einsatzmöglichkeiten für Flexibilität. Sie lassen sich in die Kategorien systemdienlich, marktdienlich und netzdienlich unterteilen.

## **B.1.2 (Ab-)Wasserwirtschaft**

### **B.1.2.1 Wandel in der (Ab-)Wasserwirtschaft**

Bei siedlungswasserwirtschaftlichen Systemen führen der wirtschaftliche Strukturwandel und der demografische Wandel zu einem deutlichen Rückgang der Nachfrage, der eine Unterauslastung bestehender Anlagen und Netze der Wasserver- und Abwasserentsorgung verursacht (Moss und Hüesker, 2010). Diese Unterauslastungen sind wiederum mit erheblichen technischen und wirtschaftlichen Problemen für bestehende Systeme verbunden. Gerade für ländliche Räume mit geringer Bevölkerungsdichte wird die Kombination von zentralen, semizentralen und dezentralen Lösungen eine Option für die künftige Ver- und Entsorgung darstellen. Dies kann auch in peripheren Regionen der Fall sein. Die damit verbundenen Herausforderungen für die Siedlungswasserwirtschaft werden jedoch auch als eine Chance bewertet, eine Transformation zu nachhaltigen Formen der Ver- und Entsorgung einzuleiten (Kluge und Libbe, 2010).

Zwischen den beiden Sektoren der Ver- und Entsorgung (Wasser, Abwasser, Energie) sind zunehmende Koppelungen festzustellen (Moss et al., 2016; Benson et al., 2015; Beveridge et al., 2017; Benson et al., 2015). Zum einen überlagern und verstärken sich die Entwicklungen in der Energie- und der Wasserwirtschaft. Der Debatte um die Liberalisierung des Wassersektors ging die Liberalisierung der Energiemärkte voraus, und auch hinsichtlich der Privatisierung ist eine „Sogwirkung“ anderer Sektoren festzustellen (Beveridge et al., 2014). Zum anderen entstehen neue Koppelungen, aber auch Entkoppelungen zwischen Anlagen der Energiever- und Abwasserentsorgung. Beispiele hierfür sind die Rückgewinnung von Wärme bei der Abwasserentsorgung oder die Installation von Photovoltaik-Anlagen auf Kläranlagen (Moss und Hüesker, in review). Möglichkeiten einer stärkeren Koppelung zwischen beiden Sektoren sind daher ein wichtiger Bestandteil eines Transformationsmanagements für eine nachhaltige Infrastrukturversorgung (Trapp und Libbe, 2016). Die Möglichkeiten der Koppelung zwischen verschiedenen Infrastruktursektoren können darüber hinaus von kommunalen Unternehmen genutzt werden, die traditionell bereits als „Mehrspartenunternehmen“ aufgestellt sind (Flitner et al., 2016). Bei den Koppelungen zwischen Energiever-, Wasserver- und Abwasserentsorgung sind allerdings auch einige Unterschiede und Inkompatibilitäten zu berücksichtigen (Canzler et al., 2016). So ist die Abwasserentsorgung – anders als die Energieversorgung – eine kommunale Pflichtaufgabe und bislang nicht in überregionale Wertschöpfungsnetze eingebunden (Kluge und Schramm, 2016).



### B.1.2.2 Flexibilitätsbereitstellung durch Kläranlagen

Der im Rahmen der Energiewende zu vollziehende Ausbau der fluktuierenden Erneuerbaren Energien aus Wind und Sonne macht in verstärktem Maße die Bereitstellung von negativer und positiver Flexibilität erforderlich (Kremer, 2012). Dies beinhaltet Möglichkeiten zur flexiblen Stromerzeugung sowie eines Lastmanagements auf Kläranlagen. Dies kann z. B. auf dezentralem Weg mit sogenannten virtuellen Kraftwerken erfolgen (siehe Kap. B.1.1.4).

Es gibt in Deutschland eine Reihe von virtuellen Kraftwerken, die für spezielle Anwendungen und Märkte entwickelt wurden und auch kommerziell betrieben werden. Auf der Forschungsseite des DLR (DLR, 2013) sind die 6 Modellregionen dargestellt, die sich im Rahmen der Förderinitiative E-Energy mit einem umfassenden Forschungsansatz einer zukünftigen dezentralen Energieversorgung in Smart-Grids und virtuellen Kraftwerken widmen. Im Laufe der Projektlaufzeit hat beispielsweise die WVE GmbH Kaiserslautern begonnen, ein eigenes virtuelles Kraftwerk für Kläranlagen aufzubauen, um am Regelenergiemarkt teilzunehmen (Preiß, 2015).

Für die Bereitstellung von Flexibilität mit einem solchen virtuellen Kraftwerk werden kleinere, dezentrale Anlagen (in der Regel ab wenigen hundert Kilowatt) mittels Informationstechnologie gebündelt. Die virtuellen Kraftwerke, die bereits am Markt etabliert sind, befinden sich hauptsächlich im Regelenergiemarkt für Minutenreserve. Die Übertragungsnetzbetreiber führen auf der gemeinsamen Ausschreibungsplattform eine Liste der Anbieter in den verschiedenen Regelenergiemärkten (Vattenfall Europe Information Services 2013). Gebündelt werden vor allem für die positive Minutenreserve Notstromaggregate, BHKW und Gasturbinen und für die negative Minutenreserve sind vor allem BHKW, Gasturbinen und Stromverbraucher zu nennen. Potenziale zur Teilnahme von Kläranlagen in Smart-Grids wurden beispielsweise in (Berger et al., 2011) (Österreich) und (Müller et al., 2013) (Schweiz) ermittelt. In (Nowak et al., 2015) wurden Rahmenbedingungen zur Lastverschiebung unterschiedlicher Teilprozesse erhoben und Potenziale für vier Anlagen exemplarisch ermittelt.

Bei der **direkten Nutzung von Stromüberschüssen** im Versorgungsnetz aus der Produktion von Wind- oder PV-Strom auf kommunalen Kläranlagen mit anaerober Schlammstabilisierung wird die Eigenstromproduktion durch die Kraft-Wärme-Kopplungsanlage (KWK) zurückgefahren. Durch das Abschalten des Klärgas-BHKW, das in ein virtuelles Kraftwerk eingebunden ist, kann negative Flexibilität bereitgestellt werden (Schmiedeskamp, 2011). Durch ein ferngesteuertes Signal, ausgelöst von der Leitwarte des Händlers, der von dem zuständigen Übertragungsnetzbetreiber zur Leistungserbringung aufgefordert wird, können KWK-Aggregate kurzfristig abgeschaltet werden, um plötzlich auftretende Überschussituationen im Netz zu glätten.

Überschüssiger Strom aus dem Netz kann auf der Kläranlage gezielt genutzt werden (z. B. durch Abschalten des BHKW), während das Klärgas temporär gespeichert wird (Schmiedeskamp, 2011) und dadurch das vorgelagerte Verteilungsnetz maßgeblich entlastet wird. § 6 EEG (2012) verpflichtet die Anlagenbetreiber zur entsprechenden technischen Ausrüstung der Anlagen: Anlagenbetreiber sowie Betreiber von KWK-Anlagen müssen ihre Anlagen mit einer installierten Leistung von mehr als 100 Kilowatt mit technischen Einrichtungen ausstatten, mit denen der Netzbetreiber jederzeit

- die Einspeiseleistung bei Netzüberlastung ferngesteuert reduzieren kann und
- die jeweilige Ist-Einspeisung abrufen kann.

Die geforderte Regeleinrichtung besteht im Wesentlichen aus einer geeigneten Fernwirkstation, die über 4 Kontakte ein gestuftes Wegschalten der KWK-Anlage mit 100, 60, 30 und 0% der elektrischen Leistung ermöglicht, und einem Lastgangzähler, mit dem über zeitliche Impulse die jeweils erzeugte (Einspeise-) Leistung und die Strommenge dem Betreiber des Verbrauchernetzes zur Verfügung stehen. Offene Fragen, die mit der Reduktion der Einspeiseleistung der KWK-Anlage verbunden sind, stellen sich aus einem möglichen Verlust an Klärgas bei Überschreiten des Gasspeichervolumens und den erhöhten Fremdbezugskosten während der reduzierten KWK-Leistung. Auch sind mögliche Auswirkungen auf den Betrieb der Kläranlage und die gesetzlich geforderte Reinigungsleistung zu berücksichtigen. Trotz installierter Vorrichtungen ist ein real praktiziertes Einwirken des Netzbetreibers auf den Betrieb der KWK-Anlage auf Kläranlagen den Antragstellern daher bisher nicht bekannt.

In (Urban und Heilmann, 2012) wurden durch Simulation Maßnahmen zur Lastvergleichmäßigung sowie Speicherung von Druckluft zum Ausgleich von Netzschwankungen untersucht, die zeigen, dass eine Lastverschiebung und Lastspitzenabsenkung auf Kläranlagen möglich ist.

Ist eine direkte Nutzung nicht möglich, kommt die **Umwandlung in speicherfähige Energieformen** in Frage. Der Betrieb oberirdischer Pumpspeicherkraftwerke stellt eine Möglichkeit dar, deren Potenziale jedoch aufgrund eines begrenzten Standortangebots sehr beschränkt sind. Alternativ können die Stromüberschüsse auch zur Erzeugung von Druckluft mittels Kompressoren und Speicherung in entsprechenden Druckluftbehältern oder Kavernen genutzt werden. In (Niemann, 2013) werden derzeit Ansätze untersucht, wie unterirdische Speicherräume als Unterflur-Pumpspeicherkraftwerke genutzt werden können. Daneben kommen weitere Kurzzeitspeicher in Betracht, wie Batterien und (Specht et al., 2009). Weiterhin bietet die Umwandlung von Stromüberschüssen aus Windkraft oder Photovoltaik durch Elektrolyse und Methanisierung in gasförmige Produkte ( $H_2$ ,  $CH_4$ ) große Potenziale, um negative Flexibilität bereitzustellen. Die vorhandene Erdgasinfrastruktur kann dafür sowohl als Langzeitspeicher dienen als auch saisonalen Ausgleich für Erneuerbare Energien ermöglichen (Sternier et al., 2011b; Sternier et al., 2010)). Dabei bietet diese Technik auch die Möglichkeit, konventionelle Kraftwerke dauerhaft zu ersetzen (Sternier et al., 2011a).

Durch die Umwandlung von Stromüberschüssen aus Windkraft oder Photovoltaik in gasförmige Produkte, wie z. B. Wasserstoff und Methan, besteht die Möglichkeit, den Anteil der negativen Flexibilität zu vergrößern. Die gasförmigen Produkte können unter Nutzung des vorhandenen Gasspeichers auf der Kläranlage gespeichert und zeitlich versetzt für die Stromproduktion (u. a. in EE-Strommangelzeiten) über das BHKW eingesetzt werden. Die zur Verfügung stehenden Prozesse sind die **Elektrolyse** mit einer Spaltung von Wasser in Wasserstoff und Sauerstoff sowie der **Sabatier-Prozess**, bei dem der in der Elektrolyse erzeugte Wasserstoff mit dem  $CO_2$ -Anteil z. B. aus Biogas in Methan umgewandelt werden kann (Methanisierung). Die direkte Umwandlung von im Biogas vorliegendem  $CO_2$  konnte bereits erfolgreich in der Praxis umgesetzt werden (Krautkremer und Bard, 2013).

Darüber hinaus ist zu beachten, dass durch die Verluste bei der Wasserstoffherzeugung, die anschließende Reformierung von Methan und die zeitlich nachfolgende Verstromung des Methans in der KWK-Anlage ein erheblicher Anteil des ursprünglichen Energiepotenzials „verloren geht“ (siehe Tabelle B.1.1).

**Tabelle B.1.1: Wirkungsgrade unterschiedlicher Umwandlungspfade von Strom zu Gas (Sternier et al., 2011b)**

Pfad	Wirkungsgrad	Randbedingung
<b>Strom-zu-Gas</b>		
Strom → Wasserstoff	54 – 72%	bei Kompression auf 200 bar
Strom → Methan (SNG)	49 – 64%	(Arbeitsdruck der meisten Gasspeicher)
Strom → Wasserstoff	57 – 73%	bei Kompression auf 80 bar
Strom → Methan (SNG)	50 – 64%	(Einspeisung Fern-/Transportleitung)
Strom → Wasserstoff	64 – 77%	ohne Kompression
Strom → Methan (SNG)	51 – 65%	
<b>Strom-zu-Gas-zu-Strom</b>		
Strom → Wasserstoff → Strom	34 – 44%	bei Verstromung mit 60% und Kompression auf 80 bar
Strom → Methan → Strom	30 – 38%	
<b>Strom-zu-Gas-zu-KWK (Wärme und Strom)</b>		
Strom → Wasserstoff → KWK	48 – 62%	bei 40% Strom und 45% Wärme und Kompression auf 80 bar
Strom → Methan → KWK	43 – 54%	

Bei der Elektrolyse von Wasser in seine Bestandteile Wasser- und Sauerstoff mittels elektrischer Energie treten Wirkungsgradverluste von rd. 27 bis 43 % auf (bei Kompression des Wasserstoffs auf 80 bar). Eine nachfolgende Methanisierung (Umwandlung von Wasserstoff in Methan) führt nochmals zu Wirkungsgradverlusten von rund 10 % (bei Kompression auf 80 bar). Wird das produzierte Methan in einer KWK-Anlage mit einem üblichen elektrischen Wirkungsgrad von ca. 35 % neu verstromt, so ergibt sich ein Gesamtwirkungsgrad von rund 30 %, d. h. etwa 70 % des Energiegehalts des hochwertigen EE-Stroms gehen im Rahmen der Umwandlungsschritte verloren (Sternier et al., 2011a). Die Nutzung von Stromüberschüssen zur Beheizung von Warmwasserpufferspeichern ist ein weiteres bekanntes Konzept. Dabei kommen sowohl Speicher in Wohngebäuden als auch große Speichereinheiten in städtischen Wärmenetzen in Frage (Simon, 2011; Weissmüller, 2011; Bernhard und Fieger, 2011). Ein weiterer Ansatz ist die Installation sogenannter

Smart Meter für Gewerbe und Privathaushalte, die einzelne Verbraucher gezielt zuschalten. So werden beispielsweise in Abhängigkeit des Stromdargebots über Signale des Energieversorgers Kältemaschinen in Kühlhäusern gezielt zugeschaltet (WDR 5, 2012).

### **B.1.2.3 Energiemanagement auf Kläranlagen**

Der energieeffiziente Betrieb von Kläranlagen ist seit vielen Jahren Gegenstand anwendungsbezogener Abwasserforschung und gehört inzwischen zum täglichen Aufgabenfeld von Betreibern und Planern.

Der Stand der Technik im Handlungsbereich „Energieanalysen“ ist in dem Arbeitsblatt der DWA A 216 zusammengefasst (DWA, 2015). Energieanalysen dienen der Optimierung der Kläranlagen hin zu einem effizienten Umgang mit Energie. Der Fokus liegt hierbei auf der Optimierung der vorhandenen Anlagentechnik durch eine Verbesserung der Prozessführung und der Ausarbeitung eines stufenweise umsetzbaren Optimierungskonzeptes. Analysen dieser Art beruhen auf Vorjahresdaten. Um diesen Optimierungsprozess kontinuierlich zu betreiben, wird in (Mitsdoerffer und Christ, 2012) die Einführung eines Energiemanagementsystems nach DIN EN ISO 50001 als Voraussetzung gesehen.

Im BMBF-geförderten Vorhaben SYNERGIE (Schmitt und Wölle, 2012) wurde anhand der Kombination eines Kläranlagenmodells mit Echtzeitdaten das Ziel verfolgt, die Energieeffizienz auf Kläranlagen zu verbessern sowie deren Betriebsabläufe zu optimieren. Dazu wurden Werkzeuge des Wissensmanagements, der Prozesssimulation und Informationsvisualisierung kombiniert. Aus dieser intensiven Auseinandersetzung mit der Anlagentechnik, deren Steuerungspotenzial und den monetären Auswirkungen des Handelns auf den Betrieb der wasserwirtschaftlichen Anlagen ergibt sich eine neue Transparenz, aber auch ein nicht zu unterschätzendes Risiko über die ursprüngliche Anlagenverantwortung hinaus (Salomon, 2012).

Aktuelle Untersuchungen zeigen, dass auch die Umstellung der Verfahrenstechnik zur Schlammbehandlung einen wichtigen Beitrag zum effizienten Umgang mit der Energieressource Klärschlamm bieten kann. So wurde in (Gretzschel et al., 2012) aufgezeigt, dass sich der Anwendungsbereich der Faulung auch für kleinere Kläranlage als wirtschaftliche Option darstellt. Dies wird in Zukunft vermehrt zur Anwendung dieser Verfahrenstechnik mit Biogasproduktion auch auf kleineren Kläranlagen führen. Die Kombination von Faulung und Monoverbrennung hat sich dabei als die energetisch und ökologisch ideale Kombination des Umgangs mit der Ressource Klärschlamm herausgestellt (Schaum et al., 2010).

Ein weiterer Ansatz ist das Lastmanagement auf kommunalen Kläranlagen, bei dem einzelne leistungsstarke Verbraucher bedarfsweise abgeschaltet werden, um die Spitzen in der Bezugsleistung aus wirtschaftlichen Gründen zu verringern. Folgende Teilpunkte sind hierbei jedoch zu beachten: die heutigen Stromlieferverträge weisen vielfach keine separate Leistungskomponente auf. Die schaltbaren Großverbraucher, wie z. B. die Gebläse/Verdichter der Belüftung oder Filterpressen/Zentrifugen der Schlammwässerung, stehen unter dem Vorrang der geforderten Abwasserreinigung bzw. erfordern längere An-/Abfahrzeiten. Ein Wegschalten von Leistung führt vielfach nur zu einem Verschieben in die nächste 15-min-Leistung, so dass dies nur bedingt die Spitzen senken kann. Zusammenfassend ist das Lastmanagement daher nur in sehr eingeschränktem Umfang für die Bereitstellung von Regelenergie geeignet.

Weitergehende Ansätze zur Vernetzung von Energieträgern auf Kläranlagen zeigt (Stemplewski, 2012) auf. Dabei werden die Potenziale von großen Kläranlagen in den Vordergrund gerückt und es wird auf Optionen zur Energieerzeugung und Speicherung verwiesen.



**Fazit B.1.2:**

Durch den sich vollziehenden (Struktur-)Wandel in der Energie- und Abwasserwirtschaft ergeben sich für die Betreiber von Kläranlagen durch die gezielte Einbindung in die Flexibilitätsmärkte in Zukunft neue Möglichkeiten sowie möglicherweise positive Effekte auf der Seite der Energieversorgung und -verteilung. Bisher fehlt die Umsetzung der Einbindung von Aggregaten der Kläranlagen in die Flexibilitätsmärkte sowie die umfassende Kenntnis über die Möglichkeiten der Bereitstellung von Flexibilität durch Kläranlagenkomponenten. Bisher konzentriert sich das Energiemanagement auf die Kläranlage als Einheit. Ansatzpunkte für ein innovatives, Flexibilitätsorientiertes Energiemanagement auf Kläranlagen sind insbesondere

- die direkte Nutzung von Stromüberschüssen,
- die Umwandlung von überschüssigen fEE in speicherfähige Energieformen,
- ein verbessertes Lastmanagement für einen flexibleren Betrieb der Verbraucher und
- die Umstellung auf Faulung auch bei kleineren Kläranlagen.

Aktuelle zu nennende Forschungsvorhaben mit Bezug zu *arrivee*:

- BioCatProject – Power-to-Gas via Biological Catalysis ([www.biocat-project.com](http://www.biocat-project.com))
- PowerStep – Full scale demonstration of energy positive sewage treatment plant concepts towards market penetration ([www.powerstep.eu](http://www.powerstep.eu))
- ESiTI - Abwasserbehandlungsanlage der Zukunft: Energiespeicher in der Interaktion mit technischer Infrastruktur im Spannungsfeld von Energieerzeugung und –verbrauch ([www.esiti.de](http://www.esiti.de))

**B.1.3 Rechtliche Situation**

Das Forschungsvorhaben *arrivee* berührt eine Reihe unterschiedlicher Rechtsgebiete, die nicht unmittelbar miteinander verbunden und nicht aufeinander abgestimmt sind. Hinzu kommt, dass sie häufigen gesetzlichen Änderungen unterworfen sind. Das gilt zunächst für die der Abwasserwirtschaft vertrauten Rechtsbereiche des Abwasserrechts sowie des Kommunalwirtschaftsrechts. Bestehende Vorschriften aus diesen Materien sind im Hinblick auf das neue Betätigungsfeld der Kläranlage in der Energiewirtschaft neu zu bewerten. Das Energierecht, das bereits in sich nicht austariert und darüber hinaus einem ständigen Wandel unterworfen ist – mehr noch als andere Bereiche des Rechts –, enthält keine kläranlagenspezifischen Vorgaben. Es adressiert vielmehr grundsätzlich Marktrollen, also auch für Anlagenbetreiber, Netzbetreiber usw. Es stellt zudem einen kaum noch überschaubaren Flickenteppich verschiedenster Einzelregelungen dar; Versuche der Vereinheitlichung dauern an, waren aber bislang weitgehend erfolglos. In diesem rechtlichen Umfeld muss sich der Kläranlagenbetreiber zurechtfinden, will er mit seinem Flexibilitätsangebot energiewirtschaftlich tätig werden, etwa am Regelenergiemarkt teilnehmen. Auch muss er sich darauf einstellen, dass er einem rechtlichen Regime mit kurzfristigen Änderungen unterliegt, das wenig Planungssicherheit bietet.

Es ist festzustellen, dass die energierechtlichen Vorgaben und Anforderungen den im Rahmen des Forschungsvorhabens *arrivee* untersuchten Möglichkeiten und Szenarien, die Flexibilitätsmöglichkeiten von Kläranlagen in einen Strommarkt der Zukunft einzubeziehen und zu optimieren, nach derzeitigem Stand nicht grundsätzlich entgegenstehen. Es ist derzeit nicht absehbar, dass sich das legislative Umfeld im Laufe des hier zu betrachtenden Zeitraums ändern und die Einbindung dezentraler Flexibilitätsoptionen auf Kläranlagen zukünftig verboten würde. Selbstverständlich sind die abwasserrechtlichen Vorgaben, insbesondere an die Abwasserentsorgung und den Kläranlagenbetrieb, auch bei energiewirtschaftlicher Betätigung einzuhalten. Und auch sonstigen rechtlichen Anforderungen, z. B. des Gebührenrechts oder des Organisationsrechts muss selbstverständlich genügt werden.

Die rechtliche Möglichkeit und Zulässigkeit der Einbindung von Kläranlagen in einen Strommarkt der Zukunft ist damit zwar gegeben. Sie ist aber keine hinreichende Bedingung dafür, dass das, was technisch und ökologisch sinnvoll erscheint, auch praktisch umgesetzt wird. Ohne finanzielle Anreize werden Kläranlagen-

betreiber (der Zukunft) ein Tätigwerden in der - ihnen zudem bislang unbekanntem - Welt der Energiewirtschaft wohl im Regelfall nicht wagen.

Es ist zu konstatieren, dass der energiewirtschaftliche Rechtsrahmen für den Betrieb dezentraler Stromerzeugungsanlagen (auf Klärwerksstandorten) derzeit vom optimalen Zustand weit entfernt ist und zudem – so ist jedenfalls derzeit zu befürchten – vom Gesetzgeber eher weiter eingeengt wird. Bekanntlich ist eine Teilnahme am Regelenenergiemarkt aktuell nur begrenzt lukrativ. Für die Vermarktung von eigenerzeugtem Strom dürfte dies angesichts derzeitiger Großhandelsstrompreise wohl ebenfalls gelten. Die Vorschriften des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG), die neben der Förderung der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien über die EEG-Umlage auch zu einer Verteuerung des Strombezugs sowie inzwischen auch des am Klärwerksstandort eigenerzeugten Stroms führen, verkomplizieren die energiewirtschaftliche Betätigung des dezentralen Stromerzeugers. Die wirtschaftliche Bedeutung der EEG-Umlage – mit fast 7 Ct/kWh macht sie einen signifikanten Anteil des Stromeinkaufspreises und in der Regel einen noch höheren Anteil an den Stromgestehungskosten des Kläranlagenbetreibers aus – führt dazu, dass die Regelungsdichte und – Komplexität durch das häufige gesetzgeberische Nachjustieren und Neuausrichten immer weiter zunimmt.

Ausgehend von einer Betrachtung des Status quo wurden im Rahmen des Forschungsvorhabens arrivee die zentralen rechtlichen, insbesondere energierechtlichen Anforderungen an einen flexiblen Kläranlagenbetrieb beleuchtet und mit den Projektpartnern diskutiert. Die Schnittstellen zwischen dem Recht der „dezentralen Energieversorgung“ einschließlich der Stromerzeugung auf der einen und der Wasserwirtschaft auf der anderen Seite wurden identifiziert, rechtlich geprüft und bewertet. Daneben wurde die für die Wirtschaftlichkeitsbetrachtung der entwickelten und im Rahmen von arrivee betrachteten Szenarien maßgebliche Rechtslage identifiziert und bewertet, insbesondere hinsichtlich der für den Strombezug zu zahlenden Netznutzungsentgelte sowie der EEG-Umlage. Auf diesen Arbeiten aufbauend, wurden mit den Projektpartnern Handlungsempfehlungen an Politik, Verbände und Akteure entwickelt und formuliert. Die Handlungsempfehlungen decken einen großen Teil der Bedenken und Vorbehalte, die insbesondere auch im Rahmen der durchgeführten Interviews und Expertenworkshops geäußert wurden, ab und greifen die dahinterliegende Forderung der Akteure an den Gesetzgeber auf. Die Arbeitsergebnisse hieraus und die Handlungsempfehlungen enthält Kapitel B.7.

#### **Fazit B.1.3:**

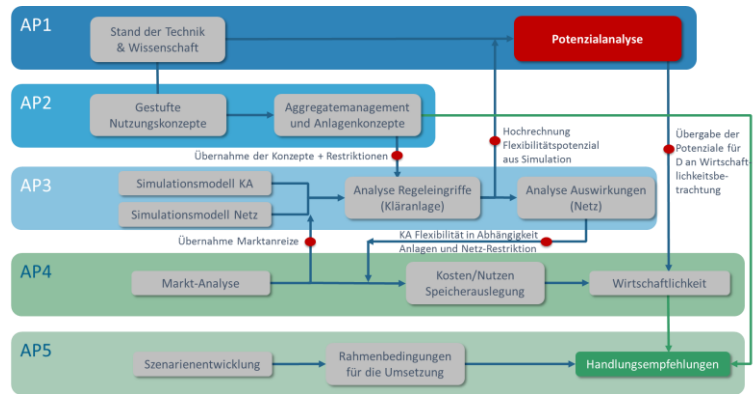
Für eine Betätigung der Kläranlagen als Anbieter von Flexibilität fehlt es bislang sowohl an einer Analyse des diesbezüglichen Status Quo als auch an der Ausarbeitung von Vorschlägen für zukünftig notwendige rechtliche Regelungen für diesen sich sehr dynamisch entwickelnden Bereich der Erneuerbaren Energien und die Schnittstelle Wasserwirtschaft - Energiewirtschaft. Mit dem Forschungsvorhaben *arrivee* wird Grundlagenarbeit bei der Schließung dieser Lücken geleistet (siehe Kap. B.6).

## B.2 Grundlagenermittlung und Potenzialanalyse

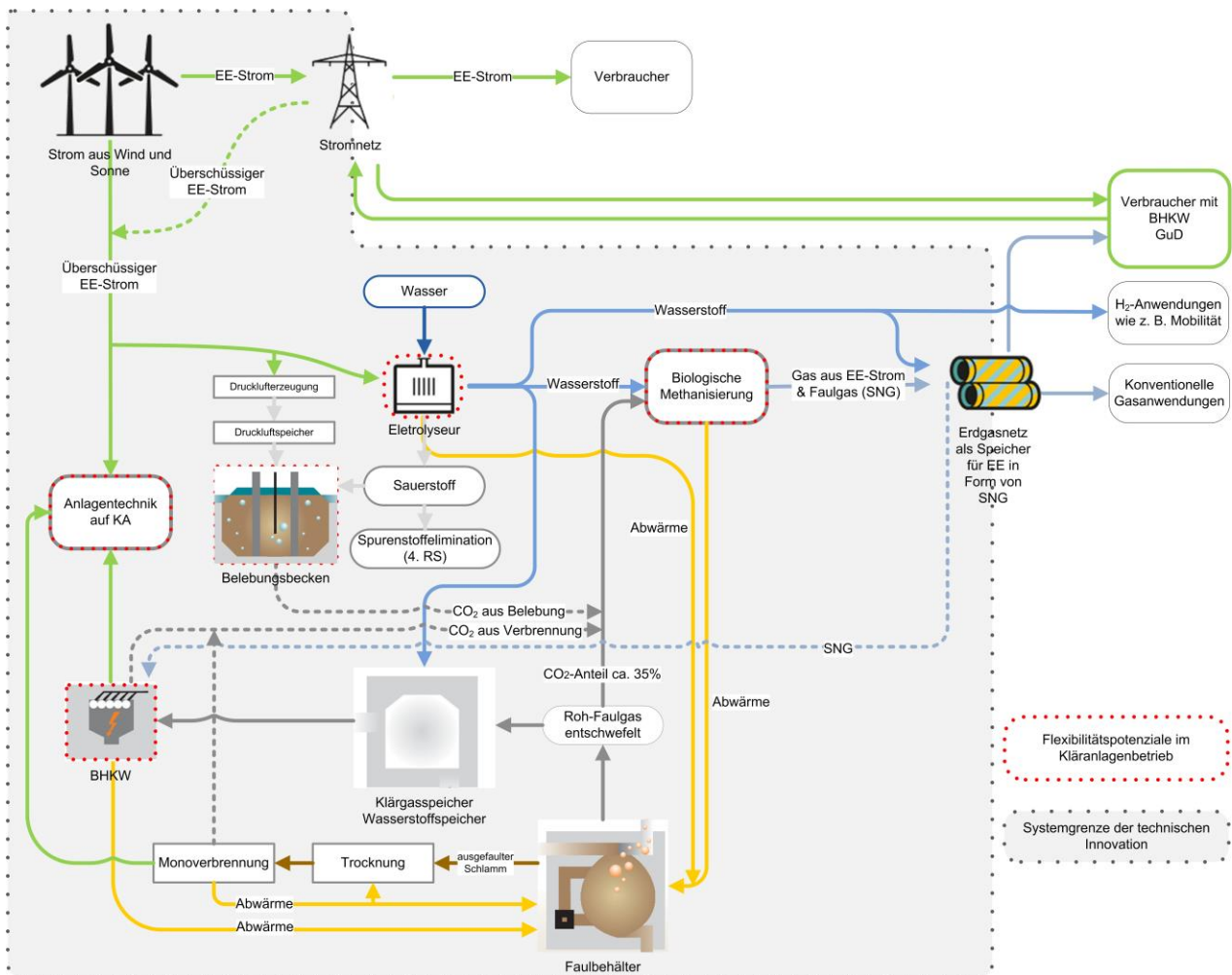
### B.2.1 Grundlagenermittlung und Rahmenbedingungen

#### B.2.1.1 Systemgrenzen und Schnittstellen

Im Rahmen des Projektes werden die Kläranlage sowie die Anschlussebene des vorgelagerten Stromnetzes als Gesamtsystem für die physikalisch-technische Analyse definiert. Die in arrivee betrachteten Komponenten und die Systemgrenzen zeigt Bild B.2.2. Die Systemgrenze im Stromnetz wird durch die Transformatoren der Umspannwerke (Hochspannungs- zu Mittelspannungsebene) und der Ortsnetzstationen (Mittelspannungs- zu Niederspannungsebene) gebildet. Im Rahmen der Betrachtungen zum Mittelspannungsnetz innerhalb des Projektes ist insbesondere der Netzabschnitt zwischen dem Anschlusspunkt der Kläranlage und dem Umspannwerk relevant.



**Bild B.2.1: Projektstruktur und Verknüpfung der AP in arrivee**



**Bild B.2.2: Komponenten und Systemgrenzen arrivee**

Das aus abwassertechnischer Sicht betrachtete System umfasst die Kläranlage mit allen dazugehörigen Prozessen der Abwasserreinigung und Schlammbehandlung am Standort Kläranlage. Die Berücksichtigung der stofflichen Energieströme, die direkt aus der jeweiligen Kläranlage oder aus anderen Kläranlagen stammen, bildet den Schwerpunkt der Untersuchung. Es werden keine externen Stoffe, z. B. Co-Substrate für eine Optimierung der Prozesse berücksichtigt. Jedoch wird die Implementierung innovativer Technik zur Nutzung der EE-Überschüsse (z. B. Elektrolyse) dazu führen, dass neue Prozesse auf den Kläranlagen Einzug erhalten. Davon sind die Prozesse der Abwasserreinigung selbst nicht betroffen, es sei denn in der Elektrolyse erzeugtes O<sub>2</sub> würde in die Belüftung integriert.

Signale, die eine Änderung im Leistungsbezug der Kläranlage veranlassen, können ihren Ursprung sowohl innerhalb der Systemgrenzen haben (z. B. lokaler Netzzustand) als auch außerhalb haben (z. B. der Regelleistungsabruf durch den Übertragungsnetzbetreiber, Signale durch die virtuelle Kraftwerksleitstelle etc.).

Das Gasnetz wird nicht näher betrachtet. Die Systemgrenze bildet hier der Einspeisepunkt ins Gasnetz. Das Gasnetz übernimmt je nach Anlagenkonzept eine Speicherfunktion.

### B.2.1.1.1 Schnittstellen zur flexiblen Stromerzeugung und flexiblen Verbrauchsminderung

#### (1) Kläranlagen intern

Kläranlagenseitig ergeben sich mehrere Schnittstellen, um eine Flexibilisierung von Stromerzeugung und -verbrauch umzusetzen. Dabei ist zwischen Schnittstellen zu unterscheiden, die für ein Lastmanagement oder für die Bereitstellung von Flexibilität in Frage kommen. Im Rahmen der Projektbearbeitung steht jedoch das netz- oder marktdienliche Verhalten im Vordergrund, so dass das interne Lastmanagement hier nicht näher betrachtet wird und der Fokus auf den Flexibilitätspotenzialen liegt. Es werden die folgenden Schnittstellen / Prozesstypen unterschieden:

*Klärprozessabhängige* Komponenten für Flexibilitätspotenziale = Kontinuierliche Prozesse: **1**

- Regelbare Verbraucher entlang des Abwasserfließweges (Verdichter zur Belüftung, Pumpen, etc.)

*Klärprozessunabhängige* Schnittstellen für Flexibilitätspotenziale = Diskontinuierliche Prozesse: **2**

- Steuerung des BHKW
- Gasspeicher
- Elektrolyseur

Die relevanten Prozesse sind in Bild B.2.3 dargestellt.

#### (2) Technisch-Physikalische Schnittstellen

##### Kläranlage – Kläranlage

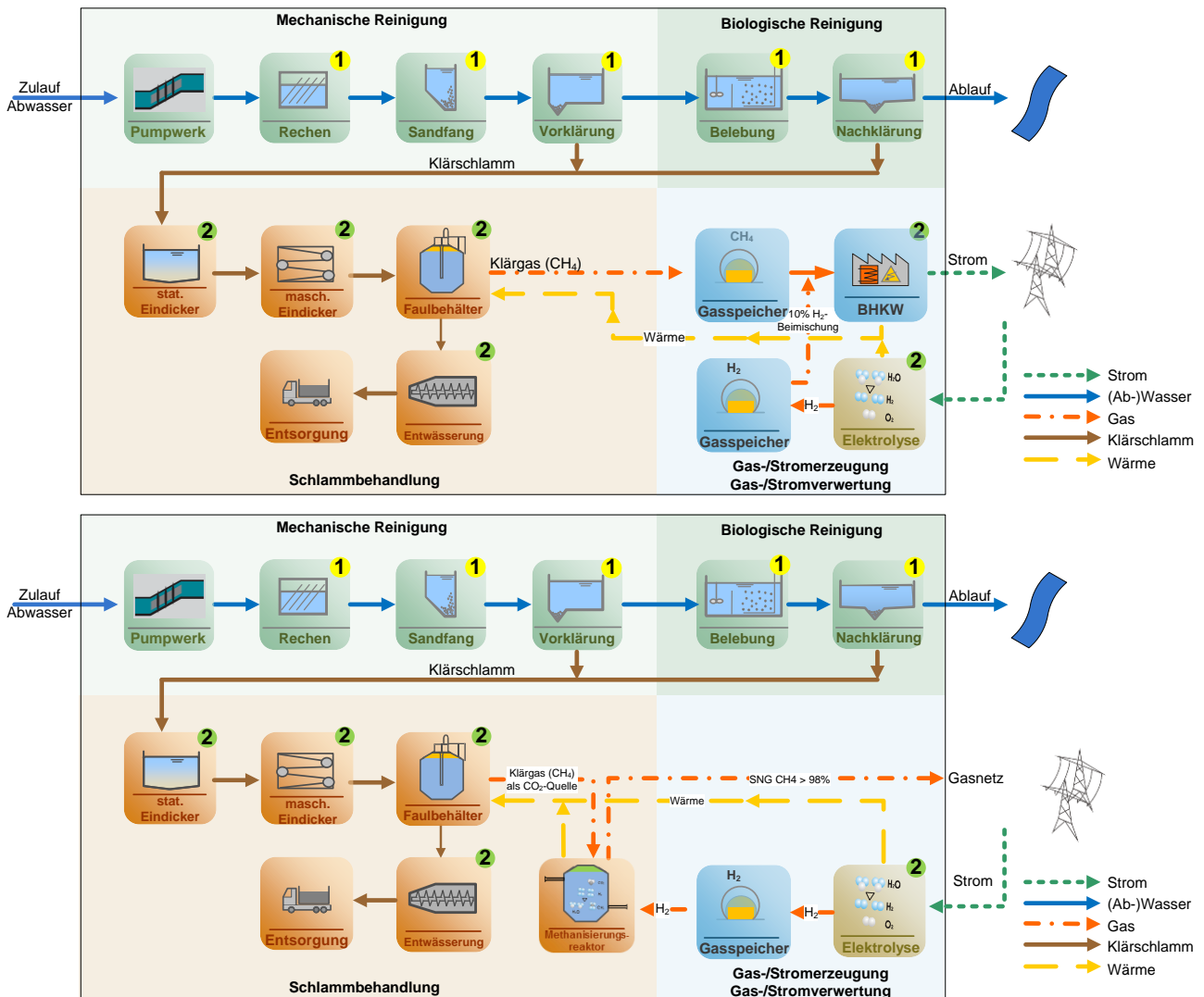
Die Aktivierung der Flexibilitätspotenziale ist aus technischer Sicht über das Prozessleitsystem in der Leitwarte der Kläranlage zu realisieren. Dort laufen die für das gestufte Nutzungskonzept relevanten Informationen auf und müssen entsprechend den netzseitigen Anforderungen zielgerichtet ausgewertet und verarbeitet werden.

##### Kläranlage – Stromnetz

Die physikalische Schnittstelle zwischen dem Verteilnetz und der Kläranlage ist der *Transformator* am Netzanschlusspunkt. Die Flexibilität der Kläranlage kann über diese Schnittstelle einen Einfluss auf die lokale Netzspannung und die Betriebsmittelauslastung des Stromnetzes nehmen. Hierfür ist die Einbindung in ein Smart-Grid-System erforderlich, welches den Netzzustand überwacht und entsprechende Steuersignale zum Flexibilitätsabruf generiert. Existierende Systeme verwenden meist Powerline-Communication oder Mobilfunk als Kommunikationsweg.

Im Sinne der Bereitstellung von Regelleistung kann der Flexibilitätsabruf auch einen Einfluss auf die Frequenz des Gesamtsystems nehmen. Ein möglicher Weg, die dafür nötige kommunikative Schnittstelle zu schaffen, ist die Nutzung eines Virtuellen Kraftwerks. Die Signalgebung erfolgt dann von dem Übertra-

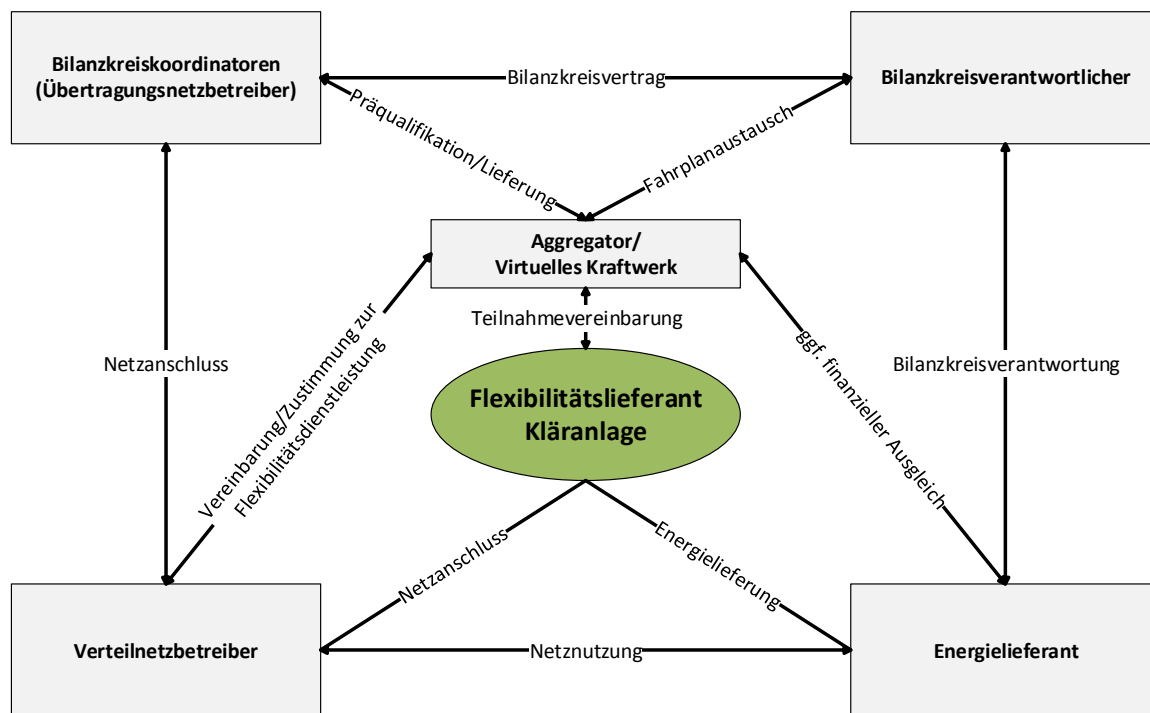
gungsnetzbetreiber an die zentrale Leitwarte des Virtuellen Kraftwerks. Von dieser wird das Signal an die dezentralen Anlagen, z. B. die Kläranlage, über das Mobilfunknetz weitergeleitet.



**Bild B.2.3:** Mögliche Komponenten und ihre Schnittstellen zur Bereitstellung von Flexibilität auf der Kläranlage (1 – klärprozessabhängig, 2 – klärprozessunabhängig): am Beispiel von Elektrolyse und H<sub>2</sub>-Verstromung im BHKW (oben), biologische Methanisierung mit Einspeisung ins Gasnetz (unten).

### (3) Organisatorische Schnittstellen

Neben den technisch-physikalischen Schnittstellen spielen insbesondere die organisatorischen Schnittstellen zwischen den einzelnen Akteuren und Marktrollen der Energiewirtschaft eine entscheidende Rolle bei der Einbindung der Kläranlagenflexibilität in den Energiemarkt. Bild B.2.4 verdeutlicht die Komplexität der organisatorischen Schnittstellen. Es ergeben sich vielfältige Abhängigkeiten, die insbesondere im Energiewirtschaftsgesetz und in der Netzzugangsverordnung, aber auch über weitere Gesetze wie das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) geregelt sind. In Abhängigkeit der tatsächlichen vertraglichen Ausgestaltung ist es möglich, dass einzelne der in Bild B.2.4 dargestellten Marktrollen zusammenfallen oder entfallen. Des Weiteren unterscheiden sich die relevanten Schnittstellen für die einzelnen Einsatz- und Vermarktungsmöglichkeiten der Flexibilität. Eine ausführliche Beschreibung der rechtlichen Rahmenbedingungen und den daraus resultierenden organisatorischen Abhängigkeiten erfolgt in Kapitel B.6.



**Bild B.2.4:** Organisatorische Schnittstellen zwischen den beteiligten Akteuren der Energiewirtschaft (Eigene Darstellung in Anlehnung an (Flamm, 2014))

## B.2.1.2 Anforderungen und Rahmenbedingungen

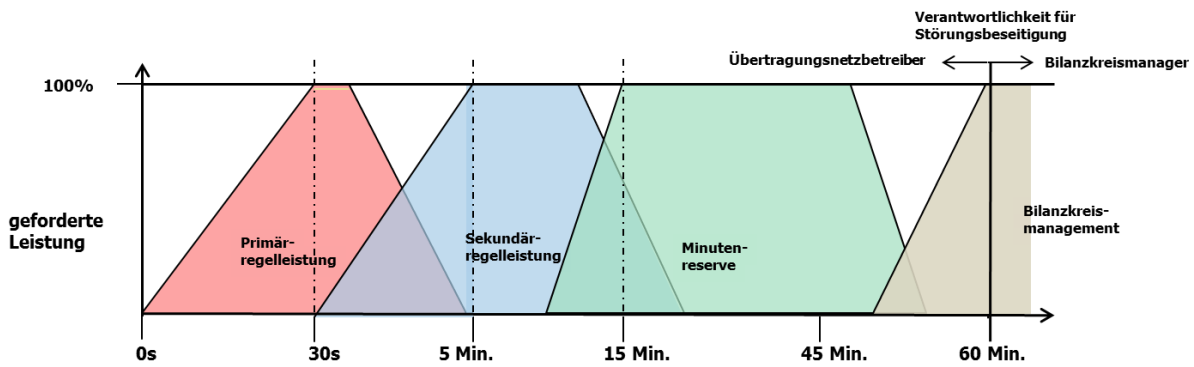
### B.2.1.2.1 Märkte für elektrische Energie und Flexibilität

#### (1) Systemdienstleistung - Vermarktung von Regelenergie

Systemdienstleistungen dienen der Stabilisierung und Aufrechterhaltung der Stromversorgung. Die Stromerzeugung ist an den Bedarf gekoppelt. Liegen Stromerzeugung und -bedarf zu weit auseinander, wird der Netzbetrieb gestört. Der Netzbetrieb ist vorhersehbaren und nicht vorhersehbaren Schwankungen unterworfen, die eine unterschiedliche Ausregelung benötigen. Vorhersehbare Schwankungen des Leistungsbedarfs werden über die Strombörse geregelt, an der die erwarteten benötigten Erzeugungskapazitäten gehandelt werden. Für unvorhersehbare Schwankungen benötigt der ÜNB Regelenergie. Bei der Regelenergie handelt es sich um die physikalische Bereitstellung von elektrischer Leistung und Arbeit. Das Leistungsgleichgewicht zwischen Stromerzeugung und -verbrauch wird von dem Netzregelverbund der vier bundesdeutschen ÜNB über die Regelzonen aufrechterhalten. Dabei wird zwischen positiver und negativer Regelenergie unterschieden. Positive Regelenergie wird benötigt, wenn ein Strommangel im Stromnetz auftritt. Dadurch droht die Netzfrequenz abzusinken. Durch das Zuschalten von Stromerzeugern bzw. das Abschalten von Stromverbrauchern wird diese Situation ausgeglichen. Negative Regelenergie wird benötigt, wenn umgekehrt ein Stromüberschuss im Netz vorhanden ist, bei dem die Netzfrequenz steigen würde. Stromerzeuger werden abgeschaltet bzw. Stromverbraucher werden gezielt zugeschaltet.

Die Regelleistung zur Frequenzhaltung der Normfrequenz von 50 Hertz auf Übertragungsebene besteht aus drei in zeitlicher Abfolge nacheinander eintretenden Arten: der Primärregelleistung (PRL), der Sekundärregelleistung (SRL) und der Minutenreserveleistung (MRL) (siehe Bild B.2.5). In zeitlicher Abfolge nach der Minutenreserveleistung erfolgt die Frequenzhaltung durch den Bilanzkreisverantwortlichen, in dessen Bilanzkreis die Frequenzstörung aufgetreten ist. Im europäischen Verbundnetz soll die Netzfrequenz nur wenig vom Sollwert abweichen. Daher greift die Netzregelung bereits bei einer Abweichung von 0,01 Hertz automatisch ein.





**Bild B.2.5: Arten der Regelleistung**

Die Bundesnetzagentur legt die Marktregeln und Zugangsbedingungen für die einzelnen Regelleistungsqualitäten nach Konsultation mit den ÜNB und Anbietern fest. In Tabelle B.2.1 sind die wesentlichen Produktmerkmale der ausgeschriebenen Regelleistungsqualitäten zusammengestellt.

Die Bundesnetzagentur eröffnete am 21.11.2015 ein Festlegungsverfahren zur Weiterentwicklung der Regelleistungsmärkte für Sekundärregelleistung und Minutenreserve (BNetzA, 2017). Zielsetzung war es, die Anforderungen an die Regelleistungsmärkte so anzupassen, dass die Erschließung weiterer Flexibilität für die Regelleistung möglich wird. So soll es zukünftig leichter werden, Windkraftanlagen, steuerbare Verbraucher und Speicher auf dem Regelleistungsmarkt zu integrieren. Das Verfahren endete am 12.02.2016, während der Projektlaufzeit wurden aber keine neuen Regeln für Regelleistungsmärkte festgelegt.

**Tabelle B.2.1: Merkmale der in Deutschland ausgeschriebenen Regelleistungsqualitäten (VDN, 2007; Consentec, 2014)**

	Primärregelleistung (PRL)	Sekundärregelleistung (SRL)	Minutenreserveleistung (MRL)
<b>Aktivierung</b>	Bis 30 Sekunden	Bis 5 Minuten	Bis 15 Minuten
<b>Ausschreibungszeitraum</b>	Wöchentlich	Wöchentlich	täglich
<b>Ausschreibungszeitpunkt</b>	i.d.R. dienstags	i.d.R. mittwochs	i.d.R. Mo-Fr, 10Uhr
<b>Produktzeitscheiben</b>	Keine (gesamte Woche)	HT: Mo-Fr, 8-20 h, ohne Feiertag; NT: restl. Zeitraum	6 x 4-Stunden-blöcke am Tag
<b>Produktdifferenzierung</b>	Keine (symmetrisches Produkt)	Positive / negative SRL	Positive / negative MR
<b>Mindestgebotsgröße</b>	1 MW	5 MW	5 MW (Abgabe von Blockgebot bis max. 25 MW möglich)
<b>Angebotsinkrement</b>	1 MW	1 MW	1 MW
<b>Dauer</b>	30 Sek. bis 15 Min.	5 Min bis 4 Std.	15 Min bis 4 Std.
<b>Änderungsgeschwindigkeit</b>	automatische Aktivierung nach Frequenzabweichung von 200 mHz bei Genauigkeit von ± 10 mHz.	mind. 2 % pro Minute der Nennleistung	Mind. 2 % pro Minute der Nennleistung
<b>Vergabe</b>	Leistungspreis-Merit-Order	Leistungspreis-Merit-Order	Leistungspreis-Merit-Order
<b>Vergütung</b>	Pay-as-bid (Leistungspreis)	Pay-as-bid (Leistungs- und Arbeitspreis)	Pay-as-bid (Leistungs- und Arbeitspreis)

Der Regel- und Ausgleichsenergiemarkt wird in den kommenden Jahrzehnten eine immer wichtigere Rolle einnehmen. Dabei wird die Leistung zum Ausgleich der schwankenden Erzeugung von Anlagen aus regenerativen Energien innerhalb von Deutschland extrem ansteigen. Daher ist es sinnvoll, den Regel- und Ausgleichsenergiemarkt intensiver auf das europäische Verbundnetz auszuweiten. Im Verbund steht eine Vielzahl verschiedener Anlagenstrukturen zur Verfügung, welche sich untereinander ergänzen können. Hierbei kann bereits eine hohe Leistung an Speichern aus Pumpspeicherkraftwerken in den Alpenregionen, aber auch in den skandinavischen Bergregionen ausgewiesen werden. Um große Energiemengen über weite Strecken übertragen zu können, wird es jedoch notwendig, dass die Netze ausgebaut und angeglichen werden. Grenzkoppelstellen sind bereits vorhanden, was den Ausgleich vereinfacht. Durch den Zusammenschluss der Regelleistungsmärkte könnte verhindert werden, dass elektrische Energie bei hohen Überange-

boten auf dem deutschen Energiemarkt zu extrem niedrigen Preisen verkauft und zu Schwachlastzeiten zu extrem hohen Kosten eingekauft werden müsste. Ebenso gilt es zu verhindern, dass zu extremen Überangebotszeiten die Netze benachbarter Länder überlastet werden und es hier wiederum zu Problemen der Netzlast bzw. der Netzfrequenz kommen kann, welche über den nationalen Regelenergiemarkt ausgeglichen werden müssten. (Geib, 2014)

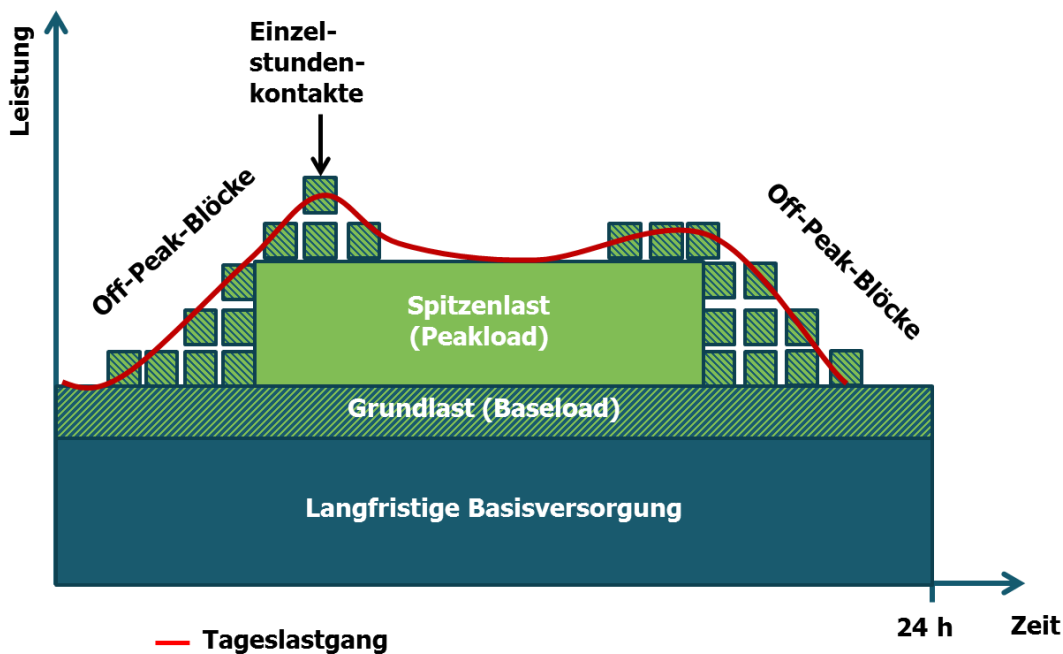
Die gemeinsame Beschaffung über eine Plattform, wie derzeit *www.regelleistung.net*, könnte ausgebaut und durch weitere Länder ergänzt werden. Dadurch könnte erreicht werden, dass insgesamt betrachtet eine kleinere Menge an Regelleistung ausgeschrieben werden müsste als bei einer derzeit betriebenen länderweisen Ausschreibung. Derzeit ist der Zusammenschluss ausschließlich in der Primärregelleistung vollzogen, da dies als eine übergreifende Frequenzstabilität gesehen werden kann. Bei größeren Netzproblemen muss regelzonenintern die weitere Netzstabilität durch Minuten- und Sekundärregelleistung sichergestellt werden. Der Ausbau wurde in den vergangenen Jahren z. B. innerhalb der Sekundärregelleistung durch die Integration u.a. der schweizerischen und niederländischen Regelleistung vollzogen. Jedoch wird bislang nur ein Teil der Regelleistung ausgeschrieben. Weitere Länder könnten ergänzt werden. Sind nach einem europaweiten Ausbau der Netze größere Übertragungsmengen möglich, ist auch der Zusammenschluss bzw. die gemeinsame Ausschreibung länderübergreifender Sekundär- und Minutenregelleistung denkbar. Dies könnte bis hin zu einem vollständigen Netzregelverbund für ganz Europa geschehen. Innerhalb des ENTSO-E, der als Verband europäischer Übertragungsnetzbetreiber den Zusammenschluss europäischer Stromnetze bildet, wurde bereits eine Vielzahl von Pilotprojekten entwickelt, durch welche z. B. Regelverbundnetze einzelner Länder gebildet werden. So wird im Pilotprojekt eBADGE die Integration des Regelenergiemarktes am Beispiel von Österreich, Italien und Slowenien und der länderübergreifende Austausch von Regelenergie projektiert. Derzeit werden Analysen durchgeführt, welche sich mit den verschiedenen Marktarchitekturen der Länder befassen und hierfür die Risiken, Chancen und Veränderungen aufzeigen. Es konnte bereits festgestellt werden, dass in den untersuchten Ländern sehr unterschiedliche Rahmenbedingungen der Regelenergiemärkte vorhanden sind. Sind beispielsweise die Abrufzeiten der Gebote bis zur vollständigen Aktivierung der Leistung verschieden, muss eine Vereinheitlichung geschaffen werden (AIT, 2014).

## (2) Großhandel - Vermarktung an der Strombörse

Die Energiebörse EEX (European Energy Exchange), welche ihren Sitz in Leipzig hat, ist der größte Marktplatz für Strom in Deutschland. Dabei kann an der EEX Strom aus Deutschland, aber auch aus vielen anderen europäischen Ländern gehandelt werden. Im Jahr 2014 waren bereits 236 Handelsteilnehmer aus 24 Ländern am internationalen Handelsplatz EEX registriert. Prinzipiell steht es jedem Anlagenbetreiber offen, sein Produkt an der EEX zu vermarkten. Ebenfalls ist es möglich, dass der Strom über Händler an der EEX vermarktet wird. In jedem Fall ist es notwendig, dass der jeweilige Handelspartner an der EEX einen Zulassungsprozess durchläuft, bevor er am Handel teilnehmen kann. An der Börse sind Bänder von 25 MW die typische Handelsgröße. Das definierte Ziel jeden Großhandelsplatzes ist es, Angebot und Nachfrage des Produktes Strom, aber auch anderer Energien zu decken. (EEX, 2014)

Ebenso wie der Verkauf findet auch der Ankauf von Strommengen an der Börse statt. Hierbei sind verschiedene Produkte vorhanden, welche sich nach zeitlicher Verfügung unterscheiden. Bild B.2.6 zeigt auf, wie die einzelnen Stromprodukte in die Strombeschaffung und somit die Deckung eines Lastprofils eingegliedert sind.





**Bild B.2.6: Schema einer strukturierten Strombeschaffung**

An der EEX mit dem Terminmarkt (Future-Markt) stehen die längerfristigen Stromlieferverträge im Fokus. Der Spotmarkt, welcher den kurzfristigen Handel abdeckt, findet an der EPEX Spot (European Power Exchange) in Paris statt. Abgedeckt werden durch die EPEX Spot die Spotmärkte der Länder Deutschland/Österreich, Frankreich und der Schweiz. Dabei stehen die kurzfristigen Lieferungen, welche am Folgetag (Day-Ahead-Auktion) oder aber auch am Handelstag selbst (Intraday-Auktion) auftreten, im Fokus. Der Day-Ahead-Markt ermöglicht den Handel von Kontrakten, die jeweils die konstante Lieferung von Strom in einer Stunde des Folgetages umfassen. Am Intraday-Markt können Strommengen bis 15 Minuten vor physischer Lieferung (Österreich und Schweiz 75 Minuten) gehandelt werden. Neben Einzelstunden werden auch mehrstündige Blöcke sowie auch 15-Minuten-Kontrakte gehandelt. Ab 15 Uhr des laufenden Tages sind alle Stunden des Folgetages bis zu einer Frist von 45 Minuten vor Lieferzeitpunkt handelbar. Viertelstundeneinheiten werden zwei Stunden vor Lieferzeitpunkt der bezogenen Stunde verfügbar. Einen erheblichen Unterschied zum Day-Ahead-Markt stellt das Handelsprozedere dar. Es erfolgt keine Gegenüberstellung aggregierter Kauf- und Verkaufsangebote mit dem Ergebnis eines stündlichen Market-Clearing-Preises. Stattdessen werden sich entsprechende Kauf- und Verkaufsangebote direkt abgewickelt (kontinuierlicher, fortlaufender Handel). (EPEXspot, 2017; EEX, 2017)

Voraussetzung für die Teilnahme am Spotmarkt ist, dass das Tarifmodell überhaupt die Möglichkeit berücksichtigt, zumindest einen Teil des Energiebedarfs am Spotmarkt zu beziehen. Außerdem ist die Prognose des Verbrauchs und des Marktpreises notwendig (Erstellen eines Fahrplans), um Niedrig- und Hochpreisphasen vorherzusehen und dann die verfügbare Flexibilität einzusetzen, um den Verbrauch entsprechend in diesen Niedrigpreisphasen zu erhöhen und in den Hochpreisphasen zu reduzieren. Die Mindestleistung zum Markteintritt am Spotmarkt beträgt 0,1 MW. Die Markteintrittsgrenzen können bei kleineren Anlagen über ein virtuelles Kraftwerk erreicht werden. Die Vermarktung über den Strombörsenhandel ist derzeit noch mit höheren Hemmnissen in der Durchführbarkeit ausgestattet. Den Einstieg in die Vermarktung von Anlagenflexibilität ist am besten mit dem Regelleistungsmarkt möglich.

Tabelle B.2.2 zeigt zur besseren Übersicht nochmals die Unterschiede zwischen dem Spothandel und dem Terminhandel an der Börse auf.

Die Vermarktung über den Strombörsenhandel ist derzeit noch mit höheren Hemmnissen in der Durchführbarkeit ausgestattet. Den Einstieg in die Vermarktung von Anlagenflexibilität ist am besten mit dem Regelleistungsmarkt möglich.

**Tabelle B.2.2: Unterschiede Spot- und Terminbörsen (vgl. (Riedel M., Zander, W., 2012))**

	börslicher Spothandel	börslicher Terminhandel
Fristigkeit	kurz (Day-Ahead, Intra-Day)	lang (Week-, Month-, Quater-, Year-Ahead)
Produkte	Tage, Stunden (Einzelstunden, Blöcke)	Wochen, Monate, Quartale, Saison, Jahre
Motivation/Zweck	Absicherung gegen Mengenrisiken physische Erfüllung	Absicherung gegen Preisrisiken ( <i>HEDGING</i> ). Spekulative Gewinne. Finanzielle Absicherung.
Vertragserfüllung	physische Lieferung der Ware	finanzieller Ausgleich
Preisbildung	fortlaufender Handel beidseitiges Auktionsmodell	fortlaufender Handel mit Anfangs- und Schlussauktion

### (3) Zukünftig denkbare Märkte

Das Nutzungspotenzial von Kläranlagen zur Unterstützung im Energiesektor wird zukünftig vielseitiger werden. Dies ist bedingt durch die Energiewende und den damit zusammenhängenden Ausbau der Erneuerbaren, vor allem der fluktuierenden Erneuerbaren.

Das Gesetz zur Weiterentwicklung des Strommarktes und zur Digitalisierung der Energiewende (Bundesregierung 2016a, 2016b) sowie die dena-Studie Systemdienstleistungen 2030 (DNA, 2014) zeigen auf, dass Flexibilitäten in Zukunft eine wichtige Möglichkeit für eine stabile Stromversorgung darstellen werden.

Diese Entwicklungen bedürfen eines Ausgleichs von Stromerzeugung und Verbrauch. Um die zukünftige Stromversorgung stabil zu gestalten, sind Flexibilitätsoptionen nötig. Diese können auf verschiedenen noch zu entwickelnden Märkten, wie Ausgleichsenergiereduzierung und Spannungshaltung, oder auf Verteilnetzebene wirtschaftlich eingesetzt werden. Beispielhaft wird der Einsatz für die Ausgleichsenergiereduzierung nachstehend kurz beschrieben.

#### **Ausgleichsenergie und Bilanzkreismanagement**

Bilanzkreise sind das zentrale Abrechnungsinstrument von Ausgleichsenergie im deutschen Energiemarkt. Unter dem Begriff Ausgleichsenergie versteht man die Umlage der Kosten für die Regelergiebereitstellung. Nach der Stromnetzzugangsverordnung (Bundesregierung 25.07.2005) besteht ein Bilanzkreis aus mindestens einer Entnahme- und/oder Einspeisestelle. Jede Einspeise- bzw. Entnahmestelle und somit jeder Netznutzer in Deutschland ist einem Bilanzkreis, dessen Administration der so genannte Bilanzkreisverantwortliche übernimmt, zugeordnet.

Ein Bilanzkreis kann nur innerhalb einer Regelzone gebildet werden und wird durch einen Bilanzkreisvertrag zwischen dem Bilanzkreisverantwortlichen und dem Bilanzkreiskoordinator (BIKO) vereinbart. Der Bilanzkreisverantwortliche ist in der Regel ein Händler oder Weiterverteiler, Bilanzkreiskoordinator ist in der Regel der jeweilige Übertragungsnetzbetreiber. In den Bilanzkreisverträgen wird die Erfassung, Zuordnung und Abrechnung der ausgetauschten Mengen geregelt sowie zwischen üblichen Prognoseungenauigkeiten und inakzeptablen Pflichtverletzungen differenziert. Ein Bilanzkreis kann auch als Unterbilanzkreis einem anderen Bilanzkreis zugeordnet werden.

Jeder Bilanzkreis bzw. BKV ist demnach dazu verpflichtet, einen Fahrplan auf viertelstündiger Basis zu erstellen, in dem Einspeisungen (Stromeinkauf, Erzeugung) und Ausspeisungen (Verbrauch, Stromverkauf) dargestellt sind. Der BKV muss dafür sorgen, dass innerhalb jeder Viertelstunde die Leistungsbilanz ausgeglichen ist (Bundesregierung 25.07.2005). Um die Abweichungen so gering wie möglich zu halten, muss der Bilanzkreisverantwortliche möglichst genaue Prognosen erstellen. Den Gesamtsaldo der Abweichungen aller Bilanzkreise innerhalb der Regelzone gleicht der Übertragungsnetzbetreiber durch den Einsatz von Regelergie aus. Unter dem Begriff der Ausgleichsenergie versteht man die Umlage der entstandenen Kosten auf einen zuordenbaren Verursacher, welche durch die Bereitstellung bzw. den Abruf von Regelergie entstanden sind.

Bei einem Leistungsungleichgewicht, beispielsweise durch einen Kraftwerksausfall, ist in den ersten vier Viertelstunden nach Auftreten der jeweilige Übertragungsnetzbetreiber dafür verantwortlich, das Gleichgewicht durch den Einsatz von Regelergie wieder herzustellen. Nach Ablauf dieser Zeit, also eine Stunde

nach Auftreten der Störung, geht die Verantwortung auf den betroffenen Bilanzkreisverantwortlichen über. (Amprion, 2015)

Während der Regelenergie eine physikalische Bedeutung im Ausgleich zwischen Erzeugung und Verbrauch zukommt, sorgt die Ausgleichsenergie finanziell für das bilanzielle Gleichgewicht im Handel zwischen Stromanbieter, -abnehmer und Übertragungsnetzbetreiber. Der Bedarf an Ausgleichsenergie ergibt sich aus der Summe der Abweichungen zwischen den prognostizierten Fahrplänen und der tatsächlich verbrauchten bzw. eingespeisten Energie. Durch den Regelzonensaldo wird der Bedarf zu jeder Viertelstunde als mittlerer Leistungswert erfasst. Die Bilanzkreise der Stromproduzenten und Stromabnehmer müssen ausgeglichen sein. Der Ausgleichsenergiepreis kann sowohl positive als auch negative Werte annehmen. Das Vorzeichen des Ausgleichsenergiepreises bestimmt die Zahlungsrichtung in der Bilanzkreisabrechnung. Es sind folgende Konstellationen möglich:

**Tabelle B.2.3: Finanzielle Auswirkung der Inanspruchnahme von Ausgleichsenergie, verändert nach (Consentec, 2014)**

Bilanzkreis	Entnahme/Einspeisung von Ausgleichsenergie	Vorzeichen reBAP	Finanzielle Auswirkung für BKV
unterspeist	Entnahme	positiv	Rechnung
unterspeist	Entnahme	negativ	Gutschrift
überspeist	Einspeisung	positiv	Gutschrift
überspeist	Einspeisung	negativ	Rechnung

Die monatlichen Gesamtkosten für Ausgleichsenergie können in Einzelfällen deutlich über den Erlösen liegen. Die Kosten für die Ausgleichsenergie stellen für einen Bilanzkreis einen nicht unerheblichen Anteil an den Gesamtkosten dar. Der BKV ist darum stets bemüht, die Mengen für bezogene Ausgleichsenergie gering zu halten.

#### ***Erlöspotenziale bei der Ausgleichsenergie***

Zur Reduzierung der Ausgleichsenergiekosten bieten sich zwei Möglichkeiten an:

- Online-Messung des Bilanzkreises
- Kurzfristige Prognosen

Gegenwärtig konzentriert sich das Bilanzkreismanagement lediglich auf eine möglichst genaue Fahrplanerstellung. Die BKV können ihren aktuellen Bilanzkreissaldo (mit einigen Ausnahmen) nicht online einsehen. Das Erlöspotenzial im Bilanzkreismanagement liegt also derzeit in den vermiedenen Kosten.

Zukünftig wäre es mit der Einführung einer Online-Messung den BKV möglich, absehbare Prognoseabweichungen zu erfassen und Anpassungen vorzunehmen. Solche Anpassungen könnten entweder in Form von Stromeinkauf bzw. -verkauf auf dem Intraday-Markt oder z. B. mit Hilfe von flexiblen Kläranlagenaggregaten und dezentralen Erzeugern realisiert werden. Diese Anlagen müssten mit einer Steuerungstechnik ausgestattet sein, um schnellstmöglich auf die absehbaren Prognoseabweichungen reagieren zu können. Hierbei bieten sich vor allem virtuelle Kraftwerke an, welche mehrere flexible Erzeugungs- bzw. Verbrauchseinrichtungen vereinen. Analog zum Regelenergiemarkt würden die Anlagenbetreiber eine Vergütung für den Abruf und ggf. die Vorhaltung der Leistung erhalten. Diese Vergütung muss jedoch günstiger sein, als Ausgleichsenergie vom ÜNB zu beziehen. Eine Online-Messung für jeden Bilanzkreis ist in der Regel erst mit dem flächendeckenden Roll-out der Smart-Meter in Deutschland möglich.

Weiterhin könnten die Kosten von Ausgleichsenergie mithilfe von kurzfristigen Prognosen zur Abschätzung des aktuellen Prognosefehlers gesenkt werden. Hierbei könnte der Prognosefehler mit relativ hoher Wahrscheinlichkeit beziffert werden, da Parameter wie z. B. Windgeschwindigkeit und Sonneneinstrahlung aktuell erfasst werden und in die kurzfristige Prognose mit einfließen. Mit dieser Methode können ebenfalls flexible Anlagen zum Zuge kommen.

Bei häufigem Auftreten von Prognoseabweichungen bzw. ausreichendem Bedarf an Anpassungen könnte sich ein regionaler Markt entwickeln, dessen Struktur der des Regenergiemarktes bezüglich Vergütung, Ausschreibungsverfahren etc. ähnelt.

### **B.2.1.2.2 Gasmarkt**

#### **(1) Vermarktungsoptionen**

##### **Wasserstoff**

Der bisherige Markt für Wasserstoff definiert sich über eine unternehmerische Bündelung der Tätigkeitsfelder der Herstellung, des Handels und des Transports – so wie beispielsweise bei der Linde AG. Im Rahmen der Dezentralisierung wird davon ausgegangen, dass der bisherige Markt in seiner Aufgabenverteilung entflochten wird. Zum Beispiel werden Windparkbetreiber hinsichtlich der neuen Marktanforderungen durch Erneuerbare Energien Wasserstoff mittels PtG selber bereitstellen können. Die Bereitstellung von Wasserstoff durch Kläranlagen, wie es im Projekt arrivee beschrieben ist, ist ebenfalls denkbar. Die Herstellung von Wasserstoff wird weitere Marktteilnehmer im Bereich Handel und Transport generieren, sodass hier in Zukunft von einem liberalisierten Markt ausgegangen werden kann. Weitere Ausführungen finden sich in Kapitel B.3.2.1.

Zur Wasserstoffnutzung auf Kläranlagen wird auf die umfassenden Untersuchungen in (Bolle et al., 2012a) und (Bolle et al., 2012b) verwiesen.

##### **Methan**

Ein reiner Markt für Methan im eigentlichen Sinne ist nicht vorhanden. Der Anwendungsbereich von reinem Methan fokussiert sich hauptsächlich auf spezielle Anwendungen im Industriebereich und wird über den Erdgashandel abgewickelt. Im Rahmen der Dekarbonisierung kann Methan die Grundlage für die chemische Industrie, bezogen auf die C1 Kohlenstoffchemie, bilden. Kohlenstoffatome und Wasserstoffatome bilden die Grundlage für die Synthese von Kohlenwasserstoffketten. Hinsichtlich sinkender Verfügbarkeit von kohlenwasserstoffhaltigen Ausgangsprodukten besteht der industrielle Bedarf an Wasserstoff für die Herstellung von Industriegütern.

Eine weitere Alternative zum klassischen Methan ist biogenes Methan – sogenanntes Biomethan/Biogas. Der Biomethanhandel unterscheidet sich durch den Herkunftsnachweis vom klassischen Erdgashandel. Die in das Erdgasnetz eingespeisten Mengen an Biomethan müssen mit den entsprechenden gesetzlich geforderten Eigenschaften von der Erzeugung bis zur Nutzung dokumentiert werden. Transport sowie Verkauf von eingespeistem Biomethan erfolgt in der Regel über Biogas- oder Erdgashandelsgesellschaften.

##### **Sauerstoff**

Sauerstoff wird in unterschiedlichsten Bereichen eingesetzt. Der im Rahmen der Elektrolysekonzepte (vgl. Kapitel B.3.2) auf Kläranlagen anfallende Sauerstoff eignet sich weniger für eine Vermarktung auf dem Sauerstoffmarkt als vielmehr zur Nutzung beim Abwasserreinigungsprozess selbst. Er kann dort Sauerstoff ersetzen, der ggf. sonst separat als Flüssigsauerstoff erworben werden müsste. Verwendungsmöglichkeiten für Sauerstoff auf Kläranlagen sind z. B. im Rahmen der Ozonierung (als Ausgangsprodukt der Ozonherstellung) oder aber zur gezielten Unterstützung der Belüftung im Belebungsbecken. Kosten für den Erwerb von Sauerstoff auf Kläranlagen sind in Tabelle B.2.4 exemplarisch aufgeführt.

**Tabelle B.2.4: Kosten für die Bereitstellung von Reinsauerstoff**

		Richtpreisangebot 2014	Richtpreisangebot 2015	O3AC-Projekt Aachen Soers
Reinsauerstoff	t O <sub>2</sub> /a	150	407	784
Reinsauerstoffmenge	Nm <sup>3</sup> O <sub>2</sub> /a	105.600	304.388	526.592
Spezifische Kosten pro m <sup>3</sup>	€ netto/ Nm <sup>3</sup> O <sub>2</sub>	0,33	0,22	0,22
Spezifische Kosten pro kg	€ netto/ kg O <sub>2</sub>	0,23	0,16	0,15
Leistung		Lieferung Sauerstoff, inkl. Tankmiete	Lieferung Sauerstoff, inkl. Tankmiete	k.A

**(2) Technische Voraussetzungen zur Einspeisung von Methan in das Erdgasnetz**

Die Grenzwerte für eine Einspeisung von chemisch oder biologisch erzeugtem Methan werden durch die Arbeitsblätter DVGW G 262 „Nutzung von Gasen aus regenerativen Quellen in der öffentlichen Gasversorgung“ und DVGW G 260 „Gasbeschaffenheit“ vorgegeben. Die Grenzwerte können sich je nach vorhandener Leitung, in welche das erzeugte Gas eingeleitet wird, lokal unterscheiden.

In Deutschland wird in zwei Typen von Gasnetzen unterschieden. Zum einen das H-Gasnetz (high calorific gas), welches einen höheren Methangehalt und damit auch einen höheren Energiegehalt aufweist. Zum anderen das L-Gasnetz (low calorific gas), welches Erdgas mit einem niedrigeren Methananteil führt. Das H-Gas besitzt normalerweise einen Methangehalt zwischen 87 und 99 %, das L-Gas von 80 bis 87 Prozent. Ein weiterer Unterschied liegt im Herkunftsort des Erdgases. So wird H-Gas meist von anderen Ländern importiert (Höfling, 2013). Der sich daraus ergebende Grenzwerte für ein H-Gasnetz liegt nach der DVGW bei einer Einspeisung von biogenem Gas bei einem Methangehalt  $\geq 95$  Mol-%. Der Grenzwert für die Einspeisung in das L-Gasnetz liegt lediglich bei einem Methangehalt von  $\geq 90$  Mol-% (DVGW, 2011).

Neben den Grenzwerten für den Anteil des enthaltenen Methans sind in den Arbeitsblättern auch Angaben zu Gasbegleitstoffen gemacht. Ein Auszug dieser Grenzwerte ist in Tabelle B.2.5 aufgeführt.

**Tabelle B.2.5: Grenzwerte für die Einspeisung von Biomethan in das Erdgasnetz nach DVGW G260 und DVGW 262 (DVGW, 2013, 2011)**

Gasbegleitstoffe		Grenzwerte	Einheit
Methangehalt	L-Gasnetz	$\geq 90$	Mol-%
	H-Gasnetz	$\geq 95$	Mol-%
Gesamt-Schwefel		$< 30$	mg/m <sup>3</sup>
Schwefelwasserstoff		$< 5$	mg/m <sup>3</sup>
Sauerstoff		$< . 3$	Vol.-% (bei Einspeisung in trockene Netze)
		$< 0,5$	Vol.-% (bei Einspeisung in feuchte Netze)
Kohlenstoffdioxid		$< 6$	Vol.-%
Wasserstoff		$< 5$	Vol.-%
Wasser		$< 50$	mg/m <sup>3</sup>
Nebel, Staub, Flüssigkeit		Nicht zulässig	[ - ]

**(3) Einspeisung H<sub>2</sub> und CH<sub>4</sub> ins Gasnetz**

Die direkte Einspeisung von H<sub>2</sub> ins Gasnetz hat den Vorteil gegenüber der Weiterverarbeitung zu Methan, dass weniger Arbeitsschritte benötigt werden und somit auch weniger Energie zur Herstellung und geringere Investitionen aufgewendet werden müssen. Hieraus ergibt sich ein im Vergleich zu SNG oder Biomethan erhöhter Gesamtwirkungsgrad (Matthes und Sygulla, 2013). Jedoch muss darauf geachtet werden, dass sich eine möglichst schnelle Durchmischung von H<sub>2</sub> und Erdgas einstellt, um Grenzwerte sicher einhalten zu können. Diese unterliegen den Vorschriften der DVGW zur Beimengung von Wasserstoff (vgl. Tabelle B.2.5), da die Zugabe eine Verschlechterung des Brennwertes verursacht, der von H<sub>2</sub> geringer im Vergleich zu Erdgas ist. Daraus können Probleme bei den angeschlossenen Nutzern entstehen, da es zu Unverträglichkeiten

bei zu hoher Wasserstoffkonzentration an Anlagenteilen kommen kann. Des Weiteren besteht die Gefahr von wasserstoffinduzierter Korrosion an Gefahrenpunkten (z. B. Schnittkanten). So sind derzeit nach DIN 51624 maximal 2 vol.-% H<sub>2</sub> in Tanks für Erdgasfahrzeuge zulässig, die Einspeisung wird allerdings mit < 5 vol.-% (vgl. Tabelle B.2.5) angesetzt (DVGW, 2013). Die Schwankungsbreite ergibt sich aus den örtlichen Randbedingungen bzw. aus den angeschlossenen Verbrauchern (Erdgasfahrzeuge, Gasturbinen, Haushaltskunden, etc.). Somit gilt es, einer Vielzahl von divergierenden Interessen gerecht zu werden und limitierende Faktoren zu berücksichtigen.

Durch die beschriebenen Anforderungen ist eine direkte Einspeisung in das Versorgungsnetz bei den meisten Niederdruck- und Mitteldruckleistungen nicht geeignet, da hier oftmals zu geringe Volumenströme vorhanden sind, um eine zeitnahe Durchmischung und so den vorgeschriebenen Grenzwert zu gewährleisten. Bei Hochdruckleitungen hingegen besteht weniger ein Problem (Matthes und Sygulla, 2013). Die Option der H<sub>2</sub>-Einspeisung ist vor allem standortabhängig, da eine Gasleitung mit permanent hohem Gasvolumenstrom nötig ist. Des Weiteren wird durch die schwankende Verfügbarkeit von Überschussstrom ebenfalls eine schwankende Einspeisung von H<sub>2</sub> zu erwarten sein, die ggf. o.g. Restriktionen verletzen könnte. Eine dynamische Gaszusammensetzung musste bisher kaum betrachtet werden und wird zukünftig eine wichtige Rolle spielen (Müller-Syring et al., 2013).

Neueste Forschungen zeigen, dass mittelfristig der Grenzwert des zulässigen H<sub>2</sub>-Anteils bis auf 10 Prozent angehoben werden könnte (Müller-Syring et al., 2013). So können die heutigen Gaskraftwerke nach Modifikationen und Optimierung sogar Anteile von bis zu 20 Prozent an H<sub>2</sub> nutzen. Bei den Erdgasfahrzeugen ist eine ähnliche Entwicklung in der Erhöhung des Wasserstoffanteils absehbar (DENA, 2017b).

Die Einspeisung von CH<sub>4</sub> in das Erdgasnetz ist oftmals keine Frage der technischen Machbarkeit, da die heutigen Methoden weitestgehend Stand der Technik sind, sondern der Wirtschaftlichkeit. Zurzeit ist der Nutzen aus eventuellen Erlösen einer Einspeisung deutlich geringer als die Nutzung vor Ort. Die geringe Vergütung steht oftmals nicht im Verhältnis zu den Kosten der Aufbereitung auf die geforderten Methangehalte von mindestens 90 bzw. 95% (vgl. Tabelle B.2.5) und den Investitionskosten der Einspeisetechnik.

#### (4) **Gasaufbereitung**

Eine Gasaufbereitung ist immer dann notwendig, wenn das anfallende Gas nicht die erforderliche Qualität für den beabsichtigten Verwendungszweck aufweist. Zur Einspeisung ins Gasnetz sind diese Qualitätsanforderungen in Tabelle B.2.5 aufgeführt. Es stehen verschiedene Aufbereitungstechnologien zur Verfügung, welche sich nach den jeweiligen physikalischen Prinzipien einordnen lassen:

- Adsorbtive Verfahren
- Absorbtive Verfahren
- Membrantechnologien
- Kryogene Trennung

Die hiervon meist genutzte Methode ist eine Druckwasserwäsche, bei der CO<sub>2</sub> abgetrennt und so ein höherer Methangehalt erzielt wird.

Im Falle der biologischen Methanisierung wird in (Graf et al., 2014) die Möglichkeit der Erzeugung einspeisefähigen Gases mit mehr als 95 mol-% CH<sub>4</sub> sowie eine hohe Toleranz gegenüber Spurenstoffen (z. B. Schwefelverbindungen, Siloxane) aufgeführt. Dies wird ebenfalls in der großtechnischen Umsetzung des PFI in Pirmasens bestätigt, welche durch biologische Methanisierung in einem externen Reaktor ohne weitere Aufbereitung in das Erdgasnetz einspeist (Makarov et al., 2009; Pacan und Dröge, 2017).

### **B.2.1.2.3 Kläranlagen**

#### (1) **Umstellung auf Faulung**

Die Studie, in der die Umstellung von Kläranlagen auf Schlammfaulung für das Umweltministerium Rheinland-Pfalz untersucht wurde {Schmitt 2014 #2412}, kam zu folgenden Ergebnissen:



- Bereits ab einer Ausbaugröße unter EW = 10.000 E kann sich die Umstellung auf Faulung wirtschaftlich darstellen lassen.
- In Rheinland-Pfalz kommen dafür über 90 Kläranlagen mit einer Anschlussgröße von insgesamt EW = 1,25 Mio. E in Frage.
- Mehrere Anlagen in Rheinland-Pfalz werden derzeit auf Faulung umgestellt, weitere sind in Planung.
- Durch interkommunale Zusammenarbeit im Bereich des Klärschlammmanagements kann die Wirtschaftlichkeit weiter gesteigert werden.

Es gibt aber auch Beispiele, die aufzeigen, dass auch deutlich kleinere Kläranlagen mit anaerober Stabilisierungstechnik betrieben werden können. Dazu gehört z. B. die Kläranlage Fischingen mit nur 3.500 E (Bailer, 2014).

Die Zahl der Kläranlagen, die für eine Vermarktung von Flexibilitätsoptionen i. b. ihrer KWK-Anlagen in Frage kommen, könnte damit weiter steigen.

Dieser Trend wird auch durch die Ausführungen im Anhang 1 der Abwasserverordnung unterstützt:

### **B Allgemeine Anforderungen**

(1) § 3 Absatz 1 findet keine Anwendung.

(2) Abwasseranlagen sollen so errichtet, betrieben und benutzt werden, dass eine energieeffiziente Betriebsweise ermöglicht wird. Die bei der Abwasserbeseitigung entstehenden Energiepotenziale sind, soweit technisch möglich und wirtschaftlich vertretbar, zu nutzen.

Jedoch hat sich in den letzten drei Jahren der rechtliche Rahmen für eine solche Umstellung deutlich verschlechtert. Grund dafür sind die weggefallene bzw. reduzierte KWK-Förderung und die Einführung der EEG-Umlage auf selbst erzeugten und verbrauchten Strom (vgl. Kapitel B.6.1.2 und 0) Diese Maßnahmen stellen die sinnvolle Umstellung auf Faulung auf vielen Kläranlagen wirtschaftlich in Frage.

### **(2) Spurenstoffelimination**

In der EU-Richtlinie 2008/105/EG (2008) sind Umweltqualitätsnormen (UQN) genannt, die als Maßstab für den bis zum Jahr 2015 geforderten guten chemischen Zustand der Gewässer dienen sollen. Mit der Richtlinie 2013/39/EU (2013) wurden 12 neue Stoffe in die Liste der prioritären Stoffe aufgenommen (Pflanzenschutzmittel, Wirkstoffe in Bioziden, Industriechemikalien, Dioxine und dioxinähnliche PCB). Die UQN für diese Substanzen treten ab dem Jahr 2018 in Kraft. Für Arzneimittel gibt es in der Richtlinie allerdings nach wie vor noch keine UQN. Lediglich die Östrogene 17 $\alpha$ -Ethinylestradiol (EE2) und 17 $\beta$  Estradiol (E2) sowie das Schmerzmittel Diclofenac wurden von der europäischen Kommission in die sogenannte Beobachtungsliste („watch list“) aufgenommen und sollen in den nächsten Jahren regelmäßig in Oberflächengewässern überwacht werden. Mit dem Durchführungsbeschluss EU 2015/495 (2015) der Kommission vom 20. März 2015 wurden weiterhin die Antibiotika Erythromycin, Clarithromycin und Azithromycin in die Beobachtungsliste aufgenommen.

Die nachfolgende Abbildung zeigt eine Übersicht der gesetzlichen Regelungen auf EU-, Bund- und Länderebene (exemplarisch für NRW). Zusammengefasst sind auf EU-Ebene viele der relevanten Stoffe noch nicht gesetzlich geregelt und mit Umweltqualitätsnormen fixiert, auf Bundesebene gibt es zwar im WHG die Erklärung einer nachhaltigen Bewirtschaftung nach dem Vorsorgeprinzip, aber in der aktuellen Oberflächengewässerverordnung (OgewV 2015) sind keine Grenzwerte für Arzneimittel aufgeführt. Auf Landesebene ist die Situation sehr heterogen. NRW fordert mit Erlass aus dem Jahr 2013 die Durchführung von Machbarkeitsstudien und fördert Investitionen in Anlagen zur Spurenstoffelimination.

Spurenstoffe können durch die Adsorption an Aktivkohle oder durch die Zugabe von Ozon aus dem Abwasser entfernt werden. Im Rahmen von arrivee wird die Nutzung von Ozon zur Entfernung der Spurenstoffe berücksichtigt. Für die Herstellung von Ozon ist Reinsauerstoff erforderlich, der bei der Umsetzung von „power to gas“-Konzepten auf der Kläranlage anfällt. Die Nutzung von Reinsauerstoff auf der Kläranlage wird in Kapitel B.3.2.1.6 untersucht.

	<b>EG-WRRL 2000/60/EG</b> <b>UQN-Richtlinie 2008/105/EG</b> <b>UQN-Richtlinie 2013/39/EG</b>  <b>Beschluss EU 2015/495</b>	Art. 16 „Strategien gegen die Wasserverschmutzung“ Umweltqualitätsnormen für 33 prioritäre Stoffe 12 neue prioritäre Stoffe, UQN treten 2018 in Kraft Keine Arzneimittel, lediglich Diclofenac auf der „watchlist“ Drei weitere Antibiotika auf der „watchlist“
	<b>OGewV (2011)</b>  <b>OGewV (2015)</b>  <b>Maßnahmenprogramme /</b> <b>Vorsorgeprinzip</b>	Umsetzung UQN-Richtlinie (2008); neben den prioritären Stoffen auf EU-Ebene weitere UQN für gebietsspezifische Schadstoffe auf nationaler Ebene Keine Novelle, sondern neu am 16.12.2015 beschlossen. Umsetzung der UQN-Richtlinie 2013/39/EU; in 3 Zyklen (2009-2015; 2015-2021; 2021-2027) Art 20a GG: „... Erhalt der natürlichen Lebensgrundlagen ...“ § 6 WHG: „Nachhaltige Bewirtschaftung der Gewässer“ § 27 WHG: „guter ökologischer und chemischer Zustand“ § 57 WHG: „Menge und Schädlichkeit des Abwassers so gering wie möglich ...“
	<b>Erlass vom 21.03.2013 (Az.: IV-7 042 0A6)“</b> <b>„Sofern Kläranlagen mitursächlich sind für problematische Belastungen der Oberflächengewässer mit Mikroschadstoffen, ist grundsätzlich zu prüfen, welche Minderungsmaßnahmen ergriffen werden können.“</b>	Dies trifft insbesondere <b>bei der Neuerteilung von Einleitungserlaubnissen</b> zu und kann ggf. auch eine Begrenzung einzelner Mikroschadstoffe in der Einleitungserlaubnis zur Folge haben.“

**Bild B.2.7: Rechtliche Rahmen zur Spurenstoffelimination**

### (3) Verbot der landwirtschaftlichen Klärschlammverwertung

Nachdem Bayern und Baden-Württemberg bereits den Ausstieg aus der landwirtschaftlichen Klärschlammverwertung propagieren (Energie statt Dünger), ist auch andernorts zunehmend feststellbar, dass Alternativen gesucht werden. Auch die Schweiz hat schon vor einigen Jahren die landwirtschaftliche Klärschlammverwertung komplett eingestellt. Darüber hinaus wird die landwirtschaftliche Klärschlammverwertung mit dem Übergang der Schadstoffgrenzwerte zum Düngerecht erschwert. Damit müssen die neuen Grenzwerte der Düngemittelverordnung eingehalten werden.

Die landwirtschaftliche Klärschlammverwertung ist derzeit in einigen Bundesländern noch eine wichtige Verwertungsschiene. Mittelfristig ist jedoch von einem Ausstieg aus der Landwirtschaftlichen Klärschlammverwertung auszugehen, wie er bereits im Koalitionsvertrag der Bundesregierung beschrieben ist. Alternativen zur landwirtschaftlichen Verwertung müssen daher neben einer sicheren Entsorgung auch eine Wirtschaftlichkeit sicherstellen.

Klärschlamm hat beste Potenziale, ein wertvoller Energierohstoff zu werden. Die wirtschaftliche Situation, veränderte gesetzliche Rahmenbedingungen und propagierter Klimaschutz führen dazu, dass sich die Einsatzgrenzen für Klärschlammfaulungsanlagen deutlich in Richtung kleinerer Anlagen verschieben, vgl. (1).

Im Rahmen einer Grundsatzstudie (Schaum et al., 2010) wurden unterschiedliche Schlammverbrennungsvarianten für größere Kläranlagen hinsichtlich ihrer ökonomischen und ökologischen Auswirkungen näher untersucht. Randbedingung war dabei ein Klärschlammaufkommen von 30 000 tTS/Jahr. Die Variantenbetrachtung umfasst sowohl die Monoverbrennung von entwässertem Rohschlamm und Faulschlamm sowie die Mitverbrennung von Faulschlamm. Des Weiteren wurden mehrere Untervarianten untersucht, die an dieser Stelle nicht näher betrachtet werden. Dabei sprechen im Ergebnis „die verfahrenstechnischen, ökonomischen wie ökologischen Vorteile für die Faulschlammvarianten. Besonders durch das Potenzial der hohen Energieerzeugung bieten die Faulschlammvarianten ein insgesamt zukunftsfähiges, flexibles und betriebssicheres Gesamtkonzept.“[...] Aufgrund „...der besseren Rauchgasreinigung [zeigen] sich deutliche Vorteile der Monoverbrennung und Mitverbrennung in Müllheizkraftwerken gegenüber der Mitverbrennung in anderen Kraftwerken“ (Schaum et al., 2010).

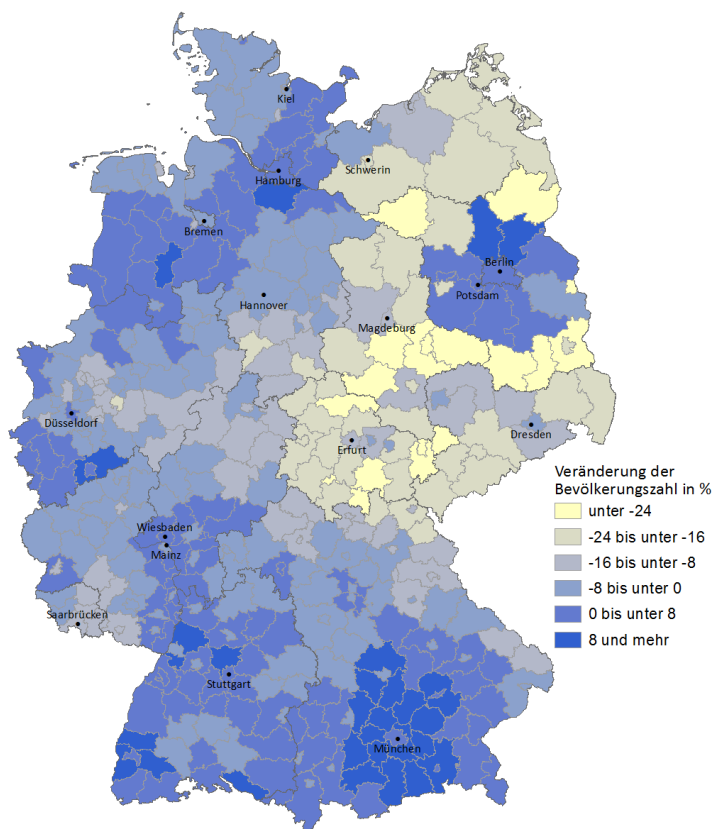


Die sich ändernden Rahmenbedingungen sowie die ökonomischen und ökologischen Vorteile, die oben aufgezeigt wurden sprechen dafür, dass sich die Anzahl der Faulungsanlagen in den kommenden Jahren erhöhen wird. Damit steigt auch die Zahl der Kläranlagen, für die die Ergebnisse des Projektes arrivee von Bedeutung sind.

#### (4) Ländlicher Raum & Demografie

Die einwohnerspezifischen Kosten für die Abwassereinigung im ländlichen Raum sind relativ hoch. Dies ist unter anderem auf die geringe Anschlussgröße der Kläranlagen sowie auf die geringe Anzahl von Anlagen mit anaerober Schlammstabilisierung zurückzuführen. Die Situation wird sich durch die demografische Entwicklung in Deutschland mit einem starken Bevölkerungsrückgang im ländlichen Raum von bis zu 24 % bis zum Jahr 2035 regional noch verschärfen (siehe Bild B.2.8). Daher ist es wichtig, die energetischen Potenziale, die eine Schlammfäulung mit sich bringt sowie die daran gekoppelten Flexibilitätsoptionen, zu heben.

Die in arrivee erarbeiteten Ergebnisse und Konzeptansätze für Kläranlagen können einen Beitrag leisten, die in Kapitel B.1.1.2 ausgeführten Herausforderungen an die Netzinfrastruktur im ländlichen Raum abzumildern.



Datenquelle: Bundesinstitut für Bau-, Stadt- und Raumforschung  
Geometrische Grundlage: © GeoBasis-DE / BKG (2015)

© BIB 2016 / demografie-portal.de

**Bild B.2.8: Bevölkerungsentwicklung für Deutschland nach Kreisen 2012-2035 (Bildquelle: Bundesinstitut für Bevölkerungsforschung, Datenquelle: Bundesinstitut für Bau-, Stadt- und Regionalforschung)**

#### (5) Hygienisierung – Qualitätsanforderung für Badegewässer

Bei der Abwasserreinigung in konventionellen Kläranlagen enthält das abfließende Wasser noch eine große Anzahl von Krankheitserregern. Eine weitergehende Behandlung ist zurzeit nicht wasserrechtlich als Stand der Technik festgeschrieben. Durch die verstärkte Freizeit-Nutzung von Fließgewässern durch die Bevölkerung steigt jedoch der Anspruch an die Gewässerqualität. Maßnahmen zur Reduktion der bakteriellen Belastung der Gewässer wurden z. B. an der Isar umgesetzt. Durch die Einführung einer Hygienisierung des Kläranlagenablaufs kann die Isar heute auch im Münchner Stadtgebiet als Badegewässer genutzt werden (Popp et al., 2004).

Zur gezielten Verbesserung der hygienischen Qualität von Gewässern wird überwiegend die UV-Desinfektion eingesetzt (siehe (DWA, 2013a)). Alternativ kann die Abwasserhygienisierung mit Ozon erfolgen. In den in arrivee betrachteten Anlagenkonzepten kann der bei der Elektrolyse anfallende Reinsauerstoff für die Ozonherstellung eingesetzt werden.

#### **B.2.1.2.4 Planung und Betrieb von Mittelspannungsnetzen<sup>3</sup>**

Der Netzanschlusspunkt von Kläranlagen der mittleren und oberen Größenklassen liegt überwiegend am Mittelspannungsnetz. Um die Versorgung der Anschlussnehmer mit elektrischer Energie in entsprechender Versorgungsqualität und Zuverlässigkeit zu garantieren, erfolgt die Auslegung der Netze unter Berücksichtigung bestimmter Grenzwerte, die im technischen Regelwerk definiert sind. Zentrale Aspekte sind hierbei die Spannungshaltung, die Betriebsmittelauslastung und die Sicherstellung einer hohen Versorgungszuverlässigkeit durch geeignete Umschaltmöglichkeiten und Ersatzversorgungen im Fehlerfall (Harnisch et al., 2016; DENA, 2012; BMWI, 2014).

Durch die stetigen Änderungen in der Versorgungsaufgabe (zunehmende Elektrifizierung, Energieeinsparungen, Anschluss neuer Verbraucher wie z. B. Elektrofahrzeuge und Wärmepumpen sowie der Anschluss von dezentralen Erzeugungsanlagen) muss die bestehende Auslegung der Netze regelmäßig planerisch überprüft werden. Sollten dabei die zulässigen Grenzwerte für die Spannung oder die Grenzen für die thermische Auslastung der Betriebsmittel überschritten werden, ist ein Netzausbau bzw. eine Netzertüchtigung erforderlich. Darüber hinaus kann ein Aus- und Umbau die Steigerung der Versorgungsqualität oder die Reduzierung von Betriebskosten zum Ziel haben.

Im Rahmen der konventionellen Netzplanung werden die relevanten Kriterien für die Netzauslegung durch die Betrachtung von Worst-Case Betriebspunkten überprüft. In der Regel sind das der Starklastfall bei minimaler Einspeisung und der Starkeinspeisefall bei minimaler Last. Die Bestimmung dieser Betriebspunkte und die Grenzen dieser Betrachtungsweise werden im Rahmen der konkreten Netzkonstellation in Kapitel B.4.4 diskutiert.

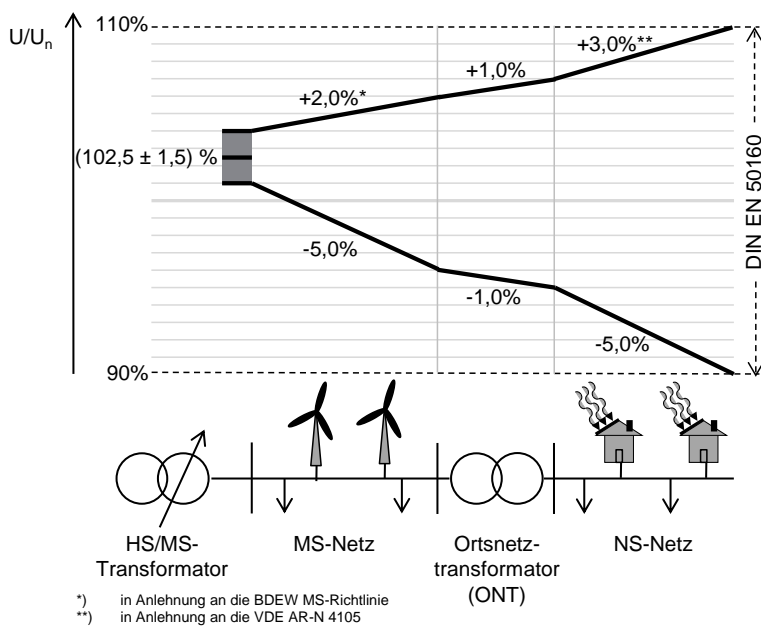
Nachfolgend werden die wesentlichen technischen Rahmenbedingungen für die Auslegung von Mittelspannungsnetzen in der öffentlichen Versorgung und die dazugehörigen Normen und Richtlinien kurz beschrieben. Des Weiteren wird auf den Einflussbereich der Kläranlage auf das Mittelspannungsnetz und die Voraussetzungen für einen netzdienlichen Betrieb eingegangen.

##### **(1) Spannungshaltung**

Entsprechend DIN EN 50160 (Norm DIN EN 50160) muss an allen Anschlusspunkten der Mittelspannungsebene sichergestellt werden, dass die auftretenden Spannungswerte im Bereich von  $\pm 10\%$  der vereinbarten Versorgungsspannung liegt. Durch das starre Übersetzungsverhältnis von konventionellen Ortsnetztransformatoren zur Niederspannung kann in der Regel nicht der volle Bereich von  $\pm 10\%$  für die Mittelspannung vorgesehen werden, sondern muss planerisch zwischen Mittel- und Niederspannungsebene aufgeteilt werden (laut Norm darf die Spannung auf Niederspannungsebene  $\pm 10\%$  der Netznennspannung betragen). Die planerische Umsetzung dieser Forderung ist nicht einheitlich festgelegt. Das technische Regelwerk liefert mit der BDEW-Richtlinie für Erzeugungsanlagen im Mittelspannungsnetz (BDEW, 2008) und der VDE-Anwendungsregel VDE-AR-N4105 (VDE, 2011) Richtwerte für die planerische Berücksichtigung für die Spannungsanhebung von dezentralen Erzeugungsanlagen. Bild B.2.9 zeigt exemplarisch die planerische Aufteilung des zur Verfügung stehenden Spannungsbandes auf Mittel- und Niederspannung.

---

<sup>3</sup> Autor des Kapitels: T. Kornrumpf



**Bild B.2.9: Exemplarische Aufteilung des Spannungsbandes auf Mittel- und Niederspannung (DENA, 2017a)**

Die aufgeführten Forderungen aus der DIN EN 50160 beziehen sich auf langsame Spannungsänderungen. Weitere Kriterien der Spannungsqualität wie Oberschwingungen, Flicker und Transiente werden im Rahmen der vorliegenden Untersuchung nicht weiter betrachtet.

## (2) Betriebsmittelauslastung

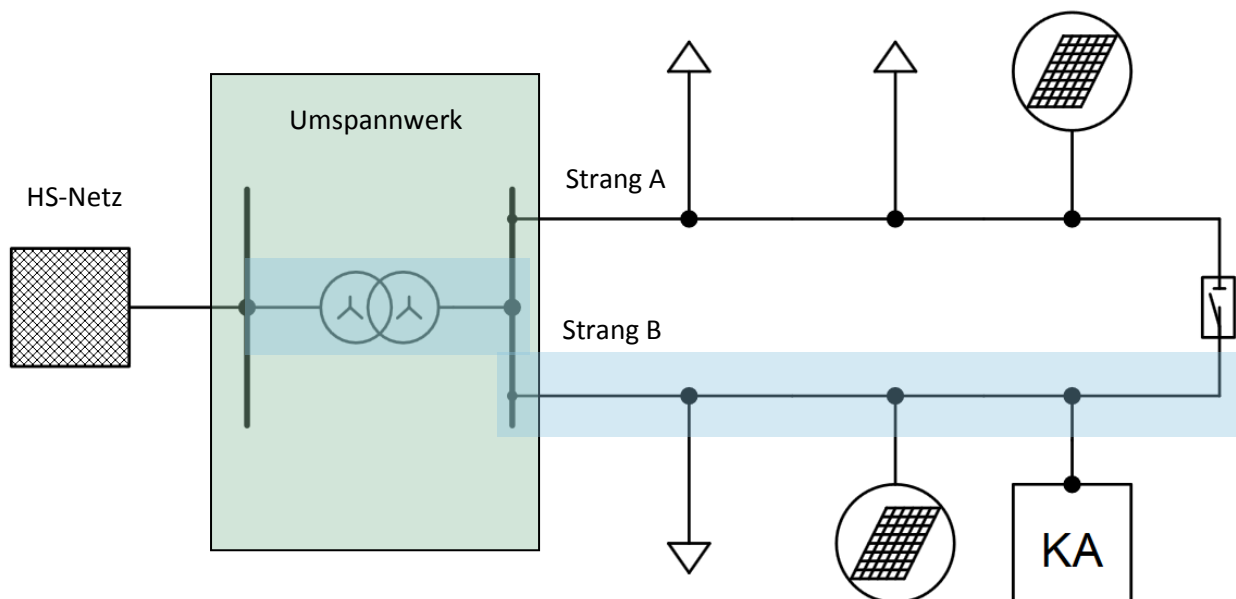
Ein weiteres wichtiges Kriterium bei der Auslegung von Netzen ist die maximale Strombelastung der Betriebsmittel. Durch eine häufige, länger anhaltende Belastung von Betriebsmitteln (Kabel, Schaltanlagen, Transformatoren etc.) oberhalb der Bemessungsstromstärke kommt es zu erhöhten thermischen Verlusten. Die Betriebsmittel können dadurch geschädigt bzw. in ihrem Alterungsverhalten deutlich beschleunigt werden. Das technische Regelwerk liefert in DIN VDE 0276-1000 (Norm DIN VDE 0276-1000). Vorgaben für die maximale Belastung in Abhängigkeit des Leitungstyps und des Nennquerschnitts unter Normbedingungen. Weitere Einflussfaktoren wie Umgebungstemperaturen, Bodenbeschaffenheit und zeitlicher Verlauf der Belastung lassen sich durch zusätzliche Faktoren als Abweichung der Normbedingungen berücksichtigen. In konkreten Einzelfällen ist diese Betrachtung durchaus sinnvoll und kann eine Überdimensionierung und somit unnötige Kosten vermeiden (Harnisch et al., 2016; DENA, 2012; BMWI, 2014). Im Rahmen der prinzipiellen Untersuchungen im Projekt arrivee wird von Normbedingungen ausgegangen.

Weitere Einschränkungen der zulässigen Betriebsmittelauslastung ergeben sich durch die (n-1)-sichere Auslegung von Mittelspannungsnetzen. Im Fehlerfall (z. B. Ausfall eines Transformators oder einer Kabelstrecke) muss durch geeignete Umschaltmaßnahmen eine kurzfristige Wiederversorgung der Verbraucher und ein Weiterbetrieb des Netzes gewährleistet werden. Da es auch im (n-1)-Fall zu keiner kritischen Überlastung der Betriebsmittel kommen darf, muss dies im Rahmen der Planung berücksichtigt werden (Harnisch et al., 2016; DENA, 2012; BMWI, 2014). Im Normalbetrieb wird daher eher eine maximale Auslastung von 50-60% der Bemessungsgröße angestrebt (individuelle Lösungen liegen im Ermessen des Netzbetreibers). Die (n-1)-sichere Auslegung wird nur für Verbraucher, jedoch nicht für dezentrale Erzeugungsanlagen angewendet, da diese im Fehlerfall vom Netz getrennt werden dürfen. Im Rahmen der Auslegung für den maximalen Einspeisefall steht somit die volle Übertragungskapazität der Betriebsmittel zur Verfügung.

## (3) Einflussbereich der Kläranlagenflexibilität

Grundsätzlich ist festzuhalten, dass die gewollte oder ungewollte Beeinflussung der Betriebsmittelauslastung und der Knotenspannungen durch eine neuartige Betriebsweise der Kläranlage (KA) auf den jeweiligen Anschlussstrang und den Transformator im Umspannwerk (UW) begrenzt ist (siehe grünen Bereich in Bild B.2.10). Die Sammelschienenspannung im UW kann durch die Stufenregelung des Transformators und die hohe Kurzschlussleistung des überlagerten Hochspannungsnetzes als starr (konstant) angenommen wer-

den. Mögliche Grenzwertverletzungen in anderen Netzsträngen der gleichen Netzebene (hier z. B. Strang A) werden durch die Kläranlage ohne geeignete Umschaltmaßnahmen daher nicht maßgeblich beeinflusst. Es wird zwar prinzipiell auch die Lastflusssituation in der überlagerten Hochspannungsebene beeinflusst, jedoch ist der Einfluss einer Einzelanlage vernachlässigbar gering und liegt daher auch außerhalb des Betrachtungsbereichs dieser Untersuchung.



**Bild B.2.10: Einflussbereich der Kläranlagenbetriebsweise auf Spannung und Betriebsmittelauslastung (schematische Darstellung)**

Der netzdienliche Einsatzfall der Kläranlagenflexibilität dient dem Zweck, Grenzwertverletzungen durch eine Leistungsanpassung zu beheben (d. h. also auf Probleme in dem blau markierten Bereich in Bild B.2.10 zu reagieren). Das Signal für einen systemdienlichen oder marktdienlichen Einsatz basiert jedoch auf Zuständen/Gründen, die über den dargestellten Betrachtungsbereich hinausgehen. Es kann also theoretisch der Fall eintreten, dass eine lokal-kritische Netzsituation durch eine systemdienliche oder marktdienliche Leistungsanpassung der Kläranlage verstärkt bzw. erst hervorgerufen wird oder auch zufällig gelöst wird. Es kann jedoch nicht von einer ausreichenden Korrelation zwischen lokalen Netzzuständen und überregionalen Signalen (Marktsignale) für den Flexibilitätseinsatz ausgegangen werden (DENA, 2017a). Es muss somit entweder durch die konventionelle Auslegung des Netzes sichergestellt werden, dass keine Grenzwertverletzungen auftreten können, oder es wird durch den Einbau einer dezentralen Netzautomatisierung der Netzstatus permanent überwacht. Im Falle von drohenden Grenzwertverletzungen muss dann steuernd auf die Kläranlage oder andere Flexibilitätsoptionen eingegriffen bzw. ein Anreiz für die Anpassung des Betriebsverhaltens generiert werden.

#### (4) Voraussetzung für Berücksichtigung von Flexibilität in der Netzplanung

Neben der dauerhaften Steigerung der Netzkapazität durch konventionellen Netzausbau lässt sich durch den gezielten Einsatz von Flexibilitätsoptionen im Netzbetrieb die bestehende Netzkapazität effizienter ausnutzen. Im Falle einer Grenzwertverletzung können einzelne oder mehrere Anlagen in ihrer Leistungsaufnahme oder –abgabe beeinflusst werden und somit die Spannungsbandverletzung oder die Betriebsmittelüberlastung aufheben. Damit diese betriebliche Maßnahme auch in der Netzplanung berücksichtigt werden kann, müssen mehrere Voraussetzungen erfüllt sein:

- **Zustandsüberwachung des Netzabschnittes:** Die technische Grundvoraussetzung für den netzdienlichen Einsatz von Flexibilitätsoptionen ist die dauerhafte Überwachung des Netzzustandes. In Mittel- und Niederspannungsnetzen ist dies in der Regel nicht der Fall. Hierfür müssen zusätzliche Sensoren, Aktoren und eine geeignete Informations- und Kommunikationstechnik (IKT) im Netz installiert und entweder in ein bestehendes Leitsystem oder in ein dezentrales Netzautomatisierungssystem eingebunden werden. Auf Basis des Netzzustandes werden erforderliche Regelungseingriffe

berechnet und an geeignete Aktoren (wie z. B. DEA, flexible Lasten oder Speicher) übertragen. Solche sogenannten Smart-Grid-Systeme für die Verteilnetzebene wurden in den letzten Jahren entwickelt und werden inzwischen kommerziell vermarktet (SAG Deutschland 07.09.2016)

- **Kostenvorteil:** Der Netzbetreiber muss durch den Einsatz eines Smart-Grid-System einen dauerhaften Kostenvorteil gegenüber den Handlungsalternativen erzielen. Da für den Abruf von Flexibilitätsoptionen Kompensationszahlungen anfallen (z. B. für abgeregelte Energie), lohnt sich der Einsatz besonders dann, wenn die tatsächliche Notwendigkeit für Regelungseingriffe sehr selten ist und der 'smarten' Netzertüchtigung ein hoher konventioneller Ausbaubedarf gegenüber steht. Neben den Investitionskosten sind auch die laufenden Betriebskosten für einen Vergleich relevant sowie deren Ansetzbarkeit im Rahmen der Anreizregulierung.
- **Verlässlichkeit für den Netzbetreiber:** Damit sich der Netzbetreiber grundsätzlich auf eine solche Lösungsvariante einlassen kann, muss im Falle einer Grenzwertverletzung der Zugriff auf einzelne Anlagen technisch und rechtlich verlässlich sein. Die technische Verlässlichkeit kann im Zweifel über die Einbindung mehrerer Flexibilitätsoptionen sichergestellt werden (falls die Kommunikation zur Kläranlage ausfällt, wird z. B. die Windenergieanlage abgeregelt). Anspruchsvoll ist allerdings auch die rechtliche Ausgestaltung. Im Rahmen des Einspeisemanagements für Erneuerbare Energien wurde dieses verlässliche Zugriffsrecht geregelt. Das Zugriffsrecht bzw. der Aufbau eines Anreizsystems für netzdienliches Verhalten von Verbrauchern und Lasten ist aber weiterhin nicht klar im rechtlich-regulatorischen Rahmen verankert. In (DENA, 2017a) werden Vorschläge für eine Rollenklärung und die mögliche Ausgestaltung im Rahmen einer Anpassung der Netznutzungsentgeltssystematik vorgestellt (vgl. Kapitel B.6.1.1.2).

Ein großer Vorteil des Einsatzes einer Zustandsüberwachung liegt unter anderem darin, dass für die Auslegung des Netzes nicht mehr die theoretischen Worst-Case Betriebspunkte verwendet werden, sondern dass die tatsächliche Netzauslastung überwacht wird. Es werden somit allein durch den Einsatz eines Smart-Grid-Systems zusätzliche Netzkapazitäten aus der Betriebsreserve freigegeben, da im Falle einer Grenzwertüberschreitung im Gegensatz zum unbeobachteten Netz noch eingegriffen werden kann. Des Weiteren können Fehlinvestitionen auf Grund von unsicheren Entwicklungen der Versorgungsaufgabe vermieden werden.

### **B.2.1.3 Einordnung der Einsatzmöglichkeiten regelbarer, flexibler Kläranlagen**

Kläranlagen können entsprechend der in Kapitel B.2.1.2 vorgenommenen Ausführungen in unterschiedlichen Bereichen / Märkten ihre Flexibilität anbieten. Die dafür erforderlichen Voraussetzungen und Restriktionen, die kläranlagenseitig erfüllt sein müssen, werden in Kapitel B.3.3.1 im Rahmen des Aggregatemanagements näher betrachtet. Die als Flexibilitätsoption in Frage kommenden Aggregate werden nachfolgend identifiziert und in Kapitel B.3.3.1 weitergehend analysiert.

### Fazit B.2.1

Für die Erschließung von Flexibilitäten wird zwischen kontinuierlichen und diskontinuierlichen Prozessen respektive klärprozessabhängigen und -unabhängigen Komponenten unterschieden.

Die Bereitstellung der Kläranlagenflexibilität umfasst eine ausgeprägte Komplexität bzgl. der organisatorischen Schnittstellen sowie vielfältige Abhängigkeiten hinsichtlich rechtlich relevanter Aspekte.

Die temporär auftretenden Diskrepanzen zwischen Stromerzeugung und Strombedarf, insbesondere aufgrund nicht vorsehbarer „Ereignisse“ erfordern den Einsatz von Flexibilität über unterschiedliche Zeitskalen und Märkte. Derzeitig sind die Vermarktungen in der Regelenergie und am Spot-Markt im Verbund (Pooling/Virtuelles Kraftwerk) auch für kleine Flexibilitäten möglich. In Zukunft werden sich gerade auf Verteilnetzebene noch neue „Regionale Märkte“ entwickeln.

Die Vermarktungsmöglichkeiten der möglichen Gasprodukte auf Kläranlagen ( $H_2$ ,  $CH_4$ ,  $O_2$ ) sind sehr unterschiedlich ausgeprägt. Dabei wird der Vermarktung von  $H_2$  und  $CH_4$  größere Möglichkeiten zugeschrieben als einer Vermarktung von  $O_2$ . Letzteres kann jedoch auf der Kläranlage unmittelbar in unterschiedlichen Anwendungen genutzt werden.

Zur Einspeisung von  $H_2$  und  $CH_4$  ins Gasnetz sind unterschiedliche Kriterien zu beachten. Teilweise sind aufwendige Gasaufbereitungsprozesse erforderlich. Diese können aber z. B. durch eine biologische Methanisierung von Klärgas umgangen werden.

Aktuell und in Zukunft werden die Umstellung auf Faulung sowie die Thematik der Spurenstoffelimination eine zunehmend wichtige Rolle spielen und somit die Rahmenbedingungen für eine Flexibilisierung verbessern. Davon können auch Kläranlagen im ländlichen Raum profitieren.

Im Rahmen der Planung von Mittelspannungsnetzen müssen unter anderem die technischen Grenzwerte für die Spannungshaltung und die Betriebsmittelauslastung berücksichtigt werden, um eine hohe Qualität der Versorgung mit elektrischer Energie zu gewährleisten. Im Rahmen von betrieblichen Regelungseingriffen lassen sich die Auslastung und die Spannungshaltung durch den Einsatz von Flexibilitätsoptionen im Netz positiv beeinflussen. Der Einflussbereich ist allerdings im Wesentlichen auf den Anschlussstrang und das vorgelagerte Umspannwerk beschränkt. Um solche Optionen bereits in der Planung zu berücksichtigen, muss der relevante Netzabschnitt durch ein Smart-Grid-System überwacht werden. Darüber hinaus muss der Netzbetreiber ein technisch- und rechtlich-verlässliches Zugriffsrecht auf die Flexibilitätsoptionen haben und der Einsatz sollte für den Netzbetreiber einen Kostenvorteil gegenüber Handlungsalternativen aufweisen.

## B.2.2 Identifikation und Analyse von Flexibilitätsbausteinen auf Kläranlagen

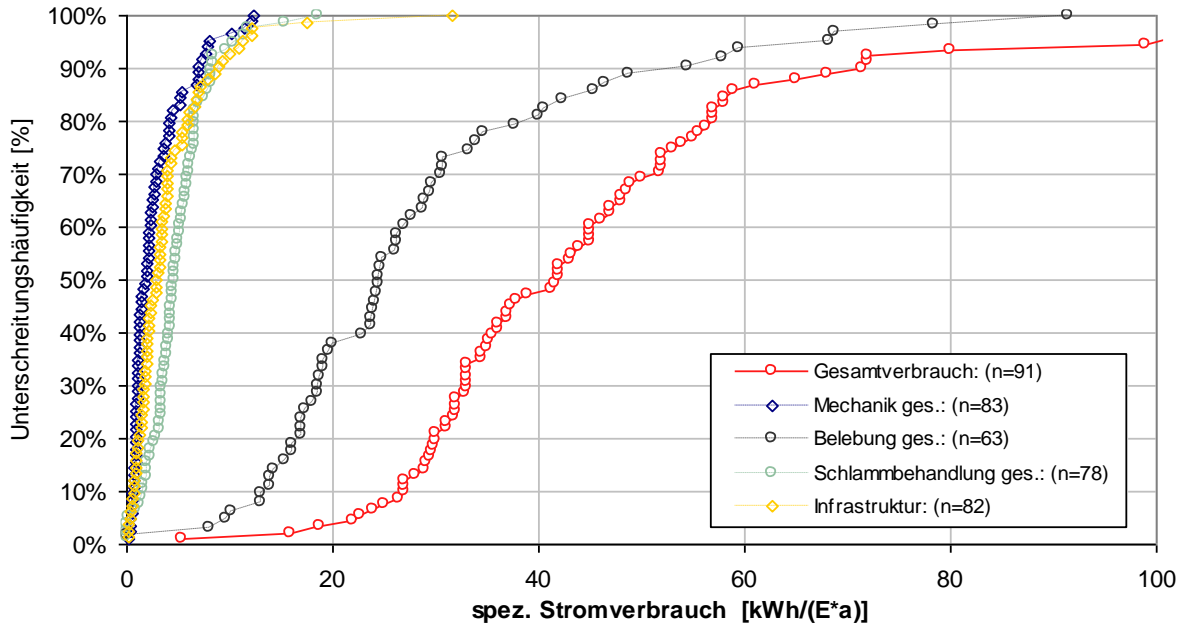
### B.2.2.1 Analyse und Beschreibung – Stromverbraucher auf der Kläranlage

Der Stromverbrauch einer Kläranlage wird von der Kläranlagengröße (Größenklasse), der Belastungssituation (Anschlussgröße) und dem Reinigungsverfahren (Stabilisierungsart und Reinigungsziel) beeinflusst. Kläranlagen mit aerober Schlammstabilisierung weisen aufgrund des höheren Schlammalters und der dadurch bedingten erhöhten Veratmung der Biomasse einen höheren Energieverbrauch auf als Kläranlagen mit separater anaerober Stabilisierung (DWA, 2015). Im Projekt *arrivee* liegt der Fokus auf Kläranlagen mit Schlammfaulung.

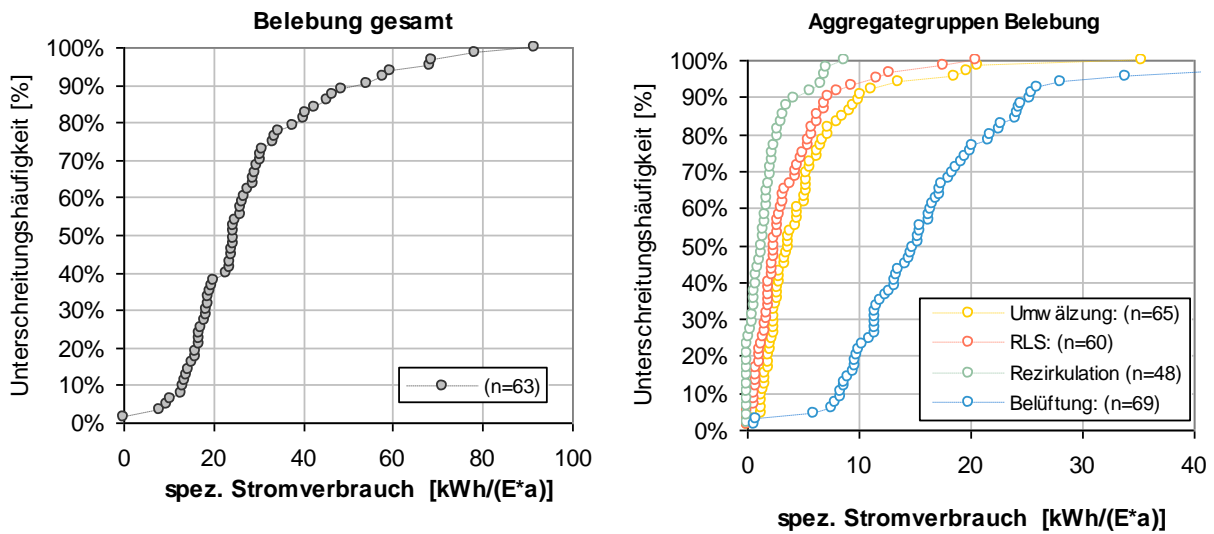
Um die Flexibilitätpotenziale der Energieverbraucher zu prüfen, wurde neben dem Gesamtverbrauch der Kläranlagen auch die Verteilung des Stromverbrauchs auf einzelne Aggregategruppen untersucht. Hierzu wurden 159 Energieanalysen, nach den Vorgaben des Energiehandbuchs-NRW durchgeführt wurden, ausgewertet (Kolisch et al., 2014). Bild B.2.11 zeigt als Ergebnis der Auswertung neben dem Gesamtverbrauch der Anlagen den spezifischen Verbrauch der wichtigsten Verfahrensgruppen: Mechanik, Belebungs-



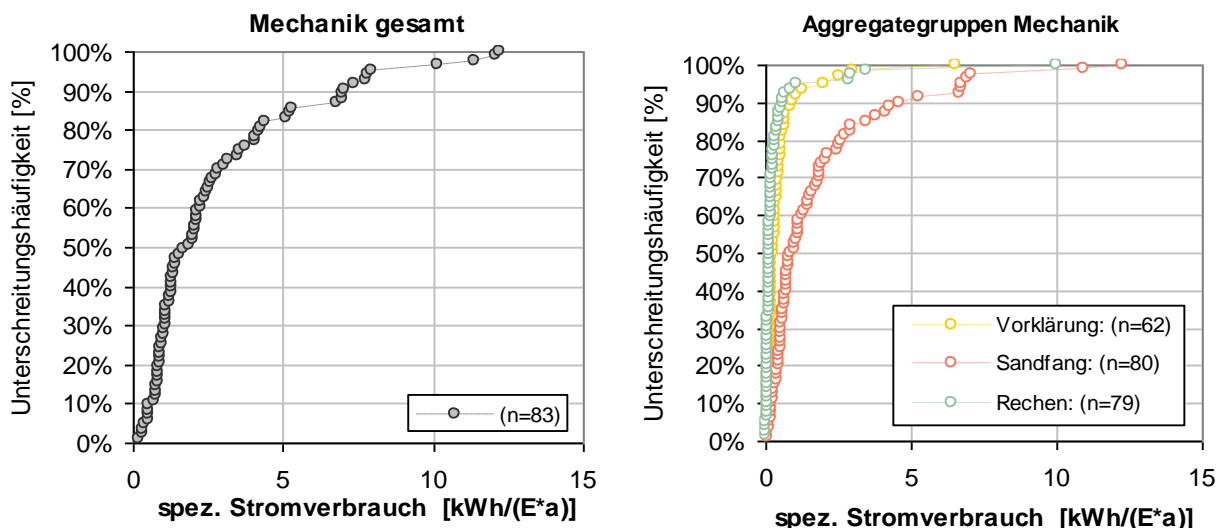
Schlammbehandlung und Infrastruktur. Es wird deutlich, dass die biologische Stufe deutlich den größten Anteil an dem Gesamtverbrauch aufweist. Durch die detaillierte Verbrauchserfassung in den Energieanalysen konnte neben der Aufteilung auf die Verfahrensgruppen auch die Aufteilung auf die Aggregategruppen untersucht werden (Bild B.2.12, Bild B.2.13 und Bild B.2.14).



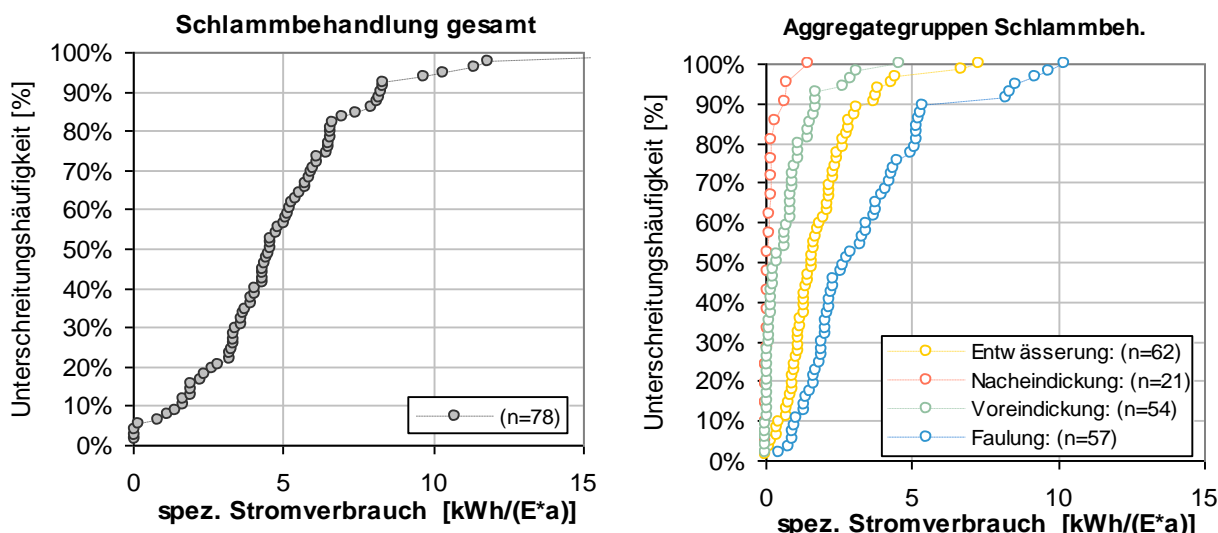
**Bild B.2.11:** Verteilung des spezifischen Gesamtstromverbrauchs im Vergleich zu dem Verbrauch der Verfahrensgruppen Biologie, Mechanik, Schlammbehandlung und Infrastruktur. Datengrundlage: (Kolisch et al., 2014), eigene Daten WiW mbH und WV



**Bild B.2.12:** Spez. Stromverbrauch der biologischen Stufe (links) und der zugehörigen Aggregategruppen (rechts)



**Bild B.2.13:** Spez. Stromverbrauch der mechanischen Stufe (links) und der zugehörigen Aggregategruppen (rechts)



**Bild B.2.14:** Spez. Stromverbrauch der Schlammbehandlung (links) und der zugehörigen Aggregategruppen (rechts).  
 Datengrundlage: (Kolisch et al., 2014), eigene Daten WiW mbH und WV

Aufgrund der hohen Anzahl an untersuchten Kläranlagen stellt die Auswertung ein repräsentatives Bild für den spezifischen Stromverbrauch dar. In Tabelle B.2.6 ist auf Basis des mittlere Stromverbrauchs getrennt für die Kläranlagengrößen GK1-3, GK4 und GK5 aus dem Jahresverbrauch (W) und den Betriebsstunden (Bh) eine aggregatespezifische mittlere Leistung ( $P_w$ ) ermittelt worden.

$$P_{w,i} = \frac{W_i}{Bh_i}$$

Da sich der Stromverbrauch der Aggregategruppen auf mehrere Einzelaggregate verteilt und diese ggf. unterschiedlich betrieben werden, werden für die Abschätzung die Jahresbetriebsstunden die Hauptverbraucher in jeder Aggregategruppen angesetzt. Nachfolgend werden die Aggregategruppen, die jeweiligen Hauptverbraucher und ihre angenommene Fahrweise aufgelistet:



<b>Aggregategruppe</b>	<b>Hauptverbraucher</b>	<b>Taktung/Betriebsweise</b>
• Rechen:	Räumer/Presse	zeitgetaktet selten (4 h/d)
• Sandfang:	Gebläse	Dauerläufer (24h/d)
• Vorklärung:	Räumer/Pumpen	zeitgetaktet selten (4 h/d)
• Belüftung:	Luftverdichter/Gebläse	Dauerläufer (24h/d)
• Umwälzung:	Rührwerke	Dauerläufer (24h/d)
• Rezirkulation:	Pumpen	Dauerläufer (24h/d)
• RLS-Förderung:	Pumpen	Dauerläufer (24h/d)
• Hebewerke:	Pumpen	Dauerläufer (24h/d)
• Filtration:	Pumpen	Dauerläufer (24h/d)
• Voreindickung:	Pumpen/Zentrifugen	zeitgetaktet häufig (12 h/d)
• Faulung:	Mischer, Pumpen	Dauerläufer (24h/d)
• Nacheindickung:	Pumpen	zeitgetaktet häufig (12 h/d)
• Entwässerung:	Pumpen/Zentrifugen	zeitgetaktet mittel (8 h/d)
• Sonstige:	Heizung/Licht/Brauchwasser	zeitgetaktet selten (4 h/d)

Die Ergebnisse werden in der nachfolgenden Tabelle B.2.6 zusammengefasst. Hiermit ergibt sich in Summe eine spezifische Aggregateleistung von 5 bis ca. 10 W/E.

Tabelle B.2.6: Spezifische Stromverbrauch, Betriebsstunden und Aggregateleistungen für die Aggregatgruppen auf Kläranlagen. Datengrundlage: (Kolisch et al., 2014), eigene Daten WiW mbH und WV

Verfahrensgruppe	Aggregategruppe	spezifischer Stromverbrauch (Median nach GK)			Betriebsstunden (geschätzt für Hauptverbraucher)		spezifische Aggregateleistung		
		GK1-3	GK4	GK5	[h/d]	[h/a]	GK1-3	GK4	GK5
		[kWh/(E*a)]					[W/E]		
Mechanik	Rechen	0,34	0,14	0,13	4	1.460	<b>0,23</b>	<b>0,10</b>	<b>0,09</b>
	<b>Sandfang</b>	3,97	1,11	0,52	24	8.760	<b>0,45</b>	<b>0,13</b>	<b>0,06</b>
	<b>Vorklämung (inkl. PS-Pumpe)</b>	0,15	0,31	0,20	4	1.460	<b>0,10</b>	<b>0,21</b>	<b>0,13</b>
Biologie	<b>Belüftung</b>	20,58	15,58	13,82	24	8.760	<b>2,35</b>	<b>1,78</b>	<b>1,58</b>
	<b>Umwälzung</b>	8,79	4,06	2,20	24	8.760	<b>1,00</b>	<b>0,46</b>	<b>0,25</b>
	<b>Rezirkulation</b>	4,09	1,45	1,20	24	8.760	<b>0,47</b>	<b>0,17</b>	<b>0,14</b>
	<b>Rücklaufschlammförderung</b>	4,69	2,62	2,17	24	8.760	<b>0,54</b>	<b>0,30</b>	<b>0,25</b>
Sonstiges	Nachklärung (inkl. ÜSS-Pumpe)	1,91	0,94	0,45	24	8.760	<b>0,22</b>	<b>0,11</b>	<b>0,05</b>
	Abwasserhebwerke	4,39	3,39	2,68	24	8.760	<b>0,50</b>	<b>0,39</b>	<b>0,31</b>
	Filtration	4,69	2,62	2,17	24	8.760	<b>0,54</b>	<b>0,30</b>	<b>0,25</b>
Schlammbehandlung	Voreindickung	0,56	0,70	0,86	12	4.380	<b>0,13</b>	<b>0,16</b>	<b>0,20</b>
	<b>Stabilisierung / Faulung</b>	6,82	2,67	1,60	24	8.760	<b>0,78</b>	<b>0,30</b>	<b>0,18</b>
	<b>Nacheindickung</b>	0,38	0,16	0,04	12	4.380	<b>0,09</b>	<b>0,04</b>	<b>0,01</b>
	<b>Entwässerung</b>	2,34	1,53	1,54	8	2.920	<b>0,80</b>	<b>0,52</b>	<b>0,53</b>
	Sonstiges	0,17	0,86	0,71	8	2.920	<b>0,06</b>	<b>0,30</b>	<b>0,24</b>
Infrastruktur	Lüftung	1,91	0,67	0,71	24	8.760	<b>0,22</b>	<b>0,08</b>	<b>0,08</b>
	Elektroheizung	3,45	0,58	0,62	8	2.920	<b>1,18</b>	<b>0,20</b>	<b>0,21</b>
	Allgemein (Licht, o.ä.)	0,54	0,89	0,65	8	2.920	<b>0,18</b>	<b>0,31</b>	<b>0,22</b>
	Brauchwasser	0,77	0,36	0,28	8	2.920	<b>0,26</b>	<b>0,12</b>	<b>0,09</b>
	Sonstiges	1,46	0,83	0,40	8	2.920	<b>0,50</b>	<b>0,28</b>	<b>0,14</b>
	<b>Summe</b>	<b>72,0</b>	<b>41,5</b>	<b>32,9</b>			<b>10,6</b>	<b>6,2</b>	<b>5,0</b>

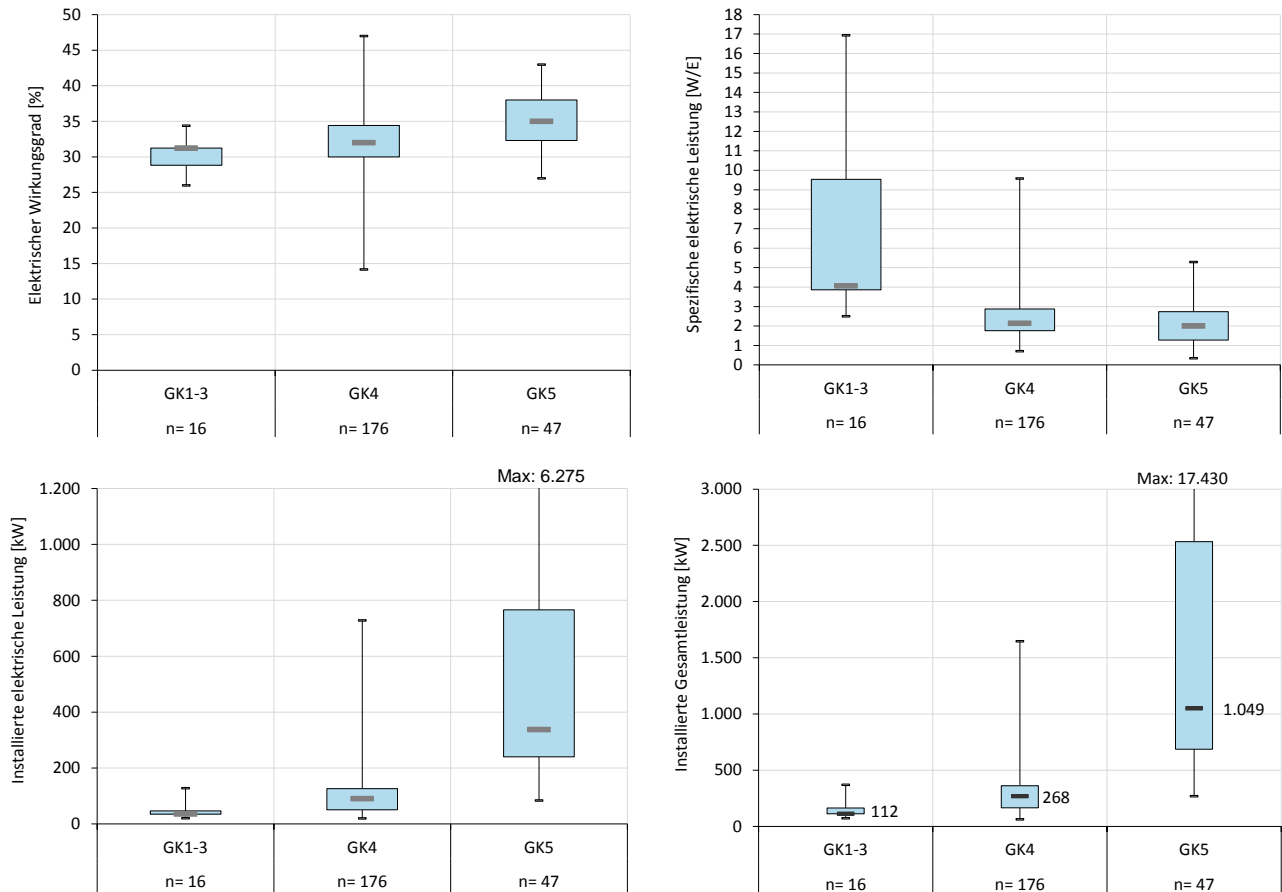
## B.2.2.2 Analyse und Beschreibung – Stromerzeuger

### B.2.2.2.1 KWK-Anlage (BHKW, Mikrogasturbine)

Zu den üblichen Stromerzeugern auf einer Abwasserreinigungsanlage mit Schlammfäulung gehören vor allem Blockheizkraftwerke (BHKW) und Mikrogasturbinen (MGT), welche vornehmlich mit dem Energieträger Klärgas betrieben werden. Ein Blockheizkraftwerk nutzt den eingesetzten Brennstoff sehr effizient, da neben Strom auch nutzbare Wärme produziert wird, sogenannte Kraft-Wärme-Kopplung (KWK). Der erzeugte Strom wird meist zu 100 % zum Eigenverbrauch genutzt. Um eine KWK-Anlage wirtschaftlich zu betreiben, wird sie in der Regel so ausgelegt, dass sich möglichst hohe Vollbenutzungstunden ergeben. Damit dies erreicht werden kann, ist ein Wärmeabnehmer notwendig, welcher übers Jahr gesehen dauerhaft Wärme abnimmt. Auf Abwasserreinigungsanlagen mit Schlammfäulung wird kontinuierlich Wärme für den Faulturn gebraucht, der die erzeugte Wärme des BHKWs aufnehmen kann. Daneben wird saisonal Wärme zur Raumheizung für die Betriebsgebäude gebraucht, dessen Anteil jedoch gering ist. Inwieweit sich die Anlagenleistungen der BHKWs zum flexiblen Betrieb eignen, ist auch von der Volllaststundenzahl abhängig.

BHKW verfügen üblicherweise über einen Gesamtwirkungsgrad von ca. 85 % bei einem elektrischen Wirkungsgrad von 30 bis 40 %. Der Betrieb von BHKW im Teillastbereich sollte vermieden werden, da sich der Wirkungsgrad deutlich verschlechtert. Mikrogasturbinen haben verglichen mit BHKW einen niedrigeren elektrischen Wirkungsgrad von 25 bis 30 % bei einem Gesamtwirkungsgrad von 80 %. Anders als bei BHKW sind mit MGT jedoch auch im Teillastbereich ab 60 % gute Wirkungsgrade zu erzielen. Auf 97% der Kläranlagen in NRW, die Faulgas energetisch nutzen, werden BHKW Anlagen verwendet. Mikrogasturbinen sind mit einem Anteil von nur 3% verbreitet (MKULNV, 2014). Hinsichtlich der Betriebsweise von KWK-Anlagen auf Kläranlagen ist zwischen wärme-, strom- und gasgeführtem Betrieb zu unterscheiden. Stromgeführte Aggregate werden nach dem aktuellen Strombedarf der Anlage betrieben. Übersteigt die produzierte Wärme dabei den Wärmebedarf und die Wärmespeicherkapazitäten, wird der Wärmeüberschuss an die Umgebung abgegeben. Beim wärmegeführten Betrieb richtet sich die Leistungsabgabe nach dem Wärmebedarf der Kläranlage. Sollte die Stromproduktion dabei den Bedarf überschreiten, wird der Überschuss in das Stromnetz eingespeist. Da auf Kläranlagen durchgehend Faulgas anfällt, sind die Möglichkeiten des strom- oder wärmegeführten Betriebs vom vorhandenen Gasspeichervolumen abhängig. Zudem können die KWK-Anlagen auch primär gasgeführt betrieben werden. Dabei werden die Aggregate in Abhängigkeit vom Füllstand des Gasspeichers zu- oder abgeschaltet. Bei der Abschaltung von KWK-Anlagen zur Bereitstellung von Flexibilität ist die dann fehlende Abwärme zu beachten, die in der Regel für die Beheizung der Faulbehälter genutzt wird.

In Bild B.2.15 sind die Verteilungen des elektrischen Wirkungsgrads, der spezifischen elektrischen Leistung, der installierten elektrischen Leistung und der installierten Gesamtleistung (elektrisch + thermisch) von KWK-Anlagen auf Kläranlagen in NRW und Rheinland-Pfalz dargestellt (Mergelmeyer und Kolisch, 2014; Knerr et al., 2016). Es ist erkennbar, dass wie zu erwarten die Aggregate größerer Kläranlagen tendenziell einen höheren Wirkungsgrad aufweisen. Die spezifische elektrische Leistung pro Einwohner (Ausbaugröße) ist bei KA der GK 1-3 höher als die der GK 4 und 5, jedoch ist die installierte Leistung mit einem Median von 35 kW relativ gering. Tabelle B.2.7 listet die Medianwerte der abgebildeten Größen auf.

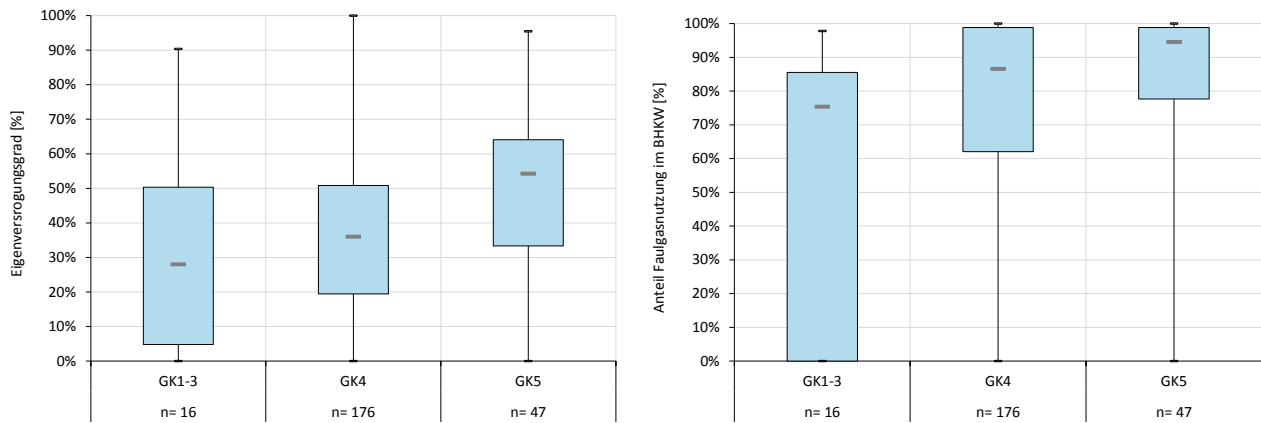


**Bild B.2.15:** Kennzahlen zur Klärgasverstromung in NRW und Rheinland-Pfalz, Datengrundlage (Mergelmeyer und Kolisch, 2014; Knerr et al., 2016)

**Tabelle B.2.7:** Mediane von Wirkungsgrad und Leistung von KWK-Anlagen nach Größenklassen

Kläranlagengröße	Wirkungsgrad	Spezifische elektrische Leistung	Installierte elektrische Leistung
	[%]	[W/E]	[kW]
GK1-3	31,3	4,1	35
GK 4	32,0	2,1	90
GK 5	35,0	2,0	337d

In Bild B.2.16 sind Daten zur Art der Klärgasnutzung ausgewertet. Der Eigenversorgungsgrad, also der Anteil des Strombedarfs, der über die Stromproduktion mit dem BHKW gedeckt wird, steigt mit der Kläranlagengröße. Dies ist zum einen auf die besseren Wirkungsgrade, aber auch auf den geringen spezifischen Energieverbrauch zurückzuführen. Darüber hinaus steigt mit der Kläranlagengröße der Anteil der Klärgasnutzung im BHKW. Nicht im BHKW verstromte Klärgasmengen werden in der Heizanlage eingesetzt, für den Direktantrieb von Aggregaten genutzt oder, wenn keine Verwertung möglich ist, abgepackelt.



**Bild B.2.16: Eigenversorgungsgrad und Anteil des im BHKW genutzten Klärgases in NRW und Rheinland-Pfalz, Datengrundlage: (Mergelmeyer und Kolisch, 2014; Knerr et al., 2016)**

In Tabelle B.2.8 ist die Auswertung der Klärgasproduktion, -speicherung und -verstromung für Kläranlagen der Größenkategorie 4 dargestellt. Die spezifische elektrische Leistung ( $P_{el, spez}$ ) entspricht dabei der maximal möglichen ab- bzw. zuschaltbaren Leistung. Hiermit ergibt sich für die BHKWs ein Flexibilitätspotenzial von 1,8 – 2,9 W/ $E_{Ausbau}$  (GKA 4) in positiver und negativer Richtung.

Tabelle B.2.8: Auswertung der Klärgasnutzung für KA der GK 4 in NRW und Rheinland-Pfalz, Datengrundlage: (Mergelmeyer und Kolisch, 2014; Knerr et al., 2016)

Parameter	Symbol	Einheit	Min	25-Perz.	Median	75-Perz.	Max	Bemerkung
Anzahl Anlagen	n	[-]	n= 176	n= 176	n= 176	n= 176	n= 176	
Ausbaugröße (Median)	$EW_{\text{Ausbau}}$	[E]	10.450	25.000	37.075	55.750	99.200	
Anschlussgröße (Median)	$EW_{\text{CSB}}$	[E]	5.011	15.900	22.083	36.602	223.025	
Faulgasproduktion	$Q_{\text{FG,d}}$	[Nm <sup>3</sup> /d]	101	391	614	1.007	4.311	mittlere Tagesproduktion Faulgas
	$Q_{\text{FG,h}}$	[Nm <sup>3</sup> /h]	4	16	26	42	180	mittlere Stundenproduktion Faulgas
Gasspeicher	$V_{\text{Sp}}$	[m <sup>3</sup> ]	0	150	270	500	3.000	mittlere Speichergröße
	$u_{\text{Sp}}$	[%]	0%	28%	47%	73%	1380%	Volumenanteil Speicher an Tagesproduktion
	$t_{\text{Sp}}$	[h]	0,0	6,7	11,3	17,6	331,2	Maximal mögliche Speicherdauer Stundenproduktion
Anschlussleistung BHKW	$P_{\text{el}}$	[kW <sub>el</sub> ]	19,0	50	90	126	728	elektrische Nennleistung (inkl Wirkungsgrad)
	$\eta_{\text{elektr}}$	-	14,2	30,0	32,0	34,4	47,0	gewichteter elektrischer Wirkungsgrad
	$P_{\text{ges}}$	[kW <sub>ges</sub> ]	61	165	268	361	1.647	Umrechnung in Gesamtleistung (Annahme: mit $\eta_{\text{el}}$ )
	$P_{\text{el,spez}}$	[W/E <sub>Ausbau</sub> ]	0,7	1,8	2,1	2,9	9,6	spezifische elektrische Leistung (Bezugswert KA-Ausbaugröße)
Max Gasverbrauch BHKW	$Q_{\text{BHKW}}$	[Nm <sup>3</sup> /h]	0	0	41	0	0	$Q_{\text{gas}} = P_{\text{ges}} / H_i$ (Annahme, 6,5 kWh/m <sup>3</sup> )
Max Gasverbrauch BHKW	$Q_{\text{BHKW}}$	[Nm <sup>3</sup> /h]	9	27	40	57	235	ohne Annahme, über CH <sub>4</sub> -Gehalt nach Fragebogen
		[h]	0,9	5,7	6,6	11,3	133,0	
Dauer Speicherleerung ohne weitere Gasproduktion		[h]	0,9	5,7	6,6	11,3	133,0	
		[min]	54	339	393	676	7.981	
Zeit bis Speicher leer bei Nennleistung inkl. Gasproduktion		[h]	0,6	5,9	8,2	11,8	133,4	
		[min]	33,5	356,8	492,9	708,9	8.005,1	Maximale Laufzeit BHKW: ungedrosselt bei vollem Speicher und Gasproduktion
Zeit bis Speicher voll bei Gasproduktion		[h]	0,7	7,4	11,7	18,1	331,2	
		[min]	44,1	442,0	704,5	1.084,6	19.874,2	Maximale Abschaltzeit BHKW bei leerem Speicher und Gasproduktion
Spezifisches Gasspeichervolumen		[l/E <sub>Ausbau</sub> ]	0	5	8	11	133	Bezogen auf die KA-Ausbaugröße

### B.2.2.2.2 Notstromaggregate

Notstromaggregate bzw. Netzersatzanlagen (NEA) stellen bei Ausfall des Stromnetzes die benötigte elektrische Energie bereit. Einheitliche rechtliche Regelungen zu der auf Kläranlagen vorzuhaltenden Leistung und der zu überbrückenden Zeitspanne existieren jedoch nicht. Auf Kläranlagen sind oftmals Dieselmotoren mit angeschlossenen Generator vorhanden. Zur Reduzierung der Brennstoffkosten werden die Aggregate vorzugsweise mit Heizöl betrieben, diese Praxis kann auch bei der Bereitstellung von Regelenergie beibehalten werden. Beim Einsatz von Dieselmotoren gilt ein Grenzwert für staubförmige Emissionen von  $20 \text{ mg/m}^3$ . Für den Einsatz als Notstromaggregat oder zur Abdeckung der Spitzenlast (also auch zur Bereitstellung von Regelenergie) bei einer jährlichen Laufzeit von bis zu 300 h gilt ein höherer Grenzwert von  $80 \text{ mg/m}^3$  (Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit 2002). Technische Voraussetzung für die Bereitstellung von Regelenergie ist der Anschluss der NEA an ein schutztechnisch entkoppeltes zweites Stromnetz. Auf Kläranlagen sind NEA nicht zwangsläufig vorhanden. Teilweise wird, wenn verfügbar, die Möglichkeit des Anschlusses an einen anderen Strang genutzt, um die Abwasserreinigung bei Ausfall des primären Stromnetzes zu gewährleisten.

NEA werden schon jetzt für die Bereitstellung von Regelenergie als Teil von virtuellen Kraftwerken eingesetzt. Mit der Einbindung in virtuelle Kraftwerke können NEA mit geringem Kostenaufwand zur Lieferung von Regelenergie eingesetzt werden und es können mit nur wenigen zusätzlichen Betriebsstunden relevante Erlöse erzielt werden. Voraussetzung hierfür ist, dass die Notstromaggregate netzparallel betrieben werden. Liegen asynchron betriebene Netzersatzanlagen auf den Kläranlagen vor, könnten diese ggf. mit Hilfe von Umrüstungsmaßnahmen und damit verbundenen, zusätzlichen Investitionskosten umgebaut werden.

In einer Studie der TSB wurde das energiewirtschaftliche Potenzial von NEAs auf rheinland-pfälzischen Kläranlagen mit Faulungstechnik ermittelt. Von 33 installierten Netzersatzanlagen mit einer Gesamtleistung von  $9.900 \text{ kW}_{\text{el}}$  werden zurzeit 13 NEA mit einer Gesamtleistung von  $3.810 \text{ kW}_{\text{el}}$  netzparallel betrieben. Das bedeutet, knapp 40 % der installierten Leistung von NEAs auf Kläranlagen mit Faulung in RLP eignen sich zur Anbindung in ein virtuelles Kraftwerk (Simon und Honeck, 2016).

Notstromaggregate können wesentlich günstiger Regelenergie zur Verfügung stellen als andere Stromerzeuger, da sie aus Gründen der Notstromversorgung angeschafft werden müssen. D. h. die Stromerzeugungskosten richten sich lediglich an den Brennstoffkosten und dem etwas erhöhten Wartungsaufwand aus. Denn über reine Funktionstests hinaus sollten Notstromaggregate in regelmäßigen Probeläufen auf ihre Leistungsfähigkeit überprüft werden. Aussagekräftige Ergebnisse sind allerdings nur zu gewinnen, wenn die Aggregate dabei unter Volllast betrieben werden. Für diese Probeläufe wird ein monatliches Intervall empfohlen (BBK, 2015). Bei der Teilnahme von Notstromaggregaten am Regelenergiemarkt ist gemäß § 4 des StromGVV darauf zu achten, dass sie außerhalb ihrer eigentlichen Bestimmungen nicht mehr als 15 Stunden monatlich zur Erprobung betrieben werden dürfen, innerhalb eines Jahres also nicht mehr als 180 h (StromGVV) (BMWl, BMELV, Bundesrat 2006).

### B.2.2.3 Analyse und Beschreibung – Speicher

#### B.2.2.3.1 Faulbehälter

Im Faulbehälter findet die Umsetzung von Rohschlamm zu Klärgas statt. Wird die Beschickung des Faulbehälters gestoppt, geht die Gasproduktion zurück. In der Regel werden Faulbehälter in einem Temperaturbereich von  $33$  bis  $38 \text{ }^\circ\text{C}$  betrieben (mesophil). Zu diesem Zweck wird der Rohschlamm (im Jahresmittel ca.  $14^\circ\text{C}$ ) über Wärmetauscher mithilfe der Abwärme der KWK-Anlagen aufgeheizt. Werden die KWK-Anlagen abgeschaltet, steht diese Wärme nicht weiter zur Verfügung. In Bild B.2.17 ist die errechnete Abkühlung von Faulbehältern bei Außerbetriebnahme der KWK-Anlagen für die verschiedenen GK und bei unterschiedlich guter Isolierung und einer Außentemperatur von  $0^\circ\text{C}$  dargestellt. Bei der Berechnung der Abkühlung werden zwei Fälle berücksichtigt. Im ersten Fall wird davon ausgegangen, dass sowohl der Betrieb der KWK-Anlage als auch die Beschickung der Faulbehälter gestoppt wird. Im Fall zwei wird angenommen, dass die KWK-Anlage außer Betrieb genommen wird, und somit keine Wärmeenergie für die Aufheizung des Faulbehälters zur Verfügung steht, die Beschickung mit Rohschlamm jedoch aufrecht gehalten wird. Die Be-

rechnungen zeigen, dass die Abkühlung relativ langsam abläuft und, für den Fall, dass keine Beschickung erfolgt, nach einem Tag noch unter  $1^{\circ}\text{C}$  liegt. Wird der Faulbehälter weiterhin mit Rohschlamm beschickt, läuft die Abkühlung insgesamt schneller ab und beträgt nach einem Tag bis zu zwei Grad Celsius.

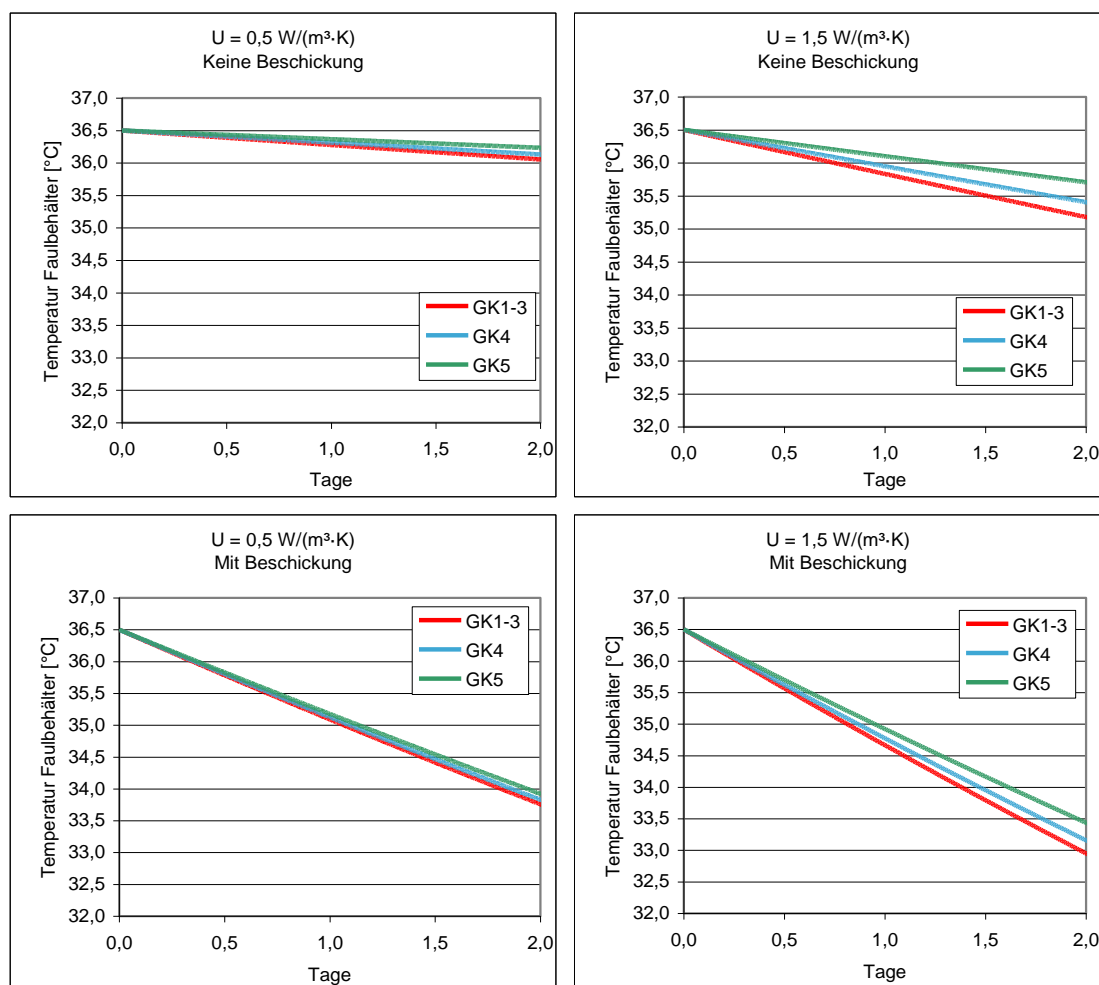
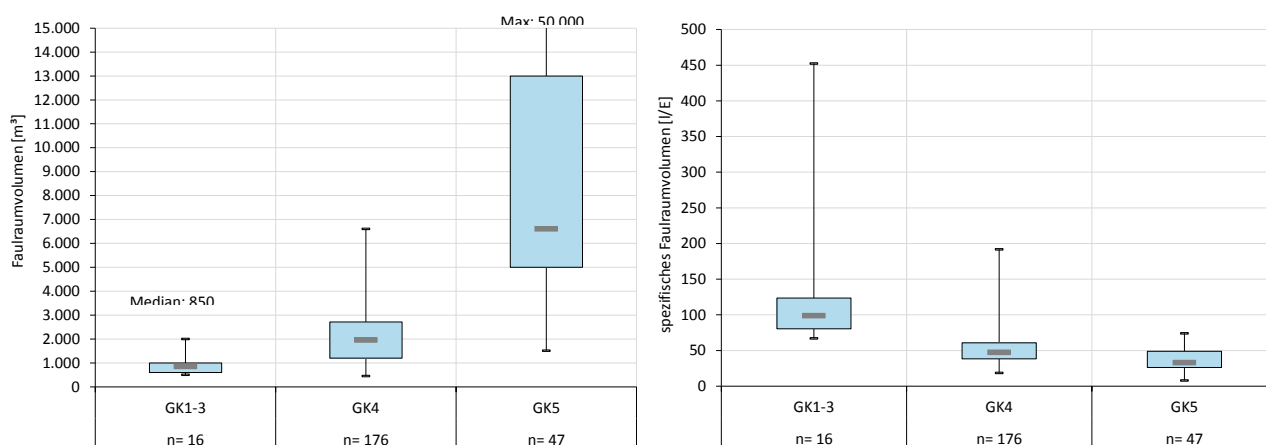


Bild B.2.17: Abkühlung von Faulbehältern bei Außerbetriebnahme der KWK-Anlage

### B.2.2.3.2 Faulraumvolumen und mittlere Auslastung

Bild B.2.18 zeigt die Verteilung von Faulraumvolumen und spezifischem Faulraumvolumen auf Kläranlagen in NRW und Rheinland-Pfalz. Ergänzend listet Tabelle B.2.9 die dargestellten Medianwerte auf. Das Merkblatt DWA-M 368 (DWA, 2014) gibt für einstufige Faulungsanlagen ein erforderliches spezifisches Faulraumvolumen von 14 bis 25 l/E an. Der Vergleich mit den dargestellten IST-Werten verdeutlicht die auf einer Vielzahl von Kläranlagen vorhandenen Kapazitätsreserven zur Vergärung von weiteren Schlämmen oder Co-Substraten. Die vorhandenen Kapazitätsreserven können auch für eine flexible Beschickung und damit auch eine flexible Gasproduktion genutzt werden. Der gezielte Einsatz von Co-Substraten zur flexiblen Steuerung der Gasproduktion wurde im Rahmen von arrivee nicht untersucht, ist aber Bestandteil des ERWAS Forschungsprojektes ESiTI ([www.esiti.de](http://www.esiti.de)).





**Bild B.2.18:** Faulraumvolumen und spezifisches Faulraumvolumen auf KA in NRW und Rheinland-Pfalz, Datengrundlage: (Mergelmeyer und Kolisch, 2014; Knerr et al., 2016)

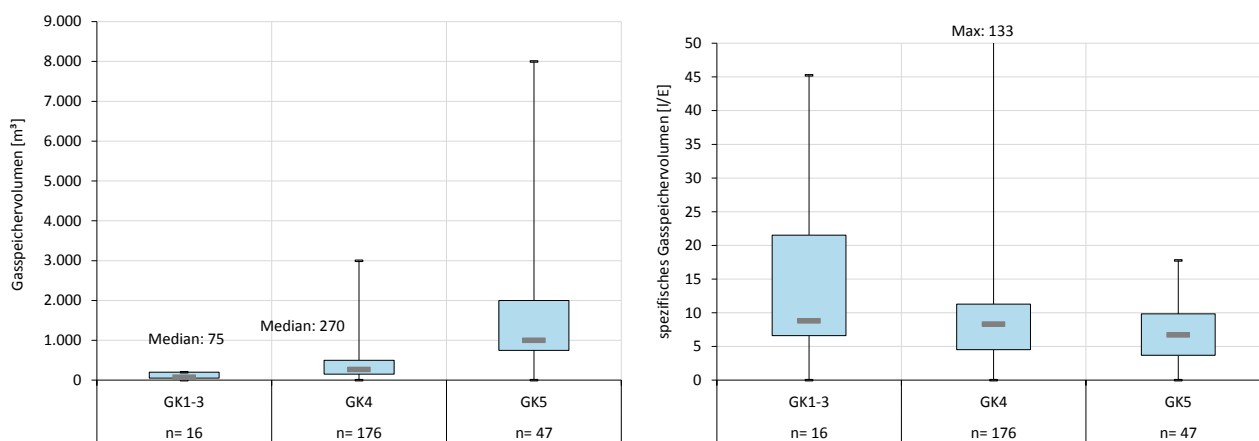
**Tabelle B.2.9:** Faulraumvolumen und spezifisches Faulraumvolumen auf KA in NRW und Rheinland-Pfalz, Datengrundlage: (Mergelmeyer und Kolisch, 2014; Knerr et al., 2016)

	Faulraumvolumen	Spezifisches Faulraumvolumen
	[m³]	[l/E]
<b>GK1-3</b>	850	99
<b>GK 4</b>	1.950	47
<b>GK 5</b>	6.600	33

### B.2.2.3.3 (Klär-)Gasspeicher

Das bei der Schlammfäulung produzierte Klärgas wird vor der Nutzung in KWK-Anlagen im Gasspeicher zwischengespeichert. In der Regel werden die vorhandenen Speicherkapazitäten auf Kläranlagen genutzt, um Schwankungen der Gasproduktion auszugleichen und somit einen gleichmäßigen Betrieb der KWK-Anlagen zu gewährleisten. In Bild B.2.19 ist die Verteilung des Gasspeichervolumens und des spezifischen Gasspeichervolumens auf anaerob stabilisierenden Kläranlagen in NRW und Rheinland-Pfalz dargestellt. Als Ergänzung listet Tabelle B.2.10 die dargestellten Medianwerte und den mittleren Volumenanteil des Gasspeichers an der Tagesproduktion von Klärgas auf. Die Größe des Speichers entspricht im Mittel etwa 35-50 % der Tagesproduktion (Tabelle B.2.10).

Die Flexibilität der Klärgasverstromung ist maßgeblich von der Größe und der Betriebsweise des Klärgasspeichers abhängig. Wird der Gasspeicher so bewirtschaftet, dass die maximal mögliche Menge an Klärgas vorgehalten wird, kann durch die Klärgasverstromung im Bedarfsfall ein Maximum an positiver Flexibilität bereitgestellt werden. Wird der Gasspeicher hingegen konstant möglichst entleert betrieben, können die KWK-Aggregate im Bedarfsfall eine maximale Dauer heruntergefahren werden und es kann somit ein Maximum an negativer Flexibilität bereitgestellt werden.



**Bild B.2.19:** Gasspeichervolumen und spezifisches Gasspeichervolumen auf KA in NRW und Rheinland-Pfalz, Datengrundlage: (Mergelmeyer und Kolisch, 2014; Knerr et al., 2016)

**Tabelle B.2.10:** Gasspeichervolumen, spezifisches Gasspeichervolumen und Volumenanteil des Speichers an Tagesproduktion in NRW und Rheinland-Pfalz, Datengrundlage: (Mergelmeyer und Kolisch, 2014; Knerr et al., 2016)

	Speichervolumen	Spezifisches Speichervolumen	Volumenanteil Speicher an Tagesproduktion
	[m³]	[l/E]	[%]
GK1-3	75	9	34
GK 4	270	8	47
GK 5	1.000	7	36

### Fazit B.2.2

Die Stromverbraucher auf der Kläranlage weisen sehr heterogene Eigenschaften bzgl. Stromverbrauch, Leistung und Betriebsstunden auf. Stromverbrauch und Leistung unterscheiden sich insbesondere auch zwischen den Größenklassen der Kläranlagen.

Die relevanten Erzeuger sind Anlagen der KWK sowie NEA. Letztere sind nicht auf allen Kläranlagen vorhanden; die KWK in der Regel auf Faulungsanlagen. Beide Aggregatstypen sind für den Einsatz von Flexibilität geeignet. Das temporäre Abschalten der KWK und die damit verbundene Abschaltung der Wärmezufuhr zum Faulturm führen bei ungünstigen Bedingungen (schlechte Isolierung oder weitere Beschickung mit Rohschlamm) nach einem Tag zu einer Absenkung der Temperatur von bis zu 2 °C. Die Faulräume auf vielen Kläranlagen verfügen noch über Kapazitätsreserven, die für eine flexible Beschickung genutzt werden können.

Ein wesentlicher Aspekt zum flexiblen Betrieb der KWK ist das Klärgasspeichervolumen. In Abhängigkeit der Fahrweise können Maxima an positiver bzw. negativer Flexibilität bereitgestellt werden.

## B.2.3 Potenzialanalyse<sup>4</sup>

### B.2.3.1 Kläranlagen als Flexibilitätslieferant, Flexibilitätspotenziale

In Kapitel B.2.2 erfolgten die Identifikation und die Analyse von Flexibilitätsbausteinen auf Kläranlagen. Um das Potenzial zur Bereitstellung von Flexibilität auf deutschen Kläranlagen zu ermitteln, wird zunächst die Faulgas- und Stromproduktion im Status Quo sowie unter zukünftig optimierten Randbedingungen berechnet. Im Anschluss daran wird aufbauend auf einer umfassenden Datenbasis das Flexibilitätspotenzial (zu-/abschaltbare Leistungen, verschiebbare Energiemengen), unterteilt nach den einzelnen Verbrauchern und Erzeugern sowie größenklassenspezifisch für die Kläranlagen in Deutschland im Detail ermittelt.

#### B.2.3.1.1 Datengrundlage und -erhebung

Als Datengrundlage zur Potenzialabschätzung werden die jeweiligen Lageberichte der Länder über die Beseitigung von kommunalem Abwasser und Klärschlamm herangezogen. Des Weiteren fließen die Auswertungen der entsprechenden DWA-Landesverbände („Kläranlagen-Nachbarschaften“) sowie Datensätze der Bundesländer Rheinland-Pfalz und Saarland in die Auswertung ein. Eine Übersicht der Datenquellen ist in Tabelle B.2.11 dargestellt.

**Tabelle B.2.11: Datengrundlage zur Potenzialabschätzung**

Bundesland	Kommunaler Lagebericht	Kläranlagen-Nachbarschaften
Baden-Württemberg	(UM, 2015)	(DWA LV BW, 2013)
Bayern	(LfU, 2013)	(LfU, 2014; DWA Bayern, 2013)
Brandenburg	(MUGV, 2013)	(DWA Nordost, 2013)
Hessen	(HMUELV, 2013)	(DWA HRS, 2013)
Mecklenburg-Vorpommern	(LUNG, 2013)	(DWA Nord, 2013)
Niedersachsen	(NLWKN, 2013)	(DWA Nord, 2013)
Nordrhein-Westfalen	(MKULNV, 2010)	(DWA NRW, 2014)
Rheinland-Pfalz	(mulewf, 2013)	(DWA HRS, 2013); (LUWG, 2013)
Saarland	(MUV, 2013)	(DWA HRS, 2013); (EVS, 2013)
Sachsen	(SMUL, 2013)	(DWA Sachsen/Thüringen, 2014)
Sachsen-Anhalt	(MLU, 2013)	(DWA Nord, 2013)
Schleswig-Holstein	(LLUR-SH, 2013)	(DWA Nord, 2013)
Thüringen	(TMLFUN, 2013)	(DWA Sachsen/Thüringen, 2014)
Stadtstaaten (Berlin, Hamburg, Bremen)	(BWB, 2014; hanseWasser, 2014; Hamburg Wasser, 2014; Sachverständigenrat für Umweltfragen, 2011)	

#### (1) Kläranlagennachbarschaften des Jahrgangs 2012/2013

Die Deutsche Vereinigung für Wasserwirtschaft, Abwasser und Abfall (DWA) führt sieben Landesverbände. Die jeweiligen Landesverbände geben regelmäßig im Rahmen ihrer Nachbarschaftsarbeit ein Jahrbuch „Kläranlagen- und Kanalnachbarschaften“ heraus. Die Nachbarschaftsbroschüren beinhalten die Stammdaten der Kläranlagen der jeweiligen Landesverbände mit den folgenden Kenngrößen:

- Ausbaugröße
- Abwasserreinigungsverfahren
- Klärschlammbehandlung/Klärschlammverwertung
- Faulgasverwertung

<sup>4</sup> Autor des Kapitels: M. Schäfer

## (2) Kommunale Lageberichte der Bundesländer

Die Richtlinie 91/271 der Europäischen Wirtschaftsgemeinschaft (EWG) betrifft das Sammeln, Behandeln und Einleiten von kommunalem Abwasser sowie bestimmter Industriebranchen mit dem Ziel, die Umwelt vor den schädlichen Auswirkungen dieses Abwassers zu schützen. Nach dieser sind die Mitgliedsstaaten verantwortlich für die Überwachung der Einleitungen aus Abwasserbehandlungsanlagen und der Gewässer. In diesem Rahmen ist alle zwei Jahre ein Prüfbericht zu veröffentlichen.

Die Lageberichte jedes Bundeslandes unterscheiden sich in ihrer Detaillierung, beinhalten allerdings immer den aktuellen Stand der Reinigungsleistung. Wichtige Kenngrößen, die zur Ergänzung und Vervollständigung der Daten der DWA-Nachbarschaften herangezogen werden, sind:

- Ausbaugröße
- Anzahl der Anlagen
- Art der Abwasserreinigung
- Klärschlammbehandlung/Klärschlammverwertung
- Reinigungsleistung
- Evtl. vorhandene Zusatzinformationen (landesspezifisch)

**Tabelle B.2.12: Anzahl kommunaler Kläranlagen (Stand 2012/2013)**

	Größenklasse	EW ≤ 10.000 E	EW > 10.000 E-100.000 E	EW > 100.000 E	Summe
Kommunaler Lagebericht	Anzahl	7.062	1.915	234	9.211
DWA	Anzahl	3.023	1.881	232	5.136

## (3) Rohdatensätze aus dem Projekt ZEBRAS\*

(\* Zukunftsorientierte Einbindung der Faulung und Faulgasverwertung in die Verfahrenskette der Abwasserreinigung, Schlammbehandlung und -verwertung in Rheinland-Pfalz- ZEBRAS –)

Im Auftrag des Ministeriums für Umwelt, Landwirtschaft, Ernährung, Weinbau und Forsten (MUEEF) des Landes Rheinland-Pfalz wurde eine Datenerhebung zu allen 84 Faulungsanlagen durchgeführt. Zusätzlich wurden Rohdaten gezielt zur Nutzung in *arrivee* abgefragt und ausgewertet.

Dabei wurden anhand eines Fragebogens folgende Kennwerte erhoben (Knerr et al., 2016):

- Allgemeine Kenndaten der Kläranlage (z. B. Ansprechpartner, Ausbaugröße, Indirekteinleiter)
- Parameter der Abwasserreinigung (z. B. Abwassermengen, Zulauffrachten, Beckenvolumina, Schlammalter, Phosphor-Elimination)
- Angaben zum Schlammanfall (z. B. Primärschlamm, Überschussschlamm, externe Schlämme, Co-Substrate, Faulschlamm)
- Angaben zur Faulstufe (z. B. Verfahrensführung, Baujahr, Isolierung, Durchmischung, Betriebstemperatur)
- Mengenangaben zum Faulgasanfall (inkl. Methan-Gehalt)
- Art und Umfang der Faulgasnutzung
- Informationen zur Faulschlammwässerung und -verwertung
- Angaben zum Erdgasnetz- und dem Stromnetzanschluss
- Daten zur Strom- und Energieerzeugung
- Angaben zur Leittechnik und sonstige Aggregate

Zur Auswertung standen 64 verwertbare Datensätze (Rücklaufquote 76%) mit den speziell für *arrivee* abgefragte Informationen zur Verfügung. Dies umfasst u.a. Angaben zu Netzersatzanlagen (NEA), Faulgasanfall, Methangehalt, Faulgasspeicher und installierter BHKW-Leistung sowie weiteren energetischer Kennwerten.

Genutzt werden diese Daten insbesondere bei der Potenzialermittlung (vgl. Kapitel 1.4 und Kapitel 1.5) sowie zur Auswertung zu Energieverbrauch und -produktion auf Kläranlagen (vgl. Kapitel B.2.2).

#### (4) Rohdatensätze aus dem Projekt TP2\*

(\*Verbesserung der Faulgasnutzung, Steigerung der Energieausbeute auf kommunalen Kläranlagen – TP2)

Als zweiter umfangreicher Datensatz standen im Rahmen von *arrivee* die Rohdaten des Teilprojektes 2 „Verbesserung der Faulgasnutzung, Steigerung der Energieausbeute auf kommunalen Kläranlagen“ zum Forschungsvorhaben „Energie und Klimaschutz“ des Ministeriums für Klimaschutz, Umwelt, Landwirtschaft, Natur- und Verbraucherschutz des Landes Nordrhein-Westfalen zur Verfügung (Mergelmeyer und Kolisch, 2014; Kolisch et al., 2014). Hierbei wurde ebenfalls ein Fragebogen an 284 Faulungsanlagen in Nordrhein-Westfalen verschickt. Zur Auswertung lagen 176 verwertbare Datensätze (Rücklaufquote 62%) vor. Die erhobenen Daten umfassen u.a. folgende Kennwerte (Mergelmeyer und Kolisch, 2014; Kolisch et al., 2014):

- Grundlegende abwassertechnische Daten ( $Q_d$ ,  $B_{d,CSB}$ ,  $B_{d,Nges}$ ,  $t_{VK}$ ,  $t_{TS}$ )
- Schlammanfall (ÜS, PS, externe Schlämme und Co-Substrate)
- Faulstufe (Volumen, Verfahrensweise, Temperaturbereich)
- Faulgasanfall (Volumen und Methangehalt)
- Faulgasnutzung (Speichervolumen, Art und Leistung der verwendeten Aggregate)
- Strombezug und -eigenerzeugung

Anwendung finden die Daten bei der Auswertung zum Energieverbrauch und -produktion auf Kläranlagen (vgl. Kapitel B.2.2), der Potenzialermittlung der KWK-Anlagen (Kapitel B.2.3.1.5) sowie zur Abschätzung des Flexibilitätspotenzials der Aggregate (Kapitel B.2.3.1.7).

#### B.2.3.1.2 Datenqualität, Voraussetzungen und Annahmen im Rahmen der Potenzialabschätzung

Sowohl in den kommunalen Lageberichten als auch in den DWA-Nachbarschaften sind folgende Daten nicht mit angefragt und ausgewertet:

- Anschlussgröße der Anlagen
- Produzierte Faulgasmenge
- Installierte KWK-Leistung
- Vorgehaltene Gasspeicherkapazitäten
- Faulraumvolumen und freie Faulraumkapazitäten

Des Weiteren sind in den Auswertungen für Anlagen kleiner  $EW = 2.000$  E nur lückenhaft Informationen verfügbar. Diese Anlagen spielen bei der Produktion von Faulgas sowie beim Umstellungspotenzial auf eine Schlammfäulung nur eine untergeordnete Rolle und werden daher nicht näher berücksichtigt (vgl. Bild B.2.21). Tabelle B.2.12 zeigt, dass die verwendeten Daten der DWA-Nachbarschaften mehr als 98% der Anlagen größer  $EW = 10.000$  E berücksichtigen. Nach (Schmitt T.G. et al., 2010) liegt zurzeit die wirtschaftliche Grenze zu einer Umstellung auf Fäulung bei rund  $EW = 10.000$  E. Damit liegt unter diesen Gesichtspunkten eine sehr gute Datengrundlage zur weiteren Potenzialabschätzung vor.

Notwendige Hilfsgrößen zur Potenzialanalyse, welche in den ausgewerteten Daten nicht berücksichtigt wurden, sind die Anschlussgrößen, der spezifische Faulgasanfall (und dessen Energiegehalt), die Ausstattung mit KWK-Anlagen sowie deren Wirkungsgrad.

Für diese fehlenden Daten wurden unter Berücksichtigung von Angaben des statistischen Bundesamtes und einschlägiger Literatur folgende Annahmen getroffen:

#### (1) Ausbau und Anschlussgröße

Die Nachbarschaftsbroschüren der DWA geben lediglich Auskunft über die Ausbaugröße der Kläranlagen. Zur Berechnung des Faulgasanfalls würde ein Bezug auf die Ausbaugröße eine deutliche Überschätzung des anfallenden  $CH_4$  bedeuten. Das statistische Bundesamt macht in der Fachserie 19 Reihe 2.1.2 „Öffentliche Wasserversorgung und öffentliche Abwasserentsorgung“ Angaben über die Ausbaugröße ( $EW = 151.130.193$  E) und die Anschlussgröße ( $EW = 116.872.889$  E) aus dem Jahr 2010 für  $n = 9.307$  Anlagen ohne Unterscheidung nach Reinigungsverfahren und Größenklasse (DESTATIS, 2013b). Aufgrund dieser Anga-

ben und der Auswertung der Datensätze der Kläranlagen aus Rheinland-Pfalz wird für die nachfolgende Potenzialabschätzung angenommen, dass die Anschlussgröße im Mittel 80 % der Ausbaugröße entspricht.

Für die weiteren Potenzialabschätzungen werden die in Tabelle B.2.13 dargestellten Einwohnerwerte auf Grundlage der detaillierten Auswertungen der DWA-Nachbarschaften, aufgeschlüsselt nach Reinigungsverfahren und Größenklasse, verwendet.

**Tabelle B.2.13: Angeschlossene Einwohnerwerte nach Größenklasse und Reinigungsverfahren (Datenbasis: Ausgewertete DWA-Nachbarschaften 2012/2013)**

Größenklasse	Faulungsanlagen (Anaerobe Stabilisierung)		Belebtschlammverfahren (Gesamt)
	Angeschlossene EW <sub>Ausbau</sub> [E]	Angeschlossene EW <sub>Anschluss</sub> [E]*	Angeschlossene EW <sub>Ausbau</sub> [E]
GK 1-3	533.135	426.508	2.387.288
GK 4	39.402.713	31.522.170	45.565.387
GK 5	64.139.584	51.311.667	71.636.584
	∑ 104.075.432	∑ 83.260.346	∑ 119.589.259

\* Berechnet auf Grundlage Anschlussgröße = 80% der Ausbaugröße.

## (2) Faulgasqualität, spezifischer Faulgasanfall und Energiegehalt

Faulgas bzw. Biogas ist ein Gasgemisch, das sich aus Methan, Kohlendioxid und geringen Mengen weiterer Gase zusammensetzt (Frey, 2012). Nach (DWA, 2011) besteht Faulgas aus:

- 60 - 70 Vol.% Methan (CH<sub>4</sub>)
- 30 - 40 Vol.% Kohlendioxid (CO<sub>2</sub>)
- geringe Anteile von Schwefelwasserstoff (typischer Wert 0,1 Vol.%, H<sub>2</sub>S) und
- Spuren von z. B. Stickstoff (N<sub>2</sub>)

Reines Methangas besitzt einen Energiegehalt von etwa 36.000 kJ/Nm<sup>3</sup>. Dies entspricht rund 10 kWh/Nm<sup>3</sup> CH<sub>4</sub>. Der Energiegehalt des Faulgases wird auf dieser Grundlage mit 6,5 kWh/Nm<sup>3</sup> (durchschnittlicher Methangehalt von 65%) angesetzt (DWA, 2011; UBA, 2008).

Die Spanne des spezifischen Faulgasanfalls schwankt nach Literaturangaben zwischen 17 und 30 l/(E\*d) (u.a. (DWA, 2010a, 2010b; UBA, 2008). Für größere Kläranlagen kann der spezifische Klärgasanfall bis zu 33 l/(E\*d) betragen (DWA, 2010b)

Die Ausbaugröße der untersuchten Faulungsanlagen (n=1.230) beträgt ca. 104,1 Mio. E. Unter der o.g. Annahme entspricht dies einer Anschlussgröße von EW = 83,3 Mio. E. Nach Angabe des statistischen Bundesamtes wurden 2012 insgesamt 810,719 Mio. m<sup>3</sup> Faulgas erzeugt. Daraus ergibt sich ein spez. Faulgasanfall von 21,34 bzw. 26,7 l/(E\*d). Dieser Wert liegt in der Bandbreite, die die aktuelle Literatur vorgibt, und es wird in der weiteren Betrachtung von einer Spannweite des Gasanfalls zwischen 20 und 30 l/(E\*d) ausgegangen.

## (3) Faulgasverstromung

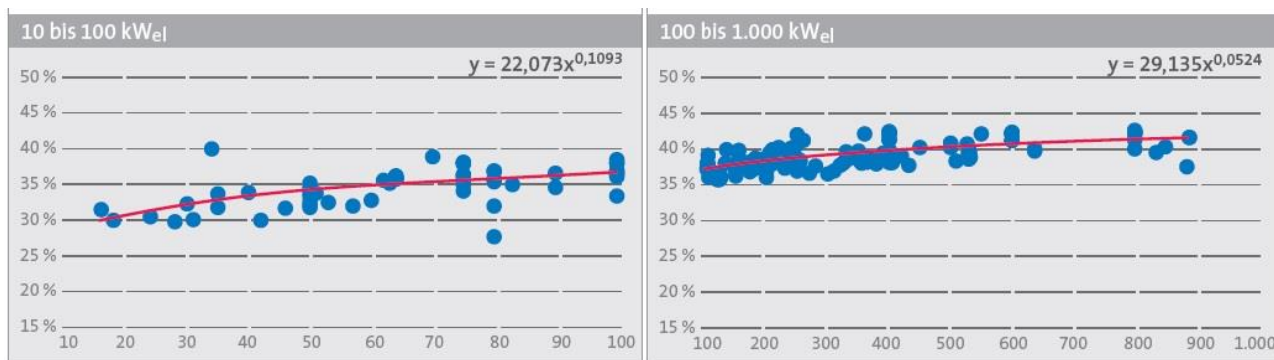
Für die DWA-Landesverbände Baden-Württemberg, Rheinland-Pfalz, Saarland und Hessen liegen Daten zur Faulgasverstromung vor. Auf rund 80 % der Faulungsanlagen ist eine KWK-Anlage installiert. Dieses Ergebnis deckt sich mit den Daten des statistischen Bundesamtes (984 Anlagen von 1.232 Anlagen nutzen das Gas zur Verstromung (DESTATIS, 2013a).

Damit wird davon ausgegangen, dass der ermittelte Wert von 80% repräsentativ ist und deutschlandweit etwa 80% der Faulungsanlagen ihr gewonnenes Faulgas in einer KWK-Anlage verwerten (Strom + Wärme).

## (4) Wirkungsgrade von KWK-Anlagen

Aus den 644,537 Mio. m<sup>3</sup> tatsächlich genutztem Faulgas wurden 1,25 TWh<sub>el</sub>/a an Strom erzeugt (DESTATIS, 2013a). Bei einem Jahresprimärenergiegehalt des verstromten Faulgases von 4,49 TWh/a beträgt der elektrische Wirkungsgrad rechnerisch im Mittel rund 28%. Dieser Wert liegt deutlich unter den Herstelleranga-

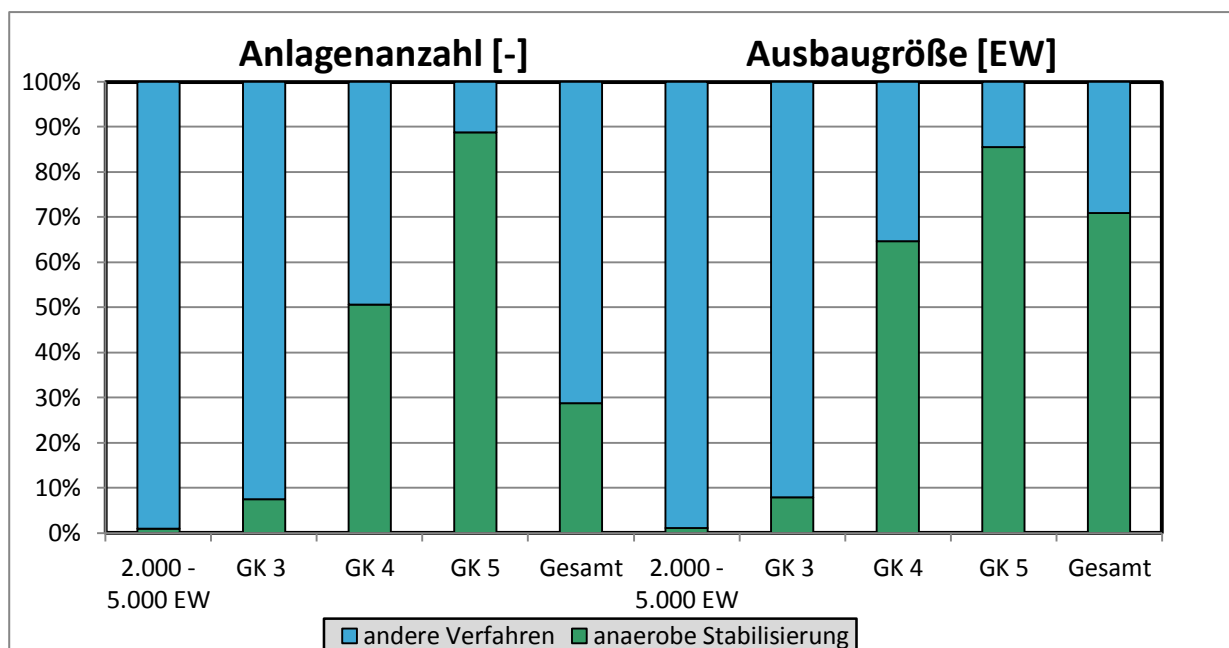
ben moderner Biogas BHKW-Anlagen. Es ist davon auszugehen, dass ein Wirkungsgrad von 28% das derzeitige Potenzial unterschätzt. Bild B.2.20 zeigt, dass Wirkungsgrade von 30 % bis 42 % für moderne Anlagen bis 800 kW erreicht werden können. Bei Anlagen im zweistelligen MW-Bereich können Wirkungsgrade bis zu 48% erreicht werden (ASUE, 2014).



**Bild B.2.20:** Elektrische Wirkungsgrade von Faulgas BHKW-Anlagen nach (ASUE, 2014)

### B.2.3.1.3 Faulgas- und Stromproduktion auf deutschen Kläranlagen: Status Quo

Zur Analyse des Potenzials der Stromgewinnung auf Abwasserreinigungsanlagen ist eine nähere Betrachtung der Produktion von Faulgas im Status Quo notwendig. Faulgas wird nur auf Anlagen mit anaerober Schlammstabilisierung in einem Faulturm produziert. Die Anteile von Kläranlagen mit anaerobem Stabilisierungsverfahren im Verhältnis zu anderen Reinigungsverfahren ist in Bild B.2.21 dargestellt. Auffällig ist, dass über 70% der EW in Faulgasanlagen behandelt werden, die weniger als ein Drittel aller Anlagen ausmachen (Bezugsjahr 2013).



**Bild B.2.21:** Anteil anaerober Stabilisierungsanlagen in der Bundesrepublik nach Anzahl und Ausbaugröße

In Bild B.2.22 ist der Verlauf der Faulgaserzeugung deutscher Kläranlagen seit 1990 aufgeführt. Dabei hat sich die Anzahl der Anlagen mit Faulung von 993 auf 1.232 (DESTATIS, 2015) sowie das produzierte Faulgas in Summe um 47% erhöht (ca. 551 Mio. m<sup>3</sup> auf 811 Mio. m<sup>3</sup>). Der Eigenverbrauchsanteil hat sich in diesem Zeitraum um 8% erhöht. Seit 1990 sind die Anteile von Verlusten von 17 % auf rund 5 % gesunken. In den letzten Jahren stagniert dieser Wert und unter der Prämisse von unvermeidbaren Verlusten (Stillstandszeiten für Wartungsarbeiten, Spitzen in der Faulgasproduktion, die nicht vollständig zwischengespeichert werden können, etc.) wird davon ausgegangen, dass diese Gasmenge sowie der Anteil des abgegebenen Faulgases nicht zur Verstromung zur Verfügung stehen. Angaben zur Entwicklung der Faulgasverstromung sind der Datenbasis nicht zu entnehmen.



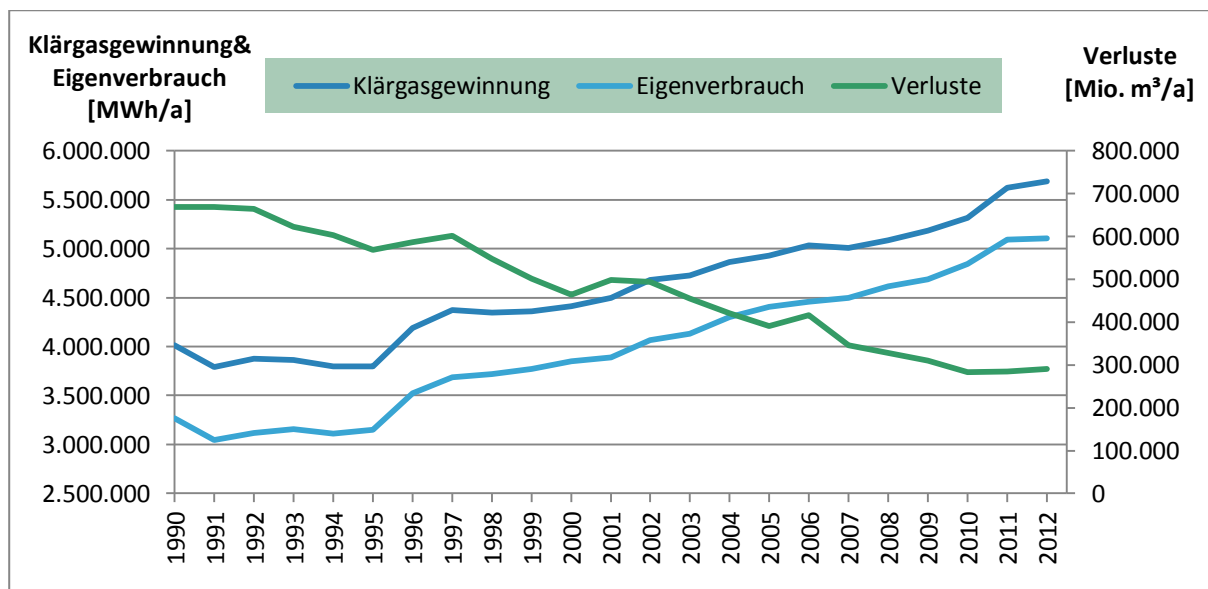


Bild B.2.22: Entwicklung der Faulgasgewinnung nach (DESTATIS, 2015)

Im Jahr 2012 wurde in Deutschland in 1.232 Anlagen im Rahmen der Klärschlammfäulung Faulgas gewonnen. Der Primärenergiegehalt des Faulgases entspricht laut Statistischem Bundesamt etwa 5,68 TWh/a. In 80 % der Anlagen wird der überwiegende Teil des Klärschlammes zur Strom- und Wärmeerzeugung eingesetzt. Dabei wurden 1,25 TWh/a Strom aus Faulgas erzeugt. 10 % des Faulgases stehen nicht zur Strom- und Wärmeerzeugung zur Verfügung. Aufgrund von Stillstandzeiten der KWK-Anlagen kommt es zu Verlusten. Die abgegebene Faulgasmenge beträgt rund 5 %. Das Faulgas wurde hier ausschließlich an Versorgungsunternehmen abgegeben (vgl. Tabelle B.2.14) (DESTATIS, 2013a).

Zur weiteren Berechnung der möglichen Energiepotenziale wird die elektrische Energie nach folgender Formel berechnet:

$$E_{el} = \dot{Q}_{Kl\ddot{a}rgas} \left[ \frac{m^3}{a} \right] * H_{i, Faulgas} \left[ \frac{TWh}{m^3} \right] * \eta_{BHKW} [-] \text{ in } [TWh_{el}/a]$$

Mit:  $E_{el}$  = elektrische Energie [TWh<sub>el</sub>/a];

$\dot{Q}_{Faulgas}$  = Faulgasmenge [m<sup>3</sup>/a];

$H_{i, Faulgas}$  = mittlerer Energiegehalt von Faulgas 6,5<sup>5</sup> [kWh/m<sup>3</sup>];

$\eta_{BHKW}$  = BHKW-Wirkungsgrad elektrisch [-];

<sup>5</sup> Laut Destatis (2013) ergibt sich rechnerisch ein mittlerer Energiegehalt des Faulgases von rund 7 kWh/m<sup>3</sup>. Zur weiteren Betrachtung wird aber der in der gängigen Literatur und durch eigene Auswertungen bestätigte Wert von 6,5 kWh/m<sup>3</sup> verwendet.

**Tabelle B.2.14: Gewinnung und Verwertung von Faulgas in Deutschland (DESTATIS, 2013a)**

	Fallzahl [n]	Faulgas		Stromerzeugung aus Faulgas [TWh/a]
		[Mio. m <sup>3</sup> ]	Primärenergiegehalt [TWh/a]	
Gewinnung (Anlagen mit anaerober Stabilisierung)	1.232	810,719	5,68	1,25
Einsatz in Stromerzeugungsanlagen	984	644,537	4,49	
Verwendung zu Heiz- und Antriebszwecken		86,744	0,61	
Verluste		40,845	0,29	
zur Abgabe verfügbar		38,592	0,29	

### B.2.3.1.4 Faulgas- und Stromproduktion auf deutschen Kläranlagen: Potenziale

Im vorigen Kapitel wurde die Ist-Situation der bundesweiten Faulungsanlagen zusammengefasst. Nachfolgend werden die einzelnen Potenziale näher beschrieben und berechnet, die zu einer Steigerung der Stromproduktion auf Kläranlagen führen können. Zusammenfassend wurden folgende Optimierungsmaßnahmen identifiziert:

- Ausrüstung der aktuell vorhandenen Kläranlagen mit Schlammfaulung mit KWK-Anlagen
- Umrüstung aller Belebungsanlagen auf Schlammfaulungsanlagen und entsprechende KWK-Anlagen
- Steigerung der Energieausbeute (Ausreizung innerbetrieblicher Optimierung Schlamm/Faulung, Desintegration des Klärschlamm, Hochlastfaulung)
- Ausnutzung von Kapazitätsreserven

#### (1) Ausrüstung aller Faulungsanlagen mit KWK-Anlagen

Im Bestand sind bisher nur rund 80% der anaeroben Stabilisierungsanlagen mit KWK-Anlagen zur Stromerzeugung ausgerüstet (DESTATIS, 2013a). Mit der Ausrüstung aller Faulungsanlagen mit KWK-Anlagen können rund 86,7 Mio. m<sup>3</sup> zusätzliches Faulgas mit einem Primärenergiegehalt von 0,613 TWh/a zur Stromproduktion genutzt werden. Unter Berücksichtigung unvermeidbarer Verluste von 5 % (Stillstandszeiten für Wartung etc.) ergibt sich eine Stromproduktion von 0,196 – 0,245 TWh<sub>el</sub>/a.

**Tabelle B.2.15: Energiepotenziale durch Ausrüstung aller Anlagen mit KWK-Anlagen**

	Zus. Faulgas [Mio. m <sup>3</sup> ]	Jahresprimärenergiemenge <sup>1)</sup> [TWh/a]	Stromproduktion <sup>2)</sup> [TWh <sub>el</sub> /a]
Bisher nicht verstromtes Faulgas	86,744	0,613	0,196 - 0,245
<sup>1)</sup> Energiegehalt Methan: 6,5 kWh/m <sup>3</sup>			
<sup>2)</sup> Elektrischer Wirkungsgrad BHKW: 0,32 – 0,4			

#### (2) Steigerung der Energieausbeute

Ansatzpunkte zur Steigerung der Energieausbeute liegen sowohl in der Erhöhung der Abbaurate der organischen Bestandteile zu Methan als auch in einer Verbesserung der Faulgasnutzung (z. B. (Kolisch et al., 2014)) Dadurch ergeben sich Ansatzpunkte zur innerbetrieblichen Optimierung hinsichtlich der Energieausbeute. Mögliche Potenziale können genutzt werden durch:

- Innerbetriebliche Optimierung der Schlammbehandlung: z. B. Erhöhung der Aufenthaltszeit in der Faulung, Verschaltung der Faulbehälter, Anpassung des Schlammalters in der biologischen Stufe
- Desintegration des Klärschlamm
- Hochlastfaulung
- Wirkungsgraderhöhung durch Re-Powering der KWK

Der spezifische Faulgasanfall wird in der Literatur mit einer Spannbreite von 17 – 30 l/(E\*d) angegeben (DWA, 2010b, 2010a; UBA, 2008). Für die weiteren Betrachtungen wird davon ausgegangen, dass durch o.

g. Maßnahmen der spez. Faulgasanfall in Zukunft auf rund 30 l/(E\*d) erhöht werden kann. Wird für vorhandene Anlagen eine Wirkungsgradsteigerung der BHKWs durch Re-Powering auf 32 % - 40 % unterstellt, ergibt sich folgendes Potenzial:

**Tabelle B.2.16: Energiepotenziale durch Steigerung der Energieausbeute**

	Zus. Faulgas <sup>1)</sup> [Mio. m <sup>3</sup> ]	Jahresprimärenergiemenge <sup>2)</sup> [TWh/a]	Stromproduktion <sup>3)</sup> [TWh <sub>el.</sub> /a]
Steigerung des Gasanfalls	100,982	0,656	0,210 - 0,263
<sup>1)</sup> spez. Faulgasmenge: 30 l/(E*d) <sup>2)</sup> Energiegehalt Methan: 6,5 kWh/m <sup>3</sup> <sup>3)</sup> Elektrischer Wirkungsgrad BHKW: 0,32 - 0,4			

### (3) Umstellungspotenzial auf anaerobe Schlammstabilisierung (Faulung)

Bei Anlagengrößen kleiner als EW = 20.000 E wurden in der Vergangenheit überwiegend Anlagen mit simultan aerober Stabilisierung errichtet, während der Einsatzbereich von Faulungsanlagen (anaerobe Stabilisierung) erst bei Ausbaugrößen von etwa EW = 30.000 E als wirtschaftlich erachtet wurden. Steigende Energiepreise und fortschreitende Entwicklungen am Markt, die die Investitionskosten senken, tragen dazu bei der Wirtschaftlichkeit der Schlammfaulung zu erhöhen. Diese vormals relativ klaren Grenzen haben sich verschoben und es wurde auch für kleinere Anlagen (EW < 10.000 E) die Wirtschaftlichkeit nachgewiesen (Gretzschel et al., 2011; Schmitt T.G. et al., 2010). (Mergelmeyer und Kolisch, 2014) zeigen auf, dass ein Betrieb von BHKW-Anlagen auch für Kläranlagen unter EW = 10.000 E interessant ist, um eine zumindest teilweise Deckung des Eigenbedarfs zu erreichen.

Für die Potenzialermittlung wird eine Umstellung auf anaerobe Schlammstabilisierung unter folgenden Voraussetzungen berücksichtigt:

- Ausbaugröße: EW > 10.000 E
- Reinigungsverfahren: Belebungsverfahren

855 Anlagen mit einer Anschlussgröße von rund EW = 23,63 Mio. E (Stand 2012/2013) kommen für eine Umstellung auf eine Faulungsanlage in Frage. Nicht berücksichtigt werden hierdurch 199 Anlagen, zu denen keine Angaben über das Reinigungsverfahren vorliegen oder bei denen eine Umstellung ohne weiteres nicht möglich ist (bspw. Tropfkörperanlagen).

Tabelle B.2.17 zeigt die Potenziale durch Umstellung auf Faulungsanlagen unter den in Kapitel B.2.3.1.2 beschriebenen Annahmen. Durch eine Umstellung auf anaerobe Stabilisierung kann deutschlandweit eine zusätzliche elektrische Energiemenge von 0,36 bis 0,67 TWh<sub>el.</sub> erreicht werden.

**Tabelle B.2.17: Energiepotenziale durch Umstellung auf anaerobe Stabilisation**

	Zus. Faulgas <sup>1)</sup> [Mio. m <sup>3</sup> ]	Jahresprimärenergiemenge <sup>2)</sup> [TWh/a]	Stromproduktion <sup>3)</sup> [TWh <sub>el.</sub> /a]
Aerobe Stabilisierung (n= 616)	92,74 – 139,11	0,603 – 0,904	0,193 – 0,362
Andere Belebungsanlagen (n=239)	79,77 – 119,66	0,518 – 0,778	0,166 – 0,311
Summe	172,51 – 258,77	1,121 – 1,682	0,359 – 0,673
<sup>1)</sup> spez. Faulgasmenge: 20 – 30 l/(E*d) <sup>2)</sup> Energiegehalt Methan: 6,5 kWh/m <sup>3</sup> <sup>3)</sup> Elektrischer Wirkungsgrad BHKW: 0,32 – 0,4			

**(4) Ausnutzung von Kapazitätsreserven:****A- Vergärung von Schlämmen aus Anlagen mit EW < 10.000 E in „Schlammbehandlungszentren“**

Eine flächendeckende Umstellung von aeroben Stabilisierungsanlagen auf Faulung birgt zwar ein erhebliches Potenzial zur Energieeffizienzsteigerung, die resultierenden Investitionskosten und Aufwendungen wären jedoch derart hoch, dass eine flächendeckende bautechnische Umrüstung aller Anlagen wenig Sinn macht. Auf der anderen Seite ist festzustellen, dass auf zahlreichen Faulungsanlagen ein z. T. noch erhebliches Potenzial im Bereich der Faulraumkapazitäten besteht und dieses genutzt werden kann und sollte. Aerobe Stabilisierungsanlagen mit EW < 10.000 E könnten mit geringeren Schlammaltern als sogenannte „Satellitenanlagen“ mit der alleinigen Aufgabe der Abwasserbehandlung (Kohlenstoff- und Nährstoffelimination) betrieben werden und der nicht stabilisierte Schlamm einer Faulungsanlage mit der entsprechenden Infrastruktur (ausreichend großer Faulbehälter, Verstromung des Gases über BHKW, Wärmenutzung) zugeführt werden, die dann als „Semizentrales Schlammbehandlungszentrum“ betrieben wird (Hansen et al., 2009).

Zur weiteren Potenzialabschätzung werden die Anlagen mit einer Ausbaugröße in EW von 2.000 bis 10.000 E betrachtet, die ihr Abwasser nach dem Belebungsverfahren reinigen und keine eigene Faulungsanlage besitzen<sup>6</sup>. Deren Anteil macht an der Gesamtanzahl der Kläranlagen in der Bundesrepublik über 36% (n=1.543) aus, jedoch reinigen sie nur rund 5,5 % des Abwassers.

Das entstehende Energiepotenzial durch die Mitbehandlung der „Satellitenanlagen“ ist Tabelle B.2.18 zu entnehmen.

**Tabelle B.2.18: Energiepotenziale durch Ausnutzung von Kapazitätsreserven aus Fremdschlämmen**

	Zus. Faulgas <sup>1)</sup> [Mio. m <sup>3</sup> ]	Jahresprimär- energiemenge <sup>2)</sup> [TWh/a]	Stromproduktion <sup>3)</sup> [TWh <sub>el.</sub> /a]
Kapazitätsreserven – A Schlammbehandlungszentren	46,745 – 70,118	0,304 – 0,456	0,097 – 0,182
<sup>1)</sup> Spez. Gasanfall 30 l/(E*d) <sup>2)</sup> Energiegehalt Methan: 6,5 kWh/m <sup>3</sup> <sup>3)</sup> Elektrischer Wirkungsgrad BHKW: 0,32 – 0,4			

**B - Co-Vergärung externer Substrate**

Zur Steigerung der Faulgasausbeute können zusätzlich externe Substrate zur Co-Fermentation genutzt werden. Durch optimale Nutzung der Faulraumkapazität und entsprechend geeignetes Substrat kann die Faulgaserzeugung mehr als verdoppelt werden (UBA, 2008). Nachteilig wirken sich allerdings zusätzliche Rückbelastungen auf die biologische Reinigungsstufe sowie betriebliche und rechtliche Probleme bei der Aufbereitung und Annahme des Co-Substrates aus (UBA, 2008). Die Randbedingungen einer derartigen Effizienzsteigerung sind u. U. sehr anlagenspezifisch und werden beeinflusst von Anlagenkapazität, -ausbau, demografischen Einflüssen, Strukturwandel in Industrie und Gewerbe sowie Bemessungsreserven. Eine fundierte statistische Auswertung von freien Faulraumkapazitäten ist nicht verfügbar und muss abgeschätzt werden. Zur weiteren Betrachtung sind in Tabelle B.2.19 die Berechnungsgrundlagen zur Potenzialanalyse angegeben.

<sup>6</sup> Ausgenommen wurden dabei Anlagen, die bei der Datenerhebung keine Angaben zum Reinigungsverfahren oder „Sonstiges“ angegeben haben. Unter „Sonstiges“ fallen u.a. Abwasserteiche, Pflanzenkläranlagen, Tropfkörperanlagen und SBR-Anlagen.

**Tabelle B.2.19: Datengrundlage zur Abschätzung der Kapazitätsreserven (UBA, 2008; Ross, 2008) und eigene Berechnungen**

Parameter	Wert	Einheit
Schlammanfall	0,08	kg TR/(E*d)
	0,052	kg oTR/(E*d)
	0,001	m <sup>3</sup> /(E*d)
TR Gehalt	8	%
oTR Gehalt (v.TR)	65	%
Faulzeit	20 - 30	d
Raubelastung	2,6	kg oTR/(m <sup>3</sup> *d)
Faulbehältervolumen	0,02	m <sup>3</sup> /E
Anaerob behandelte EW	104,1 Mio.	E
Spez. Gasanfall	450	l/kg
Durchschnittliche Faulraumauslastung	80	%

In der Vergangenheit wurde die Faulraumkapazität mit einer mittleren Aufenthaltszeit von 20 bis 30 Tagen bemessen<sup>7</sup>. In der Praxis haben sich allerdings Faulzeiten von 18 bis 20 Tagen als vollkommen ausreichend erwiesen. Daher wird eine mögliche zusätzlich nutzbare Faulzeit von zwei bis sieben Tagen angenommen. Des Weiteren haben Untersuchungen gezeigt, dass im Mittel nur rund 80% der Faulraumkapazität genutzt werden (Ross, 2008). was auch die Ergebnisse aus der Auswertung der Datensätze aus Rheinland-Pfalz bestätigen. Damit ergeben sich Potenziale aus der Reduktion der Aufenthaltszeit im Faulturm für die Zugabe von Co-Fermenten von 0,555 bis 1,271 TWh<sub>el</sub>/a (vgl. Tabelle B.2.20).

Die Verfügbarkeit einer entsprechenden Substratquelle ist stark von den örtlichen Randbedingungen abhängig. Des Weiteren ist der Markt stark umworben und Kläranlagenbetreiber treten in Konkurrenz z. B. zu Biogasanlagen. Die Nutzung externer Substrate ist der Vollständigkeit mit aufgeführt, wird jedoch bei der Gesamtpotenzialermittlung nicht berücksichtigt.

**Tabelle B.2.20: Energiepotenziale durch Ausnutzung von Kapazitätsreserven aus externen Co-Substraten**

Kapazitätsreserven – B Externe Substrate	Zus. Faulgas <sup>1)</sup> [Mio. m <sup>3</sup> ]	Jahresprimärenergie <sup>2)</sup> [TWh/a]	Stromproduktion <sup>3)</sup> [TWh <sub>el</sub> /a]
100% Faulraumauslastung	177,781	1,156	0,370 – 0,462
Reduktion der Faulzeit (um 2d – 7d)	88,891 – 311,117	0,578 – 2,022	0,185 – 0,809
Summe	266,77 – 488,90	1,73 – 3,18	0,555 -1,271

<sup>1)</sup> Spez. Gasanfall 30 l/(E\*d)  
<sup>2)</sup> Energiegehalt Methan: 6,5 kWh/m<sup>3</sup>  
<sup>3)</sup> Elektrischer Wirkungsgrad BHKW: 0,32 – 0,4

## (5) Potenzialzusammenfassung

Mit der Ausrüstung aller Faulungsanlagen mit KWK, Steigerung der Energieausbeute auf den bestehenden Anlagen, Umstellung auf Faulung geeigneter Anlagen und der Ausnutzung von Kapazitätsreserven im Faulbehälter könnte die Stromproduktion deutlich erhöht werden. Dem Gesamtpotenzial nicht hinzugerechnet wurde der Anteil, der durch eine Mitvergärung von Co-Substraten erreicht werden könnte. Eine Zusammenfassung der untersuchten Optimierungspotenziale ist in Tabelle B.2.21 dargestellt.

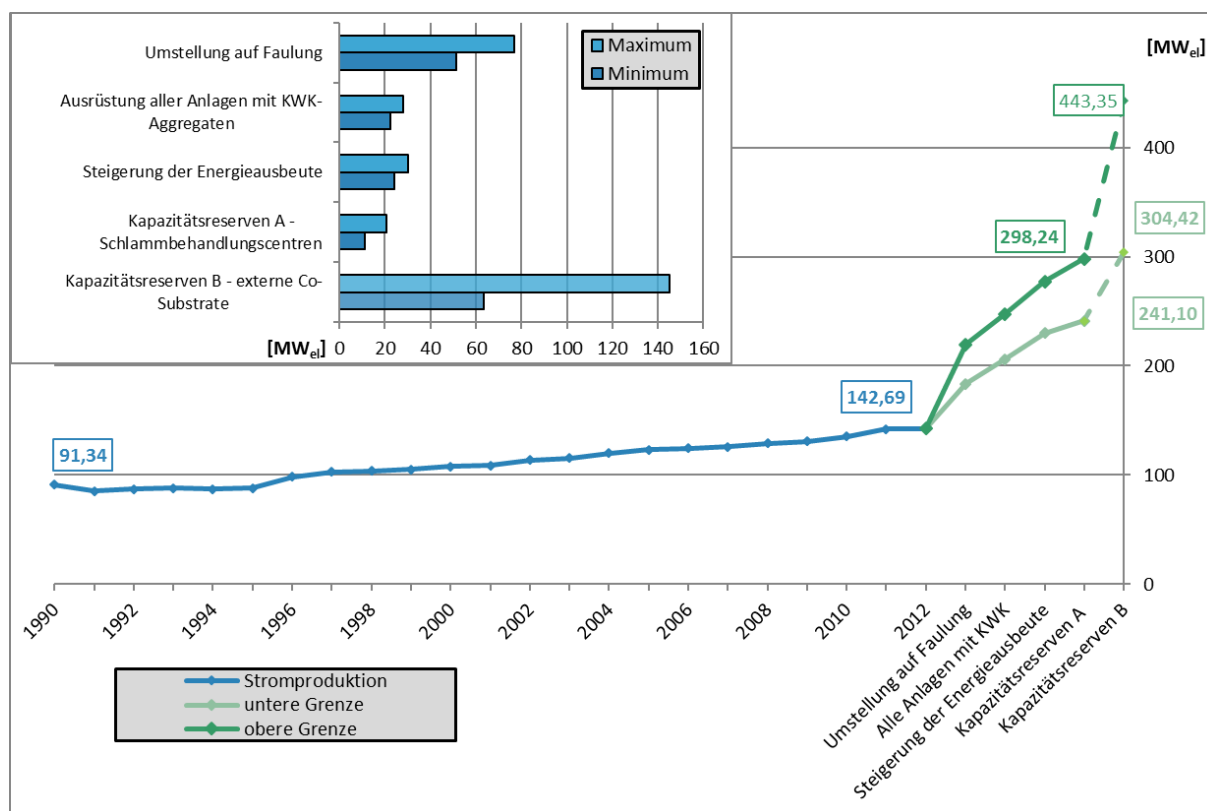
<sup>7</sup> In einer Umfrage für das Land Hessen lag die durchschnittliche Faulzeit sogar bei rund 40d, also der doppelten Bemessungszeit (UBA, 2008). Für Faulbehälter in Rheinland-Pfalz (n=63) ergaben die Untersuchungen von (Knerr et al., 2016) Aufenthaltszeiten von 27 bis 36 Tage, in Einzelfällen bis zu 90 Tage.

**Tabelle B.2.21: Zusammenfassung der untersuchten Potenziale (Schäfer et al., 2015)**

Potenzialbereich	Zus. Faulgas [Mio. m <sup>3</sup> ]	Jahresprimär-energiemenge <sup>1)</sup> [TWh/a]	Strom- produktion <sup>2)</sup> [TWh <sub>el</sub> /a]	Mittlere Leistung <sup>3)</sup> [MW <sub>el</sub> ]
Ist-Zustand	644,537	4,490	1,250	142,7
Ausrüstung aller Anlagen mit KWK-Aggregaten	86,744	0,613	0,196 – 0,245	22,4 – 28,0
Steigerung der Energieausbeute	100,982	0,656	0,210 – 0,263	24,0 – 30,0
Umstellung auf Faulung	172,510 – 258,765	1,12 – 1,68	0,359 – 0,673	41,0 – 76,8
Kapazitätsreserven - A Schlammbehandlungszentren	46,745 – 70,118	0,30 – 0,46	0,097 – 0,182	11,1 – 20,8
(Kapazitätsreserven - B Externe Substrate)	(266,672 – 488,90)	(1,733 – 3,178)	(0,555 – 1,271)	(63,3 – 145,1)
Gesamtpotenzial		7,19 – 7,90	2,11 – 2,61	241,1 – 298,2

<sup>1)</sup> Energiegehalt Methan: 6,5 kWh/m<sup>3</sup>  
<sup>2)</sup> Elektrischer Wirkungsgrad BHKW: 0,32 – 0,4  
<sup>3)</sup> berechnet mit 8760 h/a Vollbenutzungsstunden der KWK-Anlagen

Bild B.2.23 zeigt den Verlauf der Stromproduktion auf Kläranlagen seit 1990. Zu erkennen ist, dass sich die Stromproduktion in den letzten 22 Jahren um den Faktor 1,5 erhöht hat. Die vorstehenden Ausführungen zeigen allerdings auch, dass noch große Potenziale auf Kläranlagen zu erschließen sind. Erst in den letzten Jahren ist der Fokus der energetischen Optimierung auf Kläranlagen wieder in das Bewusstsein der Betreiber gelangt und es ist davon auszugehen, dass in den kommenden Jahren sowohl Energie eingespart als auch mehr Energie durch optimierte Faulgasproduktion erzeugt wird (DWA, 2013b). Das bundesweite Potenzial zur Stromproduktion auf Kläranlagen wird insgesamt abgeschätzt auf 2,11 bis 2,61 TWh<sub>el</sub>/a, was (für den oberen Wert) einer Erhöhung der Stromproduktion um den Faktor 2,1 gegenüber dem Istzustand entspricht. Dies entspricht einer mittleren elektrischen Leistung von 240 bis 300 MW<sub>el</sub>.



**Bild B.2.23: Verlauf der Stromproduktion auf Kläranlagen mit den untersuchten Potenzialen in TWh/a sowie der Leistung in MW<sub>el</sub> (Schäfer et al., 2015)**

### B.2.3.1.5 Flexibilitätspotenziale der KWK-Anlagen im Status Quo

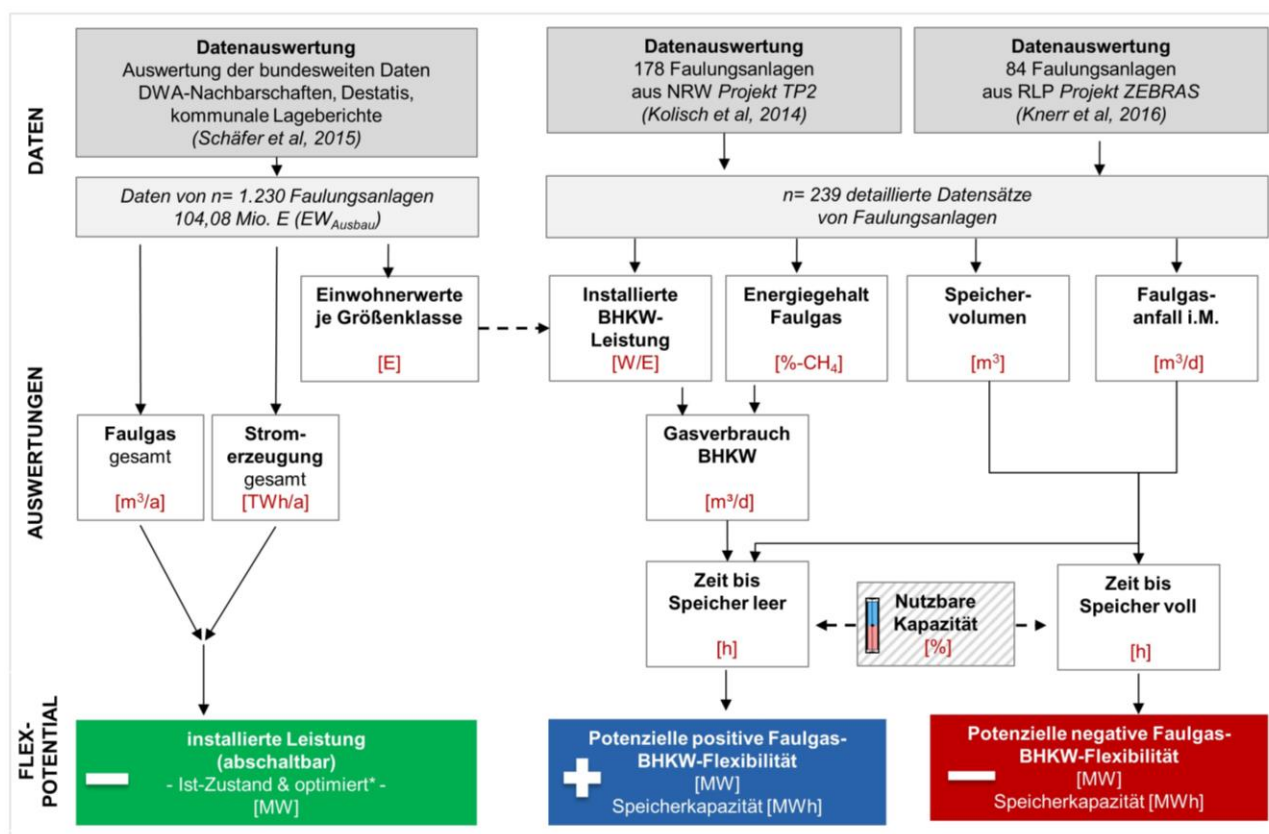
Zur Abschätzung des bundesweiten Flexibilitätspotenzials der Faulungsanlagen (Status Quo) sind neben den Daten zur Energieerzeugung detaillierte Werte über den Gasanfall, das Speichervolumen und die Größe der KWK-Anlagen erforderlich. Dazu wird auf die Datengrundlagen der Studien aus Nordrhein-Westfalen (Mergelmeyer und Kolisch, 2014) (n=178) und Rheinland-Pfalz (Knerr et al., 2016) (n=64) zurückgegriffen (vgl. Kapitel B.2.3.1.2). Für die Ermittlung der Flexibilitätspotenziale der KWK-Anlagen standen in Summe 239 detaillierte Datensätze von Kläranlagen mit Faulung in unterschiedlichen Größenklassen zur Verfügung. In Tabelle B.2.22 sind die relevanten Kennwerte zur Potenzialermittlung aufgeführt. Diese je Größenklasse zusammengestellten Kennwerte wurden für die Ermittlung des Flexibilitätspotenzials der Kläranlagen in Deutschland verwendet. Die Vorgehensweise ist in Bild B.2.24 dargestellt.

**Tabelle B.2.22: Ermittelte Kennwerte zur Potenzialabschätzung in Abhängigkeit der Größenklassen (Schäfer et al., 2017a)**

Parameter	Symbol	Einheit	Median		
			GK 1-3	GK 4	GK 5
Anzahl ausgewerteter Anlagen*	n	[-]	16	176	47
Faulgasproduktion*	$Q_{FG,d}$	[Nm <sup>3</sup> /d]	240,4	614,1	3.451,3
Gasspeicher*	$V_{Sp}$	[m <sup>3</sup> ]	75	270	1000
Spezifisches Gasspeichervolumen*	$V_{Sp}$	[l/E <sub>Ausbau</sub> ]	8,80	8,33	6,71
Wirkungsgrad BHKW*	$\eta_{el}$	[-]	31,3	32,0	35,0
Installierte BHKW-Nennleistung*	P	[kW]	112,0	267,9	1.049,2
Elektrische Anschlussleistung BHKW*	$P_{el}$	[kW <sub>el</sub> ]	35	90	337
Spezifische elektrische Leistung BHKW*	$P_{el,spez}$	[W/E]	4,06	2,15	2,00
Max. Gasverbrauch BHKW <sup>1</sup>	$Q_{BHKW}$	[Nm <sup>3</sup> /h]	16,66	40,27	158,97
Zeit bis Speicher geleert <sup>2</sup> (bei Nennleistung inkl. Gasproduktion)	$t_{Entleerung}$	[h]	6,43	8,22	7,62
Zeit bis Speicher gefüllt <sup>3</sup>	$t_{Füllung}$	[h]	8,25	11,74	8,85
* Medianwert aus der Datenerhebung <sup>1</sup> Berechnet über: $Q_{BHKW} = \frac{P [kW]}{H_{i,Faulgas} [\frac{kWh}{m^3}]}$ <sup>2</sup> Berechnet über: $t_{Entleerung} = \frac{Q_{FG,d} [\frac{m^3}{d}]}{24 * Q_{BHKW} [\frac{m^3}{h}]} + \frac{V_{Sp} [m^3]}{Q_{BHKW} [\frac{m^3}{h}]}$ <sup>3</sup> Berechnet über: $t_{Füllung} = \frac{V_{Sp} [m^3]}{Q_{FG,h} [\frac{m^3}{h}]}$					

Die Produktion von elektrischer Energie schwankt sehr stark abhängig von der Anlagengröße und den Randbedingungen. Dadurch variieren auch die Anschlussleistungen der KWK-Anlagen, welche für die Flexibilitätserstellung maßgebend sind.





**Bild B.2.24:** Vorgehen zur Ermittlung der KWK-Flexibilitäten (Schäfer et al., 2017a)

Auf Basis der angeschlossenen EW je Größenklasse und der installierten Leistung je EW (Median) aus Tabelle B.2.23 kann in Summe eine bundesweit installierte KWK-Leistung auf kommunalen Kläranlagen von derzeit rund 215 MW<sub>el</sub> abgeschätzt werden (vgl. Tabelle B.2.23). Die theoretisch verschiebbare Energiemenge liegt hierbei zwischen +1,69 GWh und -2,15 GWh. In einem zukünftig optimierten Zustand (ohne Ausnutzung von Kapazitätsreserven durch Co-Vergärung) könnte die mittlere installierte KWK-Leistung auf über 300 MW<sub>el</sub> ansteigen (vgl. Kapitel B.2.3.1.4(5); (Schäfer et al., 2015).

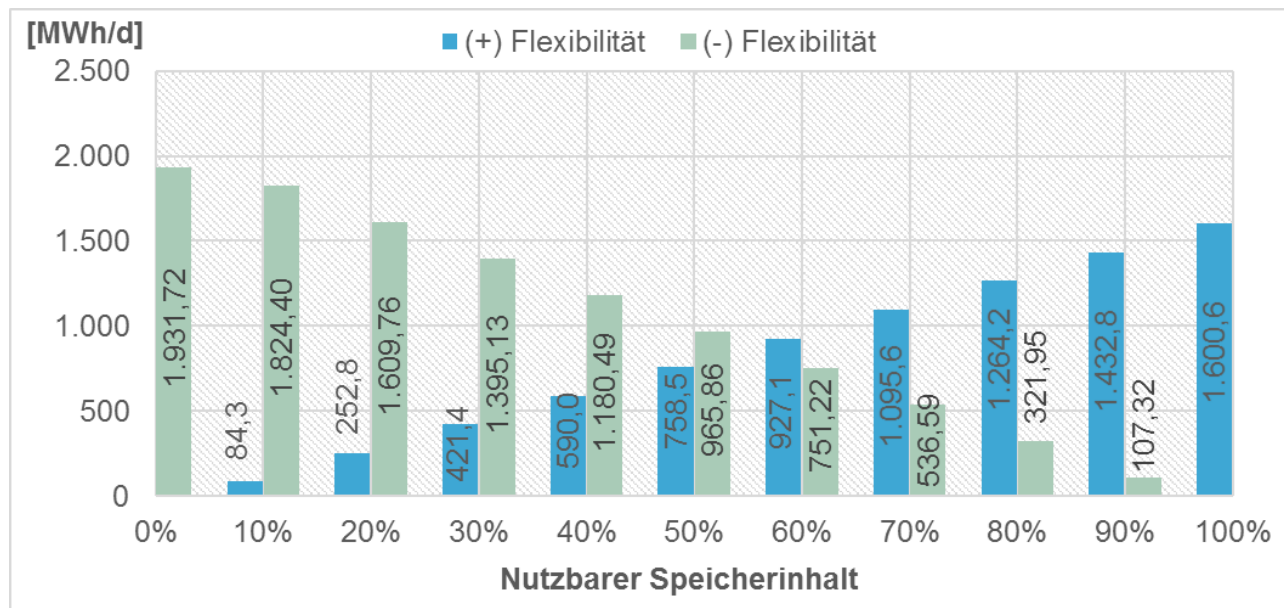
**Tabelle B.2.23:** Potenziale der installierten Leistung sowie der theoretischen zu- und abschaltbaren Energiemengen (unter voller Ausnutzung des Gasspeichers) (Schäfer et al., 2017a)

Größenklasse	Angeschlossene EW <sub>Ausbau</sub>	Leistung	Zuschaltbare Energiemenge	Abschaltbare Energiemenge
	[E]	[MW <sub>el</sub> ]	[MWh/d]	[MWh/d]
GK 1-3	533.135	2,17	13,94	17,86
GK 4	39.402.713	84,54	694,52	992,61
GK 5	64.139.584	128,28	977,13	1.135,88
	∑ 104.075.432	∑ 214,98	∑ 1.685,59	∑ 2.146,35

Die potenzielle Flexibilität des Betriebs der KWK-Anlagen ergibt sich insbesondere aus der Kapazität der Gasspeicher und deren Bewirtschaftung unter Berücksichtigung des Gasanfalls sowie der Gasnutzung. Erst die Entkopplung des kontinuierlichen Gasanfalls von dem Betrieb der KWK-Anlage durch eine Speichereinheit ermöglicht eine flexible Nutzung. Die Dauer der möglichen Leistungserbringung wird dabei maßgebend von der Speichergröße bestimmt.

Für eine weitergehende Abschätzung der Auswirkung des Füllungsgrades im Gasspeicher auf die Verwendung des Faulgases als Flexibilitätsoption ist die nutzbare Kapazität des Gasspeichers näher zu betrachten. In den bisherigen Betrachtungen ist die theoretische volle Nutzung des Gasspeichers angenommen. Allerdings sollte der Gasspeicher, technisch bedingt, weder komplett leer noch weitgehend gefüllt (Gefahr des Abfackelns) sein. Daher wird zu einer realistischeren Einschätzung die Annahme getroffen, dass die obersten 5 Vol-% sowie die untersten 5 Vol-% nicht genutzt werden können – effektiv also nur 90% des Speicher-

volumens zur Verfügung stehen. Die Auswirkungen des Füllungsgrades auf die ermittelten Potenziale sind in Bild B.2.25 dargestellt. Je nach Speicherbewirtschaftung ändert sich die verschiebbare Energiemenge, bei einem Füllstand von 40% ergeben sich beispielsweise +0,59 GWh bis -1,18 GWh die potenziell zur Verfügung stehen.



**Bild B.2.25:** Potenzielle verschiebbarer Energiemengen in MWh/d in Abhängigkeit des Füllstandes bei einer max. Gasspeicherausnutzung von 90% nach (Schäfer et al., 2017a)

### B.2.3.1.6 Flexibilitätspotenziale der Netzersatzanlagen (NEA)

Netzersatzanlagen als Flexibilitätsdienstleister wurden in Kapitel B.2.2.2.2 bereits näher beschrieben. Einheitliche rechtliche Regelungen zu der auf Kläranlagen vorzuhaltenden Leistung und der zu überbrückenden Zeitspanne existieren nicht. Entsprechend gering ist die allgemeine Datenverfügbarkeit bzgl. des Vorhandenseins sowie der installierten Leistung von NEA. Die Datengrundlage des Potenzials der NEA bilden die Datensätze aus Rheinland-Pfalz. Diese beinhalten zusätzliche Informationen, die zur Nutzung und Auswertung im Rahmen von *arrivee* erhoben wurden. Sie bestehen aus 84 Datensätzen, von denen 64 Angaben zu NEA enthalten. Die Daten wurden um 6 zusätzliche Datensätze des Wupperverbandes aus Nordrhein-Westfalen ergänzt, um die Datenbasis zu erhöhen. Die ermittelten Kenngrößen sind Tabelle B.2.24 zu entnehmen.

**Tabelle B.2.24:** Auswertung relevanter Kenngrößen zu NEA auf Kläranlagen (Schäfer et al., 2017a)

Parameter	Symbol	Einheit	Median		
			GK 1-3	GK4	GK5
Anzahl Anlagen	n	[-]	0	32	7
Nennleistung	P	[kVA]	-	323	1.000
Spez. Nennleistung	$p_{\text{spez.}}$	[kVA/E]	-	8,94	2,50
Leistungsfaktor		[-]	0,8		
Wirkleistung	$P_{\text{el}}$	[kW]	-	258	800

Es lässt sich feststellen, dass 34 von 64 Anlagen – also rund 53 % (keine Angabe: n=20) - eine NEA besitzen. Von diesen werden rund 50 % netzparallel betrieben und eignen sich damit, Flexibilität z. B. in Form von Regelenergie anzubieten. Weiter besitzen NEA nach den untersuchten Daten einen durchweg hohen Wirkungsgrad. Alle Betreiber gaben einen Wirkungsgrad von 80 % oder höher an. Mangels ausreichender Datengrundlage wurden die Anlagen der GK 1-3 nicht in der Potenzialermittlung berücksichtigt. Allerdings ist davon auszugehen, dass auch auf Anlagen dieser Größenklassen NEA vorhanden sind, dieses Potenzial aber nicht hinreichend quantifiziert werden kann.

Des Weiteren wurden die Potenziale für die Jahre 2035/2050 unter folgende Annahmen abgeschätzt:

- **Netzparallelität:** Bei weiterhin guten Vermarktungsmöglichkeiten wird von einer Steigerung von 50 % auf 75 % durch Neuanschaffungen ausgegangen.
- **Leistung:** Die Stromleistung wird sich auch zukünftig nicht signifikant erhöhen und wird unverändert beibehalten.
- **Verfügbarkeit:** Steigerung durch Ausbau und Absicherung der Informationstechnik auf Kläranlagen von 54 % auf 60 % (GK4) bzw. 70 % (GK 5);

**Tabelle B.2.25: Potenzial positiver Flexibilität durch NEA nach (Schäfer et al., 2017a)**

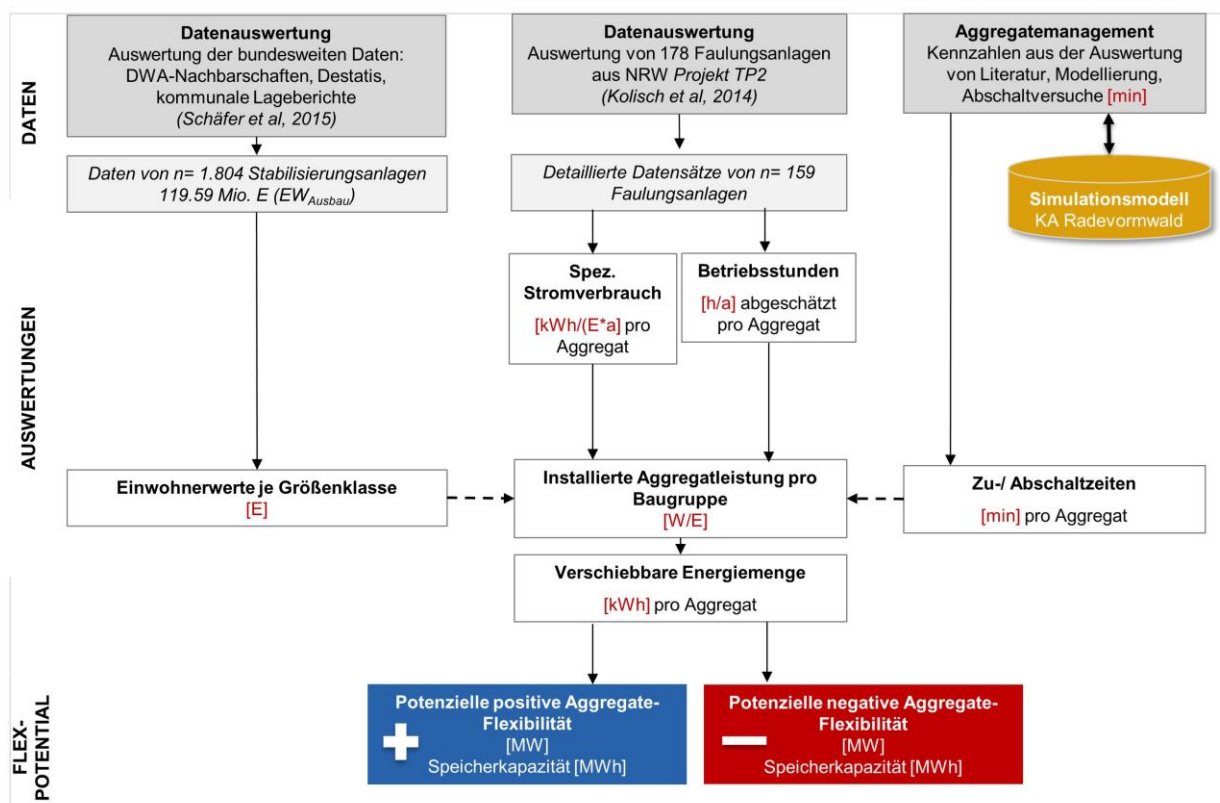
	Angeschlossene EW <sub>Ausbau</sub> [E]	Nennleistung [kVA]		Leistung [MW <sub>el</sub> ]		Verschiebbare Energiemenge [MWh/d]	
		Ist- Zustand	2035/2050	Ist-Zustand	2035/2050	Ist-Zustand	2035/2050
GK4	39.402.713	84.199,1	158.492,5	67,4	126,8	33,2	62,5
GK5	64.139.584	38.333,4	84.183,2	30,7	67,4	15,1	33,2
<b>Σ</b>	<b>103.542.297</b>	<b>122.532,6</b>	<b>242.675,7</b>	<b>98,0</b>	<b>194,1</b>	<b>48,3</b>	<b>95,7</b>

Mangels ausreichender Datengrundlage wurden die Anlagen der GK 1-3 nicht in der Potenzialermittlung berücksichtigt.

Die Ergebnisse der Potenzialuntersuchung sind in Tabelle B.2.25 dargestellt. NEA bieten gemäß den vorliegenden Daten ein großes Potenzial für positive Flexibilität ohne größeren technischen und organisatorischen Aufwand. So könnte zukünftig unter guten Randbedingungen die angebotene Leistung von 98 MW<sub>el</sub> auf 194 MW<sub>el</sub> nahezu verdoppelt werden. Bei einer maximalen Laufzeit von 180 h/a nach StromGVV (BMWI, BMELV, Bundesrat 2006) könnte theoretisch eine verschiebbare Energiemenge von ca. 35.000 MWh pro Jahr zur Verfügung stehen.

### B.2.3.1.7 Flexibilitätspotenziale der Kläranlagenaggregate im Status Quo

Neben den Stromerzeugungsanlagen können auf Kläranlagen ebenfalls die Aggregate zur Reinigung des Abwassers sowie der Schlammbehandlung genutzt werden. Diese lassen sich in die Gruppen der kontinuierlichen Prozesse und der diskontinuierlichen Prozesse sowie in verschiedene Baugruppen unterteilen (vgl. Kapitel B.2.2.1). Die Auswertungen, die (Kolisch et al., 2014) zugrunde liegen, liefern eine solide Datengrundlage aus Energieanalysen (n=178), um baugruppenspezifische Leistungen in Abhängigkeit der angeschlossenen EW abzuleiten. Bei den aggregatespezifischen Potenzialen wurden nicht wie in den vorherigen Kapiteln die angeschlossenen EW der Faulungsanlagen, sondern die an die Belebungsanlagen angeschlossenen EW herangezogen. Das Vorgehen ist in Bild B.2.26 dargestellt. Um das Flexibilitätspotenzial der einzelnen Verbrauchergruppen einer Kläranlage abzuschätzen, wird im ersten Schritt aus dem Jahresverbrauch und den Betriebsstunden (Bh) die aggregatespezifische Leistung ( $P_{W,i}$ ) berechnet:  $P_{W,i} = W_i / Bh_i$ . Da sich der Stromverbrauch der Aggregategruppen jedoch auf mehrere Einzelaggregate verteilt und diese im Regelfall unterschiedlich betrieben werden, werden die Jahresbetriebsstunden hauptsächlich über den Hauptverbraucher in jeder Aggregategruppe abgeschätzt (vgl. Tabelle B.2.27). Auf Basis dieser Annahmen wurde der mittlere Stromverbrauch getrennt für die Kläranlagengrößen GK 1-3, GK 4 und GK 5 in eine aggregatespezifische mittlere Leistung umgerechnet. Im Rahmen des Aggregatemanagement wurden Zeitfenster ermittelt, in denen bestimmte Aggregate zu- bzw. abgeschaltet werden können (vgl. Kapitel B.3.3.1). Daraus lassen sich die verschiebbaren Energiemengen in positiver bzw. negativer Richtung berechnen (vgl. Tabelle B.2.28). Die nutzbaren Aggregategruppen sowie die entsprechenden Kennwerte zur Ermittlung des Flexibilitätspotenzials sind in Tabelle B.2.27 dargestellt.



**Bild B.2.26: Vorgehen zur Ermittlung der Aggregateflexibilität**

Anzumerken ist, dass hierbei nicht alle Bau-/Aggregatgruppen berücksichtigt wurden. Beispielsweise wird bei den Gruppen Rechen, Vorklärung, Filtration sowie der Infrastruktur nur ein bedingt zu hebendes Potenzial gesehen und somit in der Potenzialabschätzung nicht berücksichtigt.

In Summe ergibt sich eine abschaltbare Leistung von rund 338 MW<sub>el</sub> und eine zuschaltbare Leistung von 123 MW<sub>el</sub> (vgl. Tabelle B.2.26). Die verschiebbaren Energiemengen belaufen sich (bei einer Nutzung pro Tag) auf 34 – 323 MWh positiver und 184 - 245 MWh negativer Flexibilität pro Tag. Die Ergebnisse zeigen, dass Kläranlagen mit ihren vorhandenen Aggregaten beachtliche Potenziale, insbesondere bei der negativen Flexibilität, aufweisen können. Die pauschale Abschätzung der zu- und abschaltbaren Energiemengen ist mit einem Abruf pro Tag sehr konservativ. Eine Verifizierung der angesetzten ab- und zuschaltbaren Zeiten unter Berücksichtigung der Reinigungsleistung wird am Beispiel der Kläranlage Radevormwald im Kapitel Aggregatemanagement sowie Simulation (vgl. Kapitel B.3.3.1 und Kapitel B.4.5) im Detail untersucht.

**Tabelle B.2.26: Zusammengefasste Ergebnisse der ab- und zuschaltbaren Leistungen sowie Energiemengen der Aggregate aller deutschen Anlagen nach dem Belebtschlammverfahren**

Größen- klasse	Angeschlos- sene EW <sub>Ausbau</sub>	Zuschalt- bare Lei- stung	Abschalt- bare Lei- stung	Zuschaltbare Energie- menge	Abschaltbare Energie- menge
	[E]	[MW <sub>el</sub> ]		[MWh/d]	
GK 1-3	2.387.288	4,55	12,41	1,39 – 11,47	5,38 – 7,14
GK 4	45.565.387	50,38	143,09	14,84 – 135,40	70,14 – 94,24
GK 5	71.636.584	67,97	182,32	17,78 – 176,39	108,73 – 143,54
	∑ 119.589.259	∑ 122,90	∑ 337,82	∑ 34,01 – 323,25	∑ 184,25 – 244,91

Die nach Aggregatgruppen und Einzelaggregaten aufgeschlüsselten Ergebnisse der Potenzialabschätzung sind in den nachfolgenden Tabelle B.2.27 und Tabelle B.2.28 dargestellt.

**Tabelle B.2.27: Spez. Aggregateleistungen, Betriebsstunden, Abschalt Dauern und Lastabwurfpotenzial unterschiedlicher Aggregategruppen**

Verfahrensgruppe	Aggregategruppe	Spez. Stromverbrauch* (Median nach GK)			Betriebsstunden (geschätzt für Hauptverbraucher)		Spez. Aggregateleistung			Abschaltdauer		Zuschaltdauer		Potenzial Lastabwurf [Wh/E]		
		GK 1-3	GK 4	GK 5			GK 1-3	GK 4	GK 5	[min]		[min]		GK 1-3	GK 4	GK 5
		[kWh/(E*a)]			[h/d]	[h/a]	[W/E]			min	max	min	max	[Wh/E]		
Mechanik	Sandfang	3,97	1,11	0,52	24	8.760	0,45	0,13	0,06	5	60	5	60	0,038 - 0,453	0,011 - 0,126	0,005 - 0,059
Biologie	Belüftung	20,58	15,58	13,82	24	8.760	2,35	1,78	1,58	5	60	-	-	0,196 - 2,350	0,148 - 1,778	0,131 - 1,577
	Umwälzung	8,79	4,06	2,20	24	8.760	1,00	0,46	0,25	15	30	15	40	0,251 - 0,502	0,116 - 0,231	0,063 - 0,126
	Rezirkulation	4,09	1,45	1,20	24	8.760	0,47	0,17	0,14	5	30	-	-	0,039 - 0,233	0,014 - 0,083	0,011 - 0,069
	Rücklaufschlammförderung	4,69	2,62	2,17	24	8.760	0,54	0,30	0,25	5	120	-	-	0,045 - 1,071	0,025 - 0,599	0,021 - 0,495
Sonstiges	Abwasserhebwerke	4,39	3,39	2,68	24	8.760	0,50	0,39	0,31	5	30	-	-	0,042 - 0,250	0,032 - 0,193	0,026 - 0,153
Schlammbehandlung	Voreindickung	0,56	0,70	0,86	12	4.380	0,13	0,16	0,20	-	-	120	240	-	-	-
	Stabilisierung / Faulung	6,82	2,67	1,60	24	8.760	0,78	0,30	0,18	15	30	15	30	0,195 - 0,389	0,076 - 0,152	0,046 - 0,091
	Nacheindickung	0,38	0,16	0,04	12	4.380	0,09	0,04	0,01	-	-	120	240	-	-	-
	Entwässerung	2,34	1,53	1,54	8	2.920	0,80	0,52	0,53	-	-	120	120	-	-	-

\* Rohdatengrundlage: (Kolisch et al. 2014)





### B.2.3.1.8 Flexibilitätspotenzial der bundesweiten Kläranlagen

In Tabelle B.2.29 ist das theoretische Flexibilitätspotenzial der bundesweiten Kläranlagen für den Status Quo zusammengefasst. Das maximale Flexibilitätspotenzial der KWK-Anlagen, KA-Aggregate und NEA kann auf 650 MWh<sub>el</sub> (positiv) und -338 MWh<sub>el</sub> (negativ) abgeschätzt werden. Die vorliegenden Ergebnisse zeigen, dass Kläranlagen ein nicht unerhebliches Potenzial besitzen, sowohl um ihre Stromproduktion weiter zu steigern als auch Flexibilität in größerem Umfang bereit zu stellen. Insbesondere die KWK-Anlagen und die Nutzung der Aggregate auf den Anlagen bieten ein erhebliches Flexibilitätspotenzial.

**Tabelle B.2.29: Zusammenfassung der Flexibilitätspotenziale der bundesweiten Kläranlagen (erweitert nach (Schäfer et al., 2017a))**

	Leistung P		Zuschaltbare Energiemenge	Abschaltbare Energiemenge
	[MWh <sub>el</sub> ]		[MWh/d]	[MWh/d]
NEA	(+) 98,0	-	48,3	-
KWK-Anlagen	(+ / -) 214,98		1.685,59	2.146,35
KA-Aggregate	(+) 337,8	(-) 122,90	∑ 34,01 – 323,25	∑ 184,25 – 244,91
∑	<b>(+) 650,78</b>	<b>(-) 337,88</b>	<b>1.767,90 – 2.057,14</b>	<b>2.330,60 – 2.391,26</b>

### B.2.3.2 Gaspotenziale auf Kläranlagen

#### B.2.3.2.1 Status Quo und zukünftige Produktion von Faulgas

Die Faulgaserzeugung ist ein seit Jahrzehnten etabliertes Verfahren auf Kläranlagen zur Stabilisierung des im Rahmen des Klärprozess anfallenden Primär- und Überschussschlammes. Aktuelle Forschungsvorhaben befassen sich mit dieser Thematik bezüglich einer Optimierung der bestehenden Anlagen sowie der Entwicklung von optimierten Betriebsweisen. Dazu gehören u. a. die bereits genannten Projekte (Mergelmeyer und Kolisch, 2014) und (Knerr et al., 2016) die in die umfangreiche Potenzialanalyse zur Faulgasproduktion (vgl. Kapitel B.2.3.1.1) eingeflossen sind.

#### B.2.3.2.2 Neue Gasoptionen: H<sub>2</sub>-/O<sub>2</sub>-Erzeugung und -verwertung

Eine ausführliche Darstellung dieser Inhalte erfolgt in Kapitel B.3.2.1.

#### B.2.3.2.3 CO<sub>2</sub>-Potenziale auf Kläranlagen

Der limitierende Faktor bei der Erzeugung von EE-Methan auf Kläranlagen stellt die Verfügbarkeit von konzentriertem und regenerativem CO<sub>2</sub> dar. Als mögliche CO<sub>2</sub>-Quellen kommen prinzipiell die CO<sub>2</sub>-Absorption aus der Atmosphäre sowie biogenes CO<sub>2</sub> aus dem Faulgas in Betracht. Darüber hinaus steht auf der Kläranlage die Rauchgase der KWK-Anlagen und Emissionen beim Abbau der Verunreinigungen im Abwasser zur Verfügung. Die CO<sub>2</sub>-Potenziale sind derzeit noch unterschiedlich leicht zu erschließen. Für die im Rahmen dieses Projektes vorgesehene Berücksichtigung der Methanisierungsprozesse kommt derzeit insbesondere das CO<sub>2</sub> im Faulgas in Betracht, da dieses ohne weitere Aufbereitung z. B. in der biologischen Methanisierung (Anlagenkonzept V) zu einspeisefähigem Methan im Rahmen des Power-to-Gas Konzeptes umgewandelt werden kann.

##### (1) CO<sub>2</sub>-Quelle: Faulgas

Der CO<sub>2</sub>-Anteil im Faulgas beträgt im Mittel 35 %. Das CO<sub>2</sub>/CH<sub>4</sub>-Gemisch des Faulgases kann zusammen mit dem aus der Elektrolyse erzeugten H<sub>2</sub> für eine weitergehende Methanisierung genutzt werden. Hierbei kann der H<sub>2</sub> z. B. in einem externen Reaktor auf biologischen Weg zusammen mit dem Faulgas in einem externen Reaktor in hochreines Methan umgewandelt werden (Anlagenkonzept V). Auf diese Weise lässt sich ein einspeisefähiges Gas mit einem Methananteil von über 95 % produzieren, welches als Langzeitspeichermedium dienen kann. Ein weiterer Vorteil besteht darin, dass das (Roh-)Faulgas ohne Vorreinigung und damit ohne zusätzliche Kosten zur Verfügung steht und genutzt werden kann (Dröge und Pacan, 2017).



Derzeit werden in Deutschland (Stand 2012) rund 810,72 Mio. m<sup>3</sup> Faulgas pro Jahr produziert. Mit einem CO<sub>2</sub>-Anteil im Faulgas von im Mittel 35 % ergibt sich ein CO<sub>2</sub>-Anfall von 283,75 Mio. m<sup>3</sup> CO<sub>2</sub>/a. bzw. ein spezifischer CO<sub>2</sub>-Anteil im Faulgas von 0,0075 m<sup>3</sup>/(E<sub>Ausbau</sub> \* d). Damit könnten im Jahr bei 95%-iger Nutzung des CO<sub>2</sub> 269,56 Mio m<sup>3</sup> zusätzliches Methangas produziert werden. Zukünftig könnte dies auf Grundlage der voranstehenden Potenzialabschätzung der Faulgasproduktion auf bis zu 0,0107 m<sup>3</sup> CO<sub>2</sub>/ (E<sub>Ausbau</sub> \* d) steigen.

## (2) CO<sub>2</sub>-Quelle: Rauchgas der KWK-Anlagen

In der Regel wird das Faulgas ohne vorherige Aufbereitung in einer KWK-Anlage verstromt. Im Verbrennungsprozess erfolgt die Oxidation des energiereichen Methananteils mit Hilfe von Sauerstoff zu Kohlendioxid und Wasser. Entscheidend für eine effiziente Verbrennung ist das Verhältnis Sauerstoff zu Brennstoff ausgedrückt im Lambda-Wert ( $\lambda$ ). Bei kleinem  $\lambda$ -Wert findet eine energiereiche Verbrennung statt, bei der durch hohe Temperaturen thermisch bedingt hohe Stickstoffemissionen (NO<sub>x</sub>) entstehen. Zur Einhaltung der Emissionswerte nach TA Luft (Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit 2002) müssten die entstandenen Stickoxide nachträglich kostenintensiv abgetrennt werden, welches wirtschaftlich nicht durchführbar ist. Daher werden biogasbetriebene BHKWs mit hohem  $\lambda$ -Wert betrieben. Hierbei sorgt der hohe Luftanteil für eine Kühlung des Verbrennungsvorgangs, welcher die Effizienz senkt, aber die Stickstoffoxide auf ein tolerierbares Maß reduziert (Aschmann und Ebertsch, 2011). Abgase aus BHKW-Anlagen sind allerdings nach (Ackermann et al., 2014) nicht ohne weitere Aufbereitung für eine Methanisierung geeignet.

Bei einer sauerstoffreichen Oxidation verbrennt das CH<sub>4</sub> nahezu vollständig zu CO<sub>2</sub>. Für die nachstehende Potenzialabschätzung wird daher vereinfacht angenommen, dass als „Nebenprodukt“ einer Faulgasverstromung annähernd 99 Volumen-% CO<sub>2</sub> entstehen (Troost et al., 2012). Im Jahre 2012 wurden nach Statistischem Bundesamt 644,54 Mio. m<sup>3</sup> Faulgas in BHKW-Anlagen verstromt (DESTATIS, 2013a). Dies entspricht unter o.g. Annahme einem Anfall von rund 638,01 Mio. m<sup>3</sup> CO<sub>2</sub> aus den KWK-Anlagen der Kläranlagen pro Jahr bzw. 21,0 l/(E \* d). Dies entspricht einer zusätzlichen Methanmenge von rund 606,19 m<sup>3</sup>CH<sub>4</sub>/a, die im Ist-Zustand potenziell produziert werden könnte (95% CH<sub>4</sub>-Anteil im Produktgas). Durch die kostenintensive Aufbereitung des CO<sub>2</sub> zur Nutzung bei der biologischen Methanisierung wird im Rahmen von *arrivee* diese CO<sub>2</sub>-Quelle jedoch nicht weiter berücksichtigt.

## (3) CO<sub>2</sub>-Quelle: Emissionen aus der biologischen Stufe

Durch verschiedene Umsetzungsprozesse beim Abbau von Inhaltsstoffen im Abwasser wird CO<sub>2</sub> freigesetzt. Durch die hohen Umsatzraten entstehen entsprechend große Mengen an CO<sub>2</sub>., welche hauptsächlich durch den Abbau der Kohlenstoffverbindungen, aber auch durch Stickstoffumsetzungen und den Einsatz saurer Fällmittel bei der Phosphorelimination entstehen (Kapp, 1991).

Eine detaillierte Berechnung ist bspw. über eine CSB-Bilanz (ATV-DVWK, 2000) und nach (Kapp, 1991) möglich. Aufgrund der Komplexität und schwierigen Erschließung zu einer möglichen Methanisierung wird diese CO<sub>2</sub>-Quelle der Vollständigkeit aufgeführt, aber nicht näher verfolgt.

### B.2.3.3 Abschätzung der Auswirkung auf den Netzausbau

Bei den Abschätzungen der Auswirkungen einer flexiblen Betriebsweise der Aggregate auf Kläranlagen auf den Netzzustand ist eine Unterscheidung nach den einzelnen Einsatzmöglichkeiten für Flexibilität erforderlich.

#### B.2.3.3.1 Auswirkungen von system- und marktdienlichen Flexibilitätsabrufen auf den Verteilnetzausbau

Unter der Annahme, dass heutige Verteilungsnetze und insbesondere Mittelspannungsnetze mit Kläranlagen für einen zulässigen Netzbetrieb ausgelegt sind, ist auch bei einer marktdienlichen oder systemdienlichen flexiblen Betriebsweise der vorhandenen Aggregate auf der Kläranlage kein zusätzlicher Netzausbau bedarf zu erwarten. Bei der konventionellen Planung von Verteilnetzen werden in der Regel die Extrempunkte Volleinspeisung bei minimaler Last und Vollast ohne Einspeisung als auslegungsrelevante Betriebs-

zustände verwendet. Ein flexibler Betrieb der Kläranlage innerhalb der beim Netzbetreiber angegebenen Grenzleistungen (Stromerzeugung und Last) sollte daher zu keinen Grenzwertverletzungen führen.

Durch Änderung der Anschlussleistung der Kläranlage, beispielsweise durch leistungsstärkere BHKW oder zusätzliche Aggregate wie Power-to-Gas-Anlagen, könnten jedoch beim Betrieb ohne Berücksichtigung des lokalen Netzzustandes Grenzwertverletzungen im Anschlussstrang verursacht werden. Dies ist abhängig von der noch zur Verfügung stehenden Netzkapazität, die wiederum von den Netzstrukturparametern und der restlichen Versorgungsaufgabe im Anschlussstrang abhängt. Hier ist jeweils eine Einzelfallprüfung durch den zuständigen Netzbetreiber erforderlich.

In Netzen, die durch eine veränderte Versorgungsaufgabe bereits an der Grenze des zulässigen Betriebsbereichs stehen, kann durch den system- oder marktdienlichen Einsatz der Kläranlage eine Grenzüberschreitung während kritischer Situationen verursacht werden. Diese Situationen würden einen Netzausbaubedarf verursachen, der aber nicht allein auf die veränderte Betriebsweise der Kläranlage zurückzuführen ist und somit nicht allgemein quantifiziert werden kann. Durch die Einführung einer Netzzustandsüberwachung und das Recht des Netzbetreibers, die Marktaktivitäten in seltenen und kurzen Fällen einzuschränken, kann diese Konfliktsituation gelöst werden. In (DENA, 2017a) wird für unterschiedliche Fallbespiele gezeigt, dass diese Konflikte nur sehr selten auftreten und eine temporäre Einschränkung der Marktaktivität zu keinem nennenswerten betriebswirtschaftlichen Schaden für den Anlagenbetreiber führt.

### **B.2.3.3.2 Auswirkungen von netzdienlichen Flexibilitätsabrufen auf den Verteilnetzausbau**

Der netzdienliche Einsatz der Kläranlagenflexibilität dient der Vermeidung von unzulässigen Betriebspunkten (Grenzwertverletzungen) im lokalen Netzabschnitt und damit direkt zur Reduzierung bzw. Verzögerung von notwendigen Ausbaumaßnahmen im Verteilungsnetz. Eine Grundvoraussetzung für netzdienliche Flexibilitätsoptionen ist eine Netzzustandsüberwachung und eine entsprechende Regelungseinrichtung, die den Abruf koordiniert. Es ist weiterhin zu beachten, dass der Einsatz der Kläranlagenflexibilität einen kritischen Netzzustand nicht alleinig beheben muss, um sinnvoll eingesetzt zu werden. Vielmehr ist auch eine Kombination mit anderen Flexibilitätsoptionen, wie der Abregelung von dezentralen Erzeugungsanlagen zu berücksichtigen. Der große Vorteil der Leistungsanpassung der Klärgas-BHKW gegenüber der Abregelung von Wind- oder PV-Anlagen ist die Speicherfähigkeit der Energie in Form von Klärgas. Die Abregelung von dargebotsabhängigen Stromerzeugern führt dagegen zu einem „Energieverlust“.

Eine direkte Quantifizierung der Auswirkungen auf den Netzausbau bzw. die Reduzierung des ansonsten notwendigen Netzausbaus gestaltet sich schwierig, da eine netzdienliche Wirkungsweise jeder Kläranlage auf ihren konkreten Anschlussstrang beschränkt ist. Es müssten daher jede Kläranlage und die jeweilige Netzsituation im vorgelagerten Netz individuell betrachtet werden, um festzustellen, ob und in welcher Größenordnung ein Netzproblem besteht und durch die Kläranlagenbetriebsweise reduziert werden kann.

Eine erste grobe deutschlandweite Abschätzung des Potenzials zur Reduzierung des Verteilnetzausbaus durch eine netzorientierte Kläranlagenbetriebsweise kann mit Hilfe der dena-Verteilnetzstudie erfolgen. Die Variantenrechnung „Speichertechnologien“ in der dena-Verteilnetzstudie trifft eine technologieneutrale Abschätzung des Potenzials von netzorientiert betriebenen Speichern zur Reduzierung des erforderlichen Verteilnetzausbaus bis 2035. Die nach dem Hauptszenario der Studie ermittelte Kosten für den Verteilnetzausbau bis 2035 von 27,5 Mrd. € lassen sich bei einer installierten Speicherleistung von 37,5 GW um 4,8 Mrd. € reduzieren. Dies entspricht einer spezifischen Einsparung von 128 €/kW (DENA, 2012). Die Verstromung von Klärgas mit der Möglichkeit der Gasspeicherung kann als Speichertechnologie entsprechend der dena-Variantenrechnung aufgefasst werden. Durch die zuvor durchgeführte Potenzialermittlung für negative Leistungsflexibilität wurde eine abschaltbare Leistung von 300 MW bestimmt. Das Einsparpotenzial beim Verteilnetzausbau lässt sich somit in erster Näherung mit 38,4 Mio. € bis 2035 beziffern. Anlagenkonzepte, die über die netzdienliche Betriebsweise des Klärgas-BHKW hinausgehen, sind in diesem Einsparpotenzial noch nicht berücksichtigt und können dieses weiter steigern. Einschränkend für diese Potenzialabschätzung gilt jedoch,

- dass ein tatsächlicher Handlungsbedarf in allen Netzen mit Anschlusspunkten von Kläranlagen vorliegt.

- dass die jeweiligen Netzabschnitte mit einer entsprechenden Netzautomatisierung ausgestattet sind bzw. werden (zusätzliche Kosten).
- dass der Netzbetreiber neben dem konventionellen Netzausbau noch weitere Handlungsalternativen hat, die aus Gesamtkostensicht günstiger ausfallen können.

### **Fazit B.2.3**

Die bundesweite Analyse zeigt, dass Kläranlagen bereits heute ausreichend Potenziale aufweisen, um die elektrischen Versorgungsnetze mit unterschiedlichen Dienstleistungen zu unterstützen und somit gestaltend Einfluss zu nehmen. Durch die Hebung anlagenspezifischer Potenziale lässt sich dieser Einfluss deutlich steigern. Sowohl mit ihren Stromerzeugungsanlagen (KWK-Anlagen, NEA) als auch mit vorhandenen Kläranlagenaggregaten kann in nennenswertem Umfang Flexibilität bereitgestellt werden.

Des Weiteren sind ausreichend große Gaspotenziale vorhanden, die es ermöglichen, sinnvoll Power-to-Gas-Konzepte auf Kläranlagen zu implementieren und zukünftig Langzeitspeicher bereit zu stellen. Viele Kläranlagenstandorte werden mit geeigneten Bewirtschaftungskonzepten in der Lage sein, die zukünftig erwartete und wachsende Nachfrage an Flexibilitätsprodukten anteilig in relevanter Größe zu bedienen.

Unter der Annahme, dass heutige Verteilungsnetze und insbesondere Mittelspannungsnetze mit Kläranlagen für einen zulässigen Netzbetrieb ausgelegt sind, ist auch bei einer marktdienlichen oder systemdienlichen flexiblen Betriebsweise der vorhandenen Aggregate auf der Kläranlage kein dadurch bedingter zusätzlicher Netzausbaubedarf zu erwarten. Eine Leistungssteigerung durch größere BHKW oder der Anschluss von PtG-Anlagen macht jedoch eine Prüfung der Netzkapazitäten erforderlich.

Durch die zuvor durchgeführte Potenzialermittlung für negative Leistungsflexibilität wurde eine abschaltbare Leistung von bis zu 300 MW abgeschätzt. Das Einsparpotenzial beim Verteilnetzausbau lässt sich hiermit in erster Näherung mit bis zu 38 Mio. € bis 2035 beziffern.

## B.3 Konzeption und Auslegung der technischen Komponenten

### B.3.1 Modellregion Radevormwald

Die Stadt Radevormwald liegt in Nordrhein-Westfalen und umfasst eine Fläche von 54 km<sup>2</sup>. Das Gebiet ist zum großen Teil ländlich geprägt. Die vorhandene industrielle Struktur ist vielschichtig und besteht aus kleinen, mittleren und großen Unternehmen. Aktuell (2015) leben in der Stadt 22.500 Einwohner.

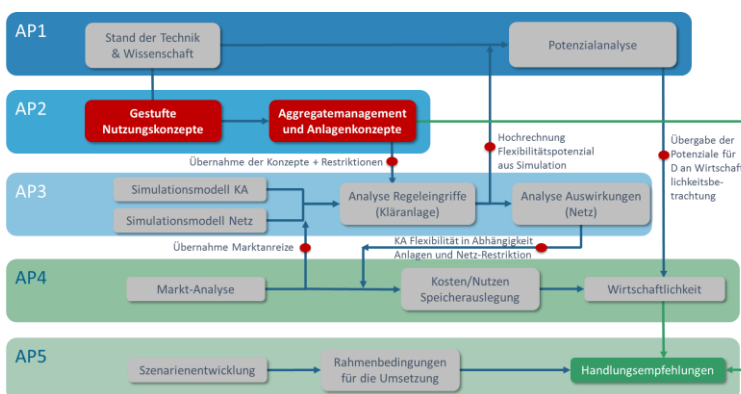


Bild B.3.1: Projektstruktur und Verknüpfung der AP in arrivee

Für die Versorgung des Gebietes mit elektrischer Energie sind die Stadtwerke Radevormwald (SWR GmbH) zuständig. In dem Netzgebiet der Tochtergesellschaft sind unterschiedliche dezentrale Energieerzeuger an das Stromnetz angeschlossen. Der wesentliche Anteil an erzeugter Energie wird von sieben Windkraftanlagen, gefolgt von 237 Photovoltaik-Anlagen, erzeugt. Zusätzlich finden sich im Netzgebiet drei Wasserkraftanlagen sowie neun Anlagen zur Kraft-Wärme-Kopplung.

#### B.3.1.1 Beschreibung der Projektkläranlage Radevormwald

Im Klärwerk Radevormwald wird das Abwasser aus Radevormwald sowie aus den Stadtteilen Lennep und Bergisch Born gereinigt. Die Kläranlage Radevormwald mit einer Ausbaugröße von EW = 66.700 E gehört zu der Größenklasse 4 (AbwV Anhang 1). An der Kläranlage waren im Jahr 2014 im Durchschnitt 58.000 Einwohner (berechnet über CSB<sub>120</sub>) angeschlossen. Die Jahresabwassermenge betrug 7.200.000 m<sup>3</sup>. In Bild B.3.2 ist das Fließschema der Kläranlage Radevormwald dargestellt.

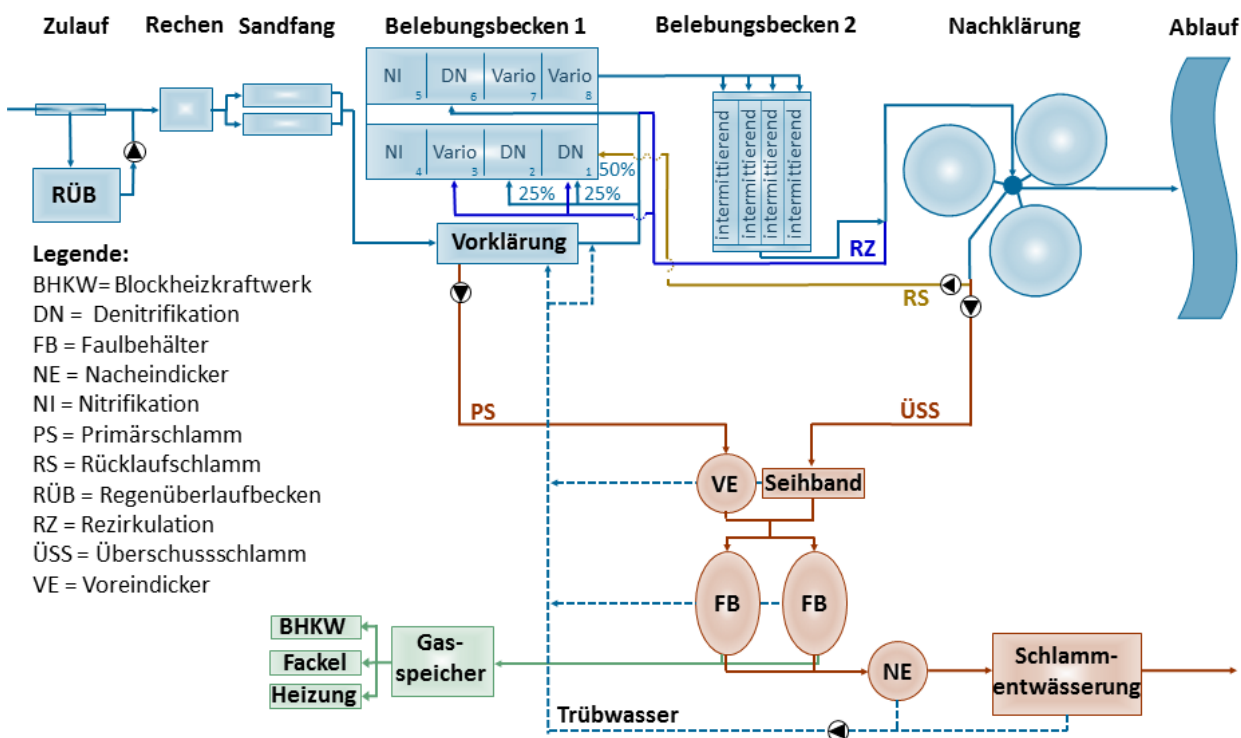


Bild B.3.2: Fließschema der Kläranlage Radevormwald

Die Kläranlage ist von Montag bis Freitag in der Zeit von 6:00 Uhr bis 16:00 Uhr besetzt. In der verbleibenden Zeit besteht eine Rufbereitschaft.

### **B.3.1.1.1 Mechanische Reinigungsstufe**

Die mechanische Reinigungsstufe besteht aus einer zweistraßigen Rechenanlage und einem belüfteten Sandfang. Das anfallende Rechengut wird einer Waschpresse zugeführt. Das Sandfanggut wird vor der Entsorgung in einer Sandwaschanlage gewaschen. Das Abwasser fließt nach der mechanischen Reinigung weiter in das Vorklärbecken.

### **B.3.1.1.2 Biologisch-chemische Reinigungsstufe**

Nach der Vorklärung schließt sich die Verfahrensstufe der biologischen Behandlung an. Diese Reinigung ist in zwei nacheinander durchflossene Becken mit einem Gesamtvolumen von 20.000 m<sup>3</sup> aufgeteilt. Das erste Becken ist als zweistufige Kaskade aufgebaut und besteht aus acht gleich großen, nacheinander durchflossenen Kammern. Zwei Kammern werden dauerhaft belüftet (Nitrifikation) und drei Kammern werden nicht belüftet (Denitrifikation). Bei den drei übrigen Kammern wird die Belüftung in Abhängigkeit von der Ammoniumstickstoffkonzentration (NH<sub>4</sub>-N) im Ablauf des ersten Belebungsbeckens zu- oder abgeschaltet (Vario-Becken). Die benötigte Luftmenge für die Nitrifikation wird durch drei unterschiedlich große Gebläse bereitgestellt.

Die Zulaufbeschickung des ersten Beckens erfolgt zu jeweils 25 % in die Kammern 1 und 2 und zu 50 % in Kammer 6 (siehe Bild B.3.2). Das zweite Becken besteht aus vier gleich großen, parallel durchflossenen Straßen, die intermittierend belüftet werden. Drei baugleiche Gebläse liefern die erforderliche Luftmenge für die Nitrifikation. Nach dem Belebungsbecken gelangt das Abwasser in die Nachklärung.

Die Phosphorelimination erfolgt durch eine Simultanfällung im Belebungsbecken 1 und eine Nachfällung im Verteilerbauwerk der Nachklärung. Zur Stabilisierung des pH-Wertes wird außerdem Kalkmilch in das erste Belebungsbecken zugegeben.

Die Nachklärung der Anlage besteht aus drei vertikal durchströmten Rundbecken, die mit Rundräumern ausgestattet sind. Das Abwasserschlammgemisch wird gleichmäßig auf die drei Nachklärbecken aufgeteilt. Der sedimentierte Rücklaufschlamm wird mittels drei Kreiselpumpen in das erste Belebungsbecken zurückgeführt. Das gereinigte Abwasser wird abschließend der Wupper zugeführt.

### **B.3.1.1.3 Schlammbehandlung**

Der Primärschlamm aus der Vorklärung wird vor der Schlammstabilisierung mit einem statischen Voreindicker eingedickt. Der Überschussschlamm aus der Nachklärung wird durch ein Seihband maschinell eingedickt. Der gewünschte Eindickungsgrad wird durch Zugabe von Flüssigpolymer erreicht.

Zur Stabilisierung des Schlammes werden Primär- und Überschussschlamm in zwei parallel beschickte Faulbehälter gegeben. Anschließend wird der ausgefaulte Schlamm in einen Nacheindicker abgeleitet. Aus diesem wird der Schlamm den zwei Kammerfilterpressen zugeführt. Hier wird der Schlamm entwässert und anschließend zur thermischen Verwertung am Standort Buchenhofen abtransportiert.

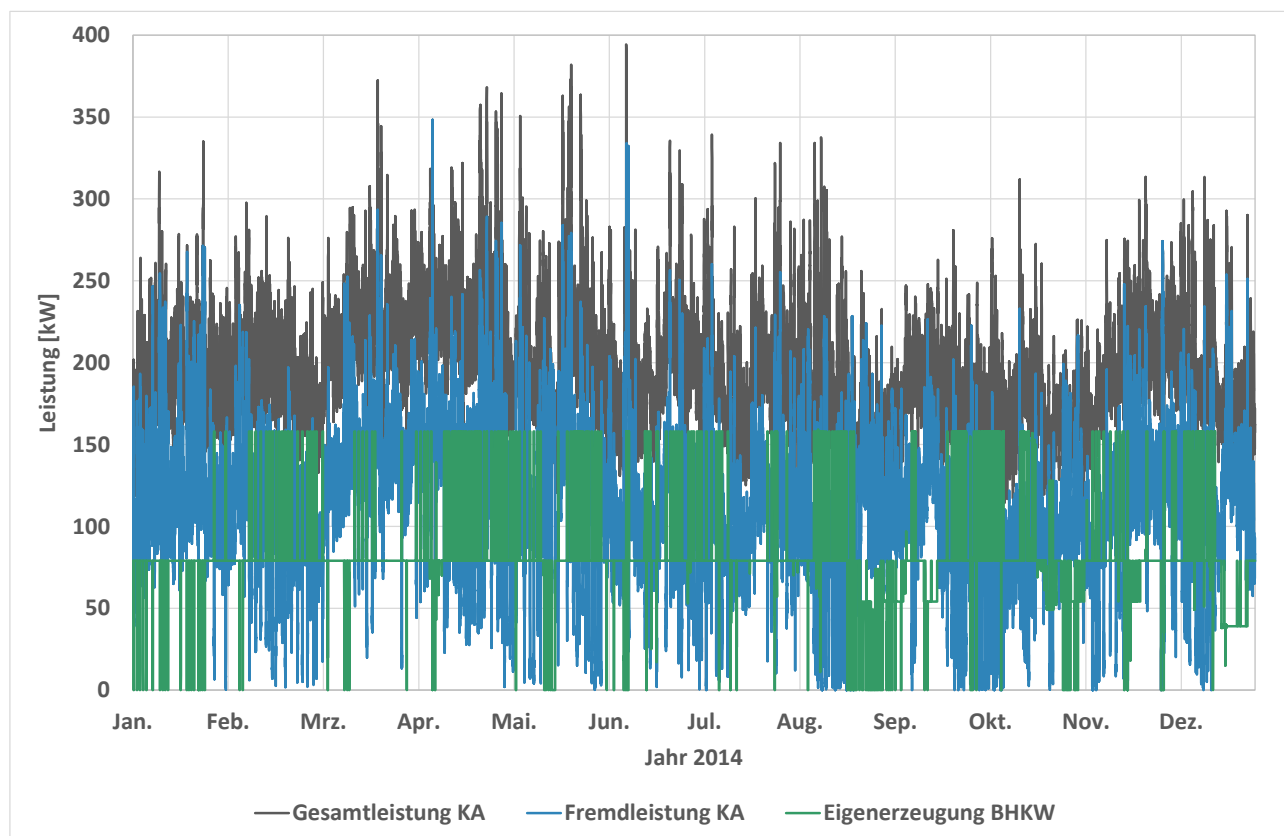
### **B.3.1.1.4 Klärgasverwertung**

Das bei der anaeroben Schlammbehandlung entstehende Klärgas wird in einem Niederdruckgasbehälter mit einem Volumen von 800 m<sup>3</sup> zwischengespeichert. Das Klärgas wird anschließend durch zwei Blockheizkraftwerke (BHKW) mit einer elektrischen Leistung von jeweils 80 kW und einer thermischen Leistung von jeweils 147 kW verwertet. Der erzeugte Strom wird vollständig auf der Kläranlage verwendet. Die anfallende Abwärme der BHKW wird für die Beheizung der Faulbehälter und der Betriebsgebäude eingesetzt. Bei einem höheren Wärmebedarf wird Klärgas parallel zu den BHKW anteilig auch im Gasheizkessel zur Wärmeerzeugung verwendet.

## **B.3.1.2 Lastverhalten am Standort Radevormwald**

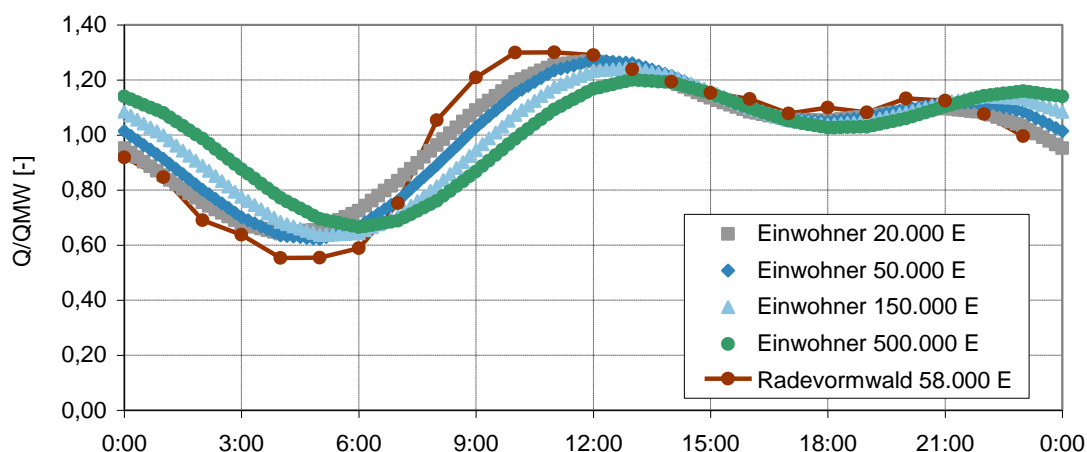
Im Jahr 2014 benötigte die KA Radevormwald eine mittlere elektrische Leistung von 196 kW für die Abwasser- und Schlammbehandlung, wobei zur Zeit der Höchstbelastung eine maximale Leistung von 392 kW erreicht wurde. Diese Leistung setzt sich aus eigener Produktion durch die beiden BHKW und einem

Fremdbezug zusammen. Der Gesamtleistungsbezug der Kläranlage schwankt in Abhängigkeit von Tages- und Jahreszeiten. Dies wird in dem Bild B.3.3 deutlich. Aus diesem Grund ist das Flexibilitätspotenzial schwer prognostizierbar und unterschiedlich groß.

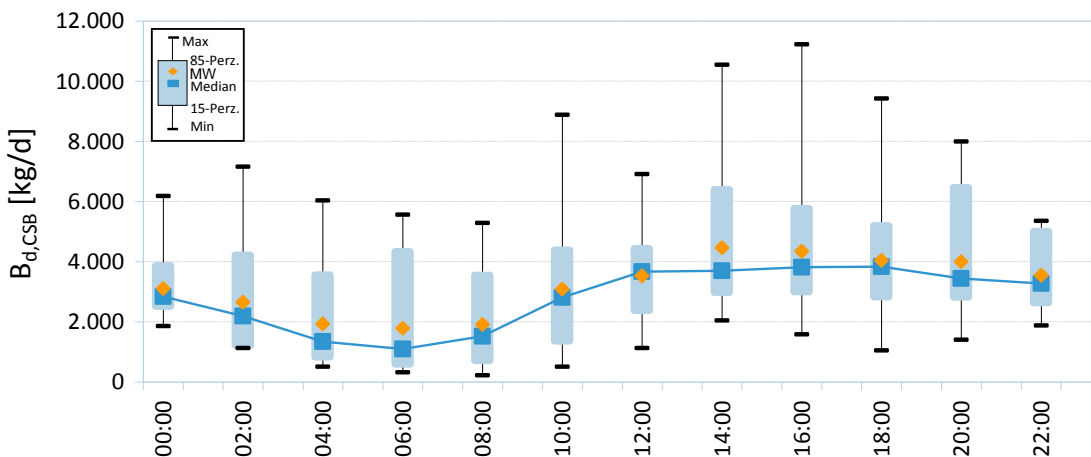


**Bild B.3.3: Gesamtleistungsbedarf der Kläranlage für das Jahr 2014 (15 min –Werte)**

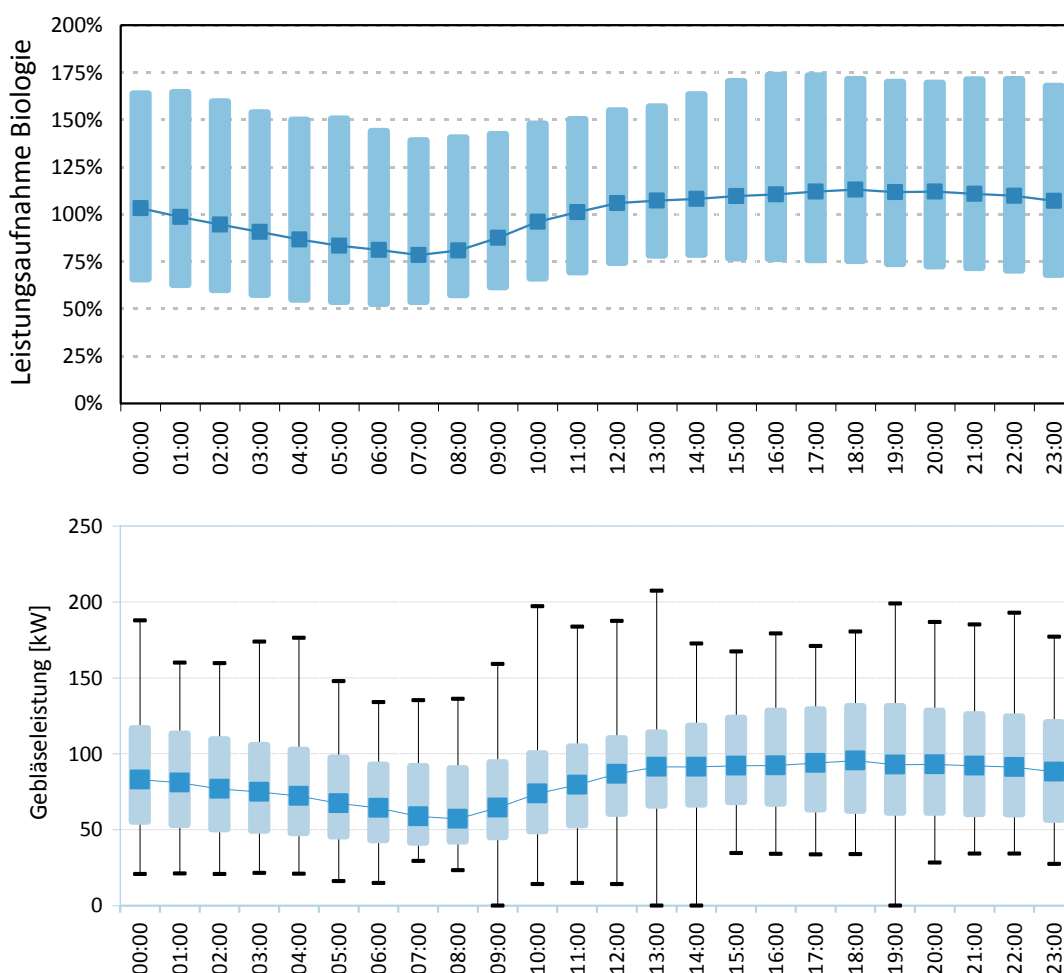
Der Hauptgrund für die variable Leistungsaufnahme liegt in der schwankenden Zulaufwassermenge und -konzentration zur Kläranlage. In der Nacht und in den frühen Morgenstunden ist die Belastung in der Regel geringer als in der Tagesmitte (Bild B.3.4 und Bild B.3.5). Den Zusammenhang zwischen Leistungsaufnahme und zeitlich variabler Kläranlagenbelastung zeigt auch der Tagesgang der Leistungsaufnahme der biologischen Stufe und der Gebläse (Bild B.3.6).



**Bild B.3.4: Normierte Zulaufmenge bei Trockenwetter für die Kläranlage Radevormwald und für Kläranlagen unterschiedlicher Größe (Langergraber et al., 2008)**



**Bild B.3.5:** Tagesgang der CSB-Zulaufkraft für die Kläranlage Radevormwald (Auswertung: 19 Tagesgänge basierend auf 2 h Mischproben im Zulauf zur biologischen Stufe)



**Bild B.3.6:** Tagesgang der mittleren Leistungsaufnahme der biologischen Stufe und der Gebläse mit den dazugehörigen min /max-Werten und 15%- / 85-Perzentilwerte (Auswertung: 365 Tagesgänge des Jahres 2014)

Die Analyse der Verbraucher auf der KA Radevormwald zeigt die typische Energiebedarfsverteilung für eine kommunale Kläranlage. Der größte Verbraucher mit 71,3 % des Gesamtbezugs ist die biologische Stufe, gefolgt von der Schlammbehandlung mit 15 %. In Bild B.3.7 ist die gesamte Energieaufteilung der Kläranlage Radevormwald dargestellt.



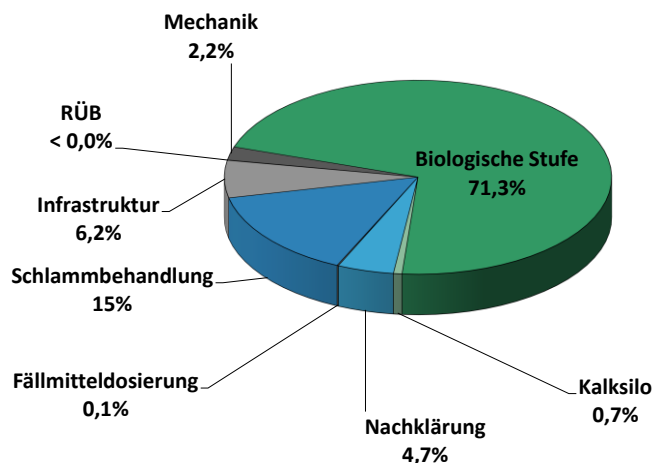


Bild B.3.7: Aufteilung des Energieverbrauchs auf der KA Radevormwald

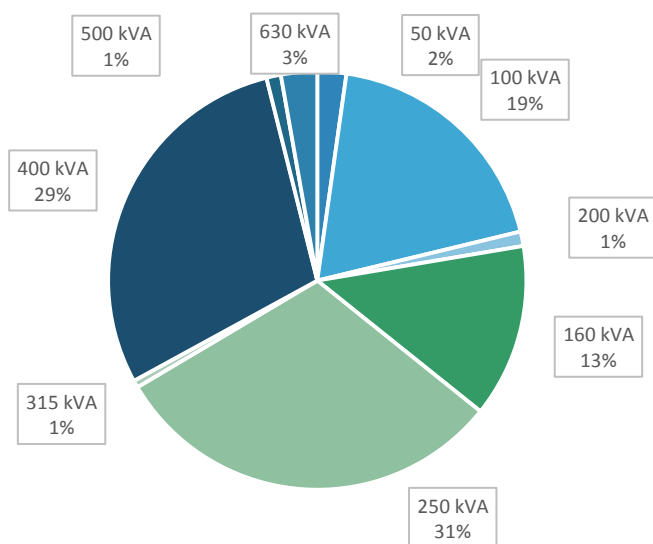
### B.3.1.3 Beschreibung des Netzgebietes Radevormwald

Die Konzessionsfläche von insgesamt 54 km<sup>2</sup> ist teils ländlich, teils städtisch geprägt. Das Versorgungsnetz setzt sich dabei aus 144 km Mittelspannungs- und 168 km Niederspannungsnetz zusammen. Die Nennspannung auf Mittelspannungsebene beträgt 10 kV. Der Verkabelungsgrad liegt bei rund 88 % und wurde in den letzten Jahren sukzessiv erhöht. Drei Umspannwerke dienen zum Anschluss des Versorgungsgebiets an das übergelagerte 110 kV Hochspannungsnetz. Die HS-MS-Transformatorleistung der drei Umspannwerke beträgt 45 MVA, 40 MVA und 30 MVA in jeweils (n-1)-sicherer Ausführung. Die Jahreshöchstlast des gesamten Versorgungsgebietes liegt bei rund 30 MW. Die beiden Umspannwerke am Rande des Netzgebietes (vergleiche Bild B.3.8) versorgen weitere angrenzende Versorgungsbezirke außerhalb des Konzessionsbereichs.



Bild B.3.8: Lageorientierte Darstellung des 10 kV Mittelspannungsnetzes

Von den Umspannwerken werden über insgesamt 23 Mittelspannungsabgänge 186 Ortsnetzstationen (ONS) und 77 Kundenstationen versorgt. Bild B.3.9 zeigt die Anteile unterschiedlicher Nennleistungsklassen der vorhandenen Ortsnetztransformatoren. Rund 2/3 der Ortsnetztransformatoren hat eine Nennleistung  $\geq 250$  kVA, was als weiterer Indikator für überwiegend lastschwache Siedlungsstrukturen gewertet werden kann.

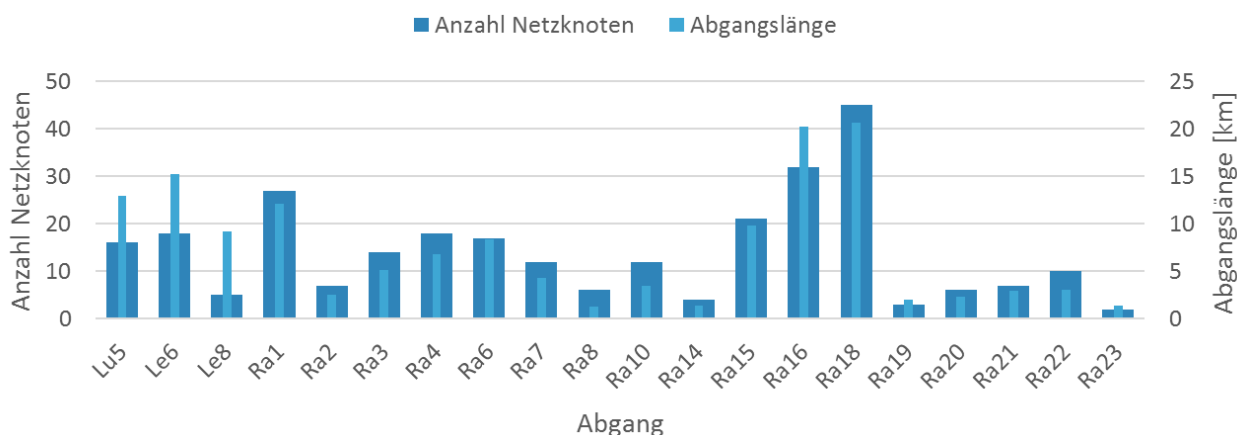


**Bild B.3.9: Anteil der Ortsnetztransformatoren je Nennleistungsklasse**

Aufgrund der ländlichen und städtischen Einflüsse sowie der historisch gewachsenen Netzstrukturen lassen sich verschiedene Grundtopologien öffentlicher Netze in Radevormwald ausmachen. Es kommen sowohl offen betriebene Ringnetze als auch Tripel- und Stichstrukturen vor. Mit zunehmender Entfernung vom Stadtzentrum sinkt der Vermaschungsgrad (Gerdes, 2015).

Die Länge der einzelnen MS-Abgänge (Stiche bzw. offene Ringe) sowie die Anzahl der Netzknoten je Abgang werden in Bild B.3.10 dargestellt. Die Kurzbezeichnungen der Abgänge setzt sich aus dem jeweiligen Umspannwerk (Lu – Luckhausen, Le – Lennep, Ra – Radevormwald) und der Nummer des Abgangsfeldes zusammen. Deutlich wird, dass die Abgänge Ra18 und Ra 16 mit Gesamtlängen von 20,6 km und 20,2 km die mit Abstand größten Leitungslängen aufweisen. Im Gegensatz dazu hat der Abgang Ra8 lediglich eine Gesamtlänge von 1,32 km und stellt somit den kürzesten Abgang im Netzgebiet dar. Die durchschnittliche Leitungslänge je Abgang beträgt 7,25 km. Bei Betrachtung der Knotenanzahl pro Abgang im Netzgebiet fallen gleichfalls Disparitäten auf. Auch hier sticht der Abgang Ra18 mit der höchsten Knotenanzahl von 45 Knoten heraus. Im Durchschnitt weisen die Abgänge eine Anzahl von 14 Knoten auf. Der Abgang Ra23 weicht mit lediglich zwei angeschlossenen Stationen damit deutlich vom Durchschnitt ab. Die Beschreibung der Netzstrukturparameter macht deutlich, dass die Abgänge im Netzgebiet eine sehr inhomogene Struktur ausweisen. So zeigen die einzelnen Netzstrukturparameter eine große Streuung (Günther, 2016).

Die Anschlusspunkt der Kläranlage liegt im Abgang Lu5, welcher mit ca. 13 km Leitungslänge und 17 Netzknoten leicht oberhalb der Durchschnittswerte liegt, jedoch keinen Extremfall darstellt.

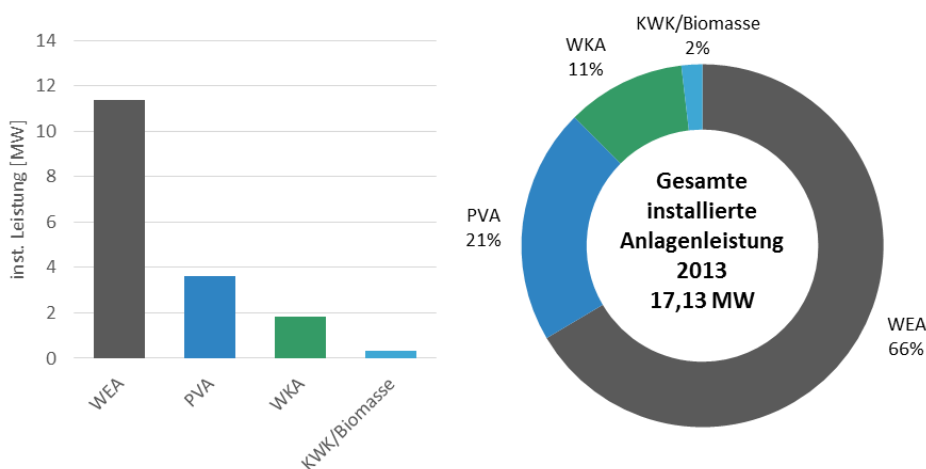


**Bild B.3.10: Abgangslängen und Netzknoten**

Die Anschlussleistung aller dezentralen Energiewandlungsanlagen (DEA) betrug im Jahr 2013 rund 17 MW und teilt sich mit abnehmendem Anteil auf Windenergieanlagen, Photovoltaik-Anlagen, Wasserkraftwerke sowie Anlagen zur Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) auf. Mit 11,5 MW an kumulierter Nennleistung weisen

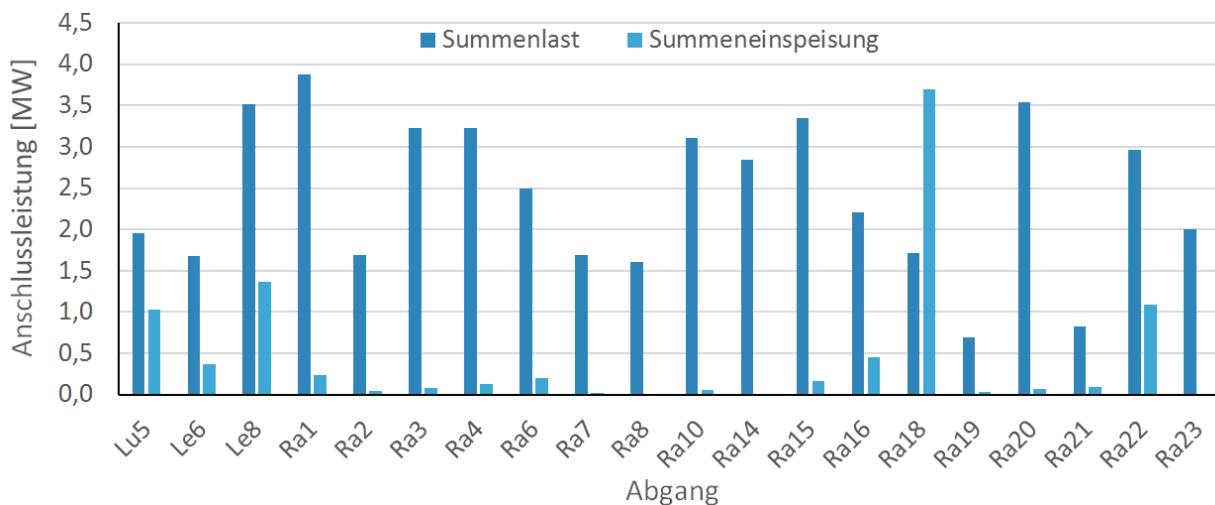
Windenergieanlagen (WEA) den größten Anteil an der Gesamtleistung aller DEA-Typen auf. Die räumliche Verteilung der DEA-Typen folgt den lokalen Gegebenheiten. So lassen sich Wasserkraftanlagen (WKA) entlang des Wupperverlaufs finden, während WEA überwiegend in den dünnbesiedelten Außenbezirken angeschlossen sind. Für Photovoltaikanlagen (PVA) lassen sich keine besonderen Verteilungsmuster erkennen, tendenziell weisen aber auch hier die Außenbezirke eine höhere installierte PVA-Leistung auf als der Stadtkern (Gerdes, 2015).

Bei genauerer Betrachtung der Verteilung der DEA-Leistung werden einige Unterschiede zwischen den Abgängen deutlich. So ist die vergleichsweise hohe Gesamteinspeisung in den Abgängen Ra18 (3,7 MW) und Lu5 (1 MW) durch den Anschluss von Windenergieanlagen begründet. Die meisten Einspeiser finden sich mit einer Anzahl von 14 Anlagen in den Abgängen Ra1 sowie Ra18. In manchen Abgängen wiederum befinden sich keine angeschlossenen dezentralen Energiewandlungsanlagen. Die durchschnittliche Nennleistung aus DEA pro Abgang im Netzgebiet beträgt 744 kW.



**Bild B.3.11: Installierte Leistung der DEA in Radevormwald je Technologie**

Der Abgang Ra18 weist mit 32 angeschlossenen Lasten (ONS und Kundenstationen) auch die höchste Anzahl an Lasten pro Abgang auf. Auch in diesem Parameter unterscheiden sich die Abgänge im Netzgebiet deutlich. Die höchste Summenlast mit einer Leistungshöhe von 3,9 MW ist im Abgang Ra1 angeschlossen. Die durchschnittliche Leistungshöhe der Summenlast pro Abgang im Netzgebiet liegt bei 2,3 MW (Günther, 2016). Eine detaillierte Darstellung der Einspeise- und Lastsituation im Anschlussstrang der Kläranlage erfolgt in Kapitel B.4.4.

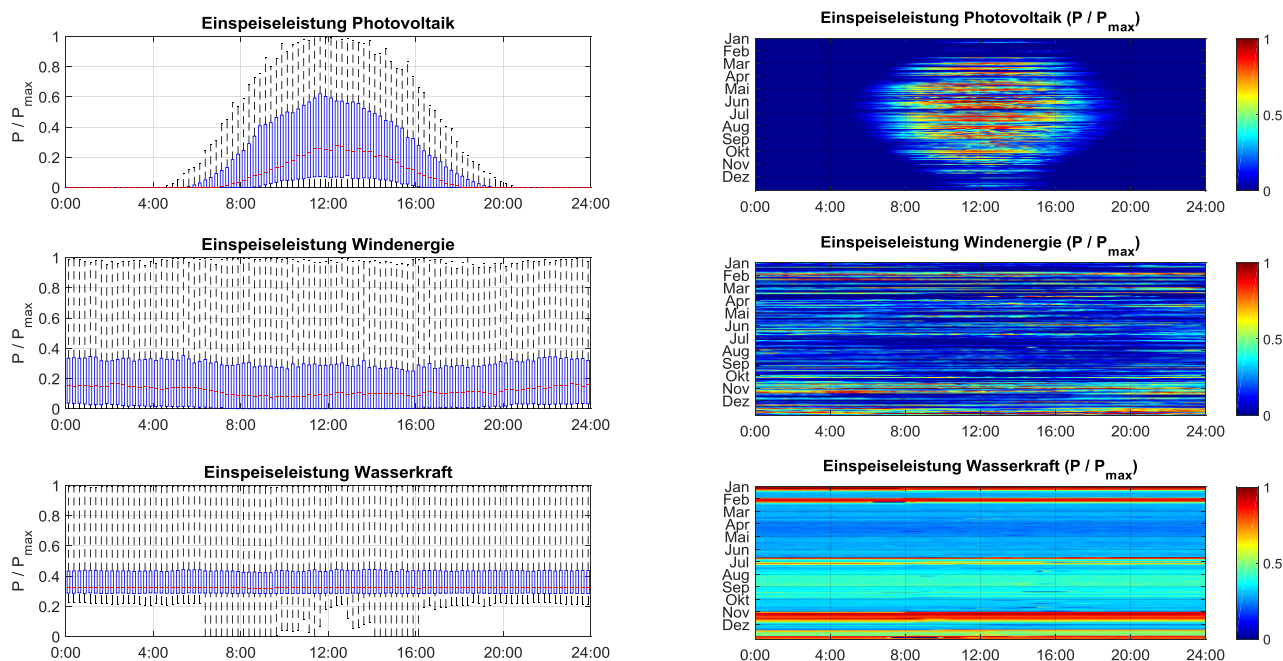


**Bild B.3.12: Last- und Einspeiseverteilung nach MS-Abgängen**

Bild B.3.13 zeigt die Auswertung von Jahresmessungen in viertelstündlicher Auflösung (35.040 Messwerte) für Photovoltaikanlagen, Windenergieanlagen und Wasserkraftanlagen im Netzgebiet. Die linke Spalte zeigt

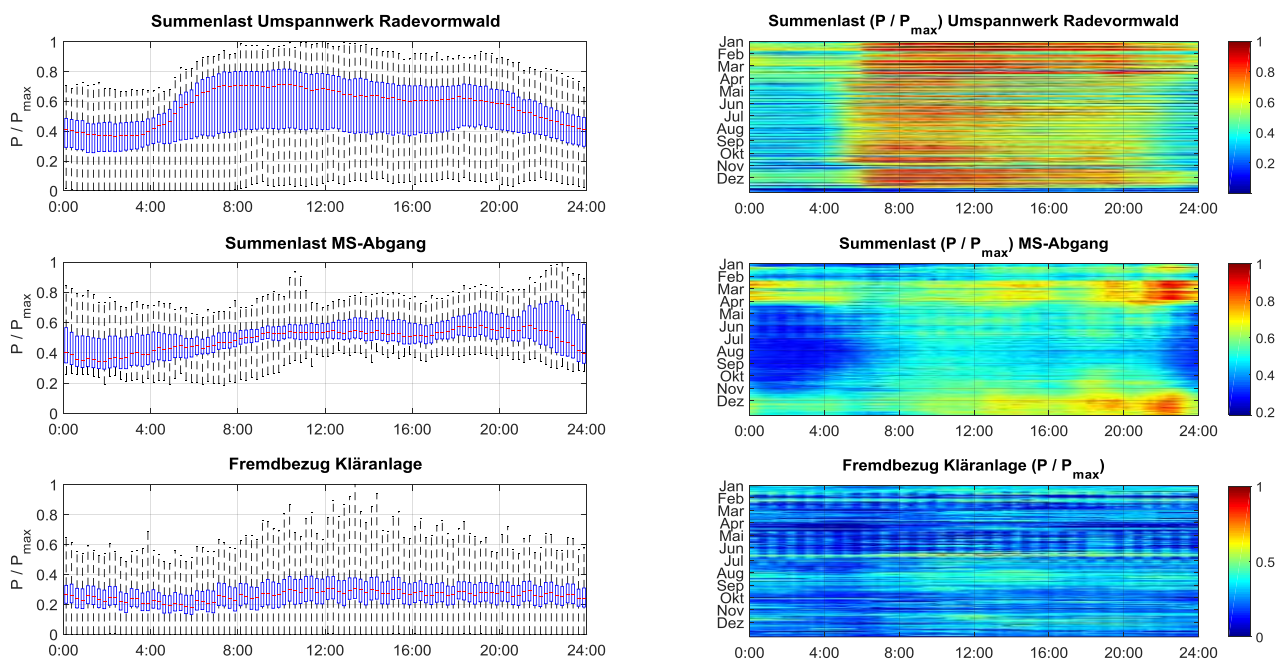
eine Boxplot-Auswertung für die tageszeitliche Charakteristik und die rechte Spalte die dazugehörige Heatmap-Auswertung der Jahreszeitcharakteristik. Es wird jeweils das Verhältnis der Einspeiseleistung zur maximalen Jahreseinspeiseleistung dargestellt.

Für alle drei Erzeugungstechnologien ist ersichtlich, dass der Median (rote Linie, linke Spalte) der Einspeiseleistung sowie die Quartile (blaue Box, linke Spalte) deutlich unter dem Jahresmaximalwert liegen. Das heißt, dass die Einspeisespitzen, für die das Netz ausgelegt werden muss, nur sehr selten auftreten. Die Photovoltaikeinspeisung zeigt hierbei eine klare Tages- und Jahreszeitcharakteristik auf. Die Windenergieanlage speist überwiegend in den Herbst- und Wintermonaten mit ihrer Nennleistung ein. Tageszeitlich lässt sich kein ausgeprägtes Muster erkennen. Gleiches gilt für die Wasserkraftanlage, die überwiegend mit reduzierter Nennleistung einspeist.



**Bild B.3.13: Tages- und Jahreszeitcharakteristiken von Erneuerbaren Energien im Netzgebiet**

Bild B.3.14 zeigt in Analogie zu Bild B.3.13 die Tages- und Jahreszeitcharakteristik des Lastverhaltens für unterschiedliche Betrachtungsbereiche im Netzgebiet. Es werden die Summenlast im Umspannwerk, die Summenlast des MS-Abgangs mit dem Anschlusspunkt der Kläranlage und der Fremdbezug der Kläranlage als Boxplot- und Heatmap-Auswertung dargestellt. Aus der Darstellung der UW-Auslastung lässt sich ein klarer Tagesgang (starker Lastanstieg gegen 6 Uhr und Rückgang in den Abendstunden) erkennen, der sowohl durch Privathaushalte, aber insbesondere auch durch Gewerbe, Handel und Industrielasten geprägt ist. Aus der Auswertung des MS-Abgangs wird die Bezugsleistung der vorhandenen Nachtspeicherheizungen sowohl aus der Tageszeit- als auch aus der Jahreszeitcharakteristik deutlich. Der Fremdbezug der Kläranlage ist relativ konstant, mit einigen seltenen und kurzen Bezugsspitzen.



**Bild B.3.14: Tages- und Jahreszeitcharakteristik des Lastverhaltens für unterschiedliche Aggregationsbereiche**

Der Leistungsbedarf der Kläranlage beträgt bis zu 394 kW im Jahr (Bezugsjahr: 2014). In Bezug auf die regenerative Erzeugung der Kläranlage über zwei identische BHKW mit einer elektrischen Leistung von jeweils 80 kW<sub>el</sub>, lässt sich festhalten, dass die Erzeugungsleistung zwischen 0 und 160 kW schwankt und im Jahresmittel ca. 83 kW<sub>el</sub> beträgt. Die beiden BHKW werden gasgeführt gesteuert, sodass sich das Lastprofil aus dem Klärgasanfall und der Bewirtschaftung des Gasspeichers (800 m<sup>3</sup>) ergibt. Eine ausführliche Beschreibung des Flexibilitätsbausteins BHKW und der Betriebsweise der KA Radevormwald erfolgt in Kapitel B.3.3.1.

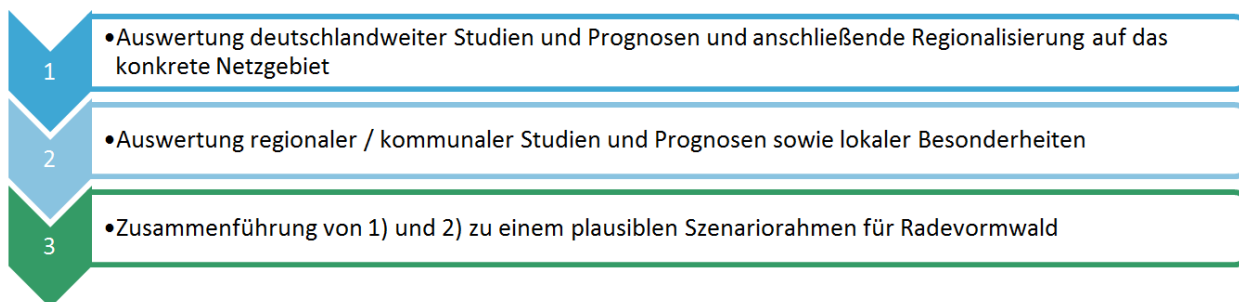
Hinsichtlich der Speicheroptionen im Zusammenhang zwischen Netz und Kläranlage lässt sich festhalten, dass es netzseitige jahres- und tageszeitliche Schwankungen im Bereich der Erzeugung, aber auch des Verbrauches gibt. Die bestehenden Speicheroptionen auf der Kläranlage können genutzt werden, um den Betrieb der BHKW im Zusammenhang mit externen Anforderungen betriebssicher umzusetzen.

#### B.3.1.4 Szenarien der Versorgungsaufgabe

Es wurden Ausbauszenarien für alle Erzeugungstechnologien für die Stützjahre 2025 und 2035 entwickelt und eine Analyse zur Entwicklung der Lastsituation im Netzgebiet Radevormwald durchgeführt. Um einen breiten Entwicklungskorridor abzudecken, wurden je Erzeugungstechnologie drei Szenarien festgelegt (Trendszenario sowie oberes und unteres Grenzszenario).

Methodisch wurde ein dreistufiges Vorgehen zur Festlegung der Szenarien gewählt (Bild B.3.15). Eine ausführliche Beschreibung der Methodik und der Eingangsdaten erfolgt im Anhang 2.

In der ersten Stufe wurde eine Vielzahl von relevanten Studien und Entwicklungsprognosen (Netzentwicklungsplan, Dena-Verteilnetzstudie etc.) ausgewertet und gegenübergestellt. Nach der anschließenden Auswahl eines Szenarienkorridders und der Regionalisierung auf Bundeslandebene (Nordrhein-Westfalen) wurde eine weitere Regionalisierung für das konkrete Versorgungsgebiet der Stadt Radevormwald durchgeführt.



**Bild B.3.15: Vorgehensweise zur Szenarientwicklung (Versorgungsaufgabe)**

Parallel zu der Top-Down-Betrachtung wurden regionale Potenzialflächen ermittelt (Auswertung Solarkataster, Windhöflichkeit etc.). Des Weiteren wurden regionalspezifische Studien und Zielsetzungen berücksichtigt.

Durch die Zusammenführung der zwei Analysepfade konnte ein plausibler Szenariokorridor entwickelt werden, der sowohl deutschlandweite Entwicklungen als auch regionale Spezifika abdeckt. Die resultierende Ausbauleistung für Radevormwald wird in Tabelle B.3.1 zusammengefasst.

**Tabelle B.3.1: Ergebniszusammenfassung DEA-Szenarien**

Technologie [MW]	Referenz	Unteres Grenzszenario		Trend-szenario		Oberes Grenzszenario	
	2013	2025	2035	2025	2035	2025	2035
Windenergie	11,50	11,94	12,37	17,29	21,18	19,95	28,11
Photovoltaik	3,60	5,31	5,91	6,08	7,18	7,18	10,16
Biomasse	0,16	0,16	0,16	0,16	0,63	0,63	0,63
Wasserkraft	1,82	1,82	1,82	1,98	2,03	2,15	2,24
Geothermie	-	-	-	-	-	-	-
KWK	0,16	0,16	0,14	0,17	0,16	0,18	0,17

Neben der Entwicklung des EE-Ausbaus wurde auch die Entwicklung der Lastsituation untersucht. Die Lastentwicklung ist durch eine Vielzahl von Einflussfaktoren mit teils gegenläufigen Trends geprägt. In der Analyse wurden die demographische Entwicklungsprognose für Radevormwald und die technologischen Aspekte betrachtet. Während mit einem Bevölkerungsrückgang von ca. 20% bis 2035 zu rechnen ist, werden gleichzeitig neue Verbrauchergruppen dem Energieträger Strom zugeordnet (z. B. Wärmepumpen und Elektrofahrzeuge). Diese gegenläufigen Entwicklungen führen zu der Annahme, dass die elektrische Lastsituation für den Betrachtungszeitraum in etwa konstant bleibt. Diese Annahme entspricht den Erwartungen bei der deutschlandweiten Entwicklung, wie sie beispielsweise beim Netzentwicklungsplan (genehmigt von der Bundesnetzagentur) angenommen wird.

Die entwickelten Szenarien fließen in die weiteren Konzeptuntersuchungen ein und bilden die Grundlage für die Festlegung der zukünftigen Versorgungsaufgabe bei der Zielnetzplanung.

### Fazit B.3.1

Die Kläranlage Radevormwald liegt in einer ländlichen Region in Nordrhein Westfalen. Sie zeichnet sich durch einen klassischen und damit repräsentativen Aufbau einer kommunalen Kläranlage aus. Der verfahrenstechnische Aufbau der Anlage bietet relevante Flexibilitätspotenziale vor allem in der biologischen Stufe, wenngleich die tageszeitlich und meteorologisch bedingten Belastungsschwankungen der Kläranlage erheblich sind.

Das Mittelspannungsnetz in Radevormwald umfasst sowohl städtisch und vorstädtisch geprägte Bereiche sowie ländliche Netzausläufer. Die dominierende Technologie bei der dezentralen Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energiequellen ist die Windenergie. Darüber hinaus sind im Netzgebiet Photovoltaikanlagen und Wasserkraftanlagen angeschlossen. Im Rahmen der entwickelten Szenarien wird im Wesentlichen von einem weiteren Ausbau der Windenergie- und Photovoltaik ausgegangen.

Hinsichtlich der Speicheroptionen im Zusammenhang zwischen Netz und Kläranlage lässt sich festhalten, dass es netzseitige jahres- und tageszeitliche Schwankungen im Bereich der Erzeugung, aber auch des Verbrauches gibt. Die bestehenden Speicheroptionen auf der Kläranlage können genutzt werden, um den Betrieb der BHKW in den Zusammenhang mit externen Anforderungen betriebssicher umzusetzen.

## B.3.2 Entwicklung technischer Anlagenkonzepte zur Umsetzung der Regelansätze

### B.3.2.1 Konzeption der Herstellung, Speicherung und Nutzung von Wasserstoff und Sauerstoff

#### B.3.2.1.1 Herstellung von Wasserstoff (H<sub>2</sub>)

Im energiewirtschaftlichen Kontext stellt die Komponente Wasserstoff eine Option für zukünftige Energiesysteme mit hohen Synergieeffekten und energetischen Vorteilen gegenüber Druckluft oder Pumpspeichern dar. Mit Hilfe der Wasserelektrolyse kann überschüssige elektrische Energie chemisch in Form von Wasserstoff gespeichert werden. Die Elektrolyse von Wasser besteht aus zwei Teilreaktionen, die an den beiden Elektroden (Kathoden- und Anodenräumen) ablaufen. Das Gesamt-Reaktionsschema lautet:



3,54 kWh/Nm<sup>3</sup> H<sub>2</sub> entspricht dabei 100 % des elektrischen Wirkungsgrads bzw. dem Brennwert von Wasserstoff. Der Heizwert von Wasserstoff beträgt 2,995 kW/Nm<sup>3</sup> H<sub>2</sub>, d. h. der Wirkungsgrad einer Wasserelektrolyse mit einer Betriebstemperatur < 100 °C kann, bezogen auf den Heizwert, nie größer als 84,6 % werden.

Für die Elektrolyse kommen die verschiedenen technischen Verfahren in Frage, die nachfolgend tabellarisch gegenübergestellt sind und im Anhang 3 näher beschrieben werden.

- Wasserelektrolyse mit alkalischen Elektrolyten
- PEM-Elektrolyse und Variante PEM „Hydraulischer Stack“
- Hochtemperatur-Wasserdampfelektrolyse



**Tabelle B.3.2: Vergleich der potenziellen technischen Elektrolyseverfahren für eine EE-Verwertung (Rasmuson, 2013), (Sternier und Stadler, 2014)), (eigene Bearbeitung)**

Daten	Einheit	Alkalische Elektrolyse	PEM-Elektrolyse (Proton-Exchange-Membrane)	Hochtemperatur-Wasserdampf-Elektrolyse
Entwicklungsstand	-	Erfahrung seit ca. 100 Jahren	Erfahrung seit ca. 13 Jahren, vereinzelt bis zu 40 Jahren	Labor
Typische Größe	m <sup>3</sup> /h	< 750 m <sup>3</sup> /h	< 225 Nm <sup>3</sup> /h	-
Elektrolyt	-	Lauge	Reinstwasser	Wasserdampf
Betriebsweise		Bevorzugt Nennbetrieb Teil- und Überlast möglich	Dynamischer Betrieb möglich	Hohe Betriebstemperaturen
Kaltstartdauer		Minuten / Stunden	Sekunden / Minuten	Stunden
Betriebstemperatur	[°C]	40 – 90 70 – 80 (Druckelektrolyse)	20 – 80	700 – 1000
Druck	[bar]	1 – 30	30 – 50 (100)	Ca. 30
<b>Reaktionen</b>				
Kathodenreaktion	-	2 H <sub>2</sub> O + 2 e <sup>-</sup> → H <sub>2</sub> + 2 OH <sup>-</sup>	2 H <sup>+</sup> + 2 e <sup>-</sup> → H <sub>2</sub>	H <sub>2</sub> O + 2 e <sup>-</sup> → H <sub>2</sub> + O <sub>2</sub> <sup>-</sup>
Ladungsträger	-	OH <sup>-</sup>	H <sup>+</sup>	O <sub>2</sub> <sup>-</sup>
Anodenreaktion	-	2 OH <sup>-</sup> → ½ O <sub>2</sub> + H <sub>2</sub> O + 2 e <sup>-</sup>	O <sub>2</sub> <sup>-</sup> → ½ O <sub>2</sub> + 2 e <sup>-</sup>	O <sub>2</sub> <sup>-</sup> → ½ O <sub>2</sub> + 2 e <sup>-</sup>
Wirkungsgrad	[%]	62 – 82	60 – 75	65 – 82
<b>Stackdesign</b>				
Aufbau	-	Bipolar, mit gestapelten Zellen	gestapelte Zellen	Kommerzielle Produktion noch nicht vorhanden
Aktive Zellfläche		0,1 – 4m <sup>2</sup>	25 – 1400 cm <sup>2</sup>	Bis 100 cm <sup>2</sup>
Stromdicht	[A/cm <sup>2</sup> ]	0,2 – 0,45	Bis zu 3,0	0,3 – 3,0
Zellspannung	[V]	<2,4	<2,2	
Zellen pro Stack	-	Bis zu 700	Bis zu 500	
Systemdesign	-	Laugenkreislauf (KOH) Leistungselektronik Gasseparatoren, -wäsche, Kompression, Feinreinigung	Ähnlich AEL, einfacheres Systemdesign, druckfeste Auslegung kein Laugenkreislauf keine Wäsche hohe Systemdrücke > 30 bar, in der Zukunft bis 100 bar	Bisher nur als Konzept, Kopplung mit HT-Quelle
Wasserstoffproduktionsraten je Stack	[m <sup>3</sup> /h]	1 – 760	0,01 – 225	Bisher größte Anlage: 5,7 m <sup>3</sup> /h bei 18 kW
Elektrische Leistung		5 kW – 3,4 MW	0,5 – 1200 kW	
Standzeiten inkl. Überholung	[a]	20 – 30	10 – 20	k. A.
Energie für Wasserstoff mit 5.0 Qualität bei 45 bar	[kWh <sub>el</sub> /m <sup>3</sup> H <sub>2</sub> ]	4,3 – 5,8	4,3 – 6,3	3,2
Teillastbereich	[%]	20 – 100	0 (10)-100	k. A.
Leistungsdichte	[W/cm <sup>2</sup> ]	Bis 1,0	Bis 7,0	
Investitionskosten Stand 2014	l <sub>0</sub> , [€/kW]	800 – 1500 Geschätzt 1850 – 3500	2300 – 3500	
Aufbau, Anlieferung		10 % l <sub>0</sub>	10 % l <sub>0</sub>	
Wartung, Betrieb, Versi-		4 % l <sub>0</sub> pro Jahr	1 – 2,5 % l <sub>0</sub> pro Jahr	

Daten	Einheit	Alkalische Elektrolyse	PEM-Elektrolyse (Proton-Exchange-Membrane)	Hochtemperatur-Wasserdampf-Elektrolyse
cherung				
Vorteile		Etablierte Technologie, keine Edelmetallkatalysatoren, hohe Langzeitstabilität, relativ niedrige Investitionskosten, Stacks kommerziell bis 500 Nm <sup>3</sup> /h	Hohe Stromdichten möglich, keine KOH-Lsg. Notwendig, Sichere Trennung zwischen Anode und Katode, einfacher Systemaufbau, gute Teillastfähigkeit, Stacks habe Fähigkeit zur Aufnahme von Überlasten, schnelle Kaltstart, Hochdruckbetrieb möglich	Hoher Wirkungsgrad
Herausforderungen	-	Erhöhung der Stromdichten, Ausweitung des Teillastbereiches, Systemgröße und Komplexität, Reduktion des Aufwands der Gasreinigung	Scale-up und Peripherie in den MW-Bereich (5 -10 MW pro Stack) Kostenreduktion durch Reduzierung der Zellen durch höherer Stromdichte mit effizienteren Membranen	Materialdegradation

Die PEM-Elektrolyse hat das größte Potenzial hinsichtlich der Anforderungen für zukünftige, dynamische Elektrolyseure bezogen auf den Ausgangsdruck des Wasserstoffs und die Stromdichte. Aufgrund der hydraulischen Verpressung ergibt sich ein optimierteres Wärmemanagement, wodurch höhere Stromdichten gefahren werden können. Somit ist mit dieser Technologie der niedrigste Footprint bezogen auf die Systemgröße und die Komplexität zu erreichen. Darüber hinaus zeichnet sich die PEM-Elektrolyse gegenüber der alkalischen Elektrolyse durch ihre dynamische Fahrweise aus.

Aus dem Grund, dass innerhalb des arrivee-Projektes eine schnell regelbare und hochdynamische Produktionsanlage benötigt wird, bietet die PEM-Technologie, die beste Alternative und das Produkt der Wahl. Für PEM-Elektrolyseure liegen keine kläranlagenspezifischen Anforderungen vor, so dass keine individuelle Anpassung der PEM-Elektrolyse erforderlich ist.

### B.3.2.1.2 Speicherung von Wasserstoff

Für die Wasserstoffspeicherung zur Nutzung von Regelenergie bzw. Überschussstrom ist eine möglichst verlustfreie und kostengünstige Speicherung erforderlich. Um Wasserstoff platz- und gewichteffizient zu speichern, kann er bis auf 1.000 bar verdichtet werden. Für viele chemische Prozesse wird Wasserstoff ohnehin in einer verdichteten Form benötigt. Da sich der Wasserstoff bei hohen Drücken nicht mehr wie ein ideales Gas verhält, hat diese Speicherform rein physikalische Grenzen. Anstatt mit der Van-der-Waals-Gleichung wird in technischen Anwendungen der Kompressibilitätsfaktor Z verwendet, die die Abweichung vom idealen Gas beschreibt.

**Tabelle B.3.3: Kompressibilitätsfaktor Z bei 20°C**

Druck [bar]	1,013	50	100	200	300	350	500	700	1000
Z	1	1,032	1,065	1,132	1,201	1,236	1,344	1,489	1,702

Bis ca. 400 bar lässt sich Wasserstoff sehr gut mit der obigen Tabelle darstellen. Unter 150 bar fallen die Abweichungen vom idealen Gas sehr gering aus, ab 150 bar muss mit einem Korrekturwert (Z) aufgrund der

entstehenden Abweichungen gerechnet werden. Die Konsequenz ist, dass das Speichervolumen nicht linear ist. Eine Verdoppelung des Speicherdrucks bedeutet keine Verdopplung der speicherbaren Gasvolumens.

Das Speichern von verdichtetem Wasserstoffgas ist gegenwärtig die einfachste, am weitesten verbreitete und effizienteste Speichertechnologie. Die Druckbehälter sind meistens in zylindrischer Form aus hochfesten Materialien gefertigt. Die Auslegung erfolgt u.a. nach Druckgeräterichtlinie AD 2000 Regelwerk und ist insbesondere bei Verwendung konventioneller Materialien nicht bezüglich ihres Gewichts optimiert.

### (1) Ortsfeste Speicher

Große Druckgasbehälter werden heute industriell in liegender und stehender Form gebaut. Nachfolgende Baugrößen haben sich in der Praxis etabliert.



Bild B.3.16: Große ortsfeste Druckgasbehälter für Industriekunden, 50 bar (Foto: Linde AG)

Tabelle B.3.4: Speicherspezifische Daten gängiger Druckgasbehälter

Behältervolumen geometrisch [m <sup>3</sup> ]	Behältergewicht Leer [t]	maximaler Speicherdruck [bar]	maximales Speichervolumen [Nm <sup>3</sup> ]	Speicherkapazität bezogen auf den Heizwert [kWh]
33	18	45	1485	4.455
50	24,5	45	2250	6.750
75	33	45	3375	10.125
95	41	45	4275	12.825
115	47	45	5175	15.525

### (2) Druckgasflaschen und Druckgasflaschenbündel

Für kleinere Speicherkapazitäten bieten sich Druckgasflaschen und Druckgasflaschenbündel an, die für die Fülldrücke 200 und 300 bar verfügbar sind.

Für Druckgasflaschenbündel werden Druckgasflaschen – wahlweise zur Aufnahme von 6, 8, 10, 12, 16 Druckgasflaschen - in einem Bündelgestell zusammengefasst und durch Rohrleitungen miteinander verbunden (Wystrach, 2016).

**Tabelle B.3.5: Speicherspezifische Daten gängiger Druckgasflaschen**

Geometrisches Volumen [L]	Fülldruck [bar]	Gasinhalt 15°C, 1bar	Außendurchmesser [mm]	Länge [mm]	Gewicht [kg]
20	200	4 m <sup>3</sup>	204	840	36,5
20	300	6 m <sup>3</sup>	229	835	40
33	300	10 m <sup>3</sup>	229	1065	55
50	200	10 m <sup>3</sup>	229	1515	65
50	300	15 m <sup>3</sup>	229	1535	77

**Tabelle B.3.6: Speicherspezifische Daten von Druckgasflaschenbündel**

Anzahl Flaschen	Fülldruck	Gasinhalt 15°C, 1bar	Abmessungen (L x B x H) [mm]	Leergewicht [kg]
12	200	128 m <sup>3</sup>	980 x 760 x 2000	1012
12	300	182 m <sup>3</sup>	980 x 760 x 2000	1131
16	200	171 m <sup>3</sup>	980 x 980 x 2000	1346
16	300	243 m <sup>3</sup>	980 x 980 x 2000	1506

**Bild B.3.17: 200 bar Flaschenbündel (links) und 300 bar Flaschenbündel (rechts) (Wystrach, 2016)**

### (3) Röhrenspeicher

Eine weitere Möglichkeit der Wasserstoffspeicherung kann mit Hilfe von Röhrenspeichern erfolgen. Der Einsatz von Röhrenspeichern bietet sich bei Speichervolumen zwischen Druckgasflaschenbündeln und ortsfesten Speichern an.

**Bild B.3.18: Bau des Erdgas-Röhrenspeichers bei Urdorf, Schweiz (Sternner und Stadler, 2014)**

Hierfür werden HFI (Hochfrequenz-Induktiv) längsnahtgeschweißte Stahlrohre verwendet, die ihre Verwendung unter anderem bei Gaspipelines haben. Mit Hilfe der auf diese Weise gefertigten Rohre lassen sich problemlos Speicherbehälter herstellen, die einem Betriebsdruck von bis zu 100 bar standhalten und im Gegensatz zu Untertagespeichern in nahezu jeder Region verwendet werden können. Diese Röhrenspeicher

lassen sich wiederum zu einem Bündel, z. B. in einer Stahlgerüstkonstruktion zusammenfassen, somit ist die Kapazität nur von der Gesamtlänge der Rohre abhängig (vgl. Tabelle B.3.7). (Sternier und Stadler, 2014).

**Tabelle B.3.7: Dimensionierung des Erdgasspeichers in Urdorf, Schweiz (Sternier und Stadler, 2014)**

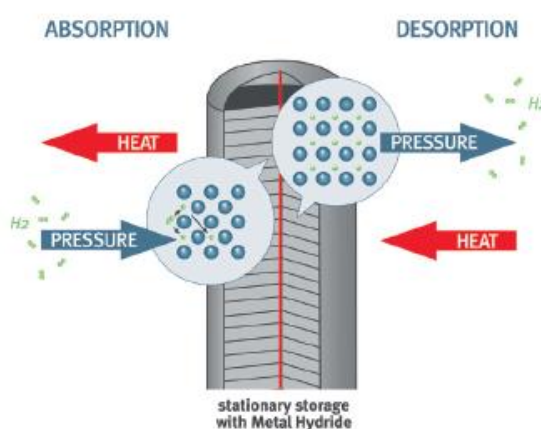
<b>Rohrdurchmesser</b>	1 400 mm
<b>Überdeckung der Speicherröhre</b>	2 m
<b>Rohrlänge gesamt</b>	4 140 m
<b>Geometrisches Volumen</b>	6 400 m <sup>3</sup>
<b>Maximaler Betriebsdruck</b>	100 bar
<b>Speicherkapazität</b>	574 000 m <sup>3</sup>

#### (4) Zukünftige Speichertechnologien

Nachfolgend werden zukünftige Speichertechnologien kurz skizziert, die sich derzeit noch in der Erprobung bzw. Entwicklung befinden.

##### Metallhydridspeicher

Bei Metallhydridspeichern erfolgt eine Einlagerung des gasförmigen Wasserstoffes in ein Metallgitter. Hierbei entsteht eine chemische Bindung. Um den eingelagerten Wasserstoff zu nutzen, muss dem Speicher Wärme von außen wieder zugeführt werden. Neuere Systeme arbeiten zwischen 60 °C und 90 °C. Vorteile dieser Systeme sind die niedrigen Betriebsdrücke von 20 bis 30 bar bei einer vergleichbar hohen Speicherdichte. Ein Nachteil dieser Systeme sind die derzeit noch hohen Eigengewichte (Lehmann und Luschinetz, 2014).



**Bild B.3.19: Funktion Hydridspeicher (GKN, 2017)**

##### LOHC Technologie (Liquid Organic Hydrogen Carrier)

Die dieselähnlichen Flüssigkeiten werden mit Wasserstoff angereichert (Hydrierung), der Wasserstoff wird so sicher unter Normalbedingungen gespeichert und bei Bedarf wieder abgegeben (Dehydrierung), z. B. für die Rückverstromung mittels Brennstoffzelle. Sowohl Hydrierung als auch Dehydrierung sind katalytische Reaktionen und finden unter Druck und bei erhöhter Temperatur statt.

LOHC lassen sich einfach transportieren und lagern. Sie sind bei Umgebungstemperaturen flüssig und drucklos speicherbar. Da keine Diffusionsverluste auftreten, kann der Wasserstoff auch längerfristig gespeichert werden, wobei der hierfür benötigte Platz gering ist (Areva, 2014).

#### **B.3.2.1.3 Nutzung von Wasserstoff**

Der erzeugte Wasserstoff kann nach einer Zwischenspeicherung (in Druck-, Flüssiggas- oder Metallhydridspeicher) auf unterschiedlichem Wege genutzt werden:

- Rückverstromung mittels Brennstoffzellen
- Rückverstromung durch Beimischung zum Klärgas on-site im BHKW der Kläranlage
- Einspeisung ins Erdgasnetz (Wasserstofftoleranz beachten), wenn vorhanden
- Aufbereitung zu Methan entweder separat biologisch oder katalytisch (Sabatier-Prozess)
- Nutzung für industrielle Prozesse
- Nutzung im Mobilitätssektor
- Nutzung in Form von Flexibilität

In Kontakt mit Luft bildet Wasserstoff bei einem Anteil von 4 % - 77 Vol. % ein explosives Knallgas (Schröder, 2002). Dies ist bei der Zwischenspeicherung und Verwertung vor Ort auf der Kläranlage zu berücksichtigen. Bei gegebenen Rahmenbedingungen kann der Wasserstoff in das Erdgasnetz eingespeist werden. Die Einspeisung von Wasserstoff in das Erdgasnetz ist aufgrund der Anforderungen an die Erdgasqualität jedoch nur begrenzt möglich (DVGW, 2011, 2013). Eine weitere Nutzungsmöglichkeit ist die Umwandlung von  $H_2$  unter Zugabe von  $CO_2$  in  $CH_4$ .

Ein wesentlicher Baustein im Rahmen von arrivee ist die Steigerung der Flexibilitätspotenziale auf der Kläranlage durch das Erschließen neuer Optionen unter Nutzung und Optimierung der vorhandenen Infrastruktur. Eine wesentliche Komponente dabei ist die temporäre Verwertung überschüssiger EE mit Hilfe eines Elektrolyseurs und der daran gekoppelten Wasserstofferzeugung.

Das Nutzungsspektrum von Wasserstoff ist sehr variabel. Der synthetisierte Wasserstoff kann sowohl für interne die Nutzung innerhalb der Kläranlagenprozesse als auch für externe Anwendungen bereitgestellt werden. Die internen Verwendungskonzepte umschließen die energetische Nutzung durch direkte Verbrennung des Wasserstoffs in einem separaten  $H_2$ -BHKW, die Beimischung zum Klärgas und einer anschließenden gemeinsamen Verbrennung im BHKW sowie für eine Methanisierung des Klärgasgemischs unter Verwendung von  $CO_2$  aus der Schlammfäulung. Die externen Hauptanwendungsgebiete beschränken sich auf

- Mobilität (Kraftstoff)
- industrielle Prozesse
- Einspeisung in das Erdgasnetz (Wärme)
- Rückverstromung im Allgemeinen, zentral oder dezentral

Für 2030 wird ein Wasserstoffbedarf von 20,9 Mrd.  $Nm^3$  prognostiziert. Durch eine Nachfragezunahme im Mobilitäts- und Rückverstromungsbereich wird bis 2050 ein steigender Wasserstoffbedarf von bis zu 44,55 Mrd.  $Nm^3$  erwartet. Durch Einspeisungen ins Erdgasnetz oder im Falle einer Substitution auch des zur Wärmeerzeugung Erdgases durch Wasserstoff kann ein Bedarf an Wasserstoff von bis zu 100 Mrd.  $Nm^3$  abgeschätzt werden (vgl. Tabelle B.3.8) (Noack et al., 2015).

Entscheidend für die Ziele der Energiewende wird die Sektorenkopplung sein. Das heißt die Vernetzung der drei Sektoren Elektrizität, Wärmeversorgung und Verkehr. Dies wird bei Power-to-X Technologien als Schlüsselkonzept betrachtet. Das Ziel ist der Aufbau eines energieeffizienten Gesamtenergiesystems und die Nutzung von Synergieeffekten der einzelnen Sektoren.

**Tabelle B.3.8: Wasserstoffbedarf gesamt (Noack et al. 2015)**

	2010	2015	2030	2050
<b>Wasserstoffbedarf gesamt (Mrd. <math>Nm^3</math>)</b>	22,5	19,3	20,9	44,55 (100 mit Wärme)

### (1) Energetische Nutzung im Wasserstoff-BHKW

Der Wasserstoff kann in einem speziell auf Wasserstoff ausgerichteten BHKW, nach den Erfordernissen des Kläranlagenbetriebs, verstromt werden. Gegenüber Brennstoffzellen hat eine Verstromung mit Wasserstoff den Nachteil eines geringeren Stromwirkungsgrades, aber den Vorteil einer größeren Lebensdauer und vor allem eines geringeren Investitionskostenaufwandes (Sternner und Stadler, 2014). Der elektrische Wirkungsgrad eines  $H_2$ -BHKWs liegt bei 39 % - 41 % (vgl. Tabelle B.3.9)(2G, 2014).



**Tabelle B.3.9: Leistungsdaten eines Wasserstoff-BHKWs von 2G (Grewe, 2012)**

<b>Elektrische Leistung [kW]</b>	80 – 120	250 – 360
<b>Elektrischer Wirkungsgrad [%]</b>	39 – 41	39 – 41
<b>Thermische Leistung [kW]</b>	86 – 122	270 – 365
<b>Thermischer Wirkungsgrad [%]</b>	42 – 41,5	42 – 41,5

**(2) Beimischung ins Klärgas**

Alternativ zur energetischen Nutzung im H<sub>2</sub>-BHKW kann der Wasserstoff dem Klärgas beigemischt und nach Zwischenspeicherung in Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen (KWK) in einem BHKW, nach Erfordernissen des Kläranlagenbetriebs, verstromt werden. Aus der Beimischung von Wasserstoff zum Klärgas ergeben sich Wirkungsgradvorteile sowie eine Verringerung von schädlichen Abgasbestandteilen (Eichert und Jarnovics, 2013). Eine Beimischung von Wasserstoff zum Klärgas ist bis zu einem Anteil von 10 % H<sub>2</sub> möglich.

**(3) Methanisierungsprozesse**

Da eine Beimischung und Einspeisung des Wasserstoffs ins Erdgasnetz bzw. eine Verbrennung im BHKW nur zu bestimmten Anteilen möglich ist, stellt die weitergehende Verwendung zur Produktion von CH<sub>4</sub> aus der Reaktion von H<sub>2</sub> mit CO<sub>2</sub> einen Lösungsansatz zu dieser Problematik dar.

Unter „Methanisierung“ wird die Reaktion verstanden, bei der bei Kohlenstoffmonoxid oder Kohlenstoffdioxid in Methan umgewandelt wird. Dies kann biologisch oder chemisch-katalytisch umgesetzt werden (Sterner und Stadler, 2014). Vgl. Kapitel B.3.2.3.

**(4) Nutzung als Kraftstoff im Verkehrssektor**

Im Jahr 2010 bezifferte sich der Benzin- und Diesel-Kraftstoffverbrauch auf 67,263 Mio. m<sup>3</sup>. Davon gingen 69 % zu Lasten des Personenverkehrs und 31 % zu Lasten des Güterverkehrs. Durch die steigende Anzahl von Brennstoffzellen-Fahrzeugen (FCEV – Fuel Cell Electrical Vehicle) wird ein steigender Wasserstoffbedarf erwartet. Der mobilitätsseitig verwendete Wasserstoffverbrauch wird für das Jahr 2030 mit 5,6 Mrd. Nm<sup>3</sup> abgeschätzt. Es wird eine Steigerung bis zum Jahr 2050 auf 22,4 Mrd. Nm<sup>3</sup> erwartet (Tabelle B.3.10) (Noack et al., 2015).

**Tabelle B.3.10: Entwicklung der Verwendung von Wasserstoff im Mobilitätssektor (Noack et al., 2015)**

	2010	2015	2030	2050
<b>Mobilität</b> (Mrd. Nm <sup>3</sup> )	0,0	0,1	5,6	22,4
<i>davon Individualverkehr</i>			3,0 (1,8 Mio. FCEV)	18,0 (11 Mio. FCEV)

**(5) Nutzung von Wasserstoff im Erdgasnetz**

Langfristig kann Wasserstoff als Substitut für Erdgas oder als Ausgangsstoff für EE-Methan dienen. In diesem Fall koppelt sich der Wasserstoffabsatz an den Erdgasabsatz. Haushalte und Industrie stellen mit 70 % den größten Verbraucher, gefolgt vom Gewerbe, Handel und Dienstleistungen mit 14 %. Der Gesamterdgasabsatz im Jahr 2013 betrug 945 Mrd. kWh.

Bei einer Substituierung des Erdgases durch Wasserstoff in der Wärmeerzeugung ergibt sich, angelehnt an die Verbrauchswerte des Jahres 2013, bezogen auf den unteren Heizwert von 3,0 kWh/Nm<sup>3</sup> ein Bedarf von 56 Mrd. Nm<sup>3</sup> Wasserstoff (Noack et al., 2015).

**(6) Nutzung von Wasserstoff bei industriellen Großabnehmern**

Der weltweite Wasserstoffverbrauch wurde 2011 auf 900 Mrd. Nm<sup>3</sup> taxiert (Noack et al., 2015).

Im Rahmen des industriellen Großverbrauchs wird die Wasserstoffnutzung bis 2050 kontinuierlich sinken. Verantwortlich dafür sind u.a. zukünftig entfallende Raffinerieprozesse, bei denen Wasserstoff für die Entschwefelung von Diesel und Benzin eingesetzt wird (vgl. Tabelle B.3.11) (Noack et al., 2015).



**Tabelle B.3.11: Entwicklung des industriellen Wasserstoffbedarfs 2010 – 2050 (Noack et al., 2015)**

	2010	2015	2030	2050
<b>Industrie</b> (Mrd. Nm <sup>3</sup> )	22,5	19,2	18,3	15,0
<i>Ammoniak</i>	7,5	6,5	6,6	6,6
<i>Methanol</i>	3,5	4,2	4,1	4,0
<i>Raffinerien</i>	9,5	8,3	4,6	1,4
<i>Sonstige</i>	2,0	2,0*	3,0*	3,0*

\*Annahme

Analog dazu wird durch die politisch angestrebte Dekarbonisierung ein steigender Wasserstoffbedarf im Rahmen der C1-Kohlenstoffchemie erwartet. Kohlenstoffatome und Wasserstoffatome bilden die Grundlage für die Synthese von Kohlenwasserstoffketten. Hinsichtlich sinkender Verfügbarkeit von kohlenwasserstoffhaltigen Ausgangsprodukten besteht der industrielle Bedarf an Wasserstoff für die Herstellung von Industriegütern.

**(7) Nutzung zur Rückverstromung**

Annahmen gehen davon aus, dass im Jahr 2050 im Rahmen des Ausbaus der Wind- und Photovoltaikanlagen 21,45 TWh<sub>el</sub> von Elektrolyseanlagen aufgenommen werden müssen und demnach 7,15 Mrd. Nm<sup>3</sup> rückverstromt werden. Bis zum Jahr 2030 wird noch kein Bedarf an Wasserstoff zur Rückverstromung erwartet (Noack et al., 2015).

**(8) Nutzung für Flexibilitätsdienstleistungen**

Im Kontext der Novellierung des EEG wird für die Nutzung von erneuerbaren Energien ein erhöhter Bedarf an Regelleistung anfallen. Der Netzentwicklungsplan „Strom 2013“ geht für das Jahr 2033 von einer installierten Leistung fluktuierender EE aus Photovoltaik und Wind von jährlich 156 GW aus. Demgegenüber steht im Jahr 2015 ein mittlerer Wert von 75 GW. Durch den zunehmenden Bedarf an Regelenergie und durch steigende intermittierende EE-Strommengen erfolgt ein erhöhter Einsatz an Gaskraftwerken, da kurzfristig fehlende Leistungen im Stromnetz ausgeglichen werden müssen (Noack et al., 2015).

Elektrolyseanlagen mit Kavernen und Rückverstromung können weitere Leistung für den Regelenergiemarkt bereitstellen und so zusätzliche Einnahmen generieren.

**B.3.2.1.4 Herstellung von Sauerstoff**

Bei dem Elektrolyseverfahren entsteht als Nebenprodukt Sauerstoff. Dieser Sauerstoff ist in der Regel drucklos und mit Wasser gesättigt. In heutigen Industrie- und Power-to-Gas-Prozessen ist die Nutzung des so entstehenden Sauerstoffs nicht wirtschaftlich. Auf Kläranlagen könnte der Sauerstoff jedoch nach einer Aufbereitung und Verdichtung alternativ zur Unterstützung der Belüftung im Belebungsbecken oder für die Ozonierung verwendet werden (siehe Kap. B.3.2.1.6).

Für die Gewinnung größerer Mengen Sauerstoff bis ca. 10.000 Nm<sup>3</sup>/h bietet sich die Erzeugung mittels VPSA-Anlagen (Vacuum-Pressure-Swing-Adsorption) an.

**B.3.2.1.5 Speicherung von Sauerstoff**

Analog zur Wasserstoffspeicherung kann eine Speicherung von gasförmigen Sauerstoff ebenfalls in Druckgasflaschen bzw. Gasflaschenbündeln erfolgen. Die Abmessungen sind hierbei identisch.

Größere Mengen von Sauerstoff werden flüssig bei ca. -183°C in ortsfesten vakuumisolierten Tankanlagen gespeichert. Die Verdampfung in die Gasphase erfolgt in Rippenrohrverdampfern durch die Umgebungsluft ohne zusätzliche Energiequelle. Die Tanks sind mit einem geometrischen Volumen von 3.000 Liter bis 80.000 Liter verfügbar.

**(1) Gefahren bei der Handhabung von Sauerstoff**

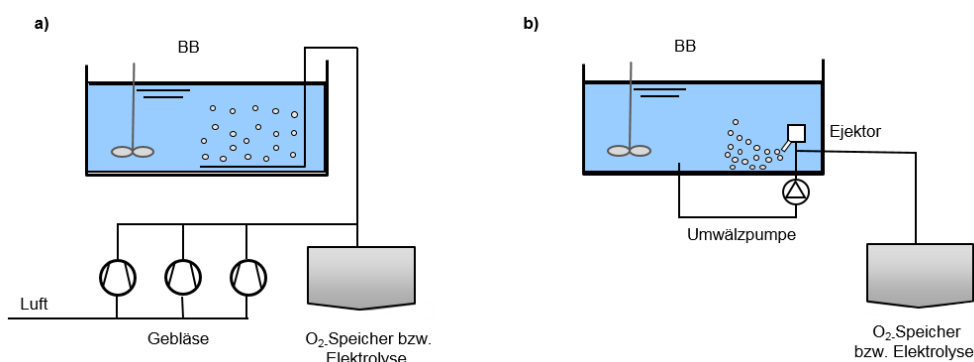
Besonders zu beachten ist das hohe Gefahrenpotenzial von Sauerstoff, insbesondere mögliche Explosionsgefahren.

Eine weitere Gefahrenquelle bei Sauerstoff ist eine adiabatische Verdichtung. Diese entsteht, wenn Sauerstoff unter hohem Druck schlagartig in ein System mit niedrigerem Druck gelangt. Prallt der Sauerstoff mit großer Geschwindigkeit auf einen Widerstand (z. B. Ventil, Armatur), steigt die Temperatur aufgrund der adiabatischen Verdichtung an, die wiederum eine Zündquelle darstellt.

### B.3.2.1.6 Nutzung von Sauerstoff

#### (1) Reinsauerstoffnutzung in der biologischen Stufe

Der produzierte Reinsauerstoff kann in der biologischen Stufe zur Deckung des erforderlichen Sauerstoffbedarfs eingesetzt werden. Da die Kläranlagen jedoch in der Regel bereits mit einem konventionellen Druckbelüftungssystem ausgestattet sind, ergeben sich systembedingte Restriktionen bei der Versorgung der biologischen Stufe mit Reinsauerstoff. Generell kann der Reinsauerstoff entweder über das bestehende Belüftungssystem zugemischt werden, oder es kann ein paralleles Belüftungssystem installiert werden (siehe Bild B.3.20).

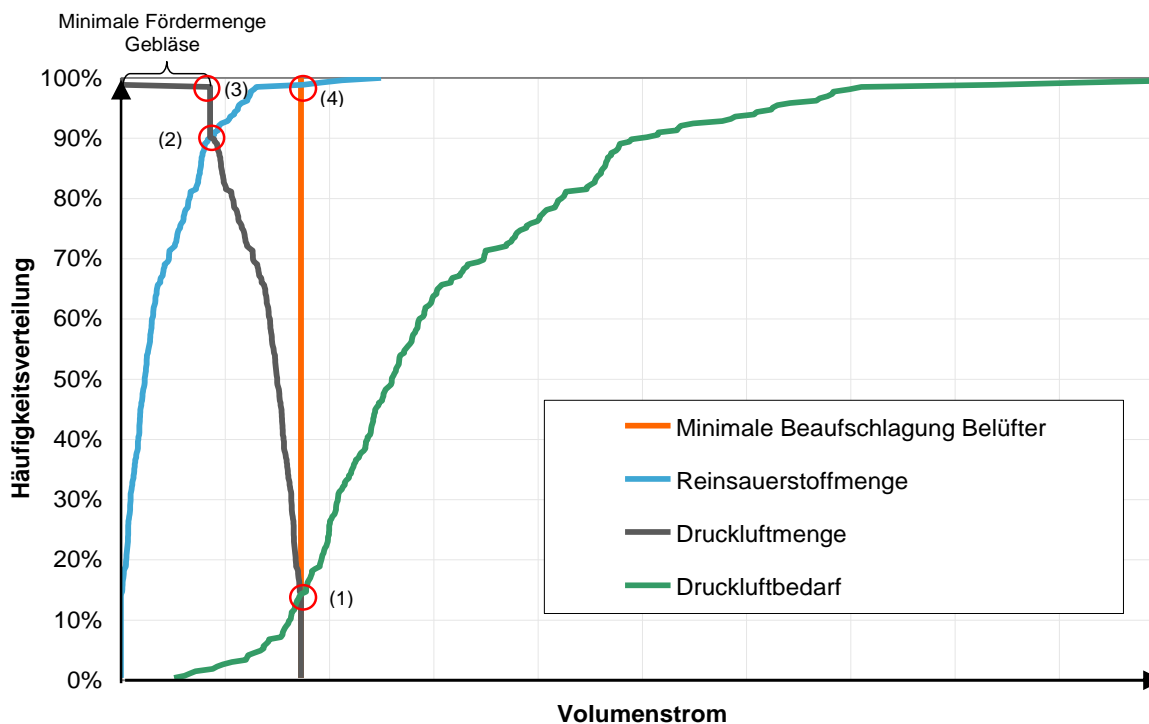


**Bild B.3.20: Reinsauerstoffzugabe in ein bestehendes Druckbelüftungssystem (a) und Eintrag mit einem Eintragungssystem für Reinsauerstoff (b)**

Bei dem Einsatz in Form einer Beimischung ergeben sich Restriktionen für die maximal mögliche beige-mischte Reinsauerstoffmenge aufgrund der Mindestbeaufschlagung der Belüfterelemente und der Mindestfördermenge der eingesetzten Verdichter, da die Belüftung auch für die Durchmischung im Belebungsbecken sorgt.

Zur Abschätzung der auf Kläranlagen für die Sauerstoffversorgung der biologischen Stufe einsetzbaren Reinsauerstoffmengen wurden drei Modellanlagen unterschiedlicher Größe und die im Rahmen von arrivee untersuchte Kläranlage Radevormwald betrachtet (Tabelle B.3.12 und Anhang 4). Im Mittel ist eine Beimischung von rund 30 % bezogen auf den Volumenstrom aus Reinsauerstoff und Druckluft möglich. Wird der Reinsauerstoffvolumenstrom auf die erforderliche Druckluftmenge (ohne Reinsauerstoffmenge) bezogen, ergibt sich ein möglicher Anteil von im Mittel 12 %.

In Bild B.3.21 ist qualitativ der mögliche beizumischende Reinsauerstoff in Abhängigkeit der vorhandenen Restriktionen (minimale Fördermenge der Gebläse, Mindestbeaufschlagung der Belüfter) für die Kläranlage Radevormwald für ein Jahr dargestellt. Es zeigt sich, dass eine vollständige Substitution der Druckluft durch Reinsauerstoff aufgrund der notwendigen Durchmischung nur bei maximalem Sauerstoffbedarf möglich ist.



**Bild B.3.21:** Verteilung des Sauerstoffbedarfs und berechnetes Potenzial zur anteiligen Reinsauerstoffbeimischung im Belebungsbecken. Berechnet für die KA Radevormwald auf Basis der Daten für das Jahr 2014

**Tabelle B.3.12:** Sauerstoffbeimischung in Abhängigkeit von der Anlagengröße

Kläranlagen- größe EW =	Reinsauerstoffmenge			Druckluftmenge			Gesamtmenge		
	85- Perzentil	<b>50- Perzentil</b>	15- Perzentil	85- Perzentil	<b>50- Perzentil</b>	15- Perzentil	85- Perzentil	<b>50- Perzentil</b>	15- Perzentil
	[Nm <sup>3</sup> /h]	[Nm <sup>3</sup> /h]	[Nm <sup>3</sup> /h]	[Nm <sup>3</sup> /h]	[Nm <sup>3</sup> /h]	[Nm <sup>3</sup> /h]	[Nm <sup>3</sup> /h]	[Nm <sup>3</sup> /h]	[Nm <sup>3</sup> /h]
20.000 E	244	<b>95</b>	9	270	<b>305</b>	391	514	<b>400</b>	400
50.000 E	580	<b>266</b>	66	686	<b>686</b>	814	1.265	<b>952</b>	880
150.000 E	1.700	<b>822</b>	195	1.238	<b>1.818</b>	2.445	2.938	<b>2.640</b>	2.640

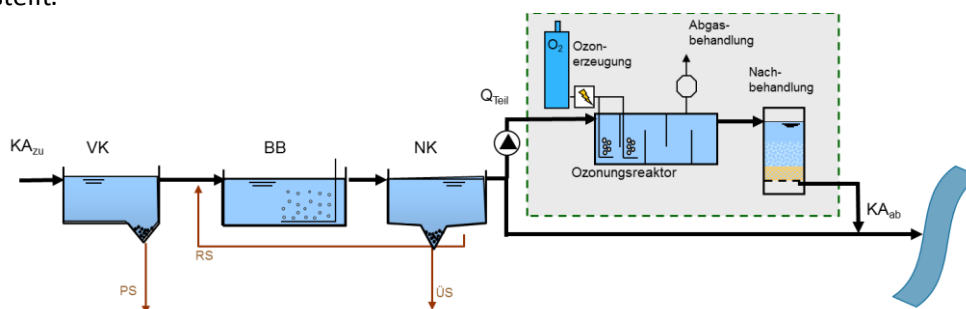
Kläranlagen- größe EW =	Mischungsverhältnis ( $Q_{O_2}/Q_{ges}$ )			Druckluft Einsparung		
	85- Perzentil	<b>50- Perzentil</b>	15- Perzentil	85- Perzentil	<b>50- Perzentil</b>	15- Perzentil
	-	-	-	-	-	-
20.000 E	47%	<b>24%</b>	2%	81%	<b>60%</b>	10%
50.000 E	46%	<b>28%</b>	8%	80%	<b>65%</b>	28%
150.000 E	58%	<b>31%</b>	7%	87%	<b>68%</b>	28%

Die Nutzung von alternativen Reinsauerstoffeintragungssystemen wurde beispielhaft für die speziell für Reinsauerstoffbegasung ausgelegte Ejektorbelüftung untersucht. Bei dem Einsatz von Ejektoren wird der Sauerstoffbedarf vollständig über Reinsauerstoff abgedeckt. Die Durchmischung wird durch Umwälzpumpen sichergestellt. Zur Überprüfung der Eignung einer Sauerstoffbegasung über Ejektoren wurden Richtpreisangebote für die drei betrachteten Modellkläranlagengrößen eingeholt. Bei der Auswertung der Angebote zeigte sich, dass die Systeme über eine sehr gute Sauerstoffausnutzung verfügen, die Umwälzpumpen allerdings einen ähnlichen Energiebedarf wie konventionelle Gebläse aufweisen. Der Vorteil der guten Sauerstoffausnutzung und die potenzielle Einsparungen bei der Bereitstellung von Druckluft werden durch die benötigte Umwälzenergie neutralisiert. Aufgrund des Energiebedarfs der Pumpen und die Notwendigkeit, ein alternatives Belüftungssystem aufzubauen, kann die Ejektorbelüftung nicht als wirtschaftliche Lösung

dargestellt werden. Daher ist die Beimischung des anfallenden Sauerstoffs in das vorhandene Belüftungssystem die zu bevorzugende Möglichkeit für den Einsatz von Reinsauerstoff.

## (2) Nutzung für die Spurenstoffelimination

Der Reinsauerstoff kann ebenfalls als Ausgangsstoff für die Erzeugung von Ozon ( $O_3$ ) im Rahmen einer 4. Reinigungsstufe eingesetzt werden (Bild B.3.22). Ozon ( $O_3$ ) ist sehr instabil und muss daher direkt am Einsatzort erzeugt werden. Als Ausgangsstoff (Trägergas) dient Sauerstoff, entweder als Flüssigsauerstoff oder in Form von vorgetrockneter Luft. Der erforderliche Ozonbedarf ist abhängig von der zu behandelnden Wassermenge und der jeweiligen Abwassermatrix. Die Ozondosis schwankt bei kommunalen Kläranlagen in Abhängigkeit von der organischen Hintergrundbelastung zwischen  $2,50 \text{ g}_{O_3}/\text{m}^3$  bis  $15,0 \text{ g}_{O_3}/\text{m}^3$  (Pinnekamp et al., 2011; Pinnekamp et al., 2015). Mit der Nutzung des Reinsauerstoffs aus dem Betrieb der Elektrolyse kann  $0,04 \text{ kWh}_{el}$  pro  $\text{m}^3$  behandeltem Abwasser für die Herstellung und den Transport des Flüssigsauerstoffs vermieden werden (Pinnekamp et al., 2015). In Tabelle B.3.13 ist der erforderliche Reinsauerstoffbedarf für die Ozonherstellung in Abhängigkeit von der organischen Hintergrundbelastung und der Anlagengröße dargestellt.



**Bild B.3.22:** Konzept zur Reinsauerstoffnutzung zur Ozonherstellung für die 4. Reinigungsstufe

**Tabelle B.3.13:** Erforderlicher Reinsauerstoffbedarf für die Ozonherstellung in Abhängigkeit von der Hintergrundbelastung und der Anlagengröße

Ozondosierung (in Abhängigkeit $c_{DOC,NKab}$ ) [ $\text{mgO}_3/\text{l}$ bzw. $\text{mg DOC/l}$ ]	Anlagengröße $EW_{Ausbau}$ [E]	Sauerstoffbedarf		
		min [ $\text{m}^3\text{O}_2/\text{h}$ ]	mittel [ $\text{m}^3\text{O}_2/\text{h}$ ]	max [ $\text{m}^3\text{O}_2/\text{h}$ ]
3,5 $\text{mg O}_3/\text{l}$ / 5 $\text{mg DOC/l}$	20.000	1,64	3,94	6,41
	50.000	4,11	9,86	15,09
	58.000	4,77	11,44	17,35
	150.000	12,32	29,58	43,13
7 $\text{mg O}_3/\text{l}$ / 10 $\text{mg DOC/l}$	20.000	3,29	7,89	12,82
	50.000	8,22	19,72	30,19
	58.000	9,53	22,87	34,70
	150.000	24,65	59,15	86,27
10,5 $\text{mg O}_3/\text{l}$ / 15 $\text{mg DOC/l}$	20.000	4,93	11,83	19,24
	50.000	12,32	29,58	45,28
	58.000	14,30	34,31	52,06
	150.000	36,97	88,73	129,40

## B.3.2.2 Herstellung, Speicherung und Nutzung von Druckluft

### B.3.2.2.1 Herstellung von Druckluft

Die Erzeugung von Druckluft erfolgt mittels Kompressoren (Verdichter). Hierbei wird die Umgebungsluft von den Kompressoren angesaugt und auf einen höheren Druck verdichtet, wodurch Druckluft nichts anderes ist als verdichtete atmosphärische Luft.

Bei der Druckluftherzeugung wird grundsätzlich zwischen zwei Verdichtungsprinzipien unterschieden: dynamische Verdichtung und Verdichtung nach dem Verdrängerprinzip.

Kompressoren, die nach dem Prinzip der dynamischen Verdichtung arbeiten, beschleunigen die Luft in der Regel mit einem Laufrad und bremsen die Luftmassen mit einem Leitrad wieder ab. Hierdurch wird die Luft im ersten Schritt beschleunigt und im nachfolgenden Schritt verdichtet. Beschleunigung und Abbremsung von Luftmassen machen eine Auslegung nach den durchschnittlichen – Extremwerte sind zu berücksichtigen – Umgebungsbedingungen zwingend notwendig. Eine Spitzenlastauslegung führt zu einer zu hohen Anlagengröße und einhergehender Unwirtschaftlichkeit. Ansaugtemperatur, Luftdruck sowie die Feuchtigkeit der Luft haben einen großen Einfluss auf die Leistung. Typische Kompressoren mit diesem Verdichtungsprinzip sind bspw. Turbokompressoren.

Im Unterschied zu den dynamischen Verdichtern haben Kompressoren, die nach dem Verdrängerprinzip arbeiten, einen definierten Verdichtungsraum, der sich nach dem Ansaugen der Luft vollständig schließt. Das Volumen wird im nachfolgenden Arbeitsschritt unter Kräfteinwirkung verringert, wodurch die Luft verdichtet wird. Innerhalb dieses Verdichtungsprinzips wird wiederum in Kolben- sowie Rotationsverdichter unterschieden (Bierbaum und Hütter, 2004).

### **B.3.2.2.2 Druckluftaufbereitung**

Für die Erzeugung von Druckluft saugen Kompressoren Umgebungsluft und somit auch Verunreinigungen (auch Öle) an. Aufgrund der Verdichtung wird diese Verunreinigung auf ein Vielfaches konzentriert. Bei einer Verdichtung auf 8 bar erhöht sich die Konzentration um das 9-fache (8 barg = 9 bar absolut). Zusätzlich zu den angesaugten Verunreinigungen können noch zusätzlich Schmieröl und Abriebteilchen aus dem Kompressor in die Druckluft gelangen. Nicht zu vernachlässigen ist außerdem das in der Druckluft befindliche Wasser. Bei der Komprimierung der Umgebungsluft fällt lediglich ein Teil des enthaltenen Wassers aus, das nicht mehr gespeichert werden kann, wodurch die relative Feuchtigkeit der komprimierten Luft auf 100 % steigt. Es lässt sich hieran sehr gut erkennen, dass eine entsprechende Druckluftaufbereitung unabdingbar ist. Schäden sind sowohl an Leitungsnetzen, den Verbrauchern als auch am Endprodukt zu erwarten. Enthaltene Partikel, die sich mit Fetten und Ölen zu einer Schleifpaste bilden können, haben eine verschleißfördernde Wirkung. Sie können jedoch auch gesundheitsschädlich sein, beispielsweise bei einer Verwendung in der Medizintechnik. Sind Öle in der Druckluft enthalten, so kann dies zu Verklebungen bzw. Verharzungen in dem Druckluftsystem führen. Bei einer Verwendung in der Lebensmittelindustrie sowie in der pharmazeutischen Industrie sind Öle ebenso wenig erwünscht. Ist eine große Menge Wasser in der Druckluft vorhanden, so kann dies zu Korrosionsschäden führen.

Ein weiterer wichtiger Grund für die Aufbereitung der Druckluft ist die Erzeugung einer definierten Druckluftqualität. Ohne eine entsprechende Aufbereitung kann keine Aussage über die Qualität der erzeugten Druckluft getroffen werden (Bierbaum und Hütter, 2004). Die Druckluftqualität ist zudem abhängig von der Qualität der angesaugten Umgebungsluft.

### **B.3.2.2.3 Speicherung von Druckluft**

Druckluftbehälter werden entsprechend der Liefermenge des Verdichters, dem Regelsystem und dem Druckluftverbrauch dimensioniert. Sie dienen gleichzeitig der Druckluftspeicherung, um eine schwankende Druckluftentnahme im Netz auszugleichen und als Pulsationsdämpfer insbesondere bei Kolbenkompressoren, die aufgrund ihrer Funktionsweise einen pulsierenden Volumenstrom erzeugen. Druckluftbehälter sind bei einem dauerhaften Einsatz nur mit Kompressoren im Ein- und Ausschaltbetrieb zu betreiben. Die Druckschwankungen dürfen 20 % des maximalen Betriebsdruckes nicht überschreiten. Bei Nichtbeachtung kann dies mit der Zeit zu Ermüdungsbrüchen in den Schweißnähten führen. Lassen sich größere Druckschwankungen nicht vermeiden, so ist der Druckluftbehälter speziell dafür auszulegen.

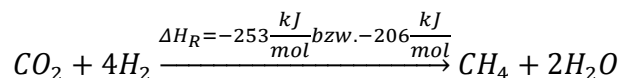
Druckluftbehälter sind standardmäßig in Größen 90 Liter - 10.000 Liter am Markt verfügbar, wobei die maximalen Betriebsdrücke je nach Volumen zwischen 11, 16, 45 oder 50 variieren.

Die Speicherkapazitäten von Druckluft mit Drücken von 10 bar - 13 bar liegen im Bereich der Kurzspeicher (Minutenspeicher). Bei der Nutzung von Druckluft im Kontext von Kläranlagen müssen Drücke im Mitteldruckbereich (45 bar) realisiert werden, um längere Speicherperioden zu gewährleisten. In diesem Zusam-

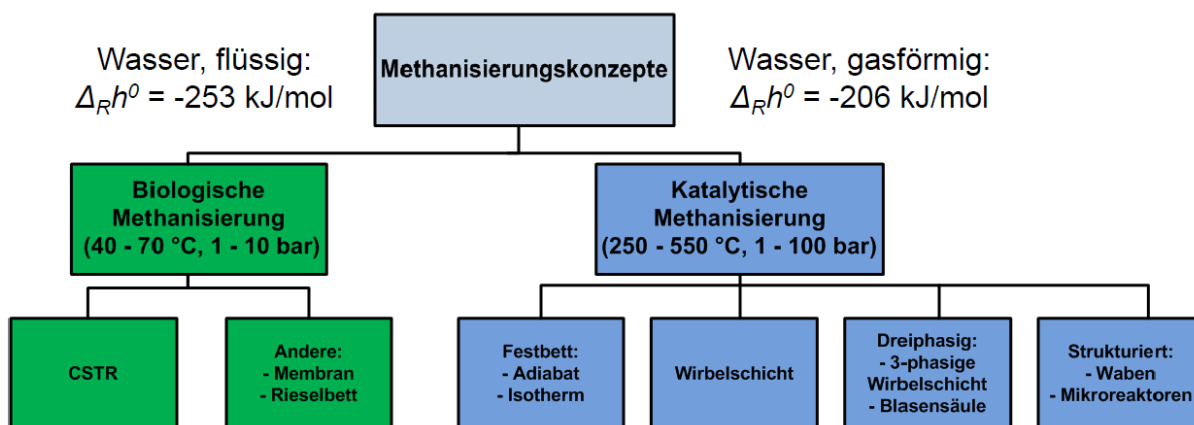
menhang bietet sich an, die Druckluft während Phasen niedriger Spotmarktpreise zu produzieren, sie zwischenspeichern und in den Phasen zu nutzen, in denen hohe Spotpreise gehandelt werden (Bierbaum und Hütter, 2004).

### B.3.2.3 Steigerung der Methanzahl zum Beispiel durch biologische Methanisierung

Die exotherme Reaktion der Methanisierung beschreibt die Umwandlung von  $H_2$  und  $CO_2$  zu  $CH_4$  und  $H_2O$ . Die Edukte  $H_2$  und  $CO_2$  werden hierbei äquivalent nach der sogenannten Sabatier-Reaktion zu  $H_2O$  und  $CH_4$  umgesetzt:



Generell ist zwischen zwei grundlegenden Konzepten zu unterscheiden (vgl. Bild B.3.23).



**Bild B.3.23: Übersicht der unterschiedlichen Methanisierungskonzepte (Mörs et al., 2015)**

Die katalytische, meist nickelbasierte Umwandlung, läuft bei Temperaturen zwischen 300 und 500°C und Drücken größer 10 bar ab. Sie zeichnet sich durch ein hohes Temperaturniveau (gute Nutzung der Reaktionswärme möglich), hohen Reaktionsgeschwindigkeiten und damit kleine Reaktorgrößen sowie ihre bereits kommerziellen Verfügbarkeit aus (Mörs et al., 2015).

Als weiteres Methanisierungskonzept ist die biologische Methanisierung zu nennen, welche sich als das für arrivee vielversprechendste System zur Aufbereitung des Faulgases zu hochreinem Methan herausgestellt hat. Das Prinzip der biologischen Methanisierung beruht auf der mikrobiologischen Umsetzung von Kohlenstoffdioxid und Wasserstoff zu Methan (Methanogenese) durch Mikroorganismen (Archaeen). Bei der biologischen Methanisierung übernehmen die Mikroorganismen die Rolle des Katalysators bei deutlich geringeren Temperaturen zwischen 40- 70 °C. Die Vorteile liegen in der Toleranz gegenüber Verunreinigungen der Einsatzgase (z. B. Schwefelkomponenten, Sauerstoff, Ammoniak), welche in der Regel beim Faulgas keine Aufbereitung benötigen und ihrer generellen Robustheit sowie gutem Lastwechselverhalten (Dröge und Pacan, 2017; Mörs et al., 2015). Außerdem eignet sich die biologische Methanisierung prinzipiell eher für kleine Anlagengrößen, wozu Kläranlagen gehören, und bietet großes verfahrenstechnisches Optimierungspotenzial (Mörs 2015), welches auf die sehr unterschiedlichen Randbedingungen von Kläranlagen gut angepasst werden kann.

**Tabelle B.3.14: Vergleich biologische und katalytische Methanisierung (Graf et al., 2014)**

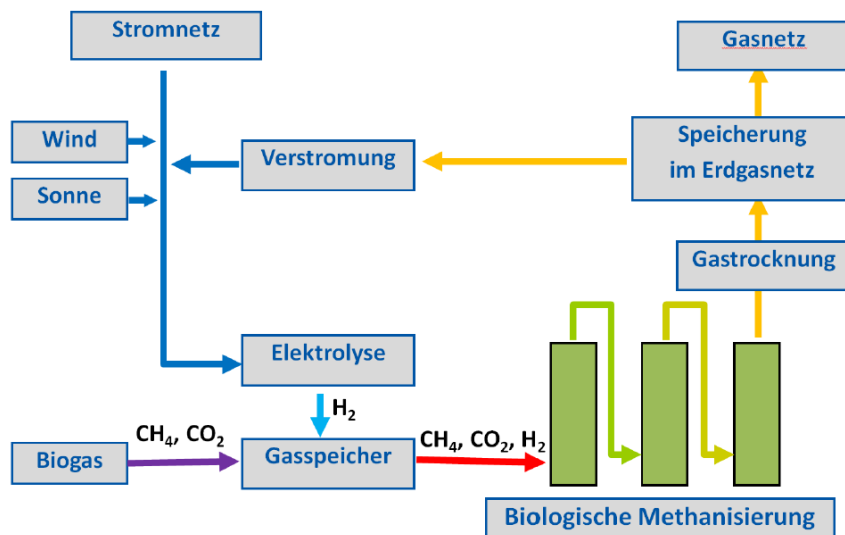
	Biologische Methanisierung	Katalytische Methanisierung
Katalysator	Enzyme der Mikroorganismen	Ni-basiert,
Reaktor Betriebsweise	Rührkessel isotherm	Festbett, Wirbelbett, Blasensäule, Waben. Adiab. isotherm, polytrop.
Temperatur	40- 70 °C	300- 500 °C
Druck	> 1 bar	> 10 bar
Entwicklungsstand	Pilot- /Demo- Anlage	kommerziell
GHSV	< 110 h <sup>-1</sup>	500- 5.000 h <sup>-1</sup>
max. vol.- spez. Methanbildungsrate	67 l/(l*h)	1.000 l/ (l/h)
Limitierung	Gas- Flüssig- Stofftransport, Konzentration Mikroorganismen	Thermodynamik Blasensäule: Gas- Flüssig- Stofftransport
Erzeugung einspeisefähiges Gas (y <sub>CH<sub>4</sub></sub> , max > 95 mol-%)	möglich	möglich
Energieeffizienz PtG in %	58 %	70 %
Schwefeltoleranz	hoch	gering
Lastwechseltoleranz	flexible	mäßig flexibel
Hilfsstoffe	Nährstoffe, Pufferlösung	Katalysator
Bedarf an elektrische Prozessenergie in kWh/m <sup>3</sup> SNG (Einspeisedruck 16 bar)	0,4- 1,8	< 0,4
Nutzung Reaktorwärme	bedingt möglich	sehr gut möglich

Bei der biologischen Methanisierung kann zwischen zwei grundlegenden Ansatzpunkten unterschieden werden. Zwischen der biologischen Methanisierung integriert in die Biogaserzeugung (in-situ) und der biologischen Methanisierung von Rohbiogas in einem separaten Methanisierungsreaktor mit einer speziellen Reinkultur (ex-situ). Letzteres umgeht das Problem einer möglichen Prozesshemmung der Biogasbildung und problematischen Einbringung des Wasserstoffs. Hieraus ergibt sich der Vorteil, dass die separierte biologische Methanisierung von Rohbiogas Optionen zur individuellen Anpassung bietet, da sie nicht an die Prozessbedingungen der Faulgaserzeugung geknüpft ist und damit auch einen geringeren Eingriff auf der Anlage bedeutet. Die Methanbildungsrate ist dabei abhängig von der Art der verwendeten Reinkultur.

Auf der Kläranlage Schwandorf wurden Versuche im bestehenden Faulbehälter (in-situ) durchgeführt, um durch die Zugabe von H<sub>2</sub> und speziellen methanogenen Bakterienstämmen den Methangehalt zu erhöhen. Die Vermutung, dass durch den erhöhten Wasserstoffanteil der Fermentationsprozess vermindert oder zum Erliegen kommt, konnte nicht festgestellt werden und es erfolgten keine messbaren negativen Auswirkungen. Allerdings konnte der Methangehalt nicht auf ein einspeisefähiges Niveau gebracht werden (Erhöhung von 60 auf 63 Vol.-%) (Sternner und Stadler, 2014).

Beim Verfahren im externen Reaktor ist die Steigerung der Methanzahl entkoppelt von der konventionellen Faulgasproduktion und kann unter optimierten und kontrollierten Bedingungen durchgeführt werden. Daraus ergeben sich die Vorteile eines hohen Wirkungsgrades und keiner Endprodukthemmung womit Methangehalte > 95 Vol.-% ohne Gasaufbereitung möglich sind (Dröge und Pacan, 2017), welches erst die Einspeisung ins Erdgasnetz ermöglicht. Des Weiteren konnte in (Dröge und Pacan, 2017) sowohl der lastflexible Betrieb als auch ein erfolgreiches Upscaling in den großtechnischen Betrieb einer externen biologischen Methanisierung gezeigt werden.





**Bild B.3.24:** Prinzip der biologische Methanisierung unter Einbeziehung von Biogas als CO<sub>2</sub>-Quelle (Dröge und Pacan, 2017)

Die Umsetzung des Systems in *arrivee* erfolgt im Rahmen von Konzept V (vgl. Kapitel B.3.3.2.2(9)). Informationen zum sehr komplexen Thema der Methanisierung, ein Vergleich der unterschiedlichen Verfahrenskonzepte sowie ökonomischen Betrachtungen können der Literatur entnommen werden: (Graf et al., 2014; Dröge und Pacan, 2017; Sterner und Stadler, 2014; Graf et al., 2014; Schmack, 2012).

### Fazit B.3.2

Die Herstellung von Wasserstoff kann über die gängigen Verfahren der Wasserelektrolyse mit alkalischen Elektrolyten, der PEM-Elektrolyse und der PEM-Elektrolyse mit hydraulischem Stack erfolgen. Da im Rahmen des *arrivee*-Projekts eine schnell regelbare und hochdynamische Produktionsanlage benötigt wird, bietet die PEM-Technologie die beste Alternative. Da für Elektrolyseure bislang keine Kläranlagenspezifischen Anforderungen vorliegen, wird keine individuelle Anpassung der Elektrolyse an die Kläranlage erforderlich. Für die möglichst verlustfreie und kostengünstige Wasserstoffspeicherung zur Nutzung von Regelenergie bzw. Überschussstrom bieten sich als Alternativen ortsfeste Speicher, Druckgasflaschen und Druckgasflaschenbündel oder Röhrenspeicher an. Langfristig bieten die LOHC Technologie und Metallhydridspeicher weitere Optionen für Speicherung von Wasserstoff. Den Wasserstoff zeichnet sein variables Nutzungsspektrum in industriellen Prozessen, der Nutzung im Mobilitätssektor und bei der Rückverstromung aus.

Bei der Elektrolyse entsteht als Nebenprodukt Sauerstoff. Dieser Sauerstoff ist in der Regel drucklos und mit Wasser gesättigt. In heutigen Industrie- und Power-to-Gas-Prozessen erscheint eine Nutzung des so produzierten Sauerstoffs als nicht wirtschaftlich. Nach einer Aufbereitung und Verdichtung kann der Sauerstoff auf Kläranlagen alternativ im Belebungsbecken oder für die Ozonierung verwendet werden. Analog zur Wasserstoffspeicherung kann eine Speicherung von gasförmigen Sauerstoff in Druckgasflaschen- /bündeln erfolgen. Die Abmessungen sind hierbei identisch. Für die Erzeugung von Druckluft saugen Kompressoren Umgebungsluft an. Druckluftbehälter werden entsprechend der Liefermenge des Verdichters, dem Regelsystem und dem Druckluftverbrauch dimensioniert, um die erzeugte Druckluft zu speichern. Diese wird in der Kläranlage in der biologischen Stufe verwendet, um aerobe Verhältnisse zu schaffen.

Für die Erzeugung von Druckluft saugen Kompressoren Umgebungsluft an. Druckluftbehälter werden entsprechend der Liefermenge des Verdichters, dem Regelsystem und dem Druckluftverbrauch dimensioniert, um die erzeugte Druckluft zu speichern. Diese wird in der Kläranlage in der biologischen Stufe verwendet, um aerobe Verhältnisse zu schaffen.

### B.3.3 Entwicklung eines gestuften Nutzungskonzepts zur Erschließung von Flexibilität auf Kläranlagen

An dieser Stelle werden die unterschiedlichen technischen Konzeptionen zur Bereitstellung von (ergänzenden) Flexibilitätspotenzialen auf Kläranlagen beschrieben. Ausgehend vom Status-Quo werden unterschiedliche Verfahrenskombinationen entwickelt, wobei die Verwertung der EE-Überschüsse im Rahmen der Konzepte jeweils unterschiedlich aufwändig erfolgt: Beginnend vom einfachen Stromverbrauch bis hin zur Erzeugung speicherfähiger und einspeisefähiger Produkte (Speichergase), die die bestehende Gasinfrastruktur nutzen und somit als Langzeitspeicher eine wichtige Speicherfunktion übernehmen können.

Die Komplexität der Anlagentechnik, aber auch die Nutzung und Verwertung vorhandener Ressourcen nimmt dabei stufenweise zu. Ziel ist es, die vorhandenen Ressourcen- und Infrastrukturvorteile der Kläranlage zu nutzen, um (EE-)Strom-Überschüsse direkt zu verwerten und/oder umzuwandeln und zeitlich versetzt vor Ort oder anderwärtig zu nutzen (speichern).

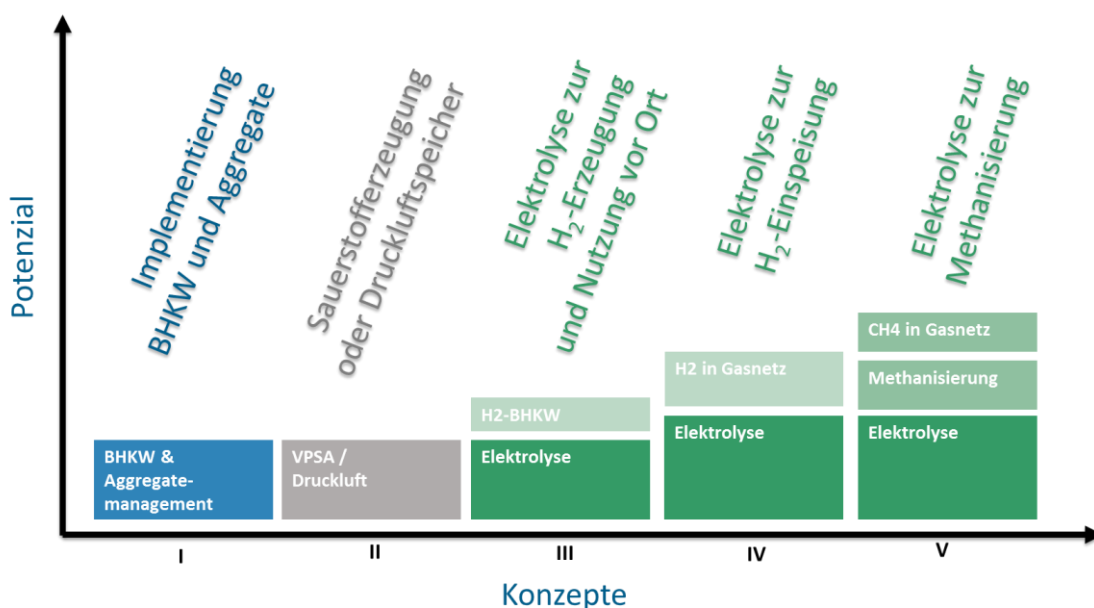
Dabei orientiert sich die Stufung weniger an der Gesamteffizienz des Systems als an der Erhöhung der Flexibilität / des Speicherpotenzials und der damit zunehmenden Komplexität. Die Effizienz des Systems ist immer dann gegeben, wenn EE-Stromüberschüsse zur Verwertung kommen, da auf diese Weise eine (Langzeit)-Speicherung bzw. Lastverschiebung ohne den Einsatz fossiler bzw. atomarer Rohstoffe realisiert werden kann.

Die Bewertung der Effizienz ist immer im Zusammenhang mit der Speicherfrage zu betrachten.

Die Stufen der verschiedenen Nutzungskonzepte sind wie folgt:

- Status-Quo (nicht flexibel)
- Status-Quo (flexibel)
- VPSA (Sauerstoffherzeugung zur Reinsauerstoffbeimischung) / Druckluft
- Wasserstoffherzeugung
- Methanisierung

Eine vorangegangene Nutzungsvariante kann ein mögliches „Modul“ für eine nachfolgende Variante sein bzw. beinhalten.



**Bild B.3.25:** Gestuftes Nutzungskonzept mit den relevanten Konzepten (I-V), nach (Gretzschel et al., 2016b)

Mit jeder Stufe nehmen die Anlagenflexibilität und damit das für die verschiedenen Märkte verfügbare Flexibilitätspotenzial zu. Gleichzeitig erhöhen sich die Speicherkapazität und insbesondere auch die Speicherdauer. So erlauben die letzten Stufen (H<sub>2</sub> Erzeugung bzw. CH<sub>4</sub>-Erzeugung) eine Einspeisung ins Erdgas-

netz und damit eine Langzeitspeicherung, wohingegen die erste Nutzungskonzeptstufe „nur“ eine markt-, netz- bzw. systemdienliche Lastverschiebung umfasst. Die Relevanz der Konzeptstufen III bis V ist in unterschiedlichen Studien aufgezeigt worden (Sterner et al., 2015a; Götz et al., 2016).

Das Gesamtsystem ist demnach immer dann effizient, wenn es im ersten Schritt die vorhandenen BHKW und Aggregate als Flexibilitätsoption einbezieht und parallel dazu bzw. zusätzlich die in den Konzepten II bis V vorgeschlagenen technischen Lösungen zur ergänzenden Verwertung von EE-Stromüberschüssen als Flexibilitätsoption aktiviert.

### **B.3.3.1 Aggregatemanagement<sup>8</sup>**

Als Aggregatemanagement wird nachfolgend das gezielte Nutzen der Kläranlagenaggregate zur Bereitstellung von Flexibilität unter Einbeziehung der kläranlagenspezifischen Randbedingungen bezeichnet. Hierbei wird unter Einhaltung der primären Aufgabe der Abwasserreinigung und Schlammbehandlung und einem vorausgesetzten energieeffizienten Betrieb der Anlagenteile ein methodisches Vorgehen vorgestellt, um freie Kapazitäten für einen flexiblen Betrieb kurzzeitig zu nutzen. Mit Hilfe des entwickelten Vorgehens, der entsprechenden Kennzahlen und Kontrollparametern sowie deren Überprüfung kann diese Managementstrategie als Hilfestellung zur Erfassung und Hebung von Flexibilitätspotenzialen auf Kläranlagen dienen.

Zur Entwicklung des Aggregatemanagements wurde neben einer umfassenden Bestandsaufnahme der Aggregate und der Energiedaten der Kläranlage Radevormwald Literatur zur Lastverschiebung analysiert. Es zeigte sich, dass überwiegend nur grobe Abschätzungen zu Lastverschiebungspotenzialen wasserwirtschaftlicher Anlagen vorliegen. Die Auswahl der Aggregate sowie deren Nutzen beziehen sich auf die subjektive Einschätzung der jeweiligen Autoren bzw. des Betreiberpersonals von Einzelanlagen. Über Abschaltzeiten der Aggregate wird auf ein Gesamtpotenzial extrapoliert (Berger et al., 2011; Müller et al., 2013; de Bruyn et al., 2014). In (Nowak et al., 2015) wurde darüber hinaus die biologische Stufe mit dem Ziel dynamisch simuliert, den Stromverbrauch der Kläranlage an die Erzeugung einer imaginären PV-Anlage anzupassen.

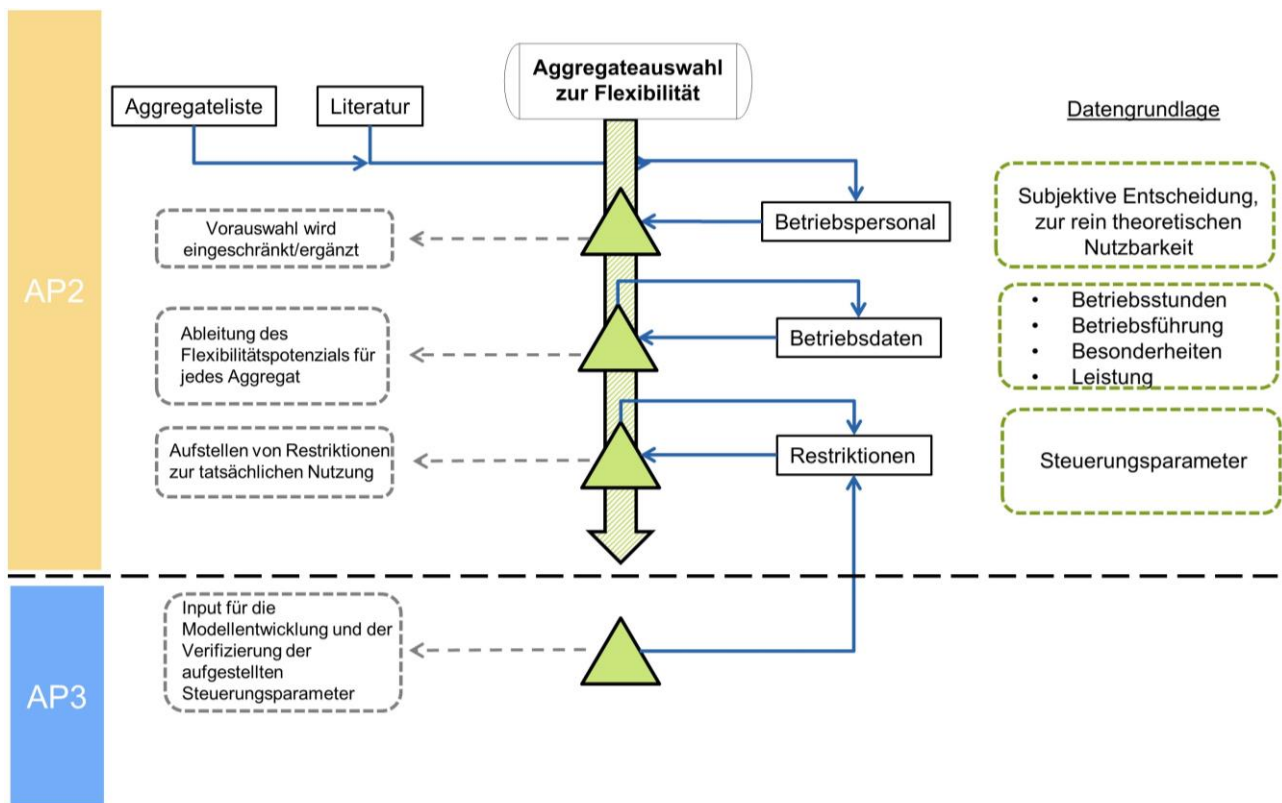
In der internationalen Literatur wird die generelle Eignung von Kläranlagen zur Demand Response bzw. Lastverschiebung unter gewissen Randbedingungen bestätigt (Aghajanzadeh et al., 2015). Des Weiteren wurden in (Thompson et al., 2010) Abschaltversuche für die Belüftung beschrieben. Eine Zusammenfassung der Literaturwerte zu den untersuchten Aggregatgruppen und deren Abschaltdauern sind Tabelle B.3.15 zu entnehmen. Ein gezieltes Vorgehen zur Identifikation, zur Überprüfung und zur Einbindung in den realen Betrieb mit entsprechenden Kontrollparametern ist nicht bekannt.

Im folgenden Kapitel wird die Flexibilität der einzelnen Aggregatgruppen anaerob stabilisierender Kläranlagen beschrieben. Es ist zu beachten, dass sich diese Aussagen nicht uneingeschränkt auf alle Kläranlagen übertragen lassen. Anlagenspezifische Randbedingungen und die jeweilige Belastungssituation können dazu führen, dass einzelne Aggregate oder Aggregatgruppen nicht als zu- oder abschaltbare Leistung zur Verfügung stehen. Bei der folgenden Beschreibung der Aggregate und Aggregatgruppen als Flexibilitätsbausteine erfolgt dies zunächst allgemein und wird nachfolgend anhand einer Analyse für die Pilotanlage Radevormwald verifiziert.

Insgesamt wurden für die Pilotanlage Radevormwald 10 Aggregate bzw. Aggregatgruppen identifiziert und ausführlich hinsichtlich ihres Flexibilitätspotenzials untersucht. Der Ablauf von der Identifikation bis zur Berechnung der Flexibilität sowie dem Aufstellen der Restriktionen ist vereinfacht in Bild B.3.26 dargestellt.

---

<sup>8</sup> Autor des Kapitels: M. Schäfer



**Bild B.3.26: Ablaufschema der Aggregateauswahl auf der Pilotanlage Radevormwald und Einbindung in die Arbeitspakete**

Grundlage dazu bildeten in einem ersten Schritt eine ausführliche Auswertung der in der Literatur aufgeführten, potenziell nutzbaren Aggregate (vgl. Tabelle B.3.15) sowie eigene Untersuchungen unter Einbeziehung des Betriebspersonals mehrerer Anlagen des Wupperverbandes. In einem zweiten Schritt wurde diese Vorauswahl mit dem Betreiber der Pilotanlage abgestimmt und unter Berücksichtigung der lokalen Randbedingungen neu bewertet.

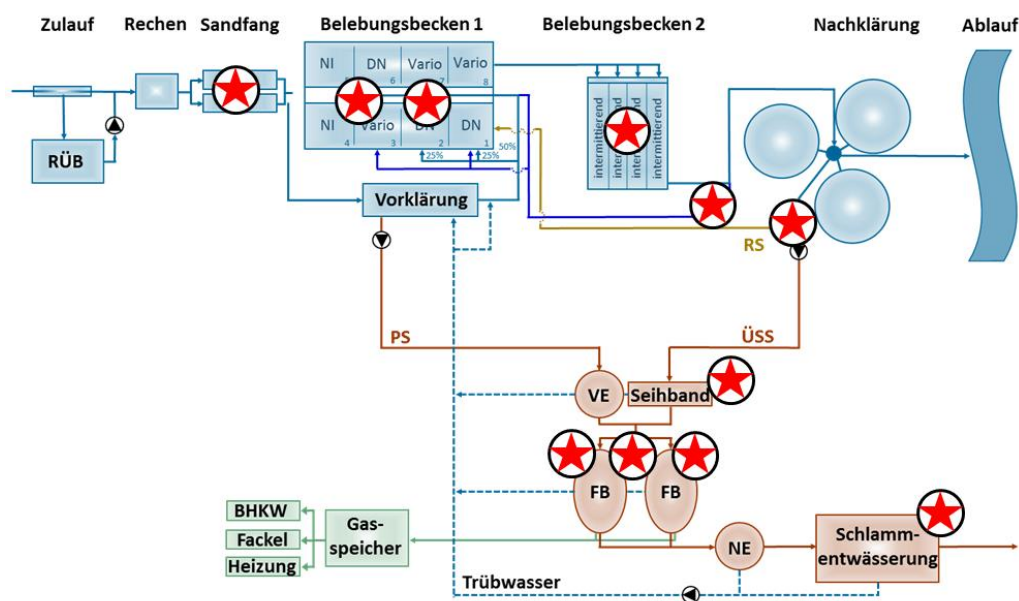
**Tabelle B.3.15: Abschaltzeiten verschiedener Aggregatgruppen nach Literaturstellen und eigener (Vor-) Untersuchungen (Schäfer et al., 2017b)**

Aggregatgruppe	Abschaltdauer					
	(Müller et al., 2013)		(de Bruyn et al., 2014)	(Nowak et al., 2015)	(Berger et al., 2011)	Eigene (Vor-) Untersuchungen*
	[min]	[min]	[min]	[min]	[min]	
	Tag	Nacht				
Hebewerk	15 - 30	30 - 60	5	30	Nutzbar (Schneckenpumpwerk)	-
Sandfang	30	30	5-15 (Räumer)	Nutzbar	-	<b>60</b>
Belüftung	30	60 - 120	15	60 - 120	15	<b>60<sup>5</sup></b>
Rezirkulation	-	-	15	Nutzbar	-	<b>60</b>
Rührwerke	15	30	5 - 15	10 - 15	-	<b>30</b>
RLS-Pumpwerk	60	120	5 - 15	60 - 120	-	<b>120<sup>5</sup></b>
Faulung	< 120 <sup>1</sup>	> 120 <sup>1</sup>	-	120 - 240 <sup>2</sup>	-	<b>&gt; 240<sup>4</sup></b>
Entwässerung/ Eindickung	>120 (Dekanter)	Nicht nutzbar	240 (Zentrifuge)	Nutzbar <sup>3</sup>	-	<b>120</b>

<sup>1</sup> Inklusive Pumpen, Rührwerke und Heizschlammumpfen.  
<sup>2</sup> Inklusive Pumpen und Rührwerke.  
<sup>3</sup> Inklusive Zentrifugen, Kammerfilterpresse, Schneckenpresse und Überschussschlammeindickung.  
<sup>4</sup> Inklusive Pumpen und Heizschlammumpfen.  
<sup>5</sup> Reale Abschaltversuche an 3 verschiedenen Kläranlagen durchgeführt.  
 \*Anhand von 3 verschiedenen Kläranlagen durchgeführt. Vgl. Kapitel B.3.4.1  
 Die Nutzung von Abwasserpumpen, Zulaufpumpen /-hebwerke und Zentrifugen wurden in (Thompson et al., 2010), (Aghajanzadeh et al., 2015) bestätigt.

Im Anschluss an die übergeordnete Kläranlagenbetrachtungsebene wurde eine detaillierte Analyse der einzelnen Aggregate vorgenommen. Hierbei wurden hochaufgelöste Daten für das Jahr 2014 zur Leistungsaufnahme (15-Minuten-Werte), den Betriebsstunden, der Betriebsführung und weiterer Randbedingungen aufgenommen, analysiert und hieraus das Flexibilitätspotenzial des jeweiligen Aggregates ermittelt. Die Daten eines ganzen Jahres wurden zu einem repräsentativen Tagesverlauf zusammengefasst. Darüber können auch jahreszeitliche Schwankungen in Bezug auf Wassermengen, Frachtmengen und andere saisonale Einflüsse über Mittelwerte abgemindert werden. Aufsummiert ergibt sich daraus eine Flexibilitätssummenlinie („Flexibilitätsband“) aller nutzbaren Aggregate mit dem entsprechenden Leistungspotenzial über den Tag verteilt (vgl. Bild B.3.38).

Die identifizierten und näher untersuchten Aggregate für die Pilotanlage Radevormwald sind in Bild B.3.27 dargestellt und werden nachfolgend im Detail beschrieben. Die entwickelten Restriktionen und Kontrollparameter sind sowohl als allgemeingültiger Vorschlag als auch mit den genutzten spezifischen Parametern der Pilotanlage angegeben.



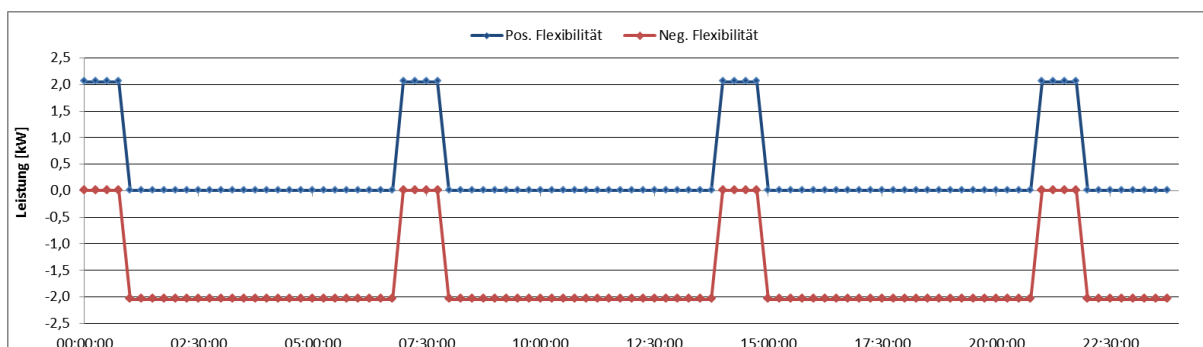
**Bild B.3.27:** Fließschema der KA Radevormwald mit Standorten der untersuchten Aggregate

### (1) Sandfang

Im Sandfang werden mineralische Feststoffe ab einer Korngröße von ca. 0,1 mm abgeschieden. In belüfteten Sandfängen wird die Abscheidung durch Sekundärströmung unterstützt. Dazu ist eine Belüftung des Sandfangs notwendig, die rund 3 % des Gesamtstromverbrauchs einer Kläranlage ausmacht. Die Möglichkeit zur Abschaltung der Sandfangebläse ist abhängig von der Zuflusssituation und der Abscheideleistung des betrachteten Sandfangs. Ebenso ist die mögliche Dauer der Abschaltung maßgeblich von der Zulaufmenge abhängig.

Der Sandfang der Kläranlage Radevormwald besitzt drei Sandfangebläse. Seit April 2014 werden die Sandfangebläse diskontinuierlich betrieben. Die Gebläse werden alle 6 Stunden für 1 h eingeschaltet. Somit laufen die Gebläse 4 h pro Tag. Ab einer Zulaufmenge von 500 l/s wird die zweite Sandfangstraße in Betrieb genommen und das zweite Gebläse zugeschaltet. Sandfangebläse werden üblicherweise kontinuierlich betrieben, aufgrund der hohen Aufenthaltszeit im Sandfang wird hier ein Intervallbetrieb durchgeführt. Diese Betriebsweise ist für kommunale Kläranlagen untypisch und eine Besonderheit der KA Radevormwald.

Zur Nutzung im Regelkonzept wird nur das Gebläse 1 berücksichtigt, da dieses als einziges Gebläse eine ständig nutzbare Flexibilität bietet. Aus der Betriebsweise ergibt sich eine Nutzung sowohl zur positiven als auch zur negativen Bereitstellung von Flexibilität (vgl. Bild B.3.28), welche durch den Intervallbetrieb möglich ist. Bei einem Dauerbetrieb wäre nur eine Nutzung durch Abschalten als ständige positive Flexibilität denkbar.



**Bild B.3.28:** Nutzare Flexibilität des Sandfangebläses der KA Radevormwald im mittleren Tagesverlauf

Zur Absicherung eines störungsfreien Betriebes werden die folgenden Regelparameter für den Sandfangbetrieb definiert:



**Tabelle B.3.16: Regelkriterien Sandfanggebläse**

Einfluss auf die Flexibilität	Vorgeschlagener Regelparameter	Pilotanlage
Zulaufwassermenge	$Q_{\text{Ist}} < Q_{\text{Grenz}} \text{ [l/s]}$	$Q_{\text{Ist}} < 500 \text{ [l/s]}$
Sedimentationsverhalten der organischen Substanzen	$t_{n-1} < x \text{ [h]}$	$t_{n-1} < 5 \text{ [h]}$

Die Flexibilitätsbereitstellung des Sandfangs wird über die hydraulische Belastung der Kläranlage ( $Q_{\text{Grenz}}$ ) begrenzt, um bei hohen Zulaufwassermengen eine gute Sandabscheidung zu gewährleisten. Die zweite Kenngröße stellt sicher, dass das letzte Belüftungsintervall nicht länger als x Stunden zurückliegt und verhindert ein Absetzen von organischem Material im Sandfang. Bei entsprechender Vorkenntnis einer geplanten Abschaltung, z. B. durch internes Lastmanagement, könnte die Belüftungszeit vorgezogen werden, um auch bei Verletzung der zweiten Regelgröße eine Nutzung zu ermöglichen.

## (2) Belüftung der Belebungsbecken

Zur Deckung des Sauerstoffbedarfs der Biomasse in den Belebungsbecken werden diese belüftet. Die Belüftung ist für ca. 38 % des Gesamtstromverbrauchs einer Kläranlage verantwortlich und somit der größte Energieverbraucher. Der Belüftungsbedarf in der biologischen Stufe ist abhängig von der Kohlenstoff- und Stickstofffracht im Zulauf. Je höher die Fracht im Zulauf ist, desto mehr Sauerstoff wird benötigt, um die chemischen Verbindungen zu oxidieren. Die Belastung weist sowohl einen Tages- als auch einen Wochengang auf. In Abhängigkeit von der Zulaufkraft und der  $\text{NH}_4\text{-N}$ -Konzentration im Ablauf der biologischen Stufe können die Gebläse, bzw. Teile der Gebläse ausgeschaltet werden. Voraussetzung dafür ist, dass die Möglichkeit zur teilweisen Abschaltung, beispielsweise durch mehrere betriebene Gebläse oder Gebläse mit reduzierbarer Leistung, gegeben ist und eine ausreichende Durchmischung ein Absetzen des Belebtschlammes verhindert.

Auf der KA Radevormwald bieten die Belüftungsaggregate der biologischen Stufe, welche rund die Hälfte des Gesamtenergieverbrauchs ausmachen, ebenfalls das größte Flexibilitätspotenzial. Der Sauerstoffeintrag in die beiden Belebungsbecken erfolgt über zwei Gebläsestationen. Die Leistung und Betriebsstunden der Gebläse sind in Tabelle B.3.18 aufgeführt. In Abhängigkeit des erforderlichen Luftbedarfs werden die FU-gesteuerten Gebläse zugeschaltet. Die Leistungsaufnahme der Gebläse wurde über die gemessene Frequenz und der zugehörigen Leistung abgeleitet. Die Leistung der Gebläse wurde über eine Leistungsmessung aufgenommen. Hiermit ergibt sich eine nutzbare Leistung für BB 1 zwischen 46,8 – 74,5 kW und für BB 2 zwischen 14,4 und 25,6 kW.

**Tabelle B.3.17: Leistung und Betriebsstunden der Gebläsestationen auf der KA Radevormwald**

Belebungsbecken 1	Gebläse 1	Gebläse 2	Gebläse 3
Leistung	90 kW	75 kW	55 kW
Betriebsstunden	6.027 h/a	2.036 h/a	3.940 h/a
Belebungsbecken 2	Gebläse 1	Gebläse 2	Gebläse 3
Leistung	75 kW	75 kW	75 kW
Betriebsstunden	3.120 h/a	3.049 h/a	2.667 h/a

Auf der Pilotanlage wurden Abschaltversuche mit den Gebläseeinheiten durchgeführt und es wurde eine potenzielle Nutzung zur Abschaltung, ohne Auswirkungen auf die Ablaufwerte, bestätigt (vgl. Kapitel B.3.4.1). Für die Flexibilitätsbereitstellung der Gebläse sind als wichtigste Regelgröße die Ammoniumkonzentrationen im Ablauf der Belebungsbecken zu berücksichtigen. Zusätzlich kann die Zulaufbelastung (z. B. in Form des CSB oder  $\text{NH}_4\text{-N}$ ) als Regelgröße berücksichtigt werden. Hiermit kann bei Stoßbelastungen ( $B_{\text{dCSB}} = C_{\text{CSB}} \times Q_{\text{zu}} < B_{\text{d,CSB,Grenz}}$  bzw.  $B_{\text{dNH}} = C_{\text{NH}} \times Q_{\text{zu}} < B_{\text{d,NH,Grenz}}$ ) ein Abschalten der Gebläse verhindert werden. Alternativ könnte die Zulaufwassermenge als Regelparameter hinzugezogen werden, allerdings könnten hierbei viele Zeiträume mit geringer Zulaufkraft (Verdünnungseffekt) nicht berücksichtigt werden.

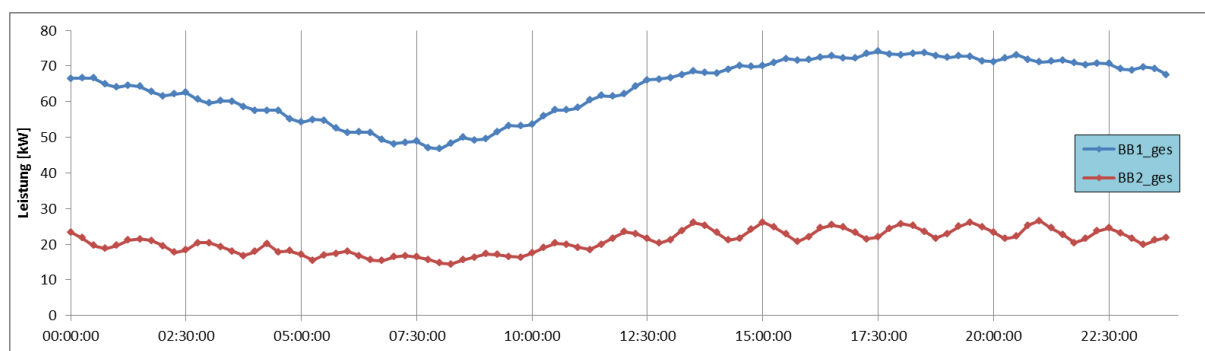


Zur Absicherung eines störungsfreien Betriebes werden die folgenden Regelparameter für die Gebläse der Belebungsbecken definiert:

**Tabelle B.3.18: Regelkriterien der Belüftung der Belebungsbecken**

Einfluss auf die Flexibilität	Vorgeschlagener Regelparameter	Pilotanlage
Ammoniumkonzentration	$C_{\text{NH}_4, \text{BBab}} < C_{\text{NH}_4, \text{BBab}, \text{Grenz}}$ [mg/l]	$C_{\text{NH}_4, \text{BBab}} < 3,0$ [mg/l]
CSB-Zulaufnachfrucht	$B_{\text{dCSB}} = C_{\text{CSB}} \times Q_{\text{zu}} < B_{\text{d}, \text{CSB}, \text{Grenz}}$	Nicht hinterlegt (Regelung über $\text{NH}_4$ ausreichend)
$\text{NH}_4$ -Zulaufnachfrucht	$B_{\text{d}, \text{NH}_4} = C_{\text{NH}_4} \times Q_{\text{zu}} < B_{\text{d}, \text{NH}_4, \text{Grenz}}$	Nicht hinterlegt (Regelung über $\text{NH}_4$ ausreichend)
Alternativ: Zulaufwassermenge	$Q_{\text{ist}} < Q_{\text{Grenz}}$ [l/s]	Nicht hinterlegt
Auswirkungen auf die Biozönose beachten (Zusammensetzung, P-Rücklösung, u.a.)	Einzelfallbetrachtung	Keine Restriktion

Ein Zuschalten der Belüftung über den Bedarf an Sauerstoff hinaus („Überbelüftung“) wird unter reinigungstechnischen und energetischen Gründen als nicht sinnvoll erachtet und nicht näher betrachtet. Die nutzbare Flexibilität der beiden Belebungsbecken ist in Bild B.3.29 dargestellt.



**Bild B.3.29: Flexibilität der Belüftungssysteme in der biologischen Stufe im mittleren Tagesverlauf**

### (3) Rührwerke der Belebungsbecken

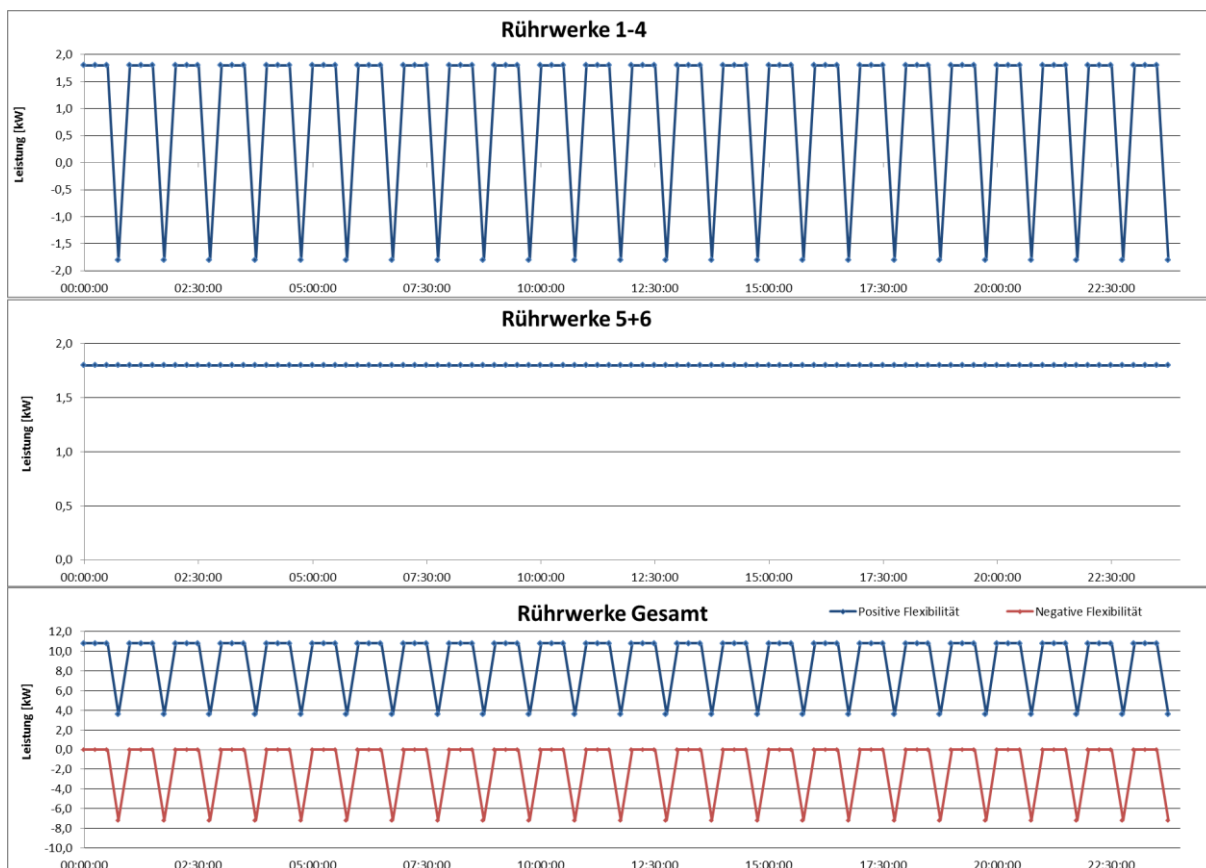
In den unbelüfteten Bereichen der biologischen Stufe müssen Rührwerke zur Umwälzung eingesetzt werden, um die Sedimentation des Schlammes zu verhindern. Ihr Anteil am Gesamtstromverbrauch beträgt ca. 10 %. Die Umwälzaggregate sind in der Regel dauerhaft in Betrieb, weshalb der Stromverbrauch relativ konstant ist. Ein Abschalten der Aggregate ist prinzipiell jederzeit möglich, wobei aufgrund der Notwendigkeit der Durchmischung die Abschaltdauer limitiert und von der Durchmischungsleistung der Rührwerke abhängig ist.

**Tabelle B.3.19: Regelkriterien der Rührwerke im Belebungsbecken**

Einfluss auf die Flexibilität	Vorgeschlagener Regelparameter	Pilotanlage
Absetzeigenschaften in der Biologie	Einzelfallbetrachtung	Keine Restriktion

In der biologischen Stufe der KA Radevormwald sind insgesamt 6 Rührwerke in den Denitrifikations- und Variozonen installiert. Davon arbeiten 4 Rührwerke im Intervallbetrieb (40 min ein- und 20 min ausgeschaltet) sowie zwei Rührwerke im Dauerbetrieb. Bei der Nutzung der Rührwerke zur Flexibilitätsbereitstellung ist eine vollständige Remobilisierung des Schlammes nach dem Ausschalten der Rührwerke im Belebungsbecken sicherzustellen. Dies kann durch die Berechnung einer ausreichenden Schubleistung der Rührwerke erfolgen. Alternativ kann durch eine Außerbetriebnahme der Belüftung im Belebungsbecken überprüft werden, ob Schlammablagerungen bei Intervallbetrieb der Rührwerke entstehen. Die maßgebende Leistung wurde durch Leistungsmessungen mit 1,8 kW pro Aggregat ermittelt. Die nutzbare Flexibilität ist in

Bild B.3.30 dargestellt. Die Rührwerke können sowohl in positiver (Abschaltung der „Dauerläufer“) und in negativer Richtung genutzt werden.



**Bild B.3.30: Identifizierte Flexibilität der Rührwerke der biologischen Stufe der KA Radevormwald im mittleren Tagesverlauf**

#### (4) Rezirkulationspumpen

Rezirkulationspumpen führen nitrathaltiges Abwasser aus dem Ablauf des Belebungsbeckens in die vorgeschaltete Denitrifikation. Ihr Anteil am Gesamtstromverbrauch einer Kläranlage beträgt ca. 4 %. In der Regel werden Rezirkulationspumpen proportional zum Zulaufvolumenstrom betrieben. Die Möglichkeit zur Abschaltung der Rezirkulationspumpen ist abhängig von der Nitrat-Stickstoffkonzentration im Ablauf der Kläranlage.

Die Rezirkulationspumpen der KA Radevormwald werden über den Nitratgehalt in Kammer 3 geregelt (vgl. Tabelle B.3.20 und Bild B.3.2). Die Regelung des Rezirkulationsstromes (100 % / 75 % / 50 %) erfolgt mit einem fest eingestellten Wert für die Frequenzumrichter. Die interne Rezirkulation zur Rückführung von nitrathaltigem Abwasser erfolgt in Kammer 1, 3 oder 6 der Belebung 1.

**Tabelle B.3.20: Regelungsbereiche der Rezirkulationspumpen der KA Radevormwald**

Leistungsbereich	NO <sub>3</sub> -Gehalt	Pumpen in Betrieb in Abhängigkeit des Leistungsbereichs
100 %	bis 2,0 mg/l	87,8 %
75 %	bis 4,5 mg/l	99,3 %
50 %	bis 5,0 mg/l	99,6 %
0 %	> 5,0 mg/l	0,4 %

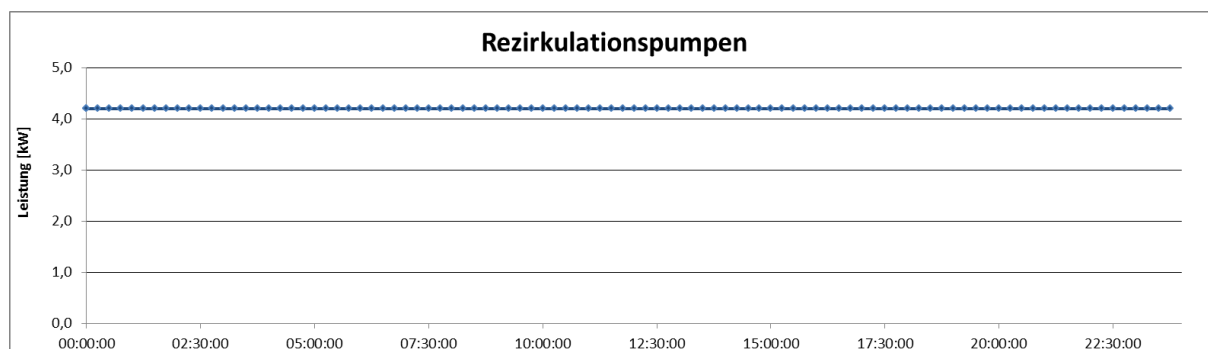
Die Auswertung der Laufzeiten über die Betriebsdaten ergab, dass im Jahresverlauf ganztägig im Schnitt 1,5 Pumpen in Betrieb sind. Eine Überprüfung der NO<sub>3</sub>-N-Werte in der Denitrifikationszone (Kammer 3) des

Belebungsbeckens 1 ergab eine Überschreitung des  $\text{NO}_3\text{-N}$ -Wertes (Pumpe aus) über das gesamte Jahr nur in 0,4 % der Zeit. Zu 99,3% war mindestens eine der Pumpen mit 75% der Leistung in Betrieb. Es wurde daher angenommen, dass unter Berücksichtigung der Restriktionen (Nitratgehalt im Ablauf der Belebung < 7 mg/l) eine der beiden Pumpen zur Abschaltung immer zur Verfügung steht. Da die zweite Pumpe nur unregelmäßig zur Unterstützung von Pumpe 1 in Betrieb ist, kann sie keine verlässliche Flexibilität bieten und wird nicht berücksichtigt.

Zur Absicherung eines störungsfreien Betriebes werden die folgenden Steuerungsparameter für die Rezirkulationspumpen definiert (Tabelle B.3.21):

**Tabelle B.3.21: Regelkriterien der Rezirkulationspumpen**

Einfluss auf die Flexibilität	Vorgeschlagener Regelparameter	Pilotanlage
Nitratblaufkonzentration im BB	$C_{\text{NO}_3, \text{BBab}} < C_{\text{NO}_3, \text{BBab}, \text{Grenz}}$ [mg/l]	$C_{\text{NO}_3, \text{BBab}} < 7$ [mg/l]



**Bild B.3.31: Nutzbare Flexibilität der Rezirkulationspumpen im mittleren Tagesverlauf**

### (5) Rücklaufschlammumpen

Durch die Rücklaufschlammumpen wird der in der Nachklärung abgesetzte Belebtschlamm zurück in die Belebungsbecken gefördert. Der Stromverbrauch beträgt ca. 6 % des Gesamtstromverbrauchs. Die geförderte Rücklaufschlammmenge wird in der Regel proportional zum Kläranlagenzulauf betrieben. Ein Abschalten der Rücklaufschlammumpen ist prinzipiell möglich, jedoch von verschiedenen verfahrenstechnischen Aspekten abhängig. So darf der Trockensubstanzgehalt im Belebungsbecken durch das Abschalten der Rücklaufschlammförderung nicht absinken. Der maximale Schlamm Spiegel in der Nachklärung darf nicht überschritten werden, um Schlammabtrieb auszuschließen. Aus diesen Gründen ist ein Abschalten vornehmlich bei Trockenwetter möglich. Teilweise wird ein Ausschalten der Rücklaufschlammumpen durch die Art der Schlammförderung aus der Nachklärung ausgeschlossen, so sind beispielsweise Saugräumer auf einen konstanten Betrieb angewiesen.

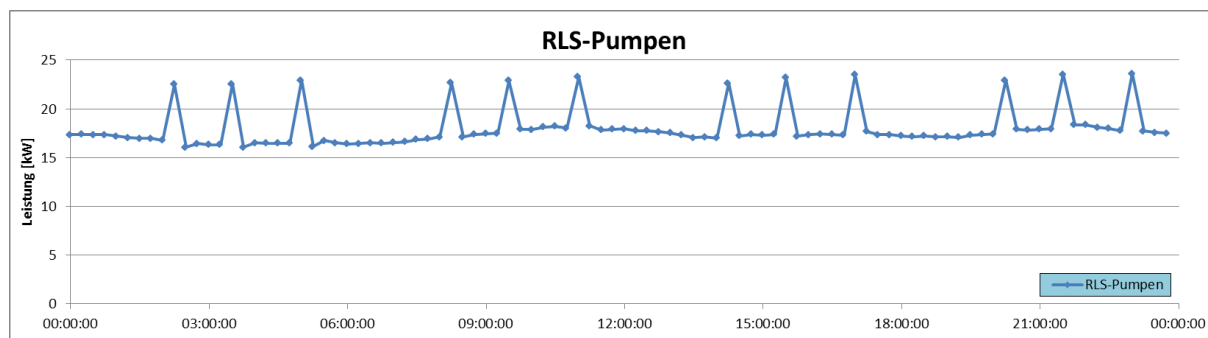
Die Rücklaufschlammumpen der Pilotanlage werden FU-gesteuert in einer Stufenfunktion in Abhängigkeit vom Anlagenzufluss betrieben. Das betriebene Rücklaufschlammverhältnis beträgt im Mittel 128 % des Zuflusses zum Belebungsbecken. Die Leistungsaufnahme der Pumpen wurde über die betriebene Frequenz hergeleitet. Die daraus resultierenden abschaltbaren Leistungen über den Tagesverlauf sind in Bild B.3.32 dargestellt.

Für die RLS-Pumpen wurden auf der Pilotanlage ebenfalls Abschaltversuche durchgeführt und es wurde eine potenzielle Nutzung zur Abschaltung bestätigt (vgl. Kapitel B.3.4.1). Um eine Beeinträchtigung der Ablaufwerte und des Betriebes der Anlage sicherzustellen, wurden zwei Regelkriterien zur Abschaltung definiert.

**Tabelle B.3.22: Regelkriterien Rücklaufschlammumpen**

Einfluss auf die Flexibilität	Vorgeschlagener Regelparameter	Pilotanlage
Schlamm Spiegel	$H_{\text{Ist}} < H_{\text{Grenz}}$	$H_{\text{Ist}} < 2,0$ [m]
Zulaufwassermenge	$Q_{\text{Ist}} < Q_{\text{Grenz}}$ [l/s]	$Q_{\text{Ist}} < 500$ [l/s]

Zur Bestimmung des Schlammspiegels wird die Sichttiefe gemessen und im PLS in den Schlamm Spiegel umgerechnet. Als Restriktion wurde für den Schlamm Spiegel eine maximale Höhe  $H_{\text{Grenz}}$  von 2,0 m und für die Zulaufmenge  $Q_{\text{Grenz}}$ , analog zum vorigen Kapitel, ein Wert von 500 l/s festgelegt.



**Bild B.3.32:** Nutzbare Flexibilität (positiv) der Rücklaufschlammumpen der KA Radevormwald im mittleren Tagesverlauf

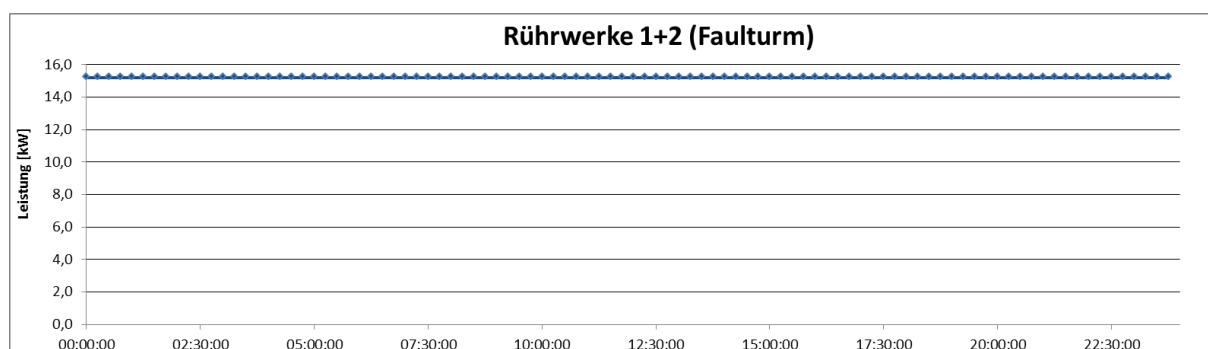
### (6) Rührwerke der Faulbehälter

In der Schlammfäulung werden die organischen Bestandteile des Rohschlammes zu Biogas umgesetzt. Der Stromverbrauch der Schlammfäulung beträgt ca. 6 % des Gesamtstromverbrauchs einer Kläranlage. Der Großteil der Energie wird dabei für die Umwälzung der Faulbehälter benötigt. Aufgrund der langen Aufenthaltszeit im Faulbehälter von mehreren Wochen haben Zulaufschwankungen keinen signifikanten Einfluss auf den Betrieb der Schlammfäulung. Der Energieverbrauch ist somit relativ konstant und das Abschalten der Umwälzung prinzipiell jederzeit möglich, sofern keine Schaumbildung bei Unterbrechung der Umwälzung im Faulbehälter auftritt.

Die beiden Faulraumrührer auf der KA Radevormwald werden kontinuierlich betrieben. Bei der Flexibilisierung des Betriebs der Rührwerke wird der „Schaumalarm“ als Restriktion für einen Lastabwurf verwendet. Der Schaumalarm zeigt eine vermehrte Schaumbildung im Behälter an, die unter anderem durch eine ungenügende Durchmischung bedingt sein kann. Die maximale Abschaltdauer wird, auf der sicheren Seite liegend, mit 15 Minuten angenommen. Allgemein ist auf eine Tauglichkeit des Aggregats für diskontinuierlichen Betrieb zu achten. Bei zu großem Verschleiß an den Aggregaten bei häufigen Schaltungen ist von einer Nutzung abzuraten. Die theoretische Flexibilitätsleistung für die Modellkläranlage beträgt pro Rührwerk 7,6 kW, in Summe 15,2 kW (vgl. Bild B.3.33).

**Tabelle B.3.23:** Regelkriterien zur Nutzung der Rührwerke im Faulbehälter

Einfluss auf die Flexibilität	Vorgeschlagener Regelparameter	Pilotanlage
Schaumbildung	Kein Schaumalarm	Kein Schaumalarm
Max. Abschaltzeit	$t_{\text{Max}}$ [min]	$t_{\text{Max}} = 15$ [min]



**Bild B.3.33:** Nutzbare Flexibilität (positiv) der Rührwerke des Faulturmes der KA Radevormwald im mittleren Tagesverlauf

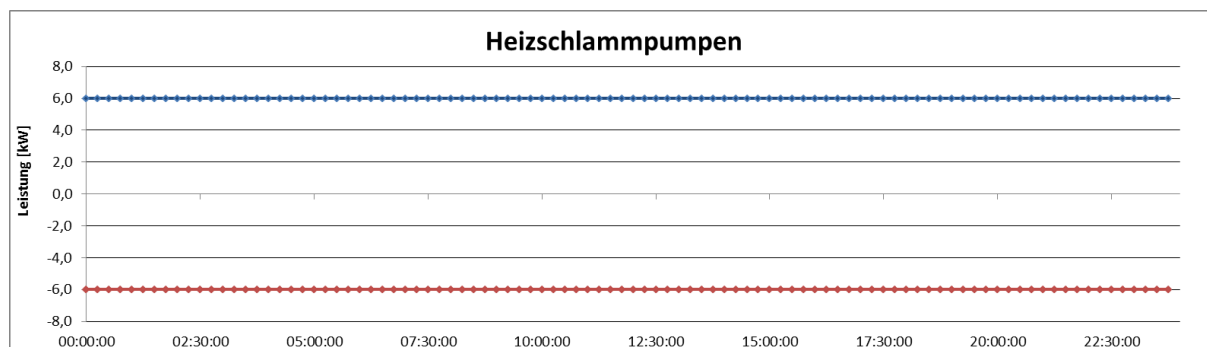
## (7) Heizschlamm-pumpen (Faulbehälter)

Um die Faulbehältertemperatur zwischen  $32\text{ °C}$  ( $T_{FB,min}$ ) und  $36\text{ °C}$  ( $T_{FB,max}$ ) zu halten, sind Heizschlamm-pumpen installiert. Diese werden über die Temperaturmessungen geregelt. Der Schlamm wird üblicherweise aus dem unteren Drittel des Faulbehälters angesaugt und in den mittleren Bereich rezirkuliert. In Radevormwald sind zwei Heizschlamm-pumpen installiert. Aus den Auswertungen der Betriebstagebücher ergibt sich, dass in Summe immer eine Pumpe in Betrieb ist. Es wird davon ausgegangen, dass die Heizschlamm-pumpen im Tagesverlauf in beide Flexibilitätsrichtungen zur Verfügung stehen. Das gezielte Zu-schalten einer der Pumpen könnte u.a. gezielt als Wärmespeicherung eingesetzt werden (z. B. Power-to-Heat-Technologie). Das entsprechende Regelungsfenster von  $\Delta 4\text{ °C}$  und die Abkühlung der Faulbehälter-temperatur von  $1\text{ °C}$  in rund 24h (vgl. Kapitel B.2.2.3.1) wird als ausreichend groß eingestuft. Als maximale Zu- bzw. Abschalt-dauern werden, auf der sicheren Seite liegend, 24 Stunden angesetzt, wobei je nach Situa-tion deutlich längere Zeiträume denkbar wären.

Zur Absicherung eines störungsfreien Betriebes werden die folgenden Regelparameter für die Heizschlamm-pumpen definiert:

**Tabelle B.3.24: Regelkriterien zur Nutzung der Heizschlamm-pumpen im Faulbehälter**

Einfluss auf die Flexibilität	Vorgeschlagener Regelparameter	Pilotanlage
Faulraumtemperatur	$T_{FB,min} > T_{FB} > T_{FB,max} [\text{°C}]$	$32 > T_{FB} > 36 [\text{°C}]$



**Bild B.3.34: Nutzbare Flexibilität (positiv, blau – negativ, rot) der Heizschlamm-pumpen des Faulturmes auf der KA Radevormwald im mittleren Tagesverlauf**

## (8) Rohschlamm-pumpen

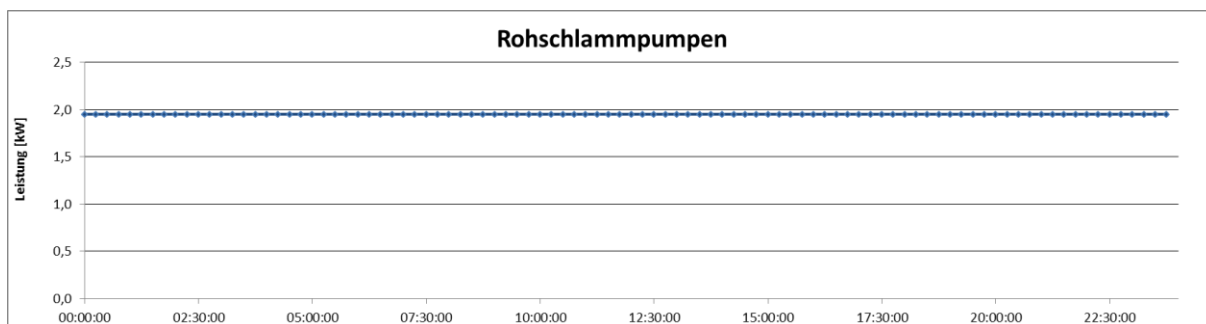
Die Beschickung der Faulbehälter erfolgt mit Rohschlamm-pumpen aus dem Eindicker/Vorlagebehälter. Als Regelparameter kann der Höhenstand im Vorlagebehälter (bzw. des Voreindickers) gewählt werden.

Die Rohschlamm-pumpen in Radevormwald fördern mit einer konstanten Leistung den voreingedickten Primärschlamm in den Faulbehälter. Zur Beschickung des Faulturmes werden 19 Stunden pro Tag benötigt. Zur Gewährleistung einer ausreichenden Beschickung wird eine maximale Stillstandszeit von 300 min pro Tag berücksichtigt.

Zur Absicherung eines störungsfreien Betriebes werden die folgenden Regelparameter für die Rohschlamm-pumpen definiert:

**Tabelle B.3.25: Regelkriterien zur Nutzung der Rohschlamm-pumpen zum Faulbehälter**

Einfluss auf die Flexibilität	Vorgeschlagener Regelparameter	Pilotanlage
Summe Stillstandszeit	$\sum t_{Abschalt} < t_{Maxx} [\text{min/d}]$	$\sum t_{Abschalt} < 300 [\text{min/d}]$
Füllstand Vorlagebehälter	$H_{Füllstand} = x [\text{m}]$	-



**Bild B.3.35: Nutzbare Flexibilität der Rohschlammumpen der KA Radevormwald im mittleren Tagesverlauf**

### (9) Maschinelle Überschussschlammeindickung

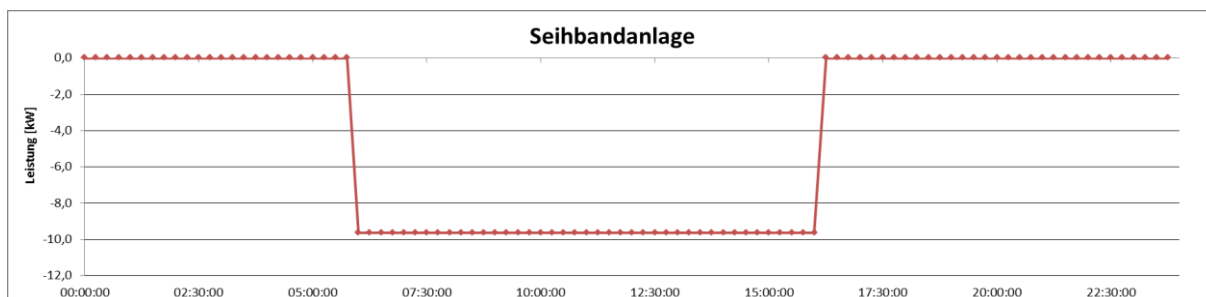
Bei der maschinellen Überschussschlammeindickung wird das Volumen des Schlammes so weit wie möglich reduziert, indem Wasser vom Schlamm abgetrennt wird. Der Stromverbrauch der Schlammeindickung zusammen mit der Schlammmentwässerung beträgt insgesamt ca. 4 % des Gesamtstromverbrauchs einer Kläranlage. Anders als bei den Verfahrensschritten der Abwasserreinigung handelt es sich in der Regel um diskontinuierliche Prozesse, deren Ablauf im Tagesverlauf flexibel verschoben werden kann. Oftmals ist die Überwachung der Aggregate durch Betriebspersonal notwendig, so dass diese Aggregate teilweise nur während der Arbeitszeiten betrieben werden.

In Radevormwald ist zur Überschussschlammeindickung ein Seihband installiert. Das Seihband inklusive Polymerdosierung, Überschussschlammabzug und Beschickung des eingedickten Schlammes in die Faulbehälter wird als Einheit vollständig automatisiert betrieben. Die Aggregatgruppe besteht aus insgesamt 8 Einzelaggregaten. Für die Flexibilisierung des Betriebs der Seihbandanlage kann ein Sollwert für den TS-Gehalt im Belebungsbecken oder eine vom Betriebspersonal vorgegebene Überschussschlammfracht pro Tag als Restriktion gewählt werden. Die Vorgabe des TS-Gehaltes erfolgt in Abhängigkeit vom erforderlichen Schlammalter in der Belebung. Zudem muss bei einem Anschalten der Anlage in Radevormwald geprüft werden, ob die RLS-Pumpen in Betrieb sind (Prüfung:  $Q_{RS} > 0$  l/s), da der Überschussschlamm aus der Rücklaufschlammleitung entnommen wird. Die Mindestbetriebszeit des Seihbandes beträgt rund 120 Minuten, zusätzlich werden 15 Minuten für die Reinigung der Maschine benötigt. Dies wurde über die Regenerationszeit (vgl. Kapitel B.3.3.1.2) berücksichtigt. Die Betriebszeit des Seihbands beträgt im Mittel 8 h. Aufgrund der erforderlichen Reinigung wird die Anzahl der Schaltvorgänge pro Tag begrenzt. Die dabei notwendige Leistung beträgt im Mittel rund  $10 \text{ kW}_{el}$  (vgl. Bild B.3.36) und steht theoretisch rund um die Uhr zur Verfügung. Eine Flexibilisierung außerhalb der Dienstzeiten ist beim Betriebspersonal allerdings nicht erwünscht (Überwachung/Einstellung Polymerdosierung).

Die Implementierung der Aggregatgruppe zeigt, dass auch für Aggregate mit geringer Wirkleistung (alle Aggregate  $< 3 \text{ kW}_{el}$ ) eine Nutzung als Flexibilitätsbaustein, unter günstigen Randbedingungen, möglich ist.

**Tabelle B.3.26: Regelkriterien zur Nutzung der ÜSS-Pumpen/Seihbandanlage auf der KA Radevormwald**

Einfluss auf die Flexibilität	Vorgeschlagener Regelparameter	Pilotanlage
TS-Gehalt im Belebungsbecken	$TS_{BB,Soll}$ als Funktion des erforderlichen $t_{TS}$	$2,5 \text{ g/l} < TS_{BB,Soll} < 3,0 \text{ g/l}$
Alternativ: ÜS-Entnahme	$\dot{U}_{d,Soll}$	Nicht hinterlegt
Anwesenheit Betriebspersonal*	Anlagenbesetzung	Nur zwischen 6:00 Uhr und 16:00 Uhr möglich
Max. Schaltvorgänge	$n_{max} = x/d$	$n_{max} = 2/d$
RS-Pumpe muss in Betrieb sein**	-	$Q_{RS} > 0$ l/s
* Bei unzureichender Automatisierung		
** Radevormwaldspezifisches Kriterium		



**Bild B.3.36:** Nutzbare Flexibilität der Schlammwässerung auf der KA Radevormwald im mittleren Tagesverlauf

### (10) Schlammwässerung (Kammerfilterpresse)

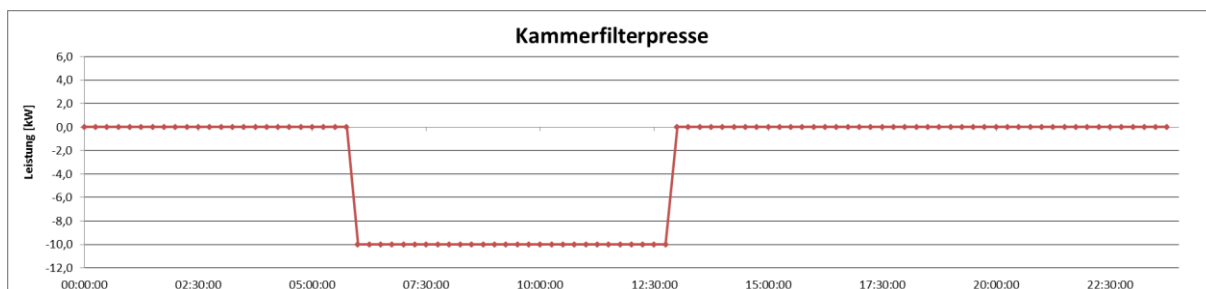
Bei der Schlammwässerung wird das Volumen des Schlammes durch maschinelles Abtrennen des Wassers weiter reduziert. Hierbei handelt es sich auch um diskontinuierliche Prozesse, deren Aktivierung im Tagesverlauf flexibel verschoben werden kann. Oftmals ist die Überwachung der Aggregate durch Betriebspersonal notwendig, sodass diese Aggregate in der Regel nur zu den Arbeitszeiten der jeweiligen Kläranlage betrieben werden. In Abhängigkeit vom eingesetzten Entwässerungsaggregat ist ein Abschalten bei laufendem Betrieb verfahrenstechnisch nicht uneingeschränkt möglich (z. B. Zentrifuge/Kammerfilterpresse).

Auf der Pilotanlage stehen zwei Kammerfilterpressen für die Entwässerung des ausgefaulten Schlammes zur Verfügung. Der Betrieb der Kammerfilterpressen erfolgt diskontinuierlich, kann also im Tagesverlauf flexibel verschoben werden. Ein Pressvorgang dauert 2 h bis 2,5 h, pro Tag werden im Mittel 4 Vorgänge durchgeführt. Nach dem Start können die Pressvorgänge nicht unterbrochen werden, die Kammerfilterpressen eignen sich daher nur für die Bereitstellung von negativer Flexibilität. Die Pressen werden auf der Kläranlage Radevormwald im Normalbetrieb meist parallel betrieben. Die Anzahl der durchgeführten Vorgänge hängt von der Menge des anfallenden Schlammes ab. Die Presse besteht aus zwei Kolbenmembranpumpen mit jeweils 10 kW<sub>el</sub> maximaler Wirkleistung. Die Leistungsmessungen haben ergeben, dass die Leistung über die Dauer der Entwässerung nicht konstant ist. Es wird daher von einer Minderung von 25 % ausgegangen. Dies ergibt eine nutzbare Leistung von 15 kW (2x 10 kW x (100 % - 25%)). Darüber hinaus ist die Betriebsweise über die Bedienung durch das Betriebspersonal reglementiert, welches die Einschränkung einer Nutzung werktags (Mo.-Fr.) von 6:00 Uhr bis 13:00 Uhr bedingt.

**Tabelle B.3.27:** Regelkriterien zur Nutzung der Kammerfilterpressen

Einfluss auf die Flexibilität	Vorgeschlagener Regelparameter	Pilotanlage
Berücksichtigung der Vorgangsdauer	$t_{\text{einschalt}} = t_{\text{end}} - Bh + x$	$t_{\text{einschalt}} = t_{\text{end}} - Bh + 2,5h$
Anwesenheit Betriebspersonal*	Anlagenbesetzung	Nur zwischen 6:00 Uhr und 13:00 Uhr möglich
Max. Schaltvorgänge	$n_{\text{max}} = x/d$	$n_{\text{max}} = 4/d$

\* Bei unzureichender Automatisierung



**Bild B.3.37:** Nutzbare Flexibilität der Schlammwässerung im mittleren Tagesverlauf (Werktag).



## (11) Hebewerke

Hebewerke (Pumpen) sind notwendig, um Höhendifferenzen vom Kläranlagenzulauf bis zur Einleitung in den Vorfluter zu überwinden. Sofern das Wasser nicht im freien Gefälle die Anlage durchfließen kann, muss es unter Einsatz von Energie angehoben werden. Je nach topographischen Bedingungen ergeben sich hier zum Teil erhebliche Unterschiede auf Kläranlagen. Für Kläranlagen, die über ein Zulaufhebewerk verfügen, wurde ein mittlerer Anteil am Gesamtstromverbrauch von ca. 8 % ermittelt. Der Stromverbrauch von Hebewerken ist maßgeblich von der Förderhöhe und dem Förderstrom abhängig. Die Möglichkeit zum Abschalten ergibt sich aus dem vorhandenen Einstauvolumen vor den entsprechenden Hebewerken und der Zulaufsituation. Im Falle des Zulaufpumpwerks können der Pumpensumpf und Teile der angeschlossenen Kanalisation als Einstauvolumen prinzipiell genutzt werden. Ein Abschalten des Zulaufpumpwerks ist nur bei Trockenwetter möglich, damit bei eintretenden Regenereignissen kein Einstau vorhanden ist. Dabei ist sicherzustellen, dass es im Einstaubereich nicht zu Kanalablagerungen kommt. In der Nacht ist die mögliche Dauer einer Abschaltung aufgrund niedrigerer Abwassermenge höher.

Ein Hebewerk ist auf der Kläranlage Radevormwald nicht vorhanden.

**Tabelle B.3.28: Regelkriterien zur Nutzung von Hebewerken**

Einfluss auf die Flexibilität	Vorgeschlagener Regelparameter	Pilotanlage
Zulaufwassermenge	$Q_{\text{Ist}} < Q_{\text{Grenz}} \text{ [l/s]}$	-
Stauraumvolumen vor den Pumpen	$t_{\text{Einstau}} = x \text{ [min]}$	-

## (12) Filtration

Zur Einhaltung (gewässerbezogen) erhöhter Reinigungsanforderungen (z. B. erhöhte Anforderungen zur Phosphorelimination oder Spurenstoffelimination) wird nach dem Ablauf der Nachklärung verschiedentlich eine zusätzliche Filtration angeordnet. Der Stromverbrauch einer solchen Filtration beträgt etwa 6 % des Gesamtstromverbrauchs. Die Energie wird maßgeblich für das erneute Anheben des Abwassers und die Filterspülung benötigt. Die Möglichkeit der Abschaltung des Hebewerks vor der Filtration ist maßgeblich vom verfügbaren (meist limitierten) Stauraumvolumen, in der Regel das Volumen des Pumpensumpfs, abhängig. Außerdem gilt es ein Rückstau in die Nachklärung zu verhindern. Die Filterspülung wird ca. alle 24 bis 48 Stunden, in Abhängigkeit vom Filterwiderstand, durchgeführt. Bei Trockenwetter kann eine solche Spülung in der Regel zeitlich verschoben werden.

Eine Filtration ist auf der Kläranlage Radevormwald nicht vorhanden.

**Tabelle B.3.29: Regelkriterien zur Nutzung von Filtrationsanlagen**

Einfluss auf die Flexibilität	Vorgeschlagener Regelparameter	Pilotanlage
Zulaufwassermenge	$Q_{\text{Ist}} < Q_{\text{Grenz}} \text{ [l/s]}$	-
Stauraumvolumen vor den Pumpen	$t_{\text{Einstau}} = x \text{ [min]}$	-

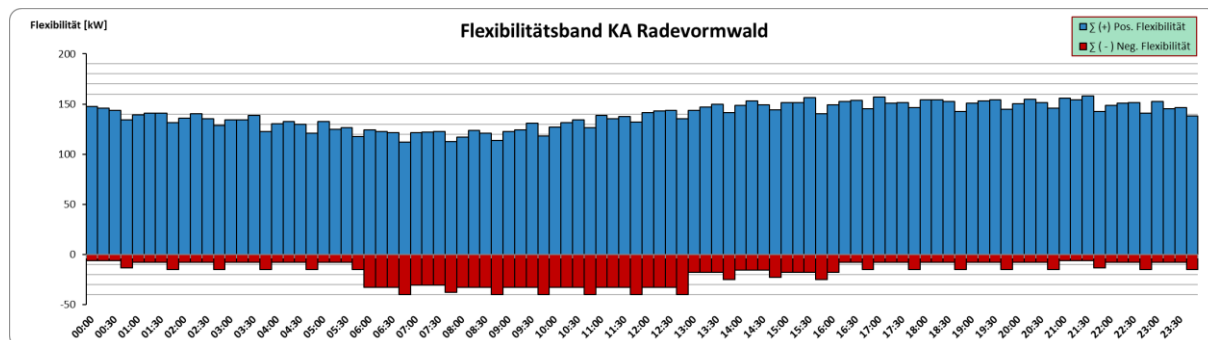
## (13) Zusammenfassung der Aggregatauswahl

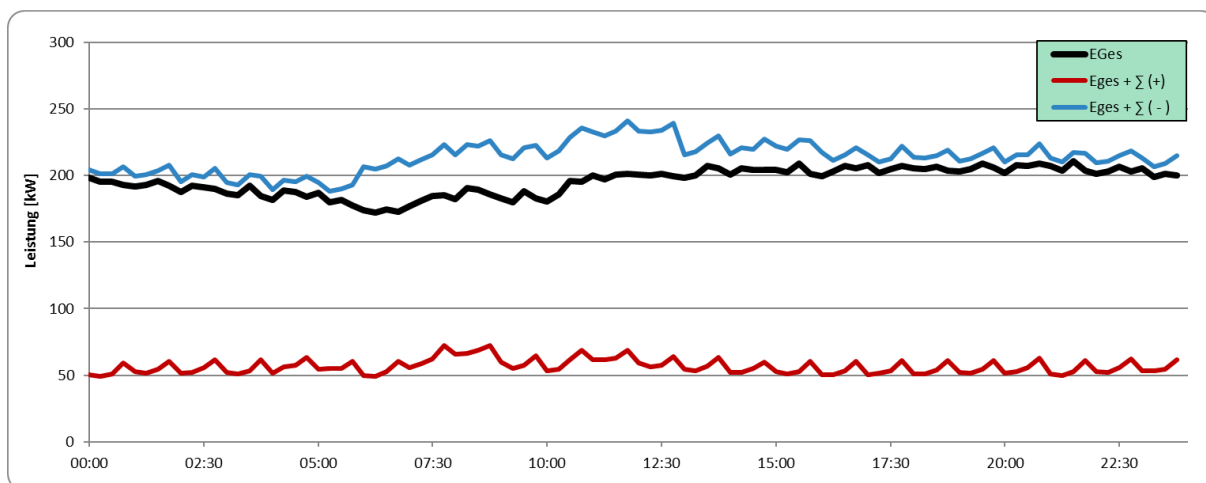
Eine Übersicht der identifizierten Aggregate, ihrer nutzbaren Leistung, der relevanten Kenngrößen sowie der dafür eingesetzten Regelparameter ist in Tabelle B.3.30 dargestellt.

**Tabelle B.3.30: Übersicht der untersuchten (Reinigungs-)Aggregate auf der Pilotanlage Radevormwald zur Bereitstellung von Flexibilität, (nach (Schäfer et al., 2017b))**

Verfahrensgruppe	Aggregate	Anzahl	Gesamte installierte Leistung [kW]	Flexibel nutzbare Leistung [kW]		Benutzungsstunden [h/a]	Anteil am Gesamtstromverbrauch [%]
				(+) Richtung	(-) Richtung		
Mechanische Reinigung	Sandfanggebläse	3	23,4	2,1	2,1	8.760	1,2
Biologie	Gebälse im Belebungsbecken	6	445,0	61,6 - 98,9	-	8.760	49,2
	Rücklaufschlamm-pumpen	3	90,0	16,1 - 23,6	-	8.760	13,4
	Umwälzung	6	13,8	3,6 - 10,8	7,2	8.760	5,3
	Rezirkulationspumpen	2	8,0	4,2	-	8.760	3,3
Schlammbehandlung	Rührwerke Faulbehälter	2	19,4	-	-	8.760	7,6
	Heizschlamm-pumpen	2	11,0	6,0	6,0	8.760	3,2
	Seihbandanlage/ÜSS-Pumpen	-	12,7	-	9,6	8.760	2,0
	Entwässerung (Kammerfilterpresse)	2	20,0	-	15,0	1.820	1,2
	Rohschlamm-pumpen	2	4,4	2,0	-	6.935	0,8

Zusammenfassend lässt sich feststellen, dass die KA Radevormwald ein erhebliches Potenzial zur Bereitstellung von Flexibilität von 112 bis 158 kW<sub>el</sub> in positiver und 16 bis 40 kW<sub>el</sub> in negativer Richtung, durch bereits vorhandene Aggregate neben den BHKW-Anlagen und der NEA, vorweisen kann. In Bild B.3.38 ist das schwankende Angebot als „Flexibilitätsband“ dargestellt, das die absolute Leistung in 15-Minuten-Werten über den Tagesverlauf darstellt. Bild B.3.38 zeigt den Gesamtenergiebedarf der Anlage mit den möglichen Anpassungen des Energiebedarfs durch die untersuchten Aggregate. Als Ergebnis lässt sich festhalten, dass sich der Energiebedarf auf bis zu 24,4 % (21:15 Uhr) reduzieren und auf bis zu 117 % (11:45 Uhr) erhöhen lässt. Dieses Potenzial lässt sich nur bei Einhaltung aller Restriktionen nutzen. Bei einem Abruf der Flexibilität verringert sich das Potenzial für die kommenden 15-Minuten-Blöcke um die Regenerationszeit der entsprechenden Aggregate. Des Weiteren ist anzumerken, dass z. B. die Schlamm-entwässerung nur manuell in Betrieb genommen werden kann und die technischen Voraussetzungen für eine Teilnahme am Regelenergiemarkt damit nicht gegeben sind. Eine Nutzung zur internen Lastverschiebung wäre dennoch gegeben.


**Bild B.3.38: Theoretisches Flexibilitätsband der Kläranlage Radevormwald**



**Bild B.3.39: Gesamtenergiebedarf der Anlage und die mögliche Anpassung durch flexiblen Betrieb der Aggregate (ohne BHKW u. NEA)**

#### (14) KWK-Anlagen (Blockheizkraftwerk, BHKW)

Eine ausführliche Beschreibung der eingesetzten KWK-Anlagen auf Kläranlagen erfolgte bereits in Kapitel B.2.2.2.1. Daher wird im Weiteren nur auf die Randbedingungen der Pilotanlage eingegangen.

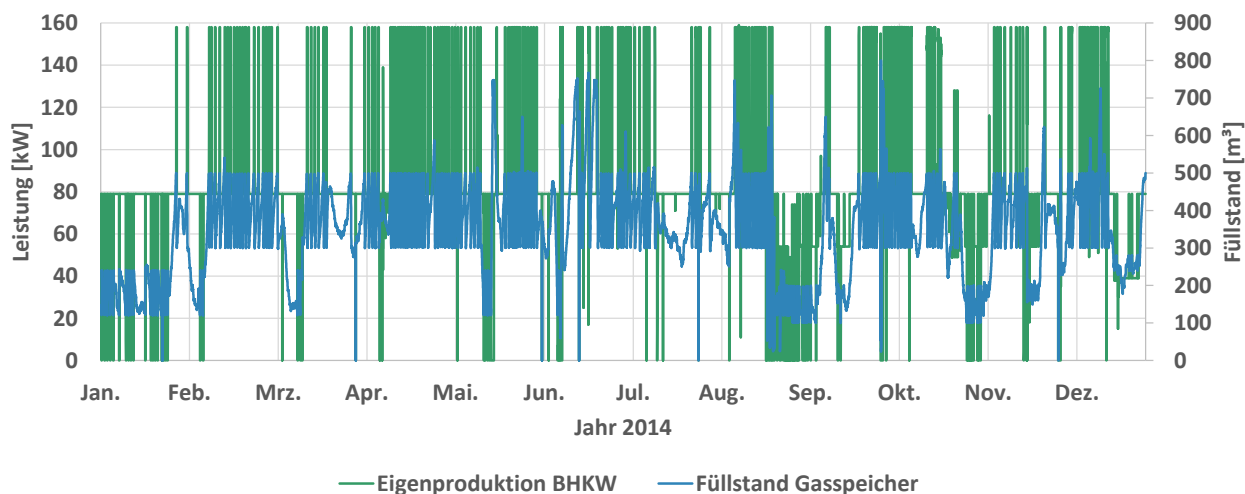
Auf der Kläranlage Radevormwald sind zwei identische BHKW mit einer elektrischen Leistung von jeweils  $80 \text{ kW}_{\text{el}}$  installiert. Diese werden von einem Gasspeicher mit einem Volumen von  $800 \text{ m}^3$  mit Klärgas gespeist. Der Gasspeicher besitzt eine Sicherungsvorrichtung, die sogenannte Notfackel, welche bei Überschreitung eines Füllstandes von  $750 \text{ m}^3$  eingeschaltet wird und das überschüssige Klärgas verbrennt. Der Gasspeicher wird aus betriebstechnischen Gründen nicht komplett entleert, daher werden bei Unterschreitung eines Füllstandes von  $100 \text{ m}^3$  die beiden BHKW und ggf. der Heizkessel abgeschaltet.

Die BHKW-Anlagen werden bisher gasgeführt gesteuert, sodass sich das Lastprofil aus dem Faulgasanfall und der Bewirtschaftung des Gasspeichers ergibt. Die Steuerpunkte für das Bezugsjahr 2014 sind in Tabelle B.3.31 aufgelistet. Diese können nach Bedarf flexibel angepasst werden.

**Tabelle B.3.31: Betrieb der BHKW in Abhängigkeit vom Füllstand im Gasspeicher (Bezugsjahr 2014)**

Aggregat	Füllstand Gasspeicher [m <sup>3</sup> ]
Einschaltpunkt Fackel	> 750
Ausschaltpunkt Fackel	< 700
Einschaltpunkt 2. BHKW (Volllast)	> 500
Ausschaltpunkt 2. BHKW	< 300
Einschaltpunkt 1. BHKW (Volllast)	> 250
Einschaltpunkt 1. BHKW (Teillast)	> 180
Ausschaltpunkt 1 BHKW	< 100

Der Mittelwert der bereitgestellten Leistung durch die beiden BHKW über das Jahr 2014 beträgt ca.  $83 \text{ kW}_{\text{el}}$ . Somit übersteigt die Faulgasproduktion geringfügig die benötigte Brennstoffleistung von einem BHKW als Dauerläufer. Diese Überschüsse werden im Gasspeicher zwischengespeichert und im Regelfall tagsüber bei Mehrbedarf an Energie durch das zweite BHKW verstromt. In Bild B.3.40 ist der Füllstand des Gasspeichers zusammen mit der Leistung der BHKW dargestellt. Der Energiefremdbezug der Kläranlage Radevormwald lag im Jahr 2014 zwischen  $0 \text{ kW}$  und  $348 \text{ kW}_{\text{el}}$  (vgl. Kapitel B.4.5.2.7).



**Bild B.3.40: Füllstand des Gasspeichers sowie Leistung der BHKW-Anlagen der Kläranlage Radevormwald im Jahre 2014**

Durch die vorhandene Überkapazität an BHKW-Leistung und den relativ großen Gasspeicher auf der Kläranlage Radevormwald kommen unterschiedliche Ansatzpunkte zur flexiblen Nutzung in Betracht. Der Gasspeicher kann zum einen am unteren Limit bewirtschaftet werden, sodass bei Bedarf an negativer Flexibilität beide BHKW für mehrere Stunden komplett abgeschaltet werden können. Zum anderen kann in positiver Richtung Flexibilität bereitgestellt werden, wenn der Gasspeicher am oberen Limit bewirtschaftet wird und bei Bedarf die beiden BHKW zugeschaltet werden und zusätzliche 160 kW<sub>el</sub> erzeugen können. Als dritte Alternative bietet sich eine Kombination an, indem das zweite BHKW bei Bedarf zugeschaltet und das überschüssige Faulgas verwertet wird. Das laufende BHKW kann bei Bedarf an negativer Flexibilität abgeschaltet werden und die Kläranlage würde 80 kW<sub>el</sub> mehr Leistung aus dem Stromnetz beziehen bzw. einspeisen können.

Eine detaillierte Optimierung einer strommarktgeführten BHKW-Fahrweise wurde im Rahmen des Projektes nicht durchgeführt. Hierzu wird auf Arbeiten im Rahmen des ERWAS-Verbundprojektes ESiTI (z. B. (Lensch et al., 2016) und auf (Hien und Hansen, 2016) verwiesen.

**Tabelle B.3.32: Regelkriterien zur Nutzung von BHKW-Anlagen**

Einfluss auf die Flexibilität	Vorgeschlagener Regelparameter	Pilotanlage
Max. Entleerung Gasspeicher	$V_{\text{Gasspeicher}} < x \text{ m}^3$	$V_{\text{Gasspeicher}} < 100 \text{ m}^3$
Max. Füllung Gasspeicher	$V_{\text{Gasspeicher}} > x \text{ m}^3$	$V_{\text{Gasspeicher}} > 700 \text{ m}^3$
Max. Schaltvorgänge	$n_{\text{max}} = x$	$n_{\text{max}} = 5$

### (15) Netzersatzanlagen (NEA)

NEA sind vergleichsweise einfach in den Energiemarkt anzubinden (vgl. Kapitel B.2.2.2.2). Durch ihre meist großen Nennleistungen sind sie bereits heute für Poolbetreiber interessante Bausteine im Verbund eines Virtuellen Kraftwerks. Die Kombination, mit Regelleistungsabrufen die ohnehin benötigten Testläufe abzudecken, ist ein monetärer Anreiz ohne nennenswerten zusätzlichen Aufwand. Bei höheren Abrufzahlen/-dauern wäre mit zusätzlichen, überschaubaren Wartungsaufwendungen, z. B. durch Treibstoffbewirtschaftung, zu rechnen. Mit Anfahrzeiten von 1 bis 10 Minuten stellt die Präqualifikation in der Regel kein Problem dar. Restriktionen bestehen einerseits hinsichtlich der Größe des Treibstoffspeichers und dessen Bewirtschaftung sowie durch §4 des StromGVV, nach dem NEA nicht mehr als 15 Stunden pro Monat zur Erprobung bzw. im /Testbetrieb außerhalb ihrer eigentlichen Bestimmungen als Notaggregat betrieben werden dürfen.

Auf der Kläranlage Radevormwald ist ein Notstromaggregat mit einer installierten Leistung von 600 KVA (480 KW) vorhanden, das netzparallel betrieben und zur Flexibilitätsbereitstellung genutzt werden kann.

Zur Nutzung der NEA werden die folgenden Regelparameter definiert:

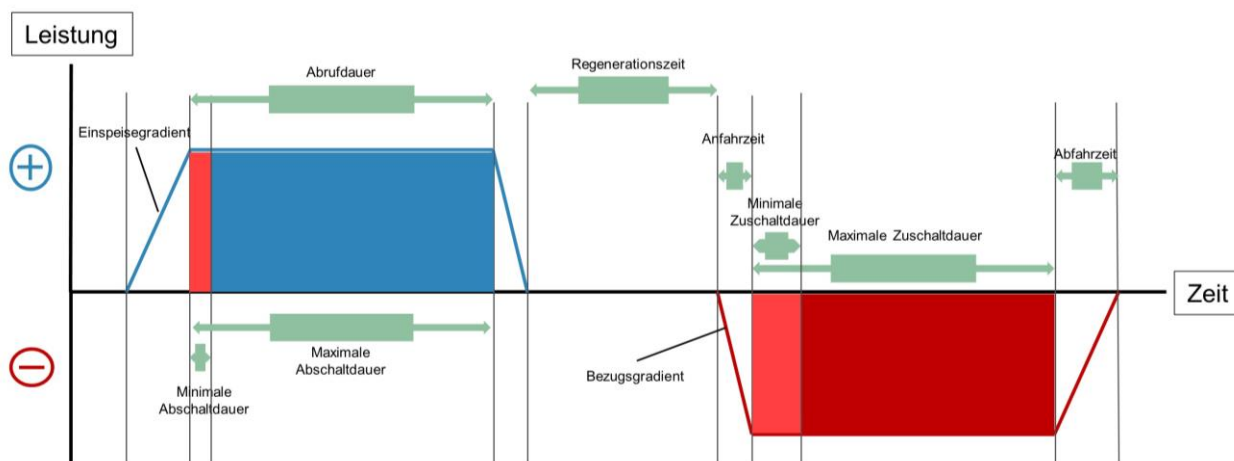
**Tabelle B.3.33: Regelkriterien zur Nutzung der Netzersatzanlagen**

Einfluss auf die Flexibilität	Vorgeschlagener Regelparameter	Pilotanlage
Füllstand Treibstoffspeicher	$h_{\text{Füll}} > x$	$h_{\text{Füll}} > 2.000 \text{ [l]}$
Max. Betriebsstunden (nach §4 StromGKV)	$\sum B_{h,\text{max}} < 15 \text{ [h]}$	$\sum B_{h,\text{max}} < 15 \text{ [h]}$

### B.3.3.1.2 Kenngrößen, Kontrollparameter und Bewertung der Aggregatgruppen

Zur Bereitstellung von Flexibilität ist eine Reihe von Parametern erforderlich, die im Regelfall im laufenden Betrieb auf Kläranlagen nicht von Belang sind. Diese sind überwiegend technischer Natur und ergeben sich u. a. aus den Anforderungen an die Aggregate seitens des Energiesektors (bspw. An-/Abfahrzeiten). Daneben spielen auch klärtechnische Aspekte mit dem Hintergrund einer flexiblen Nutzung (bspw. minimale Zuschaltzeit) eine Rolle. Nachfolgend sowie ergänzend in Bild B.3.41 sind die wichtigsten Parameter näher erläutert:

- Abrufdauer  
Bezeichnet die gesamte Dauer, in der ein Aggregat die geforderte Leistung erbringt.
- Anfahrzeit  
Benötigte Zeit bis die maximale Leistung nach Einschalten des Aggregates erreicht ist.
- Abfahrzeit  
Benötigte Zeit, die nach Abschalten benötigt wird bis die Leistung auf 0 absinkt.
- Regenerationszeit  
Zeit, die nach einem Abruf benötigt wird bis die Flexibilität erneut zur Verfügung steht.
- Bezugs-/Einspeisegradient  
Berechnet sich aus maximaler Leistung und der Anfahr- bzw. Abfahrzeit. Dieser Parameter gibt an, wie schnell die volle Leistung zur Verfügung steht bzw. auf 0 absinkt. Dies ist z. B. ein wichtiger Parameter, um eine Aussage zur Eignung für den Regelenenergiemarkt treffen zu können.
- Minimale Abschaltzeit  
Die minimale Zeit, die ein Aggregat abgeschaltet bleiben muss, ohne dass ein Zuschalten möglich ist.
- Maximale Abschaltzeit  
Die maximale Zeit, die ein Aggregat abgeschaltet werden kann.
- Minimale Zuschaltzeit  
Die minimale Zeit, die ein Aggregat eingeschaltet bleiben muss bevor es wieder abgeschaltet werden kann.
- Maximale Zuschaltzeit  
Die maximale Zeit, die ein Aggregat während eines Abrufes zugeschaltet bleiben kann.



**Bild B.3.41: Schematische Darstellung der Kenngrößen zur Bereitstellung von Flexibilität (Schäfer et al., 2017b)**

Die gewählten Zeitintervalle wurden nicht nur nach rein technischen Kriterien gewählt, sondern mit dem Hintergrund, die primäre Funktion des Aggregats auf der Anlage zu berücksichtigen. Beispielsweise sollte ein Rührwerk mindestens 15 Minuten zugeschaltet bleiben, um das zu durchmischende „Medium“ in Schwebelage zu bringen/halten, obwohl ein An- bzw. Ausschalten im Bereich von wenigen Minuten technisch problemlos möglich ist. Es erfolgte also keine „Optimierung“ der Kenngrößen hinsichtlich einer möglichen Marktteilnahme.

Die aufgestellten Abschaltzeiten, Regenerationszeiten und Kontrollparameter wurden anschließend iterativ über die Analyse der Prozesse im Simulationsmodell (vgl. Kapitel B.4.5) und die Abschaltversuche (vgl. Kapitel B.3.4 und Anhang 5) angepasst, um negative Auswirkungen auf die Reinigungsleistung und den Betriebsablauf auszuschließen bzw. zu minimieren und deren Wirksamkeit zu validieren. Die entwickelten Kennwerte sind in Tabelle B.3.34 dargestellt und können als erste Empfehlungen zur Flexibilitätsbereitstellung durch die aufgeführten Aggregate herangezogen werden.

**Tabelle B.3.34: Übersicht der untersuchten Aggregate inkl. Kenngrößen zur Bereitstellung von Flexibilität auf der Kläranlage Radevormwald, (erweitert nach (Schäfer et al., 2017b))**

Aggregatgruppe	Abschaltdauer (min./max.)	Zuschaltdauer (min./max.)	Regenerationszeit	Anfahrzeit	Abfahrzeit
	[min]	[min]	[min]	[s]	[s]
Sandfang (intermittierende Belüftung)	5 - 60	5 - 60	30	60	60
Belebungsbecken 1+2 (intermittierende Belüftung)	5 - 120	-	15	10	5
Belebungsbecken 1 (Rührwerk, intermittierend)	15 - 30	15 - 40	30	60	60
Rücklaufschlamm-pumpen	5 - 120	-	60	60	5
Rezirkulations-pumpen	5 - 1.440	-	30	60	60
Heizschlamm-pumpe (Faulturm 1+2)	15 - 1.440	15 - 1.440	60	10	5
Rohschlamm-pumpe (Faulturm 1+2)	15 - 360	-	60	120	60
Rührwerke (Faulturm 1+2)	15 - 30	-	15	180	60
Seihbandanlage/ ÜSS-Pumpen	-	120 - 1.440	15	60	900
Kammerfilterpresse 1+2	-	120	60	120	120
BHKW 1+2	5 - 1,440	5 - 1.440	5/30*	180	300
NEA	-	15 - 240	2.5	60	30

\* negative Flexibilität/positive Flexibilität

Aus der Aggregate-Analyse wurden zusätzliche Restriktionen bzw. Kontrollparameter abgeleitet, die Aussagen dazu treffen, unter welchen Bedingungen die Aggregate für die Bereitstellung von Flexibilität nutzbar, nicht nutzbar oder eingeschränkt nutzbar sind bzw. von welchen Faktoren sie beeinflusst werden. Diese Parameter dienen als Eingangsparameter für die Flexibilisierung der Aggregate im Simulationsmodell und bildeten die Schnittstelle vom Übergang von Arbeitspaket 2 zu Arbeitspaket 3 (vgl. Bild B.3.26). Zur Sicherstellung des Reinigungsbetriebes wurden die aus der einschlägigen Literatur und den eigenen Untersuchungen abgeleiteten Kriterien in das Simulationsmodell eingebunden und überprüft. Aufbauend auf den Ergebnissen wurden reale Abschaltversuche an einzelnen Aggregaten zur Verifizierung der Simulationsergebnisse durchgeführt. In einem letzten Schritt wurden diese Aggregate an einem Marktparallelserver (virtuelles Kraftwerk) angeschlossen (vgl. Kapitel B.4.6), im Realbetrieb getestet und auf ihre Wirksamkeit hin überprüft. Der Kriterienkatalog für Regelansätze ist Tabelle B.3.35 zu entnehmen.

**Tabelle B.3.35: Kriterienkatalog für Regelansätze auf Kläranlagen**

Aggregat(-gruppe)	Kontrollkriterium	Literatur & eigene Untersuchungen	Modellierung	Abschaltversuche	Anschluss virtuelles Kraftwerk (Marktparallelserver)
Hebewerke	- Stauraumvolumen der Zulaufpumpen - Füllstand Pumpensumpf / Zulaufwassermenge <sup>1</sup>	x			
Sandfang	- Zulaufwassermenge <sup>1</sup> - Mindestbelüftungszeit	x			
Belebungsbecken (Belüftung)	- NH <sub>4</sub> -Konzentration (biol. Stufe & Ablauf Nachklärung) - Zulaufnachfracht (NH <sub>4</sub> -/ CSB)	x	x	x	x
Belebungsbecken (Rührwerke)	- Mindestlaufzeit, Schaltzyklen	x			
Rücklaufschlammpumpe	- Zulaufwassermenge <sup>1</sup> - Schlamm Spiegel	x	x	x	x
Rezirkulationspumpe	- NO <sub>3</sub> -Konzentration (Ablauf Belebungsbecken)	x	x		
Heizschlammpumpe (Faulturm)	- Temperatur (min/max)	x			
Rohschlammpumpe (Faulturm)	- Füllstand Voreindicker/ Vorlagebehälter (min/max) - Maximale Stillstandszeit	x			
Faulturm (Rührwerke)	- Mindestlaufzeit, Schaumbildung	x			
Überschussschlammeindickung (Pumpen, Seihbandanlage)	- Trockensubstanzgehalt <sup>2</sup> (Belebungsbecken) bzw. ÜS-Entnahme - Anlagenbesetzung <sup>4</sup>	x	x		
Entwässerung <sup>3</sup> (Kammerfilterpresse/Zentrifuge/Bandpresse)	- Füllstand Nacheindicker (min/max) - Anlagenbesetzung (Personal) <sup>4</sup>	x			
BHKW-Anlagen	- Füllstand Gasspeicher (min/max) - max. Schaltvorgänge	x	x	x	x
Netzersatzanlage	- Füllstand Treibstoffspeicher (min/max) - Max. Nutzungsstunden <sup>5</sup>	x			

<sup>1</sup> Verhindert Anlagenüberlastung bei Regenwetter

<sup>2</sup> Verhindert eine zu große Entnahme

<sup>3</sup> Schlammwässerung meist nicht zu unterbrechen

<sup>4</sup> Abhängig vom Grad der Automatisierung

<sup>5</sup> Begrenzt auf 180 h/a StromGVV, (BMWI, BMELV, Bundesrat 2006)



### B.3.3.1.3 Allgemeine Bewertung der Aggregate als Flexibilitätsoption

In den vorangegangenen Kapiteln konnte eine prinzipielle Nutzbarkeit der untersuchten Aggregate bestätigt werden. Im nachfolgenden Abschnitt wird näher auf mögliche Auswirkungen auf die unterschiedlichen Aggregategruppen durch die Nutzung als Flexibilitätsoption eingegangen. Eine individuelle Prüfung ist hierbei obligatorisch. Die negativen Einflüsse werden über die vorgeschlagenen Regelparameter (vgl. Tabelle B.3.35) begrenzt, dennoch gilt bei Einbindung in ein Flexibilitätsmanagement immer die Einzelprüfung und Justierung der Regelparameter anhand der individuellen Rahmenbedingungen. Eine zusammenfassende Bewertung ist in Tabelle B.3.36 dargestellt.

#### (1) Zulauf & mechanische Reinigung

Bei einer flexiblen Nutzung des **Zulaufhebewerks** sind die individuellen Randbedingungen der Kläranlage dominierend und nur schwer generelle Empfehlungen möglich. Bei Anlagen mit bewegter Topografie stellen die Pumpen relevante Verbraucher dar, die es näher zu untersuchen gilt. Insbesondere in Schwachlastzeiten ist ein Einstau im Pumpensumpf oder im vorgelagerten Kanal durchführbar und ermöglicht einen flexiblen Betrieb. Weiterhin ist zu überprüfen, ob der gezielte Einstau des Zulaufkanals bei hydraulischen Stoßbelastungen negative Auswirkungen auf die Reinigungsleistung hat. Weiterhin ist zu beachten, dass bei (anteiliger) Mischkanalisation bei Regenwetter erhöhte Zuflüsse zur Kläranlage auftreten. Das Auftreten schnell ansteigender Mischwasserzuflüsse bei vorherigem gezieltem Einstau des Zulaufkanals kann zu erhöhten Mischwasserentlastungen führen und ist zu vermeiden. Bei einem dem Pumpwerk nachgeschaltetem Rückhaltebecken ist bei verfügbarem Speichervolumen eine temporäre erhöhte Förderung als negative Flexibilität denkbar. Die Funktionsweise ähnelt hierbei einem kleinen Pumpspeicherkraftwerk. Individuelle Konzepte bieten im Zulaufbereich ein breites Spektrum an möglichen Einzellösungen. Auswirkungen auf die Reinigungsleistung werden durch Abschalten der Zulaufpumpen nicht erwartet.

Bei Dauerbelüfteten **Sandfängen** sind Abschaltungen der Gebläse von bis zu einer Stunde als unproblematisch anzusehen, während bei gut FU-gesteuertem oder intermittierendem Betrieb auf ein zu starkes Absetzen der organischen Stoffe zu achten ist. Hier sind Mindestbelüftungszeiten sowie die ankommende Wassermenge zu beachten.

#### (2) Biologische Stufe

In der biologischen Stufe sind die **Belüftungsaggregate** angesiedelt, welche den Hauptansatzpunkt zur Bereitstellung von Flexibilität im Bereich der Reinigungsaggregate darstellen. Als Hauptverbraucher der Kläranlage steht hier ein großes Leistungspotenzial zur Verfügung, das allerdings auch die Kernfunktion der Kläranlage, die Reinigung des Abwassers, maßgeblich beeinflusst. Die Untersuchungen haben gezeigt, dass die durch die Steuerung der Luftzufuhr nutzbare Leistung über den Tag stark schwankt und von der installierten Leistung deutlich abweicht (Beispiel Radevormwald: Gesamte installierte Leistung 445 kW<sub>el</sub>; nutzbare Leistung 60 - 100 kW<sub>el</sub>). Die Ergebnisse belegen eine mögliche Nutzung als positive Flexibilität und untermauern ebenfalls die Einschätzungen aus der Literatur (z. B. (Nowak et al., 2015; Müller et al., 2013)), dass kurze Abschaltungen problemlos durchführbar sind. Zur Einbindung der Gebläseeinheiten wird dennoch dringend empfohlen, die individuellen Pufferkapazitäten der Anlage zu bestimmen und durch Simulation sowie durch Vorversuche eine Nutzbarkeit zu überprüfen. Außerdem ist eine Nachklärung mit entsprechender Kapazität erforderlich. Für energetisch sehr gut optimierte Anlagen mit hoher Auslastung wird eine Abschaltung der Belüftungsaggregate einen erhöhten Einfluss auf der Reinigungsleistung haben, insbesondere bei niedrigem Schlammalter. Des Weiteren ist durch auftretende Anaerobphasen eine Phosphorrücklösung möglich. Dies konnte auf der Pilotanlage allerdings nicht festgestellt werden. Die Nutzung in negativer Richtung in Form einer „Überbelüftung“ erscheint nicht sinnvoll.

In dem Projekt *arrivee* lag der Fokus explizit auf Kläranlagen mit anaerober Schlammstabilisierung. Entsprechend sind die ermittelten Kennzahlen für Faulungsanlagen ausgelegt. Anzumerken ist, dass für kleinere Kläranlagen mit simultan aerober Schlammstabilisierung deutlich längere Abschaltzeiten denkbar sind, die durch größere Pufferkapazitäten, insbesondere durch das hohe Schlammalter, zu begründen sind. Simulationen zeigen hierbei Abschaltungen von bis zu 12 Stunden ohne negative Auswirkungen auf die Reinigungsleistung. Bei häufigen Abschaltungen dieser Größenordnung sind allerdings Auswirkungen auf die Schlammstabilisation (Absenkung des aeroben Schlammalters) denkbar.

Die **Rührwerke** in den Belebungsbecken sind je nach Ausführung der Beckengeometrie ebenfalls ein nennenswerter Stromverbraucher und zum flexiblen Betrieb geeignet. Zu beachten sind hierbei die unterschiedlichen möglichen Betriebsweisen (intermittierend oder Dauerbetrieb) und verfahrenstechnischen Ausführungen sowie die Absetzeigenschaften des Schlammes. Die Nutzung der Rührwerke kann außerdem stark abhängig von der Belüftung sein und nicht zur Verfügung stehen, während die Belüftung ausgeschaltet ist, um die benötigte Durchmischung zu gewährleisten.

Des Weiteren stellen die **Rücklaufschlammumpen** eine gut integrierbare Flexibilitätsoption dar, die prinzipiell in beide Richtungen eingesetzt werden kann. Kurze Abschaltzeiten sind problemlos möglich, längere Phasen sollten über den Zulauf der Anlage reguliert werden, um ein zu starkes Absinken des TS-Gehaltes im Belebungsbecken zu verhindern. Auswirkungen auf die Reinigungsleistung sind stark abhängig von der Pufferkapazität der Anlage, die vom Zusammenspiel von Zufluss, Größe des Belebungsbeckens und Kapazität der Nachklärung bestimmt wird.

Die bei der vorgeschalteten Denitrifikation benötigten **Rezirkulationspumpen** eignen sich ebenfalls zur Lastverschiebung in beide Richtungen. Bei zu langen Abschaltzeiten und damit geringer Rezirkulationsrate kann es zu unzureichendem Nitratabbau kommen. Bei längeren Zuschaltzeiten und hoher Rezirkulationsrate wird eine zu hohe Nitratfracht zurückgeführt, die bei einem ungünstigen C/N-Verhältnis nicht denitrifiziert werden kann und daher energetisch nicht sinnvoll ist. Das Leistungspotenzial ist allerdings deutlich geringer als bei der Belüftung oder den Rührwerken.

### (3) Schlammbehandlung

In der Verfahrensgruppe der **Faulung** bieten sich die Pumpen (bspw. Heizschlammumpen, Rohschlammumpen) sowie die Rührwerke für eine Nutzung an. Die Rührwerke sind für kurze Zeitintervalle geeignet, allerdings sind die Absetzeigenschaften des Schlammes, mögliche Schaumbildung, Auswirkungen in der Biogasproduktion und ggf. die technische Eignung (Auslegung der Aggregate auf Dauerbetrieb) zu beachten. Die Auswirkungen können hier je nach Art der Umwälzung (interne/externe Umwälzung, Schaufler, etc.) und Bauform stark variieren und somit auch die Zu-/Abschaltdauern beeinflussen. Bei den Beschickungs- bzw. Heizpumpen bestehen relativ große Freiheitsgrade in der Nutzung. Insbesondere die Heizschlammumpen bieten große Flexibilität mit der Möglichkeit, die Temperatur im Faulturm bei Bedarf anzupassen. Hier ist auch die Nutzung als Wärmespeicher (Power-to-Heat) denkbar. Sowohl bei der Beschickung als auch bei der Erwärmung können, je nach Nutzungsart, Steigerungen/Reduzierungen in der Biogasproduktion auftreten.

Die Verfahren der **Schlammwässerung** sind den diskontinuierlichen Prozessen (vgl. Kapitel B.2.1.1.1) zuzuordnen und eignen sich damit generell zur Flexibilitätsbereitstellung bzw. Lastverschiebung für mehrere Stunden. Allerdings verfügen sie meist nicht über die notwendige Automatisierung, um vollständig in ein Energiemanagement eingebunden zu werden. Die Durchführung erfolgt je nach Aggregattyp (Zentrifuge/Dekanter, Kammerfilterpresse, Schneckenpresse) durch das Betriebspersonal und im Anschluss werden oftmals Reinigungsarbeiten notwendig, die vom Personal zeitnah durchgeführt oder überwacht werden müssen. Daher ist eine Verschiebung der Last in den Betriebsablauf des Personals zu integrieren, und somit weitestgehend an die Arbeitszeiten gebunden.

Die maschinelle **Überschussschlammindickung** (MÜSE) kann zusammen mit den Überschussschlammumpen problemlos auch über mehrere Stunden abgeschaltet werden. Hierbei ist die Einhaltung des erforderlichen  $TS_{BB}$  in der Belebungsstufe zu beachten. Außerdem ist die Nutzung in das Konzept der Faulturmbeschickung einzubinden.

#### Energieerzeugung

Im Bereich der Energieerzeugung ist überwiegend mit technischen Auswirkungen auf die Anlagen durch geänderte Betriebsführung zu rechnen. Die Bereitstellung von positiver und negativer Flexibilität durch die **Blockheizkraftwerke** ist problemlos möglich, allerdings stark abhängig vom BHKW-Betrieb mit dem vorhandenen Gasspeicher, der limitierend wirkt. KWK-Einheit und Gasspeicher müssen hier als eine Einheit gesehen werden (vgl. Kapitel B.2.3.1.5, (Schäfer et al., 2017a)). Dabei ist auch auf verringerte Wirkungsgrade im Teillastbetrieb zu achten. Des Weiteren ist zu prüfen, welche Auswirkungen durch erhöhte Schaltzeiten entstehen (Reduzierung der Lebensdauer, u.a.). Es sind die technischen Herstellervorgaben (Garantie-

ansprüche) und die Kompatibilität zu entsprechenden Steuereinheiten zu beachten. Einige BHKW-Hersteller haben eine Kommunikationseinheit in ihrem Angebot bereits inklusive, was bei einer Neuanschaffung und einer geplanten Marktteilnahme von Vorteil sein kann. Für neuere BHKW-Anlagen ist eine Teilnahme am Regelenergiemarkt in der Regel kein Problem und bereits Stand der Technik.

Bei den **Netzersatzanlagen** ist auf eine Netzparallelität zu achten, welche die Grundvoraussetzung zur Anbindung an das öffentliche Stromnetz ist. Es bestehen neben eventuell erhöhtem Aufwand bei der Treibstoffbewirtschaftung keine zu erwartenden negativen Auswirkungen. Durch die Reglementierung nach §4 StromGKV (max. 180h/a) bietet sich eine Vermarktung hinsichtlich der Verfügbarkeit/Flexibilität und weniger der tatsächlichen Bereitstellung von elektrischer Energie in größeren Mengen an.

#### (4) **Weitere Aggregate**

Kläranlagen sind nicht nur in ihrer Belastung an Schmutzstofffrachten und Wassermengen sowie in der Abwasserzusammensetzung sehr inhomogen. Zusammen mit der Topografie und anderen lokalen Randbedingungen ergeben sich auch für die verfahrenstechnische Umsetzung der Abwasserreinigung große Spielräume in Bezug auf die eingesetzten Aggregate. Die wichtigsten Aggregate wurden im vorangegangenen Kapitel untersucht und bewertet, es sind allerdings durchaus weitere Flexibilitätsoptionen denkbar.

Ansatzpunkte geben sowohl die Leistung, die im Regelfall mehr als 5 kW<sub>el</sub> betragen sollte, sowie der Automatisierungsgrad. Auch kleine Aggregate können unter Umständen als technische Einheiten zusammengefasst werden und so in einem Aggregatemanagement sinnvoll genutzt werden (vgl. Gruppe maschinelle ÜSS-Eindickung der KA Radevormwald).


Neben den aufgeführten Rührwerken und Pumpen sind weitere Aggregate dieser Typen ebenfalls gut in ein Lastmanagement/Aggregatemanagement zu integrieren. Von technischer Seite unterscheiden sich diese meist wenig von den bereits vorgestellten Aggregaten und es können die jeweiligen Kenngrößen als Ausgangsposition verwendet werden.


**Tabelle B.3.36: Zusammenfassende Bewertung der Aggregatgruppen als Flexibilitäts Optionen**

Aggregatgruppe	Flexibilität	Leistungs- potenzial	Einbindung	Bemerkung zu möglichen Auswirkungen
Zulaufhebewerk	+	Gering - Mittel	Bedingt möglich	- Stark abhängig vom vorgelagerten Kanalnetz - Unterscheidung von unterschiedlichen Grenzwerten in Tag/Nacht sinnvoll
Sandfang	+	Gering - Mittel	Bedingt möglich	- Absetzen von org. Substanzen beachten - Wenig Spielraum zur Abschaltung bei passender hydraulischer Auslegung
Belebungsbecken (Belüftung)	+ / -	Groß	Gut mög- lich	- Bei längeren Abschaltungen auf Änderung der Biozönose achten - Gewährleistung einer ausreichenden Durchmischung des Belebtschlammes - Phosphor Rücklösung durch lange Anaerobzeiten möglich - Möglichkeit der Überbelüftung prüfen
Belebungsbecken (Rührwerke)	+	Mittel	Möglich	- Absetzverhalten prüfen - Abschaltung mit Belüftung ggf. nicht möglich
Rücklaufschlamm- pumpen	+ / -	Mittel	Gut mög- lich	- TS-Gehalt in der Belebung kann durch längere Abschaltung und großen Zufluss zu stark sinken - Schlammabtrieb in der Nachklärung bei zu langer Stillstandszeit
Rezirkulationspum- pen	+ / -	Gering	Gut mög- lich	- Anstieg der NO <sub>3</sub> -N-Ablaufkonzentration
Heizschlammpumpe (Faulturm)	+ / -	Gering	Möglich	- Temperaturschwankungen können einen Einfluss auf die Stabilität und Geschwindigkeit der anaeroben Umsetzungsprozesse und damit Biogasproduktion haben
Rohschlammpumpe (Faulturm)	+	Gering	Möglich	- Biogasproduktion abhängig von der Beschickung
Rührwerke (Faulturm)	+	Mittel	Bedingt möglich	- Auf Schaumbildung prüfen - Biogasproduktion könnte sinken - Absetzverhalten prüfen
MÜSE/ ÜSS-Pumpen	-	Mittel	Möglich	- Abhängig von vom ÜSS-Anfall und Aggregatleistung - Mindestlaufzeit der Aggregate sinnvoll
Entwässerungsag- gregate	-	Mittel	Möglich	- Vorgang teilweise nicht zu unterbrechen (z. B. Kammerfilterpresse) - Meist nur im Schichtbetrieb möglich, da im Anschluss die Reinigung erfolgt
BHKW	+ / -	Groß	Gut mög- lich	- Schaltzyklen ggf. reglementiert (Garantieanspruch)
NEA	-	Groß	Gut mög- lich	- Je nach Speichergröße erhöhter Aufwand bei der Treibstoffbewirtschaftung

#### B.3.3.1.4 Datenblätter

Zur kompakten Darstellung der gewonnenen Erkenntnisse aus dem Aggregatemanagement befindet sich in Anhang 6 für jedes untersuchte Aggregat ein Datenblatt. Dort hinterlegt sind zusammengefasst das Leistungspotenzial ( $W_{el}/E$ ), die Flexibilitätsrichtung, in die das Aggregat wirken kann, sämtliche technische Kennzahlen zur flexiblen Nutzung sowie die Regelkriterien und der vorgeschlagene Einsatzbereich. Exemplarisch zeigt dies Bild B.3.42 für das Aggregat „Sandfanggebläse“.



Aggregat	Gebläse Sandfang		Art des Aggregates und Zuordnung der Baugruppe
Baugruppe	Mechanische Reinigung	Sandfang	
Leistungspotenzial	Gering - Mittel GK 1-3: 0,45 GK 4: 0,13 GK 5: 0,06	[W/E]	Spezifische Aggregatleistungen in [W/E] auf Grundlage der Datenauswertung (vgl. Kapitel B.2.2)
Flexibilitätsrichtung	Positive & negative Flexibilität		Mögliche Flexibilitätsrichtungen und Nutzbarkeit im Rahmen eines int. Lastmanagements
Integration in ein Lastmanagement	Geeignet		
Min. Abschaltdauer	5	[min]	
Max. Abschaltdauer	60	[min]	
Min. Abschaltdauer	5	[min]	
Max. Abschaltdauer	60	[min]	Technische Kennzahlen zur flexiblen Nutzung des Aggregates
Regenerationszeit	30	[min]	
Anfahrzeit	60	[s]	
Abfahrzeit	60	[s]	
Regelkriterien	<ul style="list-style-type: none"> <li>Zufluss zur Kläranlage</li> <li>Mindestbelüftungszeit</li> <li>Internes Lastmanagement</li> </ul>		Vorgeschlagene Regelkriterien und Einsatzbereich zum flexiblen Betrieb
Vorgeschlagener Einsatzbereich			

**Bild B.3.42: Musterdatenblatt zur Einbindung von Aggregaten in ein Regelkonzept**

### B.3.3.2 Anlagenkonzepte

Betreiber von kommunalen Kläranlagen können die vorstehend auf Ebene der Aggregate aufgezeigten Flexibilitäten innerhalb verschiedener Anlagenkonzepte, die im Zuge dieses Kapitels näher erläutert werden, umsetzen. Die unterschiedlichen Wirkungsgrade der Prozesskette zur Umwandlung des EE-Überschussstroms im jeweiligen Anlagenkonzept und die entsprechenden Speicherkapazitäten wurden ermittelt und vergleichend tabellarisch gegenübergestellt. Daraus ergeben sich – je nach Verwendung der „Nebenprodukte“ der Umwandlungsschritte – unterschiedliche Wirkungsgrade. Ziel bei der Umsetzung eines Anlagenkonzeptes ist es, die optimale Verwertung auch der Nebenprodukte Wärme und Sauerstoff zu ermöglichen, um so eine hohe Gesamteffizienz des Systems sicherzustellen. Die im Projekt *arrivee* untersuchten Anlagenkonzepte reichen von einer flexiblen Nutzung der vorhandenen Aggregate bis zur Umsetzung des PtG-Verfahrens mittels biologischer Methanisierung. Tabelle B.3.37 gibt einen Überblick über die untersuchten Anlagenkonzepte.

**Tabelle B.3.37: Übersicht zu den in *arrivee* betrachteten Konzepten**

Anlagenkonzepte in <i>arrivee</i>	- 0 - Status-Quo	Referenzkonzept: Die Kläranlage wird mit Fokus auf Eigenstromproduktion gefahren, keine flexible Interaktion mit dem der Energiewirtschaft.
	- I - Status-Quo-Flex	Der flexible Betrieb richtet sich auf den Anlagenbestand. Dabei werden sowohl die Potenziale des Aggregate-managements als auch der KWK in Verbindung mit den entsprechenden Gasspeichern genutzt.
	- IIa - Druckluft	Die Bereitstellung negativer Flexibilität wird durch die Möglichkeit der Drucklufterzeugung erhöht. Diese wird gespeichert und kann anstatt der Belüftungsaggregate der Biologischen Stufe verwendet werden.
	- IIb - VPSA	Die Flexibilität wird durch die Erzeugung von Sauerstoff mittels VPSA erhöht. Dieser wird unter Druck gespeichert und kann dann zeitversetzt für die Belüftung der biologischen Stufe zu dosiert oder als Reinsauerstoffbelüftung verwendet werden. Ein weiterer Anwendungsbereich kann die Nutzung als Ausgangsprodukt für die Ozonherstellung zur Spurenstoffelimination. Dadurch kann Belüftungsenergie eingespart und ein zusätzliches Potenzial für positive Flexibilität gewonnen werden.
	- III - H <sub>2</sub> -Nutzung	Dieses Konzept ergänzt den Anlagenbestand um den Baustein der Wasserelektrolyse zur Umwandlung von überschüssigem EE-Strom in speicherfähigen Wasserstoff. Der H <sub>2</sub> wird direkt auf der Anlage verwertet. Es bestehen folgende Optionen: H <sub>2</sub> zu einem Anteil von 10% zum Klärgas beimischen oder Betrieb eines H <sub>2</sub> -BHKW in Kombination mit einem H <sub>2</sub> -Speicher. Darüber hinaus kann der Sauerstoff einer weiteren Verwendung zugeführt werden. Verwertungspfade sind: Belüftung oder die Verwertung im Rahmen einer Ozonierung einer Spurenstoffelimination.
	- IV - H <sub>2</sub> -Einspeisung	Bei diesem Konzept wird die Kläranlage zum Langzeitspeicher, indem sie Überschussstrom in einen chemischen Energieträger (H <sub>2</sub> ) umwandelt und ins Gasnetz einspeist. Der Sauerstoff kann auch hier wie in Konzept III auf der Kläranlage genutzt werden. Die H <sub>2</sub> -Einspeisung wird beschränkt durch die Vorgaben des Gasnetzbetreibers.
	- V - Methanisierung	Dieses Konzept kombiniert den Baustein der Wasserelektrolyse mit dem Prozess der Methanisierung des anfallenden Klärgases in einem separaten Reaktor. In diesem erfolgt der Prozess des biologischen Methanisierung. Das entstehende hochreine Methan kann ins Gasnetz eingespeist werden. Im Gegensatz zur Wasserstoffeinspeisung bestehen für die Methaneinspeisung keine Einschränkungen.

Die technischen Anlagenkonzepte I bis V werden nachfolgend in Form von sogenannten Konzeptsteckbriefen zusammenfassend und übersichtlich dargestellt. Die Steckbriefe sind zur Vergleichbarkeit der Anlagenkonzepte identisch aufgebaut und unterscheiden sich nur durch die Ausgestaltung der Konzeptmerkmale. Letztere können Tabelle B.3.38 entnommen werden.

**Tabelle B.3.38: Aufführung der Konzeptmerkmale der Steckbriefe**

Merkmal	Beschreibung des Merkmals
<b>Beschreibung</b>	Textliche Beschreibung des Anlagenkonzepts
<b>Umsetzungskriterien</b>	Aufführung der potenziellen Flexibilitätsbausteine und Beschreibung des Kriterien für deren Einsatz
<b>Relevante Flexibilitätsebenen</b>	Aufführung der relevante Flexibilitätsebenen des Konzepts: BHKW, Stromverbraucher, innovative Technologien
<b>Flexibilitätsbausteine</b>	Aufführung der relevanten Bausteine für Flexibilität sowie Identifikation der Art der Flexibilität
<b>Konzeptstufe</b>	Aufzeigen der Konzeptstufe (Status-Quo, H <sub>2</sub> , Methanisierung)
<b>EE-Umwandlung (Systemwirkungsgrad)</b>	Aufführen des Verwertungspfad für die EE-Überschüsse sowie der daran gekoppelten Systemwirkungsgrade. Ausgangsprodukt: EE-Strom i. d. R. im Überschuss (100 %) Hier dargestellt ist immer Verwertungspfad EE-Strom - Gasprodukt - EE-Strom. Wirkungsgrad wird ergänzend für unterschiedliche Verwertungspfade und -stufen ermittelt (mit bzw. ohne Wärme). Darstellung außerhalb der Steckbriefe.
<b>theoretische Potenziale POS</b>	Nennung der konzeptspezifischen Flexibilitätspotenziale sowohl einwohnerspezifisch als auch als bundesweiter Wert
<b>theoretische Potenziale NEG</b>	Nennung der konzeptspezifischen Flexibilitätspotenziale sowohl einwohnerspezifisch als auch als bundesweiter Wert
<b>Speicheroptionen</b>	Aufführung der Art der möglichen Speicheroptionen
<b>Speicherkapazität</b>	Aufführung der spezifischen und bundesweiten Speicherkapazität für Kurzzeitspeicherung und Langzeitspeicherung

### B.3.3.2.1 Übertragbarkeit der Konzepte: Pilot- und Musteranlagen

Die Anlagen- und Systemkomponenten wurden für vier definierte Kläranlagengrößen ausgelegt. Für die Anlage der Ausbaugröße 58.000 E wird die Kläranlage Radevormwald stellvertretend als Referenz näher betrachtet. Die zugrundeliegenden Inputparameter beziehen sich auf die Ergebnisse aus dem Simulations-



modell für die Kläranlage Radevormwald (vgl. Kapitel B.4.5) (Status Quo 2014 ohne Flex) und den realen Betriebsdaten. Für die Kläranlage Radevormwald werden sowohl für das Jahr 2014 als auch das Jahr 2035 die gleichen Eingangsdaten für den Gasertrag/ Stromverbrauch angesetzt.

Zur besseren Übertragbarkeit der Ergebnisse werden zusätzlich drei Musterkläranlagen betrachtet, für die die Anlagenkonzepte ebenfalls untersucht und bewertet werden. Dazu wurden Ausbaugrößen mit 20.000 E, 50.000 E und 150.000 E definiert, um eine möglichst große Anzahl von Kläranlagen in Deutschland exemplarisch abzudecken. Für das Bezugsjahr 2014 werden die (allgemeinen) Parameter aus der Datenauswertung im Rahmen der Potenzialanalyse aus dem Status Quo verwendet. Für die Stützjahre 2035/2050 werden die „optimierten Randbedingungen“, sofern sinnvoll, analog zur Potenzialermittlung als Annahme getroffen. Die Randbedingungen und Auslegungsdaten können Tabelle B.3.39 entnommen werden. Zusätzlich benötigte Werte werden aus der Simulation der Pilotanlage abgeleitet bzw. übernommen.

Folgende Daten werden aus dem Simulationsmodell als 15 min-Werte weitergegeben:

- Verlauf der CO<sub>2</sub>-Produktion
- Luftbedarf während der MRL/SRL Abrufe 2014/2035 unter Berücksichtigung der Restriktionen
- Leistung während der MRL/SRL Abrufe 2014/2035 unter Berücksichtigung der Restriktionen
- Fremdbezug/ Einspeisung zum Abgleich mit Netzkapazitätskorridor
- Fremdbezug / Eigenproduktion

**Tabelle B.3.39: Musteranlagen und ihre Randbedingungen für die Konzeptauslegung für die Betrachtungsjahre 2014 und 2035**

Parameter	Einheit	2014	2014	2035/2050	2014	2035/2050	2014	2035/2050
KA-Größe	E	Pilotanlage 58.000	20.000	20.000	50.000	50.000	150.000	150.000
spez. Strombedarf	kWh <sub>el</sub> /(E*a)	27,9	35,0	30,0	35,0	30,0	35,0	30,0
Anschlussleistung (extrapoliert aus Pilot-anlage)	kW	530,00	182,76	182,76	456,90	456,90	1.370,69	1.370,69
spez. Klärgaserzeugung (Datenauswertung)	l/(E*d)	18,03	21,34	30,00	21,34	30,00	21,34	30,00
Klärgasanfall (CH <sub>4</sub> +CO <sub>2</sub> )	m <sup>3</sup> /a	381.790	155.782	219.000	389.455	547.500	1.168.365	1.642.500
V <sub>Gasspeicher</sub> (Datenauswertung)	m <sup>3</sup>		150	150	270	270	1.000	1.000
CO <sub>2</sub> -Anfall	m <sup>3</sup> /a	137.444	54.524	76.650	136.309	191.625	408.928	574.875
Wirkungsgrad (Datenauswertung)	%el	0,30	27,81	40,00	27,81	40,00	27,81	40,00
Wärmebedarf (entspricht therm. Leistung BHKW)	kWh <sub>th</sub>		627.836	627.836	1.569.590	1.569.590	4.708.771	4.708.771
spez. Erzeugung	kWh <sub>el</sub> /(E*a)	12,64	14,08	28,47	14,08	28,47	14,08	28,47
Gesamtleistung BHKW (berechnet über Primär- energiegehalt und Datenauswertung)	kW <sub>el</sub>		51,11	51,11	110,90	110,90	313,42	313,42
Anzahl BHKWs	n		1	1	2	2	2	2
Gesamtleistung NEA (Berechnet über Ge- samtstromverbrauch)	kW		-	-	199,6	199,6	598,7	598,7

### B.3.3.2.2 Beschreibung der Anlagenkonzepte und Konzeptsteckbriefe

#### (1) Hintergrund und Grundlagen

Die sich in Zukunft ergebenden Möglichkeiten zum Einsatz innovativer Anlagentechnik auf Kläranlagen sind stark abhängig von den lokalen Rahmenbedingungen (hoher Ausbaugrad an fEE in der Region) sowie der allgemeinen Entwicklung des fEE-Ausbaus. Als innovative Anlagentechnik wird hier insbesondere die Power-to-Gas Technologie verstanden (vgl. B.3.2), die sich in Form der Elektrolyse (Anlagenkonzept III und IV) sowie eine ggf. daran anschließenden Methanisierung (Anlagenkonzept V) technisch umsetzen lässt (vgl.



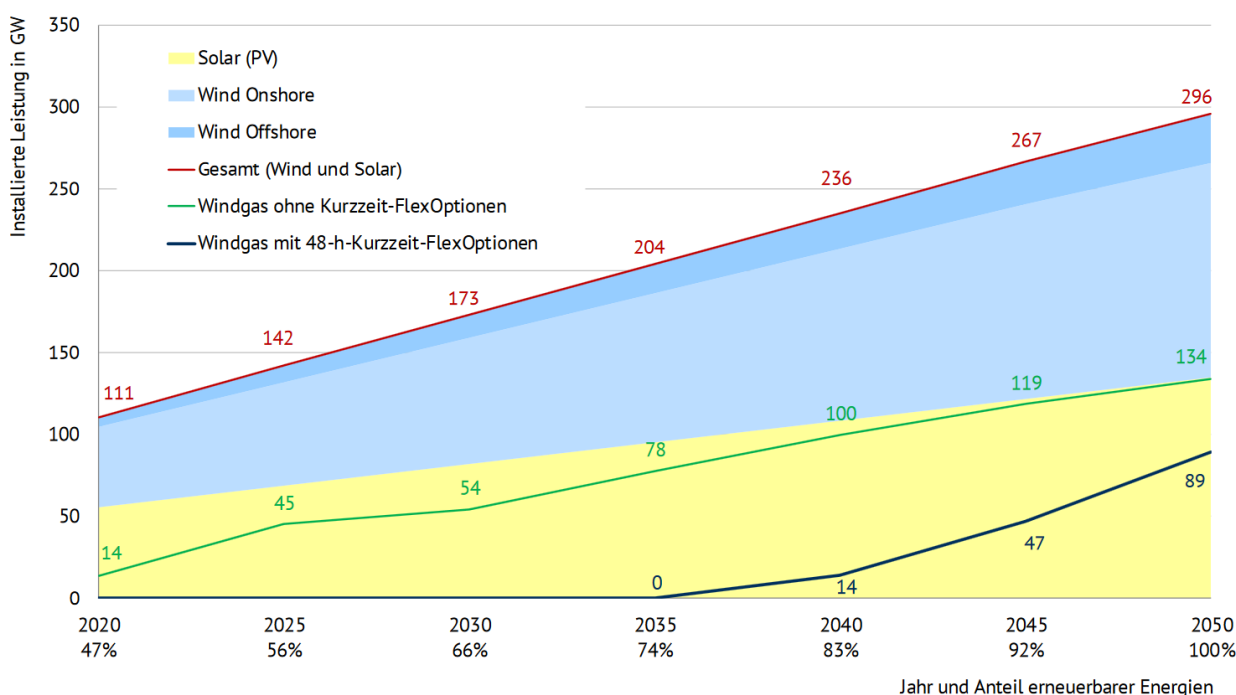
Kapitel B.3.3.2). Darüber hinaus wurden weitere Techniken für den Einsatz auf Kläranlagen untersucht: das VPSA-Verfahren (Sauerstoffherstellung) sowie die Druckluftspeicherung, jeweils mit dem Ziel Sauerstoff bzw. Luft für die Belüftung der Belebungsbecken zeitversetzt zur Verfügung zu stellen. (Siehe auch Kapitel B.3.2)

In Abhängigkeit der betrachteten Studien zum Bedarf an langfristiger (über Wochen und Monate) Zwischenspeicherung von elektrischer Energie und dem zugrunde gelegten Ausbaugrad an fEE wird je nach Betrachtungszeitraum und Rahmenbedingungen ein Jahresbedarf im Rahmen von <1.000 bis zu 6.000 Volllaststunden pro Jahr Elektrolysebetrieb aufgeführt (Albrecht et al., 2013; Sterner et al., 2015a).

Die Studie von (Götz et al., 2016) zum Thema „Minimaler Bedarf an langfristiger Flexibilität“ zeigt u. a. auf,

- „dass mit dem konsequenten Einsatz kurzfristiger Flexibilitätsoptionen erst bei hohen Anteilen Erneuerbarer Energien ab 74 % ein langfristiger Ausgleichsbedarf des Wind- und PV-Stroms entsteht“
- „[dass] Windgas-Anlagen jedoch unter den gegebenen Szenario-Annahmen (u.a. 100 % EE) notwendig [sind], um die vorgegebenen Anteile Erneuerbarer Energien zu erreichen.“
- „Durch Windgas kann zudem der Stromsektor mit weiteren Sektoren gekoppelt werden. Durch die Nutzung von Windgas in den Sektoren Wärme und Verkehr sowie durch die stoffliche Verwendung in der Industrie wird sich der Windgasbedarf über die dargestellten Ausbaupfade hinaus vergrößern.“

Aus Bild B.3.43 geht hervor, dass die Power-to-Gas-Technologie ohne die Nutzung von kurzzeitigen Flexibilitäten bereits in naher Zukunft erforderlich sein wird und mit der Nutzung der auch in arrivee untersuchten kurzzeitigen Flexibilitäten (vgl. u. a. Aggregatemanagement vgl. Kapitel B.3.3.1) in etwa ab dem Jahr 2035 zum Zuge kommt.



**Bild B.3.43:** Zur Aufnahme des Überschusstromes aus fluktuierenden Energien im Vergleich zur kumulierten Kapazität von Wind- und Solarenergie minimal (blaue Kurve) und maximal (grüne Kurve) benötigte Elektrolyseleistung von Power-to-Gas-Anlagen (nach ausgeglichener Import-/Exportbilanz): Ausbaupfad für Power-to-Gas von heute hin zu einer Erneuerbaren Vollversorgung im Stromsystem mit und ohne Kurzzeit-Flexibilitätsoptionen. (Götz et al., 2016)

Der ermittelte Mindest-Bedarf für die in Abhängigkeit des EE-Ausbaugrades zu installierende Elektrolyseleistung ist nachfolgend aufgeführt. Die Anlagentechnik greift erstmalig, wenn Kurzzeitflexibilitätsoptionen nicht mehr ausreichend sind. Entsprechend Bild B.3.43 ist ab dem Jahr 2035 ein steigender Bedarf zur Aufnahme von Überschusstrom in folgender Größenordnung zu erwarten.

- 2035: 74% fEE - Bedarf an Elektrolyse setzt ein

- 2040: 83% fEE - 14 GW Elektrolysebedarf
- 2045: 92% fEE - 47 GW Elektrolysebedarf
- 2050: 100% fEE - 89 GW Elektrolysebedarf

Neben dem Einsatz von PtG als „Stromspeicher“ wird in Zukunft dieser Technologie auch für die Dekarbonisierung weiterer Sektoren eine wichtige Rolle zukommen. So ist nach (Sternier et al., 2015a)(Sternier et al., 2015b) für den Chemie- sowie für den Verkehrssektor eine zusätzlich zu installierende Leistung von 56-61 GW bzw. von 71-78 GW Elektrolyse erforderlich. Die daraus resultierenden Potenziale unterstreichen die Möglichkeiten, die mit dem Einsatz dieser Technologie verbunden sind.

## (2) Vorgehen bei der Konzeptauslegung

Es gibt verschiedene Möglichkeiten den Energieüberschuss aus regenerativen Energiequellen in einer Kläranlage vorteilhaft zu nutzen und mit entsprechenden Flexibilitätskonzepten die vorgelagerten Netzsysteme zu entlasten oder ihr eigenes Lastverhalten zu glätten und so ihre Bezugskosten für Strom zu reduzieren. Ausgehend von den nachfolgend dargestellten Konzeptansätzen wird die technische Umsetzung der ausgewählten Speicheroptionen am Standort Kläranlage konzipiert. Die unterschiedlichen Systemansätze und Nutzungsszenarien werden sowohl anlagen- als auch verfahrenstechnisch ausgelegt und kosten- bzw. ertragsseitig quantifiziert.

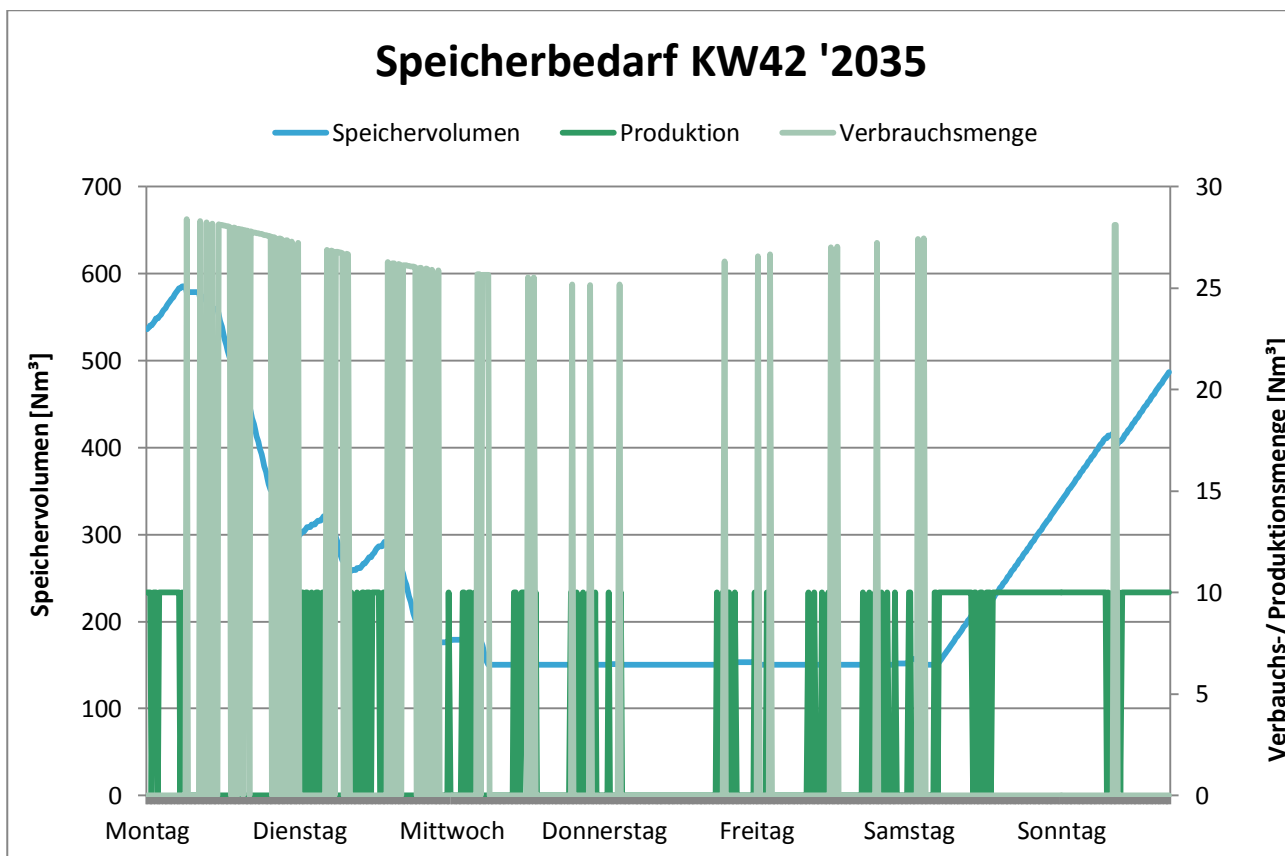
Für die Anlagenkonzepte III bis V wird die maximale Anlagenlaufzeit der verschiedenen Anlagengrößen ermittelt. Die Anlagenlaufzeit wird bestimmt durch:

- den Strompreis Intraday
- die Nennleistung der Produktionsanlage
- das Nutzspeichervolumen

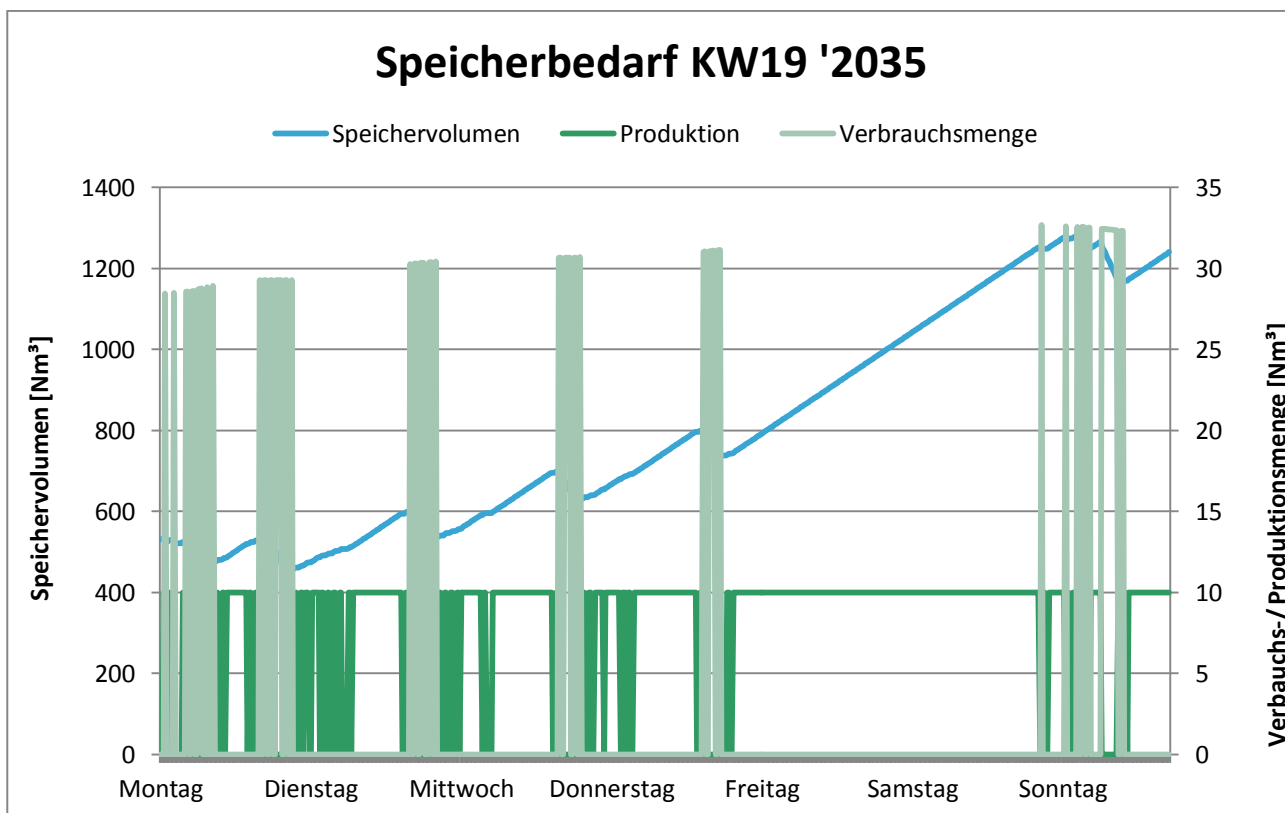
Letzteres korreliert direkt mit der Nennleistung der Produktionsanlage und der Abnahmemenge des Verbrauchers. Solange das minimale Speichervolumen eingehalten wird, kann der Verbraucher bedient werden bzw. solange das maximale Nutzspeichervolumen nicht erreicht ist, kann das Speichermedium (Wasserstoff, Druckluft oder Sauerstoff) produziert werden. Für die Anlagenkonzepte IIIa und VI wird die Anlagenlaufzeit zusätzlich durch die verfügbare Klärgasmenge bestimmt.

Für einen wirtschaftlichen Betrieb des Elektrolyseurs ist eine hohe Jahresbetriebszeit erforderlich. Der Betrieb des Elektrolyseurs richtet sich nach dem Strompreis Intraday. Die Strompreise sind als  $\frac{1}{4}$  Stunden Werte für die Jahre 2014 und 2035 hinterlegt. Aus Studien geht hervor, dass jährlich rund 4.000 Vollaststunden avisiert werden können. Im Off-Peak Bereich des Strombezuges können jährlich sogar bis zu 5.630 Vollaststunden erreicht werden (Hacker et al., 2014). Um die überschüssige Energie durch die volatilen, erneuerbaren Energieträger darzustellen, wurde in den Berechnungen mit einem Referenzwert, dem sogenannten **Lastgangpreis**, gerechnet, der sich über eine iterative Annäherung gebildet hat. Ausgehend von der Annahme, dass jährlich rund 4.000 Stunden überschüssige Energie aus erneuerbaren Energiequellen zur Verfügung stehen, ist der Lastgangpreis für die Produktionsanlage (Elektrolyse, Druckluft, VPSA) von einer Anlagenlaufzeit von 4.177 Stunden abhängig. Daraus ergibt sich für alle Anlagengrößen und -konzepte ein Lastgangpreis der Elektrolyse von max. 12 €/MWh. Die Elektrolyse wird betrieben, sobald der festgelegte Lastgangpreis vom Intradaypreis unterschritten wird. Desweiteren besteht die Annahme, dass Überschussstrom jederzeit verfügbar ist.

Es liegt eine starke Abhängigkeit von Umfang der bereit gestellten überschüssigen Energie vor. Bild B.3.44 zeigt exemplarisch eine wöchentliche Speicherauslastung im Anlagenkonzept IIIb bei einer Anlagengröße von 20.000 E, bei der die Elektrolyse aufgrund des Lastgangpreises bzw. der bereit gestellten überschüssige Energie weniger als 50 % der Zeit betrieben werden kann. Zwischen Mittwoch und Samstag wird der Mindestspeicherbedarf erreicht. Analog dazu zeigt Bild B.3.45 die Speicherauslastung bei einem kontinuierlichen Betrieb der Elektrolyse.



**Bild B.3.44:** Anlagenkonzept IIIb, Anlagengröße 20.000 E, Kalenderwoche 42 2035 - Speichervolumen in Abhängigkeit von Produktion und Verbrauchsmenge



**Bild B.3.45:** Anlagenkonzept IIIb, Anlagengröße 20.000 E, Kalenderwoche 19 2035 - Speichervolumen in Abhängigkeit von Produktion und Verbrauchsmenge

Unterschiedliche Nennleistungen der Produktionsanlagen führen zu einer unterschiedlichen Auslastung des Speichervolumens und damit verbunden zu unterschiedlichen Anlagelaufzeiten.

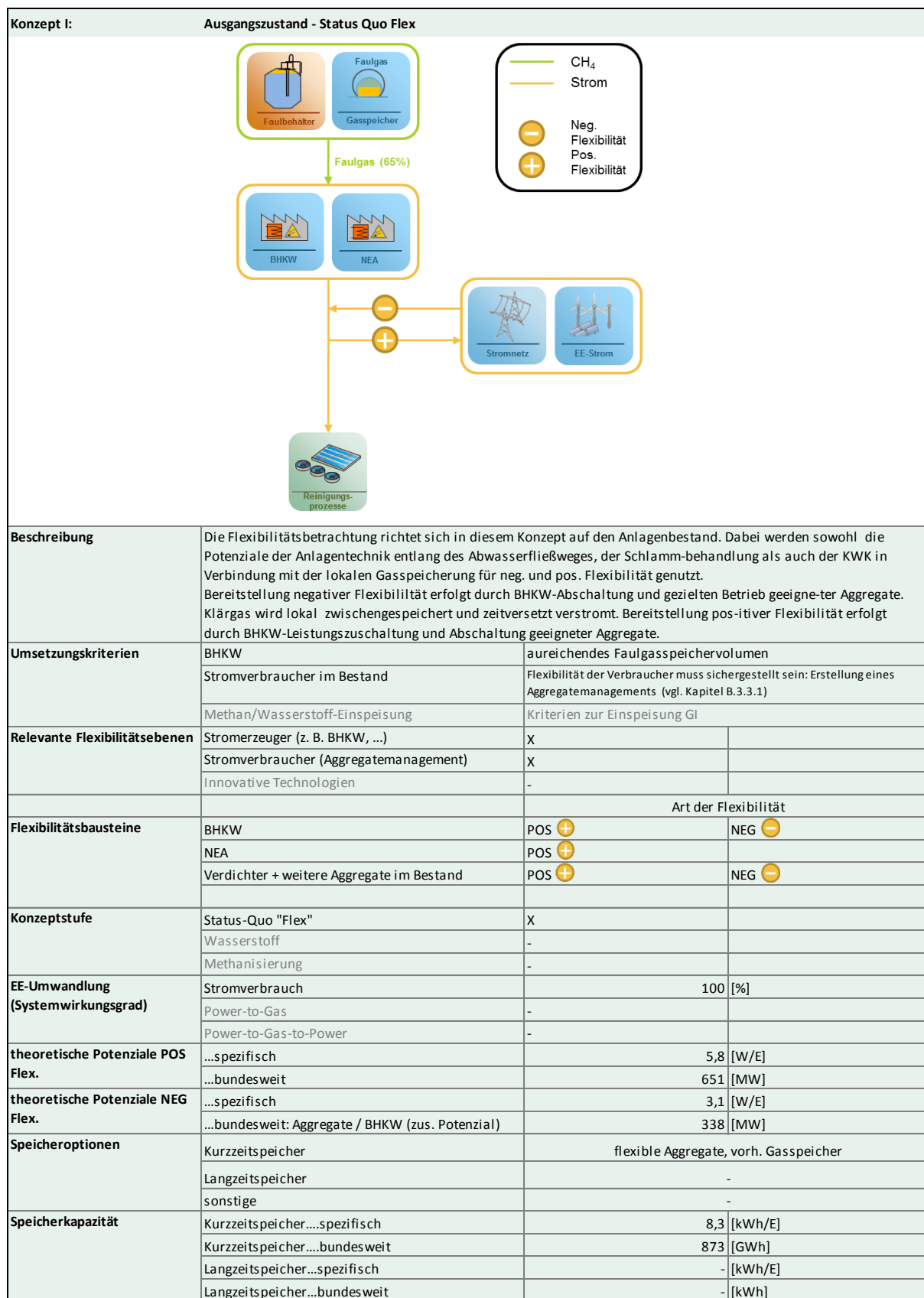
Bei hohen Nennleistungen der Produktionsanlagen werden die Speicher schneller ausgelastet und damit einhergehend geringere Anlagelaufzeiten erzielt.

Die produzierten Speichermedien aus freier Kapazität der Anlagelaufzeit können extern verwendet werden, z. B. als Kraftstoff im Mobilitätsbereich.

Die höheren Wirkungsgrade der Anlagen im Szenario 2035 (vgl. Tabelle B.3.41, Tabelle B.3.43, Tabelle B.3.45, Tabelle B.3.46) zum „Begin of live“ (BOL) sind auf die höheren Ausgangsdrücke der Elektrolyse zurückzuführen.

### (3) Anlagenkonzept I

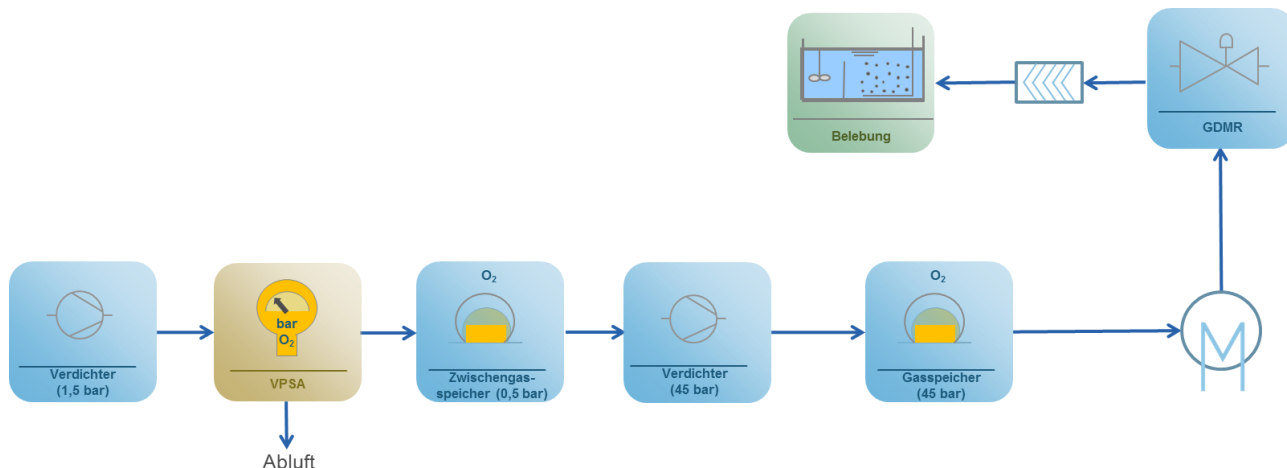
Dieses Konzept geht vom heutigen Kläranlagenbetrieb aus und setzt den flexiblen Betrieb durch das Aggregatemanagement um (vgl. Kapitel B.3.3.1).



**Bild B.3.46: Konzeptsteckbrief Anlagenkonzept I**

#### (4) Anlagenkonzept IIa

Bei Anlagenkonzept IIa wird die Bereitstellung von negativer und positiver Flexibilität durch die Erzeugung von Sauerstoff mittels VPSA erhöht. Der Sauerstoff wird unter Druck gespeichert und kann dann zeitversetzt in die Luftleitung des Belüftungssystems der biologischen Stufe dosiert werden. Hierbei ist zu berücksichtigen, dass die Mindestbeaufschlagung der Belüftungsaggregate nicht unterschritten wird (vgl. Kap B.3.2.1.6). Die Reinsauerstoffbereitstellung erfolgt mit überschüssigem EE-Strom (vgl. Bild B.3.47).



**Bild B.3.47: Schematische Darstellung der Bereitstellung von Sauerstoff mittels VPSA im Anlagenkonzept IIa**

Die Reinsauerstoffbeimischung wird vereinfacht mit einem Volumenanteil von 12 % der erforderlichen Druckluft angesetzt (vgl. Kapitel B.4.5.2.3). Die Reinsauerstoffzugabe erfolgt nur in Zeiten, in denen kein Überschussstrom anfällt. Hiermit ergibt sich für Intraday 2035 eine maximal mögliche Reinsauerstoffzugabemenge von 1.666.284 Nm<sup>3</sup>/a bei einer Anlagengröße von 58.000 E. Mit einem Nutzvolumenspeicher von rund 11.000 Nm<sup>3</sup> kann ein Großteil der Marktsignale bedient werden. Dies entspricht einem Speicherdruck von 45 bar und einem volumetrischen Speichervolumen von zwei Speichertanks mit 230 m<sup>3</sup>. Mit dieser Anlagenkonfiguration kann eine Reinsauerstoffmenge von 840.063 Nm<sup>3</sup>/a gespeichert werden, das heißt ca. 50% von der in der Simulation berechneten maximal möglichen Reinsauerstoffmenge. Mit einer Leistungsaufnahme von 0,67 kWh/Nm<sup>3</sup><sub>O<sub>2</sub></sub> ergibt sich ein Energieverbrauch von 562.842 kWh/a.

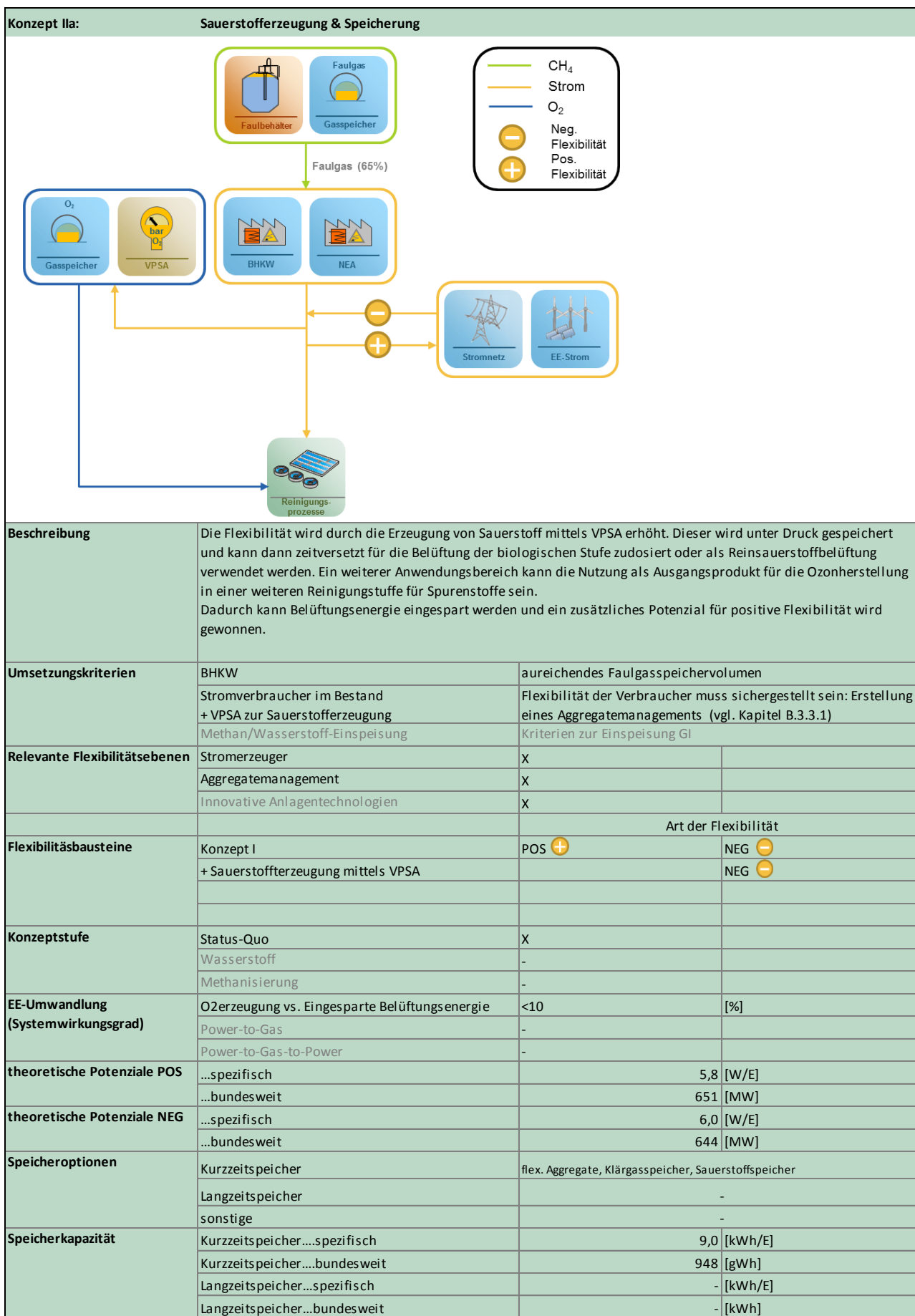
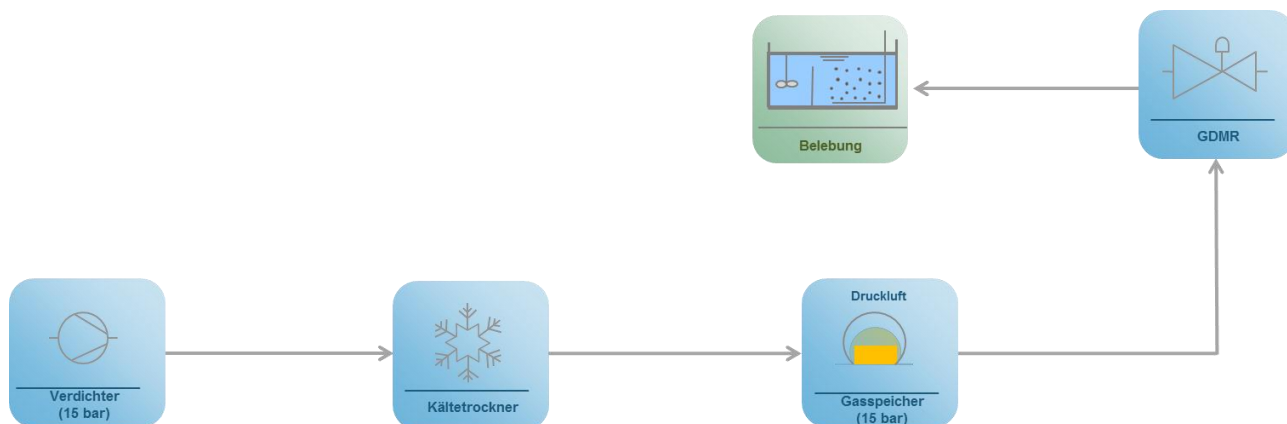


Bild B.3.48: Konzeptsteckbrief Konzept IIa

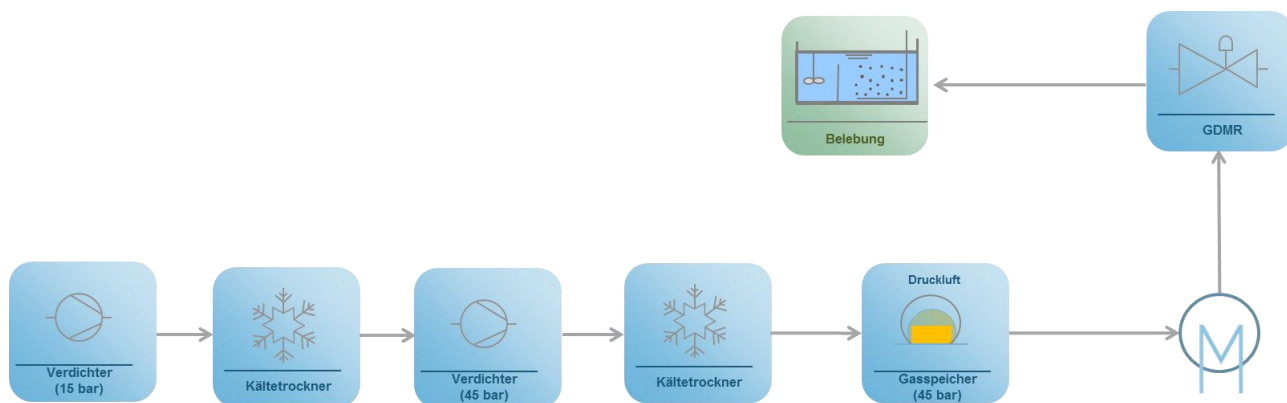


## (5) Anlagenkonzept IIb

Im Konzept IIb wird die Bereitstellung von negativer und positiver Flexibilität durch die Möglichkeit der Speicherung von Druckluft umgesetzt. Die Druckluft wird gespeichert und kann zur Belüftung in der biologischen Stufe verwendet werden (vgl. Bild B.3.49 und Bild B.3.50).



**Bild B.3.49: Schematische Darstellung der Bereitstellung von Druckluft (15 bar) im Anlagenkonzept IIb**



**Bild B.3.50: Schematische Darstellung Anlagenkonzept IIb - Bereitstellung von Druckluft (45 bar)**

Für Intraday 2035 erfolgt die Druckluftzugabe in die biologische Stufe nur in Zeiten, in denen kein Überschussstrom anfällt. Hiermit ergibt sich eine maximal mögliche Reinsauerstoffzugabemenge von 13.885.655 Nm<sup>3</sup>/a bei einer Anlagengröße von 58.000 E (vgl. Kapitel B.4.5.2.3). Mit einem Nutzvolumenspeicher von rund 14.000 Nm<sup>3</sup> kann ein Großteil der Marktsignale bedient werden. Dies entspricht einem Speicherdruck von 45 bar und einem volumetrischen Speichervolumen von drei Speichertanks mit 115 m<sup>3</sup>. Mit dieser Anlagenkonfiguration kann eine Druckluftmenge von 6.449.640 Nm<sup>3</sup>/a gespeichert werden.

Die Druckluftbereitstellung erfolgt mit überschüssigem EE-Strom. Für das Jahr 2035 wird erwartet, dass an ca. 4.000 h im Jahr überschüssiger EE-Strom anfällt. Das Markteingangssignal für die Druckluftbereitstellung wird anhand der Intraday-Daten aus dem Jahr 2014 abgeleitet. Mit einer Leistungsaufnahme von 0,38 kW/Nm<sup>3</sup><sub>Luft</sub> ergibt sich ein Einergiebedarf von 2.450.863 kWh/a für Intraday 2035.

Tabelle B.3.40: Anlagenkonzept IIa und IIb 2035 – konzeptspezifische Daten

Anlagenkonzept IIa - VPSA					
	Einheit	20.000	50.000	150.000	58.000
Anlagenlaufzeit	[h]	2.449	3.042	2.618	3.360
Nennleistung Produktionsanlage	[Nm <sup>3</sup> /h]	100	200	700	250
Nutzspeichervolumen	[Nm <sup>3</sup> ]	1.533	5.342	10.684	10.684
Ausgangsdruck Sauerstoff	[bar]	45	45	45	45
Speichervolumen geometrisch	[m <sup>3</sup> ]	33	115	230	230
Sauerstoffproduktion	[Nm <sup>3</sup> ]	244.900	608.450	1.832.250	840.063
Druckluftsubstitution	[Nm <sup>3</sup> ]	1.533.500	3.809.956	11.473.750	5.260.254
	[Nm <sup>3</sup> /h]	626	1.252	4.383	1.565
max. Anlagenlaufzeit	[h]	4.177	4.177	4.177	4.177
Freie Kap. an Anlagenlaufzeit	[h]	1.728	1.135	1.560	817
Sauerstoffproduktion der freien Kapazität	[Nm <sup>3</sup> ]	172.800	226.950	1.091.650	204.188
Anlagenkonzept IIb - Druckluft					
	Einheit	20.000	50.000	150.000	58.000
Anlagenlaufzeit	[h]	875	1.992	1.687	1.514
Nennleistung Produktionsanlage	[Nm <sup>3</sup> /h]	2.130	2.130	6.390	4.260
Nutzspeichervolumen	[Nm <sup>3</sup> ]	3.014	14.246	23.744	14.246
Ausgangsdruck Druckluft	[bar]	40	40	40	40
Speichervolumen geometrisch	[m <sup>3</sup> ]	73	345	575	345
Druckluftproduktion	[Nm <sup>3</sup> ]	1.864.283	4.243.493	10.779.930	6.449.640
max. Anlagenlaufzeit	[h]	4.177	4.177	4.177	4.177
Freie Kap. an Anlagenlaufzeit	[h]	3.302	2.185	2.490	2.663
Druckluftproduktion der freien Kapazität	[Nm <sup>3</sup> ]	7.032.728	4.653.518	15.911.100	11.344.380

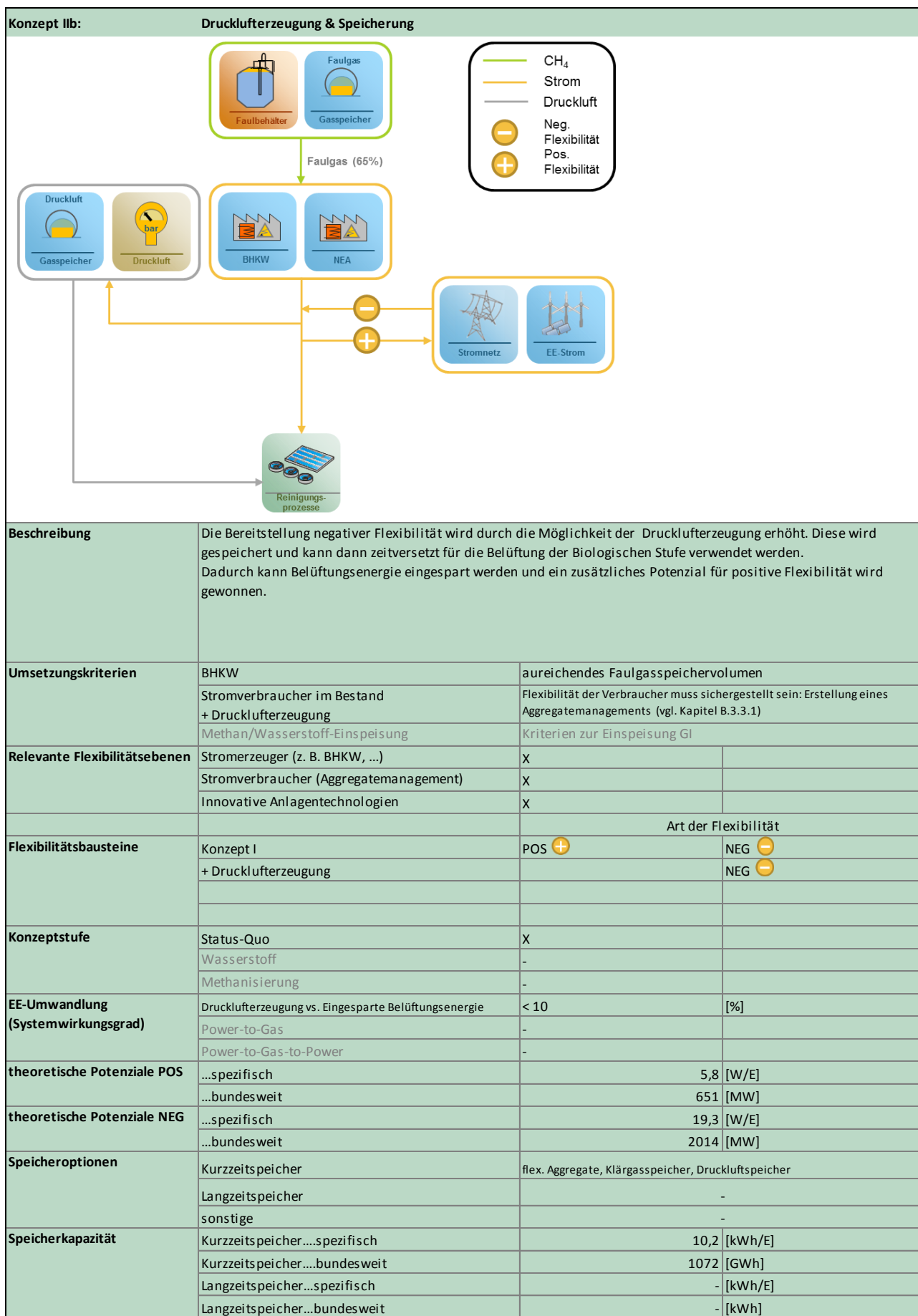
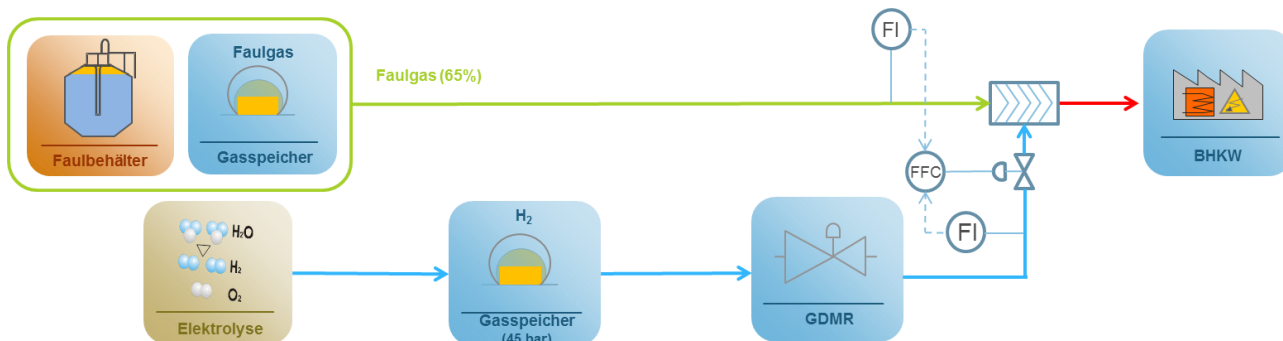


Bild B.3.51: Konzeptsteckbrief Konzept IIb

## (6) Anlagenkonzept IIIa

Das Anlagenkonzept IIIa beschreibt die Einspeisung von 10 Vol.-% H<sub>2</sub> zum Klärgas zur energetischen Verwertung im BHKW. Der Elektrolyseur wird durch überschüssigen Strom aus erneuerbaren Energien betrieben. Der produzierte Wasserstoff wird zwischengespeichert und bei Bedarf über eine Verhältnissregelung kontinuierlich dem Klärgas zugeführt, welches verstromt wird. Der erzeugte Strom steht den Flexibilitätsmärkten bzw. den Kläranlageninternen Prozessen zur Verfügung (vgl. Bild B.3.52).



**Bild B.3.52: Schematische Darstellung der Einspeisung von 10 Vol.-% H<sub>2</sub> zum Klärgas zur energetischen Gewinnung im BHKW in Anlagenkonzept IIIa**

Die konzeptspezifischen Daten für die untersuchten Musteranlagen und die Pilotanlage im Szenario 2035 können Tabelle B.3.41 entnommen werden.

Im Szenario 2035 wird für die Kläranlagentypen 20.000 E und 50.000 E die maximale Anlagenlaufzeit von 4.177 h erreicht. Bei diesen gewählten Anlagen- und Speichergrößen entsteht kein überschüssig produzierter Wasserstoff, eine sogenannte freie Kapazität, für eine mögliche externe Verwendung (z. B. für die Mobilität). Die Anlagen mit 150.000 E und 58.000 E verfügen demgegenüber über freie Kapazitäten in Höhe von 40 Stunden bzw. 9 Stunden. Ursächlich sind eine höhere Nennleistung der Produktionsanlage bei der Kläranlagengröße von 150.000 E bzw. niedrigere Abnahmemengen der Kläranlage mit 58.000 E.

**Tabelle B.3.41: Anlagenkonzept IIIa 2035 – konzeptspezifische Daten**

	Einheit	20.000	50.000	150.000	58.000
Anlagenlaufzeit	[h]	4.177	4.177	4.137	4.168
Nennleistung Produktionsanlage	[Nm <sup>3</sup> /h]	5	10	30	10
Nutzspeichervolumen	[Nm <sup>3</sup> ]	1.499	1.499	1.499	1.499
Ausgangsdruck H <sub>2</sub>	[bar]	45	45	45	45
Speichervolumen geometrisch	[m <sup>3</sup> ]	33	33	33	33
Wirkungsgrad der Anlage BOL	[%]	62,9	68,3	72,7	70,8
Wirkungsgrad der Anlage EOL	[%]	51,8	52,8	55,3	54,2
max. Anlagenlaufzeit	[h]	4.177	4.177	4.177	4.177
Freie Kap. an Anlagenlaufzeit	[h]	0	0	40	9
Wasserstoffproduktion der freien Kap.	[Nm <sup>3</sup> ]	0	0	1.208	88
gespeicherte Energie* der freien Kap.	[kWh]	0	0	3.616	262

\*bezogen auf den Heizwert

Die Differenz in der Anlagenlaufzeit zwischen den Szenarien 2014 und 2035 ist auf eine veränderte Menge in der Klärgasproduktion zurückzuführen. Diese Menge wurde über Modellanalysen der Kläranlage Radevormwalde (58.000 E) ermittelt und für die weiteren Anlagekonzepte skaliert. Die Differenz zwischen 2014 und 2035 beruht auf Optimierung der Faulung (vgl. Kapitel B.2.3 und Tabelle B.3.39). 2035 kann somit mehr Klärgas produziert und dementsprechend durch den Verbraucher abgenommen werden, was wiederum zu einer schnelleren Entleerung des Speichers führt. 2014 wird aufgrund von geringeren Mengen des erzeugten Wasserstoffs für den Verbraucher das maximale Nutzspeichervolumen wesentlich häufiger erreicht. Daraus folgt eine geringere Anzahl der Elektrolyseaufrufe aufgrund mangelndem Speichervolumen (vgl. Tabelle B.3.42).

Die Nennleistung der Produktionsanlagen sowie die Speichervolumina bleiben 2035 gegenüber 2014 unverändert. Einzig bei der Anlagengröße 150.000 E wird 2035 das Speichervolumen gegenüber 2014 auf 33 m<sup>3</sup> aufgrund eines höheren Ausgangsdruckes von 45 bar verringert. Einhergehend reduziert sich die Anlagenlaufzeit um 35 Stunden (vgl. Tabelle B.3.41 und Tabelle B.3.42).

Tabelle B.3.42: Anlagenkonzept IIIa 2014 – konzeptspezifische Daten

	Einheit	20.000	50.000	150.000	58.000
Anlagenlaufzeit	[h]	3.708	4.150	4.171	4.151
Nennleistung Produktionsanlage	[Nm <sup>3</sup> /h]	5	10	30	10
Nutzspeichervolumen	[Nm <sup>3</sup> ]	1.329	1.329	4.630	1.329
Ausgangsdruck H2	[bar]	40	40	40	40
Speichervolumen geometrisch	[m <sup>3</sup> ]	33	33	115	33
Wirkungsgrad der Anlage BOL	[%]	61,3	65,3	67,3	65,3
Wirkungsgrad der Anlage EOL	[%]	51,5	54,3	56,3	54,3
max. Anlagenlaufzeit	[h]	4.177	4.177	4.177	4.177
Freie Kap. an Anlagenlaufzeit	[h]	470	27	7	26
Wasserstoffproduktion der freien Kap.	[Nm <sup>3</sup> ]	2.348	273	195	258
gespeicherte Energie* der freien Kap.	[kWh]	7.031	816	584	771

\*bezogen auf den Heizwert

Bild B.3.53 zeigt die Entwicklung des Speichervolumens, der Verbrauchsmenge und der Produktion innerhalb eines Tages. Diese Entwicklung ist aber aufgrund der Volatilität der überschüssigen erneuerbaren Energien nicht repräsentativ.

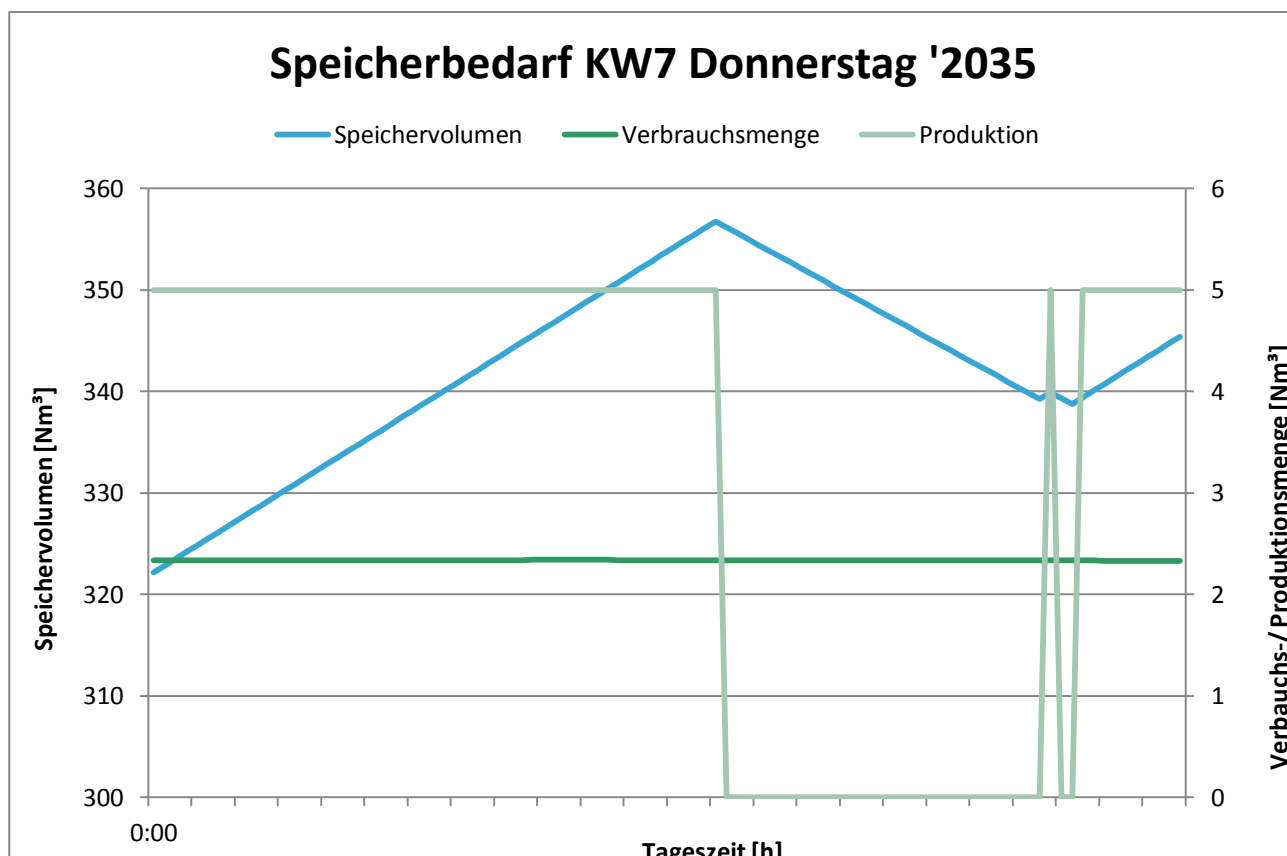


Bild B.3.53: Anlagenkonzept IIIa, Anlagengröße 20.000 E, Kalenderwoche 7, Donnerstag, 2035 - Speichervolumen in Abhängigkeit von Produktion und Verbrauchsmenge

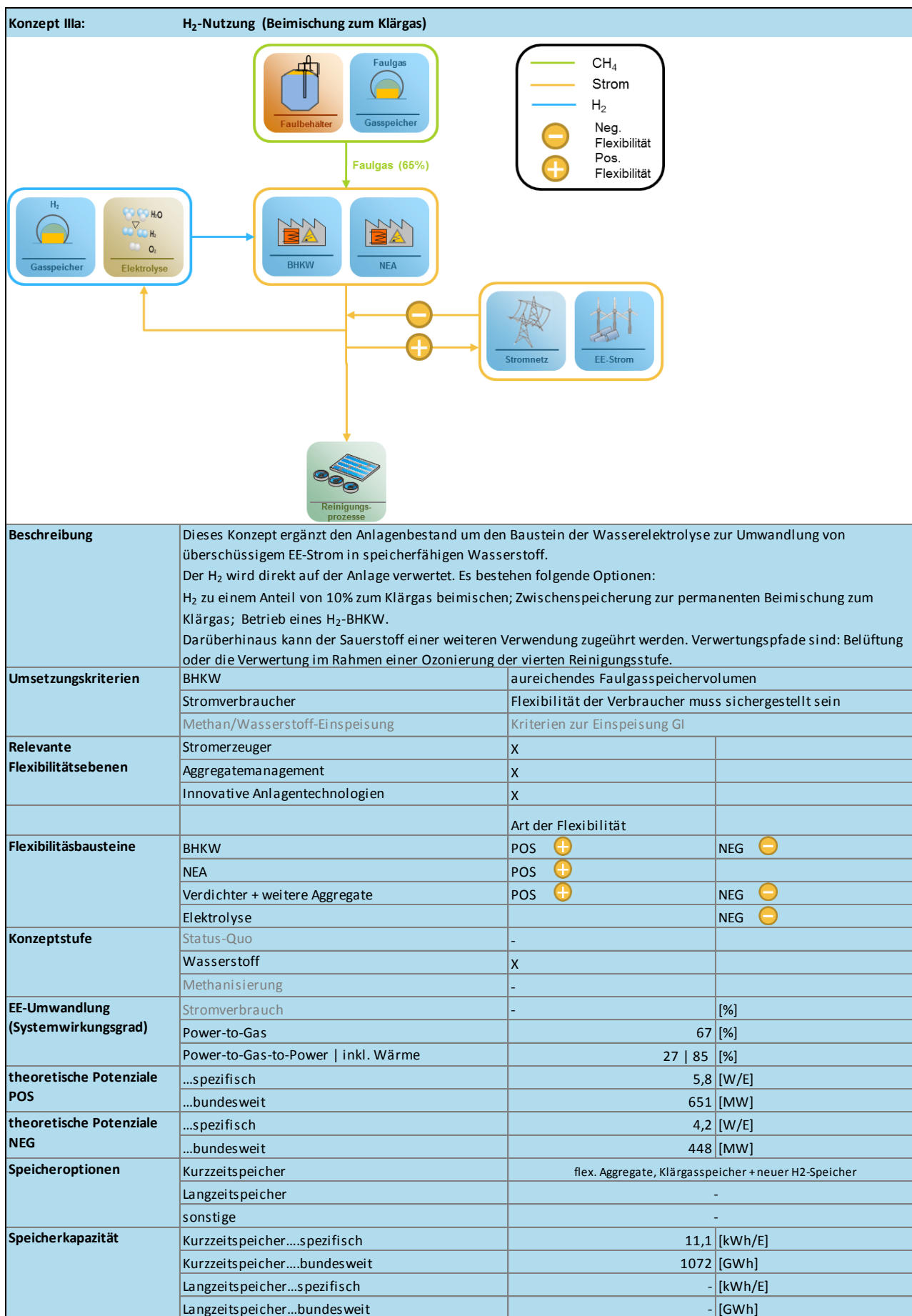


Bild B.3.54: Konzeptsteckbrief Konzept IIIa

**(7) Anlagenkonzept IIIb**

Im Anlagenkonzept IIIb wird der produzierte Wasserstoff nach einer Zwischenspeicherung im Speichertank zu 100 Vol.-% im BHKW verstromt. Der Strom kann den Flexibilitätsmärkten sowie für die kläranlageninterne Verwendung bereitgestellt werden (vgl. Bild B.3.55).



**Bild B.3.55: Schematische Darstellung von 100 Vol. % H<sub>2</sub> zur energetischen Gewinnung im BHKW in Anlagenkonzept IIIb**

Die maximale Anlagenlaufzeit wird bei allen vier unterschiedlichen Anlagegrößen nicht erreicht. Die Abweichungen von der maximalen Anlagelaufzeit liegen im Bereich von 116 h und 178 h bei den Anlagegrößen 50.000 E und 58.000 E. Im Maximalfall können bei einer Anlagegröße von 150.000 E mit einer Nennleistung der Produktionsanlage von 60 Nm<sup>3</sup>/h 8.025 Nm<sup>3</sup> Wasserstoff für eine externe Nutzung bereitgestellt werden (vgl. Tabelle B.3.43). Im Anlagenkonzept IIIb wird die Abnahmemenge des Verbrauchers, neben minimalem Nutzspeichervolumen, zusätzlich durch einen Lastgangpreis des Verbrauchers eingegrenzt, welcher 25 € beträgt. Dadurch ergeben sich eine stark schwankende Produktions- und Verbrauchsmenge sowie ein alternierender Zyklus zwischen der Produktion und dem Verbrauch (vgl. Bild B.3.44 und Bild B.3.45). Mit den gewählten Nutzspeichervolumen (vgl. Tabelle B.3.43) können die Schwankungen weitestgehend bedient werden.

**Tabelle B.3.43: Anlagenkonzept IIIb 2035 – konzeptspezifische Daten**

	Einheit	20.000	50.000	150.000	58.000
<b>Anlagenlaufzeit</b>	[h]	4.061	3.999	4.043	3.999
<b>Nennleistung Produktionsanlage</b>	[Nm <sup>3</sup> /h]	10	25	60	25
<b>Nutzspeichervolumen</b>	[Nm <sup>3</sup> ]	3.316	5.223	11.905	5.223
<b>Ausgangsdruck H2</b>	[bar]	45	45	80	45
<b>Speichervolumen geometrisch</b>	[m <sup>3</sup> ]	73	115	146	115
<b>Wirkungsgrad der Anlage BOL</b>	[%]	68,3	73,9	74,4	73,9
<b>Wirkungsgrad der Anlage EOL</b>	[%]	52,8	56,0	56,3	56,0
<b>max. Anlagenlaufzeit</b>	[h]	4.177	4.177	4.177	4.177
<b>Freie Kap. an Anlagenlaufzeit</b>	[h]	116	178	134	178
<b>Wasserstoffproduktion der freien Kap.</b>	[Nm <sup>3</sup> ]	1.158	4.444	8.025	4.444
<b>gespeicherte Energie* der freien Kap.</b>	[kWh]	3.467	13.309	24.035	13.309

\*bezogen auf den Heizwert

Die Nennleistung der Produktionsanlagen bleibt 2035 gegenüber 2014 unverändert, ebenso die Speichervolumina der Anlagegrößen 50.000 E und 58.000 E. Aufgrund des höheren Ausgangsdruckes kann die Anlagenlaufzeit um 904 h bzw. um 857 h angehoben werden. Das Nutzspeichervolumen der Anlagegröße 20.000 E vergrößert sich von 2.013 (2014) auf 3.316 (2035) durch einen höheren Ausgangsdruck sowie eine Steigerung des Speichervolumens um 23 m<sup>3</sup> auf insgesamt 73 m<sup>3</sup>. Dadurch kann die Anlagenlaufzeit um 904 Stunden gesteigert werden (vgl. Tabelle B.3.43 und Tabelle B.3.44). Durch eine Verdopplung des Ausgangsdruckes der Elektrolyse auf 80 bar bei der Anlagegröße 150.000 E kann das Speichervolumen auf 146 m<sup>3</sup> gesenkt werden und dennoch ein Anstieg der Anlagenlaufzeit um 888 h erzielt werden.



**Tabelle B.3.44: Anlagenkonzept IIIb 2014 – konzeptspezifische Daten**

	<b>Einheit</b>	<b>20.000</b>	<b>50.000</b>	<b>150.000</b>	<b>58.000</b>
<b>Anlagenlaufzeit</b>	[h]	3.157	3.142	3.155	3.171
<b>Nennleistung Produktionsanlage</b>	[Nm <sup>3</sup> /h]	10	25	60	25
<b>Nutzspeichervolumen</b>	[Nm <sup>3</sup> ]	2.013	4.630	9.260	4.630
<b>Ausgangsdruck H2</b>	[bar]	40	40	40	40
<b>Speichervolumen geometrisch</b>	[m <sup>3</sup> ]	50	115	230	115
<b>Wirkungsgrad der Anlage BOL</b>	[%]	65,3	66,9	68,2	66,9
<b>Wirkungsgrad der Anlage EOL</b>	[%]	54,3	56,0	56,9	56,0
<b>max. Anlagenlaufzeit</b>	[h]	3.179	3.179	3.179	3.179
<b>Freie Kap. an Anlagenlaufzeit</b>	[h]	22	37	24	9
<b>Wasserstoffproduktion der freien Kap.</b>	[Nm <sup>3</sup> ]	220	931	1.455	213
<b>gespeicherte Energie* der freien Kap.</b>	[kWh]	659	2.789	4.358	636

\*bezogen auf den Heizwert

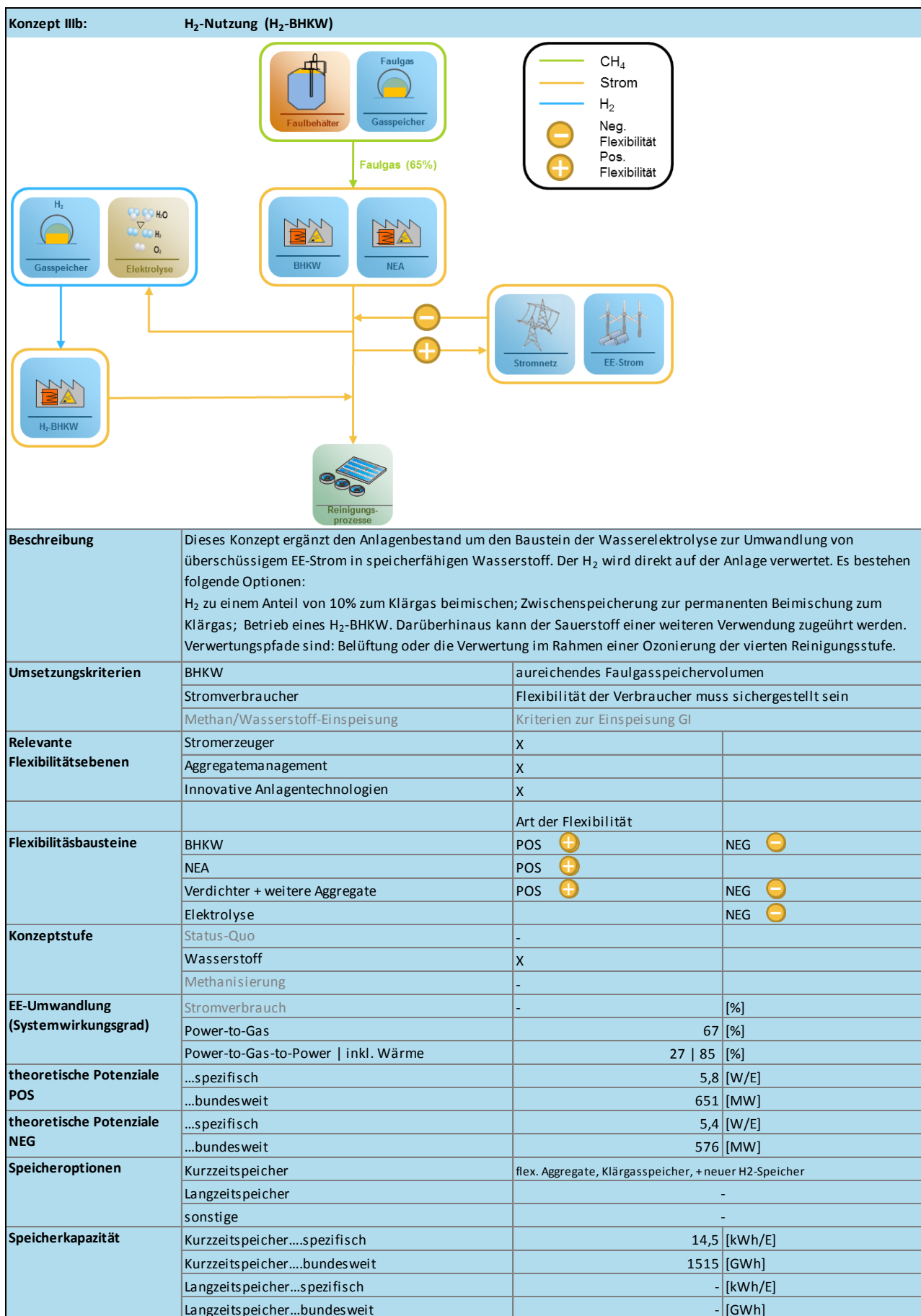
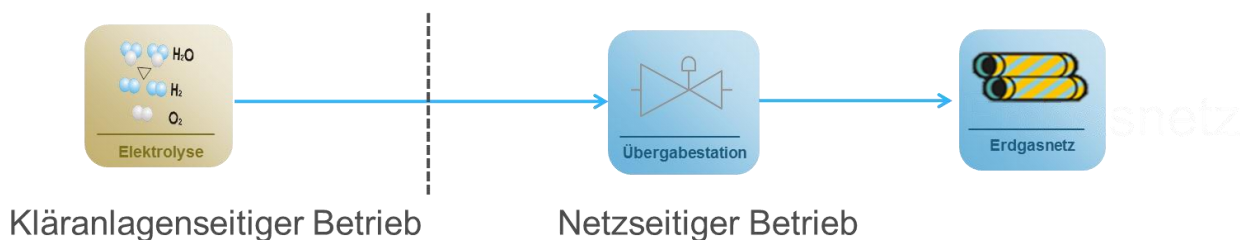


Bild B.3.56: Konzeptsteckbrief Konzept IIIb

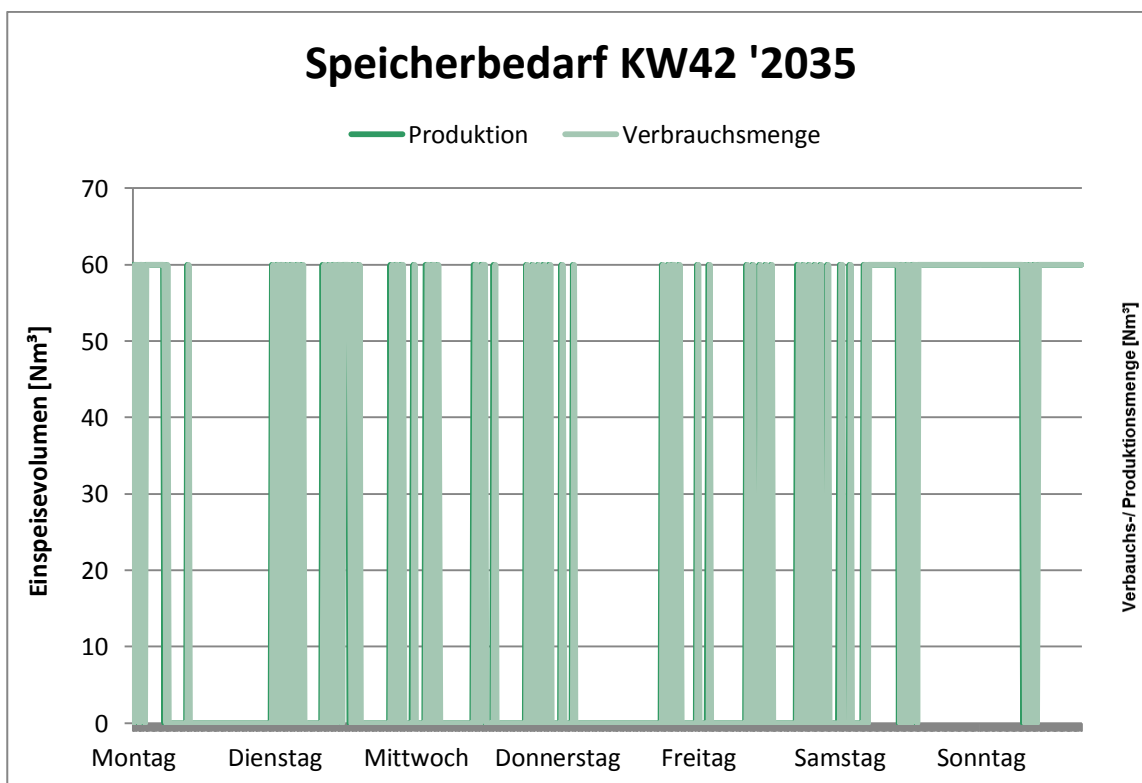
## (8) Anlagenkonzept IV

Das Anlagenkonzept IV beschreibt die Produktion von Wasserstoff und die anschließende direkte Einspeisung in das Erdgasnetz. Daher ist das Speichervolumen für diese Betrachtung irrelevant. Wie in den vorhergehenden Anlagekonzepten wird der Elektrolyseur ebenfalls mit überschüssigem Strom aus erneuerbaren Energien betrieben. Bei der Einspeisung in das Erdgasnetz darf die maximal zulässige  $H_2$  Konzentration nicht überschritten werden (vgl. Bild B.3.57). Das DVGW-Regelwerk gibt eine maximale Wasserstoffeinspeisung von 10 Vol. % in das Erdgasnetz vor. Das genaue Einspeisevolumen muss im Detail mit dem Gasnetzbetreiber abgesprochen werden, da das Einspeisevolumen abhängig von der Nutzung am Ausspeisepunkt ist. Beispielsweise gilt aufgrund der Norm für Erdgastanks in Fahrzeugen eine Einspeisebegrenzung von 2 Vol. %.



**Bild B.3.57:** Schematische Darstellung direkte Einspeisung von  $H_2$  ins Erdgasnetz in Anlagenkonzept IV

Im Anlagenkonzept IV wird vereinfacht die maximale elektrische Anschlussleistung für den Elektrolyseur auf die doppelte elektrische Leistung der Kläranlage begrenzt. Deswegen wird angenommen, dass im Erdgasnetz zu jedem Zeitpunkt ausreichend Erdgas strömt, sodass am Wasserstoffeinspeisepunkt die Grenzwertkonzentration nicht überschritten wird. Aufgrund der unmittelbaren Wasserstoffeinspeisung in das Erdgasnetz kann keine freie Kapazität an Anlagenlaufzeit entstehen. Daher entspricht die Anlagenlaufzeit der maximalen Anlagenlaufzeit bei allen vier verschiedenen Anlagengrößen (vgl. Tabelle B.3.45). Daraus folgt, dass bei einer direkten Einspeisung Produktions- und Verbrauchsmenge direkt korrelieren (vgl. Bild B.3.58).



**Bild B.3.58:** Anlagenkonzept IV, Anlagengröße 20.000 E, Kalenderwoche 42 2035 - Produktion und Verbrauchsmenge in Abhängigkeit voneinander

**Tabelle B.3.45: Anlagenkonzept IV 2035 – konzeptspezifische Daten**

	<b>Einheit</b>	<b>20.000</b>	<b>50.000</b>	<b>150.000</b>	<b>58.000</b>
<b>Anlagenlaufzeit</b>	[h]	4.177	4.177	4.177	4.177
<b>Nennleistung Produktionsanlage</b>	[Nm <sup>3</sup> /h]	60	160	250	160
<b>Ausgangsdruck H2</b>	[bar]	80	80	80	45
<b>Wirkungsgrad der Anlage BOL</b>	[%]	74,4	74,8	75,4	74,5
<b>Wirkungsgrad der Anlage EOL</b>	[%]	56,3	56,4	56,9	56,4
<b>max. Anlagenlaufzeit</b>	[h]	4.177	4.177	4.177	4.177
<b>Freie Kap. an Anlagenlaufzeit</b>	[h]	0	0	0	0
<b>Wasserstoffproduktion der freien Kap.</b>	[Nm <sup>3</sup> ]	0	0	0	0
<b>gespeicherte Energie* der freien Kap.</b>	[kWh]	0	0	0	0

\*bezogen auf den Heizwert

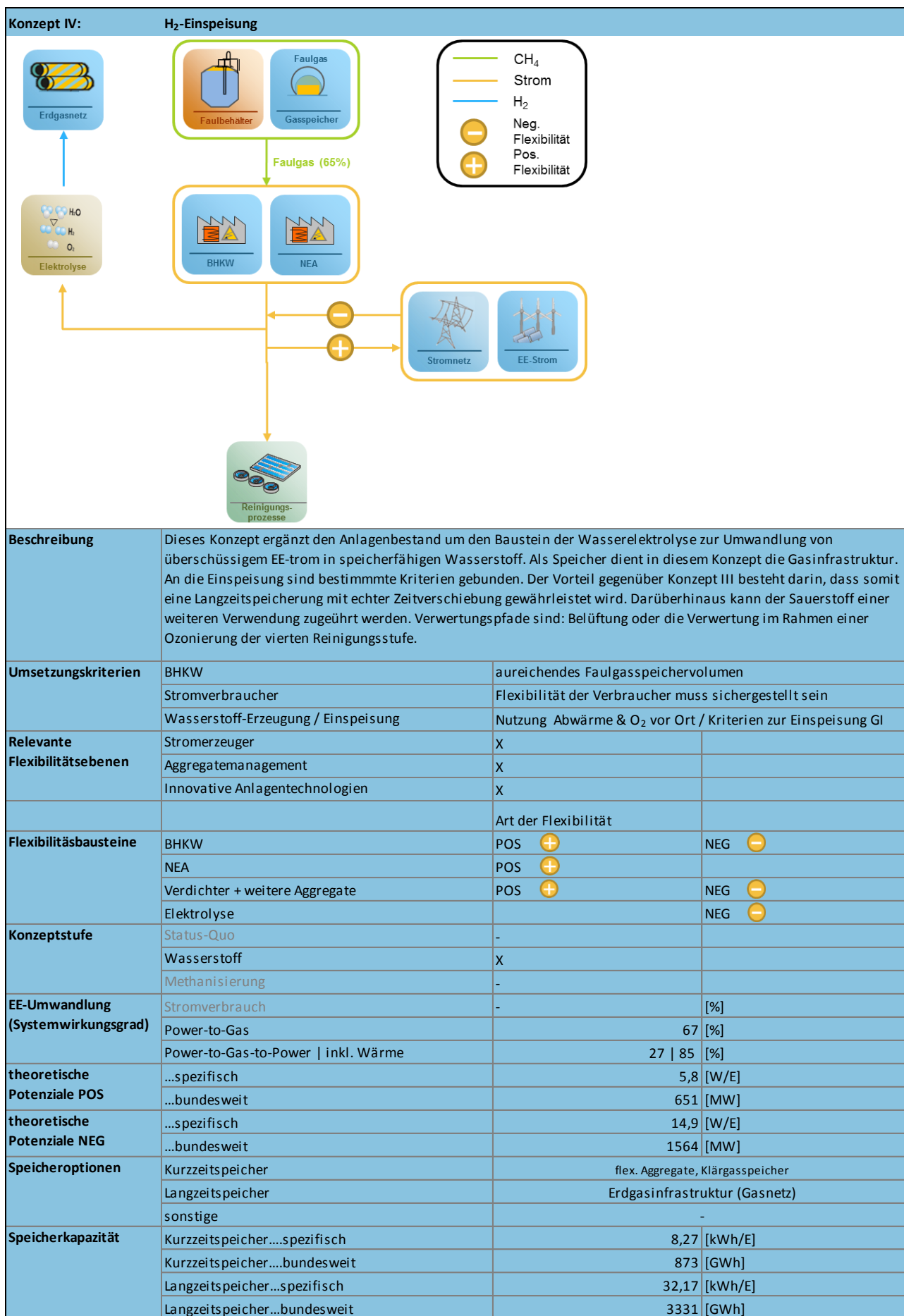
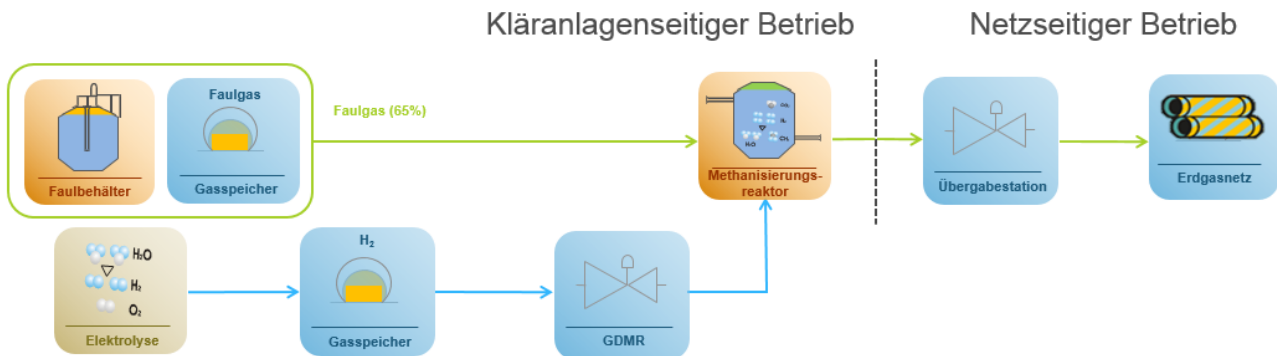


Bild B.3.59: Konzeptsteckbrief Konzept IV

## (9) Anlagenkonzept V

Anlagenkonzept V beschreibt die biologische Methanisierung in einem separaten Methanisierungsreaktor und mit einer anschließenden Zuführung des  $\text{CH}_4$  (SNG) in das Erdgasnetz. Die Elektrolyse wird, wie in den vorangehenden Anlagekonzepten, durch überschüssigen Strom aus Erneuerbaren Energien betrieben. Der produzierte Wasserstoff wird zwischengespeichert und in einen Biogasreaktor zusammen mit Klärgas aus dem Klärprozess eingespeist. Anschließend kann das produzierte  $\text{CH}_4$  vollständig in das Erdgasnetz eingespeist werden (vgl. Bild B.3.60).



**Bild B.3.60:** Schematische Darstellung der biologische Methanisierung in einem speziellen, separaten Methanisierungsreaktor und einer anschließenden Einspeisung des  $\text{CH}_4$  in das Erdgasnetz in Anlagenkonzept V

Analog zum Anlagenkonzept IV sollte die maximale elektrische Anschlussleistung für den Elektrolyseur auf die doppelte elektrische Leistung der Kläranlage begrenzt werden. Diese Vorgabe kann beim Anlagenkonzept V nicht eingehalten werden, da die nahezu vollständige Methanisierung erreicht werden soll. Weiterhin werden Anlagen mit einer Produktionsmenge von weniger als 1 MW als unwirtschaftlich betrachtet.

Der Vorteil gegenüber Anlagekonzept IV liegt in der Herstellung eines hochwertigen SNG im Biogasreaktor ohne Limitierung durch die maximal zulässige  $\text{H}_2$ -Konzentration bei der Einspeisung ins Erdgasnetz.

Um die hohen Methanisierungsraten zu erreichen, werden große Nutzspeichervolumen für den synthetisierten Wasserstoff benötigt, bevor es in den Biogasreaktor eingespeist wird. Mit einem Nutzspeichervolumen von  $9.377 \text{ Nm}^3$  für die Anlagegröße 20.000 E,  $28.132 \text{ Nm}^3$  für die Anlagegrößen 50.000 E und  $58.000 \text{ E}$  und  $46.886 \text{ Nm}^3$  für die Anlagegröße 150.000 E können Methanisierungsraten von über 95 % erreicht werden.

Die dabei entstehenden freien Kapazitäten betragen bis zu 618 Stunden bei einer Anlagegröße 20.000 E, 231 Stunden bei einer Anlagegröße 50.000 E, 84 Stunden bei einer Anlagegröße 58.000, 395 Stunden bei einer Anlagegröße 150.000 E. Im Maximalfall können bei einer Anlagegröße 150.000 E mit einer Nennleistung der Produktionsanlage von  $600 \text{ Nm}^3/\text{h}$   $237.150 \text{ Nm}^3$  für eine externe Nutzung bereitgestellt werden (vgl. Tabelle B.3.46).

**Tabelle B.3.46: Anlagenkonzept V 2035 – konzeptspezifische Daten**

	Einheit	20.000	50.000	150.000	58.000
Anlagenlaufzeit	[h]	3.559	3.946	3.782	4.093
Nennleistung Produktionsanlage	[Nm <sup>3</sup> /h]	90	200	600	140
Nutzspeichervolumen	[Nm <sup>3</sup> ]	9.377	28.132	46.886	28.132
Ausgangsdruck H2	[bar]	80	80	80	80
Speichervolumen geometrisch	[m <sup>3</sup> ]	115	345	575	345
Wirkungsgrad der Anlage BOL	[%]	75,2	74,4	75,4	74,8
Wirkungsgrad der Anlage EOL	[%]	56,8	56,4	56,9	56,4
max. Anlagenlaufzeit	[h]	4.177	4.177	4.177	4.177
Freie Kap. an Anlagenlaufzeit	[h]	618	231	395	84
Wasserstoffproduktion der freien Kap.	[Nm <sup>3</sup> ]	55.598	46.200	237.150	11.725
gespeicherte Energie* der freien Kap.	[kWh]	166.515	138.369	710.264	35.116
Methanisierungsgrad	[%]	99,71	97,78	95,20	98,66

\*bezogen auf den Heizwert

Die Nennleistung der Produktionsanlagen sowie der Ausgangsdruck wurden 2035 bei allen Anlagegrößen, ausgenommen die Anlagengröße der Modellanlage Radevormwald, gegenüber 2014 gesteigert. Bei der Anlagengröße 20.000 E wurde die Anlagengröße auf 90 Nm<sup>3</sup>/h erweitert, bei der Anlagengröße 50.000 E auf 200 Nm<sup>3</sup>/h und bei der Anlagengröße 150.000 E auf 600 Nm<sup>3</sup>/h. Die Anlagengröße 58.000 E wurde auf 140 Nm<sup>3</sup>/h verkleinert. Der Ausgangsdruck wurde bei allen vier Größen auf 80 bar verdoppelt (vgl. Tabelle B.3.46). Das Speichervolumen der Anlagengröße 20.000 bleibt unverändert bei 115 m<sup>3</sup>. Bei den Anlagengrößen 50.000 E und 58.000 E wird das Speichervolumen auf 345 m<sup>3</sup> verringert. Einzig bei der Anlagengröße 150.000 E wird das volumetrische Speichervolumen auf 575 m<sup>3</sup> vergrößert. Bei allen vier Größen wird 2035 gegenüber 2014 der Methanisierungsgrad gesteigert. Die größte Zunahme verzeichnet die Anlagengröße 58.000 E von 89,65 % auf 98,66 %. Bei der Anlagengröße 150.000 E steigt der Methanisierungsgrad nur um 0,58 % an. Hierbei entstehen aber freie Kapazitäten in der Wasserstoffproduktion von 153 885 Nm<sup>3</sup> (vgl. Tabelle B.3.46 und Tabelle B.3.47).

Die Differenz in der Anlagenlaufzeit zwischen den Szenarien 2014 und 2035 ist wie im Anlagenkonzept IIIa auch auf einen optimierten Faulungsprozess im Szenario 2035 zurückzuführen (vgl. Tabelle B.3.46 und Tabelle B.3.47).

**Tabelle B.3.47: Anlagenkonzept V 2014 – konzeptspezifische Daten**

	Einheit	20.000	50.000	150.000	58.000
Anlagenlaufzeit	[h]	3.686	3.181	3.785	3.181
Nennleistung Produktionsanlage	[Nm <sup>3</sup> /h]	60	160	420	160
Nutzspeichervolumen	[Nm <sup>3</sup> ]	4.630	18.520	18.520	18.520
Ausgangsdruck H2	[bar]	40	40	40	40
Speichervolumen geometrisch	[m <sup>3</sup> ]	115	460	460	460
Wirkungsgrad der Anlage BOL	[%]	68,2	65,9	66,6	65,9
Wirkungsgrad der Anlage EOL	[%]	56,9	56,0	56,5	56,0
max. Anlagenlaufzeit	[h]	3.983	3.179	3.983	3.179
Freie Kap. an Anlagenlaufzeit	[h]	297	-2	198	-2
Wasserstoffproduktion der freien Kap.	[Nm <sup>3</sup> ]	17.835	-280	83.265	-280
gespeicherte Energie* der freien Kap.	[kWh]	53.416	-839	249.379	-839
Methanisierungsgrad	[%]	97,63	90,07	94,62	89,65

\*bezogen auf den Heizwert



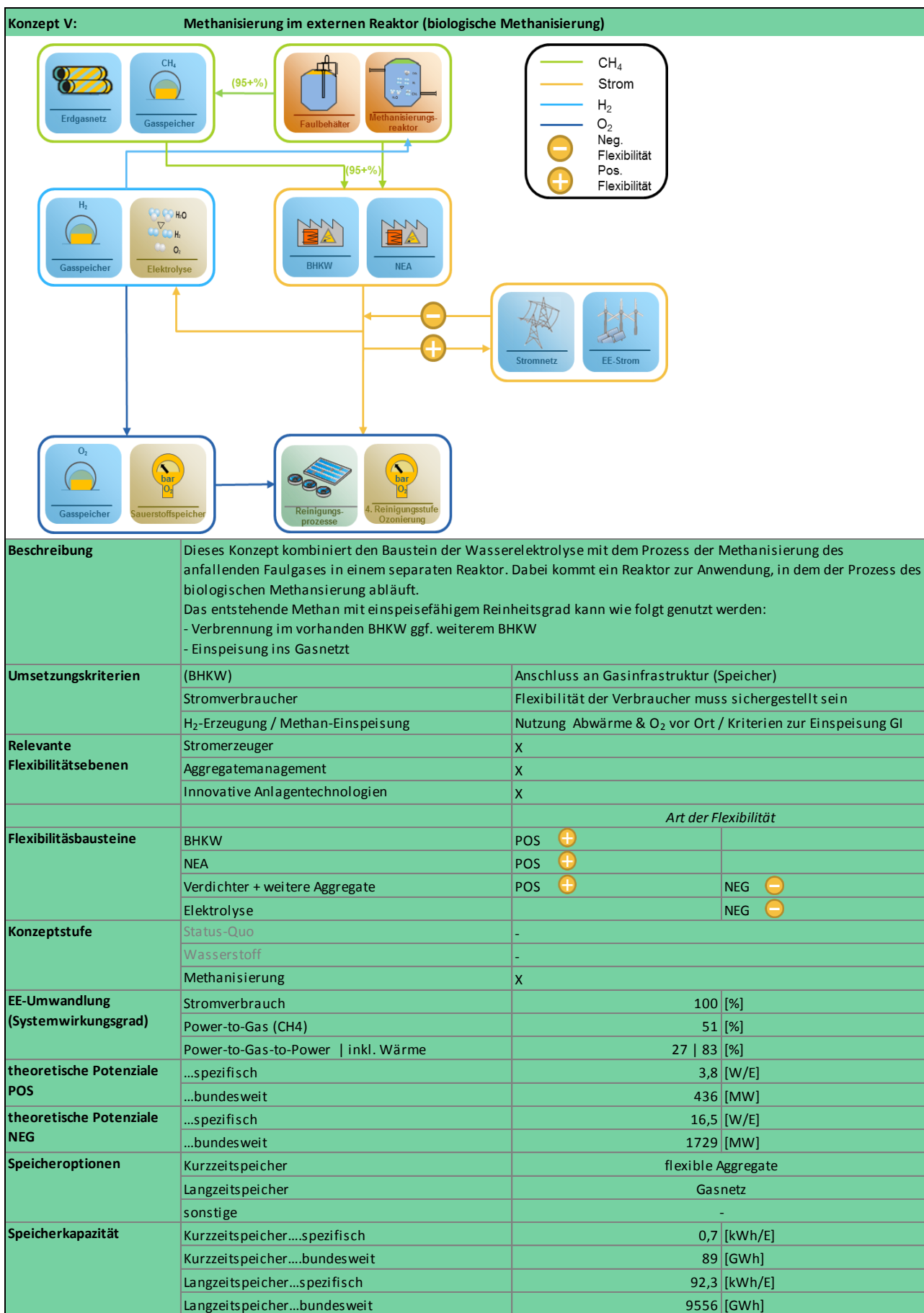


Bild B.3.61: Konzeptsteckbrief Konzept V

## (10) Nicht weiterverfolgte Anlagenkonzepte

### Anlagenkonzept – Methanisierung im Faulturm

Anlagenkonzept V beinhaltet eine biologische Methanisierung im Faulturm. Da die Umsatzraten technisch nicht realisiert werden können, wird Anlagenkonzept V nicht weiter als Option betrachtet.

### Anlagenkonzept – katalytische Methanisierung

Anlagenkonzept VII sah eine katalytische Methanisierung vor. Sie verläuft bei hohen Prozesstemperaturen (200 °C – 600 °C). Die energetische Nutzung der Abwärme wird innerhalb des Kläranlagensystems nicht benötigt. Für eine externe Verwendung würde eine zusätzliche Infrastruktur benötigt werden. Der entstehende Nutzen würde die Investitionskosten nicht tragen. Aus diesem Grund wird das Anlagenkonzept nicht weiter als Option betrachtet.

#### Fazit B.3.3.2.2

Für den zukünftigen Einsatz neuer Anlagentechnik im Zusammenhang mit Kläranlagen wird die Power-to-Gas Technologie bevorzugt, die aus der Elektrolyse (Anlagenkonzept III und IV) sowie einer ggf. daran anschließende Methanisierung (Anlagenkonzept V) bestehen kann. Zusätzlich wurden die Anlagenkonzepte der Sauerstoffherstellung (VPSA) sowie die Druckluftspeicherung jeweils mit dem Ziel, Sauerstoff bzw. Luft für die Belüftung der Belebungsbecken zeitversetzt zur Verfügung zu stellen, untersucht. Für die Anlagenkonzepte III bis V wurde die maximale Anlagenlaufzeit der verschiedenen Anlagengrößen ermittelt. Beeinflussende Größen bei der Berechnung der Anlagenlaufzeit sind Strompreis Intraday, Nennleistung der Produktionsanlage, Nutzspeichervolumen. Unterschiedliche Nennleistungen der Produktionsanlagen führen zu einer unterschiedlichen Auslastung des Speichervolumens und damit verbunden zu unterschiedlichen Anlagenlaufzeiten. Bei hohen Nennleistungen der Produktionsanlagen werden die Speicher schneller ausgelastet und damit einhergehend geringere Anlagelaufzeiten erzielt. Die produzierten Speichermedien aus freier Kapazität der Anlagelaufzeit können extern verwendet werden z. B. als Kraftstoff im Mobilitätsbereich. Aufgrund technischer Defizite bzw. Inkompatibilitäten wurden die Methanisierung im Faulturm und die katalytische Methanisierung nicht weiter verfolgt.

### B.3.3.3 Potenziale innovativer Anlagenkonzepte und vergleichende Bewertung

Die in den obigen Kapiteln vorgestellten Anlagenkonzepte werden nachfolgend hinsichtlich der Potenziale für Flexibilität und Speicherung sowie der Wirkungsgrade in Abhängigkeit der Nutzungspfade der Nebenprodukte verglichen. Des Weiteren wurde für die Konzepte IV und V jeweils eine Energiebilanz erstellt.

#### B.3.3.3.1 Flexibilitäts- und Speicherpotenziale

Die Flexibilitäts- und Speicherpotenziale werden nachfolgend für die oben vorgestellten Anlagenkonzepte überschlägig ermittelt. Wesentliche Grundlagen dafür bilden die Ergebnisse des Aggregatemanagements (vgl. Kapitel B.3.3.1), die Auslegung der Anlagenkonzepte (vgl. Kapitel B.3.3.2) sowie die Simulationen (vgl. Kapitel B.4.5).

Je nach Anlagenkonzept beziehen sich die Potenziale auf unterschiedliche Kläranlagen-Größenklassen. Dem Aggregatemanagement liegen die Kläranlagen der GK 3-5 zu Grunde, den Flexibilitäten der KWK/BHKW und NEA die Auswertung aus Kapitel B.2 (alle Kläranlagen mit KWK), den übrigen Konzepten die GK 4 und 5.

Zur Ermittlung der Potenziale innovativer Anlagentechnik auf Kläranlagen wurden darüber hinaus die folgenden Annahmen getroffen:

- Volllaststunden Elektrolyse: ca. 4.000 h/a
- Die Auslegung der Anlagentechnik richtet sich nach dem auf der Kläranlage leicht verfügbaren CO<sub>2</sub> im Klärgas (eine weitere Option, die das Potenzial zusätzlich erhöhen könnte, wäre die Berücksichtigung von CO<sub>2</sub>-Quellen der Kläranlage, z. B. aus dem Rauchgas des BHKW). Vgl. dazu Kapitel B.2.3.2.
- Kläranlagen der GK 5 und 4 liegen häufig in der Nähe von Gasleitungen, die eine Einspeisung von H<sub>2</sub> resp. CH<sub>4</sub> ermöglichen. Dabei ist die Möglichkeit einer CH<sub>4</sub>-Einspeisung in der Regel immer möglich, die Einspeisung von H<sub>2</sub> ist technisch limitiert (vgl. dazu Kapitel B.2.1.2.2(2)). Für die Dimensionierung der Elektrolyse zur H<sub>2</sub>-Einspeisung wird vereinfacht die doppelte Anschlussleistung der Kläranlagen angesetzt. GK1-3 werden bzgl. ihrer Elektrolysepotenziale nicht berücksichtigt.
- Im Anlagenkonzept V (biologische Methanisierung) erfolgt eine vollständige Einspeisung des methanisierten Klärgases ins Erdgasnetz. Die Rückverstromung erfolgt in hocheffizienten GuD-Kraftwerken, könnte alternativ aber auch mittels BHKW auf der Kläranlage umgesetzt werden. Das Konzept geht jedoch davon aus, dass die Kläranlage über kein BHKW verfügt.
- Unterscheidung zwischen „Ist“ und „2035“: der Status-Quo berücksichtigt den heutigen mittleren Faulgasertrag von Kläranlagen (vgl. Tabelle B.3.39) sowie aktuelle Wirkungsgrade von Elektrolyse und BHKW. „2035“ geht von einer optimierten Faulung mit höheren Faulgaserträgen aus und setzt auch bei den Elektrolysekonzepten einen höheren Wirkungsgrad an.

#### (1) Flexibilitätspotenziale

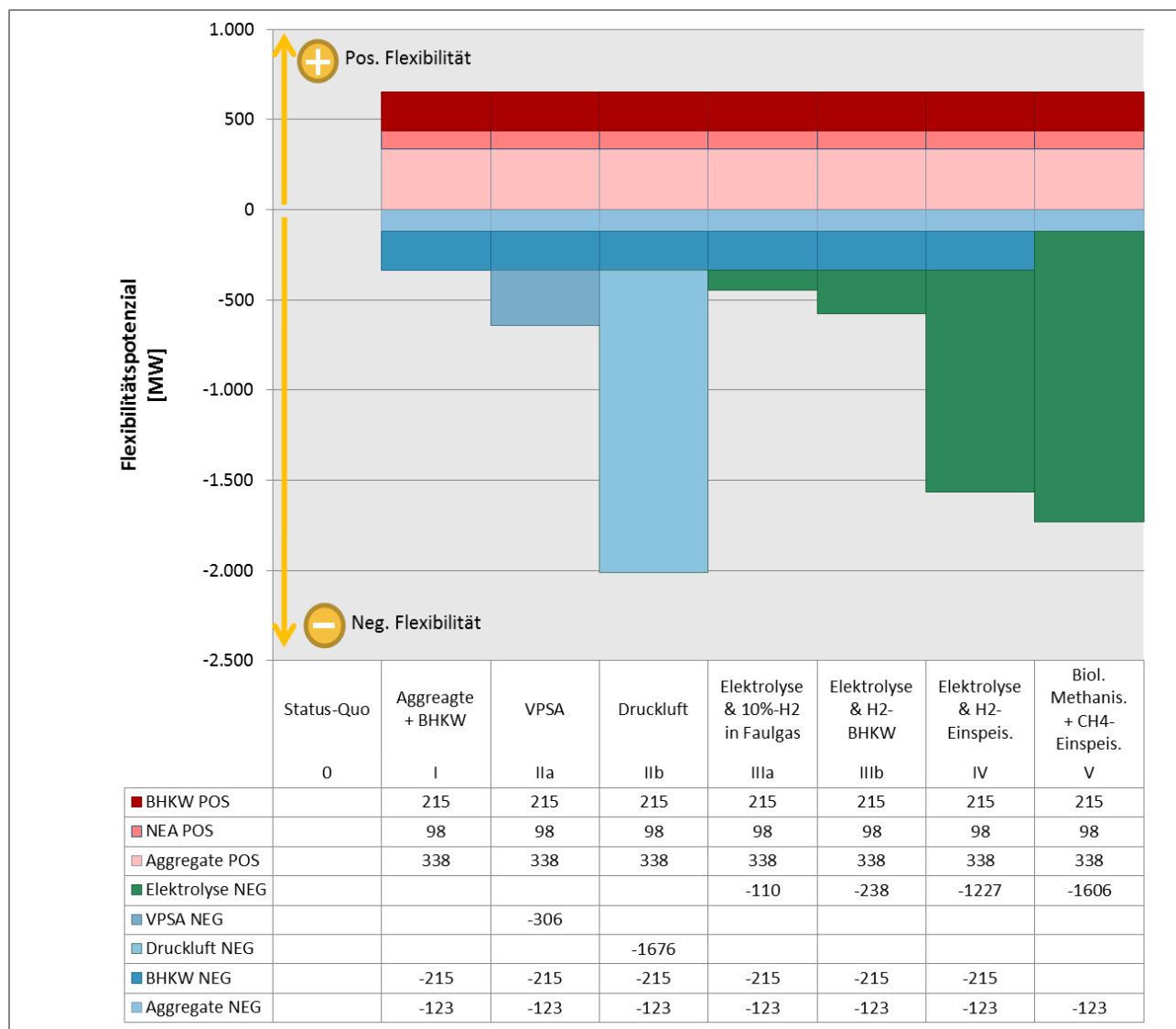
In Tabelle B.3.48 sind die Flexibilitätspotenziale für die untersuchten Konzepte zusammengestellt. Mit dem in Kapitel B.3.3.1 beschriebenen Aggregatemanagement (Konzept I) kann positive Flexibilität für die Kläranlagen der Größenklasse 1-5 von in Summe ca. 650 MW bereitgestellt werden. Bedingt durch das geringe negative Flexibilitätspotenzial der Aggregate ergibt sich hier in Summe ein Wert von ca. 335 MW. Diese Potenziale können in Zukunft z. B. durch weitere NEA und einen an optimierte Faulung gekoppelten KWK-Ausbau (vgl. Kapitel B.2.3) noch gesteigert werden. Hiermit ergeben sich ein positives Potenzial von ca. 830 MW und ein negatives Potenzial von ca. 420 MW. Die Bausteine der weiteren Konzepte tragen zu einer Steigerung negativer Flexibilität bei und somit zu einer Verwertungsmöglichkeit für Überschussstrom. Für die Ermittlung des Flexibilitätspotenzials der innovativen Anlagenkonzepte werden nur die Kläranlagen der Größenklasse 4 und 5 berücksichtigt. Es ergibt sich ein Flexibilitätspotenzial in Abhängigkeit vom Konzept zwischen 109 und 1.947 MW.

Unter Beachtung der Speicherpotenziale sowie der Wirkungsgrade (s. u.) sind i. b. die Elektrolysekonzepte IV und V von Bedeutung. Konzept IIb und V weisen zwar ein ähnliches Flexibilitätspotenzial auf, jedoch ist der Wirkungsgrad der Druckluftbereitstellung sehr niedrig und auch keine Langzeitspeicherung möglich.

Bild B.3.62 zeigt vergleichend die Flexibilitätspotenziale für positive und negative Flexibilität der einzelnen Anlagenkonzepte auf.

**Tabelle B.3.48: Übersicht der Flexibilitätspotenziale der betrachteten Anlagenkonzepte.**

Anlagenkonzept		berücksichtigte GK	Zu grundlegende Anschlussgröße (EW)	Flex +				Flex -			
				spezifisch IST	bundesweit IST	spezifisch 2035	bundesweit 2035	spezifisch IST	bundesweit IST	spezifisch 2035	bundesweit 2035
				W/E	MW	W/E	MW	W/E	MW	W/E	MW
			E								
I	BHKW	KA mit BHKW	104.075.432	2,1	215	2,9	298	2,1	215	2,9	298
I	NEA	GK 4 + 5	103.542.297	0,9	98	1,9	194	-	-	-	-
I	Aggregate	GK 1-5	119.589.259	2,8	338	2,8	338	1,0	123	1,0	123
II a	VPSA	GK 4 + 5	103.542.297	-	-	-	-	3,0	306	3,0	306
II b	Druckluft	GK 4 + 5	103.542.297	-	-	-	-	16,2	1.676	16,2	1.676
III a	Elektrolyse	GK 4 + 5	103.542.297	-	-	-	-	1,1	110	1,0	103
III b	Elektrolyse	GK 4 + 5	103.542.297	-	-	-	-	2,3	238	2,1	218
IV	Elektrolyse	GK 4 + 5	103.542.297	-	-	-	-	11,8	1.227	9,9	1.021
V	Elektrolyse	GK 4 + 5	103.542.297	-	-	-	-	15,5	1.606	18,8	1.947



**Bild B.3.62: Flexibilitätspotenziale von Kläranlagen in Deutschland unter Berücksichtigung innovativer Anlagenkonzepte.**

Folgende Sachverhalte können festgehalten werden:

- Der Kläranlagenbestand kann ein relevantes Potenzial an positiver und negativer Flexibilität bereitstellen. In Zukunft besteht hier ein weiteres Ausbaupotenzial für die Flexibilität.
- Die in 2015 am Markt nachgefragte negative Minutenreserveleistung betrug 2.000 MW. Diese könnte durch eine Kombination von Anlagenkonzept I und V theoretisch von Kläranlagen erbracht werden.
- Insbesondere die Elektrolysekonzepte könnten zu einer beachtlichen Steigerung der negativen Flexibilität beitragen und hier neue Märkte erschließen.
- Mit einem Elektrolysepotenzial von ca. 2 GW könnten Kläranlagen in 2035 einen Teil des ab dann zunehmend erwarteten Bedarfs an Elektrolyseleistung decken (vgl. Bild B.3.43).

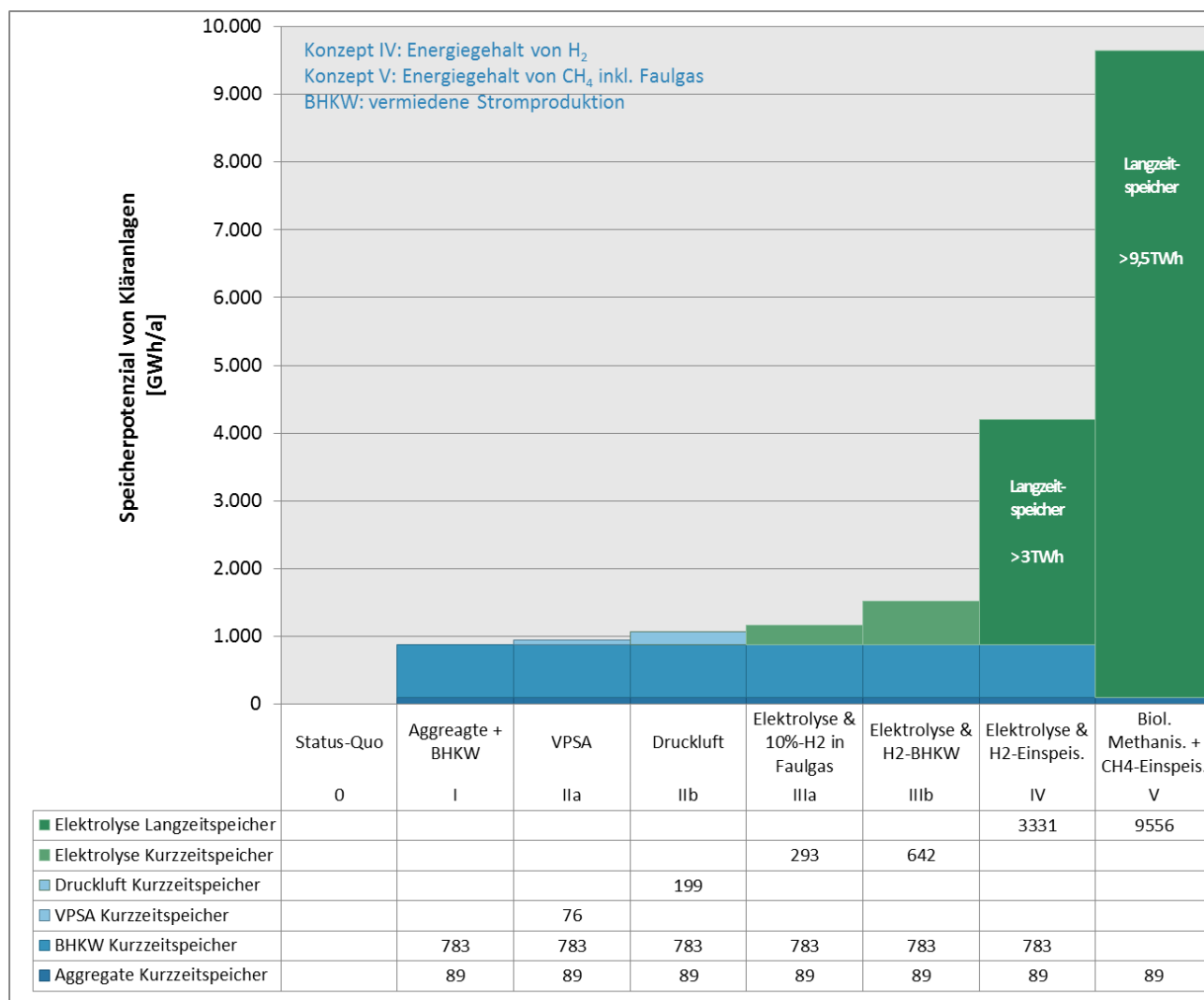
## (2) **Speicherpotenziale**

Neben der Flexibilität, die durch die Anlagenkonzepte bereitgestellt werden kann, spielt auch die Möglichkeit der Speicherung eine wichtige Rolle. Nachfolgend werden die bundesweiten Speicherpotenziale der einzelnen Konzepte - unterschieden in Kurzzeitspeicher und Langzeitspeicher - gegenübergestellt. Als Kurzzeitspeicher werden alle verschiebbaren Energiemengen des Konzepts I sowie über mehrere Tage und Stunden speicherbare Energiemengen der Konzepte II bis III bezeichnet. Aus dem flexiblen Betrieb der BHKW ergibt sich eine Kurzzeitspeicherkapazität von 783 GWh/a. Der durch die VPSA / Druckluft erzeugte Kurzzeitspeicher von 76 GWh/a bzw. 199 GWh/a ist relativ gering im Vergleich zum Aufwand für die Erzeugung und Speicherung von Reinsauerstoff bzw. Druckluft.

Die eingespeisten Wasserstoff- und Methanmengen werden unter Langzeitspeicherung zusammengefasst. Mit der Koppelung von Elektrolyse und Methanisierung (Konzept V) kann speicherfähiges Methan mit einem Energiegehalt von 9,55 TWh/a erzeugt werden. Unter der Annahme der in Kapitel B.2.3 aufgezeigten Optimierungspotenziale zur Klärgaserzeugung kann das Langzeitspeicherpotenzial in Konzept V um weitere 3.650 GWh gesteigert werden. Damit könnten Kläranlagen in Zukunft ein theoretisches Langzeitspeicherpotenzial von insgesamt ca. 13.200 GWh zur Verfügung stellen. Im Gegensatz zur auf der Kläranlage zeitlich sehr begrenzten Zwischenspeicherung im Bereich von mehreren Stunden bis zu max. i. d. R. einem Tag ist im Gasnetz eine Speicherung über mehrere Monate möglich. Anlagenkonzept ermöglicht die Erschließung dieser Speicherpotenziale.

**Tabelle B.3.49: Übersicht der Speicherpotenziale der betrachteten Anlagenkonzepte.**

Anlagenkonzept		berücksichtigte GK	Zu grundlegende Anschlussgröße (EW)	Speicherkapazität kurz				Speicherkapazität lang			
				spezifisch IST	bundesweit IST	spezifisch 2035	bundesweit 2035	spezifisch IST	bundesweit IST	spezifisch 2035	bundesweit 2035
			E	kWh/E	GWh	kWh/E	GWh	kWh/E	GWh	kWh/E	GWh
I	BHKW	KA mit BHKW	104.075.432	7,5	783	10,4	1.082	-	-	-	-
I	NEA	GK 4 + 5	103.542.297	-	-	-	-	-	-	-	-
I	Aggregate	GK 1-5	119.589.259	0,7	89	0,7	89	-	-	-	-
II a	VPSA	GK 4 + 5	103.542.297	0,7	76	0,7	76	-	-	-	-
II b	Druckluft	GK 4 + 5	103.542.297	1,9	199	1,9	199	-	-	-	-
III a	Elektrolyse	GK 4 + 5	103.542.297	2,8	293	2,8	294	-	-	-	-
III b	Elektrolyse	GK 4 + 5	103.542.297	6,2	642	6,2	644	-	-	-	-
IV	Elektrolyse	GK 4 + 5	103.542.297	-	-	-	-	32,2	3.331	29,7	3.075
V	Elektrolyse	GK 4 + 5	103.542.297	-	-	-	-	92,3	9.556	127,6	13.209


**Bild B.3.63: Speicherpotenziale der in arrivee untersuchten Anlagenkonzepte bei heutiger Klärgaserzeugung.**

### B.3.3.3.2 Wirkungsgrade der Anlagenkonzepte

Die nachfolgenden Betrachtungen zu den Wirkungsgraden beziehen sich auf den überschüssigen EE-Strom, der mit einem Energiegehalt von 100 % angesetzt wird. Der EE-Strom dient in den Anlagenkonzepten als

Ausgangsprodukt für die weitere Nutzung. In Abhängigkeit der jeweiligen Verwertungspfade (direkter Verbrauch, Umwandlung in andere Energieformen oder -träger wie z. B. H<sub>2</sub>) und der betrachteten Umwandlungsstufe (H<sub>2</sub>, CH<sub>4</sub>, Rückverstromung) wurde der Wirkungsgrad ermittelt. Ein direkter Verbrauch in einem Stromendverbraucher wird als Wirkungsgrad 100% definiert (keine Umwandlungsverluste durch z. B. Speicherung / Rückverstromung). Der Wirkungsgrad ist dabei definiert als Aufwand von eingesetzter Leistung – hier überschüssiger EE-Strom – zu erzeugter Energie (in unterschiedlichen Formen, je nach Betrachtungspfad, vgl. Tabelle B.3.50)

Die höchsten Wirkungsgrade weist das Anlagenkonzept I auf. Dort wird überschüssige fEE nicht prozess-technisch umgewandelt bzw. zuvor umgewandelte fEE rückverstromt, sondern es wird allein durch das Zu- und Abschalten vorhandener Anlagentechnik Flexibilität bereitgestellt. Insoweit ist dieses Konzept „verlustfrei“, da überschüssiger Strom direkt einem Stromverbraucher zugeführt wird.

Die Anlagenkonzepte II weisen mit Blick auf die eingesparte Belüftungsenergie und einem dem gegenüberstehenden hohen Energieverbrauch für die Sauerstoff- bzw. Druckluftherzeugung (Umwandlung von überschüssiger fEE) nur sehr geringe Wirkungsgrade auf. Bei der Reinsauerstofferzeugung kann der Wirkungsgrad jedoch deutlich gesteigert werden, wenn ein Anteil des Sauerstoffs als Ausgangsprodukt für die Ozonherstellung im Rahmen einer Spurenstoffelimination genutzt werden kann.

Die wasserstoffbasierten Anlagenkonzepte zur Steigerung der negativen Flexibilität bringen bei der Anwendung auf Kläranlagen den Vorteil mit sich, dass die Elektrolysenebenprodukte - Wärme und Sauerstoff (vgl. Kapitel B.3.2.1.6) - auf Kläranlagen genutzt werden können. Beide Verwertungsoptionen erhöhen den Gesamtwirkungsgrad der Prozesskette und tragen somit zu einer verbesserten Ressourceneffizienz gegenüber einer isoliert betriebenen Elektrolyse bei.

Im Anlagenkonzept V, das eine Verstromung der gesamten Speichergaserzeugung mittels GuD (55% Stromwirkungsgrad, 35% thermischer Wirkungsgrad) außerhalb des Standortes der Kläranlage vorsieht, besteht die Möglichkeit, die **Abwärme** aus den Prozessen der Elektrolyse und Methanisierung vor Ort zur Faulturmbeheizung zu nutzen. Die üblicherweise anfallende BHKW-Abwärme wird durch die Abwärme aus der Verstromung des Klärgases aus Elektrolyse und Methanisierung ersetzt.

Nachfolgend wird bei der Berücksichtigung der überschüssigen Prozesswärme davon ausgegangen, dass diese am jeweiligen Entstehungsort verwertet werden kann (auf der Kläranlage: im Faulturm; im GuD: über Nah- bzw. Fernwärmenetze).

Für den anfallenden Sauerstoff können i. b. die Konzepte IV und V den Sauerstoff für eine Ozonherstellung zu großen Anteilen bzw. vollständig bereitstellen. Als Energieäquivalent, das in die Wirkungsgradberechnung mit einfließt, wird die für die Herstellung von Flüssigsauerstoff erforderliche Energiemenge von 0,6 kWh/kg O<sub>2</sub> angesetzt (EIGA, 2010), die somit den Wirkungsgrad positiv beeinflusst. Daraus ergeben sich unter Einbeziehung der Prozesswärme theoretische „Wirkungsgrade“ von nahe bzw. über 100 % (vgl.

Tabelle B.3.51).

Die Beimischung von Sauerstoff zur Einsparung von Druckluft im Bestand ist nur begrenzt möglich, da die bestehenden Belüftungssysteme auf die entsprechenden Druckluftmengen ausgelegt sind.

Die Wirkungsgrade wurden für die in Tabelle B.3.50 aufgeführten Verwertungsstufen ermittelt.



**Tabelle B.3.50: Kurzbeschreibung der betrachteten Verwertungsstufen sowie Formeln zur Abschätzung der Wirkungsgrade**

Umwandlung üfEE in ...	Beschreibung
...H <sub>2</sub>	Umwandlung von fEE in Wasserstoff ...
...H <sub>2</sub> +WN (Wärmenutzung)	... ergänzt um die Nutzung der Abwärme der Elektrolyse
...H <sub>2</sub> - Strom (onsite KWK)	... und Rückverstromung im KA-BHKW (reiner Stromwirkungsgrad)
...H <sub>2</sub> +WN - Strom (onsite KWK)+WN	...ergänzt um Nutzung der Abwärmeströme
....H <sub>2</sub> - Strom (offsite GuD)	... und Rückverstromung in GuD (reiner Stromwirkungsgrad)
....CH <sub>4</sub>	Umwandlung von fEE in H <sub>2</sub> und CH <sub>4</sub> (biologische Methanisierung) ...
....CH <sub>4</sub> +WN	... ergänzt um Wärmenutzung von Elektrolyse und Methanisierung
....CH <sub>4</sub> - Strom (offsite GUD)	... und Rückverstromung in GuD (reiner Stromwirkungsgrad)
....CH <sub>4</sub> - Strom (offsite GUD)+WN	...ergänzt um Nutzung der Abwärmeströme

Bewertungsstufe $\eta$	Formel zur Ermittlung der Wirkungsgrade
$\eta_{H_2}$	$= \frac{\text{Stromverbrauch Elektrolyse}}{\text{Energiegehalt erzeugter Wasserstoff}}$
$\eta_{H_2+WN}$ (Wärmenutzung)	$= \frac{\text{Stromverbrauch Elektrolyse}}{\text{Energiegehalt erzeugter Wasserstoff} + \text{Prozesswärme Elektrolyse}}$
...H <sub>2</sub> - Strom (onsite KWK)	$= \frac{\text{Stromverbrauch Elektrolyse}}{\text{Energiegehalt erzeugter Wasserstoff}} * \eta_{elKWK}$
...H <sub>2</sub> +WN - Strom (onsite KWK)+WN	$= \frac{\text{Stromverbrauch Elektrolyse}}{\text{Energiegehalt erzeugter Wasserstoff} + \text{Prozesswärme (Elektrolyse \& KWK)}} * \eta_{elKWK}$
....H <sub>2</sub> - Strom (offsite GuD)	$= \frac{\text{Stromverbrauch Elektrolyse}}{\text{Energiegehalt erzeugter Wasserstoff}} * \eta_{elGUD}$
....CH <sub>4</sub>	$= \frac{\text{Stromverbrauch Elektrolyse \& Methanisierung}}{\text{Energiegehalt erzeugtes Methan}}$
....CH <sub>4</sub> +WN	$= \frac{\text{Stromverbrauch Elektrolyse \& Methanisierung}}{\text{Energiegehalt erzeugtes Methan} + (\text{Prozesswärme Elektrolyse \& Methanisierung})} * \eta_{elGUD}$
....CH <sub>4</sub> - Strom (offsite GUD)	$= \frac{\text{Stromverbrauch Elektrolyse \& Methanisierung}}{\text{Energiegehalt erzeugtes Methan}} * \eta_{elGUD}$
....CH <sub>4</sub> - Strom (offsite GUD)+WN	$= \frac{\text{Stromverbrauch Elektrolyse \& Methanisierung}}{\text{Energiegehalt erzeugtes Methan} + (\text{Prozesswärme Elektrolyse \& Methanisierung})} * \eta_{elGUD}$

**Tabelle B.3.51: Wirkungsgrade der Anlagenkonzepte in Abhängigkeit der Umwandlungsstufe von üfEE-Strom unter Nutzung der Nebenprodukte Sauerstoff und Wärme im Rahmen der Elektrolysekonzepte (auf Grundlage der Musterkläranlage mit EW = 150.000 E)**

η der Umwandlung von ... üfEEStrom in...		II a	II b	III a	III b	IV	V
		VPSA	Druckluft	Elektrolyse	Elektrolyse	Elektrolyse	Elektrolyse
η <sub>H<sub>2</sub></sub> ohne O <sub>2</sub> -Nutzung	...H <sub>2</sub>			67,2%	68,0%	68,1%	67,2%
	...H <sub>2</sub> +WN (Wärmenutzung)			91,2%	92,3%	91,0%	91,2%
	...H <sub>2</sub> - Strom (onsite KWK)			26,9%	27,2%	27,2%	
	...H <sub>2</sub> +WN - Strom (onsite KWK)+WN			84,5%	85,5%	84,2%	
	...H <sub>2</sub> - Strom (offsite GuD)					37,5%	
	...CH <sub>4</sub>						51,0%
	...CH <sub>4</sub> +WN						89,2%
	...CH <sub>4</sub> - Strom (offsite GUD)						26,8%
...CH <sub>4</sub> +WN- Strom (offsite GUD)+WN						82,7%	
η <sub>H<sub>2</sub>+O<sub>2</sub>→O<sub>3</sub></sub> mit O <sub>2</sub> -Nutzung: O <sub>2</sub> für O <sub>3</sub> -Herst.	...H <sub>2</sub>			75,3%	76,1%	76,3%	72,5%
	...H <sub>2</sub> +WN			99,3%	100,5%	99,2%	96,4%
	...H <sub>2</sub> - Strom (onsite KWK)			35,0%	35,4%	35,4%	
	...H <sub>2</sub> +WN - Strom (onsite KWK)+WN			92,6%	93,7%	92,4%	
	...H <sub>2</sub> - Strom (offsite GuD)					45,6%	
	...CH <sub>4</sub>						53,9%
	...CH <sub>4</sub> +WN						94,4%
	...CH <sub>4</sub> - Strom (offsite GUD)						32,0%
...CH <sub>4</sub> +WN- Strom (offsite GUD)+WN						87,9%	
η <sub>H<sub>2</sub>+O<sub>2</sub>→Belüftung</sub> mit O <sub>2</sub> -Nutzung: Beimischung zur Belüftung	...H <sub>2</sub>			67,8%	68,5%	68,7%	67,8%
	...H <sub>2</sub> +WN			99,3%	100,5%	99,2%	96,4%
	...H <sub>2</sub> - Strom (onsite KWK)			27,4%	27,8%	27,8%	
	...H <sub>2</sub> +WN - Strom (onsite KWK)+WN					84,8%	
	...H <sub>2</sub> - Strom (offsite GuD)					38,0%	
	...CH <sub>4</sub>						49,2%
	...CH <sub>4</sub> +WN						89,8%
	...CH <sub>4</sub> - Strom (offsite GUD)						27,3%
...CH <sub>4</sub> +WN- Strom (offsite GUD)+WN						83,2%	
η <sub>VPSA-für Belüftung</sub>	eingesetzter Strom zu eingesparter Strom	8,9%					
η <sub>VPSA-für Belüftung+Ozon</sub>	eingesetzter Strom zu eingesparter Strom	42,3%					
η <sub>Druckluft- für Belüftung</sub>	eingesetzter Strom zu eingesparter Strom		6,6%				

Wärmenutzung - WN

Aus Tabelle B.3.51 geht hervor, dass mit dem Konzept V bei einer Nutzung des Sauerstoffs als Ausgangsprodukt für die Ozonherstellung der Wirkungsgrad spürbar gesteigert werden kann. Darüber hinaus wird durch eine tatsächliche Nutzung der Speichergase zur Langzeitspeicherung und eine Rückverstromung in hocheffizienten GuD eine ebenfalls spürbare Verbesserung des Strom-Strom-Wirkungsgrades erreicht. Daraus lässt sich ableiten, dass für eine effiziente Nutzung der vorhandenen und zusätzlich erzeugten Speichergase die Einspeisung in das Erdgasnetz ein sinnvoller Nutzungspfad ist, der in Zukunft eine Rolle spielen könnte. Damit einher geht der Verzicht auf ein BHKW auf der Kläranlage bzw. die Abkehr von der Eigenstromerzeugung zu Gunsten der volkswirtschaftlich sinnvolleren Speichergasbereitstellung. Aus diesem Konzept resultiert ein höherer Fremdstrombezug für den Kläranlagenbetrieb (vgl. Kapitel B.5).

### B.3.3.3 Energiebilanzierung für Anlagenkonzepte IV & V

Für die Anlagenkonzepte IV und V erfolgt eine Bilanzierung der Energieströme Strom, Wärme und Gas auf der Kläranlage sowie der zu- und abgeführten Energieströme. Hierbei wurde von optimierten Rahmenbedingungen am Energiemarkt ausgegangen, damit die jeweilige Anlagenkonzeption unter wirtschaftlichen Gesichtspunkten betrieben werden kann. Mit diesen Darstellungen soll eine effiziente Kette zur Speicherung von EE-Überschussstrom aufgezeigt werden.

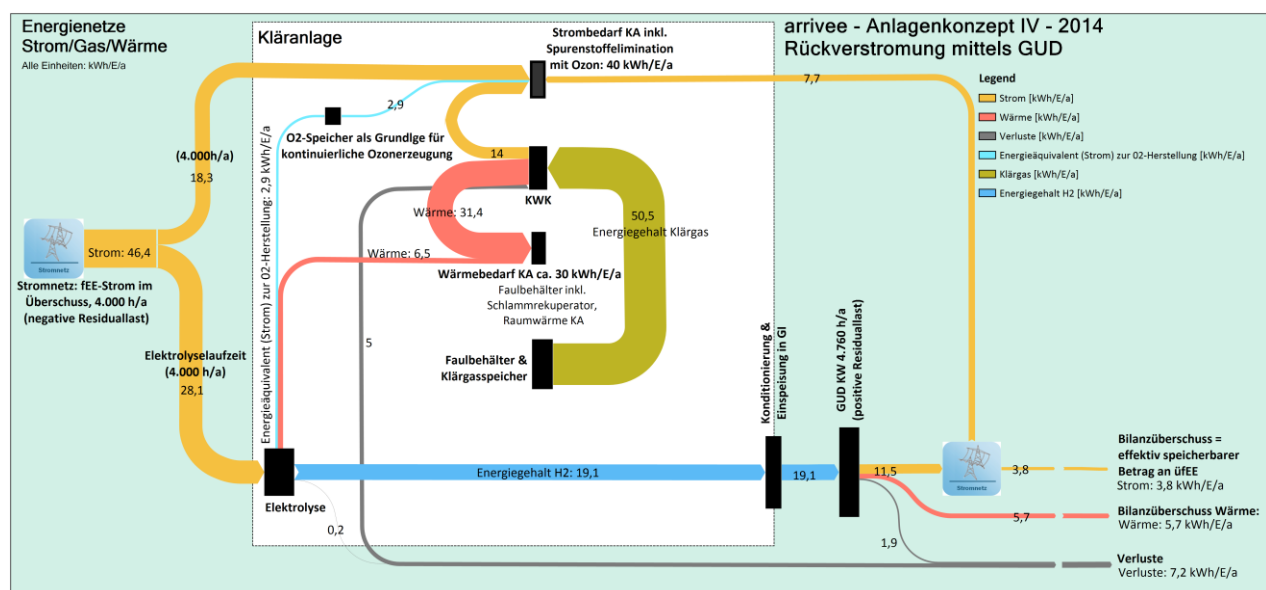
Die nachfolgende statische Bilanzierung erfolgte unter folgenden Annahmen:

- 4.000 h im Jahr stehen EE-Überschüsse für die Elektrolyse bzw. eine Kombination aus Elektrolyse und Methanisierung zur Verfügung. In diesem Zeitraum bezieht auch die Kläranlage ihren Strombedarf aus dem Netz (EE-Überschussstrom).

- Es werden die Betrachtungsjahre 2014 und 2035 mit den in Tabelle B.3.39 aufgeführten Randbedingungen berücksichtigt.
- Es wird ein mittlerer Jahresenergieverbrauch der Kläranlage von 35 kWh/E/a im Jahr 2014 und 30 kWh/E/a für 2035 angesetzt. Weiterhin wird die Integration einer Spurenstoffelimination mit Ozon mit einem spezifischen Energieverbrauch von 5 kWh/E/a angesetzt.
- Die Kläranlage nutzt den produzierten Sauerstoff der Elektrolyse zur Ozonherstellung für die Spurenstoffelimination. Der substituierte Sauerstoff wird mit einem Energiegehalt von 2,9 kWh/E/a für die externe Herstellung (O<sub>2</sub>-Tank) angesetzt.
- Der Wärmebedarf der Kläranlage (Faulbehälter und Raumwärme) wird mit 30 kWh/E/a angesetzt. Hierbei wird eine Schlammrekupurator im Ablauf des Faulbehälters zur Wärmerückgewinnung berücksichtigt.

#### Konzept IV:

Die Kläranlage nutzt die Nebenprodukte der Elektrolyse. Allein der erzeugte Wasserstoff fungiert als Energieträger mit Langzeitspeicherfunktion und wird vollständig in die GI eingespeist. Die Rückverstromung des erzeugten Speichergases erfolgt in diesem Konzept über hocheffiziente GuD-Kraftwerke mit einem elektrischer Wirkungsgrad von 60 %, die positive Flexibilität bereitstellen. Die Verstromung des Klärgases erfolgt weiterhin in der KWK-Anlage auf der Kläranlage. Der dargestellte Umfang des Bezugs von EE-Überschussstrom ist in der Praxis aufgrund der Dynamik nicht realistisch, da es Überschneidungsphasen von EE-Überschuss und der Notwendigkeit der Verstromung des Klärgases geben wird. Die erforderliche Wärme für die Faulung wird konventionell von der KWK-Anlage der Kläranlage und ergänzend von der Elektrolyse zur Verfügung gestellt. Ggf. vorhandene Defizite im Jahresverlauf können mittels Wärmespeicher ausgeglichen werden.

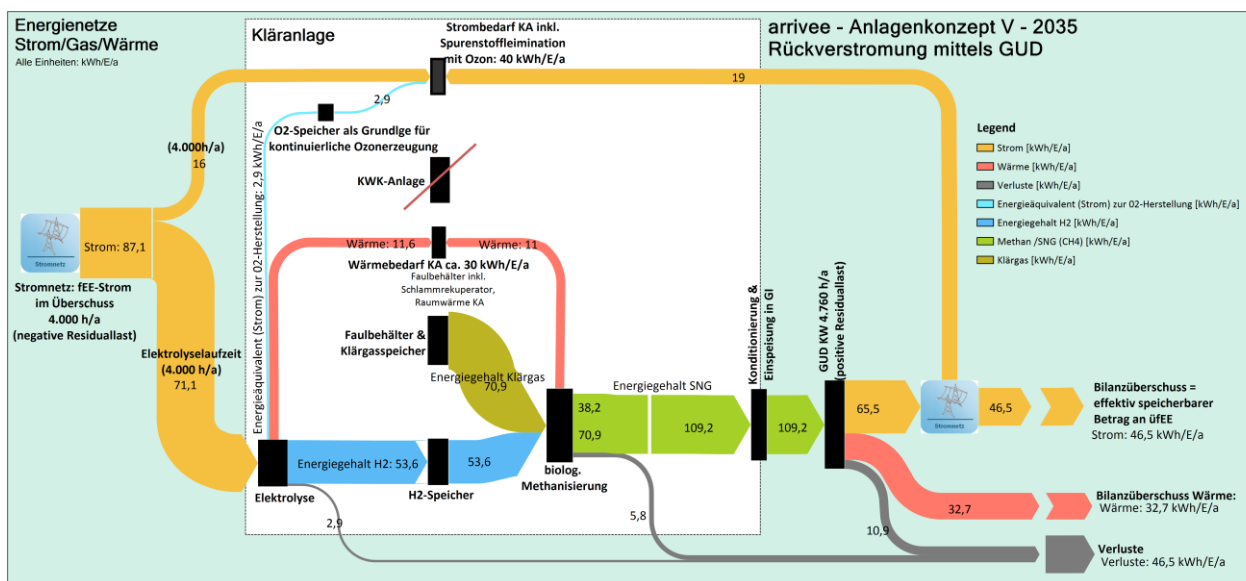
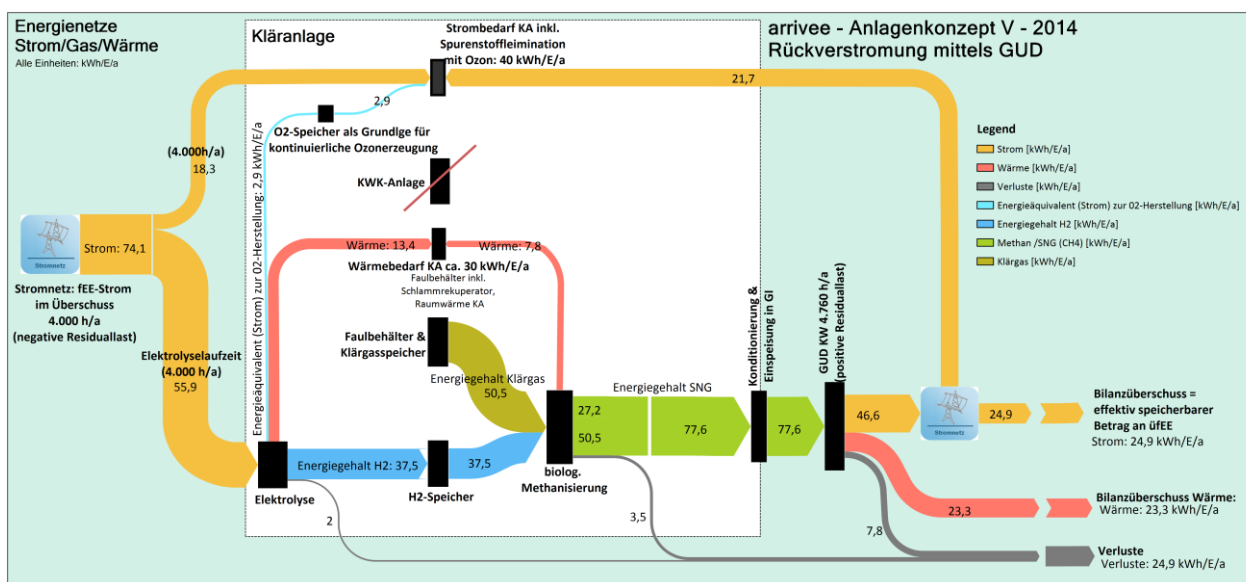


**Bild B.3.64: Statische Energiebilanz mit spezifischen Energiekennwerten in [kWh/E/a] basierend auf den Kennwerten der Kläranlagen der GK 5 für das Bezugsjahr 2014 im Anlagenkonzept IV**

Dieses Konzept entspricht in weiten Teilen dem Status-Quo der heutigen Kläranlagen ergänzt um den Baustein der Elektrolyse. Das Klärgas wird weiterhin auf der Kläranlage genutzt und dient zur ca. 50%igen Abdeckung des Strombedarfs der Kläranlage. Durch die Einbindung einer Elektrolyse und die Einspeisung von Wasserstoff in die GI kann ein Nettolangzeitspeicher von 3,8 kWh/E/a zur Verfügung gestellt werden. Bilanzell ergibt sich auf der Kläranlage ein Wärmeüberschuss von 7,9 kWh/E/a. Dies zeigt auf, dass auch mit einem verbesserten elektr. Wirkungsgrad der KWK-Anlage der Wärmebedarf des Faulbehälters im Jahresmittel noch gedeckt werden kann. Der produzierte Sauerstoff kann zur Ozonbereitstellung für eine 4. Reinigungsstufe eingesetzt werden.

#### Konzept V:

Die Kläranlage nutzt die Nebenprodukte der Elektrolyse. Das erzeugte SNG inkl. des Methananteils aus dem Klärgas wird vollständig in das Gasnetz, das als flexibler Langzeitspeicher fungiert, eingespeist. Um die maximalen Langzeitspeicherpotenziale mittels Methanisierung zu erschließen, wurde angenommen, dass die Kläranlage zu diesem Zweck nicht mehr über KWK-Technik zur Eigenstromerzeugung verfügt. Die Rückverstromung des erzeugten Speichergases erfolgt in diesem Konzept über hocheffiziente GuD-Kraftwerke mit einem elektr. Wirkungsgrad von 60 %, die positive Flexibilität bereitstellen. Die Kläranlage bezieht ihren gesamten Strom aus dem Netz. Hiervon sind 4.000 h EE-Überschussstrom, in den übrigen 4.760 h eines Jahres wird davon ausgegangen, dass Anteile des im GuD erzeugten Stroms bezogen werden. Die erforderliche Wärme für die Faulung wird von der Elektrolyse und der Methanisierungsstufe zur Verfügung gestellt. Ggf. vorhandene Defizite können mittels Wärmepumpe und Wärmespeicher ausgeglichen werden.



**Bild B.3.65:** Statische Energiebilanz mit spezifischen Energiekennwerten in [kWh/E/a] basierend auf den Kennwerten der Kläranlagen der GK 5 für die Bezugsjahre 2014 (oben, nach (Schäfer und Gretschel, 2017)) und 2035 unter optimierten Bedingungen für Klärgaserzeugung und Stromverbrauch (unten)

Mit dem innovativen Ansatz kann die Kläranlage eine Nettolangzeitspeicherkapazität von ca. 25 kWh/E/a zur Verfügung stellen und diesen Betrag in Zukunft deutlich steigern (46,5 kWh/E/a). Mit der Nutzung von Überschussstrom für den Betrieb der KA und der Elektrolyse kann eine Bruttospeicherkapazität von heute 56 kWh/E/a und in Zukunft 71 kWh/E/a erreicht werden. Der produzierte Sauerstoff kann zur Ozonbereitstellung für eine 4. Reinigungsstufe eingesetzt werden. Der Wärmebedarf der Faulung kann über die Wärmeproduktion der Elektrolyse und der Methanisierung weitgehend gedeckt werden, Deckungslücken können über Faulraumoptimierung und/oder alternative flexibel betreibbare Wärmequellen gedeckt werden.

Dieses Anlagenkonzept stellt das derzeit von Betreibern formulierte Ziel der „bilanziellen Energieneutralität“ nicht in Frage. Vielmehr zeigt es auf, dass Kläranlagen zu mehr in der Lage sind, als weitgehend losgelöst vom Energiemarkt und den sich dort abzeichnenden Änderungen nur auf Eigenstromproduktion zu setzen. Eine solche Konzeption erlaubt es, die Langzeitspeicherungspotenziale des Speichergases „Klärgas“ vollständig zu erschließen.

Die theoretische Umsetzung eines Elektrolysekonzeptes am Standort Kläranlage wurde an einem realen Fallstudiengebiet in (Schäfer et al., 2016) untersucht. Dabei konnte gezeigt werden, dass Kläranlagen als Langzeitspeicher fungieren können und sinnvolle Synergien im Umfeld der Anlage schaffen können. Deutlich wurde, dass durch positive lokale Rahmenbedingungen, wie z.B. zusätzliche industrielle Abnehmer von H<sub>2</sub>, Wasserstoffmobilität und hohe Einspeisekapazitäten des Gasnetzes, usw., die Wirtschaftlichkeit als auch das ganzheitliche Konzept erheblich verbessert.

#### **B.3.3.3.4 Potenziale für die Wasserstoffmobilität**

Neben der Langzeitspeicherung kann Wasserstoff aus den Elektrolysekonzepten auch im Bereich der Mobilität zum Einsatz kommen. Er wird zukünftig eine wichtige Rolle in einem zunehmend auf alternativen Energieträgern gestützten Mobilitätsbereich spielen. Brennstoffzellenfahrzeuge werden im Hinblick auf neue Mobilitätslösungen einen wichtigen Beitrag zu einer nachhaltigen Mobilität und Wertschöpfung in Deutschland leisten. Im Rahmen der Wasserstoffmobilität wird eine leistungsfähige Infrastruktur erforderlich sein. Um in Deutschland ein flächendeckendes Netz zu gewährleisten, sind ca. 1.000 Wasserstofftankstellen erforderlich. Seit Anfang 2016 werden in Deutschland 34 funktionsfähige Wasserstofftankstellen betrieben. Ab dem Jahr 2025 wird eine deutliche Marktdurchdringung von Wasserstoff im Mobilitätssektor erwartet (Sternner und Stadler, 2014).

Seit Anfang 2012 wird in Hamburg durch den Energieversorger Vattenfall eine Wasserstofftankstelle betrieben. Der Wasserstoff kann zentral mittels Elektrolyse erzeugt oder dezentral mittels Pipeline oder Trailer bezogen werden. In Hamburg werden das dezentrale und zentrale Konzept umgesetzt. 2013 konnten durch die Tankstelle sieben Brennstoffzellenhybridbusse, sogenannte „Saubere-Busse“ betrieben werden. Insgesamt können bei 350 bar 35 kg bzw. 1435 l Wasserstoff zur Verfügung gestellt werden. Der ca. 60 %ige Wirkungsgrad des Brennstoffzellensystems bewirkt einen Verbrauch zwischen 8 bis 10 l pro 100 km. Bei einer weiteren Ausbaustufe können mit 750 kg pro Tag insgesamt 20 Linienbusse betrieben werden (Sternner und Stadler, 2014).B

Bei jährlich 3 TWh bereitgestellter Energie (vgl. Bild B.3.63) könnten bis zu 57.3839 t Wasserstoff pro Jahr generiert werden. Äquivalent zu Benzin könnten dadurch jährlich 490.119 t CO<sub>2</sub> vermieden werden. Den Berechnungen liegen die folgenden Annahmen zu Grunde:

- Der Energiegehalt von 1 Nm<sup>3</sup> Wasserstoff entspricht 0,34 l Benzin, 1 l flüssiger Wasserstoff entspricht 0,27 l Benzin, 1 kg Wasserstoff entspricht 2,75 kg Benzin (Linde Gas GmbH, 2013)
- 1 t Benzin entspricht 1.333,33 l (BDBe, 2017)
- 1 Liter Benzin verbrennt zu 2,33 Kilogramm CO<sub>2</sub> (Fisch und Fischl GmbH, 2017)

### Fazit B.3.3

Zur Erschließung und Steigerung der Flexibilitätsoptionen auf Kläranlagen wurden 5 Nutzungskonzepte entwickelt. Konzept I legt den Fokus auf den Kläranlagenbestand und erfasst im Rahmen des sogenannten Aggregatemanagements die Flexibilitätsoptionen, die Kläranlagen bereits heute mit sich bringen. Demnach ist ein Flexibilitätspotenzial bei vielen Aggregaten gegeben. Die größten Potenziale liegen im Bereich der BHKW, NEA sowie der Belüftung für das Belebungsbecken, aber auch viele kleine Aggregate können hier eingebunden werden.

Die weiterführenden technischen Erweiterungen im Rahmen der Anlagenkonzepte II bis V wurden beschrieben und in Form von Konzeptsteckbriefen komprimiert zusammengefasst. Insbesondere die Konzepte der Elektrolyse mit Einspeisung ins Gasnetz weisen ein sehr hohes Flexibilitätspotenzial (bis zu 1,7 GW negativ und 0,6 GW positiv) auf und verfügen über relevante Beiträge für eine Langzeitspeicherung von volatilem EE-Überschussstrom (> 3 TWh bei H<sub>2</sub>-Einspeisung und > 9,5 TWh bei CH<sub>4</sub>-Einspeisung). Darüber hinaus setzen die beiden Konzepte IV und V die Sektorkopplung zwischen Strom- und Gasmärkten konkret und konsequent um. Konzept V erlaubt es, die Langzeitspeicherpotenziale der vorhandenen Speichergase vollständig zu erschließen.

Der Standort Kläranlage ist i. B. für die Elektrolysekonzepte von Bedeutung, weil dort die Stoff- und Energiekreisläufe geschlossen werden können: Die Kläranlage kann den bei der Elektrolyse anfallenden Sauerstoff nutzen (in der Belüftung oder als Grundlage für eine Ozonierung) und kann darüber hinaus auch die Abwärme verwerten, i. B. dann, wenn das BHKW zunehmend als positiver Flexibilitätsanbieter aktiviert wird (Konzept IV), die BHKW zunehmend stromeffizienter werden oder aber ggf. in Zukunft kein BHKW mehr auf der Kläranlage betrieben wird. (Konzept V). Der für eine Methanisierung erforderliche Rohstoff CO<sub>2</sub> ist im Faulgas vorhanden. Dieses kann im Rahmen der biologischen Methanisierung einspeisefähig aufbereitet werden. Damit sind Kläranlagen hervorragend geeignete Standorte zur Umsetzung der PtG-Technologie und ein potenzieller Baustein für eine Langzeitspeicherstrategie.

### B.3.4 Auswirkungen auf den Betrieb und die Energiebilanz der Kläranlage (Feldversuche)

Für die Untersuchung der Auswirkungen auf die Kläranlage, die durch das Abschalten der Aggregate entstehen können, wurde auf der Kläranlage Radevormwald eine Reihe von Versuchen durchgeführt. Die Auswahl der Aggregate erfolgte nach ihrem Stromverbrauch (Kapitel B.3.1.2). Die Versuche wurden mit den Gebläsen in beiden Belebungsbecken und den Rücklaufschlammumpfen (RS-Pumpen) als größte Verbraucher auf der Kläranlage durchgeführt. Der Zeitpunkt der Versuche wurde nach der Analyse der Zulaufbelastung bestimmt. Die Durchführung erfolgte bei mittlerer bis maximaler Zulaufbelastung an einem Trockenwettertag. Die Versuche wurden unter unterschiedlichen Rahmenbedingungen durchgeführt. So wurde die Abschaltdauer zwischen 15 und 120 min variiert. Die einzelnen Aggregate wurden einzeln oder gemeinsam abgeschaltet. Alle durchgeführten Abschaltungen können dem Versuchsplan in der Tabelle B.3.52 entnommen werden.



**Tabelle B.3.52: Versuchsplan für die Kläranlage Radevormwald**

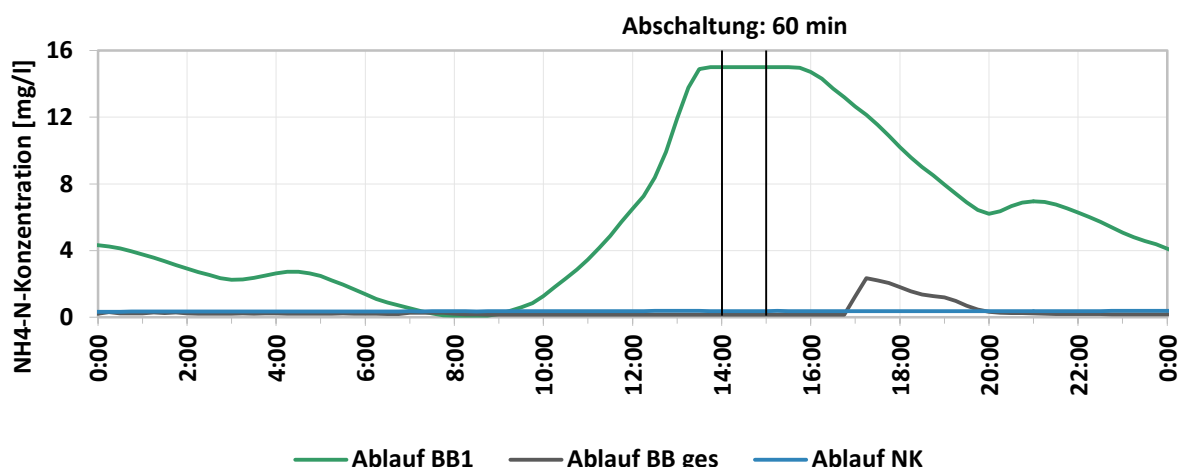
abgeschaltete Aggregate	Versuchsdauer (Kennzeichen)				Q <sub>zu</sub> [l/s]	B <sub>Nges</sub> [kg/d]	Q <sub>RS</sub> [l/s]
	15 min	30 min	60 min	120 min			
Gebälse 1 - 3 in BB1	KA Rade V1	KA Rade V2	KA Rade V3		371	634	
Gebälse 1 - 4 in BB2	KA Rade V4	KA Rade V5	KA Rade V6		214	615	
Gebälse 1 - 3 in BB1 Gebälse 1 - 4 in BB2	KA Rade V7	KA Rade V8	KA Rade V9		204	501	
RS-Pumpe 1 - 3		KA Rade V10	KA Rade V11	KA Rade V12	214		270

\*Q<sub>zu</sub>=Volumenstrom des Abwassers im Zulauf der Kläranlage; Q<sub>RS</sub>=Volumenstrom von Rücklaufschlamm; B<sub>Nges</sub>=Tagesfracht des gesamten Stickstoff im Zulauf der Kläranlage

Analog zur Kläranlage Radevormwald mit angeschlossenen 58.000 E<sub>Anschluss</sub> wurden die gleichen Versuche auf den Kläranlagen Kohlfurth mit 146.000 E<sub>Anschluss</sub> und Odenthal mit 17.500 E<sub>Anschluss</sub> durchgeführt. Die Ergebnisse der Versuche können Anhang 5 entnommen werden.

### B.3.4.1 Auswirkungen auf die Reinigungsleistung

Die Gebläse im Belebungsbecken erzeugen den benötigten Sauerstoff für die Oxidation von Ammoniumstickstoff (NH<sub>4</sub>-N) und von Kohlenstoffverbindungen. Während der Abschaltdauer wird dieser Prozess bei Unterschreiten eines Sauerstoffgehaltes von ca. 0,2 mg/l im Becken unterbrochen. Somit könnte der NH<sub>4</sub>-N-Gehalt im Ablauf der biologischen Stufe ansteigen und der vorgegeben Überwachungswert überschritten werden. Um dies zu verhindern, wurden für jedes Aggregat spezifische Restriktionen festgelegt. Die Restriktionen für alle Aggregate sind in den zugehörigen Datenblättern (siehe Kapitel B.3.3.1) aufgeführt. Die maximale Abschaltdauer wurde im Rahmen der Abschaltversuche für die Gebläse auf 60 min festgelegt. Im Bild B.3.66 ist das Versuchsergebnis für das Abschalten aller Gebläse aus dem Belebungsbecken 1 und 2 für 60 min dokumentiert. Das Abschalten der Gebläse erfolgt zur Zeit der höchsten NH<sub>4</sub>-N-Belastung. Der Ablauf der Belebung (BB<sub>ges</sub>) bleibt während der Versuchszeit und mehrere Stunden danach konstant. Das erst danach im Ablauf der Belebung bemerkbare Auftreten einer Ammoniumspitze ist zeitlich begrenzt und liegt deutlich unter dem vorgegebenen Überwachungswert der Kläranlage. Im Ablauf der Nachklärung (NK) ist kein Anstieg der Ammoniumkonzentration zu verzeichnen.



**Bild B.3.66: NH<sub>4</sub>-N Konzentration während des Abschaltens aller Gebläse der Belebungsbecken 1 und 2 (KA Rade V9)**

Das Bild B.3.67 zeigt die Ergebnisse der drei durchgeführten Versuche zur Außerbetriebnahme der RS-Pumpen. Die Ablaufkonzentration von NH<sub>4</sub>-N in der Nachklärung erhöhte sich dadurch nicht. Die steigende NH<sub>4</sub>-N Konzentration am dritten Versuchstag ist auf ein Regenereignis zurückzuführen. Ein Regenereignis kann zu einer Erhöhung der NH<sub>4</sub>-N-Konzentration führen und bedeutet ein erhöhtes Risiko für den



Betreiber. Aus diesem Grund dürfen die RS-Pumpen ab einem bestimmten Abwasserzufluss zu der Kläranlage nicht mehr abgeschaltet werden. Dies wird in den Restriktionen der Datenblätter aufgeführt.

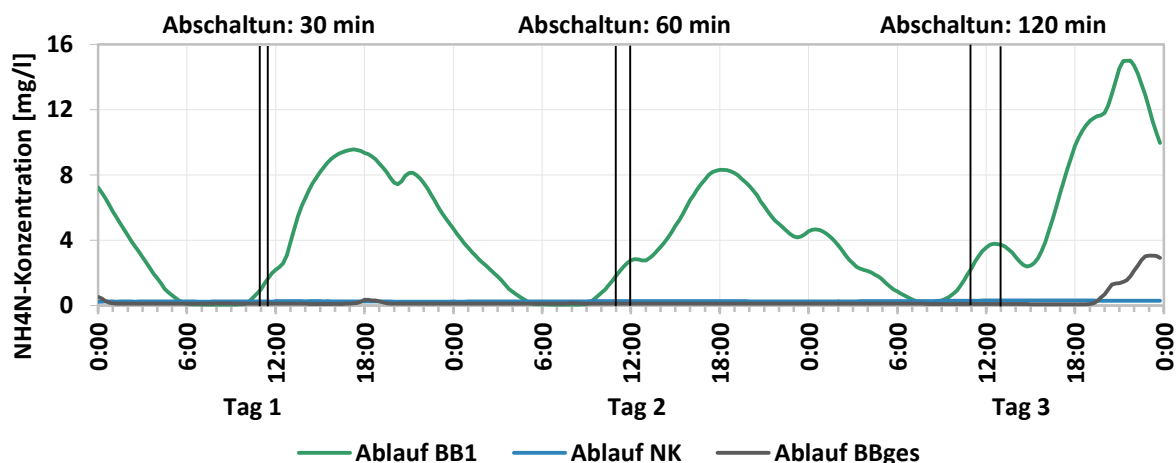


Bild B.3.67:  $\text{NH}_4\text{-N}$  Konzentration während des Abschaltens der RS-Pumpen (KA Rade V10-12)

### B.3.4.2 Auswirkungen auf die Energiebilanz

Durch das Abschalten aller Gebläse in dem Belebungsbecken 1 und 2 für 60 min sank der momentane Gesamtleistungsbezug der Kläranlage von ca. 270 kW auf ca. 120 kW, (siehe Bild B.3.68). Somit wurde eine positive Flexibilität von 150 kW für 60 min bereitgestellt. Nach dem Einschalten der Gebläse wurde eine neue Peak-Leistung von ca. 320 kW erreicht. Dies liegt darin begründet, dass die CSB- und die  $\text{NH}_4\text{-N}$ -Konzentration in dem Belebungsbecken während des Versuches gestiegen war und für die nachfolgende Oxidation vermehrt Sauerstoff benötigt wurde. Diese hohe Peak-Leistung kann zu einer neuen Peak-Leistung für die Abrechnung des Netzentgeldes führen und wäre in einer Gesamtbewertung und Wirtschaftlichkeitsbetrachtung zu berücksichtigen.

Die Flexibilität von 150 kW hätte noch auf 230 kW gesteigert werden können, wenn das zweite BHKW gezielt zugeschaltet worden wäre. Dies hätte sogar zu einer Einspeisung von ca. 40 kW geführt.

Die RS-Pumpen wurden für 60 min, 90 min und 120 min abgeschaltet. Dadurch sank der Gesamtbezug der Kläranlage um ca. 25 kW bzw. 65 kW, siehe Bild B.3.69. Bei den drei Versuchen wird deutlich, dass die zur Verfügung gestellte Flexibilitätsleistung durch das Abschalten der Aggregate, in diesem Fall durch das Abschalten der RS-Pumpen, unterschiedlich hoch ausfällt. Der Unterschied in der Leistungsabsenkung ist auf die momentane Belastung der Kläranlage zurückzuführen. Ein Anstieg des Leistungsbezugs nach Einschalten der RS-Pumpen analog zum Wiedereinschalten der Gebläse wurde nicht eindeutig festgestellt.

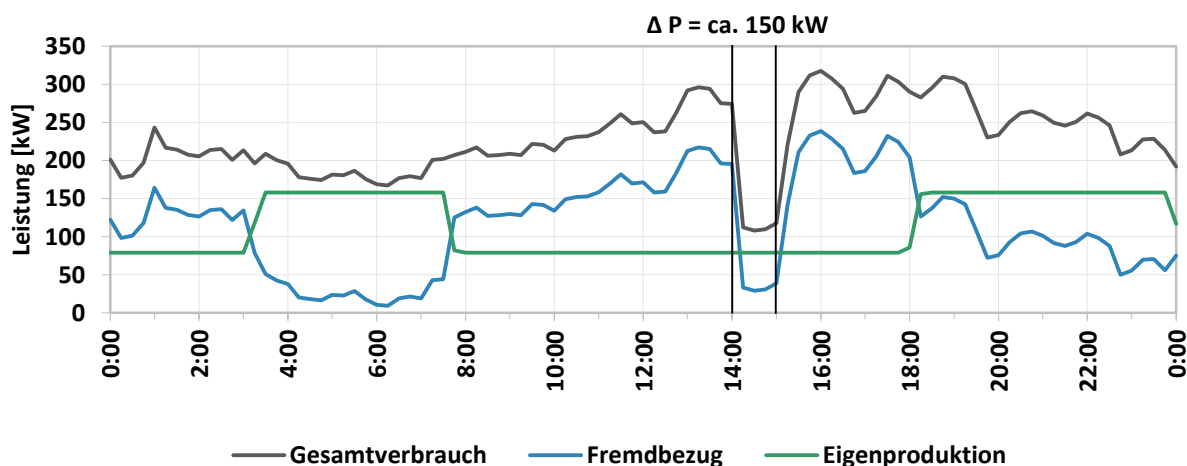


Bild B.3.68: Leistungsbilanz während des Abschaltens aller Gebläse der Belebungsbecken 1 und 2 (KA Rade V9)

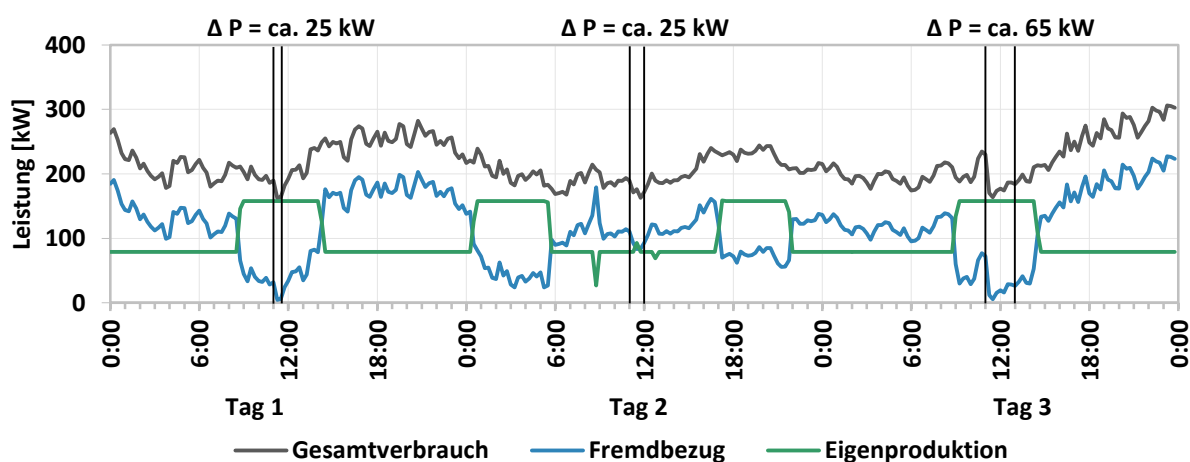


Bild B.3.69: Leistungsbilanz während des Abschaltens der RS-Pumpen (KA Rade V10-12)

Bei den Versuchen am ersten und dritten Tag war das zweite BHKW während des Abschaltens in Betrieb. Dies kann dem oberen Bild entnommen werden. Dadurch war die Kläranlage für eine kurze Zeit energieautark. Durch das Abschalten von weiteren Aggregaten wäre es zu einer Einspeisung gekommen (vgl. Kapitel B.3.1.3).

#### Fazit B.3.4

Es konnte gezeigt werden, dass durch das Abschalten der kompletten Belüftung für 60 min keine signifikante Verschlechterung der Reinigungsleistung der Kläranlage zu verzeichnen ist. Das bedeutet, dass das Abschalten von Gebläsen in zuvor definierter Dauer (hier 60 min) als Flexibilitätspotenzial zur Verfügung gestellt werden kann.

Das Abschalten der RS-Pumpen für 120 min führte zu keiner signifikanten Verschlechterung der Reinigungsleistung der Kläranlage. Somit können die RS-Pumpen genauso wie die Gebläse für die Flexibilitätsdienstleistung, allerdings unter Berücksichtigung des aktuellen Kläranlagenzuflusses, angeboten werden.

Die Versuche haben gezeigt, dass die Kläranlage durch das Abschalten von Verbrauchern den Fremdbezug reduzieren kann. Durch den gleichzeitigen Betrieb von zwei BHKW gekoppelt mit dem Abschalten von weiteren Aggregaten könnte ein Teil der erzeugten Leistung ins Verteilnetz eingespeist werden. Durch diese Maßnahme würde zusätzlich positive Flexibilität bereitgestellt.

## B.4 (Modelltechnische) Analyse des Zusammenspiels von Markt, Netz und Kläranlage

### B.4.1 Methodik und Vorgehensweise

Das Zusammenspiel zwischen Markt, Netz und Kläranlage wurde beispielhaft für die Kläranlage Radevormwald untersucht. In Bild B.4.2 sind die verwendeten Modelle und in Bild B.4.3 die modelltechnische Kopplung dargestellt. Wasserwirtschaftliche Anlagen können als Flexibilitätsdienstleister an unterschiedlichen Märkten agieren (vgl. Kapitel B.2.1.2.1). In Abhängigkeit von den Flexibilitätsoptionen (Aggregatemanagement, Elektrolyse etc.) der Kläranlagen wurden mit Hilfe einer Preiszeitreihen-Analyse auf Basis historischer Daten zielführende Märkte identifiziert. Um den unterschiedlichen Flexibilitätsbedarf aufgrund eines fortgeschrittenen EE-Ausbaus zu berücksichtigen, wurden die Jahre 2014 und 2035 als Betrachtungszeitpunkte angesetzt. Aufbauend auf diesen Daten wurden Marktsignale (z. B. MRL/SRL) für die unterschiedlichen Betriebskonzepte nach Bild B.4.14 ermittelt.

Das Mittelspannungsnetz in Radevormwald wurde für die entwickelten Szenarien der Versorgungsaufgabe vollständig analysiert und überplant. Für die detaillierte gekoppelte Simulation wurde zusätzlich für die relevanten Netzgebiete eine zeitreihenbasierte Lastflussanalyse durchgeführt. Mit Hilfe eines Optimal-Power-Flow Verfahrens wurde ein Netzkapazitätskorridor ermittelt, der den zulässigen Betriebsbereich der Kläranlage beschreibt. Eine detaillierte Beschreibung der Vorgehensweise folgt in Kapitel B.4.4.

Das Marktsignal und der Netzkapazitätskorridor gehen als Eingangssignal in das Kläranlagenmodell ein. Im Modell wird über Flexibilitätsbausteine geprüft, ob die Kläranlage ohne eine Verschlechterung der Reinigungsleistung markt-/systemdienlich und /oder netzdienlich agieren kann. Dazu werden die entwickelten Anlagenrestriktionen überprüft und die Leistungsaufnahme der Kläranlage mit dem Netzkapazitätskorridor wird abgeglichen (siehe auch Kapitel B.4.5.1.1).

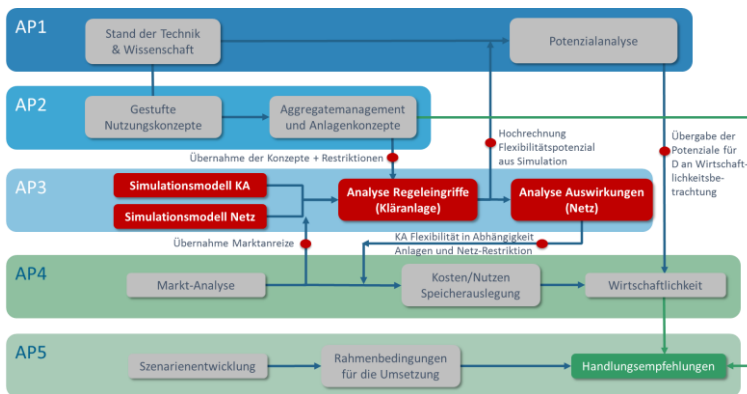


Bild B.4.1: Projektstruktur und Verknüpfung der AP in arrivee

Marktanalyse	Kläranlagen-Simulation	Stromnetz-Simulation
<b>Ziel</b> Preis-Optimierung und Anreizsignale	<b>Ziel</b> Flexibilitäts-Regelung mit Anlagen-Restriktionen	<b>Ziel</b> Analyse von Grenzwertverletzungen und Flex-Bedarf
<b>Methode</b> Zeitreihen-Analyse	<b>Methode</b> „activated sludge model“ (Belebtschlammmodell)	<b>Methode</b> Lastflussberechnungen

Bild B.4.2: Verwendete Modelle im Bereich Markt, Netz und Kläranlage

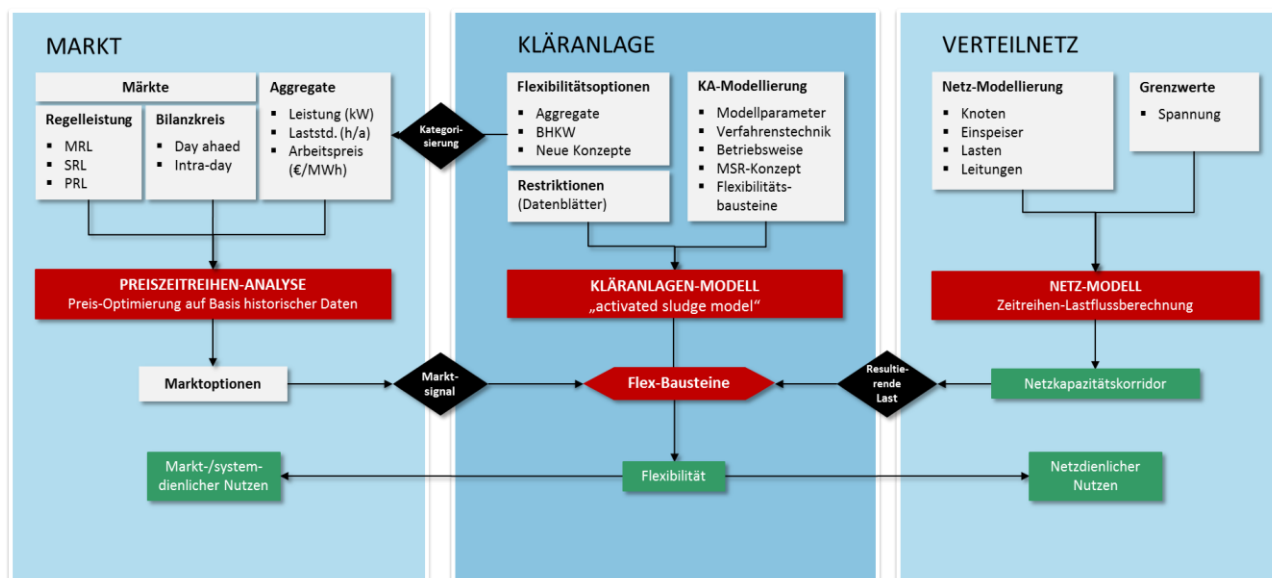


Bild B.4.3: Modelltechnische Kopplung von Markt, Netz und Kläranlage

## B.4.2 Marktanalyse

### B.4.2.1 Marktsignale Regenergiemarkt und Strombörse

Im Folgenden werden das Vorgehen und die Methodik für die Berechnungen bei den Energiepreisszenarien für die Teilnahme bei Systemdienstleistungen und Strombörse für die Bezugsjahre 2014 und 2035 beschrieben.

Die Regenergiemarktdaten mit den drei Qualitäten Primärregelleistung (PRL), Sekundärregelleistung (SRL) und Minutenreserveleistung (MRL) wurden von den vier deutschen Übertragungsnetzbetreibern abgerufen (regelleistung.net, 2017). Die Aufbereitung und Bereitstellung im passenden Format von 15 Minutenwerten erfolgte von der SIPE GmbH als Haupt-Datenreihen für 2014. Folgende Formate und Werte sind nachfolgend im Modell für die MRL verarbeitet worden.

- MRL Zeitreihen (4 h bzw. 1/4 h) mit abgerufener Leistung, Abrufdauer, min./max./ mittleren Arbeits- und Leistungspreisen und dem Bedarf.
- SRL Zeitreihen (wöchentlich bzw. 1/4 h) mit abgerufener Leistung, Abrufdauer, min./max./ mittleren Arbeits- und Leistungspreisen und den Bedarf.
- PRL mit der Netzfrequenz pro Sekunde und den mittleren Leistungspreisen (wöchentlich)

Das Modell für die Minutenreserveleistung ist verwendet worden für die Bezugsjahre 2014 und 2035. Das Modell ist ein Excel- bzw. Origin-basiertes Tool mit 4 h- (LP pos./neg.) und ¼ h-Werten (Grenz-Arbeitspreis (AP) und Abrufe pos./neg.). Die Datenbasis ist anpassbar auf die jeweilig betrachteten Jahre. Für den negativen und/oder positiven Leistungspreis werden die mittleren erzielbaren Leistungspreise je Zeitscheibe eines Tag über das Jahr aufsummiert, in denen das Aggregat verfügbar ist. Damit ein Abruf stattfindet, muss ein größerer (pos.) bzw. kleinerer (neg.) Grenz-AP als der verlangte Arbeitspreis des Aggregats erreicht werden. Zudem sind durchschnittliche Händleranteile (Direktvermarkter) für die Vermarktung im Pool und Betrieb des virtuellen Kraftwerks abgezogen worden.

- Händleranteil von 20 % in 2014
- Händleranteil von 10 % in 2035

Als Inputdaten in das Modell MRL, getrennt nach pos./neg. Richtungen sind einzugeben die

- Zeitscheibenteilnahme in 0/1
- Max. Leistung in kW
- Arbeitspreis in €/MWh

- Brennstoff- und Strom(neben)kosten in €/MWh

Als Outputdaten aus dem Modell MRL, getrennt nach pos./neg. Richtungen, sind abrufbar

- Abrufstunden in h/a
- Einnahmen sortiert nach Leistungs- und Arbeitspreis in €/a
- Gesamteinnahmen in €/a
- Gesamteinnahmen nach Händlerabzug in €/a

Das Modell für die Sekundärregelleistung ist verwendet worden für die Bezugsjahre 2014 und 2035. Das Modell ist ein Excel-basiertes Tool mit monatlicher Datenbasis anpassbar auf die jeweilig betrachteten Jahre. Das Erlöspotenzial wird anhand der mittleren Leistungspreise pro Monat aus den Abrufstunden zu den jeweiligen Arbeitspreisen ermittelt. Der Erlös für die negative und positive Vermarktungsrichtung ergibt sich somit aus der Bereitschaft des Zu-/Abschaltens und dem tatsächlichen Abruf des Aggregats. Der durchschnittliche Händleranteil (Direktvermarkter) ist an die MRL angelehnt.

Als Inputdaten in das Modell SRL sind einzugeben die

- Max. und mittlere elektrische Leistung in kW
- Vollbenutzungsstunden in h/a
- Arbeitspreis in €/MWh
- Brennstoff- und Strom(neben)kosten in €/MWh
- Stromkennziffer

Als Outputdaten aus dem Modell SRL sind abrufbar

- Abrufstunden positiv/negativ in h/a
- Einnahmen SRLpos, sortiert nach Leistungs- und Arbeitspreis in €/a
- Einnahmen SRLneg, sortiert nach Leistungs- und Arbeitspreis in €/a
- Gesamteinnahmen in €/a

Die Datenreihen der Intra-Day und Day-Ahead Strompreise wurden von der EPEX Spot SE im ¼ h-Raster bzw. 1 h-Raster für das Jahr 2014 bezogen.

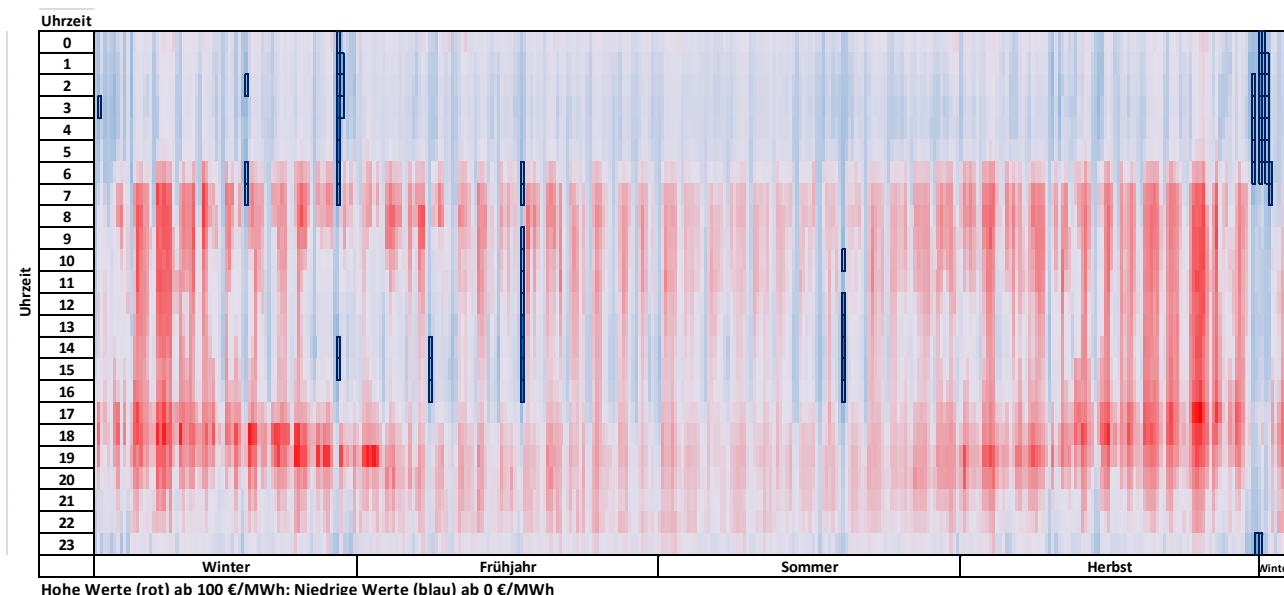
### **B.4.2.2 Analyse potenzieller Märkte für 2014**

Hauptuntersuchungspunkte waren die Systemdienstleitung Regelenergie mit ihren drei Qualitäten sowie die Strombörse mit den Spotmärkten Intraday und Day-Ahead in Deutschland. Da in diesen schon virtuelle Kraftwerke tätig sind und Erfahrungen auch mit kleinen Anlagenleistungen vorliegen, wurden diese für die Betrachtungen herangezogen.

#### **B.4.2.2.1 Spotmarkt der EPEX SE**

Untersucht wurden die Intraday-Preise der Strombörse EPEX Spot für Deutschland und Frankreich 2014 und die Day-Ahead-Preise für Deutschland und Österreich in 2014.

Im folgenden Bild B.4.4 sind beispielhaft die Day-Ahead-Preise aus dem Bezugsjahr 2014 in Form einer Matrix dargestellt, welche den Jahresverlauf über das gesamte Jahr in Bezug auf die Stunden wiedergeben.



**Bild B.4.4: Verlauf der Preise am Day-Ahead Markt der Strombörse EPEX Spot SE im Bezugsjahr 2014**

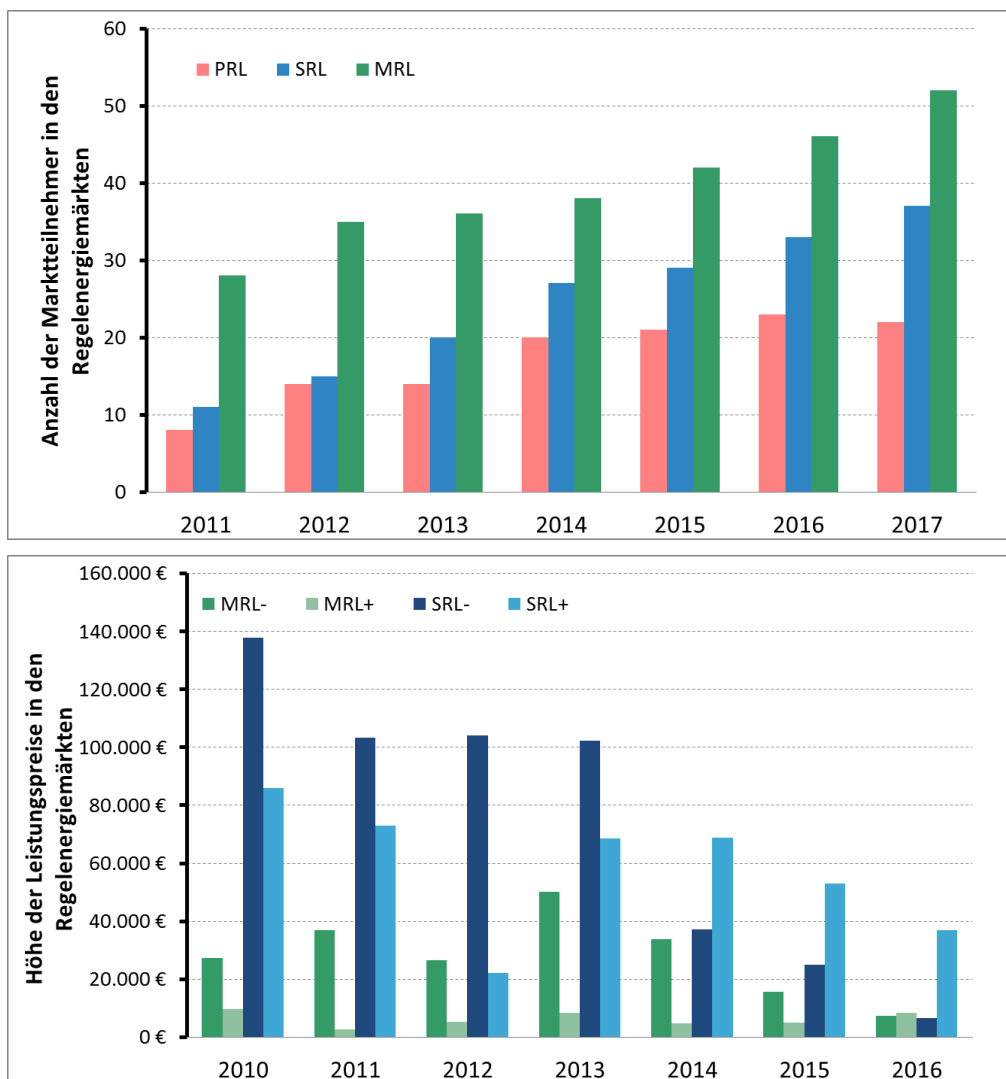
Blau steht dabei für niedrige Preise, in blau umrandet sind Preise ab 0€/MWh. Rot hervorgehoben sind hohe Preise. Preise über 100€/MWh wären rot umrandet, dies kommt aber in 2014 nicht vor. In der Tabelle B.4.1 sind die Stundenanzahl unter bzw. über einem bestimmten Preises für den Intraday- und Day-Ahead-Markt einmal dargestellt.

**Tabelle B.4.1: Anzahl der Stunden unter bzw. über einem bestimmten Preises in 2014**

	Day-Ahead 2014		Intraday 2014	
Preise über 100 €/MWh	0	Stunden	15	Stunden
Preise unter 0 €/MWh	64	Stunden	266	Stunden
Preise unter 5 €/MWh	132	Stunden	474	Stunden
Preise unter 10 €/MWh	252	Stunden	818	Stunden
Preise unter 15 €/MWh	673	Stunden	1.369	Stunden
Preise unter 20 €/MWh	1.100	Stunden	2.155	Stunden
Preise unter 25 €/MWh	1.864	Stunden	3.078	Stunden
Preise unter 30 €/MWh	3.674	Stunden	3.984	Stunden
Preise unter 35 €/MWh	5.428	Stunden	4.904	Stunden

#### B.4.2.2 Regelenergiemarkt

Insgesamt sind durch vermehrte Marktteilnehmer, geringere Leistungspreise v.a. in der negativen Richtung (siehe Bild B.4.5) und weniger Abrufe über die letzten 6 Jahre die Einnahmen insgesamt und v. a. in negativer Richtung gesunken. Die positive Richtung in der Sekundärregelleistung ist aus heutiger Sicht noch am wirtschaftlichsten zu bewerten.



**Bild B.4.5: Marktteilnehmer Regelennergie von 2011 bis 2017, Entwicklung der Leistungspreise 2010 bis 2016**

So kann über eine gezielte energiewirtschaftlich optimierte Fahrweise der Erzeuger und Verbraucher auf der Kläranlage die wirtschaftliche Teilnahme am Sekundärregelleistungsmarkt verwirklicht werden. Zum Vergleich wurde zudem der Minutenreservemarkt betrachtet. Somit konnte ein Angebot der Leistung in der positiven sowie ggf. negativen Regelleistung realisiert werden. Für die Preisfindung der Sekundärregelleistung und Minutenreserve wurden marktübliche mittlere Leistungspreise aus dem Jahr 2014 genutzt. Für den tatsächlichen Abruf der Anlagen sind 2 verschiedene Grenzarbeitspreisgruppen ausgewählt worden.

Bei der Arbeitspreisoptimierung (ebenfalls eingesetzt bei der Kläranlagen-Simulation) wird nach den möglichen bzw. gewollten Abrufhäufigkeiten geschaut und so der Arbeitspreis festgelegt.

- Negative MRL: Arbeitspreis -200 €/MWh; Positive MRL: Arbeitspreis 200 €/MWh
- Negative SRL: Arbeitspreis -500 €/MWh; Positive SRL: Arbeitspreis 300 €/MWh

Bei der Wirtschaftlichkeitsoptimierung wird der Arbeitspreis so gewählt, dass die Gesamteinnahmen (LP + AP für eine/beide Richtungen) maximal sind.

- Negative MRL: Arbeitspreis -400 €/MWh; Positive MRL: Arbeitspreis 200 €/MWh
- Negative SRL: Arbeitspreis -3.000 €/MWh; Positive SRL : Arbeitspreis 300 €/MWh

Für die Aggregate in Radevormwald sind in Bild B.4.6 die Wertschöpfungspotenziale für die negative SRL in 2014 in Abhängigkeit vom gewählten Arbeitspreis dargestellt.



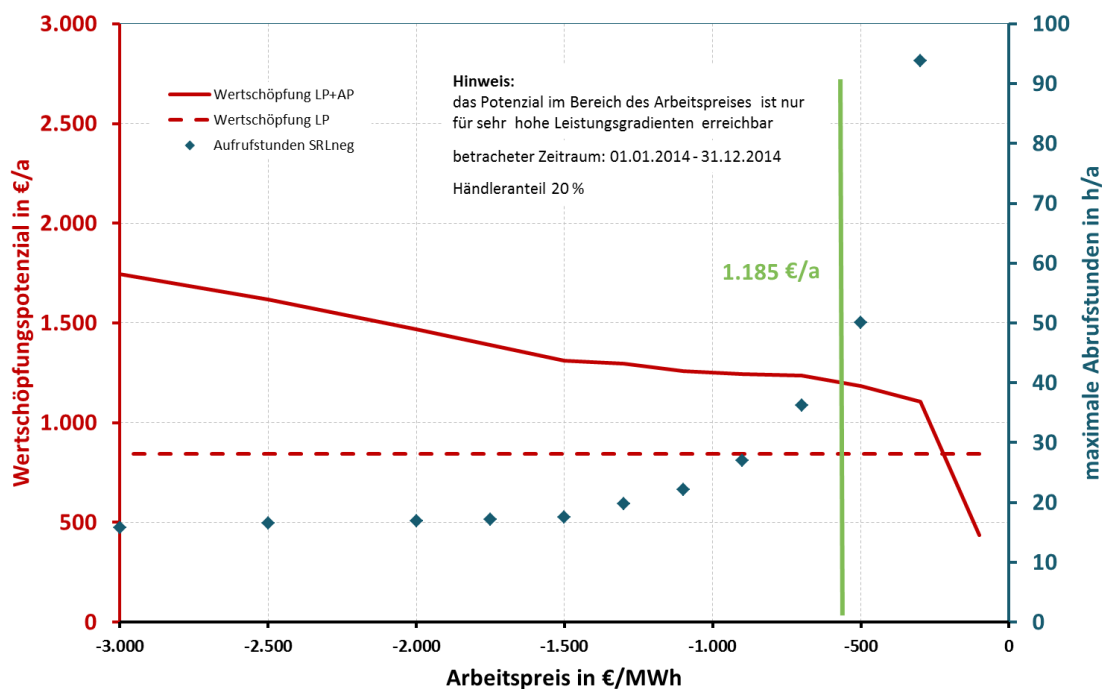


Bild B.4.6: Darstellung der Ergebnisse neg. SRL für die Aggregate in Radevormwald in 2014

Die Berechnung der möglichen Einnahmen durch die Vermarktung von Primärregelleistung erfolgte auf Grundlage von Marktdaten aus dem Jahr 2014. Verwendet wurden hierbei die mittleren Vermarktungsergebnisse. Der Grenzleistungspreis beschreibt die Preise, bis zu denen eine angebotene Leistung einen Zuschlag erhält. Bild B.4.7 zeigt den Verlauf der mittleren Leistungspreise und der Grenzleistungspreise im Jahr 2014. Das Maximum der mittleren Leistungspreise lag bei rund 6.000 €/MW<sub>el</sub> Woche und das Minimum bei 2.600 €/MW<sub>el</sub> Woche. Der maximale Grenzleistungspreis lag bei 8.740 €/MW<sub>el</sub> Woche und das Minimum bei 2.660 €/MW<sub>el</sub> Woche.

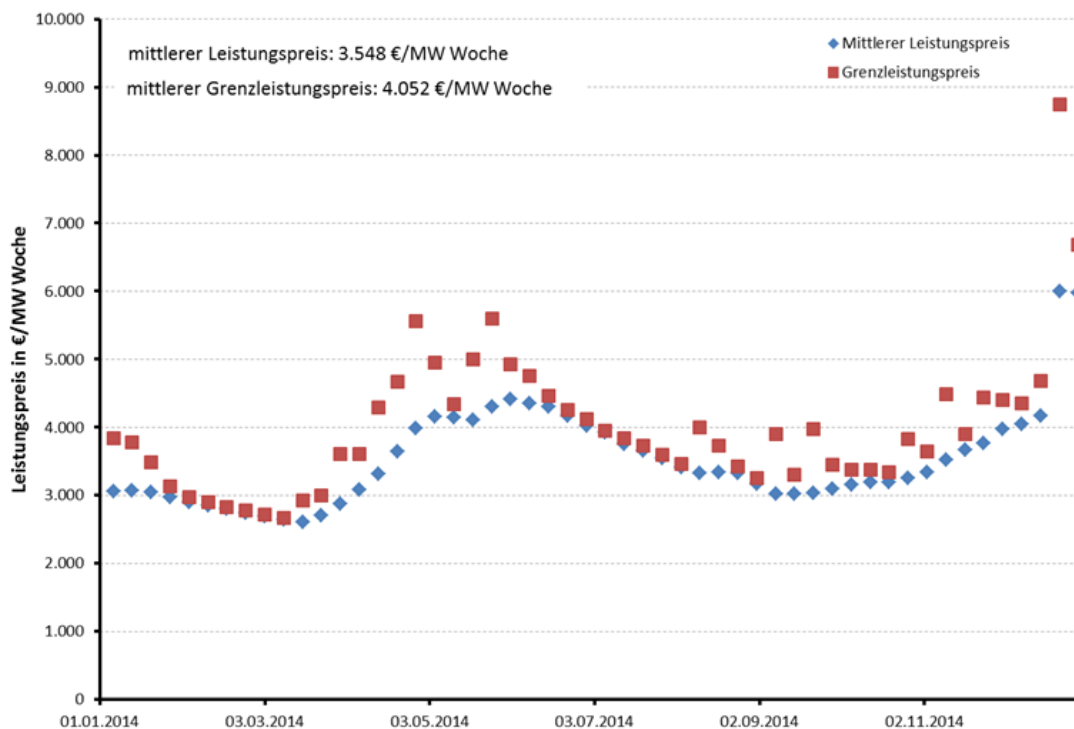


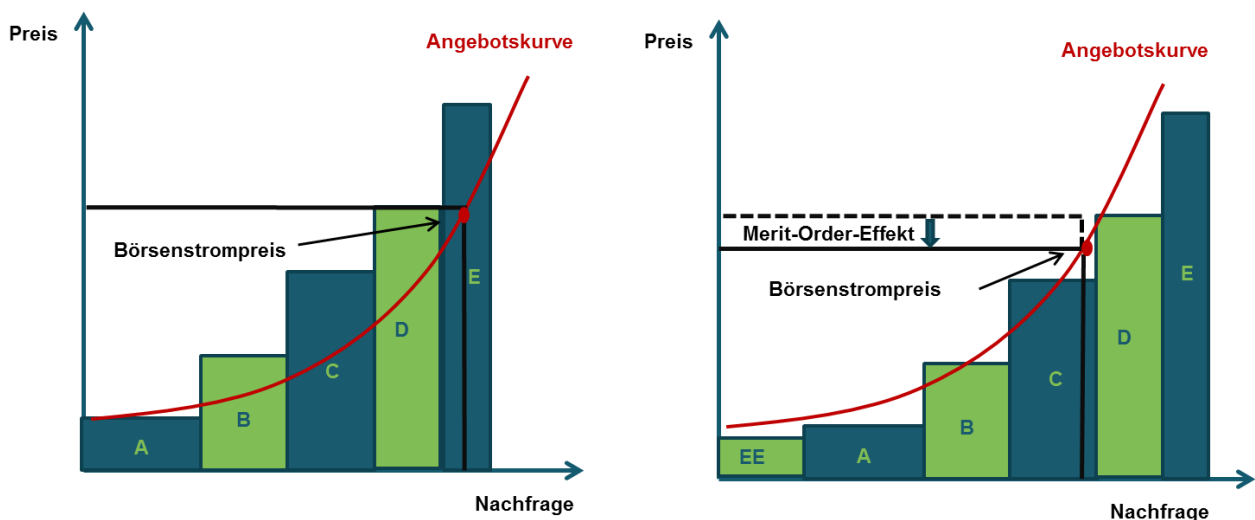
Bild B.4.7: Vermarktung von Primärregelleistung durch PtG 2014

Die Speicherkapazität spielt bei der Primärregelungsbereitstellung eine untergeordnete Rolle. Aus diesem Grund ist die Speicherleistung hier die wichtigste Angabe für die Simulation der energiewirtschaftlichen Potenziale.

### B.4.2.3 Entwicklung der Märkte in 2035

#### B.4.2.3.1 Energiepreisentwicklung 2035

Die Stromüberschüsse sind deutlicher an den Preisen der Strombörse abzulesen als an den Regelleistungsaufträgen. Die Regelleistung gleicht Ungleichgewichte zwischen Stromerzeugung und Verbrauch aus. An der Strombörse werden Strommengen gehandelt und somit wird eben auch ein Überschuss angeboten, was zu sinkenden oder sogar negativen Preisen führt, siehe nachfolgende Darstellung des Merit-Order-Effekts.



**Bild B.4.8:** Darstellung des Merit-Order-Effekts an der Strombörse

Um die Entwicklung an der Börse in den Spotmärkten Intraday und Day-Ahead in Deutschland 2035 darstellen zu können, sind die Preise von 2014 für die Berechnungen zu 2035 herangezogen worden.

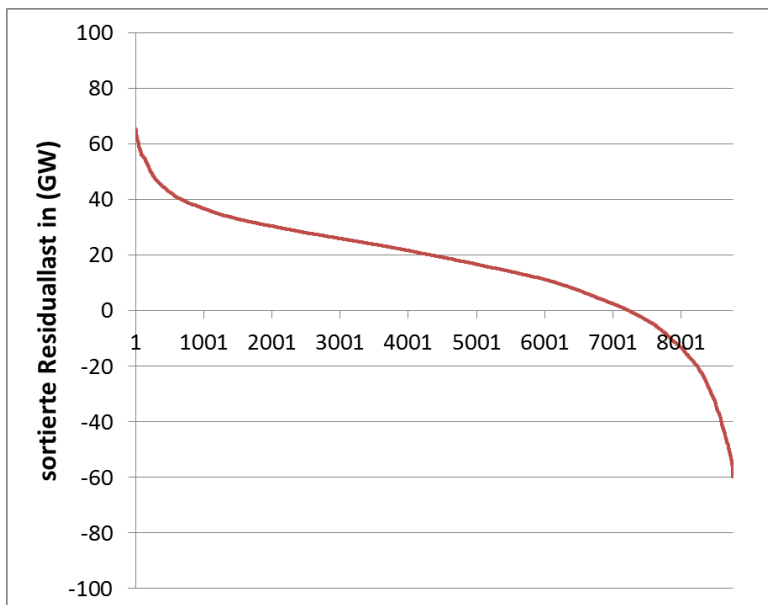
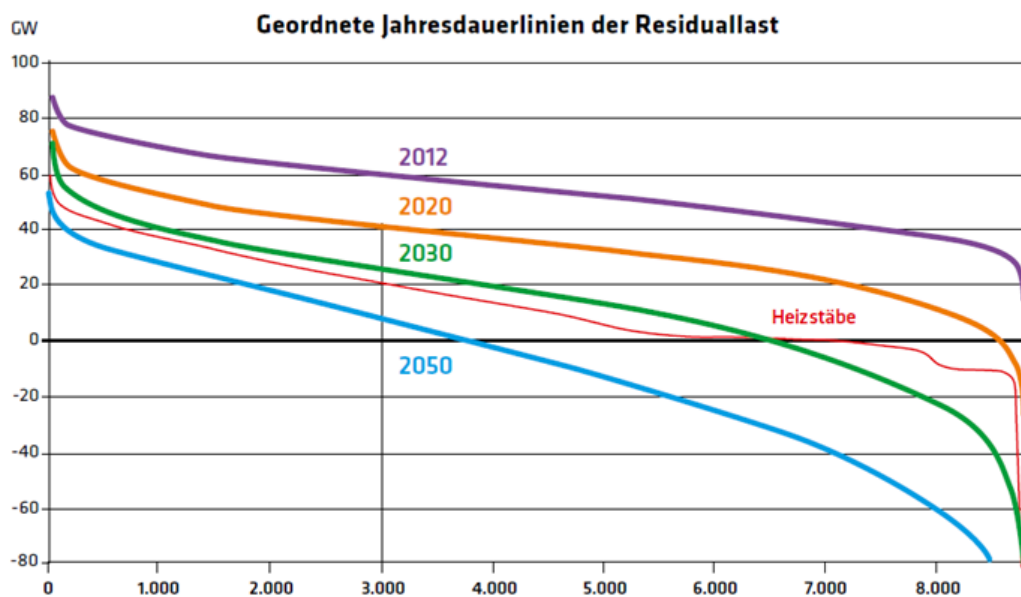
Die Abschätzungen zur Energiepreisentwicklung wurden mit folgenden Punkten vorgenommen:

- Zubau der fluktuierenden Erneuerbaren Erzeuger bei gleichzeitiger Erhöhung der Prognosegenauigkeit
- Anstieg Stromüberschüsse mit extremen Preisspitzen an der Strombörse
- Lineares Kraftwerkseinsatzmodell mit angepassten Brennstoffkosten
- Vergleich mit den derzeitigen politischen Zielvorstellungen und möglichen regulatorische Entwicklungen
- Linear reduzierte Netzlast/Verbrauchsentwicklung
- Beachtung der Importe/Exporte

Die Datengrundlagen zur Entwicklung der Erneuerbaren Erzeuger/Kraftwerke, Importe/Exporte, Gesamtstromverbrauch wurden nach Vergleichen und der Auswertung von (Agora, 2015) herangezogen.

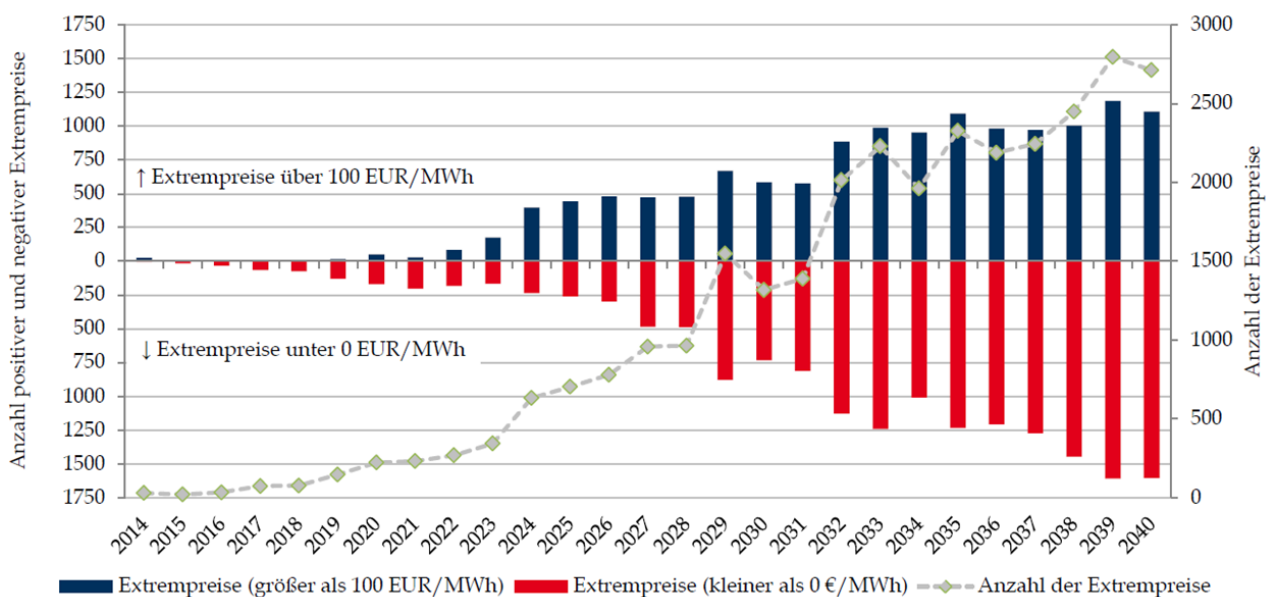
In Zukunft, bedingt durch den weiteren Zubau der fluktuierenden Erneuerbaren Erzeuger und der nicht genauen Prognostizierbarkeit der Einspeisung durch die fluktuierenden Stromerzeuger, werden die Stromüberschüsse ansteigen und für extreme negative und positive Preisspitzen an der Strombörse sorgen. Dies ist mit der Residuallast zu begründen: diese kann negativ werden, wenn die Erneuerbaren mehr einspeisen als verbraucht wird (Überangebot → niedrige, negative Preise). Oder die Preise können steigen, wenn die Erneuerbaren Energien relativ wenig erzeugen und konventionelle Kraftwerke den Strombedarf abdecken müssen (Minderangebot → hohe, positive Preise).

Nach den Studien von (Krzikalla et al., 2013; Fraunhofer ISE, 2013) sind ab 2035 nennenswerte Überschussstrommengen im deutschen Stromnetz zu verzeichnen, was sich mit den Berechnungen der TSB für 2035 deckt (siehe nachfolgendes Bild B.4.9). Diese Mengen zu Preisen nahe Null bzw. zu negativen Preisen würden ein großes und wirtschaftliches Potenzial für flexible Erzeuger und Verbraucher darstellen.

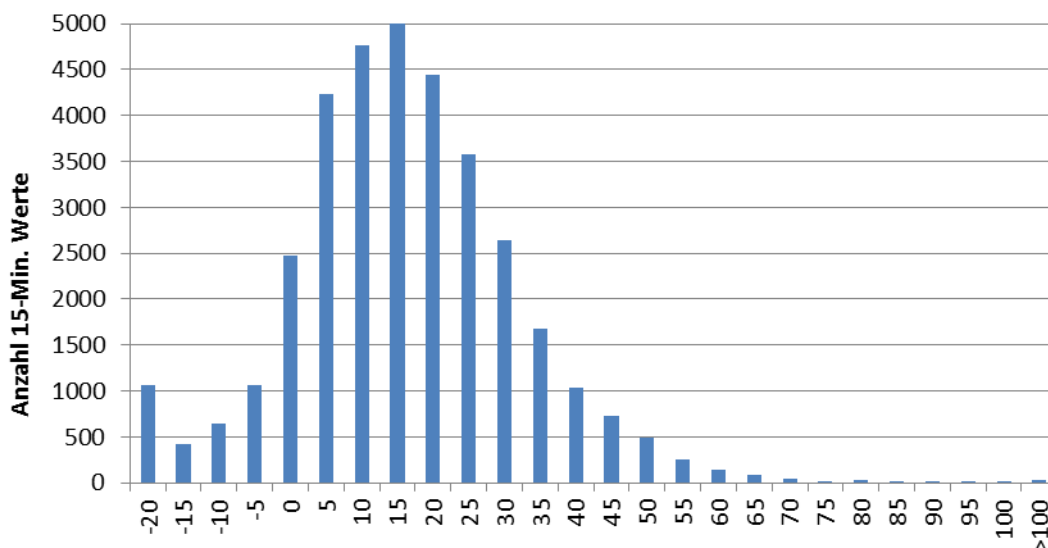


**Bild B.4.9:** Darstellung der Jahresdauerlinien der Residuallast nach (Krzikalla et al., 2013; Fraunhofer ISE, 2013) (oben) sowie nach eigenen Berechnungen (unten)

Im Jahre 2035 wird der Strompreis an der Börse bei den kurzfristigen Stromprodukten deutlich höhere Fluktuationen aufweisen. Dies gilt insbesondere für die Phasen, bei denen die Wind- bzw. Solarstromproduktion nicht oder nur eingeschränkt möglich ist. Diese Entwicklungen sind ebenfalls in den nachfolgenden Darstellungen der Extrempreise  $<0 \text{ €}$  und  $> 100 \text{ €}$  bis 2040 von (Consentec, 2013) in Bild B.4.10 und in der Häufigkeit in Abhängigkeit von den Preisklassen für den Intraday-Markt in 2035 (Berechnungen TSB) in Bild B.4.11 abzulesen.

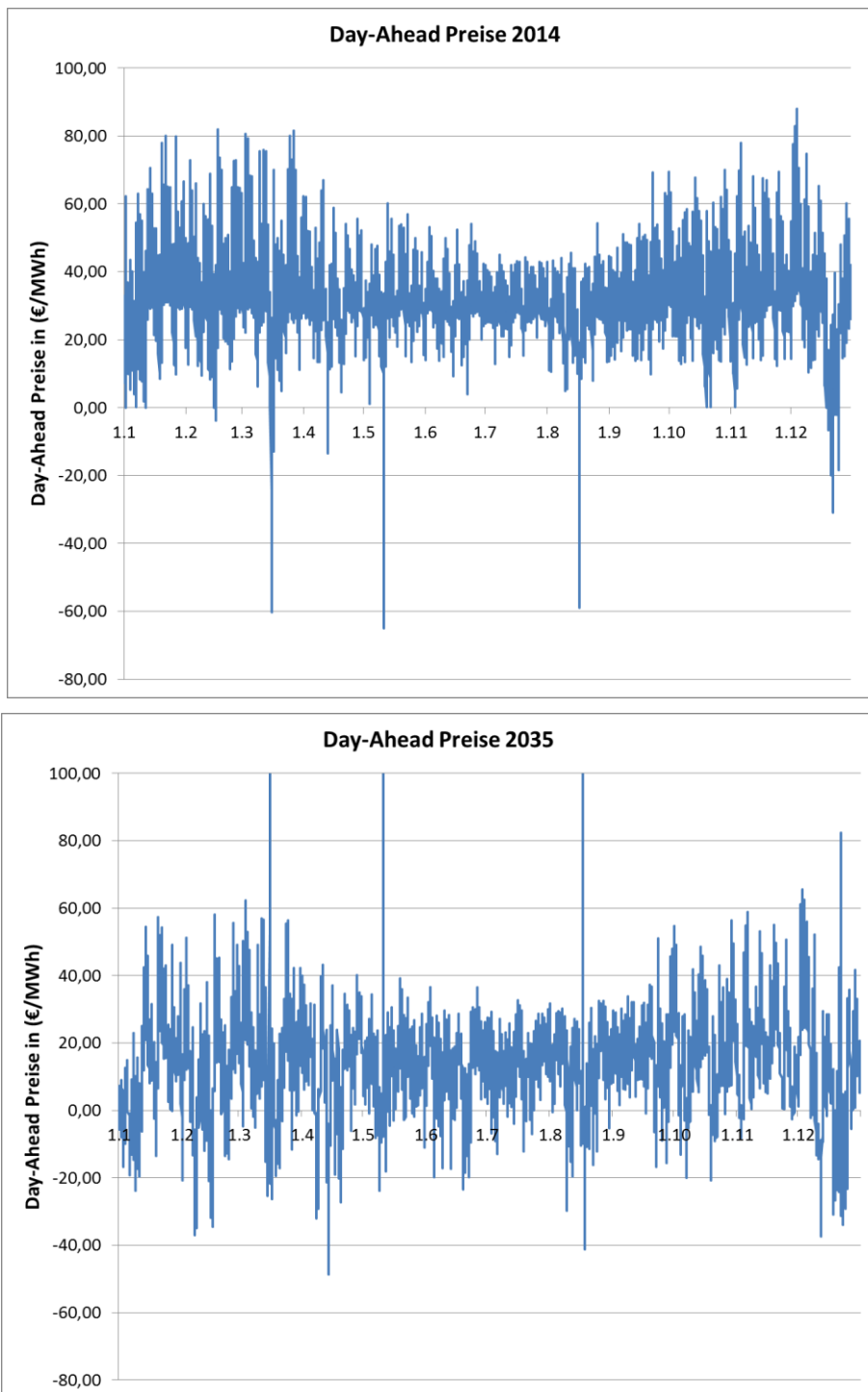


**Bild B.4.10: Entwicklung der Spotmärkte (DayAhead) (Consentec, 2013)**



**Bild B.4.11: Häufigkeit in Abhängigkeit von den Preisklassen für den Intraday-Markt in 2035**

In diesen Extrempreisphasen können aber auch derzeit schon kostengünstige Stromerzeuger wie BHKW positiv wirken und ebenfalls Wertschöpfung erzielen. Die eigenen Berechnungen zeigen, dass zukünftig der durchschnittliche Strompreis am Spotmarkt sinken wird und vermehrt negative Preisausschläge zu erwarten sind (siehe Bild B.4.12). Somit könnten auch künftig die Verbrauchergruppen auf der Kläranlage sowie die Langzeitspeicher (PtG) die negativen Preisspitzen wirtschaftlich nutzen.



**Bild B.4.12:** Vergleich der Day-Ahead Preisverläufe in 2014 (oben) und 2035 (unten)

Die Intraday 15 Min-Preise aus 2014 und 2035 wurden für die Volllaststundenberechnung einer Power-to-Gas Anlage herangezogen. Für beide Jahre wurden 4.000 Volllaststunden für einen technisch effizienten Betrieb festgelegt. So ergibt sich eine Preisgrenze von 30 €/MWh in 2014 und 12 €/MWh in 2035, bis zu welcher der Strom für die PtG-Anlage eingekauft werden kann - im weiteren optimierter Börsenpreis mit PtG - genannt.

#### B.4.2.3.2 Regelenergieentwicklung 2035

Um die Entwicklung der Regelenergiepreise und der Regelenergieabrufe in 2035 abzuschätzen, wurde die Breitband-Delphi-Methode (Drews. et.al, 2010) verwendet. Die Breitband-Delphi-Methode ist dadurch gekennzeichnet, dass mit einem Expertenteam getrennte aber auch gemeinsame Sitzungen abgehalten wer-

den, in denen die Schätzaufgaben auch miteinander diskutiert werden. Die Delphi-Methode ist für strategische Langfristprognosen besonders geeignet.

Im Folgenden wird das Vorgehen im Projekt bei 4 Experten beschrieben. Der Projektleiter schildert jedem Experten das Prognosevorhaben und händigt ihm ein Schätztablette aus. Vom Projektleiter wird eine Sitzung einberufen, in der die Experten miteinander unter Moderation des Projektleiters die zu erstellende Regelergieschätzung diskutieren. Anschließend füllt jeder Experte getrennt die Tabelle aus. Der Projektleiter fasst die einzelnen Schätzaussagen in einer Tabelle zusammen, begründet die Angaben und Unterschiede allerdings nicht. Die Tabelle wird wieder an alle Experten verteilt. Der Projektleiter beruft eine Sitzung ein, in der vor allem die großen Abweichungen einzelner Schätzungen diskutiert werden. Die Experten überarbeiten ihre Ergebnisse selbständig und übergeben diese dem Projektleiter. Der Durchschnittswert der letzten Überarbeitung der Ergebnisse aller Aufgabenpakete stellt das endgültige Schätzergebnis dar.

In die Abschätzung der Regelergieentwicklung sind als Annahmen eingegangen:

- Zukünftige Bedarf an Regelleistung
- Anbieterentwicklung (Anzahl und Art)
- Regulatorische Entwicklungen
- Kraftwerkseinsatz/EE-Entwicklung
- Wind- und PV-Prognosegenauigkeit
- Lastentwicklung/Verlauf

**Tabelle B.4.2 Ergebnisse der Befragungen nach Breitband-Delphi-Methode für die Regelergieentwicklung**

Frage	Antwort
Welche Annahmen gehen in eine Regelergieentwicklung ein?	Wie wird die Entwicklung nach der Delphi-Methode gesehen?
Anbieterentwicklung (Anzahl und Art)	MRL: Anzahl sinkt bis bleibt auf Niveau, Artenvariabilität steigt leicht an SRL: Anzahl steigt, Artenvariabilität steigt stark an PRL: Anzahl steigt, Artenvariabilität steigt leicht an
Regulatorische Entwicklungen	Starke Anpassungen bei MRL, SRL und PRL in Bezug auf Produktgrößen und Präqualifikationsanforderungen
Kraftwerkseinsatz/EE-Entwicklung	Steigende EE Entwicklung (%), Atomkraftwerke raus, Kohle raus, teilw. Ersatz durch Gaskraftwerke
Wind- und PV-Prognosegenauigkeit	Verbessert, aber steigende Effekte durch EE-Ausbau
Lastentwicklung/Verlauf	Leicht ansteigend, stark wechselnde Lastflusssituationen

Aus den Ergebnissen der Befragung (Zusammenfassung in Tabelle B.4.2) sind der zukünftige Bedarf (prozentuale Annahmen) und die Preisannahmen (Tendenzen) für die Regelleistung getrennt nach SRL und MRL abgeleitet worden. Für detaillierte Berechnungen im 15 Minuten Raster wurden die Abrufzeiten/Häufigkeiten und Preisverläufe des Jahres 2014 herangezogen.

So ist von einem gesteigerten zukünftigen Bedarf an positiver Minutenreserve (40% bis 100% Mehrbedarf, Ø 70%) und einem Mehrbedarf an negativer Minutenreserve (40% bis 50% Mehrbedarf, Ø 45%) auszugehen. Es wird sich zudem eine leichte Steigerung des Bedarfes an Sekundärreserve (5% bis 25% Mehrbedarf, Ø 15%) einstellen. Vergleichende Aussagen sind zu finden bei (DENA, 2014) resultierend aus

- erhöhter Artenvariabilität bei den Anbietern
- geändertem Kraftwerkseinsatz
- starker EE-Entwicklung
- verbesserter Prognosegenauigkeit und tagesgenauem Börsenausgleich
- stark wechselnder Lastflusssituationen

In Bezug auf die Preise sind leicht sinkende Preise in negativer Richtung bei der SRL und MRL anzunehmen, stagnierende Preise bei der positiven Minutenreserve sowie steigende Preise bei positiver Sekundärreserve resultierend aus

- starker Anpassungen in den Regularien bei SRL und PRL
- Anpassung der Anzahl der Anbieter
- geändertem Kraftwerkseinsatz mit EE-Teilnahme
- stärkeren kurzfristigeren Intraday-Handel
- erhöhten Windradabschaltungen

In den nächsten Jahren wird sich die beschriebene die Situation aufgrund der aufgezeigten Entwicklungen verstärken. Es werden mehr Abrufstunden und ein Mehrbedarf an Regelleistung erwartet. Die starke Erhöhung der maximalen Abrufpreise wird weiter bestehen bleiben, da die Gebote geprägt sind durch Spekulationen und geringe Abrufhäufigkeiten. Vergleichbare Aussagen sind ebenso bei (Prognos, 2013) zu finden.

Der Einstiegsmarkt Regelleistung schafft erste Erfahrungen zur Durchführbarkeit und startet Bewertungsprozesse. Zunehmend wird es Phasen mit Stromüberschüssen bzw. Strommangel im Netz geben. Die Strommärkte werden sich weiterentwickeln und weniger planbar sein. Auch der Ausbau der Erneuerbaren wird weiter stattfinden. So wird es in Zukunft bedeutend sein, Erfahrungen im Bereich des „flexiblen“ Betriebens von Anlagentechnik gesammelt zu haben, auch um zukünftige Strommärkte und Netz- und Systemdienstleistungen bedienen zu können.

#### Fazit B.4.2

Derzeit erfolgen die meisten Abrufe in der SRL. Dies wird sich in Zukunft noch verstärken und es werden mehr Abrufstunden und ein Mehrbedarf an positiver Regelleistung vor allem bei der SRL erwartet. Im Jahre 2035 kann der Strompreis an der Börse bei den kurzfristigen Stromprodukten deutlich höhere Fluktuationen und vermehrt negative Preisausschläge aufweisen.

### B.4.3 Energiewirtschaftliche Bewertung des Flexibilitätspotenzials

#### B.4.3.1 Bewertung des Flexibilitätspotenzials

Folgende Parameter sind u.a. für eine Bewertung der Flexibilität einer Anlage von Bedeutung.

- a) Je länger die mögliche **Abschaltdauer** und je höher die **Leistungsänderungsgeschwindigkeit**, desto flexibler ist die betrachtete Anlage. Eine lange Abschaltdauer und eine hohe Leistungsänderungsgeschwindigkeit (Anfahr- bzw. Abfahrzeit) ermöglichen es dem Anlagenbetreiber, seine Last für einen längeren Zeitraum schnell in solchen Zeiten abzuschalten. Eine Mindestabschaltdauer von 15 Minuten wird vorausgesetzt. Eine Leistungsänderungsgeschwindigkeit von < 5 Minuten ist als sehr flexibel zu bewerten. Zum Vergleich: Der Sekundärreservemarkt fordert in seinen Präqualifikationsbedingungen <5 Minuten.
- b) Je höher die **Volllaststundenzahl**, auch Vollbenutzungsstunden (VBH), desto flexibler ist die Anlage (BHKW) in der negativen Regelleistung. Die Möglichkeit am positiven Markt teilzunehmen setzt voraus, dass die Anlage nicht zu jedem Zeitpunkt auf Volllast läuft. So hat sie eine direkte Einflussmöglichkeit auf die Anzahl der Abrufe.
- c) Je höher die **zu- bzw. abschaltbare Leistung**, desto mehr Flexibilität kann insgesamt angeboten werden.

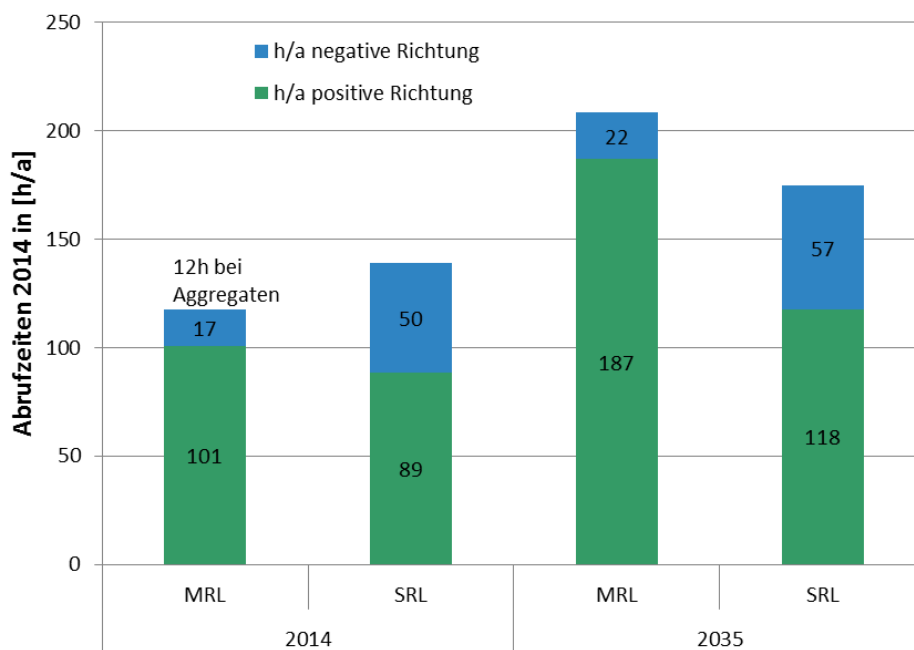
Aufgrund der nutzbaren Leistung, der schnellen Leistungsänderungsgeschwindigkeit und Abschaltdauer von mind. 1 h wurden die in Kap. B.3.3.1.3 genannten Aggregate in die engere Auswahl für die Flexibilitätsbereitstellung genommen. Diese wurden für die in Tabelle B.4.3 dargestellten Systemdienstleistungen und Märkte untersucht und in die Wirtschaftlichkeitsbetrachtung einbezogen.



**Tabelle B.4.3: Szenarienfestlegung „Marktteilnahme“ für das BHKW, die Aggregate und die Elektrolyse in 2014 und 2035**

	2014						2035					
	BHKW		Aggregate		Elektrolyse		BHKW		Aggregate		Elektrolyse	
	pos.	neg.	pos.	neg.	pos.	neg.	pos.	neg.	pos.	neg.	pos.	neg.
<b>MRL</b>												
Arbeitspreisoptimierung je Richtung (Simulation)	X	X	X	X	-	-	X	X	X	X	-	-
Wirtschaftlichkeitsoptimierung je Richtung	X	X	X	X	-		X	X	X	X	-	
<b>SRL</b>												
Arbeitspreisoptimierung je Richtung (Simulation)	X	X	X	X			X	X	X	X		
Wirtschaftlichkeitsoptimierung je Richtung	X	X	X	X	-		X	X	X	X	-	-
<b>PRL</b>												
Wirtschaftlichkeitsoptimierung					-	X					-	X
<b>Intra-Day</b>												
Stromeinkauf für Elektrolyse					-	X					-	X

Für die Größenklasse 20.000 E ist aufgrund des einzelnen BHKWs in einer kleinen Leistungsgröße nur die negative Richtung (Abschalten) betrachtet worden. Die Aggregate sind in der negativen Richtung (Hochschalten) nur in den Zeitblöcken 8 bis 16 Uhr betrachtet worden, sonst sind ganze Tage herangezogen worden.


**Bild B.4.13: Abrufzeiten BHKW und Aggregate getrennt nach SRL/MRL in 2014/20 über alle Kläranlagengrößenklassen (TSB, 2016)**

Die Leistungsbereitstellung für das Hochfahren der Aggregate in Radevormwald ist relativ gering (25 kW), dafür ist die Leistungsbereitstellung für das Abschalten von Aggregaten (z. B. positive Regelenergie) relativ hoch (>120 kW). Die Anfahrts- bzw. Abfahrtsrampen bei den Aggregaten sind sehr steil (1 Minutenbereich) und reagieren auch sofort. Durch einen schwankenden und nicht vorhersehbaren Fahrplan kann der Hub nicht genau vorausgesagt werden. Die Einbindung in das Prozessleitsystem ist zu beachten, da ein vorzeitiger Eingriff und die Schaltungen durch das Prozessleitsystem erfolgen und somit die Abrufe gestört werden können. Insgesamt sind die möglichen Summen-Abrufzeiten aus 2014 für die vier Kläranlagentypen in Bild B.4.13 dargestellt. In Bild B.4.14 ist beispielhaft ein Ausschnitt der Abrufzeiten für die verschiedenen Betriebskonzepte nach „Märkten“ und Jahren für Radevormwald aufgezeigt. Es sind in 15 Min-Schritten die genauen Abrufzeiten in Minuten bzw. ob ein Abruf erfolgt ist oder nicht in einem binärischen Code (0/1).

Markt	SRL										SRL							
	2014										2015							
Stützjahr	Sensitivitätsanalyse										Sensitivitätsanalyse							
Flexibilisierung	positiv	negativ	positiv	negativ	positiv	negativ	positiv	negativ	positiv	negativ	positiv	negativ	positiv	negativ	positiv	negativ	positiv	negativ
Bewertung (+/-)	optimum	optimum	simulat	simulat	optimum	optimum	simulat	simulat	optimum	optimum	optimum	optimum	simulat	simulat	optimum	optimum	simulat	simulat
Aggregatetyp	BHKW	BHKW	BHKW	BHKW	Aggregate	Aggregate	Aggregate	Aggregate	BHKW	BHKW	BHKW	BHKW	BHKW	BHKW	Aggregate	Aggregate	Aggregate	Aggregate
Einnahmen	2.612	2.904	2.612	1.856	7.955	1.744	7.955	1.185	3.426	2.459	3.426	1.246	10.748	1.486	10.748	849		
Betriebsstunden	4632	4632	4632	4632	0	5840	0	5840	4632	4632	4632	4632	0	5840	0	5840		
Arbeitspreis (€/MM)	300	-3000	300	-500	300	-3000	300	-500	300	-3000	300	-500	300	-3000	300	-500		
Abrufstunden in 20	88,53	15,85	88,53	50,08	88,53	15,85	88,53	50,08	117,50	16,80	117,50	57,00	117,50	16,80	117,50	57,00		
Leistung	80 kW	80 kW	80 kW	80 kW	120 kW	25 kW	120 kW	25 kW	80 kW	80 kW	80 kW	80 kW	120 kW	25 kW	120 kW	25 kW		
Plausibilität	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+		
01.01.2014 00:00	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	1	0	1	0	1	0		
01.01.2014 00:15	1	0	1	0	1	0	1	0	1	0	1	0	1	0	1	0		
01.01.2014 00:30	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	1	0	1	0	1	0		
01.01.2014 00:45	1	0	1	0	1	0	1	0	1	0	1	0	1	0	1	0		
01.01.2014 01:00	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	1	0	1	0	1	0		
01.01.2014 01:15	1	0	1	0	1	0	1	0	1	0	1	0	1	0	1	0		
01.01.2014 01:30	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	1	0	1	0	1	0		
01.01.2014 01:45	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	1	0	1	0	1	0		
01.01.2014 02:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
01.01.2014 02:15	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	1	0	1	0	1	0		
01.01.2014 02:30	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	1	0	1	0	1	0		
01.01.2014 02:45	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
01.01.2014 03:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		

**Bild B.4.14:** Ausschnitt der Abrufzeiten für die verschiedenen Betriebskonzepte nach „Märkten“ und Jahren für Radevormwald

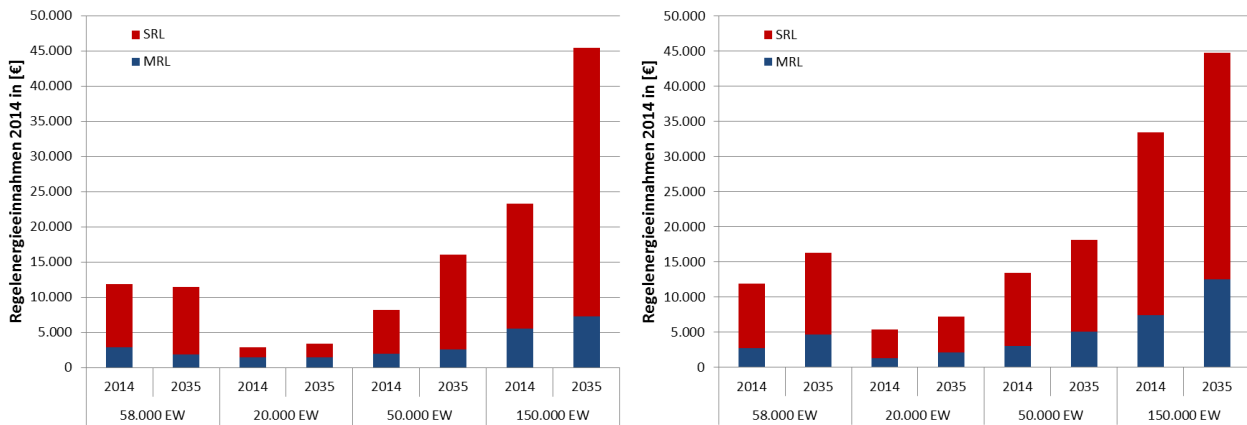
### B.4.3.2 Deutschlandweite Potenziale

Die Leitstudie Strommarkt, die im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie durch die r2b energy consulting durchgeführt wurde, beziffert das verfügbare Potenzial des Lastmanagements für Deutschland in der Industrie mit 10-15 GW<sup>9</sup> (konservative Abschätzung) (Connect ee, 2015). Das Weißbuch zum Strommarkt für die Energiewende (BMWi, 2015) bezieht sich zudem auf eine weitere Studie der frontier economics, die das mittel- bis langfristige Potenzial für Lastreduktion mit 5-10 GW benennt.

Zudem wird in der Energiewirtschaft das Thema Energie- bzw. Lastmanagement in den Mittelpunkt gerückt. Diese Fokussierung und Notwendigkeit findet sich auch in der Gesetzgebung wieder. Das Strommarktgesetz (vom 26.07.2016) thematisiert, dass für einen zukunftsfähigen Strommarkt die Flexibilität des Verbrauchs eine zentrale Rolle spielt. (BNetzA 2016)

Bei deutschlandweiten Kläranlagenstandorten sind je nach Größenklasse ebenso wie in Radevormwald Flexibilitätspotenziale vorhanden, welche gepoolt auch derzeit schon als Systemdienstleistung oder auch in Zukunft mit neuen Speichern und größeren Leistungen an der Börse angeboten werden können. Diesbezüglich sind die Einnahmen für die Sekundärregelleistung und Minutenreserveleistung für die Vergleichskläranlagengrößengruppen in Deutschland getrennt nach Erzeuger (hier BHKW herangezogen) und Verbraucher in Bild B.4.15 dargestellt worden.

<sup>9</sup> Netzersatzanlagen werden gesondert gelistet (≈5-10 GW)



**Bild B.4.15:** Regenergieeinnahmen BHKW (li.) und Aggregate (re.) getrennt nach SRL/MRL in 2014/2035 für die Vergleichskläranlagengrößeklassen

### Fazit B.4.3

Aufgrund der Preisentwicklungen an den betrachteten Märkten bis 2035, könnten künftig die Verbrauchergruppen auf der Kläranlage sowie die Langzeitspeicher (PtG) die negativen Preisspitzen sowie den Mehrbedarf bei der positiven SRL vermehrt nutzen.

## B.4.4 Modellierung und Analyse des Mittelspannungsnetzes<sup>10</sup>

Die Modellierung und die Analyse des Mittelspannungsnetzes erfolgt in einem mehrstufigen Verfahren. Zunächst wird das gesamte Mittelspannungsnetz des Versorgungsgebietes Radevormwald in einem klassischen Netzmodell mit Hilfe einer kommerziellen Netzberechnungssoftware abgebildet. Das Modell umfasst alle relevanten Betriebsmitteldaten sowie die entsprechenden Entnahme- und Einspeiseknoten für eine vollständige Leistungsfluss- und Kurzschlussberechnungen.

Im Rahmen einer konventionellen Netzanalyse und Überplanung werden zunächst die Worst-Case Betriebspunkte (Starklastfall und Starkeinspeisefall) für den Status quo und die jeweiligen Szenarien hinsichtlich der Spannungshaltung und Betriebsmittelauslastung überprüft und Problemstellen im Netzgebiet identifiziert. Die planerischen Annahmen für die beiden Worst-Case-Betriebspunkte werden auf Basis von umfangreichen Messdatenauswertungen, Literaturangaben und Erfahrungswerten ermittelt und im Anhang 7 Anhang 2 aufgeführt.

Im Anschluss an die Problemstellenidentifikation erfolgt eine zeitreihenbasierte Detailanalyse von Problembezirken in Form einer Jahresberechnung in viertelstündiger Auflösung. Die Berechnungsergebnisse der zeitreihenbasierten Berechnung werden zur gekoppelten Simulation mit der Kläranlage verwendet. Die Vorgehensweise und die Analyseergebnisse werden im Anschluss an die nachfolgende Problemstellenidentifikation im Detail beschrieben.

### B.4.4.1 Problemstellenidentifikation

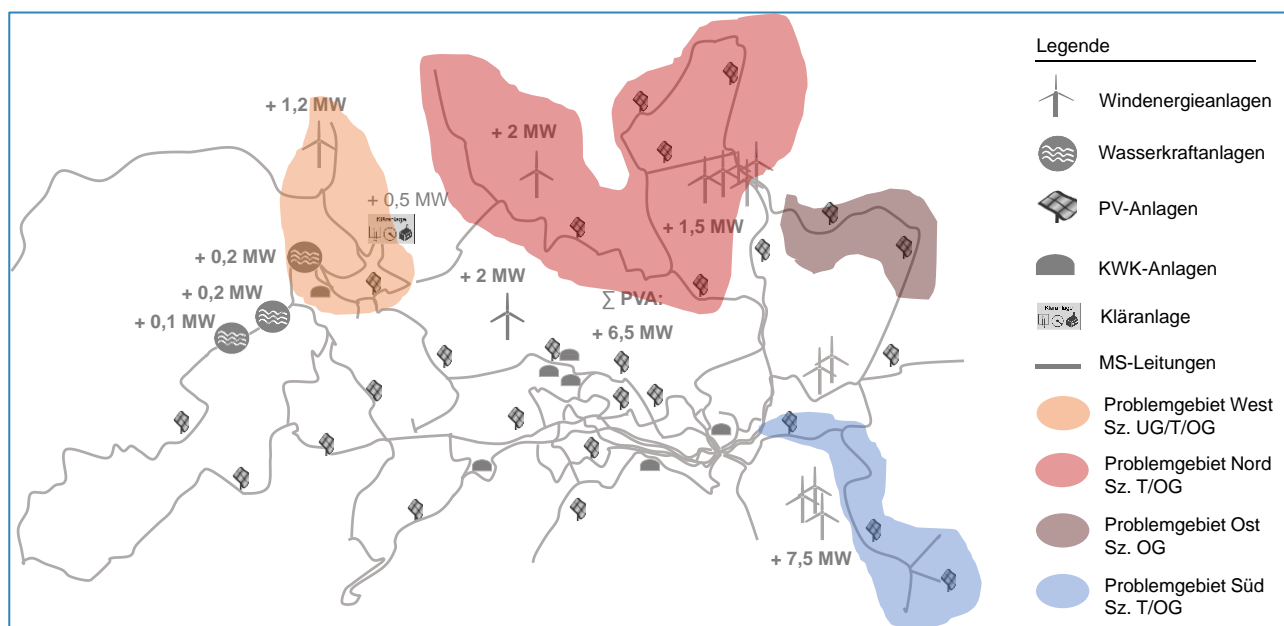
Im Rahmen dieser Modelluntersuchung wird der Zubau der einzelnen EE-Anlage für jedes Stützjahr anhand der Szenarien der Versorgungsaufgabe und der konkreten Potenzialflächen für Windenergie, Photovoltaik, Wasserkraft und Biomasse ermittelt. Die Anlagen werden anschließend an räumlich geeignete Stellen ins Mittelspannungsnetz eingebunden und die Auswirkungen auf die Betriebsmittelauslastung und die Spannungshaltung mittels Leistungsflussberechnung untersucht.

<sup>10</sup> Autor des Kapitels: T. Kornrumpf

Aufgrund der Spannungsbandaufteilung auf Mittel- und Niederspannungsebene (vgl. B.2.1.2.4) liegt der zulässige Spannungsbereich für die Mittelspannungsplanung zwischen  $97\% \leq U/U_n \leq 105\%$ . Der Sollwert der Sammelschienenspannung in den Umspannwerken liegt bei 103%. Die maximale thermische Betriebsmittelauslastung muss im Normalbetrieb unter  $I/I_{th} \leq 100\%$  liegen. Darüber hinaus muss im (n-1)-Starklastfall durch geeignete Umschaltmaßnahmen eine maximale Auslastung von  $I/I_{th} \leq 120\%$  sichergestellt werden. Die Anwendung einer (n-1)-sicheren Netzauslegung für EE-Anlagen (Einspeisefall) ist nicht erforderlich. (Harnisch et al., 2016)

Bild B.4.16 zeigt exemplarisch die identifizierten Problemgebiete im Jahr 2035 und in welchen Szenarien sie auftreten. Die auftretenden Grenzwertverletzungen in den Problemgebieten West, Nord und Ost sind ausschließlich auf Spannungsbandverletzungen zurückzuführen. Im Problemgebiet West (PG-West) treten die Grenzwertverletzungen in allen drei Szenarien auf, im PG Nord nur in den Szenarien Trend und OG und im PG Ost nur im Szenario OG. Das Problemgebiet Süd stellt durch den Zubau eines Windparks mit 7,5 MW einen Sonderfall dar, da hier die Anbindung des Windparks durch ein singulär genutztes Kabel mit der Direktanbindung zum Umspannwerk die einfachste Lösung darstellt und eine Integration in die bestehende Kabelinfrastruktur nur eine theoretische Option wäre. Das Problemgebiet Süd wird daher in den folgenden Ausführungen nicht weiter betrachtet. Zur Integration der EE-Anlagen ist in den übrigen gezeigten Gebieten ein Netzausbau bzw. eine Netzertüchtigung erforderlich.

Das Problemgebiet West ist für die untersuchte Fragestellung besonders interessant, da es im Einflussbereich der Kläranlage liegt (vgl. B.2.1.2.4) und in allen Szenarien kritische Werte in der Worst-Case-Betrachtung ausweist. Die zeitreihenbasierte Detailanalyse wird nachfolgend daher anhand des PG West erläutert.



**Bild B.4.16:** EE-Zubau und Problemgebiete für die unterschiedlichen Szenarien im Jahr 2035

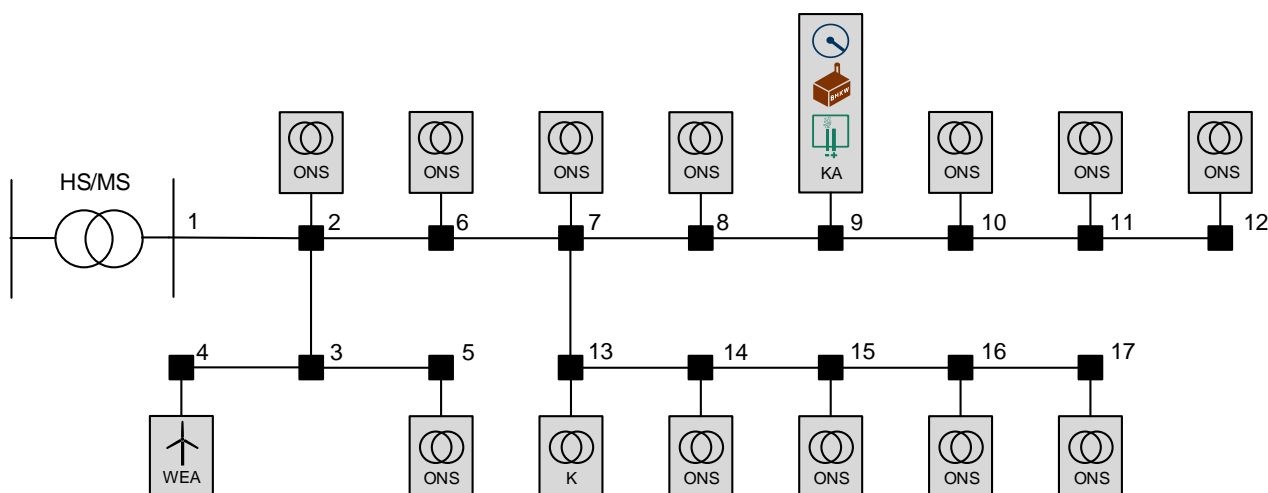
#### B.4.4.2 Zeitreihenbasierte Detailanalyse

Auf Grund der intertemporalen Abhängigkeiten bei der Bereitstellung von Flexibilität, ist für die Analyse der Auswirkungen von Flexibilitätsanwendungen auf die Netzauslastung eine Betrachtung von einzelnen Worst-Case Betriebspunkten nicht mehr ausreichend. Stattdessen wird eine zeitreihenbasierte Netzberechnung in 15-minütiger Auflösung durchgeführt. Der Betrachtungszeitraum kann dabei variiert werden, jedoch ist für die Berücksichtigung von saisonalen Einflüssen auf die Netzauslastung eine Berechnung von mindestens einem Jahr anzustreben.

### B.4.4.2.1 Eingangsparameter

Zur Umsetzung der zeitreihenbasierten Lastflussberechnungen werden die Topologie und die elektrischen Parameter des zu untersuchenden Netzabschnittes in das MATPOWER Format überführt (Zimmerman et al., 2011). Die Matlab-basierte Open-Source-Software erlaubt eine individuelle Anpassung der Berechnungsalgorithmen und umfangreiche Möglichkeiten zur Ergebnisanalyse.

Der Anschlussstrang der Kläranlage im Mittelspannungsnetz wird in Bild B.4.17 dargestellt. Die Kläranlage (KA) ist an Netzknoten 9 (#9) angeschlossen. Des Weiteren sind zwölf Ortsnetzstationen (ONS), eine MS-Kundenstation (K) an #13 und eine Windenergieanlage an #4 angeschlossen.



**Bild B.4.17:** MS-Anschlussstrang der Kläranlage

Als Eingangsdaten für die Entnahme- bzw. Einspeiseleistung an jedem Knoten werden reale Messwerte für ein Referenzjahr und Standardlastprofile für nicht Lastgang-gemessene Niederspannungsentnahmen verwendet. Die Referenzmesswerte für die Erzeugungsanlagen wurden normiert und anschließend mit der installierten Leistung des jeweiligen DEA-Typs je Szenario und Knoten skaliert. Die knotenspezifischen Wirk- und Blindleistungsprofile ergeben sich dann aus den Summen der in Tabelle B.4.4 aufgeführten Einspeise- und Lastprofile.

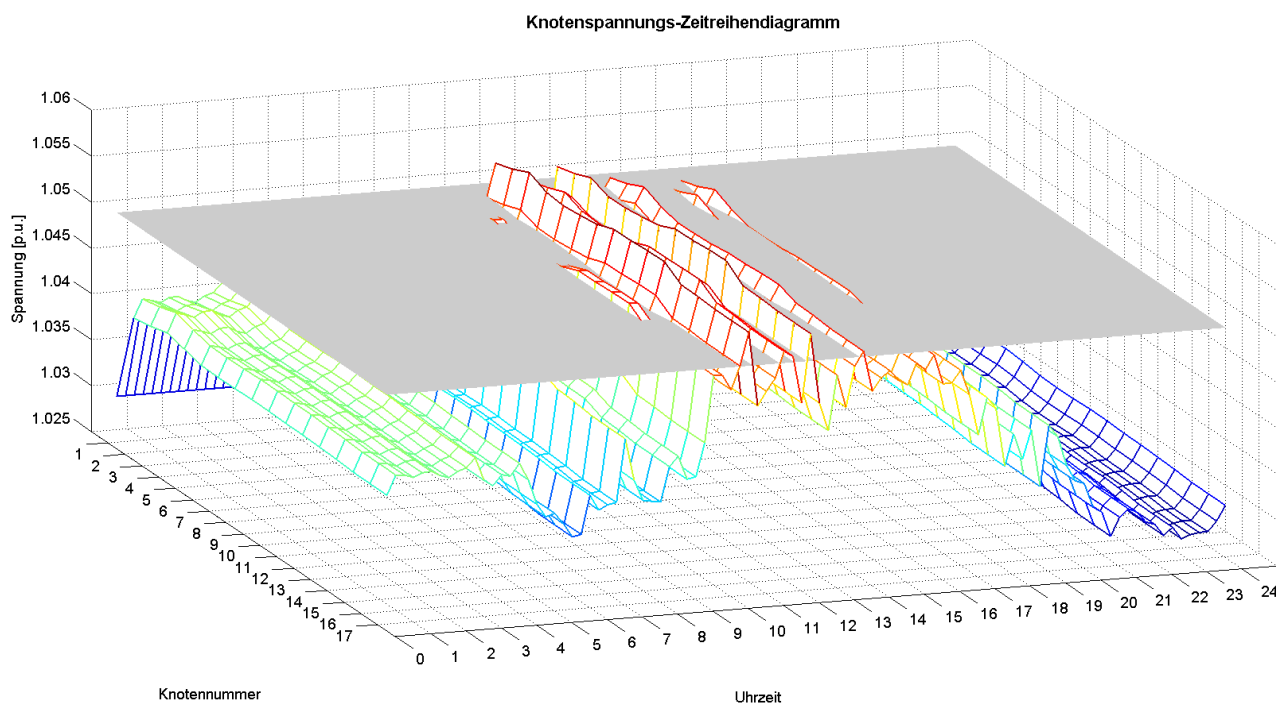
**Tabelle B.4.4:** Datenbasis für Zeitreihen nach Knotentypen

Knotentyp	Einspeisung	Entnahmen
ONS	skalierte Referenzmessung (RLM)	ausgerollte Standardlastprofile
K	skalierte Referenzmessung (RLM)	Messzeitreihe (RLM)
KA	skalierte Referenzmessung (RLM) bzw. Kläranlagensimulation	Messzeitreihe (RLM) bzw. Kläranlagensimulation
WEA	skalierte Referenzmessung (RLM)	-

Zur Validierung der Eingangsdaten wurden für alle Abgänge im Netzgebiet die Summenprofile aus ausgerollten Standardlastprofilen und RLM-Profilen mit den Abgangsmesswerten verglichen. Hierbei konnte insgesamt eine gute Übereinstimmung festgestellt und der Ansatz plausibilisiert werden Anhang 7.

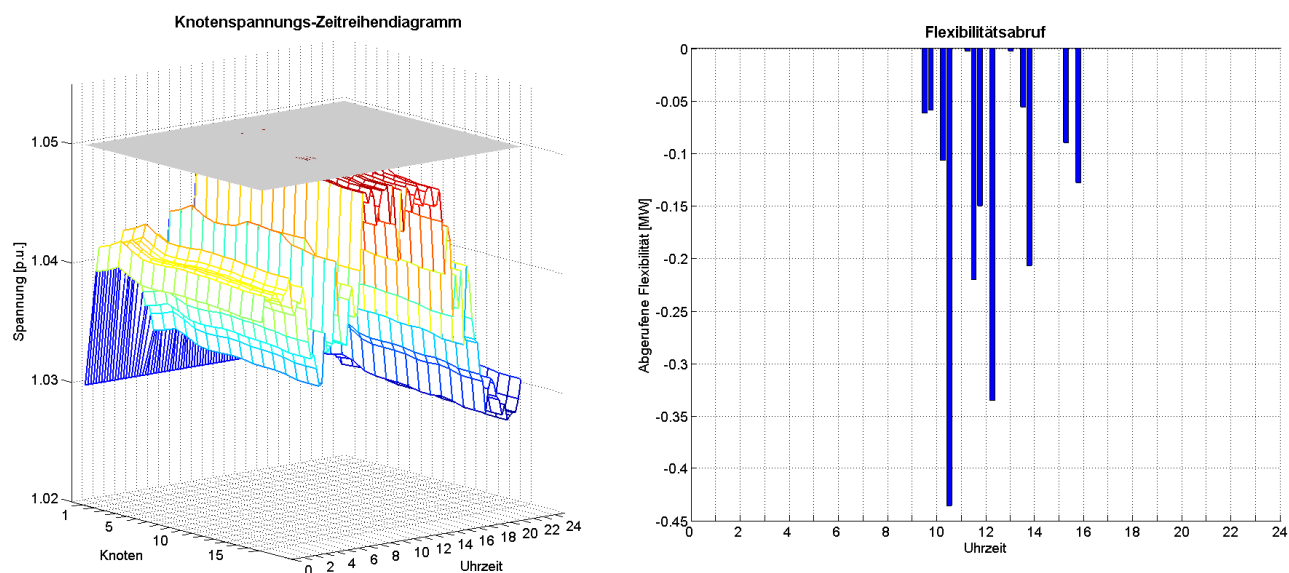
### B.4.4.2.2 Netzkapazitätskorridor

Unter der Annahme einer definierten Betriebsweise für die Kläranlage und der vollständigen Parametrierung der weiteren Entnahme- und Einspeisestellen lässt sich eine Leistungsflussberechnung durchführen, welche alle Knotenspannungen und Leitungsauslastungen zum Ergebnis hat. Bild B.4.18 zeigt den zeitlichen Verlauf der Knotenspannungen im Tagesverlauf eines exemplarischen Tages. Die graue Ebene stellt die obere Spannungsgrenze dar. Es ist ersichtlich, dass es an dem ausgewählten Tag (2035) im Tagesverlauf zu Spannungsbandverletzungen kommt, teilweise an einzelnen und teilweise an allen Netzknoten.



**Bild B.4.18: Zeitlicher Verlauf der Knotenspannung (Beispieltag)**

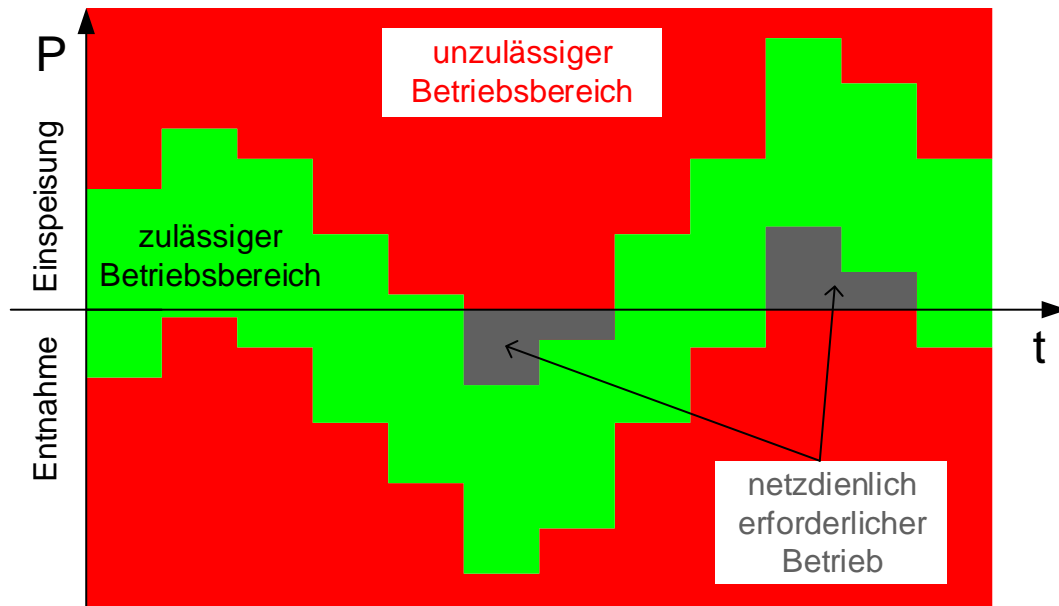
Im Rahmen der Untersuchung stellt sich im Wesentlichen die Frage, wie groß die erforderliche Leistungsänderung am Anschlusspunkt der Kläranlagen sein muss, um an allen Netzknoten die Spannungswerte innerhalb der Grenzwerte (hier unterhalb der grauen Ebene) und gleichzeitig die thermische Betriebsmittelauslastung unterhalb der Grenzwerte zu halten. Bild B.4.19 zeigt rechts die erforderliche Wirkleistungsaufnahme (negatives Vorzeichen) der Kläranlage, um die Spannungswerte an allen Knoten innerhalb des zulässigen Bereichs zu halten (Bild B.4.19 links).



**Bild B.4.19: Erforderliche Leistungsänderung der Kläranlage zur Einhaltung der Spannungsgrenzwerte (Beispieltag)**

Die Flexibilität der Kläranlage kann durch eine zeitliche Verschiebung der Entnahme bzw. der Einspeisung erfolgen. Neben der Frage, ob die Flexibilität zum Zeitpunkt des Bedarfs ausreichend ist, muss daher auch sichergestellt werden, dass eine zeitliche Verschiebung nicht zu einer neuen Grenzwertverletzung zu einem anderen Zeitpunkt führt. Das heißt, es muss auch die noch zur Verfügung stehende Netzkapazität zu Zeitpunkten ohne Grenzwertverletzung bestimmt werden. Hierfür wurde der Ansatz des Netzkapazitätskorridors entwickelt, welcher nachfolgend vorgestellt wird.

Bei der Bestimmung des Netzkapazitätskorridors wird das Betriebsverhalten der Kläranlage zunächst aus der Leistungsflussberechnung extrahiert. Darauf aufbauend werden zu jedem Zeitpunkt die maximal zulässige Einspeisung und die maximal zulässige Entnahme (die Grenzen der Netzkapazität) für den Anschlusspunkt der Anlage berechnet (vgl. Bild B.4.17 Knoten #9). Hierbei werden alle Spannungswerte und alle Betriebsmittelauslastungen als grenzwertbestimmende Parameter in die Rechnung mit einbezogen. Durch die sequentielle Berechnung erhält man dann den sogenannten Netzkapazitätskorridor, welcher prinzipiell in Bild B.4.20 dargestellt ist.



**Bild B.4.20: Netzkapazitätskorridor (Prinzipgraphik in Anlehnung an (Kornrumpf et al., 2017; DENA, 2017a))**

Der grüne Bereich beschreibt den zulässigen Arbeitsbereich der Anlage, der rote Bereich den unzulässigen Bereich und in Grau ist der netzdienliche Flexibilitätsbedarf dargestellt. Wenn der resultierende Lastgang der Kläranlage vollständig innerhalb des grünen Korridors liegt, kommt es zu keiner Grenzwertverletzung im Netz. Die Grenzen der Netzkapazität können somit als Restriktionen in die Simulation der Kläranlage eingebunden werden. Es lassen sich durch mehrere Simulationsläufe mit und ohne Berücksichtigung der Netzrestriktionen und mit unterschiedlichen Betriebs- und Vermarktungsstrategien die Auswirkungen auf Netz und Anlagenbetrieb ohne erneute Netzberechnung erfassen.

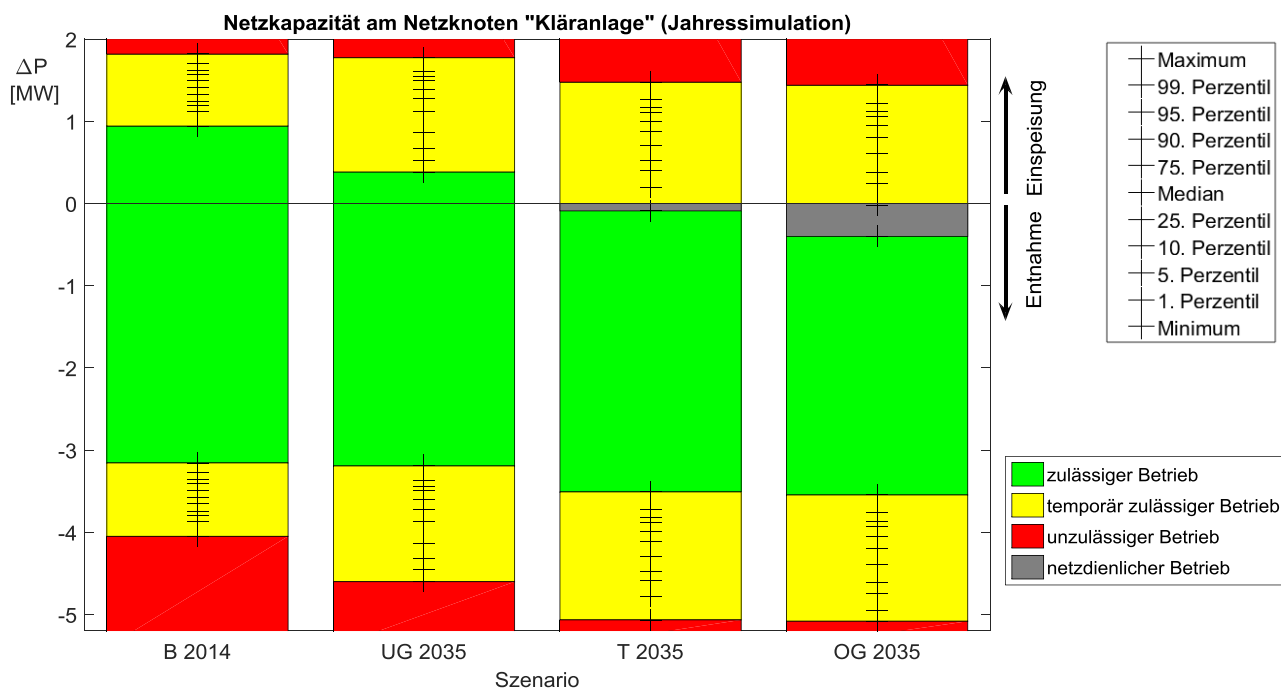
Zur Berechnung des Netzkapazitätskorridors wird ein Optimal-Power-Flow Ansatz verwendet. Durch die Formulierung als Optimierungsproblem, lassen sich sowohl die Knotenspannungen als auch die Betriebsmittelauslastung gleichzeitig berücksichtigen und die Grenzen für zusätzliche Einspeisung bzw. Entnahme bestimmen. Die mathematische Formulierung des Optimierungsproblems und tiefere Beschreibungen des Verfahrens wurden in (Kornrumpf et al., 2017) veröffentlicht.

#### B.4.4.2.3 Ergebnisse der Netzberechnung

Die Berechnung des Netzkapazitätskorridors wurde für alle Szenarien für das Stützjahr 2035 durchgeführt. Bild B.4.21 zeigt die Berechnungsergebnisse der Jahressimulation für die Basisauslastung im Status quo sowie für jedes Szenario im Betrachtungsjahr 2035. Es handelt sich um eine aggregierte Darstellung der 35.040 berechneten Viertelstunden eines Jahres. Der grüne Bereich gibt dabei den dauerhaft zulässigen Bereich für zusätzliche Einspeisung (positiv) und zusätzliche Entnahme (negativ) am Anschlusspunkt der Kläranlage an. Der rote Bereich gibt den dauerhaft unzulässigen Bereich an, d. h. bei zusätzlichen Einspeisung/Entnahmen, die im roten Wertebereich liegen, würde es in jeder Viertelstunde des Jahres zu einer Grenzwertverletzung (Spannungsbandverletzung oder thermische Überlastung) im Netzabschnitt kommen. In Gelb sind die Wertebereiche dargestellt, in denen die Grenzen der Netzkapazität (Einspeise- und Entnahmegrenzen), in denen die Werte während der Jahressimulation schwanken. Diese Schwankungen beruhen auf tageszeitlichen und saisonalen Unterschieden in der Netzauslastung. Zur besseren Einordnung der Häufigkeit sind für die gelben Bereiche auch noch ausgewählte Perzentile dargestellt. Die Darstellung der Perzentile zwischen Jahresminimum und Jahresmaximum bezieht sich jeweils auf den oberen und unteren



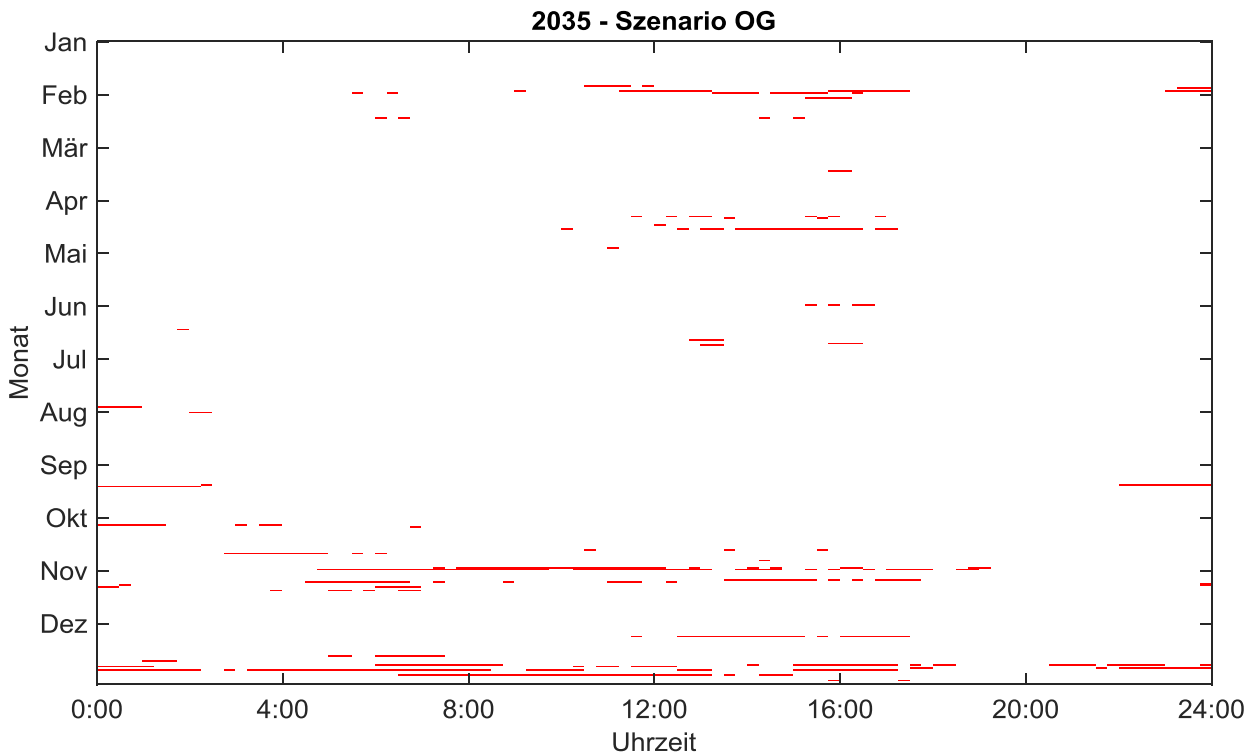
gelben Bereich. Eine Grenzwertverletzung liegt dann vor, wenn die Grenzen der Netzkapazität die Abszisse schneiden, d. h. wenn die Werte für die Einspeisegrenze negativ werden bzw. die Werte der Entnahmegrenzen positiv. Der jeweilige Leistungswert entspricht dann der erforderlichen Leistungsänderung am Anschlusspunkt der Kläranlage (= netzdienlicher Flexibilitätsbedarf). Werte, die in diesem Bereich liegen, sind in der Darstellung der Netzkapazität jeweils grau markiert.



**Bild B.4.21: Netzkapazität am Anschlusspunkt der Kläranlage (aggregierte Darstellung der Jahresberechnung je Szenario 2035)**

Der Vergleich der unterschiedlichen Szenarien zeigt die Verschiebung des dauerhaft zulässigen Wertebereichs in den Bereich der zusätzlichen Entnahme aufgrund der sukzessiv steigenden installierten Leistung der DEA. Weiterhin ist ersichtlich, dass die Schwankungsbreite der Netzkapazitätsgrenzen weiter steigt. Dies ist ebenfalls durch die stärkere Fluktuation der Einspeisung durch die Windenergieanlage begründet. In allen betrachteten Fällen könnten noch ca. 3 MW am Anschlusspunkt der Kläranlage entnommen werden (allerdings nicht (n-1)-sicher). Das bedeutet, dass für den Anschluss von zusätzlichen Verbrauchern (z. B. Power-to-Gas-Anlagen) keine nennenswerten Einschränkungen vorliegen.

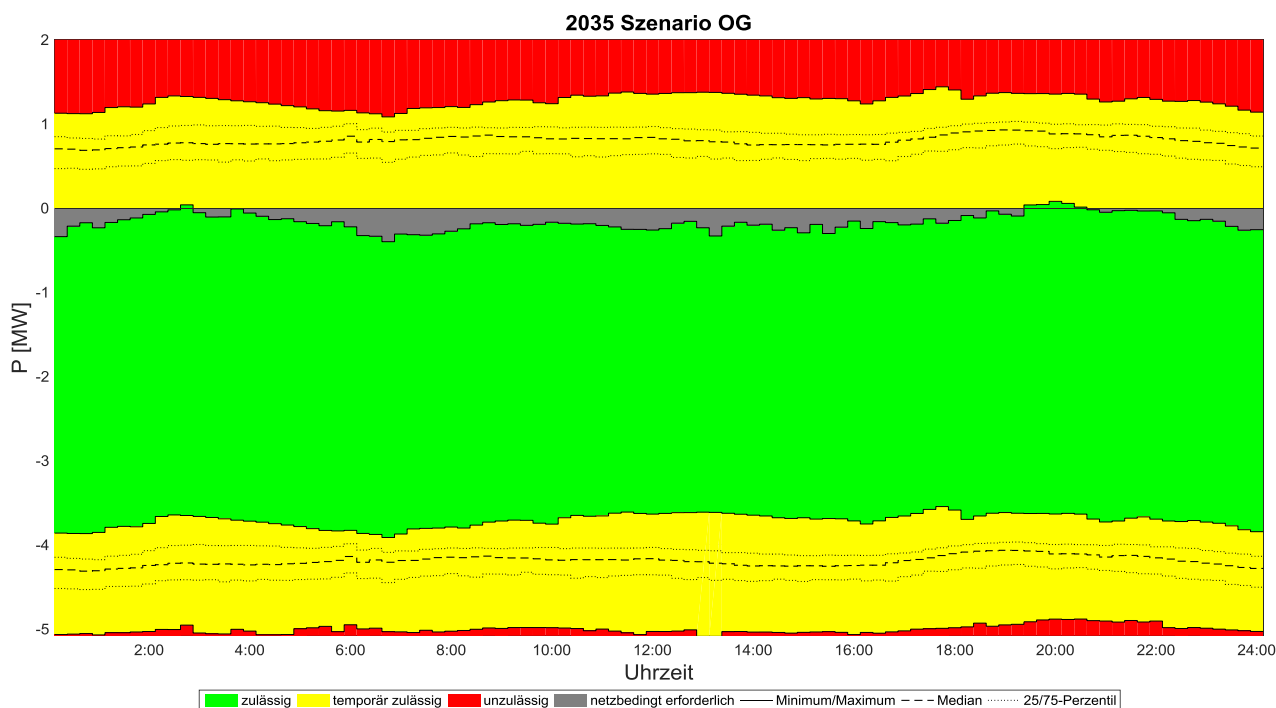
Im Basisjahr sowie in UG-Szenarien 2035 wird die Abszisse nicht geschnitten, d. h. es tritt keine Grenzwertverletzung auf. Erst im T-Szenario und dann deutlicher im OG-Szenario wächst der graue Bereich, so dass es an vereinzelt Zeitpunkten im Jahr zu einer Grenzwertverletzung kommt. Im betrachteten Netzabschnitt handelt es sich hierbei stets um Verletzungen der oberen Spannungsgrenze ( $U/U_n > 105\%$ ). Die erforderliche Leistungsaufnahme durch die Kläranlage für netzdienliches Verhalten steigt dementsprechend an. Die Betrachtung der Perzentile zeigt allerdings auch bereits, dass diese Zeitpunkte äußerst selten eintreten. Noch deutlicher wird dies in Bild B.4.22. In der Darstellung werden alle berechneten Zeitschritte über den Tagesverlauf (Abszisse) und den Jahresverlauf (Ordinate) dargestellt. Zeitpunkte, in denen es im Szenario OG-2035 zu einer Grenzwertverletzung kommt, sind durch rote Striche markiert, Zeitpunkte ohne Grenzwertverletzung sind weiß. Aus der Darstellung geht hervor, dass Zeiträume mit netzdienlichem Flexibilitätsbedarf nur sehr selten auftreten. Weiterhin ist ersichtlich, dass es keine eindeutige Tages- und Jahreszeitcharakteristik für die untersuchte Netzkonstellation gibt. Im Jahresverlauf kann es zu allen Uhrzeiten und Jahreszeiten zu kurzen einspeisebedingten Grenzwertverletzungen kommen. Vermehrt geschieht dies allerdings in den Herbst und Wintermonaten. Dieses Muster ergibt sich durch die Einspeisecharakteristik der Windenergieanlage, die in diesem Fall der Problemtreiber ist. Im Rahmen der Veröffentlichung (Kornrumpf et al., 2017) wurde im Rahmen einer Variante die Windenergieanlage durch eine Freiflächen-PV-Anlage ersetzt. Das dort gezeigte Muster zeigt im Vergleich zu Bild B.4.22 eine deutliche ausgeprägte Tages- und Jahreszeitcharakteristik, bei der Grenzwertverletzungen nur zwischen Frühjahr und Herbst und zwischen 10-16 Uhr auftreten.



**Bild B.4.22: Zeitpunkte mit Grenzwertverletzung im Szenario OG-2035**

Der Netzkapazitätskorridor im Tagesverlauf ist in aggregierter Form für alle berechneten Tage im Szenario OG 2035 exemplarisch für alle berechneten Szenarien in Bild B.4.23 dargestellt. Die grünen, gelben, roten und grauen Wertebereiche entsprechen der zuvor beschriebenen Definition für Bild B.4.21. Die eingezeichneten Mediane der oberen und unteren Kapazitätsgrenzen verdeutlichen, dass die Netzkapazität zu den überwiegenden Zeiten ausreichend ist und eine zusätzliche Einspeisung und Entnahme erlaubt. Vereinzelt kommt es aber wie bereits beschrieben zu (fast) allen Uhrzeiten im Jahresverlauf mindestens einmal zu einer zu hohen Einspeisung. Bei der Darstellung ist zu beachten, dass es sich um eine aggregierte Darstellung jeder Viertelstunde des Tages handelt. In den einzelnen Tagesverläufen sind die Überschreitungen der Netzkapazität nur von kurzer Dauer und es folgt ein Zeitraum mit ausreichender Netzkapazität. Dies ist wichtig, damit eine Verschiebung beispielsweise der BHKW-Einspeisung auf der Kläranlage nur im Stundenbereich und nicht im Tagebereich erforderlich ist.

Die maximal erforderliche Leistungsaufnahme am Anschlusspunkt der Kläranlage, um den Flexibilitätsbedarf vollständig und ohne weitere Maßnahmen zu decken, liegt bei ca. 400 kW. Größtenteils sind jedoch deutlich geringere Leistungsaufnahmen ausreichend.



**Bild B.4.23: Tagesverlauf der Netzkapazität im Szenario OG 2035**

Zusammenfassend lässt sich festhalten, dass es im untersuchten Netz erst in oberen Szenarien und den späten Stützjahren (2035) zu einer Verletzung der Spannungsbands kommt. Diese treten sehr selten und überwiegend auch nur sehr kurz auf, unterliegen auf Grund der Einspeisung der WEA aber keiner klaren zeitlichen Charakteristik. Das Szenario OG im Berechnungsjahr 2035 stellt das interessanteste Ergebnis für die weiterführende Betrachtung dar. Der berechnete Netzkapazitätskorridor stellt, wie zuvor beschrieben, eine Eingangsgröße bzw. Betriebsrestriktion, des Kläranlagenmodells dar. Es lässt sich damit analysieren, ob der Flexibilitätsbedarf durch die Kläranlage gedeckt werden kann und welche Auswirkungen eine netzdienliche Fahrweise auf den Betrieb der Kläranlage hat.

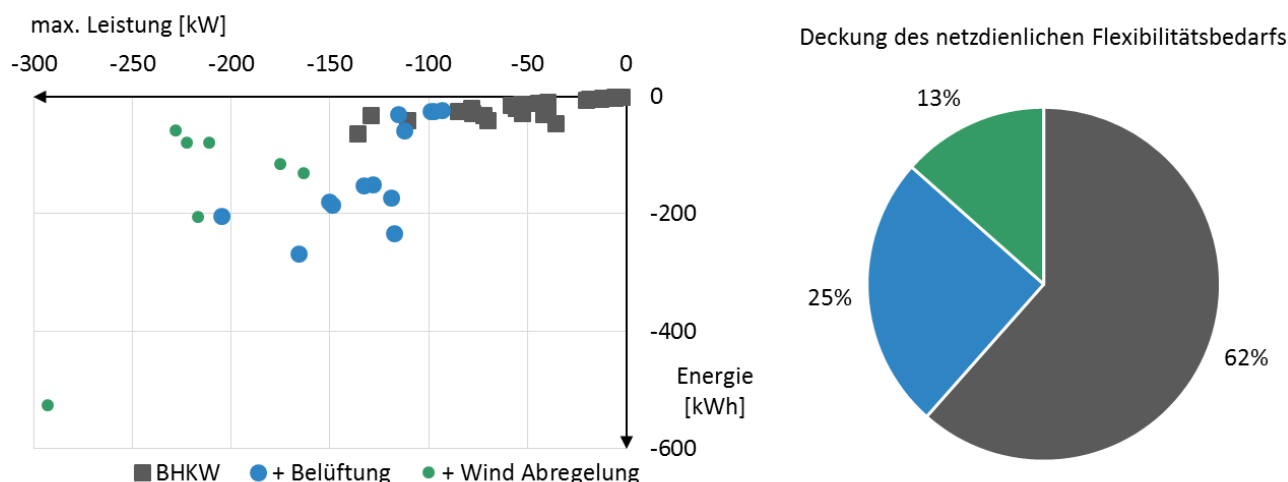
#### B.4.4.2.4 Einsatz netzdienlicher Flexibilitätsoptionen

Die zeitreihenbasierte Analyse der Netzauslastung mit Hilfe des Netzkapazitätskorridors liefert Aussagen zur Dauer, Häufigkeit und Höhe des netzdienlichen Flexibilitätsbedarfs. Der Netzkapazitätskorridor kann nun als Eingangsgröße bzw. Betriebsrestriktion in das Kläranlagenmodell integriert werden. Durch diese Kopplung kann überprüft werden, welche netzdienlichen Abrufe durch die verschiedenen Flexibilitätsbausteine auf Kläranlagen bedient werden können und wie die Auswirkungen auf die Reinigungsleistung der Kläranlage sind.

Die vorherigen Abschnitte haben gezeigt, dass nennenswerte Grenzwertverletzungen im untersuchten Netzgebiet erst im Szenario OG 2035 auftreten. Dieses Szenario dient daher als Basis für die weiteren Betrachtungen. Die Ursache für die Verletzung der oberen Spannungsgrenze ist die zu hohe Einspeisung durch die WEA an Netzknoten #4 (vgl. Bild B.4.17). Um die Netzprobleme zu beheben bzw. zu reduzieren, muss die Kläranlage zu diesen Zeitpunkten ihre Leistungsaufnahme erhöhen. Falls dies nicht oder nicht ausreichend möglich ist, müssen weitere im Netzgebiet vorhandene Flexibilitätsoptionen aktiviert werden. Falls keine weiteren Flexibilitätsoptionen vorhanden sind, wird die Spannungsbandsverletzung durch das dynamische Einspeisemanagement der Windenergieanlage behoben.

Die Ergebnisse der Kläranlagensimulation unter Berücksichtigung des Netzzustandes sind in Bild B.4.24 dargestellt. In der Jahressimulation kommt es insgesamt zu 52 netzdienlichen Flexibilitätsabrufen mit einer Dauer zwischen 15 min und 4 Stunden. Um den Bedarf zu bedienen, muss die Flexibilität in der Lage sein, sowohl den maximalen Leistungswert zu erreichen als auch die vollständige Energie des Abrufs aufzunehmen. Diese zwei charakteristischen Größen des Flexibilitätsbedarfs sind in Bild B.4.24 aufgetragen. Die negativen Vorzeichen ergeben sich durch die Definition und zeigen, dass es sich bei dem Bedarf um eine erforderliche Lasterhöhung handelt. Die Deckung des Flexibilitätsbedarfs erfolgt in einem gestuften Verfah-

ren. Zunächst wird versucht, das Problem durch die Abschaltung des Klärgas-BHKW zu beheben. Falls diese Leistungsänderung nicht ausreicht, werden zusätzliche Belüftungsaggregate zugeschaltet. Sollte dies immer noch nicht reichen, wird die verbleibende erforderliche Leistungsänderung durch die Abregelung der WEA erbracht. Welche Abrufe durch welche Stufen bedient werden, ist durch die unterschiedlichen Marker in Bild B.4.24 hervorgehoben.



**Bild B.4.24: Leistungs-Energie-Diagramm des netzdienlichen Flexibilitätsbedarfs und Deckung durch Flexibilitätsoptionen im OG-2035**

Der überwiegende Anteil des Flexibilitätsbedarfs (62 %) kann durch die kurzzeitige Abschaltung des Klärgas-BHKW gedeckt werden. Für weitere 25 % der Fälle ist die Zuschaltung weiterer Belüftungsaggregate erforderlich und als Ultima Ratio wird in 13 % der Fälle noch die Windenergieanlage teilweise abgeregelt. Ohne die Flexibilität der Kläranlage wäre dies sonst in allen Fällen erforderlich (ca. 3,4 MWh/a). Der Anteil der ansonsten abgeregelten Energie kann durch die Flexibilität der Kläranlage um 92 % reduziert werden.

Die Simulationsergebnisse zeigen, dass der Einsatz der Kläranlagenflexibilität grundsätzlich möglich ist und eine sinnvolle Option zur Reduzierung der abgeregelten Energie darstellt. Neben der Kläranlage können weitere Flexibilitätsoptionen im kritischen Netzabschnitt vorhanden sein. Die Sensitivität (Hebelwirkung) einer netzdienlichen Flexibilitätsbereitstellung ist abhängig vom Anschlusspunkt im Netzgebiet, d. h. um beispielsweise eine Spannungsbandverletzung zu beheben, sind je nach Anschlusspunkt unterschiedlich hohe Leistungsänderungen erforderlich. Darüber hinaus ist es für den Netzbetreiber erstrebenswert, die Flexibilitätsoption einzusetzen, die für ihn die geringsten Kosten verursacht.

Auf diesen Aspekten basieren die Überlegungen zu einem regionalen Flexibilitätsmarkt (VDE, 2014). Ein regionaler Flexibilitätsmarkt organisiert den Wettbewerb mehrerer Flexibilitätsoptionen innerhalb eines abgegrenzten Netzbezirks zur Behebung von Grenzwertverletzungen. Hierfür muss das Smart-Grid-System um eine Zustandsprognose erweitert und eine Plattform geschaffen werden, auf der einzelne Flexibilitätsanbieter Angebote für die Bereitstellung abliefern können. Die günstigste zur Verfügung stehende Kombination kommt dann zum Einsatz. Die Thematik der regionalen Flexibilitätsmärkte und der Konkurrenz der Kläranlagenflexibilität mit anderen Optionen wird in (Kornrumpf et al., 2016b, 2016a) ausführlicher betrachtet und diskutiert.

### B.4.4.3 Varianten der Netzausbauplanung

Im Rahmen der Netzplanung müssen identifizierte Engpässe und Schwachstellen durch geeignete Netzaus- und Umbaumaßnahmen behoben werden. Hierfür stehen dem Netzbetreiber in der Regel mehrere konventionelle und innovative Handlungs- und Technologieoptionen zur Verfügung. Diese müssen in der Netzplanung entsprechend modelliert und unter technischen wie wirtschaftlichen Gesichtspunkten bewertet werden. Im Rahmen dieses Projektes wurden mehrere Planungsvarianten ausgearbeitet, die jeweils den bevorzugten Einsatz einer bestimmten Technologie beinhalten. Sie dienen anschließend als Vergleichsvarianten für die Netzauslegung unter Berücksichtigung der Kläranlagenflexibilität.

Die Berücksichtigung und Modellierung im Rahmen der Netzplanung wird für die untersuchten Optionen nachfolgend kurz erläutert. Ausführliche Beschreibungen können dem Planungsleitfaden der Bergischen Universität entnommen werden (Harnisch et al., 2016).

#### B.4.4.3.1 Konventioneller Netzausbau

Beim konventionellen Netzausbau werden ausschließlich etablierte Technologien verwendet. Hierbei handelt es sich für das betrachtete Mittelspannungsnetz um die Verlegung zusätzlicher Kabel, den Einbau und die Verlegung von zusätzlichen Trennstellen sowie die Ergänzung weiterer Abgangsfelder im Umspannwerk. Im Rahmen der Überplanung wird an überlasteten Abgängen eine neue Parallelleitung verlegt und eine neue Trennstelle eingefügt (vgl. Bild B.4.25).

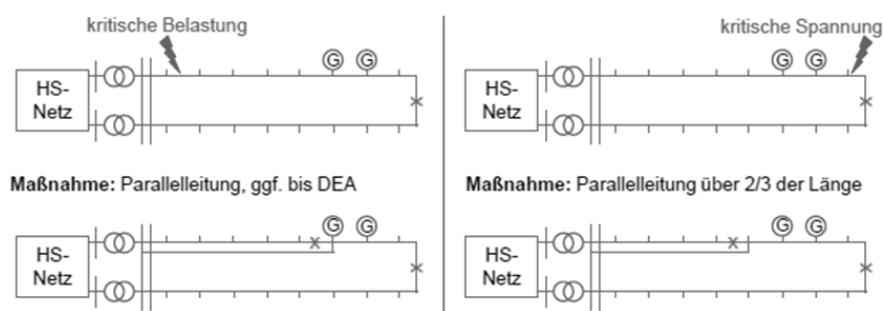


Bild B.4.25: Netzausbau durch Verlegung einer Parallelleitung (DENA, 2012)

#### B.4.4.3.2 Regelbare Ortsnetztransformatoren

Regelbare Ortsnetztransformatoren (rONT) können ihr Übersetzungsverhältnis unter Last stufenweise anpassen. Sie entkoppeln somit die Mittelspannungs- und Niederspannungsebene, so dass im Rahmen der planerischen Auslegung der zulässige Bereich für die Mittelspannungsebene deutlich größer wird. Es können somit nahezu die vollständigen  $\Delta U/U_n = \pm 10\%$  zugelassen werden (Bild B.4.26). Im Rahmen der Überplanung müssen alle Ortsnetzstationen, die den ursprünglichen Grenzwert über- bzw. unterschreiten, mit einem rONT ausgerüstet werden. Die Maßnahme ist nur hinsichtlich Spannungsbandproblemen wirkungsvoll. Leitungsendgüsse können durch den Einsatz von rONT nicht gelöst werden.

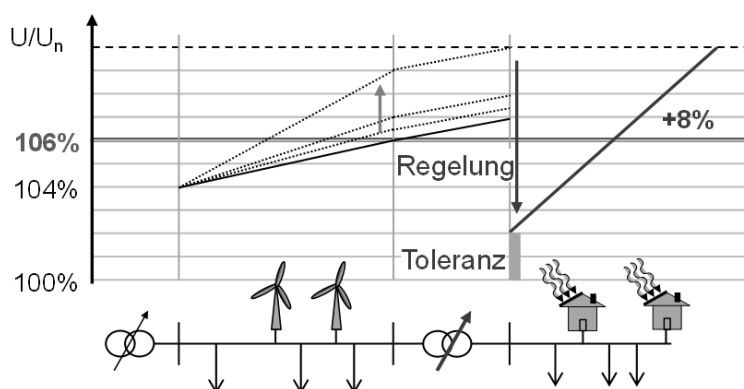
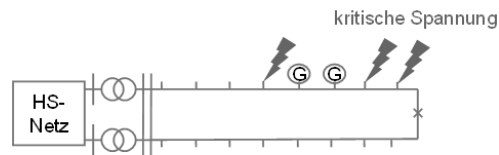


Bild B.4.26: Spannungsregelung rONT (Prinzip) (Gerdes, 2015)

#### B.4.4.3.3 Einzelstrangregler

Ein Einzelstrangregler (ESR) ist ein Längsregler, der in den kritischen Abgängen geeignet positioniert wird. ESR erlauben die Spannungsanpassung eines kompletten Netzstranges, d. h. Verminderung bei Überspannung und Steigerung bei Unterspannung. Eine nennenswerte Beeinflussung der Auslastung ist durch den ESR nicht möglich (Gerdes, 2015). Im Rahmen der Überplanung wird der ESR an dem ersten Knoten mit einer Spannungsbandverletzung positioniert und entsprechend dimensioniert.



**Maßnahme:** Anschluss ESR an erstem Knoten mit Spannungsbandverletzung



**Bild B.4.27: Spannungsregelung ESR (Prinzip) (Gerdes, 2015)**

#### B.4.4.3.4 Berücksichtigung von Flexibilitätsoptionen

Die Berücksichtigung von Flexibilität im Netzbetrieb bedarf der in Kapitel B.2.1.2.4 aufgeführten Voraussetzungen. Die rechtlichen-regulatorischen Probleme bezüglich Zahlungen des Netzbetreibers an einzelne Netznutzer sowie die Anrechnungsfähigkeit im Rahmen der Anreizregelungsverordnung (Bundesnetzagentur 2016) sollen an dieser Stelle zunächst nicht weiter behandelt werden. Für einen wirtschaftlichen Vergleich der Handlungsoptionen zum Netzausbau bzw. der Netzertüchtigung müssen die technischen Voraussetzungen zur Ansteuerung der Flexibilitätsoptionen allerdings adäquat in der Netzplanung berücksichtigt werden.

Im Rahmen der Netzplanung ist für die kritischen Netzbezirke die Installation einer dezentralen Netzautomatisierung (DNA) zu berücksichtigen. Diese besteht aus einer zentralen Steuereinheit (Smart RTU), verteilten Sensoren und Aktoren sowie einer Kommunikationsinfrastruktur. In der Mittelspannung wird davon ausgegangen, dass bereits alle dezentralen Erzeugungsanlagen über eine Fernwirktechnik verfügen und somit lediglich in das System eingebunden werden müssen. Um eine ausreichend genaue Zustandsschätzung durchführen zu können, muss eine Mindestanzahl an Netzknoten gemessen werden. Die Anzahl der erforderlichen Sensoren kann je nach Netztopologie und Genauigkeitsanforderung variieren. Als Planungswert wird angenommen, dass 20 % der Ortsnetzstationen eines Netzbezirks mit zusätzlichen Sensoren ausgestattet werden müssen.

Die Bestimmung der abzuregelnden Jahresenergie von dezentralen Erzeugungsanlagen erfolgt mit Hilfe der zuvor beschriebenen Zeitreihenanalyse. Das dynamische Einspeisemanagement stellt für die untersuchten Fälle die verlässlichste Flexibilitätsoption dar, da diese immer zur Verfügung steht. Da der Netzbetreiber immer auf die günstigste Flexibilitätsoption zugreifen würde, stellen die Ergebnisse des dynamischen Einspeisemanagements somit die Obergrenze für die Anzahl der Eingriffe und Erlösmöglichkeiten der anderen Flexibilitätsoptionen dar.

#### B.4.4.3.5 Vergleich der Planungsvarianten

Die Planungsvarianten unter Berücksichtigung der unterschiedlichen Technologien und Handlungsoptionen wurden für das gesamte Netzgebiet Radevormwald ausgearbeitet. Entsprechend der vorherigen Ausführungen wird das Problemgebiet West wieder bevorzugt betrachtet, da dies im Wirkungsbereich der Kläranlage liegt. Das Mengengerüst der erforderlichen Maßnahmen wird für jedes Szenario und entsprechend der Stützjahre in denen die Maßnahme erforderlich wird in Tabelle B.4.5 zusammengefasst.

Aus dem Vergleich der unterschiedlichen Varianten wird bereits ein grundsätzlicher Vorteil der Netzstatusüberwachung ersichtlich, der sich aus den unterschiedlichen Planungsansätzen für überwachte und nicht überwachte Netzbezirke ergibt. Im Rahmen der konventionellen Variante ist in allen Szenarien ein Kabelausbau erforderlich, obwohl in der Zeitreihenbetrachtung eine Abregelung der Einspeisung erst im Szenario OG 2035 erforderlich wird. Dies ist dadurch begründet, dass bei der Festlegung der Worst-Case-Betriebspunkte in der konventionellen Planung strukturell mehr Sicherheitsreserve eingeplant werden muss, da im Zweifel keine nachträgliche Eingriffsmöglichkeit mehr besteht. In der Zeitreihenbetrachtung tritt dieser Worst-Case-Betriebspunkt dann tatsächlich gar nicht auf. Bei der Statusüberwachung kann die vorhandene Netzkapazität per se besser ausgenutzt werden, da im Falle einer Grenzwertverletzung

diese identifiziert wird und betriebliche Maßnahmen (Einspeisemangement / Flexibilitätseinsatz) ergriffen werden.

**Tabelle B.4.5: Mengengerüst Planungsvarianten Problemgebiet West**

Variante	Bezeichnung	Betriebsmittel	Problemgebiet West								
			UG			Trend			OG		
			2025	2035	Summe	2025	2035	Summe	2025	2035	Summe
1	Kabel	Kabel [km]	5,61	0,00	5,61	5,61	0,00	5,61	5,61	0,00	5,61
		Abgangsfelder [Stück]	1	0	1	1	0	1	1	0	1
		Trennstellen [Stück]	1	0	1	1	0	1	1	0	1
2	rONT	Trennstellen [Stück]	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		rONT [Stück]	1	1	2	1	8	9	9	0	9
3	ESR	Trennstellen [Stück]	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		ESR [Stück]	1	0	1	1	0	1	1	0	1
		ESR [MVA]	1,58	0,00	1,58	2,12	0,00	2,12	2,18	0,00	2,18
4	DNA	Trennstellen [Stück]	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		DNA Grundsystem [Stück]	1	0	1	1	0	1	1	0	1
		DNA M-Box ONS (20%) [Stück]	3	0	3	3	0	3	3	0	3
		DNA Aktor [Stück]	1	0	1	1	0	1	1	0	1
		Abgeregelte Energie [MWh]	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	3,40	3,40

Die Ergebnisse für das restliche Netzgebiet sind in Tabelle B.4.6 zusammengefasst. Die Tabelle zeigt auch hier, welche wesentlichen Maßnahmen in welchem Umfang und zu welchem Zeitpunkt für die vier verschiedenen Planungsvarianten erforderlich werden (z. B. die Länge des Kabelausbaus oder die Anzahl an rONT). Der Anschluss des Windparks im Problemgebiet Süd erfolgt vorzugsweise durch ein singular genutztes Betriebsmittel, das dem Windparkbetreiber in Rechnung gestellt werden kann. Die Erschließung des Windparks wird somit nicht weiter berücksichtigt, da es zu einer Verzerrung der Ergebnisse führen würde.

**Tabelle B.4.6: Mengengerüst Planungsvarianten Problemgebiet Nord-Ost**

Variante	Bezeichnung	Betriebsmittel	Problemgebiet Nord-Ost								
			UG			Trend			OG		
			2025	2035	Summe	2025	2035	Summe	2025	2035	Summe
1	Kabel	Kabel [km]	0,00	0,00	0,00	3,87	0,00	3,87	4,36	0,00	4,36
		Abgangsfelder [Stück]	0	0	0	1	0	1	1	0	1
		Trennstellen [Stück]	0	0	0	2	0	2	2	0	2
2	rONT	Trennstellen [Stück]	0	0	0	1	0	1	1	0	1
		rONT [Stück]	0	0	0	26	3	29	29	3	32
3	ESR	Trennstellen [Stück]	0	0	0	1	0	1	1	0	1
		ESR [Stück]	0	0	0	1	0	1	1	1	2
		ESR [MVA]	0,00	0,00	0,00	2,50	0,00	2,50	2,70	0,18	2,88
4	DNA	Trennstellen [Stück]	0	0	0	1	0	1	1	0	1
		DNA Grundsystem [Stück]	0	0	0	1	0	1	1	0	1
		DNA M-Box ONS (20%) [Stück]	0	0	0	12	0	12	12	0	12
		DNA Aktor [Stück]	0	0	0	1	0	1	1	0	1
		Abgeregelte Energie [MWh]	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

Alle Varianten stellen eine technisch zulässige Ausbaulösung dar. Die wirtschaftliche Bewertung und der Vergleich erfolgt in Kapitel B.5.4.



#### Fazit B.4.4

Im betrachteten Netzgebiet kommt es im Rahmen der untersuchten Szenarien zu Spannungsbandverletzungen, die durch den Ausbau der Erneuerbaren Energien bedingt sind. Diese treten zeitlich sehr selten und sehr kurz auf und unterliegen keiner klaren Tages- oder Jahreszeitcharakteristik.

Der im Netzmodell berechnete Netzkapazitätskorridor dient als Eingangsgröße für das Kläranlagenmodell und die dynamische Simulation. Mit diesem Ansatz lässt sich analysieren, ob der Flexibilitätsbedarf durch die Kläranlage gedeckt werden kann und welche Auswirkungen eine netzdienliche Fahrweise auf den Betrieb der Kläranlage hat. Durch mehrere Simulationsläufe mit und ohne Berücksichtigung der Netzrestriktionen und mit unterschiedlichen Betriebs- und Vermarktungsstrategien lassen sich die Auswirkungen auf Netz- und Anlagenbetrieb ohne erneute Netzberechnung erfassen.

Der überwiegende Anteil des Flexibilitätsbedarfs (62 %) kann im Fallbeispiel durch die kurzzeitige Abschaltung des Klärgas-BHKW gedeckt werden. Für weitere 25 % der Fälle ist die Zuschaltung weiterer Belüftungsaggregate erforderlich und als Ultima Ratio wird in 13 % der Fälle noch die Windenergieanlage teilweise abgeregelt. Ohne die Flexibilität der Kläranlage wäre dies sonst in allen Fällen erforderlich (ca. 3,4 MWh/a). Der Anteil der abgeregelten Energie kann durch die Flexibilität der Kläranlage um 92 % reduziert werden. Da es im Netzgebiet lediglich zu einspeisebedingten Netzengpässen kommt, ist eine gezielte Zuschaltung von Erzeugungsanlagen bzw. Abschaltung von Verbrauchern aus netzdienlicher Sicht nicht erforderlich. Die Simulationsergebnisse zeigen, dass der Einsatz der Kläranlagenflexibilität grundsätzlich möglich ist und eine sinnvolle Option zur Reduzierung der abgeregelten Energie darstellt. Neben der Kläranlage können aber auch noch weitere Flexibilitätsoptionen im kritischen Netzabschnitt vorhanden sein. Die Sensitivität (Hebelwirkung) einer netzdienlichen Flexibilitätsbereitstellung ist abhängig vom Anschlusspunkt im Netzgebiet. D. h. um beispielsweise eine Spannungsbandverletzung zu beheben, sind je nach Anschlusspunkt unterschiedlich hohe Leistungsänderungen erforderlich. Darüber hinaus ist es für den Netzbetreiber erstrebenswert, die Flexibilitätsoption einzusetzen, die für ihn die geringsten Kosten verursacht.

Aus dem Vergleich der unterschiedlichen Handlungsalternativen des Netzbetreibers geht ein grundsätzlicher Vorteil der Netzzustandsüberwachung hervor. Im Rahmen der konventionellen Planungsvariante ist in allen Szenarien ein Kabelausbau erforderlich, obwohl es in der Zeitreihenbetrachtung noch zu keiner Grenzwertverletzung kommt. Dies ist dadurch begründet, dass bei der Festlegung der Worst-Case-Betriebspunkte in der konventionellen Planung strukturell mehr Sicherheitsreserve eingeplant werden muss, da im Zweifel keine nachträgliche Eingriffsmöglichkeit mehr besteht. In der Zeitreihenbetrachtung tritt dieser Worst-Case-Betriebspunkt dann oftmals nicht auf. Bei der Zustandsüberwachung kann die vorhandene Netzkapazität per se besser ausgenutzt werden, da im Falle einer Grenzwertverletzung diese identifiziert wird und betriebliche Maßnahmen (Flexibilitätseinsatz) ergriffen werden können.

### B.4.5 Modellierung und Analyse der Kläranlage

#### B.4.5.1 Modelltechnische Abbildung der Kläranlage

##### B.4.5.1.1 Modellaufbau

Um den Einfluss eines flexibilisierten Kläranlagenbetriebs auf Reinigungsleistung, Energieproduktion und Fremdbezug über einen längeren Zeitraum zu beurteilen und das Flexibilitätspotenzial ermitteln zu können, wurde die Kläranlage Radevormwald mit der Software SIMBA des Instituts für Automation und Kommunikation e.V., Magdeburg in der Version 6.4 abgebildet. Das Modell umfasst die mechanische Vorreinigung des Abwassers über eine Vorklärung, die biologische Abwasserreinigung mit Belebungsbecken und Nachklärung sowie die Schlammbehandlung bestehend aus Voreindickung, Faulung, Nacheindickung und Entwässerung (Bild B.4.28). Für die Modellierung der Prozesse in den Belebungsbecken wird das Be-



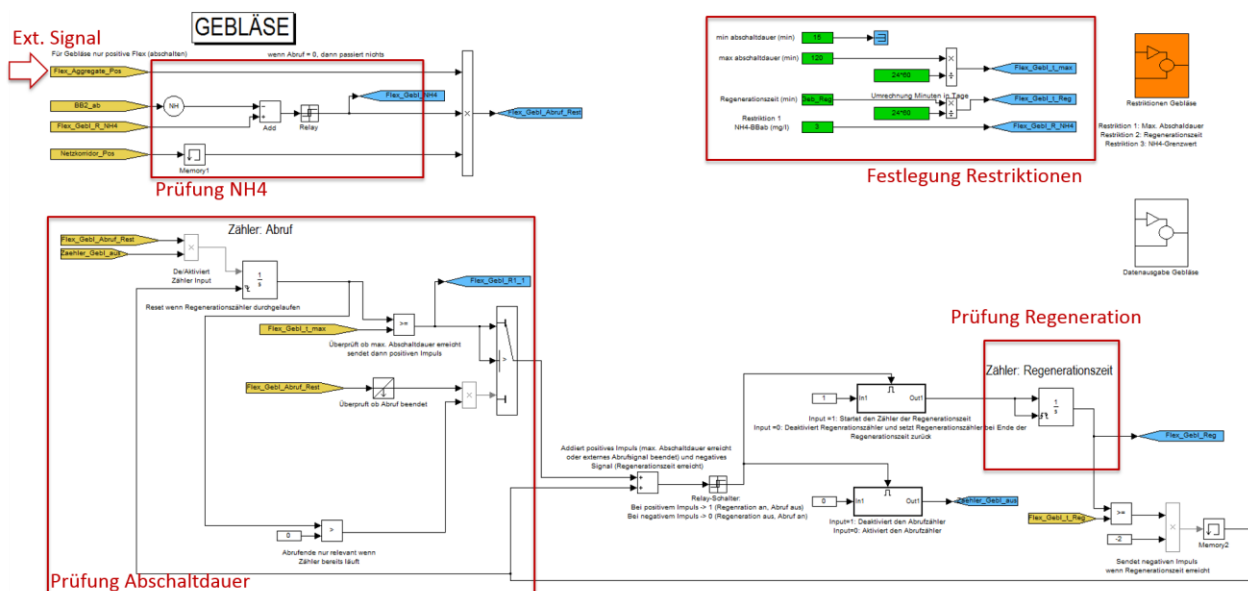


Bild B.4.29: Flexibilitätsbaustein für die Gebläse

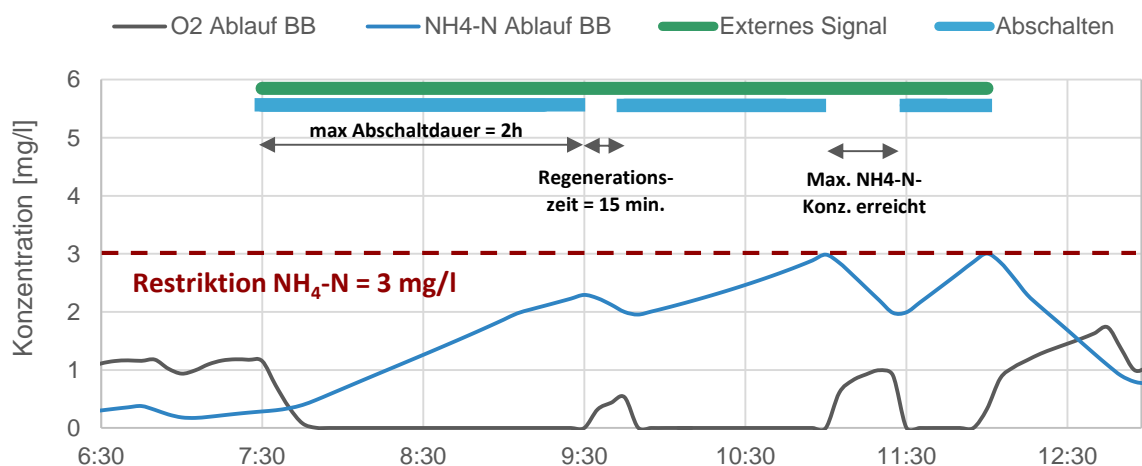


Bild B.4.30: Abschalten der Gebläse aufgrund eines externen Signals

Tabelle B.4.7: Restriktionen und Randbedingungen der einzelnen Flexibilitätsbausteine für die KA Radevormwald

Flex.	Aggregat	Restriktionen / Randbedingung	Wert
Positiv	Gebläse	Maximale Abschaltdauer	120 Minuten
		Minimale Laufzeit nach Abschaltung (Regenerationszeit)	15 Minuten
		Maximale NH <sub>4</sub> -N Konzentration Ablauf Belebung	3 mg/l
	Rücklaufschlamm-pumpen	Maximale Abschaltdauer	120 Minuten
		Minimale Laufzeit nach Abschaltung (Regenerationszeit)	60 Minuten
		Maximale Zulaufwassermenge	1.800 m <sup>3</sup> /h
	Rezirkulations-pumpen	Minimale Laufzeit nach Abschaltung (Regenerationszeit)	30 Minuten
		Maximale NO <sub>x</sub> -N Konzentration Ablauf Belebung	7 mg/l
	BHKW Positiv	Minimale Zuschaltdauer	60 Minuten
		Minimale Stillstandszeit nach Betrieb (Regenerationszeit)	5 Minuten
		Minimaler Speicherfüllstand	100 m <sup>3</sup>
		Maximale Anzahl der Schaltzyklen	5 pro Tag
	BHKW nicht bereits in Betrieb	-	

Flex.	Aggregat	Restriktionen / Randbedingung	Wert
Negativ	BHKW Negativ	Minimale Abschaltdauer	5 Minuten
		Minimale Laufzeit nach Abschaltung (Regenerationszeit)	30 Minuten
		Maximaler Speicherfüllstand	700 m <sup>3</sup>
		Anzahl der Schaltzyklen	5 pro Tag
		BHKW nicht bereits abgeschaltet	-
	Mechanische Überschuss-schlammindickung	Minimale Zuschaltdauer	120 Minuten
		Minimale Stillstandszeit nach Betrieb (Regenerationszeit)	15 Minuten
		Anzahl der Schaltzyklen	2 pro Tag
		Anwesenheit Betriebspersonal	6-16 Uhr
		Minimaler TS-Gehalt im Ablauf der Belebung	2,5 g/l

Zusätzlich zum flexibilisierten Betrieb der bereits auf der Kläranlage vorhandenen Verfahrenstechnik werden in den Betriebskonzepten II bis V die Elektrolyse sowie die daran anknüpfenden Verwertungsformen von Wasserstoff und Sauerstoff im Modell abgebildet. Die detaillierte Beschreibung der Anlagenkonzepte und die Auslegungsgröße der Speicher erfolgt in Kapitel B.3.3.2. Die Elektrolyse wird im Modell über eine konstante Leistungsaufnahme und Gasproduktion abgebildet. Die Leistungsaufnahme der Elektrolyse wie auch die Wasserstoff und Sauerstoffproduktion ist abhängig von der Standzeit der Anlage. Im Simulationsmodell wurde daher eine verminderte Leistung angesetzt. Weiterhin sind geringe Umsatzraten in der Kaltstartphase berücksichtigt. Die gewählten Leistungen der Elektrolyse, Wasserstoff- und Sauerstoffproduktion sind für die unterschiedlichen Konzepte in Tabelle B.4.8 aufgeführt. Der produzierte Wasserstoff kann entweder in einem Wasserstoffspeicher zwischengespeichert oder direkt der Verwertung zugeführt werden. Der anfallende Sauerstoff kann sowohl in der biologischen Stufe als auch für die Herstellung von Ozon in der 4 Reinigungsstufe eingesetzt werden. Im Modell werden die anfallenden Sauerstoffmengen ermittelt. Die Methanisierung ist als einfach aufgebautes Modul ausgeführt, in dem das im Biogas enthaltene CO<sub>2</sub> aus dem Klärgasspeicher mit dem H<sub>2</sub> aus dem Wasserstoffspeicher bei einer konstanten Umsatzgeschwindigkeit und einem Wirkungsgrad von 99 % zu CH<sub>4</sub> umgewandelt wird.

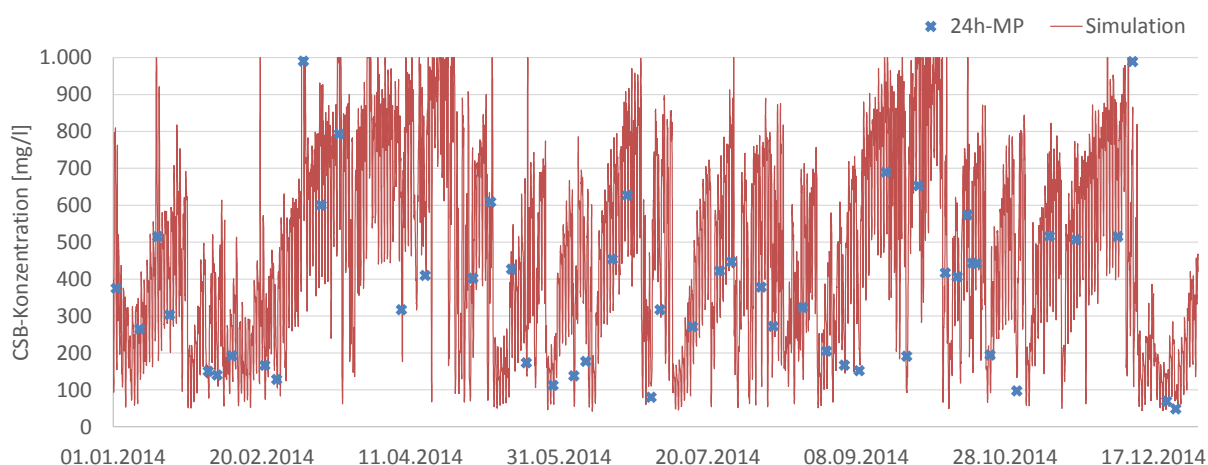
Der Strombedarf der im Modell integrierten Aggregate (Gebläse, Rücklaufschlammumpen, etc.) wird über die spezifischen Leistungsdaten in Abhängigkeit vom geförderten Volumenstrom berechnet. Verbraucher, die nicht im Modell abgebildet sind (z. B. Rechen, Grundwasserpumpwerk etc.), werden mit ihrer gemessenen Leistung berücksichtigt. In Kombination mit der Klärgasverstromung über die BHKW ergibt sich eine Gesamtstromentnahme oder -einspeisung der Kläranlage, die mit dem ins Modell eingepflegten Netzkapazitätskorridor abgeglichen wird, sodass Verletzungen der Restriktionen des lokalen Stromnetzes aufgezeigt werden können.

**Tabelle B.4.8: Elektrolyseleistung, Wasserstoff- und Sauerstoffproduktion für die untersuchten Konzepte**

		IIIa	IIIb	IV	V
		H <sub>2</sub> -N Beimischung	H <sub>2</sub> BHKW	H <sub>2</sub> - Einspeisung	CH <sub>4</sub> - Einspeisung
Nennleistung	kW	74	165	1050	900
Leistungsaufnahme (Simulation)	kW	58	139	884	774
Produktion H <sub>2</sub>	Nm <sup>3</sup> /h	10	25	160	140
Produktion H <sub>2</sub> (Kaltstart)	Nm <sup>3</sup> /h	6,25	15,625	100	87,5
Produktion O <sub>2</sub>	Nm <sup>3</sup> /h	5	12,5	80	70
spez. Energieverbrauch BOL	kW/Nm <sup>3</sup> H <sub>2</sub>	5,00	4,79	4,76	4,76
spez. Energieverbrauch BOL (Kaltstart)	kW/Nm <sup>3</sup> H <sub>2</sub>	6,47	6,20	6,16	6,16
spez. Energieverbrauch EOL	kW/Nm <sup>3</sup> H <sub>2</sub>	6,53	6,32	6,29	6,29

### B.4.5.1.2 Eingangsdaten

Um die Auswirkungen eines durch externe Signale vorgegebenen flexibilisierten Kläranlagenbetriebs über einen längeren Zeitraum bewerten zu können, werden Zulaufdaten für ein Jahr für das Simulationsmodell generiert. Als Datengrundlagen dienen die Zuflussdaten der Kläranlage Radervornwald aus dem Jahr 2014. Die Abwassermenge wird über den online gemessenen, zufließenden Abwasservolumenstrom in das Modell eingelesen. Um die tageszeitlichen Schwankungen der Zulauffracht abzubilden, wird ein normierter Trockenwettertagesgang aus charakteristischen beprobten Trockenwettertagen abgeleitet und für die Dynamisierung der mittleren Tagesfracht angesetzt. Darüber hinaus werden für alle beprobten Tage die gemessenen Tagesfrachten angesetzt. An den nicht beprobten Tagen geht die Tagesfracht im Jahresmittel in die Berechnung ein. Hiermit ergibt sich die in Bild B.4.31 dargestellte Jahrganglinie für den Parameter CSB. Zusätzlich sind die vorhandenen 24-h-Mischproben der beprobten Tage eingezeichnet. Die maximalen Konzentrationen wurden im Modell auf  $1000 \text{ mg}_{\text{CSB}}/\text{l}$  und  $100 \text{ mg}_{\text{TKN}}/\text{l}$  limitiert.

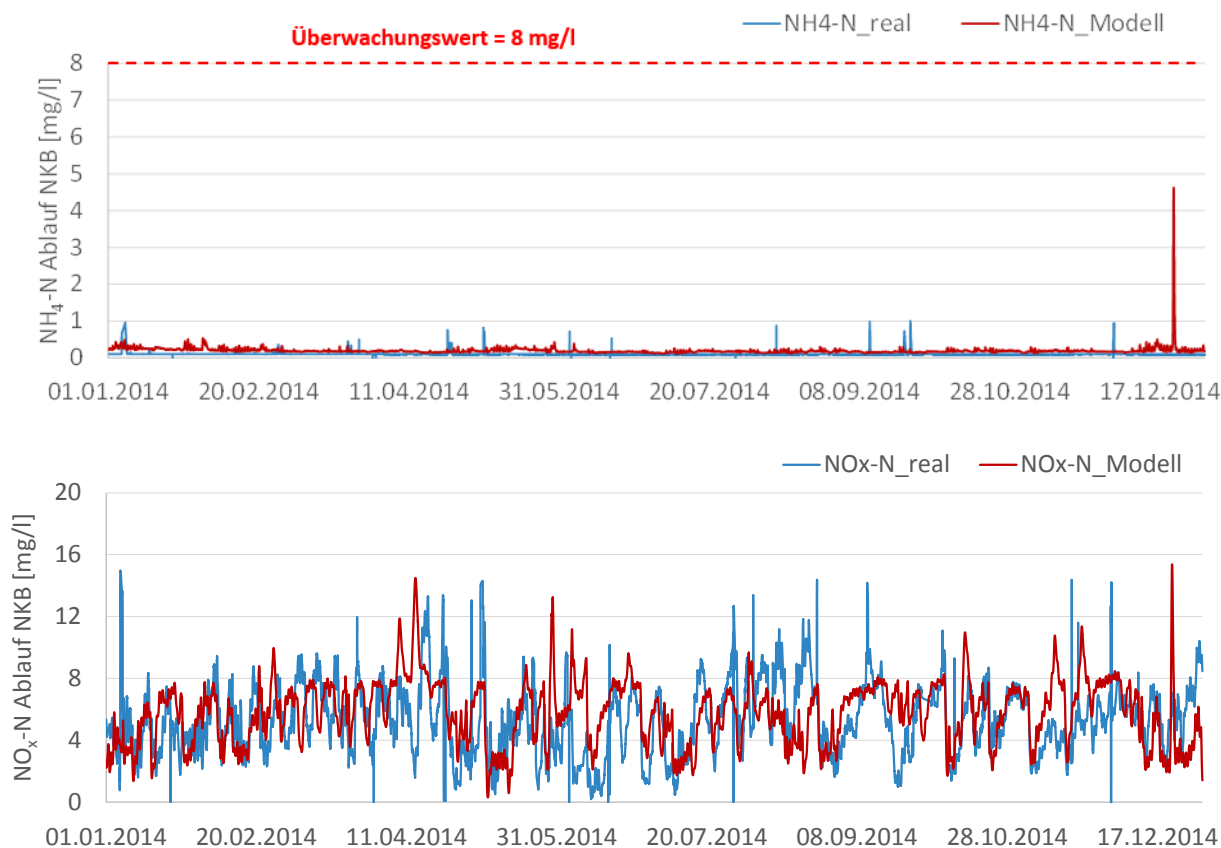


**Bild B.4.31: Eingangsdaten Simulation: CSB-Zulaufkonzentration zur Kläranlage**

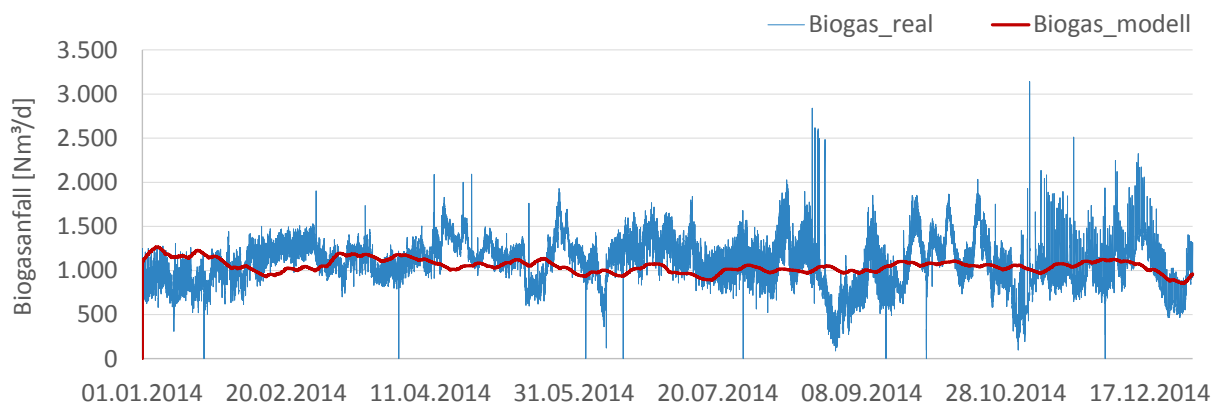
### B.4.5.1.3 Modellabgleich

Die berechnete Reinigungsleistung, die Energieproduktion und der Fremdbezug aus dem Simulationsmodell der Kläranlage Radevormwald werden mit den gemessenen Daten für das Jahr 2014 abgeglichen (Modellabgleich). Bei der Interpretation der Ergebnisse ist zu beachten, dass für die Mehrzahl der untersuchten Tage keine Messungen der Zulaufbelastung vorlagen und an diesen Tagen eine mittlere Fracht angesetzt wurde. Aus diesem Grund ist die Kläranlagenbelastung des Modells insgesamt gleichmäßiger als die Belastung der Kläranlage im realen Betrieb. In Bild B.4.32 ist die simulierte Stickstoffkonzentration im Ablauf der Kläranlage den gemessenen Werten gegenübergestellt. Das Konzentrationsniveau und die Dynamik der Ablaufwerte kann abgebildet werden. Auffällig ist, dass, abgesehen von einigen Peaks, die im Ablauf der KA gemessene Ammoniumkonzentration über das gesamte Jahr deutlich unter  $0,5 \text{ mg/l}$  liegt.

Der jahreszeitliche Verlauf der Gasproduktion ist in Bild B.4.33 dargestellt. Die simulierte Biogasmenge entspricht mit  $1.050 \text{ Nm}^3/\text{d}$  im Jahresmittel fast der gemessenen Menge von  $1.072 \text{ Nm}^3/\text{d}$ . Die Dynamik der Gasproduktion kann nicht abgebildet werden. Dies ist vermutlich darauf zurückzuführen, dass im Simulationsmodell an dem Großteil der simulierten Tage die mittlere Jahresfracht zuläuft und zudem die Primärschlammzugabe in die Faulung im Modell konstant und nicht nach dem Eindickgrad Schlammes (TS-Gehalt in der Vorklärung und in der Voreindickung) erfolgt. Durch die Verstromung des Gases wird im Modell im Jahresmittel eine Leistung von  $84 \text{ kW}$  bereitgestellt (Messung:  $83 \text{ kW}$ ). In Tabelle B.4.9 sind der simulierte Energieverbrauch und die Leistung der einzelnen Verbrauchergruppen den Ergebnissen der energetischen Bewertung für das Jahr 2014 gegenübergestellt. Aufgrund der insgesamt guten Übereinstimmung zwischen Simulation und Messung kann das entwickelte Simulationsmodell für die Beurteilung der Flexibilitätserstellung der Kläranlage eingesetzt werden.



**Bild B.4.32: Vergleich von simulierter und gemessener  $\text{NH}_4\text{-N}$  und  $\text{NO}_x\text{-N}$  Ablaufkonzentration**



**Bild B.4.33: Vergleich von simulierter und gemessener Gasproduktion**

**Tabelle B.4.9: Vergleich des simulierten und gemessenen Energieverbrauchs**

Verfahrensgruppe	Aggregategruppe	Rade 2014 Energieanalyse		Simulation_Ist-Zustand 2014	
		Verbrauch kWh/a	Leistung kW	Verbrauch kWh/a	Leistung kW
Mechanik	Rechen	2.612	0,30	2.628	0,30
	Sandfang	19.274	2,20	18.967	2,17
	Vorklärung (inkl. PS-Pumpe)	14.203	1,62	13.578	1,55
Biologie	Belüftung	799.373	91,25	793.549	90,59
	Umwälzung	86.678	9,89	87.892	10,03



Verfahrensgruppe	Aggregategruppe	Rade 2014 Energieanalyse		Simulation_Ist-Zustand 2014	
		Verbrauch kWh/a	Leistung kW	Verbrauch kWh/a	Leistung kW
	Rezirkulation	52.773	6,02	48.913	5,58
	Rücklaufschlammförderung	218.174	24,91	218.533	24,95
<b>Nachklärung</b>	Nachklärung	48.770	5,57	48.793	5,57
<b>Fällmitteldosierung</b>	Fällmitteldosierung	1.782	0,20	1.752	0,20
<b>Schlamm- behandlung</b>	Voreindickung (PS)	1.994	0,23	2.015	0,23
	ÜSS-Abzug und Voreindickung*	37.657	4,30	23.460	2,68
	Faulung	190.606	21,76	193.314	22,07
	Nacheindickung	1.648	0,19	1.664	0,19
	Entwässerung	34.587	3,95	35.960	4,10
<b>Sonstiges</b>		112.575	12,85	126.932	14,49
	<b>Summe</b>	<b>1.622.708</b>	<b>185,24</b>	<b>1.617.951</b>	<b>184,70</b>

\*Real wird kontinuierlich ÜSS in die VK gefördert, dieser Mehrverbrauch wird im Modell unter "Sonstiges" mit berücksichtigt

## B.4.5.2 Flexibilitätsoption auf und -bereitstellung durch die Kläranlage

### B.4.5.2.1 Übersicht der untersuchten Flexibilitätsoptionen

Die Flexibilitätsoptionen der Kläranlage Radevormwald und die Interaktion mit dem Markt und dem vorgelegerten Verteilnetz werden für 5 Anlagenkonzepte untersucht. In Kapitel B.3.3.2 sind die Anlagenkonzepte aufgelistet und jeweils beschrieben.

### B.4.5.2.2 Konzept I

Im Konzept I wird der flexible Betrieb der Gebläse, der Rücklaufschlammumpen, der Rezirkulationspumpen, der maschinellen Überschussschlammeindickung und BHKW für den Betrachtungszeitraum 2014 und 2035 untersucht. Als Eingangssignal vom Markt werden die Minutenregelleistung (MRL) und Sekundärregelleistung (SRL) (siehe Bild B.4.13) berücksichtigt. Die Dauer der einzelnen Signale für die MRL liegt in einem Bereich von 15 Minuten bis zu 11,5 Stunden und für die SRL in einem wesentlich engeren Bereich von wenigen Sekunden bis 5 Minuten. In den Simulationsläufen mit SRL wurden Signale kürzer als eine Minute auf eine Minute aufgerundet, da die Eingangsaufösung des Simulationsmodells 1 Minute entspricht. In Tabelle B.4.10 ist die Gesamtdauer der prognostizierten Marktsignale und der daraus generierten Signale für die Simulation zusammengestellt.

**Tabelle B.4.10: Aufsummierte Dauer der Marktsignale**

Jahr	Gesamtdauer Signale Marktanalyse						Angepasste Signale SRL Simulation		
	MRL			SRL			SRL		
	Positiv		Negativ	Positiv		Negativ	Positiv		Negativ
	BHKW und Aggregate	BHKW	Aggregate	BHKW und Aggregate	BHKW	Aggregate	BHKW und Aggregate	BHKW	Aggregate
2014	101 h/a	17 h/a	12 h/a	87 h/a	49 h/a	49 h/a	100 h/a	59 h/a	59 h/a
2035	187 h/a	22 h/a	14 h/a	117 h/a	57 h/a	57 h/a	208 h/a	75 h/a	75 h/a

Nachfolgend sind für die vier simulierten Szenarien (MRL 2014, MRL 2035, SRL 2014, SRL 2035) die Anteile der externen Signale, die zu einem An-, bzw. Abschalten (nachfolgend Abruf genannt) geführt haben, für die einzelnen Aggregate grafisch abgebildet. Es ist ebenfalls dargestellt, welche Restriktionen einen Abruf verhindert haben.



In Bild B.4.34 und Bild B.4.35 ist erkennbar, dass die Abrufanteile der abgeschalteten Aggregate bei den MRL Signalen für 2014 und 2035 sehr ähnlich verteilt sind. Die höchste Abrufquote ( $\geq 94\%$ ) wird von den Gebläsen erreicht. Nur ein geringer Teil der Abschaltensignale wurde von den Restriktionen  $\text{NH}_4\text{-N}$ -Grenzwert und maximale Abschaltdauer unterbunden. Hier spiegelt sich die sehr gute Reinigungsleistung der Kläranlage Radevormwald mit Ammoniumstickstoffablaufwerten von deutlich unter  $0,5\text{ mg/l}$  wider, die zu einer großen Pufferkapazität bei einem Abschalten der Gebläse führt. Der Anteil der Abschaltungen der Rücklaufschlamm- und Rezirkulationspumpen ist mit  $65\% - 70\%$  geringer als bei den Gebläsen. Hier sind die maximale Zulaufwassermenge und der eingestellte  $\text{NO}_x\text{-N}$ -Grenzwert die am häufigsten aktiven Restriktionen. Die Zuflussgröße ist als Restriktion berücksichtigt, um bei hohen Wassermengen die Rückführung des Schlammes aus der Nachklärung in die Belebung über die RS-Pumpen zu gewährleisten. Der Nitratgehalt im Ablauf der Belebung ist begrenzt, um eine ausreichende Denitrifikation sicherzustellen.

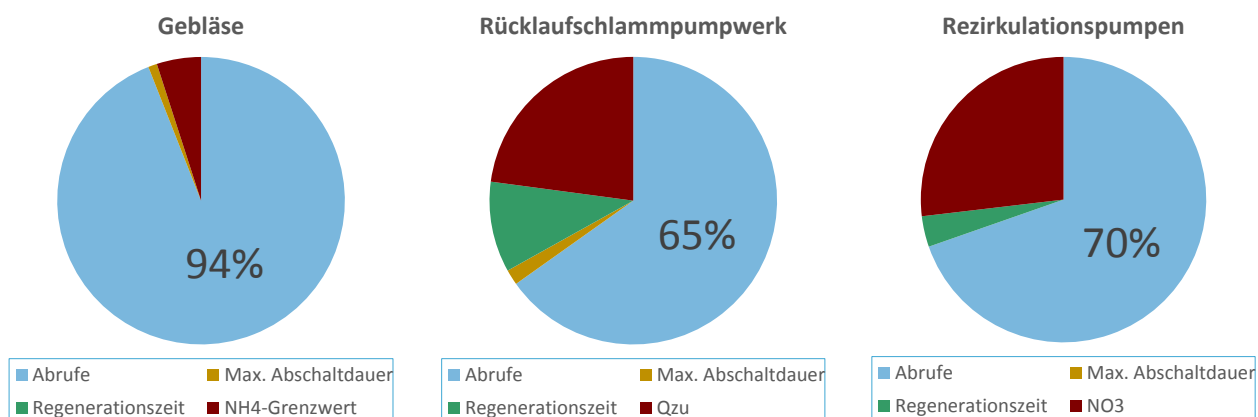


Bild B.4.34: MRL 2014 Aggregate Positiv

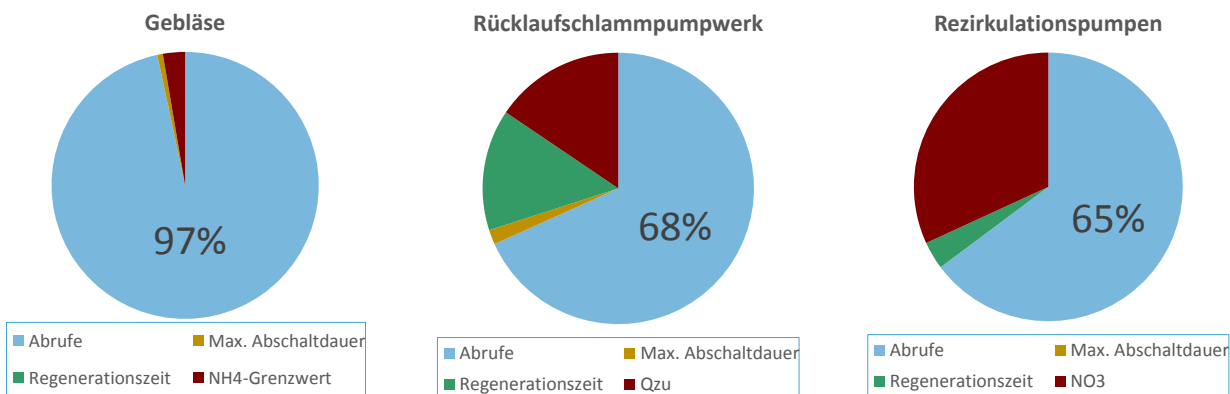
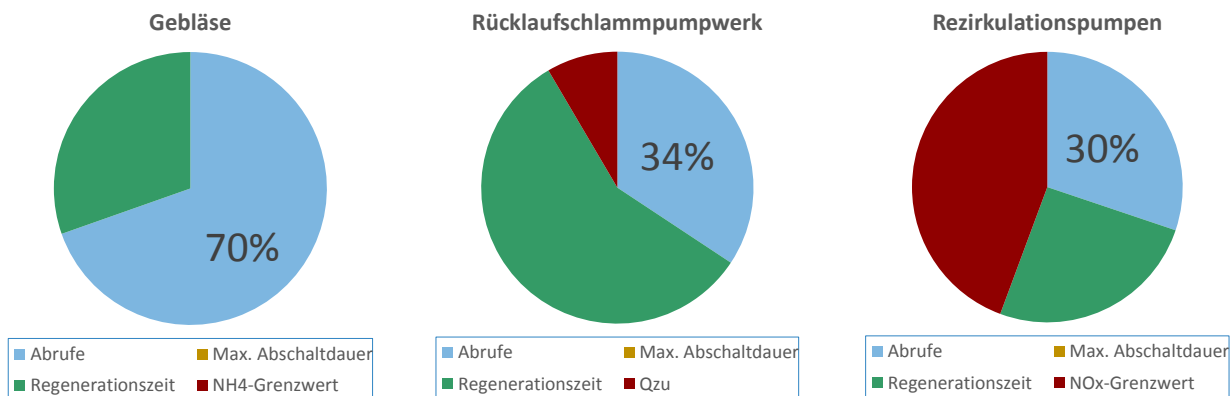
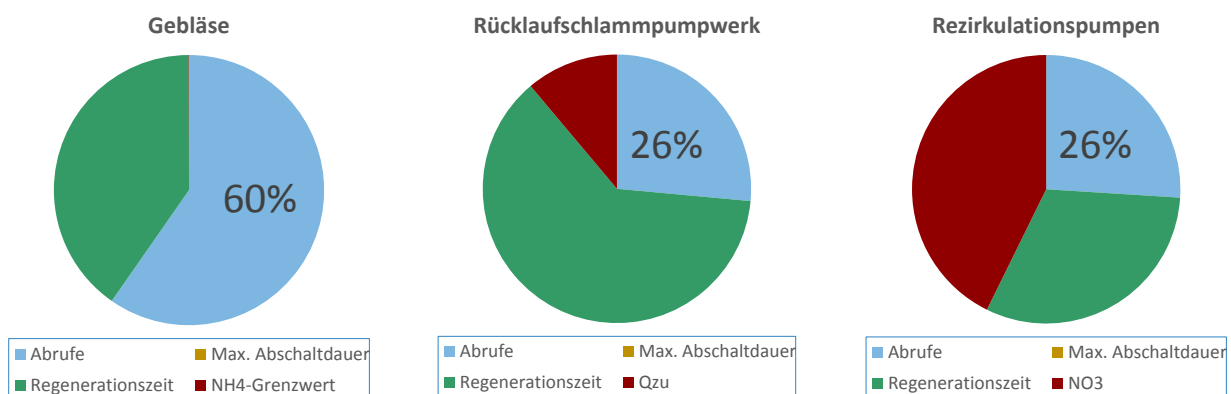


Bild B.4.35: MRL 2035 Aggregate Positiv

Die Verteilung der Abrufe und Restriktionen der abschaltbaren Aggregate bei SRL 2014 und 2035 ist in Bild B.4.36 und Bild B.4.37 dargestellt. Insgesamt werden mehr Signale durch Restriktionen verhindert als bei MRL. Auffällig ist der hohe Anteil der Restriktion „Regenerationszeit“ bei allen Aggregaten. Die Regenerationszeit ist bei den Gebläsen mit 15 Minuten, beim Rücklaufschlammumpwerk mit 60 Minuten und bei den Rezirkulationspumpen mit 30 Minuten festgelegt. Die SRL Signale weisen eine Dauer von 1 bis 5 Minuten auf. Oftmals dauern die Pausen zwischen den Signalen nur wenige Minuten an, sodass die Regenerationszeit eine Vielzahl dieser Signale unterbindet. Dies spiegelt sich in den Verteilungen wider. Das Rücklaufschlammumpwerk hat mit 60 Minuten die größte Regenerationszeit und gleichzeitig den höchsten Anteil dieser Restriktion. Versuchsweise wurde für den flexibilisierten Betrieb der Gebläse (SRL 2035) die Regenerationszeit ausgesetzt. Die externen Signale konnten daraufhin zu annähernd 100 % durchgeführt werden, wobei aufgrund der jeweils sehr kurzen Abschaltdauern keinerlei Einfluss auf die Reinigungsleistung festzustellen war. Zu beachten ist hier nur die relativ hohe Abschalthäufigkeit von im Mittel 23 Abschaltungen pro Tag.



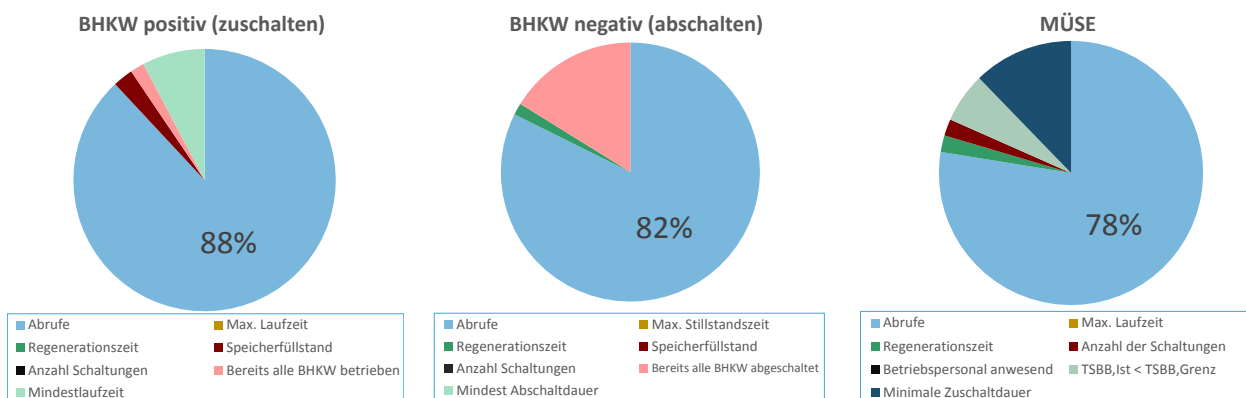
**Bild B.4.36 SRL 2014 Aggregate Positiv**



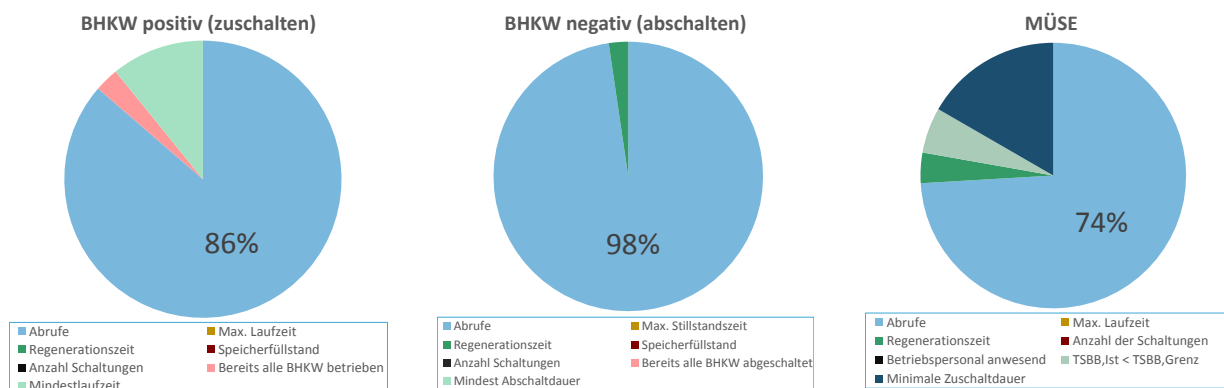
**Bild B.4.37: SRL 2035 Aggregate Positiv**

Bild B.4.38 und Bild B.4.39 zeigt die Verteilung der Abrufe und Restriktionen für die BHKW (an- und abschaltbar) und die maschinelle Überschussschlammeindickung (MÜSE, anschaltbar) bei MRL 2014 und 2035. Das BHKW kann bei 88 % (2014) bzw. 86 % (2035) der Signale zugeschaltet werden. Am häufigsten verhinderte die Mindestlaufzeit mit ca. 7,7 % das Zuschalten der BHKW. Dies bedeutet, dass das BHKW aufgrund eines externen Signals angeschaltet wurde, dieses Signal dann endete, das BHKW aufgrund der eingestellten Mindestlaufzeit aber weiter betrieben wurde. Aus diesem Grund war das BHKW bei einem folgenden Signal bereits in Betrieb und konnte nicht erneut zugeschaltet werden. Darüber hinaus konnte das BHKW zeitweise nicht zugeschaltet werden, da alle BHKW bereits im Normalbetrieb zugeschaltet waren (1,7 % der Abrufe). Der minimale Füllstand im Gasspeicher war mit nur 2,5 % der Abrufe bei der MRL 2014 Grund der Restriktion.

Die Abrufquoten für die negative Flexibilität (BHKW abschalten und MÜSE anschalten) sind mit 74 % bis 98 % relativ hoch. Es ist allerdings zu beachten, dass die Anzahl der Signale zur Bereitstellung von negativer Flexibilität verglichen mit der positiven Flexibilität sehr gering ist (vgl. Tabelle B.4.10).

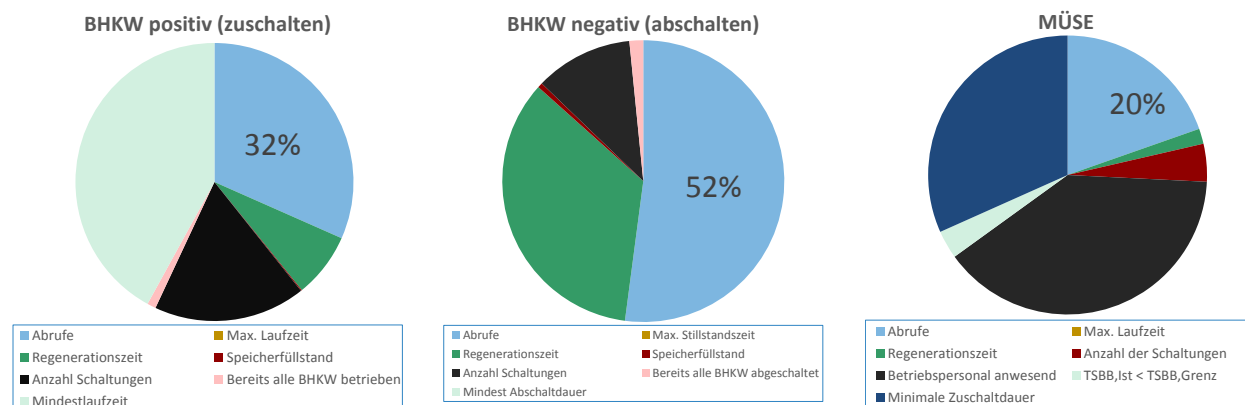


**Bild B.4.38: MRL 2014 BHKW und MÜSE**

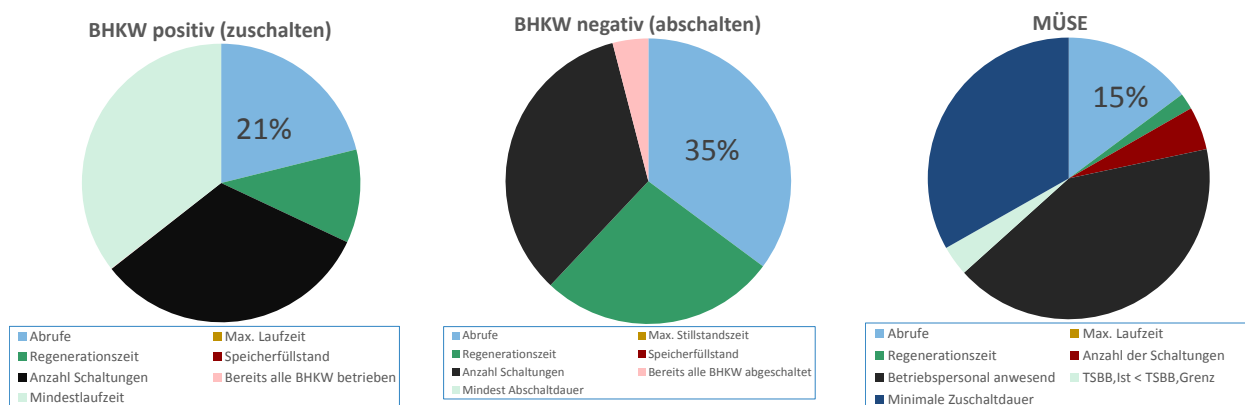


**Bild B.4.39: MRL 2035 BHKW und MÜSE**

Die Ergebnisse zum flexibilisierten Betrieb der BHKW und MÜSE nach SRL 2014 und 2035 sind in Bild B.4.40 und Bild B.4.41 dargestellt. Die Abrufquoten sind mit 15 % bis 52 % relativ gering. Aufgrund der aggregatspezifischen Restriktionen eignen sich BHKW und MÜSE nicht für die häufig sehr kurzen Signale bei SRL. Die BHKW werden insbesondere durch die begrenzte Anzahl an täglichen Schaltungen (n=5) und die langen Mindestlauf- und Regenerationszeiten bei der Bereitstellung von SRL eingeschränkt. Der Einsatz der BHKW für die SRL bietet sich daher nur an, wenn im Teillastbetrieb der BHKW die Leistung bereitgestellt werden kann. Die MÜSE eignet sich insbesondere aufgrund der langen minimalen Laufzeit von 2 Stunden nicht für die kurzen Signale mit einer Dauer von 1 bis 5 Minuten.



**Bild B.4.40: SRL 2014 BHKW und MÜSE**

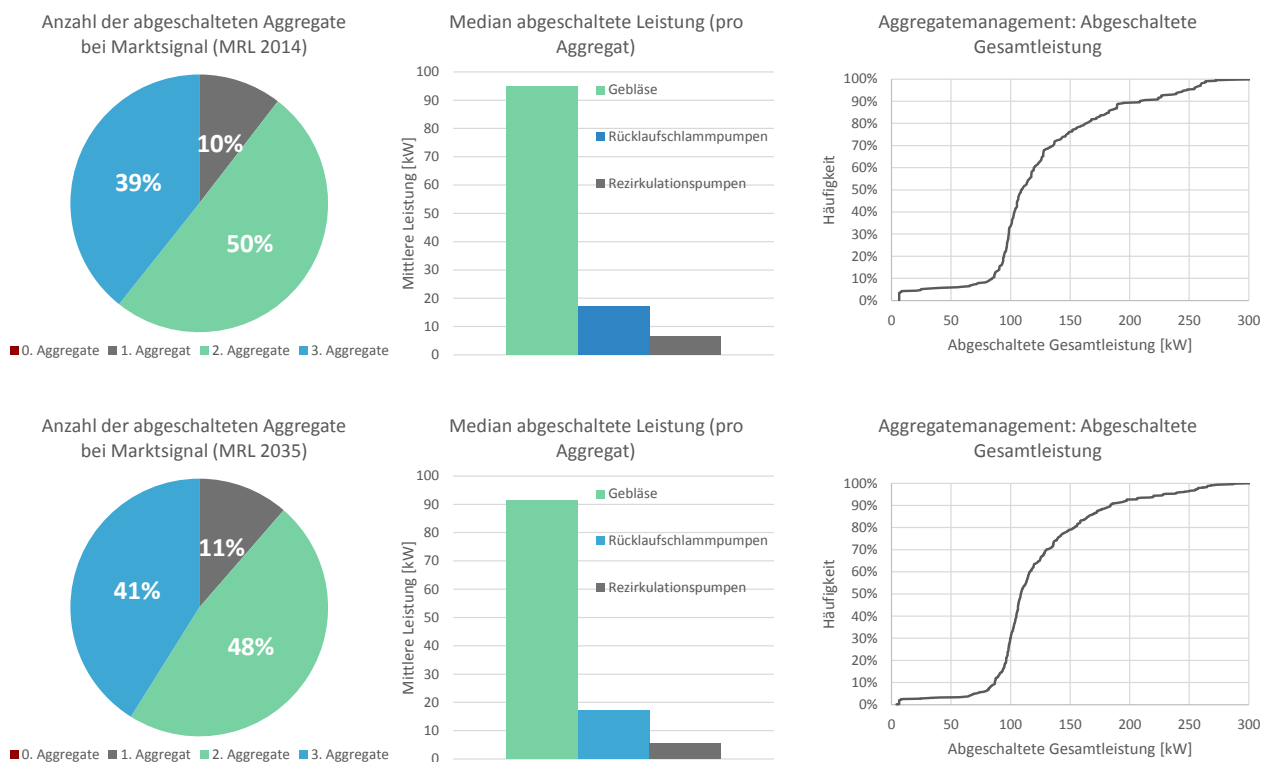


**Bild B.4.41: SRL 2035 BHKW und MÜSE**

In Bild B.4.43 ist die Anzahl der bei einem Signal abgeschalteten Aggregate (Gebläse, Rücklaufschlamm-pumpen, Rezirkulationspumpen) für die unterschiedlichen MRL und SRL Szenarien dargestellt. Die Aggregate werden gemeinsam betrachtet, da ihre gebündelte Leistung am Markt angeboten wurde. Zusätzlich sind die mittlere pro Aggregat abgeschaltete Leistung sowie die Häufigkeitsverteilung der abgeschalteten Ge-

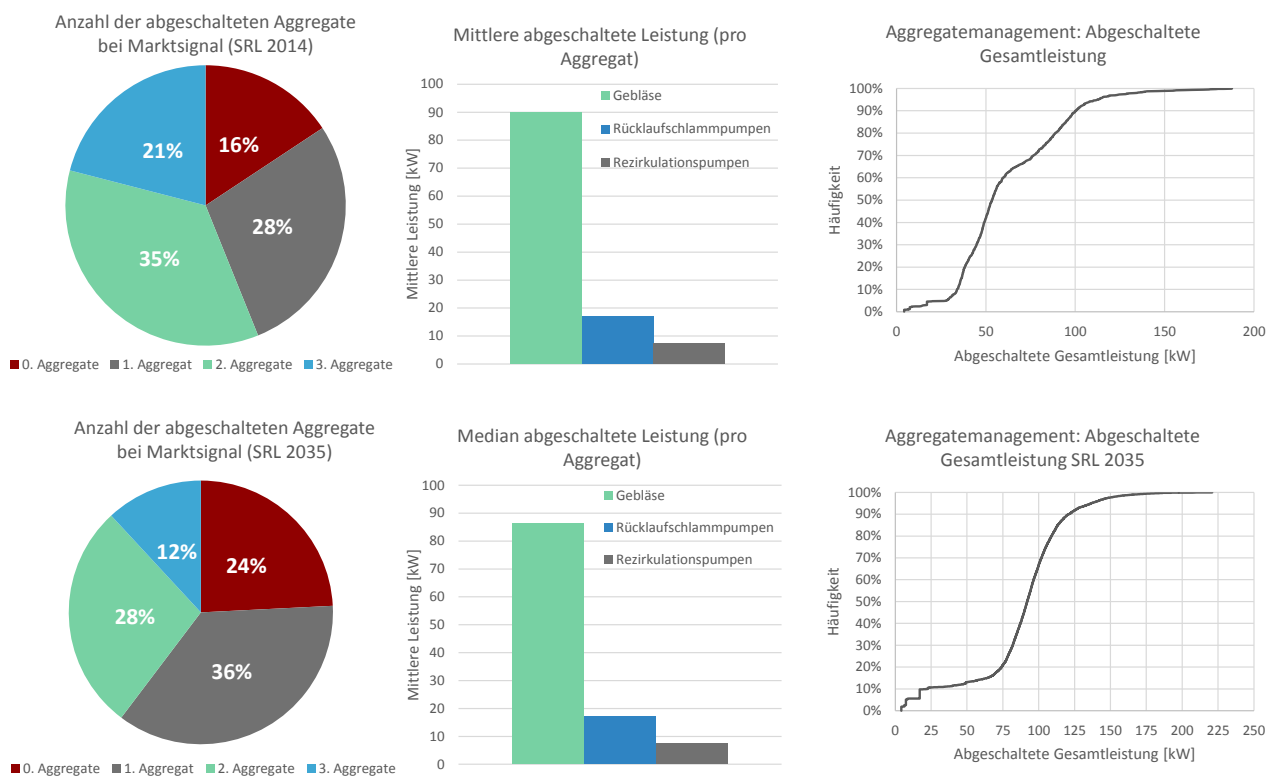
samtleistung abgebildet. Die Häufigkeitsverteilung beinhaltet keine Signale, die zu keiner Abschaltung (also Leistung = 0 kW) geführt haben. Die abgeschaltete Leistung ist variabel, da die Aggregate je nach Zulaufbelastung unterschiedlich betrieben werden.

Bei MRL werden bei jedem Signal mindestens ein und am häufigsten zwei Aggregate abgeschaltet. Die größte mittlere Leistung (rund 90 kW) kann von den Gebläsen bereitgestellt werden. Der Median der abgeschalteten Gesamtleistung liegt bei den Aggregaten in Summe bei 110 kW. Da die Gebläse den Großteil der Leistung bereitstellen und darüber hinaus am wenigsten durch Restriktionen eingeschränkt werden, haben diese das größte Flexibilisierungspotenzial.



**Bild B.4.42: Abgeschaltete Gesamtleistung der Aggregate aufgrund von MRL 2014/2035**

Bei SRL kann bei 16 % bzw. 24 % der Signale kein Aggregat abgeschaltet werden. Der Median der von den einzelnen Aggregaten zur Verfügung gestellten Leistung ist in einer ähnlichen Höhe wie bei MRL. Der Median der abgeschalteten Gesamtleistung liegt im Szenario 2014 bei 53 kW und im Szenario 2035 bei 92 kW. Die abgeschaltete Gesamtleistung ist bei der SRL geringer als bei der MRL.



**Bild B.4.43: Abgeschaltete Gesamtleistung der Aggregate aufgrund SRL 2014/2035**

In Tabelle B.4.11 sind positive und negative Flexibilitätsbereitstellung in Form der im arithmetischen Mittel bereitgestellten Leistung und der in Summe bereitgestellten Arbeit zusammenfassend dargestellt. In 2014 werden durch MRL ca. 20.000 kWh positiv und 1.200 kWh negativ bereitgestellt. 2035 beträgt die dem Regelenergiemarkt zur Verfügung gestellte Arbeit 36.000 kWh positiv und 1.800 kWh negativ. Bei der SRL 2014 ergeben sich 10.000 kWh positiv und 2.600 kW negativ. Trotz einer prozentual geringen Flexibilitätsbereitstellung in 2035 (verglichen mit SRL 2014) ergibt sich durch die höhere absolute Abrufanzahl eine insgesamt größere Arbeit für die SRL 2035 von 16.000 kWh positiv und 2.200 kW negativ.

**Tabelle B.4.11: Positive /negative Flexibilitätsbereitstellung der Aggregate und BHKW-Anlagen aufgrund Marktsignalen des Jahres 2014 und 2035**

Jahr		MRL			
		Positiv		Negativ	
		BHKW	Aggregate	BHKW	Aggregate
2014	Dauer Signale	101 h	101 h	17 h	12 h
	Dauer Abruf	89 h	101 h	14 h	10 h
	Mittlere Leistung	79 kW	125 kW	79 kW	12,7 kW
	Arbeit	6.992 kWh	12.587 kWh	1.106 kWh	121 kWh
	Summe Arbeit	19.578 kWh		1.227 kWh	
2035	Dauer Signale	187 h	187 h	22 h	14 h
	Dauer Abruf	161 h	187 h	21 h	10 h
	Mittlere Leistung	79 kW	123 kW	79 kW	12,7 kW
	Arbeit	12.739 kWh	22.980 kWh	1.659 kWh	127 kWh
	Summe Arbeit	35.718 kWh		1.786 kWh	

Jahr		SRL			
		Positiv		Negativ	
		BHKW	Aggregate (Gebläse RLS RZ)	BHKW	Aggregate
2014	Dauer Signale	100 h	100 h	59 h	59 h
	Dauer Abruf	32 h	69h 34h 30h	31 h	12 h
	Mittlere Leistung	79 kW	96kW 22kW 7 kW	79 kW	12,7 kW
	Arbeit	2.492 kWh	7.598 kWh	2.426 kWh	147 kWh
	Summe Arbeit	10.090 kWh		2.574 kWh	
2035	Dauer Signale	208 h	208 h	75 h	75 h
	Dauer Abruf	44 h	124h 55h 53h	26 h	11 h
	Mittlere Leistung	79 kW	89kW 22kW 7kW	79 kW	12,7 kW
	Arbeit	3.468 kWh	12.627 kWh	2.076 kWh	141 kWh
	Summe Arbeit	16.095 kWh		2.217 kWh	

#### Auswirkungen auf das lokale Stromnetz

Die Kopplung der Kläranlagensimulation mit dem Netzkapazitätskorridor (vgl. Kapitel B.4.4.2.2) zeigt für MRL und SRL 2014 keine Grenzwertverletzungen. Mit dem Ausbau der Erneuerbaren Energien verschiebt sich der Netzkapazitätskorridor und es kommt 2035 zu Grenzwertverletzungen. Die Anzahl der Verletzungen ist dabei weitestgehend unabhängig davon, ob die Anlage im Normalbetrieb oder nach MRL/SRL flexibilisiert betrieben wird.

Durch die Bereitstellung von negativer Flexibilität kann die Kläranlage auch netzdienlich agieren und ein Großteil der Grenzwertverletzungen wird aufgehoben (siehe Kapitel B.4.4.2.4).

**Tabelle B.4.12: Zusammenstellung der Grenzwertverletzungen im Netz für den Status Quo, MRL und SRL 2014/2035**

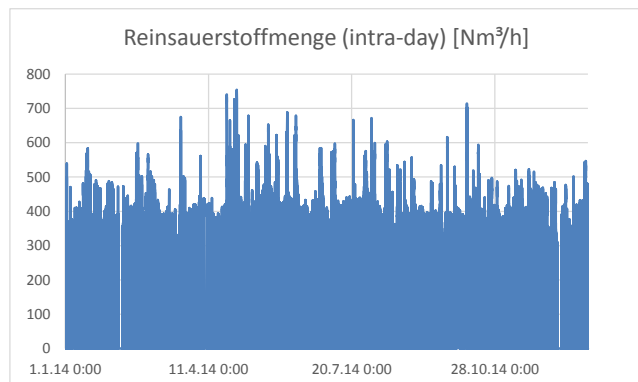
Variante	Ist-Zustand 2014	MRL 2014	SLR 2014	Ist-Zustand 2035	MRL 2035	SRL 2035
Anzahl Grenzwertverletzungen	0	0	0	179	181	186

#### **B.4.5.2.3 Konzept II**

Im Konzept IIa wird die Bereitstellung von Flexibilität durch die Erzeugung von Sauerstoff mittels VPSA erhöht. Die Reinsauerstoffherzeugung erfolgt mit überschüssigem EE-Strom (vgl. B.3.3.2 und B.4.2.3.1). Der Sauerstoff wird unter Druck gespeichert und kann dann zeitversetzt für die Belüftung der biologischen Stufe zudosiert werden, wenn kein Stromüberschuss vorliegt. Die Reinsauerstoffbeimischung wird vereinfacht mit einem Volumenanteil von 12 % der erforderlichen Druckluft angesetzt (vgl. B.3.2.1.6). Ausgehend von der simulierten Druckluftmenge (siehe Bild B.4.44 und Tabelle B.4.13) ergibt sich eine theoretisch einsetzbare jährliche Reinsauerstoffmenge von 1.666.000 Nm<sup>3</sup>/a.

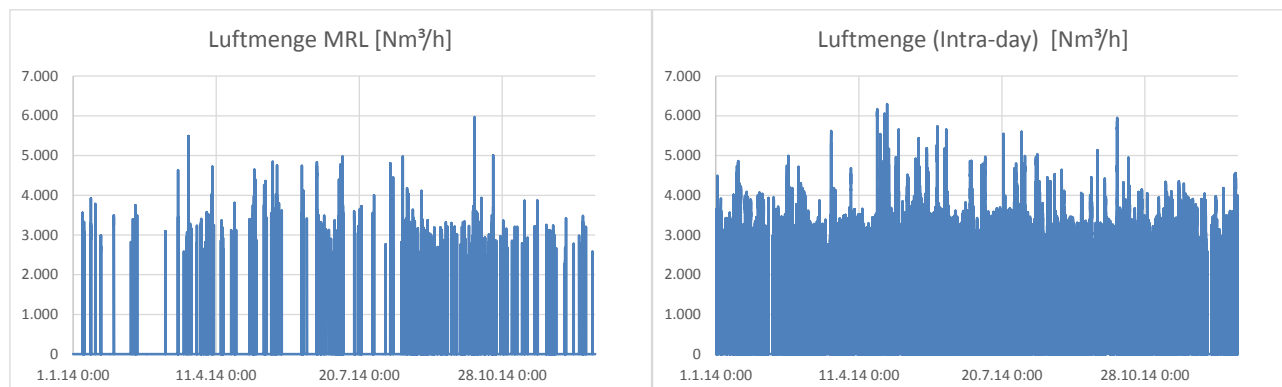
**Tabelle B.4.13: Zusammenstellung der Druckluftmenge aus der Simulation unter Berücksichtigung der Marktsignale (Intraday 2035) für Konzept IIa und IIb und Ableitung des theoretischen erforderlichen Reinsauerstoffmenge**

Kläranlagen- größe	Druckluftmenge			Reinsauerstoffmenge	
	Gesamt	Marktsignal (MRL)	Marktsignal (Intraday)	Gesamt	Marktsignal (Intraday)
	[Nm <sup>3</sup> /a]	[Nm <sup>3</sup> /a]	[Nm <sup>3</sup> /a]	[Nm <sup>3</sup> /a]	[Nm <sup>3</sup> /a]
20.000 EW	6.666.360	150.354	3.452.433	831.066	430.400
50.000 EW	17.204.640	388.036	8.910.090	2.331.806	1.207.616
150.000 EW	50.483.880	1.138.620	26.145.036	7.200.100	3.728.851
58.000 EW	26.812.126	604.724	13.885.699	3.217.455	1.666.284



**Bild B.4.44: Benötigte Reinsauerstoffmenge bei Marktsignal Intraday 2035**

Im Konzept IIb wird die Bereitstellung von Flexibilität durch die Möglichkeit der Speicherung von Druckluft umgesetzt. Die Druckluft wird gespeichert und kann anstatt der Belüftungsaggregate der biologischen Stufe verwendet werden. Der Einsatz von gespeicherter Druckluft wird für zwei Anwendungsfälle untersucht. Zum einen wird Druckluft eingesetzt, um die Belüftung während eines Abschaltens der Gebläse zur Bereitstellung von positiver Flexibilität sicherzustellen. Somit könnte eine Beeinflussung der Reinigungsleistung trotz Flexibilisierung verhindert werden. Darüber hinaus ist es denkbar, Druckluft bei niedrigem Strompreis an der Börse zu speichern und bei hohem Strompreis an Stelle der Verdichter zur Belüftung der biologischen Stufe einzusetzen. Im Simulationsmodell wird die theoretische Luftmenge, die während der Marktsignale der MRL 2035 oder Intraday 2035 über den Druckluftspeicher zur Verfügung gestellt werden muss, ermittelt (Bild B.4.45 und Tabelle B.4.13). Die erforderliche Luftmenge beträgt bei MRL 2035 605.000 Nm<sup>3</sup>/a. Für Intraday 2035 liegt die zu speichernde Luftmenge bei 13.886.000 Nm<sup>3</sup>/a.



**Bild B.4.45: Benötigte Luftmenge bei Marktsignalen MRL / Intraday 2035**

#### B.4.5.2.4 Konzept III und IV

Im Konzept III und IV wird das Simulationsmodell um den Baustein der Wasserelektrolyse zur Umwandlung von überschüssigem EE-Strom in speicherfähigen Wasserstoff erweitert. Der Wasserstoff wird direkt auf



der Anlage verwertet oder ins Gasnetz eingespeist. Der produzierte Reinsauerstoff kann zur Belüftung der Belebung oder im Rahmen einer Ozonierung eingesetzt werden. Es werden folgende Optionen untersucht:

- Konzept IIIa: Wasserstoffbeimischung bis zu einem Anteil von 10%
- Konzept IIIb: Betrieb eines H<sub>2</sub>-BHKW in Kombination mit einem Wasserstoffspeicher.
- Konzept IV: Einspeisung von Wasserstoff in das Gasnetz

Die Elektrolyse wird mit überschüssigem EE-Strom betrieben (vgl. B.3.3.2.2(2) und B.4.2.3.1). Für das H<sub>2</sub>-BHKW wird eine elektrische Leistung von 26,25 kW, ein Wirkungsgrad von 35 % und ein Heizwert für den Wasserstoff von 3 kWh/Nm<sup>3</sup> angesetzt. Der Betrieb des H<sub>2</sub>-BHKW bzw. die H<sub>2</sub>-Beimischung erfolgt nur, wenn die Elektrolyse ausgeschaltet ist und somit kein überschüssiger EE-Strom im Netz vorhanden ist. Produzierter Wasserstoff, der nicht verstromt bzw. im H<sub>2</sub>-Speicher zwischengespeichert werden kann, wird beim Konzept IIIa und IIIb ins Gasnetz eingespeist. Alternativ wäre ein Betrieb der Elektrolyse in Abhängigkeit vom Füllstand des Speichers möglich. Das Klärgas-BHKW wird nur betrieben, wenn die Elektrolyse ausgeschaltet oder der Klärgasspeicher voll ist, um ein Abfackeln des Klärgases zu vermeiden.

Beim Konzept IIIa werden 217.589 kWh/a überschüssiger EE-Strom für die Elektrolyse genutzt. Hiermit kann über die H<sub>2</sub>-Beimischung eine zusätzliche Eigenproduktion von 23.757 kWh/a erreicht werden. 24 % der Wasserstoffproduktion wird in das Gasnetz eingespeist.

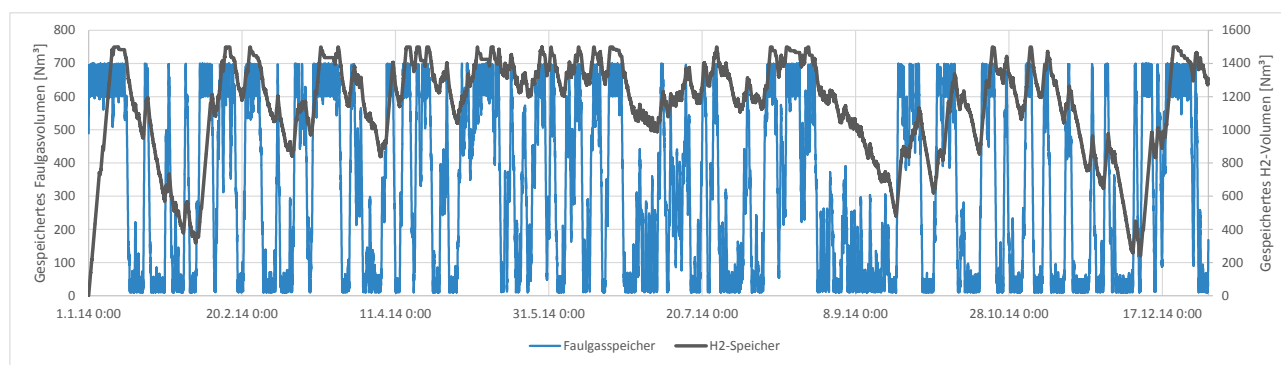
In Konzept IIIb mit einem separaten H<sub>2</sub>-BHKW werden 559.320 kWh/a überschüssiger EE-Strom für die Elektrolyse genutzt. Die zusätzliche Eigenproduktion beträgt 92.194 kWh<sub>el</sub>/a. 4 % der Wasserstoffproduktion werden in das Gasnetz eingespeist.

Im Konzept IV (H<sub>2</sub>-Einspeisung) werden 3.692.583 kWh<sub>el</sub>/a überschüssiger EE-Strom für die Elektrolyse genutzt. Die H<sub>2</sub>-Produktion beträgt 626.085 Nm<sup>3</sup>/a.

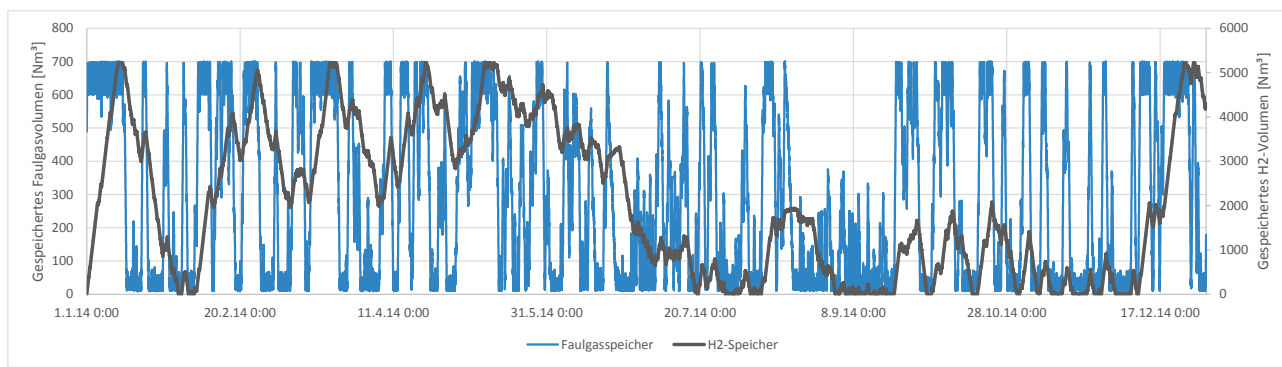
Aufgrund der teilweise sehr langen zusammenhängenden Laufzeiten der Elektrolyse wird bei allen drei Konzepten ca. 35 % der Zeit das Klärgas-BHKW parallel zur Elektrolyse betrieben, da der Klärgasspeicher voll ist (vgl. Bild B.4.46). Mit der Erweiterung des Klärgasspeichers von 800 m<sup>3</sup> auf 1.500 m<sup>3</sup> reduziert sich die parallele Laufzeit nur geringfügig auf 30 %.

**Tabelle B.4.14: H<sub>2</sub>-Produktion, zusätzliche Eigenproduktion, Strombezug und Einspeisung, maximaler Leistungsbezug der Kläranlage für die Konzepte III, IV und V für das Jahr 2035**

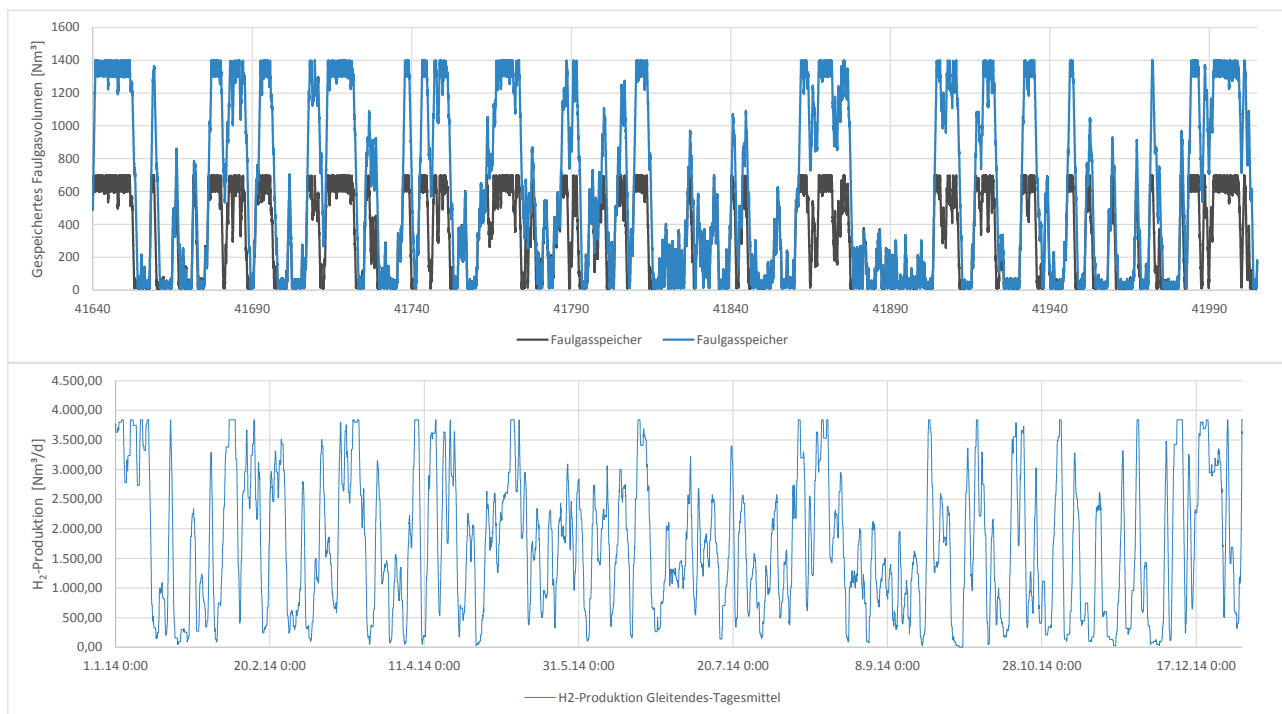
	Einheit	Konzept IIIa: H <sub>2</sub> -Beimischung (BHKW)	Konzept IIIb: H <sub>2</sub> -BHKW	Konzept IV: H <sub>2</sub> -Einspeisung (Gasnetz)	Konzept V: Methanisierung
H <sub>2</sub> -Produktion	Nm <sup>3</sup> /a	35.128	93.387	626.085	537.536
Zusätz. Stromeigenproduktion	kWh <sub>el</sub> /a	23.757	92.194	0	0
Strombezug	kWh <sub>el</sub> /a	1.826.600	216.308	5.301.385	4.941.986
Stromeinspeisung	kWh <sub>el</sub> /a	2.466	26.405	2.388	0
Maximaler Leistungsbezug	kW	365	452	1.197	1.110



**Bild B.4.46: Füllstand des Klärgasspeichers und des H<sub>2</sub>-Speichers (Nutzspeichervolumen) im Konzept IIIa**



**Bild B.4.47: Füllstand des Klärgasspeichers und des H<sub>2</sub>-Speichers (Nutzspeichervolumen) im Konzept IIIb**



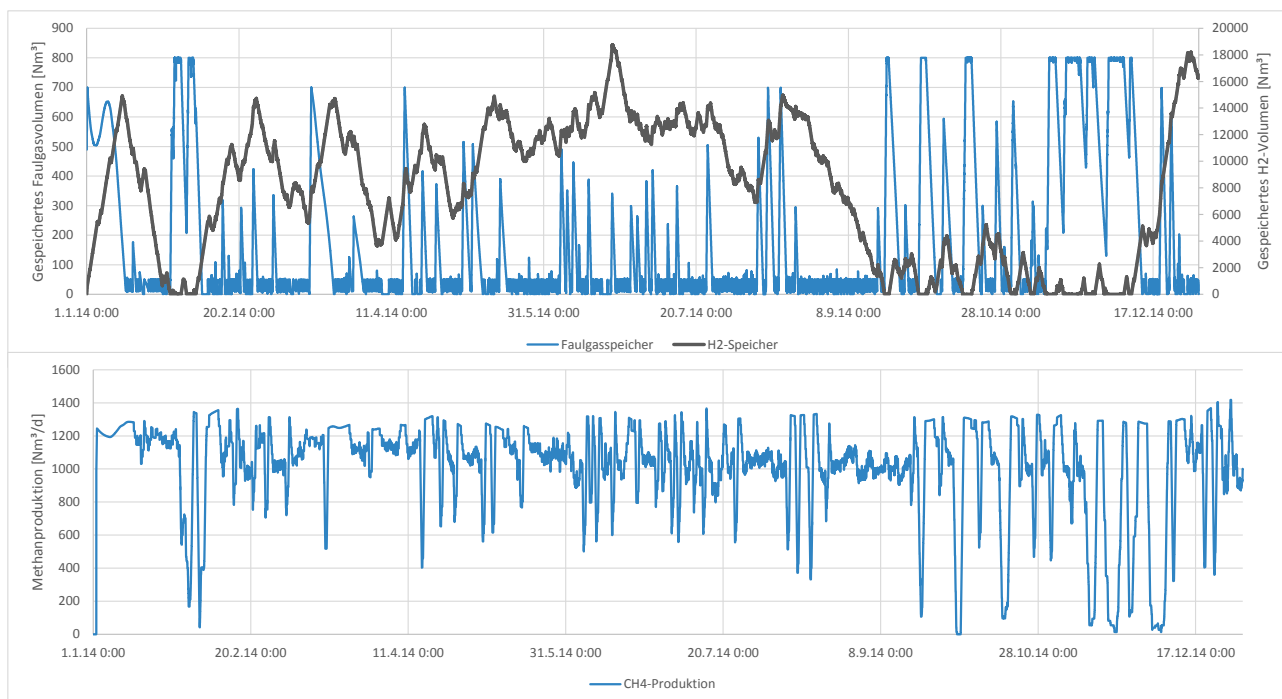
**Bild B.4.48: Füllstand des Klärgasspeichers bei einem Speichervolumen von 800 m<sup>3</sup> und 1.500 m<sup>3</sup> und zugehörige H<sub>2</sub>-Produktion im Konzept IV**

#### B.4.5.2.5 Konzept V

Im Konzept V wird der Baustein der Wasserstoffelektrolyse mit einer Methanisierung kombiniert. In einem separaten Reaktor werden Wasserstoff und Klärgas gemischt, wobei das im Klärgas enthaltene CO<sub>2</sub> mit dem Wasserstoff zu Methan umgesetzt wird. Das entstehende hochreine Methan kann ins Gasnetz eingespeist werden. Der produzierte Reinsauerstoff kann zur Belüftung der Belebung oder im Rahmen einer Ozonierung eingesetzt werden.

Die Elektrolyse wird mit überschüssigem EE-Strom betrieben. Der produzierte Wasserstoff wird zwischengespeichert und zusammen mit dem Klärgas im Verhältnis von ca. 1,5:1 (abhängig vom CO<sub>2</sub> Anteil des Klärgases) in den Methanisierungsreaktor gegeben. Mit dem gewählten Elektrolyseur von 900 kW<sub>N</sub> kann das anfallende CO<sub>2</sub> nahezu vollständig in Methan umgewandelt werden. Ca. 5 % des Klärgases fallen als Überschuss an, wenn der Klärgasspeicher voll ist (siehe Bild B.4.49).

Beim Konzept V werden 3.182.987 kWh<sub>el</sub>/a überschüssiger EE-Strom für die Elektrolyse genutzt. Die in das Gasnetz eingespeiste CH<sub>4</sub>-Menge beträgt 371.534 Nm<sup>3</sup>/a.



**Bild B.4.49: Füllstand (Nutzvolumen) des Klärgasspeichers und des Wasserstoffspeichers sowie Methanproduktion in Konzept V**

#### B.4.5.2.6 Reinsauerstoffnutzung (Konzept III bis V)

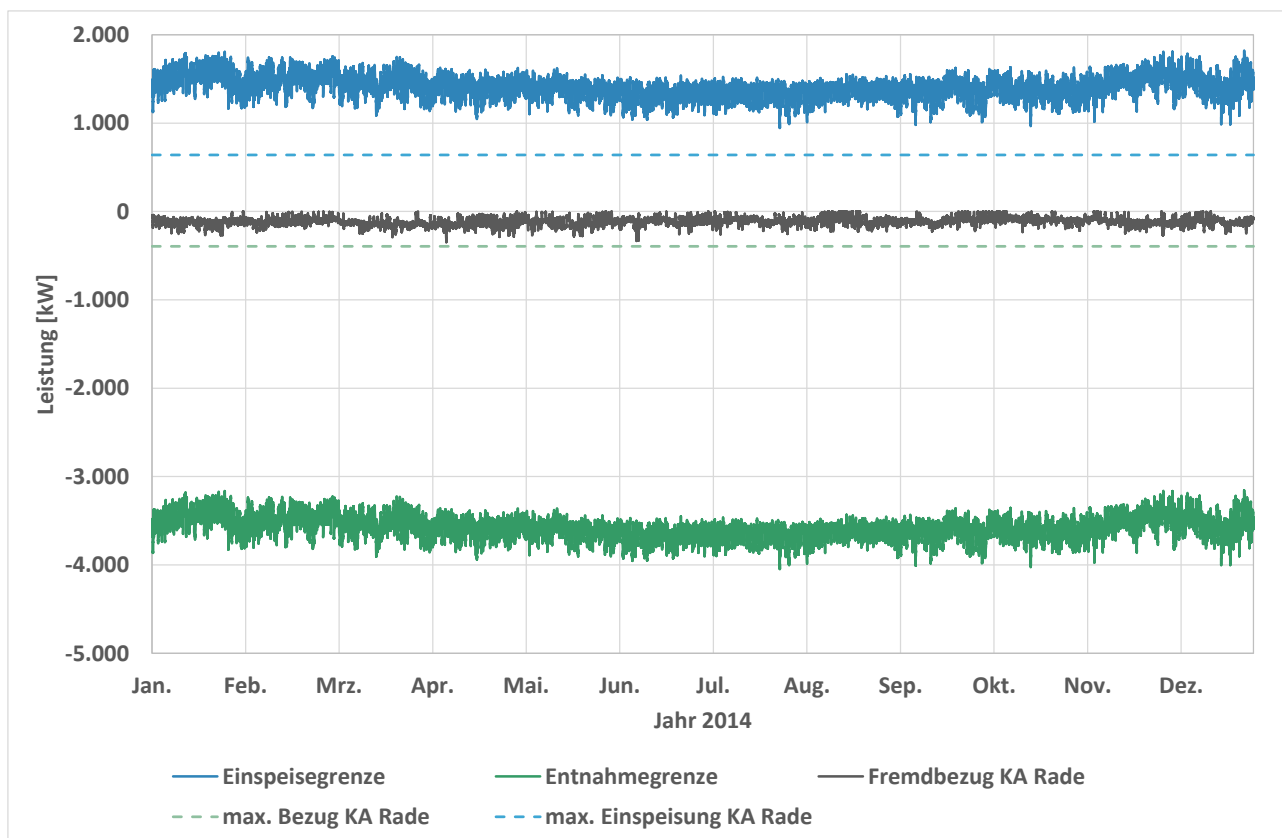
Tabelle B.4.15 fasst die Kenndaten zur Beimischung des bei der Elektrolyse anfallenden Reinsauerstoffs in der biologischen Stufe für die Konzepte III bis V zusammen. Durch den Einsatz des Reinsauerstoffs werden bis zu 8 % der Belüftungsenergie eingespart.

**Tabelle B.4.15: Anteil Reinsauerstoffbeimischung und Energieeinsparung bei der Belüftung**

Konzept	Anteil Reinsauerstoffbeimischung	Reinsauerstoffmenge	Eingesparte Belüftungsenergie
IIIa	Jahresmittel: 0,07 %	17.564 Nm <sup>3</sup> /a	3.497 kWh (0,44 % der Belüftungsenergie)
	Maximum: 0,28 %		
IIIb	Jahresmittel: 0,18 %	46.694 Nm <sup>3</sup> /a	9.378 kWh (1,18 % der Belüftungsenergie)
	Maximum: 0,77 %		
IV	Jahresmittel: 1,19 %	313.042 Nm <sup>3</sup> /a	62.306 kWh (7,85 % der Belüftungsenergie)
	Maximum: 4,71 %		
V	Jahresmittel: 1,03 %	268.768 Nm <sup>3</sup> /a	53.672 kWh (6,76 % der Belüftungsenergie)
	Maximum: 4,14 %		

#### B.4.5.2.7 Auswirkungen auf das lokale Stromnetz (Status Quo)

Der Energiefremdbezug der Kläranlage Radevormwald lag im Jahr 2014 zwischen 0 kW und 348 kW (siehe Bild B.3.3). Die Schwankungen führen zu keiner Überbelastung des Stromnetzes in diesem Gebiet. Dies wird aus der Darstellung des Fremdbezugs und des Netzkapazitätskorridors (vgl. Kapitel B.4.4.2.2.B.4.4.2.2) für das Gebiet von Radevormwald in Bild B.4.50 deutlich. Sowohl bei der Betrachtung des maximal möglichen Bezugs (394 kW) der Kläranlage Radevormwald bei Wegfall der Eigenerzeugung als auch bei Berücksichtigung einer maximal möglichen Einspeisung durch die BHKWs und die NEA (640 kW) treten keine Grenzwertverletzungen auf. Das bedeutet, dass das Flexibilitätspotenzial der Kläranlage Radevormwald im „Status Quo“ durch die Netzkapazität nicht beeinträchtigt wird.



**Bild B.4.50: Netzkapazitätskorridor für das Jahr 2014**

#### B.4.5.2.8 Auswirkungen auf das lokale Stromnetz (Konzept III bis V)

Es treten Grenzwertverletzungen bei allen untersuchten Konzepten auf (siehe Tabelle B.4.12, Kapitel B.4.4.2.2 und B.4.4.2.3). Die Anzahl der Verletzungen in den Konzepten IIIa und b entspricht in etwa der Anzahl im Ist-Zustand. Der Betrieb der leistungsstarken Elektrolysen in den Konzepten IV und V hat eine positive Auswirkung bezüglich der Grenzwertverletzung. In Konzept V wirken sich zudem die Außerbetriebnahme der BHKW und der damit verbundene höhere Fremdbezug positiv aus, sodass 79 % der ursprünglichen Grenzwertverletzungen (Ist-Zustand) vermieden werden.

**Tabelle B.4.16: Zusammenstellung der Grenzwertverletzungen für die Konzepte III, IV und V für das Jahr 2035**

Konzept	Ist-Zustand 2035	Konzept IIIa 2035	Konzept IIIb 2035	Konzept IV 2035	Konzept V 2035
Anzahl Grenzwertverletzungen	179	177	175	142	38

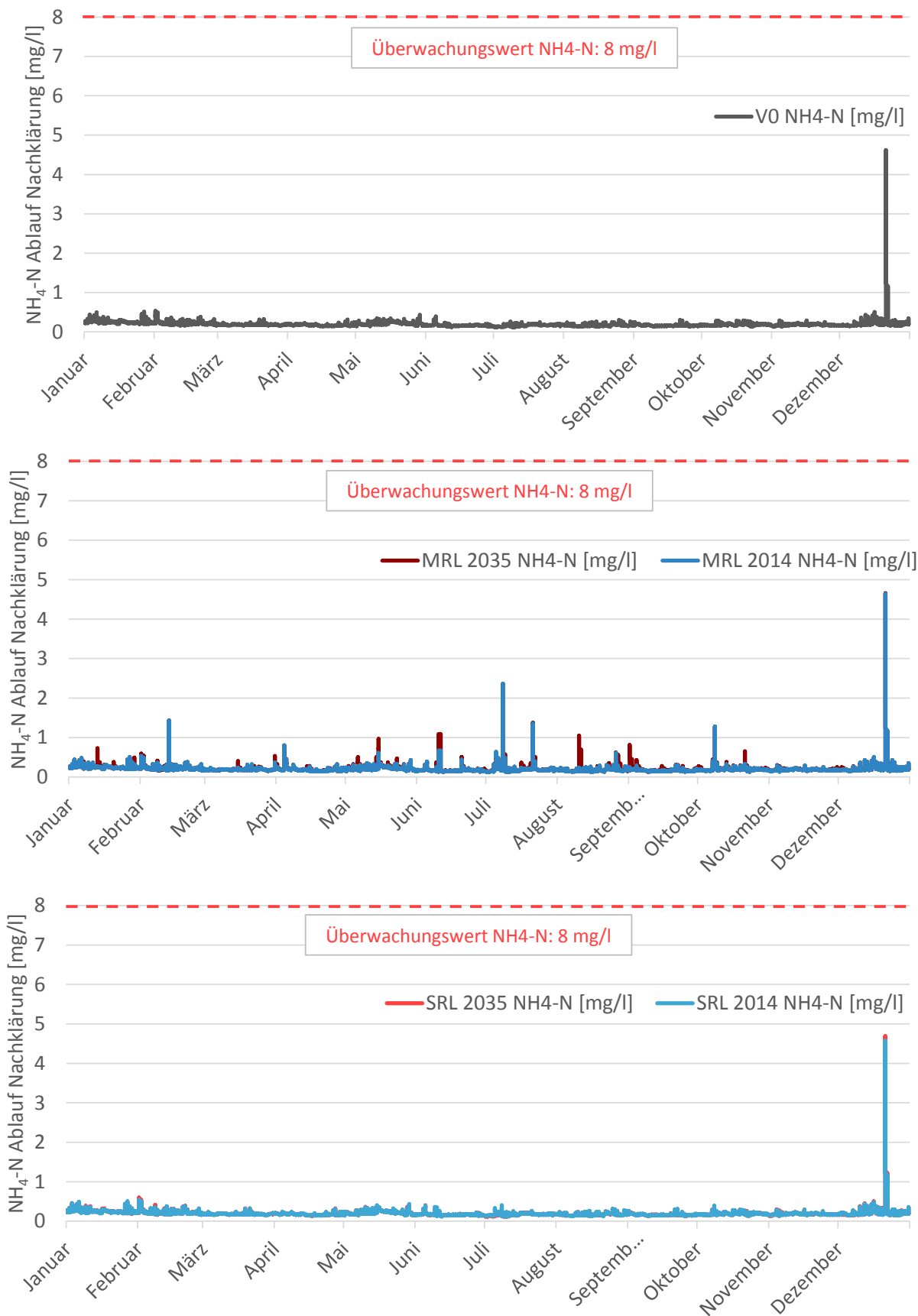
#### B.4.5.3 Auswirkungen auf den Betrieb der Kläranlage (Simulation)

##### B.4.5.3.1 Auswirkungen auf die Reinigungsleistung

Auswirkungen auf die Reinigungsleistung ergeben sich grundsätzlich nur in Konzept I, also bei der Flexibilisierung des regulären Kläranlagenbetriebs. Die in den Konzepten II-V integrierte Verfahrenstechnik hat keine Auswirkung auf den eigentlichen Reinigungsprozess. Eingebrachte Druckluft- bzw. Reinsauerstoffmengen substituieren zwar einen Teil der sonst über die Gebläse bereitgestellten Luftmengen, die insgesamt zur Verfügung gestellte Sauerstoffmenge bleibt verglichen mit dem Referenzzustand allerdings identisch.

Die Analyse der Ammoniumkonzentrationen im Ablauf der Nachklärung zeigt nur bei einzelnen längeren Abrufsignalen der MRL einen Anstieg in der Simulation. Durch die festgelegten Restriktionen liegen die Ablaufwerte allerdings permanent deutlich unter dem Überwachungswert von 8 mg/l (vgl. Bild B.4.51). Bei den überwiegend nur kurzen Abrufdauern der SRL tritt in der Simulation keine Erhöhung der Ammonium-Ablaufwerte auf. Eine Verschlechterung der CSB- und Nitratablaufwerte kann in keinem Fall beobachtet

werden. Durch die Integration der KA Radevormwald im Realbetrieb in ein virtuelles Kraftwerk können diese aus der Simulation abgeleiteten Aussagen zu den Auswirkungen auf die Reinigungsleistung überprüft werden (siehe Kapitel B.4.6).



**Bild B.4.51: Simulierte Ammoniumablaufkonzentration für den Status Quo und MRL 2014 / 2035 (NH<sub>4</sub>-N-Überwachungswert = 8 mg/l)**

### B.4.5.3.2 Auswirkungen auf die Energiebilanz

Auf Grundlage der Daten aus dem Jahr 2014 wurden zwei verschiedene Szenarien für eben dieses Jahr simuliert. Bei dem ersten Szenario (MRL 2014) wird die Regelleistung auf dem MRL-Markt angeboten und bei dem zweiten Szenario (SRL 2014) erfolgt die Vermarktung auf dem SRL-Markt. Für die Erstellung der Energiebilanz und den anschließenden Vergleich zwischen den Szenarien werden Bezugs- und Einspeisemengen elektrischer Energie betrachtet. Die selbsterzeugte Strommenge wird für die Szenarien konstant angesetzt und muss aus diesem Grund nicht berücksichtigt werden. Für einen einfachen Vergleich der Energiebilanz zwischen den Szenarien und der Veränderung durch das Flexibilitätsangebot wird eine weitere Simulation (VO 2014) ohne Flexibilitätsdienstleistung durchgeführt. Diese Ergebnisse weichen von dem tatsächlichen Fremdstrombezug bzw. der Einspeisung teilweise deutlich ab.

Die Energiebilanz der Kläranlage wird durch das Angebot der Flexibilität positiv beeinflusst. Durch das Abschalten der Aggregate werden 0,4 % (MRL 2014) bzw. 0,2 % (SRL 2014) weniger elektrische Energie benötigt. Jedoch steigt der Fremdstrombezug bei MRL um 0,3 % wegen einer höheren Einspeisemenge in das Netz. Der Fremdbezug bei SRL sinkt hingegen um 0,1 %. Hinzu kommt, dass der Peak-Wert des Fremdbezuges, welcher die Höhe der Netzentgelte in der derzeitigen Systematik definiert und auch für den Ansatz der Netzanschlussleistung relevant ist, von 238 kW auf 419 kW (MRL 2014) bzw. auf 295 kW (SRL 2014) ansteigt.

**Tabelle B.4.17: Energiebilanz- und Wirtschaftlichkeitsberechnung**

		VO 2014	MRL 2014	SRL 2014
Max. Fremdstrombezug in 15 min	[kW]	237	419	295
Max. Einspeisung in 15 min	[kW]	28	108	103
Summe (Gesamtbedarf KA)	[kWh]	876.166	872.353	874.172
Steigerung zu VO	[%]		-0,4	-0,2
Summe (Fremdbezug)	[kWh]	876.527	878.993	875.807
Steigerung zu VO	[%]		0,3	-0,1
Summe (Einspeisung)	[kWh]	-361	-6.640	-1.635

#### Fazit B.4.5

Eine Flexibilisierung der vorhandenen Verfahrenstechnik ist ohne eine Verschlechterung der Reinigungsleistung möglich. Die Aggregate mit der höchsten Leistung (Gebläse und BHKW) sind dabei am besten geeignet. Die Gebläse haben aufgrund schwankender Anlagenbelastung eine relativ hohe Varianz bei der bereitgestellten Leistung. Bei den BHKW kann immer eine definierte Leistung angeboten werden, sofern ein Betrieb in Teillast vermieden wird. Im Allgemeinen ist die Eignung eines Aggregats abhängig von der Charakteristik des betrachteten Marktes (Dauer der Abrufe, Häufigkeit der Abrufe, Prognostizierbarkeit/Planbarkeit). Die Eignung der untersuchten Aggregate ist in Tabelle B.4.18 nach den unterschiedlichen Märkten geordnet.

Durch die Flexibilisierung erhöht sich die Einspeisung ins Stromnetz zeitweise zwangsläufig (Erhöhung der Stromproduktion bei gleichzeitigem Abschalten von Verbrauchern). Bei Wiederanfahren zuvor abgeschalteter Verbraucher ergeben sich Leistungspeaks, welche allerdings durch eine Anpassung der Automatisierung vermieden werden könnten. Die bei der Elektrolyse anfallenden Reinsauerstoffmengen liegen bei allen untersuchten Konzepten in einer Größenordnung, dass sie in der biologischen Stufe gut eingesetzt werden und einen Teil der Belüftungsenergie substituieren können. Durch die Flexibilisierung wird die Zahl der auf den Netzkapazitätskorridor bezogenen Grenzwertverletzungen in den betrachteten Szenarien nicht erhöht. Durch die erhöhte Leistungsaufnahme (Elektrolysebetrieb) und die Einstellung der Eigenverstromung im Konzept V kann der Großteil der Grenzwertverletzungen vermieden werden.

Tabelle B.4.18: Eignung der untersuchten Aggregate für eine Flexibilisierung

Aggregat	MRL	SRL	Börse
Gebläse	Gut geeignet, bei sehr langen Signalen kann es zur Verschlechterung der Ablaufwerte kommen, in Radevormwald allerdings unkritisch	Sehr gut geeignet (wenn die Regenerationszeit ausgesetzt werden kann), aufgrund der sehr kurzen Signale wird die Reinigungsleistung nicht beeinträchtigt, eingesetzte Aggregate müssen für ein häufiges An- und Abschalten geeignet sein	Nicht geeignet
Rücklaufschlamm-pumpen	Bedingt geeignet, Restriktionen verhindern eine Vielzahl an Abrufen	Gut geeignet (wenn Regenerationszeit ausgesetzt werden kann), bei hohem Anlagenfluss allerdings weiterhin nicht möglich	Nicht geeignet
Rezirkulationspumpen	Bedingt geeignet, Restriktionen verhindern eine Vielzahl an Abrufen	Bedingt geeignet (wenn Regenerationszeit ausgesetzt werden kann), aufgrund schwankender Nitratkonzentration werden viele Abrufe verhindert	Nicht geeignet
Mechanische Überschlamm-eindickung	Bedingt geeignet, aufgrund der Restriktionen sehr unflexibel bei Abrufen	Nicht geeignet	Gut geeignet, da planbar
BHKW	Gut geeignet	Schlecht geeignet, BHKW sind für ein häufiges, kurzes Schalten nicht geeignet	Sehr gut geeignet
Elektrolyse	Nicht geeignet	Nicht geeignet	Sehr gut geeignet

## B.4.6 Technische Integration in ein virtuelles Kraftwerk

### B.4.6.1 Technische Voraussetzung für die Integration

Der praktischen Umsetzung der kommunikativen Anbindung und Steuerung von Anlagenkomponenten auf Kläranlagen kommt eine besondere Bedeutung zu. Eine Anlage neben internen, abwasserrechtlichen Belangen auch nach externen Anforderungen von Strommärkten zu fahren, ist eine große Herausforderung und erfordert einen hohen Informationsstand von Klärwerksbetreibern und Mitarbeitern. Neben der Analyse vorhandener Steuerungen sind geeignete Schnittstellen zu finden und diese gemeinsam mit dem Betriebsverantwortlichen so zu definieren, dass die internen und externen Anforderungen erfüllt werden.

Im Rahmen des Projektes arrivee wurden auf der Kläranlage Radevormwald Anlagentechniken wie die Belüftung im Belebungsbecken, Rücklaufschlamm-pumpen und BHKW's in Gruppen (zu vier technischen Einheiten: TE) zusammengefasst und in ein virtuelles Kraftwerk integriert. Hierzu musste eine bidirektionale Kommunikation mit den Erzeuger- und Verbraucheranlagen aufgebaut werden, so dass der Anlagenzustand bzw. der aktuelle Arbeitspunkt und damit ihr möglicher elektrischer Leistungshub bestimmt werden kann. Die Anlagen sollten entsprechend ihren Möglichkeiten zur Erbringung von Laständerungen im Sinne der Flexibilität angeregt werden. Folgende vier technische Einheiten (TE) wurden als Pool in dem virtuellen Kraftwerk der TSB angebunden:

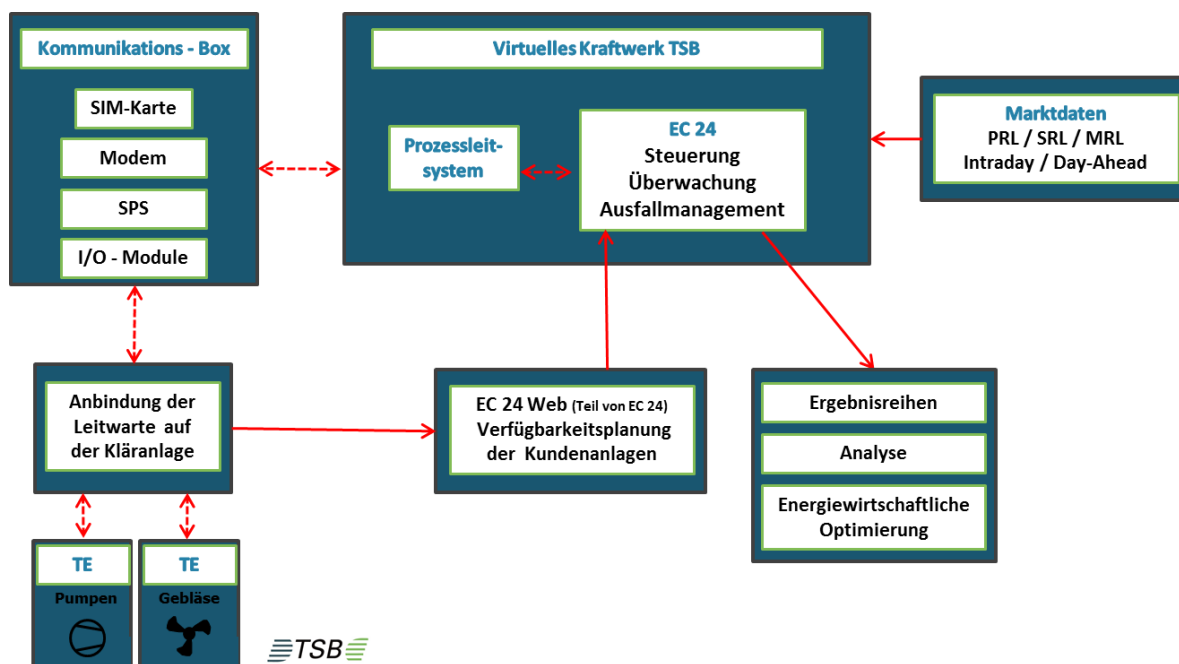


1. TE: BHKW 1 und 2 (2 x 80 kW<sub>el</sub>)
2. TE: Belüftungsgruppe in der Belegung BB1: 55, 75 u. 90 kW<sub>el</sub>
3. TE: Belüftungsgruppe in der Belegung BB2: 3 x 75 kW<sub>el</sub>
4. TE: Rücklaufschlammumpfen (RS) 3 x 30 kW<sub>el</sub>

Ein BHKW wird als Stromerzeuger jeweils in die positive (Leistung erhöhen) und negative (Leistung verringern) Richtung gesteuert. Die Rücklaufschlammumpfen und die Belüftungsgruppen der Belegungsstufe werden als Stromverbraucher nur in die positive Richtung (Leistung verringern) gesteuert.

Da die vier technischen Einheiten bereits durch das Prozessleitsystem der Kläranlage angesteuert wurden, konnte die notwendige Kommunikationstechnik in der Prozessleitstelle installiert werden, um die Signale der technischen Einheiten aufzunehmen. Die dazu benötigte Steuerungssoftware EC24 wurde ebenfalls zur Verfügung gestellt. Somit konnten die vier technischen Einheiten in dem virtuellen Kraftwerkssystem der TSB mit den wesentlichen Belastungsdaten und den energetischen Verbrauchsdaten aus dem Prozessleitsystem der Kläranlage gekoppelt werden. Durch den Testbetrieb der technischen Einheiten sollte neben der Funktionsfähigkeit der Kommunikation auch aufgezeigt werden, dass die primäre Aufgabe der Abwasserreinigung betriebssicher eingehalten werden kann. Für den Betrieb der einzelnen technischen Einheiten wurden dafür Restriktionen in der Steuerungssoftware eingefügt (vgl. Kapitel B.3.3.1). Dazu wurden im Vorfeld der externen Ansteuerung zusätzliche interne Tests der einzubindenden Anlagen auf der Kläranlage durch den Wupperverband durchgeführt (vgl. Kapitel B.3.4).

Das System EC24 ist analog zur Leittechnik in Kraftwerken aufgebaut. Der Aufbau des Systems lässt sich grundsätzlich in vier Ebenen aufteilen: die Leitwarte virtuelles Kraftwerk, Leittechnik, Kommunikationsebene und dezentrale Erzeuger / Verbraucher. Die nachfolgende Abbildung zeigt schematisch die logische Verknüpfung inkl. der Kommunikation des virtuellen Kraftwerks vom Server zu den einzelnen Energieerzeugungs- und Verbraucheranlagen der Kläranlage Radevormwald.

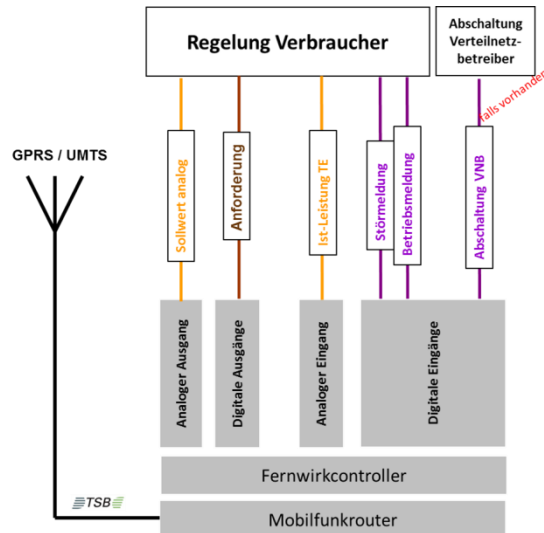


**Bild B.4.52: Schema Kommunikation der Steuerungssoftware in Radevormwald**

Der operative Betrieb des Systems erfolgt durch eine Leitwarte, in diesem Falle der EC24-Software des virtuellen Kraftwerks der TSB. Diese überwacht das System und hält Kontakt zu allen Akteuren. Der Start und das Ende eines Aufrufs werden von der Leitwarte in die Wege geleitet. Die Software gliedert sich in verschiedene Bestandteile, die miteinander über definierte Schnittstellen kommunizieren. Die Speicherung von auswertbaren Leistungsdaten sowie die Datenhaltung der Stammdaten werden in einer Datenbank durchgeführt. Die Steuerungssoftware kommuniziert mit dieser und prüft zyklisch Start- bzw. Stoppanforderungen, die automatisiert oder manuell generiert werden. Mit Hilfe der EC 24-Software kann ein Pool-Aufruf generiert werden und es können auch einzelne Aggregate zum manuellen Starten, Stoppen oder Leistungsregelung außerhalb eines Poolaufrufs selektiert werden. Mittels eines in der Steuerungssoftware

implementierten Algorithmus werden die im Pool vorhandenen und startbereiten Aggregate ausgesucht, die notwendig sind, um die Anforderung der Leitwarte (bzw. des ÜNBs) zu erfüllen. Diese werden daraufhin gestartet, gestoppt oder in ihrer Leistungserbringung angepasst.

Ein weiterer Bestandteil der Steuerungssoftware ist die softwareseitige Kommunikationsschnittstelle zum Netzbetreiber, wie in Bild B.4.53 ersichtlich.



**Bild B.4.53: Beispielhafte Darstellung der Kommunikationstechnik, (Honeck 2015)**

Da es sich in diesem Projekt um eine Pilotanlage handelt, wird die Kommunikationseinheit nicht über die Schnittstelle zum Netzbetreiber betrieben. Die Pool-Abrufe werden händisch über die Leitwarte EC 24 generiert und basieren auf Regelenergiemarktdaten des Jahres 2014. Exemplarisch wurden Abrufe über einen sechswöchigen Zeitraum zusammengestellt.

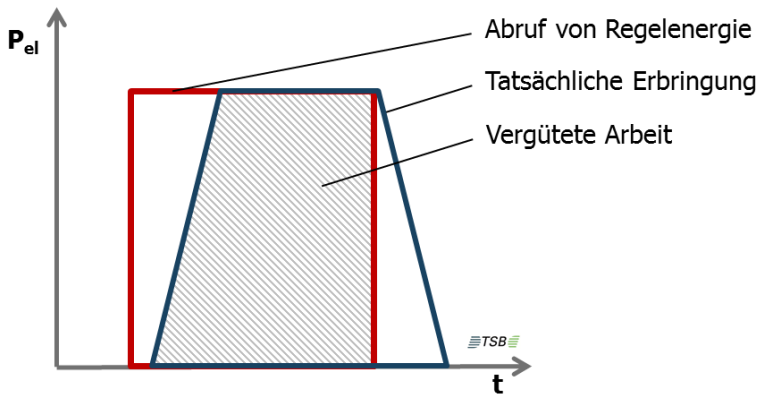
Auf der Basis des GPRS-Netzes besteht eine ständige Verbindung zum Austausch von Daten. Von dem Kläranlagenpool werden zum Beispiel Zählerstandänderungen der technischen Einheiten, aber auch Störmeldungen kontinuierlich gemeldet. Auch die Start- und Stoppbefehle aus der Leitwarte werden an die Energieanlagen weitergegeben. Die Verbindung zum zentralen Routing-Server erfolgt über GPRS. Hierzu wird das integrierte GPRS-Modem verwendet. Die Kommunikationseinheit kommuniziert zum Routing-Server über ein proprietäres Protokoll, welches zudem durch einen gemeinsamen Schlüssel, der regelmäßig ausgetauscht wird, verschlüsselt ist. So ist die Sicherheit der Daten gewährleistet.

Die Steuerungssoftware besteht aus unterschiedlichen Bausteinen. Ein Baustein ermöglicht dem Anlagenbereitsteller bzw. Anlagenbetreiber via Internetbrowser den Einsatz seiner Anlage detailliert zu planen (EC 24 Web). Ein weiterer Baustein dient der Überwachung und Visualisierung der Anlagenzustände für die Leitwarte (EC 24). Hierüber erfolgen auch der Abruf von elektrischer Leistung und die Überwachung der Erbringung. Abschließend werden noch alle relevanten Betriebsdaten für die Abrechnung und das Bilanzkreismanagement zur Verfügung gestellt.

Der Signalaustausch mit den Erzeugern / Verbrauchern auf der Kläranlage wurde nicht über physikalische Ein- / Ausgänge des Kommunikationssets realisiert, sondern in diesem Falle über eine OPC-Schnittstelle zum Prozessleitsystem der Kläranlage. Um die gewünschten Informationen austauschen zu können, mussten Datenpunkte aus dem Leitsystem über die OPC Schnittstelle zur Verfügung gestellt werden. Diese Datenpunkte beinhalteten unter anderem Informationen über die Flexibilität der einzelnen technischen Einheiten, die Übertragung der Signale, Restriktionen sowie Leistungsebenen und wurden in einer Funktionsbeschreibung vom Wupperverband (siehe Kapitel B.3.1.1) erarbeitet. So konnten die in der Steuerungseinheit vorhandenen Datenpunkte mit der Datenpunktliste von EC24 abgeglichen werden.

### B.4.6.2 Präqualifikation

In Bezug auf die Regelenergieerbringung muss im Vorfeld eine Präqualifikation der einzelnen Anlagen durchgeführt werden. Die Präqualifikation beschreibt den Nachweis über die Fahrplantreue einer Anlage. Dazu wird die elektrische Leistung minutengenau (MRL-Präqualifikation) bzw. sekundengenau (SRL-Präqualifikation) vorgegeben und dokumentiert. Der Abruf der Regelenergie steht sofort an und die tatsächliche Erbringung durch die technische Anlage wird zeitverzögert erbracht (siehe Bild B.4.54). Solche Abrufe können sehr kurz sein, weshalb sich Verbraucher und Erzeuger, die schnell aktiv reagieren können, besonders gut eignen.



**Bild B.4.54:** Schematische Darstellung Regelenergieabruf und tatsächliche Erbringung

Da es sich hier um einen Testbetrieb handelt, ist eine kommerzielle Präqualifikation nicht notwendig. Die Fahrplantreue wird jedoch im virtuellen Kraftwerk testweise simuliert (Darstellung in Form eines Doppelhubes).

In Bild B.4.55 ist der Erbringungszyklus in Form des Doppelhubes für die vier technischen Einheiten dargestellt. Für das BHKW mit einer elektrischen Leistung von  $80 \text{ kW}_{el}$  ist die Bereitstellung von negativer Regelenergie für die Stromverbraucher die Bereitstellung von positiver Regelenergie dargestellt. Die Abbildung zeigt, dass das BHKW in der Lage ist, seine Leistung innerhalb der geforderten Rampendauer um die angebotene Regelleistung zu verringern, den niedrigeren Leistungsarbeitspunkt über die Abrufdauer (15 Minuten) zu halten und danach innerhalb des geforderten Zeitraumes wieder auf die Ausgangsleistung hochzufahren. Die Stromverbraucher (Gebläse, RS-Pumpen) weisen dagegen einen erhöhten Leistungsbezug beim Anfahren der Aggregate auf, dies kann durch eine Begrenzung der maximalen Leistungsaufnahme unterbunden werden. Aufgrund der eingebundenen Restriktionen zur Sicherstellung der Reinigungsleistung der Gebläse und Rücklaufschlammumpen (maximale Abschaltzeit) kann die maximal geforderten 4 h-Abschaltzeiten mit diesen Aggregaten auf der KA Radevormwald nicht gehalten werden.

Die Ergebnisse nach 6 Testwochen zeigen, dass die Reaktionszeiten der Verbraucher und des BHKW für die Erbringung in der Minuten- sowie Sekundärreserve qualifiziert sind. Ebenso war die Kommunikation stabil und die Abrufhäufigkeiten konnten eingehalten werden.

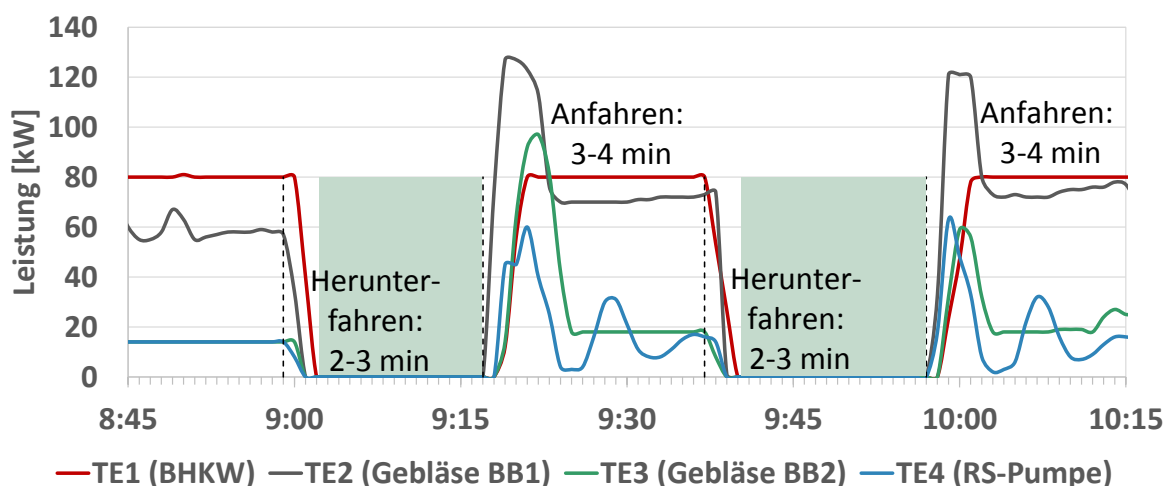


Bild B.4.55: Doppelhub für alle vier technischen Einheiten auf der KA Radevormwald

### B.4.6.3 Auswertung der Versuchsphase

Auf der Kläranlage Radevormwald wurde eine mehrwöchige Testphase mit realen Markt-Signalen aus dem Jahr 2014 durchgeführt. Die projektinterne Festlegung auf den Betrachtungszeitraum 2014 und die nachfolgende Auswahl eines Zeitfensters mit einem besonders aktiven Marktgeschehen führte zu einer hohen Anzahl von Abrufen innerhalb eines kurzen Zeitfensters. Die Abrufe erfolgten in einem Zeitfenster von 8:00 Uhr bis 16:00 Uhr von Montag bis Freitag. Das Zeitfenster wurde projektintern festgelegt, um die Auswirkungen der verschiedenen Abschaltungen zu verfolgen und ggf. bei einer Störung direkt eingreifen zu können.

#### B.4.6.3.1 Auswertung der MRL-Marktsignale

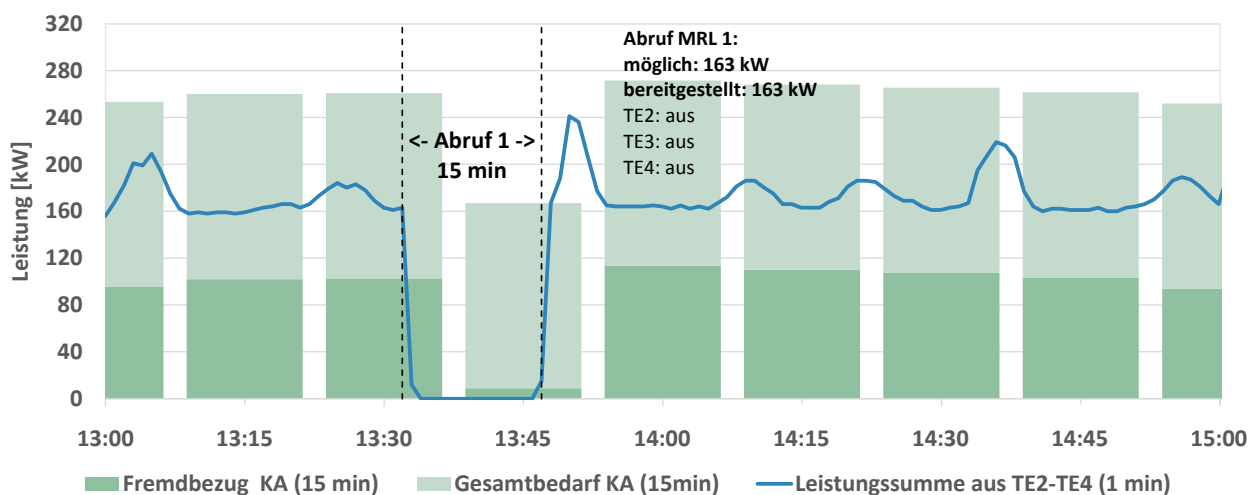
In der KW 3 und KW 4 wurden die MRL-Marktsignale mit den TE2 bis TE4 (Gebläse im Belebungsbecken 1 und 2 und RS-Pumpen) simuliert. Dabei wurden 12 Signale des Marktes bedient. Durch Abschalten der Gebläse und der RS-Pumpen konnten von der anstehenden Arbeit von 655 kWh zur Zeit des Abrufes 528 kWh für den MRL-Markt bereitgestellt werden. Die übrige Arbeit von 127 kWh konnte durch die zuvor festgelegten Restriktionen ( $\text{NH}_4\text{-N}$ -Konzentration) nicht erbracht werden. Die aggregatespezifischen Restriktionen werden für die KA Radevormwald im Kapitel B.3.3.1 benannt. In der Versuchsphase wurde festgestellt, dass die zuvor festgelegte Restriktion für TE2 (Gebläse im Belebungsbecken 1) von  $c_{\text{NH}_4\text{-N, AbBB1}} = 3 \text{ mg/l}$  im Ablauf vom Belebungsbecken 1 zu niedrig gewählt war, da ein weiterer Abbau der Stickstofffracht im nachgeschalteten Belebungsbecken BB2 erfolgt. Aus diesem Grund wurde der Wert auf  $c_{\text{NH}_4\text{-N}} = 12$  bzw. später  $8 \text{ mg/l}$  geändert. Durch die Erhöhung der  $\text{NH}_4\text{-N}$ -Restriktion für die TE2 konnte mehr Regelleistung bereitgestellt werden. Gleichzeitig führte dies zu keiner Verschlechterung der Ammoniumkonzentration im Ablauf der Nachklärung. Die Simulationsberechnungen (vgl. Kapitel B.4.5) haben gezeigt, dass als Restriktion die  $\text{NH}_4\text{-N}$ -Konzentration im Ablauf der Belebungsbecken BB2 für beide Gebläseeinheiten zielführend ist. Alle Ergebnisse für die beiden Wochen können aus Tabelle B.4.19 entnommen werden.

**Tabelle B.4.19: Versuchsergebnisse für Verbraucher mit MRL-Markt-Signalen**

Versuchs-tag	Anzahl Abrufe	Abruf-dauer pro Tag	max. mögliche Leistung pro Abruf	max. bereitgestellte Leistung pro Abruf	mögliche Arbeit pro Tag	bereitgestellte Arbeit pro Tag
	[ ]	[min]	[kW]	[kW]	[kWh]	[kWh]
1	2	30	94,0	77,0	47,0	25,5
2	0	0	0,0	0,0	0,0	0,0
3	2	65	107,0	52,0	115,9	54,1
4	2	45	99,0	41,0	73,8	29,8
5	1	45	120,0	120,0	90,0	90,0
6	0	0	0,0	0,0	0,0	0,0
7	1	15	163,0	163,0	40,8	40,8
8	4	150	156,0	156,0	287,8	287,8
9	0	0	0,0	0,0	0,0	0,0
10	0	0	0,0	0,0	0,0	0,0
Summe	12				655,3	528,0

Aus Tabelle B.4.19 wird ersichtlich, dass mit den TE2-TE4 eine mittlere Leistung von 100 kW erbracht werden kann. Bei den höheren momentanen Leistungen über 100 kW hätten nicht alle TE angesteuert werden müssen. In diesen Fällen hätte beispielsweise nur die Ansteuerung der TE2 ausgereicht.

Die Verbraucher auf der KA Radevormwald werden über Parameter, die für den Abwasserreinigungsprozess relevant sind, automatisch geregelt. So werden beispielsweise die Gebläse über die O<sub>2</sub>-Konzentration in den Belebungsbecken gesteuert. Nach der Abschaltung der Gebläse sinkt der Sauerstoffgehalt im Belebungsbecken gegen null. Nach dem Ende eines Abrufes erfolgt eine intensive Belüftung der Becken, um den Sauerstoffgehalt auf den vorgegebenen Wert anzuheben. Dies bedingt, dass nach einem Abruf der Leistungsbedarf der Gebläse für mehrere Minuten sehr stark steigt (Überschwinger), wie aus dem Bild B.4.56 ersichtlich wird. Durch die Mittelung über die 15 min wird dieser Peak zwar geglättet und führt nur zu einem geringen Anstieg des Fremdstrombezuges. Dennoch sind diese Überschwinger aus regulatorischen Gründen zu vermeiden. Dies könnte durch eine angepasste Programmierung zum Hochfahren der Aggregate erfolgen. Beispielsweise könnte für die Anfahrzeit eine max. Leistung für jedes Aggregat vorgegeben werden.


**Bild B.4.56: Abschalten der Verbraucher für 15min**

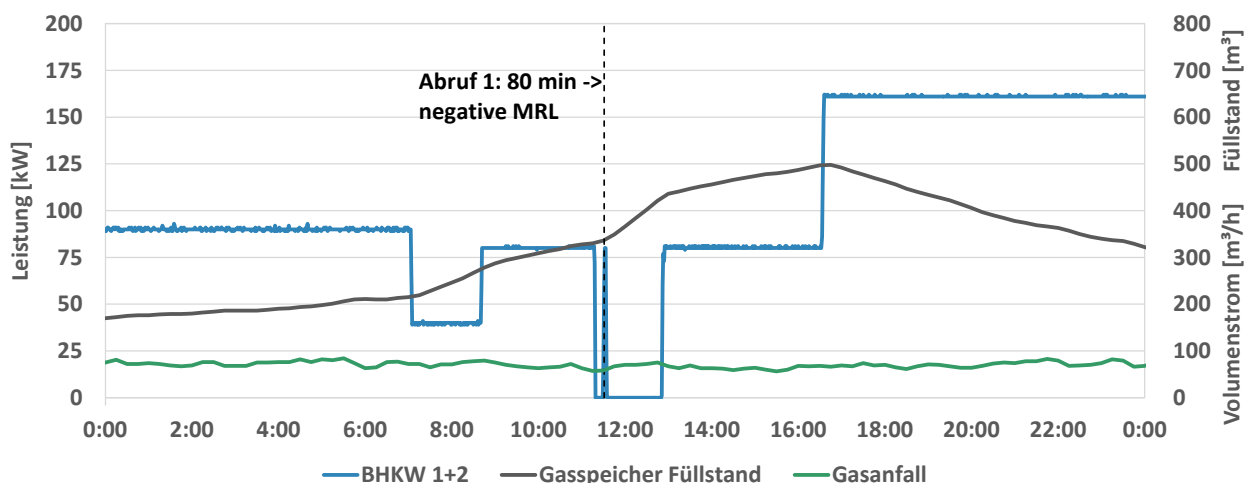
In KW 5 und KW 6 wurden die MRL-Marktsignale mit der TE1 (BHKW) getestet. In der ersten Woche wurde ein Teillastbetrieb ausprobiert. Das heißt, dass ein BHKW in Vollast und das andere BHKW in Teillast betrieben wurde. Daher wurde bei den Abrufen für positiven MRL-Markt nicht die volle Leistung von 80 kW, sondern nur eine Teilleistung von 40 kW bereitgestellt. In der darauffolgenden Woche wurden beide BHKW mit Vollast getestet und die Leistung von 80 kW bei einem Abruf bereitgestellt. Alle Ergebnisse für diese zwei Wochen können aus der Tabelle B.4.20 entnommen werden.

Die Restriktion für den Füllstand des Speichers griff kein einziges Mal während der Testphase ein. Festzuhalten bleibt, dass durch eine erhöhte betriebsbedingte Gasproduktion im Vergleich zu Jahr 2014 häufiger beide BHKW gleichzeitig betrieben wurden. Dadurch konnten zwei Marktsignale für positive Regelleistung (Hochfahren des zweiten BHKW) nicht bedient werden. Dies könnte durch eine angepasste Fahrweise der BHKW ausgeschlossen werden. Denkbar ist, dass die Regelleistung durch die BHKW nur 20 h pro Tag angeboten wird und in den übrigen vier Stunden der Gasspeicher durch ein angepasstes Steuerungskonzept gefüllt oder geleert wird.

**Tabelle B.4.20: Versuchsergebnisse für Erzeuger mit MRL-Markt-Signalen**

Versuchstag	Anzahl Abrufe	Abrufdauer pro Tag	angeforderte pos. Arbeit pro Tag	bereitgestellte pos. Arbeit pro Tag	angeforderte neg. Arbeit pro Tag	bereitgestellte neg. Arbeit pro Tag
	[ ]	[min]	[kWh]	[kWh]	[kWh]	[kWh]
11	5	90	40,0	30,0	80,0	80,0
12	1	20	0,0	0,0	26,7	13,3
13	4	105	140,0	70,0	0,0	0,0
14	2	40	53,3	26,7	0,0	0,0
15	1	45	60,0	30,0	0,0	0,0
16	1	35	46,7	23,3	0,0	0,0
17	1	80	0,0	0,0	106,7	106,7
18	0	0	0,0	0,0	0,0	0,0
19	1	55	0,0	0,0	73,3	73,3
20	0	0	0,0	0,0	0,0	0,0
Summe	16		340,0	180,0	286,7	273,3

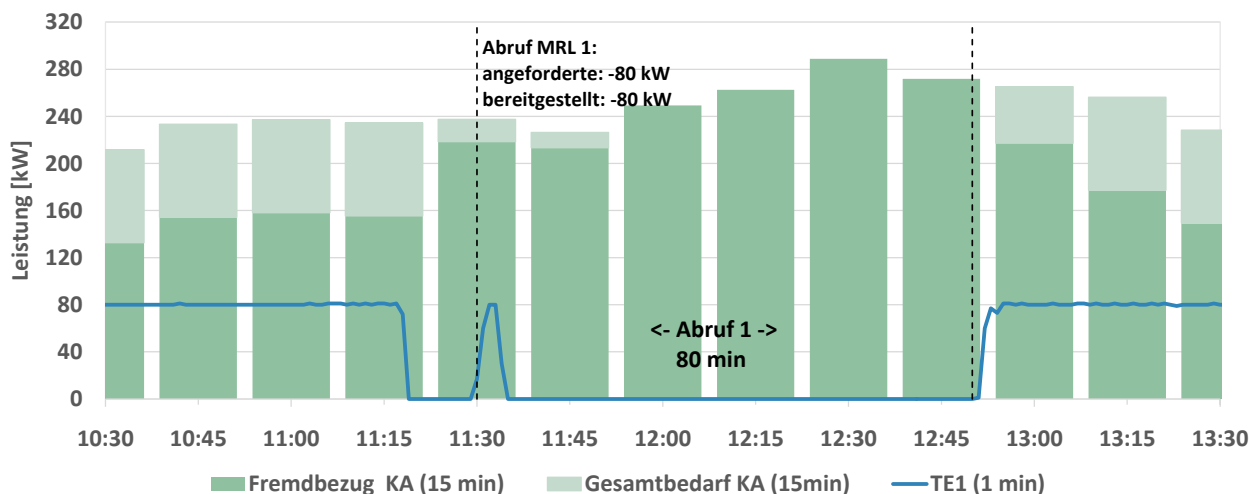
Die im Zuge des Projektes wegen stark schwankender Gasanfallmenge neu installierte Gasmengenmessung zeigt einen relativ konstanten Gasvolumenstrom (siehe Bild B.4.57). Dies bedeutet, dass der Gasanfall weniger schwankt, als aus der Datenanalyse der vorhandenen Gasanfallmessung ersichtlich war. Bei Projektbeginn wurde als Rahmenbedingung definiert, dass durch eine hohe Prognosegüte des zu erwartenden Füllstands des Gasspeicher die Flexibilitätbereitstellung des BHKW erhöht werden kann. Aus diesem Grund können die Restriktionen des BHKWs ausschließlich auf die Füllstandsmessung des Gasspeicher bezogen werden.



**Bild B.4.57: Leistungsgang des BHKW, sowie Volumen des Gasanfall und Füllstand des Gasspeichers**

Bild B.4.58 zeigt die Bereitstellung der negativen Regelleistung durch das Abschalten des BHKW. An diesem Tag wurde um 12:30 Uhr durch den externen Abruf eine neue Fremdbezug-Peak-Leistung von 289 kW für dieses Jahr erreicht. Im Vormonat lag die Peak-Leistung noch bei 245 kW. Dadurch sind dem Kläranlagenbetreiber Mehrkosten für den Strombezug in der Höhe von 2.843,72 € entstanden. (Der Netzleistungspreis für das Jahr 2017 liegt bei 64,63 €/kW). Aus Bild B.4.57 kann entnommen werden, dass in dem Gasspeicher zu diesem Zeitpunkt ausreichend Gas für einen weiteren Betrieb der BHKW vorhanden war. Die Erhöhung des Netzentgeltes sollte in dem Regelbetrieb vermieden werden. Denkbar wäre dafür, in dem derzeitigen rechtlichen Rahmen eine weitere Restriktion zu definieren, die bei Annäherung an die vorhandene Peak-Leistung eingreift und beispielsweise andere Verbraucher, die nicht im virtuellen Kraftwerk integriert sind, abschaltet.

Es ist jedoch nicht auszuschließen, dass im Laufe des laufenden Betriebsjahres dieser Peak durch andere betriebliche Situationen, die nichts mit der Erbringung von Regelleistung zu tun haben, erreicht oder übertroffen wird.



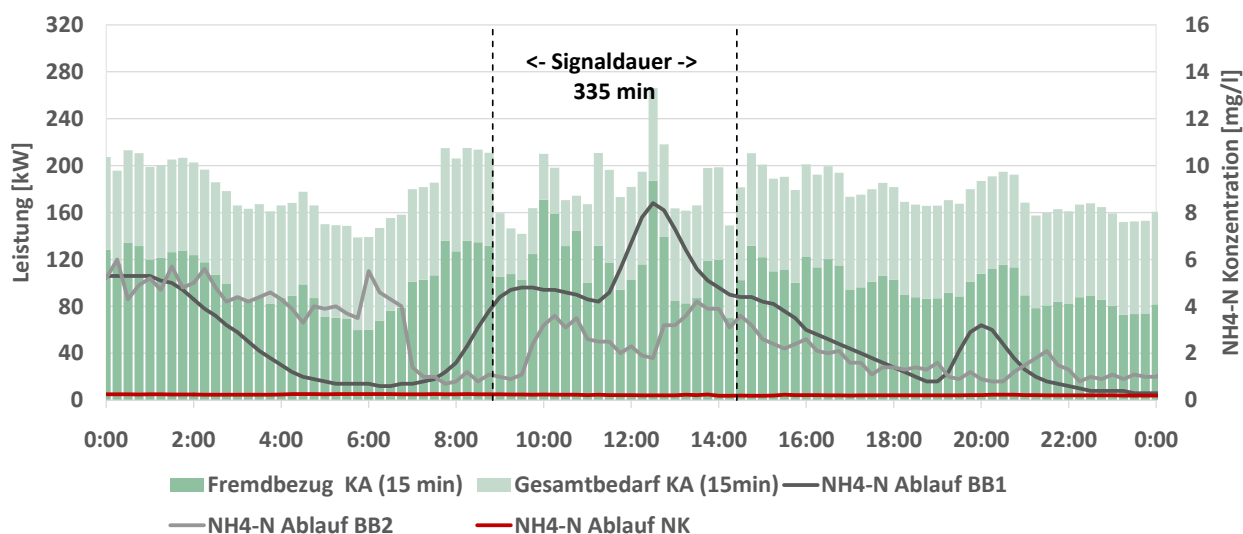
**Bild B.4.58: Bereitstellung der negativen Regelleistung durch Abschalten des BHKW**

### B.4.6.3.2 Auswertung der „Langzeitversuche“

Die Analyse der MRL-Marktsignale für das Jahr 2014 hat gezeigt, dass in Extremfällen eine Anforderung für die Regelleistung über mehreren Stunden bestehen kann. Aus diesem Grund wurden zu den Untersuchungen durch vergleichsweise kurze Abrufdauern bis max. 60 min die Auswirkungen auf die Kläranlage durch lange Abrufdauern über mehrere Stunden untersucht. Hierzu wurde an vier Tagen ein künstlich generiertes Anforderungssignal über mehrere Stunden an die Kläranlage gesendet. Die Auswertung der Ablaufwerte für die  $\text{NH}_4\text{-N}$ -Konzentration sowie für die übrigen überwachungsrelevanten Parameter zeigt, dass auch bei der

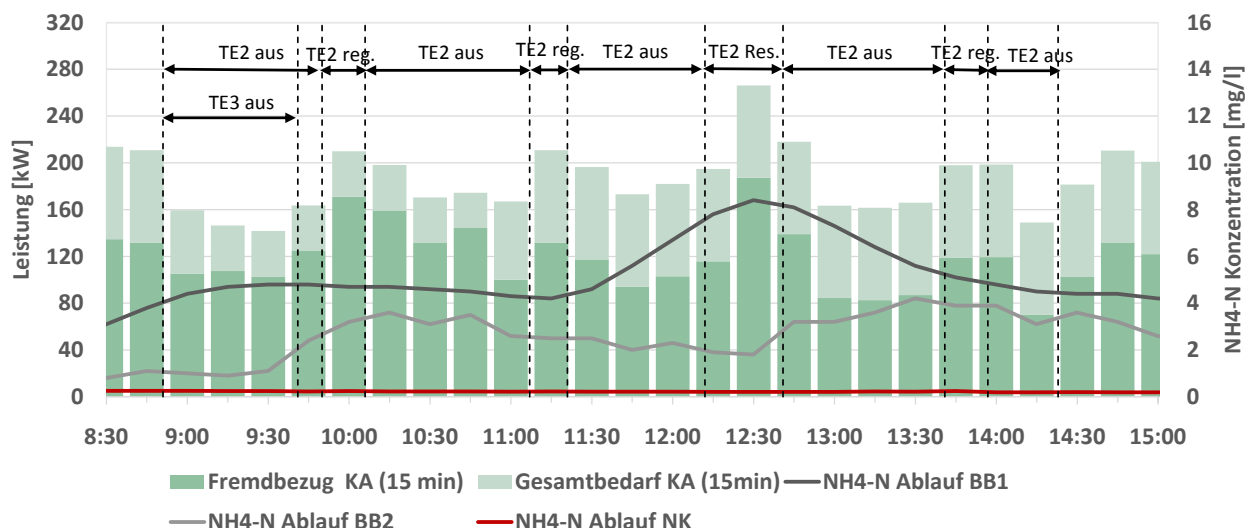


langen Abrufdauer die gute Reinigungsleistung der Kläranlage durch die Einhaltung der Restriktion beibehalten werden kann (Bild B.4.59).



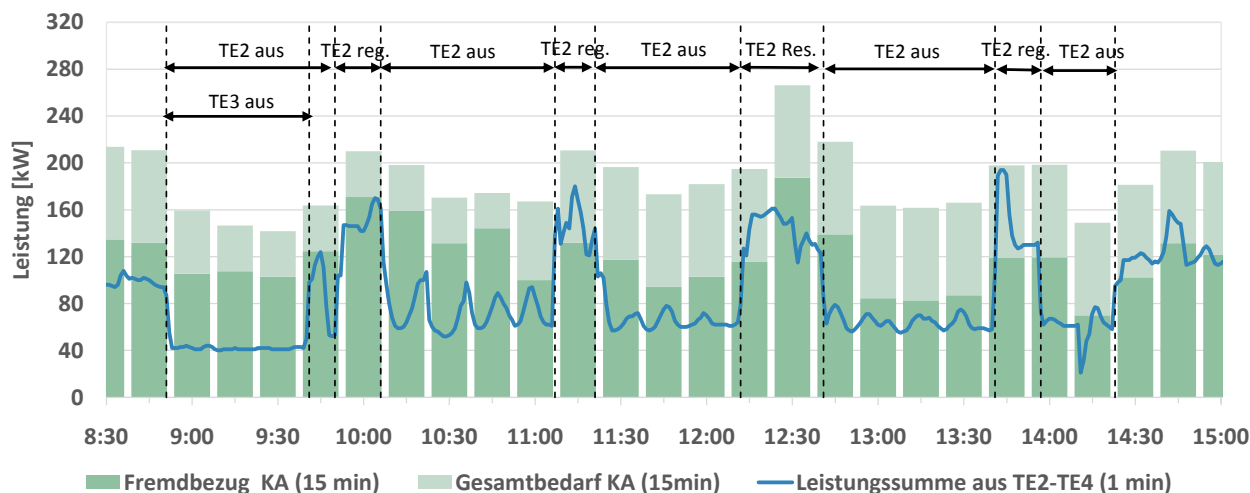
**Bild B.4.59: Ablaufkonzentrationen von beiden Belebungsbecken und der Nachklärung der KA Radevormwald**

Die Ergebnisse eines Versuchstags werden beispielhaft detaillierter erläutert (siehe Bild B.4.60). Die Gebläse im Belebungsbecken 1 (TE2) werden für 60 min (max. Abschaltzeit) abgeschaltet. Dann erfolgt durch eine Restriktion definierte Regenerationszeit von 15 min, während der die Gebläse wieder Sauerstoff in das Becken eintragen. Danach erfolgt die nächste Abschaltung für 60 min. Dieses Intervall wird über die gesamte Versuchszeit von 335 min wiederholt. Eine Ausnahme stellt die Zeit von 12:10 Uhr bis 12:40 Uhr dar. In dieser Zeit beträgt die  $\text{NH}_4\text{-N}$ -Konzentration im Belebungsbecken 1 mehr als 8 mg/l (festgelegt durch die Restriktion für BB1). Aus diesem Grund wird das Abschalten der Gebläse durch die Restriktion blockiert. Nach der Unterschreitung der 8 mg/l werden die Gebläse wieder ausgeschaltet. Die Gebläse im Belebungsbecken 2 (TE3) wurden nach den ersten 50 min für die Bereitstellung blockiert, da die  $\text{NH}_4\text{-N}$ -Konzentration über die 3 mg/l (festgelegt durch die Restriktion für BB2) angestiegen war. Zwischenzeitlich von ca. 11:00 Uhr bis 12:30 Uhr war die  $\text{NH}_4\text{-N}$  Konzentration im Belebungsbecken 2 unterhalb der vorgegebenen 3 mg/l, trotzdem hat die TE 3 nicht geschaltet. Dies liegt darin, dass die Graphen im Bild B.4.60 aus 15 min Mittelwerte bestehen. Innerhalb der 15 min -Blockes waren einige Werte für  $\text{NH}_4\text{-N}$  Konzentration sowohl über als auch unterhalb der Restriktion von 3 mg/l. Die RS-Pumpen (TE4) wurden an diesem Tag komplett durch die Restriktion Abwasserzulaufmenge (> 500 l/s) für die Bereitstellung der Regelleistung blockiert, da an diesem Tag infolge Regen ein erhöhter Mischwasserfluss auftrat. Der große Abwasserzulauf erklärt auch den großen Leistungsbezug der TE 4 und den insgesamt flachen Verlauf des  $\text{NH}_4\text{-N}$ -Konzentration im Belebungsbecken 1.



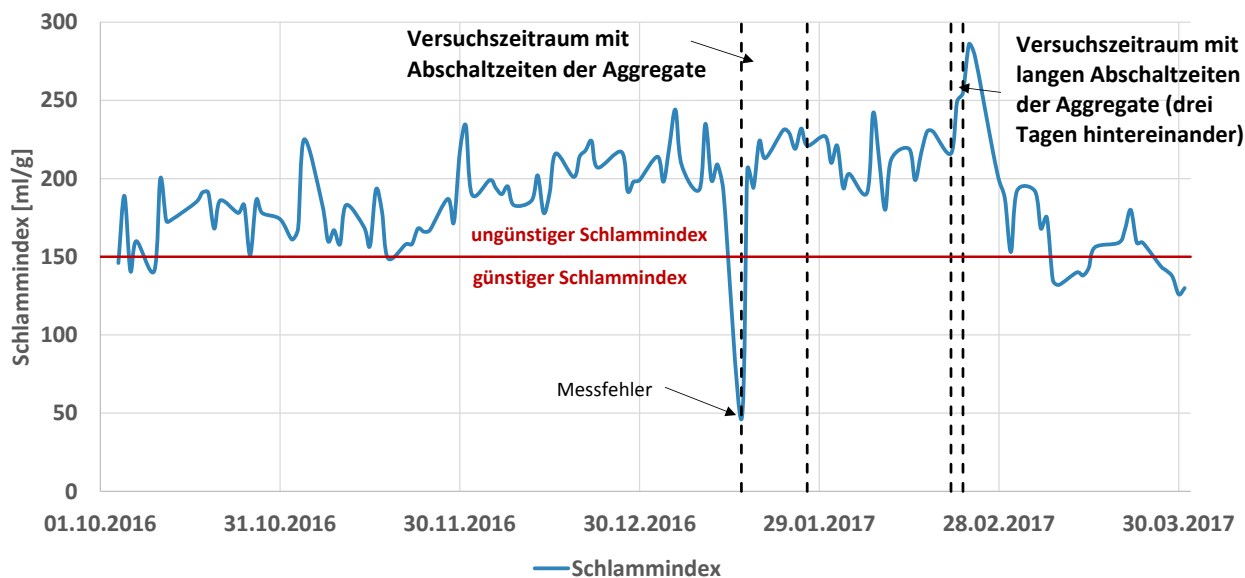
**Bild B.4.60: Ablaufkonzentrationen von beiden Belebungsbecken als Ausschnitt aus dem Bild B.4.59**

Aus Bild B.4.61 ist ersichtlich, dass die Kläranlage aus technischer Sicht in der Lage ist, Regelleistung über mehrere Stunden mit definierten Unterbrechungen für die Regeneration bereitzustellen. In der Regenerationszeit muss die Regelleistung dann durch andere Aggregate aus dem Pool bereitgestellt werden.



**Bild B.4.61: Summe der Leistung aus TE 2 bis TE 4 mit Bezug zum Fremdstrom- und Gesamtbezug der KA**

Nach der KW 8 musste die Versuchsphase für einige Tage unterbrochen werden, da das Kläranlagenpersonal eine starke Verschlechterung des Schlammindex festgestellt hatte (siehe Bild B.4.62). Der Schlammindex (ISV) beschreibt das Absetzverhalten von Belebtschlamm. Ein höherer Schlammindex begünstigt die Entwicklung fadenförmigen Bakterien und damit auch Entstehung von Blähschlamm. Ein guter Wert für den Schlammindex (laut DWA-A 131) liegt zwischen 100 ml/g und 150 ml/g. Der Schlammindex ist wie andere Schlammigenschaften temperaturabhängig und liegt in den Wintermonaten tendenziell höher. Daher lag dieser schon vor der Versuchsphase über dem optimalen Wert und stieg während der Versuchsphase an. Dies kann eventuell auch auf die langen Abschaltzeiten der Belüftungsaggregate zurückgeführt werden.



**Bild B.4.62: Schlammindex von 01.10.2016 bis 01.04.2017 als tägliche Stichprobe**

Bei der Auswertung der Flexibilitätsbereitstellung der Rücklaufschlammumpen wurde deutlich, dass eine weitere Restriktion erforderlich ist. Bei längeren Abschaltzeiten der Rücklaufschlammumpen traten Betriebsprobleme bei der maschinellen Überschussschlammindickung (MÜSE) auf. Aufgrund der gegebenen Anlagenkonfiguration (keine Vorlagebehälter für die MÜSE) kam es bei langen Abschaltzeiten zu einem ungünstigen Polymer-/ÜSS-Verhältnis und somit zu einer schlechteren Eindickung. Diese negativen Auswirkungen auf den Kläranlagenbetrieb würden sich bei der Bereitstellung der Regelleistung für den SRL-Markt deutlich verringern, da die Abrufdauer in den meisten Fällen nur maximal 15 min beträgt.

Die Ergebnisse der Versuchsphase mit SRL-Marktsignalen können aus Tabelle B.4.21 entnommen werden. Aus der Tabelle wird ersichtlich, dass die max. mögliche Leistung pro Abruf relativ hoch ist. Diese Leistung entsteht durch die Überschwinger der Aggregate einige Minuten nach einem vorherigen Abruf und die fehlende Zeit für das Einpendeln der Leistung auf den regulären Betrieb.

### B.4.6.3.3 Auswertung der SRL-Marktsignale

Bei den ersten Versuchen mit den MRL-Marktsignalen ist aufgefallen, dass eine konstante Regenerationszeit nach jedem Abruf nicht sinnvoll ist, wenn die Abrufdauer gering ist. Beispielsweise wird für die Gebläse keine Regenerationszeit von 15 min benötigt, wenn der Abruf davor nur 15 min betrug. Aus diesem Grund wurden die Regenerationszeiten für die Aggregate angepasst. So wird keine Regenerationszeit für die Gebläse in Anspruch genommen, wenn der Abrufdauer unter 30 min lag. Bei den RS-Pumpen greift die Regenerationszeit erst ab einer Abrufdauer von 60 min. Durch diese Veränderung konnten alle 22 Signale in der Testphase beantwortet werden. In der Simulation war abweichend davon die Regenerationszeit das Hauptabbruchkriterium für die SRL-Marktsignale.

**Tabelle B.4.21: Versuchsergebnisse für Verbraucher mit SRL-Markt-Signalen**

Versuchstag	Anzahl Abrufe	Abrufdauer pro Tag	max. mögliche Leistung pro Abruf	max. bereitgestellte Leistung pro Abruf	mögliche Arbeit pro Tag	bereitgestellte Arbeit pro Tag
	[ ]	[min]	[kWh]	[kWh]	[kWh]	[kWh]
1	3	24	124,0	124,0	51,1	51,1
2	12	123	160,0	160,0	201,1	166,8
3	7	50	234,0	234,0	178,2	178,2
4	0	0	0,0	0,0	0,0	0,0
5	0	0	0,0	0,0	0,0	0,0
Summe	22				430,4	396,1

#### Fazit B.4.6

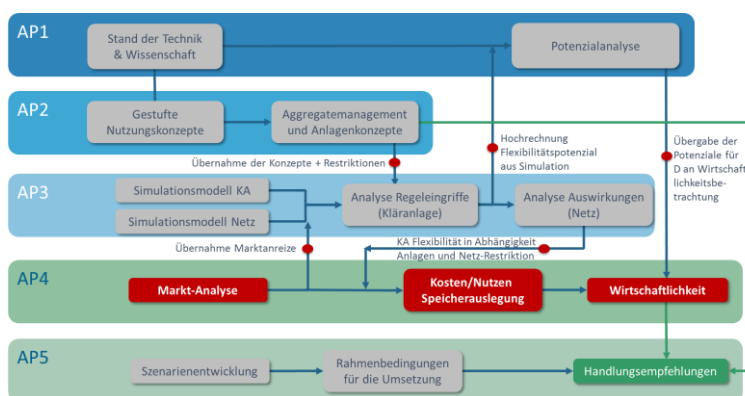
Die Ergebnisse der Feldversuche zeigen, dass die Kläranlage mit ihren Stromverbrauchern und Stromerzeugern aus technischer Sicht die Regelleistung unter den vorgegebenen Restriktionen erbringen können. Der Betreiber der Kläranlage muss bei der Erbringung der Dienstleistung nicht nur auf die Veränderung der Ablaufwerte für das  $\text{NH}_4\text{-N}$ , sondern auch auf die Veränderung der Schlammigenschaften achten. Deutlich wurde auch, dass es wahrscheinlich weitere anlagenspezifische Parameter gibt, die individuell untersucht und in der Vergleichskonzeption bedacht werden müssen. Für den Betreiber des virtuellen Kraftwerkes scheint es sinnvoll zu sein, dass der Pool nicht nur aus den Kläranlagen, sondern auch aus anderen Anlagen besteht. Dadurch kann die Sicherheit für die Verfügbarkeit der Regelleistung besser gewährleistet werden, wenn die Aggregate auf der Kläranlage keine Regelleistung aufgrund systembedingt gleicher Restriktionen erbringen können, z. B. bei erhöhten Mischwasserzuflüssen



## B.5 Marktorientierte Kosten-Nutzenanalyse der Anlagenkonzepte

### B.5.1 Methodik und Vorgehensweise zur Wirtschaftlichkeit

In einem ersten Schritt werden generelle Rahmenbedingungen für einen wirtschaftlichen Einsatz der verschiedenen Energieversorgungskonzepte unter heutigen Bedingungen für das Bezugsjahr 2014 und für das Jahr 2035 dargestellt. Zu den wirtschaftlichen Einflussfaktoren zählen unter anderem die Investitionskosten, die Energiepreise und die Gesetzgebung, insbesondere KWKG oder EEG. Da auch die zukünftige Energieversorgung der Kläranlagen im Jahr 2035 zu betrachten ist, spielt die zeitliche Entwicklung der rechtlichen Rahmenbedingungen und damit einhergehend die Strompreisentwicklung, vor allem der Zeitpunkt der Inbetriebnahme einer Energieversorgungsanlage eine wesentliche Rolle. Vor diesem Hintergrund erfolgt die Darstellung der Wirtschaftlichkeit in Form einer ersten Abschätzung unter heute bekannten Rahmenbedingungen.



**Bild B.5.1: Projektstruktur und Verknüpfung der AP in arrivee**

Die Wirtschaftlichkeitsbetrachtung erfolgt in Anlehnung an die VDI-Richtlinie 2067. Nach der Annuitätenmethode werden aus abgeschätzten Investitionskosten für die Maschinen- und Bautechnik sowie für Gasspeicher und Kommunikationstechnik die zugehörigen Kapitalkosten bestimmt. In den bedarfsgebundenen Kosten (Verbrauchskosten) werden die Kosten für den Strombezug aus dem Netz der allgemeinen Versorgung, ggf. eingesetzte Brennstoffe und die Stromkosten der Hilfsenergie für die Energieerzeugungsanlagen berücksichtigt. Die Betriebskosten setzen sich u. a. aus Wartungs-, und Instandsetzungskosten sowie sonstigen Kosten wie Steuern, Versicherung, Planung und Unvorhergesehenes zusammen.

Die Summe dieser Kosten wird den Erlösen aus der Stromvergütung, Einnahmen aus dem Verkauf von erzeugten Gasen wie z. B. Methan, Einnahmen für die vermiedenen Kosten für den Bezug für reinen Sauerstoff und Einnahmen aus der Stromvermarktung am Regelenergiemarkt und an der Strombörse gegenübergestellt und anschließend das Jahresergebnis ermittelt.

In einer vorgelagerten Energiebilanz werden die umgesetzten Energiemengen für alle Energieversorgungskonzepte aufgeführt und gegenübergestellt. Aus dieser Datengrundlage können später die Verbrauchskosten für die Wirtschaftlichkeitsbetrachtung ermittelt werden. Die Versorgungskonzepte werden mit der Basisvariante „Status Quo“ verglichen. Dies stellt die konventionelle Energieversorgung eines Kläranlagenstandortes dar. Das bedeutet ein Klärgas-BHKW versorgt den Standort zu 100 % mit Wärme und die dabei entstehende Strommenge wird entweder auf dem Kläranlagenstandort selbst genutzt oder ins vorgelagerte Stromnetz des zuständigen Energieversorgers eingespeist. Alle Angaben und Berechnungen erfolgen ohne die gesetzliche Mehrwertsteuer von 19 %.

In einer vorgelagerten Energiebilanz werden die umgesetzten Energiemengen für alle Energieversorgungskonzepte aufgeführt und gegenübergestellt. Aus dieser Datengrundlage können später die Verbrauchskosten für die Wirtschaftlichkeitsbetrachtung ermittelt werden. Die Versorgungskonzepte werden mit der Basisvariante „Status Quo“ verglichen. Dies stellt die konventionelle Energieversorgung eines Kläranlagenstandortes dar. Das bedeutet ein Klärgas-BHKW versorgt den Standort zu 100 % mit Wärme und die dabei entstehende Strommenge wird entweder auf dem Kläranlagenstandort selbst genutzt oder ins vorgelagerte Stromnetz des zuständigen Energieversorgers eingespeist. Alle Angaben und Berechnungen erfolgen ohne die gesetzliche Mehrwertsteuer von 19 %.

#### B.5.1.1 Bestimmung kapitalgebundener Kosten

Der Zinssatz zur Annuitätenmethode wird in Höhe von 3,0 % bestimmt. Nachfolgend ist die Abschreibungsdauer für einzelne Positionen zur Berechnung der Kapitalkosten (VDI, 2012).

Abschreibungsdauer BHKW, VPSA/Druckluftanlage	15 Jahre
Abschreibungsdauer Kommunikationsbox	6 Jahre
Abschreibungsdauer Elektrolyse-Stack/H <sub>2</sub> -BHKW	10 Jahre
Abschreibungsdauer Bautechnik	50 Jahre
Abschreibungsdauer Gasspeicher	30 Jahre
Abschreibungsdauer Planung, Unvorhergesehenes	15 Jahre

Die Investitionskosten für verschiedene Anlagenkomponenten in der Wirtschaftlichkeitsberechnung stützen sich auf Richtpreisangebote von Herstellern. Da es sich bei den Anlagenarten wie dem Stack eines Elektrolyseurs oder dem H<sub>2</sub>-BHKW um sehr innovative Technologien handelt, können die Investitionskosten für die Zukunft nur teilweise durch Richtpreisangebote grob abgeschätzt werden. Für die Klärgas-BHKW wurden aus Herstellerangaben spezifische Investitionskosten bezogen auf die Anlagenleistung überschlägig ermittelt.

Für die Investitionskosten zur Planung einschließlich Kosten für Unvorhergesehenes wurden pauschal 10 % bezogen auf die Gesamtinvestitionskosten angenommen. Das gleiche gilt für den Posten Verwaltung, Steuern, Versicherungen und allgemeine Abgaben, für die ein Wert in Höhe von 0,5 % der Gesamtinvestition angenommen wurde. Diese Prozentzahlen leiten sich aus Erfahrungswerten der TSB ab.

### B.5.1.2 Bestimmung verbrauchsgebundener Kosten

In der Betrachtung entstehen für die Energieerzeugungsanlagen lediglich Stromverbrauchskosten entweder durch den Bezug von Strom aus dem Netz für den Normalbetrieb einer Kläranlage und für den Bezug auf Grund von Flexibilitätserbringung. Es werden drei Nettostromarbeitspreise unterschieden: zum einen für das Bezugsjahr 2014 für die Kläranlage Radevormwald (58.000 E) in Höhe von 15,63 ct/kWh und die drei Musterkläranlagen in Höhe von 18,63 ct/kWh, die damit den Bundesdurchschnitt repräsentieren, und zum anderen für das Jahr 2035 einen Nettostromarbeitspreis in Höhe von 16,83 ct/kWh für alle vier Kläranlagen. Die Stromnebenkosten und die Zusammensetzung für das Jahr 2014 werden im Kapitel B6.1.1.4 erläutert.

Der Stromgestehungspreis für die Kläranlage Radevormwald mit EW = 58.000 E beträgt im Jahr 2014 3,919 ct/kWh netto. Im Vergleich zum Bundesdurchschnitt, der zwischen 5,5 und 7,5 ct/kWh liegt, besitzt die Kläranlage Radevormwald einen niedrigen Stromgestehungspreis. Für die Musterkläranlagen mit EW = 20.000 E/ 50.000 E/ 150.000 E wird ein Stromgestehungspreis in Höhe von 6,9 ct/kWh angenommen, der dem Bundesdurchschnitt eher entspricht. Der Nettostromarbeitspreis inklusive Umlagen, Stromsteuer und Netznutzungsentgelte für das Jahr 2014 liegt für Radevormwald bei 15,63 ct/kWh und für die Musterkläranlagen bei 18,63 ct/kWh. Die Kosten für die Bestandteile des Strompreises für Radevormwald wurden aus dem Preisblatt 2014 der Stadtwerke Radevormwald GmbH entnommen. (Stadtwerke Radevormwald 2014).

Da es gemäß § 118 Abs. 6 EnWG eine Übergangsregelung zur Privilegierung für Speicher wie Power-to-Gasanlagen existiert, entfallen die Netzentgelte für den Stromverbrauch Elektrolyseur in den Konzepten IIIa, IIIb, IV, V für das Betrachtungsjahr 2014 für die Kläranlage Radevormwald und alle Musterkläranlagen (siehe Kapitel B.6.1.4.1). Somit liegt der Nettostromarbeitspreis für das Jahr 2014 für diese Strommengen für Radevormwald bei 15,63 ct/kWh und für die Musterkläranlagen bei 18,63 ct/kWh.

Für das Jahr 2035 wird ein Stromgestehungspreis in Höhe von 2,10 ct/kWh angenommen (Siehe Kapitel B.4.2.3.1). Dieser setzt sich zusammen aus dem zukünftigen mittleren Strombörsenpreis im Jahr 2035 für Beschaffung 1,34 ct/kWh und aus 0,76 ct/kWh für Vertrieb und sonstiges wie Messstellenbetrieb. Somit ergibt für das Jahr 2035 ein Nettostromarbeitspreis inklusive Umlagen, Stromsteuer und Netznutzungsentgelte in Höhe von 16,83 ct/kWh (vgl. Kapitel B.6.1.1.4).

Für alle Konzepte im Jahr 2035 wird zudem angenommen, dass die Erbringung von Flexibilität in Form von Regelenergiebereitstellung aber auch der optimierte Stromeinkauf an der Börse, gerade in Zeiten von EE-Überschuss im Netz, mit vermiedenen Netznutzungskosten in Höhe von 4,17 ct/kWh belohnt wird. Das bedeutet, für 2035 wird der Strom, der zur Flexibilitätserbringung aus dem Netz der allgemeinen Versor-

gung entnommen wird, nur noch mit einem Netznutzungsentgelt in Höhe von 1,0 ct/kWh belegt wird, so dass sich ein Nettostromarbeitspreis für Strom zur Flexibilitätserbringung in Höhe von 12,66 ct/kWh ergibt. Dies zeigen nachfolgende Tabellen, welche eine Übersicht zu den angenommenen Strompreisen der Betrachtungsjahre 2014/2035 und Konzeptvarianten mit EW = 58.000E/20.000 E/50.000 E/150.000 E geben.

**Tabelle B.5.1: Strompreise für die Kläranlage Radevormwald 58.000 E**

Bestandteile		2014	2035	2035 Flexibilität
spez. Strompreis	ct/kWh <sub>el</sub>	15,63 /13,12*	16,83	12,66
Gestehungskosten	ct/kWh <sub>el</sub>	3,919	2,10	2,10
Netznutzungsentgelt	ct/kWh <sub>el</sub>	2,516 /0,0*	5,165	1,000
Stromsteuer	ct/kWh <sub>el</sub>	2,050	3,00	3,00
Konzessionsabgabe	ct/kWh <sub>el</sub>	0,110	0,16	0,16
EEG-Umlage	ct/kWh <sub>el</sub>	6,240	4,50	4,50
sonst. Umlagen (KWK-,§19,Offshore, AbLaV)	ct/kWh <sub>el</sub>	0,796	1,900	1,900

Netzentgelte entfallen für Stromverbrauch durch PtG gemäß § 118 Abs. 6 EnWG Übergangsregelung (siehe Kapitel B.6.1.4.1 (Netzentgelte für den Strombezug zum Einsatz in Power-to-Gas-Anlagen))

**Tabelle B.5.2: Strompreise für die Musterkläranlagen 20.000 E / 50.000 E /150.000 E**

Bestandteile		2014	2035	2035 Flexibilität
spez. Strompreis	ct/kWh <sub>el</sub>	18,63 / 16,12*	16,83	12,66
Gestehungskosten	ct/kWh <sub>el</sub>	6,919	2,10	2,10
Netznutzungsentgelt	ct/kWh <sub>el</sub>	2,516 / 0,0*	5,165	1,00
Stromsteuer	ct/kWh <sub>el</sub>	2,050	3,00	3,00
Konzessionsabgabe	ct/kWh <sub>el</sub>	0,110	0,16	0,16
EEG-Umlage	ct/kWh <sub>el</sub>	6,240	4,50	4,50
sonst. Umlagen (KWK-,§19,Offshore, AbLaV)	ct/kWh <sub>el</sub>	0,796	1,90	1,90

Netzentgelte entfallen für Stromverbrauch durch PtG gemäß § 118 Abs. 6 EnWG Übergangsregelung (siehe Kapitel B.6.1.4.1 (Netzentgelte für den Strombezug zum Einsatz in Power-to-Gas-Anlagen))

### B.5.1.3 Bestimmung betriebsgebundener Kosten

Für Wartungs- und Instandhaltungskosten ist der prozentuale Aufwand auf die Investition nach VDI 2067 und durch Herstellerangaben angegeben. Die Prozentsätze variieren zwischen 1,0 % und 10 % der Investitionskosten je nach Anlagenart:

BHKW	10,0%
VPSA/ Druckluftanlage	2,5%
Gasspeicher	1,5%
Elektrolyseur und Stack	2,0%
Methanisierungsreaktor	1,5%
H <sub>2</sub> -BHKW	2,0%

### B.5.1.4 Bestimmung von Erträgen

Den Jahreskosten Kapital-, Betriebs- und Verbrauchskosten stehen Erträge gegenüber, welche das Jahresergebnis (Kosten minus Erträge) verbessern können und den entstehenden Fehlbetrag die Gesamtkosten verringern (ein Überschuss ist nicht zu erwarten). Zum einen stehen Erträge aus Einnahmen zur Erbringung von Flexibilitätsdienstleistungen wie Regelenergie, dem Verkauf von erzeugtem Wasserstoff bzw. Biomethan ins Erdgasnetz oder den vermiedenen Kosten durch die Substitution von Luft durch die Verwen-



derung von Sauerstoff im Belebungsbecken oder die Verwendung von Sauerstoff in der Ozonierung, sowie dem optimierten Einkauf von Strom an der Börse (IntradayMarkt) für den Betrieb des Elektrolyseurs.

Weiterhin werden Erträge generiert durch die Anwendung des KWK-Gesetzes. Strommengen aus Klärags-BHKWs wird in Form von KWK-Zuschlägen vergütet. Die KWK-Zuschläge werden gestaffelt berechnet und abhängig von der Anlagengröße, sowie dem Zeitpunkt des Betriebs einer Anlage, aber auch ob Eigenversorgung oder Netzeinspeisung in das Netz der allgemeinen Versorgung vorliegt. vgl. Kapitel B.6.1.4.1. Die Förderung der Erzeugung von Strom nach dem KWKG

Diese Gutschriften aus dem KWK-Gesetz werden für das Bezugsjahr 2014 auf Grundlage des KWKG 2012 berechnet. Für das Jahr 2035 werden die Veränderungen aus dem KWKG 2016 zugrunde gelegt. Das bedeutet, dass die Gutschrift für das Jahr 2035 sich erheblich vermindert, da sich zum einen die KWK-Zuschläge sehr vermindern und zum anderen auf die Stromeigennutzung die EEG-Umlage für das Jahr 2035 in Höhe von 4,5 ct/kWh in vollem Umfang anfällt und damit die KWK-Gutschriften erheblich mindert bzw. im Jahr 2035 sogar für Kosten sorgt (vgl. Kapitel B.6.1.1.4).

Weiterhin werden in den Konzepten III bis V Einnahmen aus dem Verkauf von erzeugten Produktgasen generiert. Es wird unterstellt, dass diese am Markt (Einspeisung ins Erdgasnetz, H<sub>2</sub>-Markt) gegen ein Entgelt abgenommen werden, bzw. Reinsauerstoff in der Ozonierung selbst genutzt, bzw. Luft dadurch substituiert wird, anstelle O<sub>2</sub> zu kaufen.

Bei Konzept IIa kann durch das Zugeben von Reinsauerstoff der Stromverbrauch der Belüftung reduziert werden. Mit je einem m<sup>3</sup> Reinsauerstoff können 4,8 m<sup>3</sup> Luft ersetzt werden. Dadurch kann eine Stromersparung im Belebungsbecken generiert werden, die in etwa 10 % des spezifischen Strompreises ausmacht. Bei dem Konzept IIa wird für das erzeugte O<sub>2</sub> für das Substituieren von Luft ein spezifischer Preis in Höhe von 2 ct pro m<sup>3</sup> Reinsauerstoff angenommen.

Für die eingesparten Kosten aus der Reinsauerstoffnutzung in der Ozonierung werden für die verschiedenen Kläranlagengrößen gestaffelte Preise angenommen. In der folgenden Tabelle können die spezifischen Kosten pro m<sup>3</sup> Reinsauerstoff entnommen werden:

**Tabelle B.5.3: Spezifische Preis für Reinsauerstoff in der Ozonierung**

Modellanlagen	20.000 E	50.000 E	58.000 E	150.000 E
ct / Nm <sup>3</sup> O <sub>2</sub>	33,0	27,0	27,0	22,0

In den Konzepten III bis V wird Wasserstoff erzeugt. Es wird angenommen, dass die Wasserstoffmengen entweder auf dem Kläranlagenstandort selbst verbraucht oder wie in Konzept V an einen externen Abnehmer (z. B. Mobilität) verkauft werden. Für die eingesparten Kosten des Wasserstoffankaufs sowie für den Wasserstoffverkauf wird ein spezifischer Preis für alle Konzepte in Höhe von 27 ct/m<sup>3</sup> H<sub>2</sub> angenommen.

Für die Einspeisung des aufbereiteten Biomethans in das Gasnetz werden ebenfalls Einnahmen aus dem Verkauf als Erdgas-Substitut erzielt. Dabei werden spezifische Erlöse in Höhe von 5 ct/kWh für die Netzeinspeisung und vermiedene Netzentgelte gemäß § 20a GasNEV in Höhe von 0,7 ct/kWh angesetzt. (BNetzA, 2015).

## B.5.2 Energiewirtschaftliche Bewertung des Flexibilitätspotenzials

Im Kapitel B.4.2 und B.4.3 erfolgte die Beschreibung zur Berechnung der Aggregate-Management-Einnahmen aus der MRL/SRL für das BHKW und die Aggregate und aus dem Stromeinkauf an der Börse über den Intraday-Markt für den Elektrolyseur. Beispielhaft sind in Tabelle B.5.4 die Einnahmen für die Regelenenergie für die KA Radevormwald aufgezeigt.

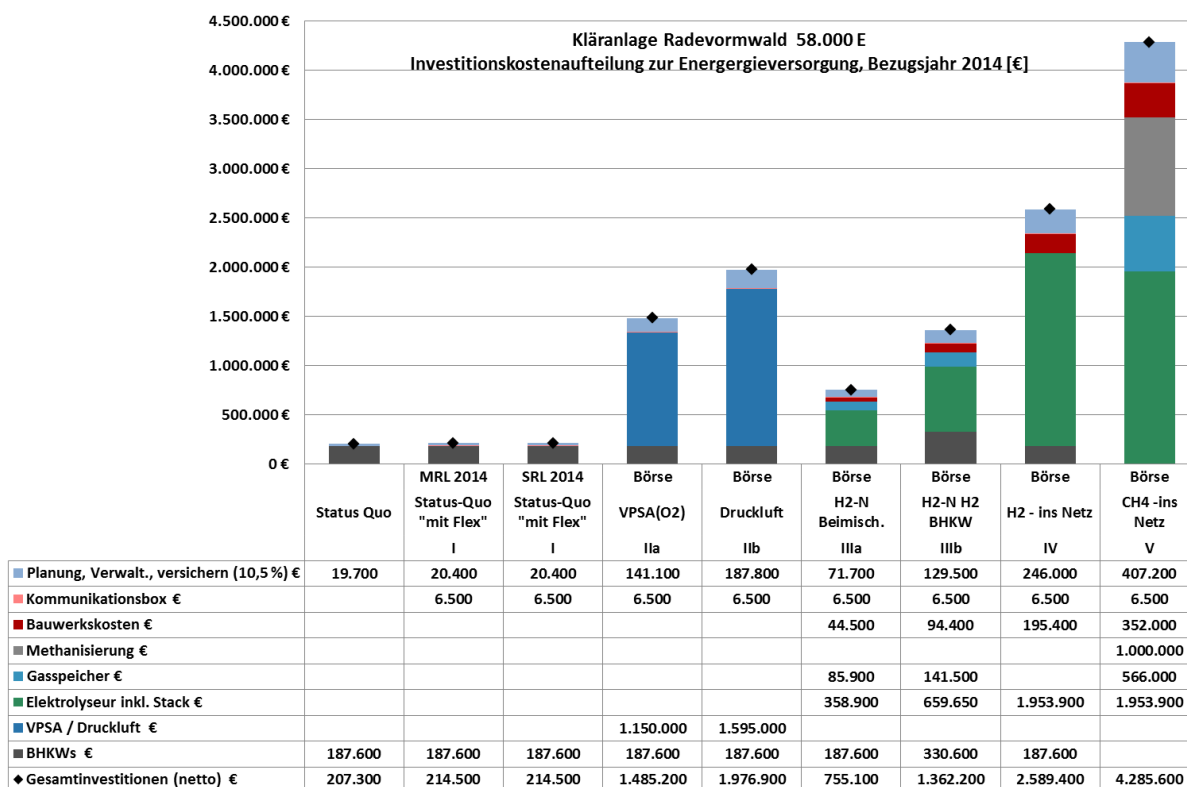
**Tabelle B.5.4: Einnahmen der Regelenenergie für 2014/2035 am Beispiel der KA Radevormwald**

Radevormwald, 58.000 E	2014	MRL	SRL
jährliche Einnahmen BHKW	€/a	2.826	9.053
jährliche Einnahmen Aggregate	€/a	2.665	9.140
Jährliche Einnahmen Regelenenergie (inkl. Händleranteil ~30 %)	€/a	5.491	18.193

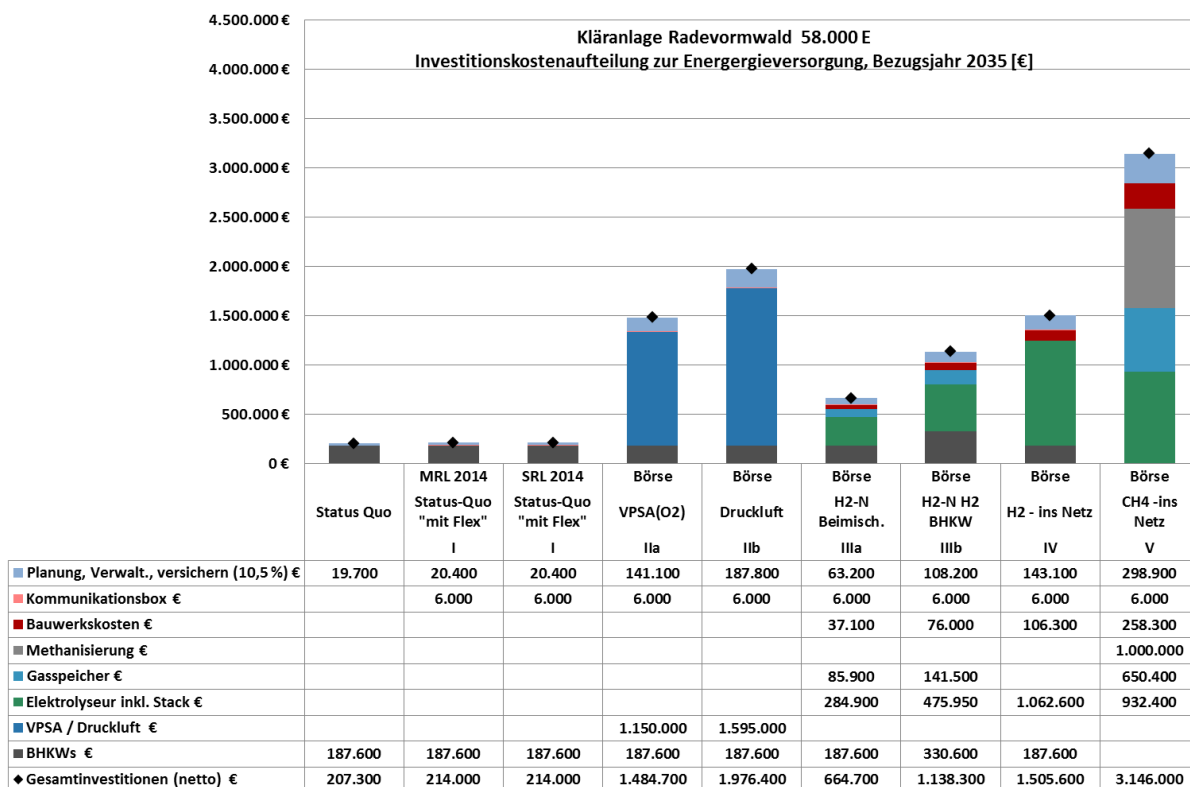
Radevormwald, 58.000 E	2035	MRL	SRL
jährliche Einnahmen BHKW	€/a	1.841	9.627
jährliche Einnahmen Aggregate	€/a	4.622	11.597
jährliche Einnahmen Regelenergie (inkl. Händleranteil ~30 %)	€/a	6.463	21.224

### B.5.3 Wirtschaftliche Bewertung des Flexibilitätspotenzials der unterschiedlichen Anlagenkonzepte

Nachfolgend ist der Vergleich der Investitionskosten für die Jahre 2014 und 2035 exemplarisch am Beispiel der Kläranlage Radevormwald 58.000 E dargestellt.



**Bild B.5.2: Vergleich Investitionskosten 2014, Kläranlage Radevormwald 58.000 E**



**Bild B.5.3: Vergleich Investitionskosten 2035, Kläranlage Radevormwald 58.000 E**

Aus den Bildern Bild B.5.2 und Bild B.5.3 ist zu erkennen, dass die Investitionskosten 2014 in den Konzepten Status-Quo „mit Flex“ I MRL und SRL mit einer Summe in Höhe von 214.500 € gleich hoch ausfallen. Für das Jahr 2035 wird von gleichbleibenden Investitionskosten für Klärgas-BHKWs ausgegangen. Lediglich die Investitionskosten für die Kommunikationsbox und deren programmiertechnische Einrichtung vermindern sich im Jahr 2035 um 500 €. Die Verminderung der Investitionskosten für die Kommunikationsbox wird durch die in den kommenden Jahren verfügbare ausgereifte und massenhaft produzierte Technik begründet.

Die Gesamtinvestitionen steigen mit zunehmender Anzahl von Energieerzeugungsarten und Technologie-zubau. Am höchsten sind in beiden Betrachtungszeiträumen die Kosten der Konzeptvariante fünf CH4-Einspeisung ins Netz für das Jahr 2014 in Höhe von 4.285.600 € und im Jahr 2035 in Höhe von 3.146.000 €.

Ähnliche Aussagen zu den Investitionskosten können auch über die Musterkläranlagen getroffen werden. Mit steigender Kläranlagengrößenklasse erhöhen sich die Investitionskosten. Das betrifft die BHKW und die Kommunikationstechnik weniger, sondern eher die Technologien der Gaserzeugung in den Konzepten IIa bis V in beiden Betrachtungsjahren. Betrachtet man die einzelnen Kläranlagengrößen in den Jahren untereinander, so ist zu erwarten, dass die heute noch in der Einzelfertigung produzierten Technologien wie PEM-Elektrolyse oder H<sub>2</sub>-BHKW in der Zukunft weiterentwickelt und kostengünstiger hergestellt werden können und die Investitionskosten für diese Techniken im Jahr 2035 sinken werden.

Im Anschluss werden in der Wirtschaftlichkeitsberechnung die Jahreskosten ermittelt. Die Tabelle B.5.6 und Tabelle B.5.5 stellen die Wirtschaftlichkeitsbetrachtung der Energieerzeugungsvarianten exklusive gesetzlicher Mehrwertsteuer von 19 % dar.

**Tabelle B.5.5: Vergleich Wirtschaftlichkeit Kläranlage Radevormwald 58.000 E, 2014**

2014 Radevormwald 58.000 E	0	I	I	IIa	IIb	IIIa	IIIb	IV	V
	Status-Quo	Status-Quo "Flex"	Status-Quo "Flex"	VPSA(O2)	Druckluft	H <sub>2</sub> -N Beimisch.	H <sub>2</sub> -N H <sub>2</sub> BHKW	H <sub>2</sub> - ins Netz	CH <sub>4</sub> - ins Netz
		MRL 2014	SRL 2014	Börse	Börse	Börse	Börse	Börse	Börse
<b>Wirtschaftlichkeit zzgl. MwSt.</b>									
Gesamtinvestitionskosten	207.300	214.500	214.500	1.485.200	1.976.900	755.100	1.362.200	2.589.400	4.285.600
<b>Mehrinvestition</b> €		<b>7.200</b>	<b>7.200</b>	<b>1.277.900</b>	<b>1.769.600</b>	<b>547.800</b>	<b>1.154.900</b>	<b>2.382.100</b>	<b>4.078.300</b>
Kapitalkosten €/a	17.400	18.700	18.700	127.400	169.400	57.200	108.500	206.300	312.700
Verbrauchskosten €/a	139.300	139.900	139.600	229.300	524.400	168.400	203.800	643.600	635.000
Betriebskosten €/a	18.800	18.800	18.800	47.600	58.700	31.000	44.800	51.000	58.100
%-Anteil Kapitalkosten	10%	11%	11%	32%	23%	22%	30%	23%	31%
%-Anteil Verbrauchskosten	79%	79%	79%	57%	70%	66%	57%	71%	63%
%-Anteil Betriebskosten	11%	11%	11%	12%	8%	12%	13%	6%	6%
Gesamt Jahreskosten €/a	175.500	177.400	177.100	404.300	752.500	256.600	357.100	900.900	1.005.800
Gesamt Jahreserträge €/a	-40.600	-46.100	-58.800	-117.400	-83.000	-63.100	-86.600	-379.100	-396.800
Jahresergebnis - Jahreskosten €/a	134.900	131.300	118.300	286.900	669.500	193.500	270.500	521.800	609.000
<b>Einsparung bzw. Mehrkosten Jahreskosten vs. Status-Quo</b> €/a		<b>3.600</b>	<b>16.600</b>	<b>-152.000</b>	<b>-534.600</b>	<b>-58.600</b>	<b>-135.600</b>	<b>-386.900</b>	<b>-474.100</b>
Betriebs- und Verbrauchskosten €/a	158.100	158.700	158.400	276.900	583.100	199.400	248.600	694.600	693.100
Jahreserträge €/a	-40.600	-46.100	-58.800	-117.400	-83.000	-63.100	-86.600	-379.100	-396.800
laufende Kosten €/a	117.500	112.600	99.600	159.500	500.100	136.300	162.000	315.500	296.300
<b>Einsparung laufende Kosten</b> €/a		<b>4.900</b>	<b>17.900</b>	<b>-42.000</b>	<b>-382.600</b>	<b>-18.800</b>	<b>-44.500</b>	<b>-198.000</b>	<b>-178.800</b>
interne Verzinsung		68,0%	248,6%						
Amortisationsdauer a		<b>1,47</b>	<b>0,40</b>						

**Tabelle B.5.6: Vergleich Wirtschaftlichkeit Kläranlage Radevormwald 58.000 E, 2035**

2035 Radevormwald 58.000 E	0	I	I	IIa	IIb	IIIa	IIIb	IV	V
	Status-Quo	Status-Quo "Flex"	Status-Quo "Flex"	VPSA(O2)	Druckluft	H <sub>2</sub> -N Beimisch.	H <sub>2</sub> -N H <sub>2</sub> BHKW	H <sub>2</sub> - ins Netz	CH <sub>4</sub> -ins Netz
		MRL 2035	SRL 2035	Börse	Börse	Börse	Börse	Börse	Börse
<b>Wirtschaftlichkeit zzgl. MwSt.</b>									
Gesamtinvestitionskosten	207.300	214.000	214.000	1.484.700	1.976.400	664.700	1.138.300	1.505.600	3.146.000
<b>Mehrinvestition</b> €		<b>6.700</b>	<b>6.700</b>	<b>1.277.400</b>	<b>1.769.100</b>	<b>457.400</b>	<b>931.000</b>	<b>1.298.300</b>	<b>2.938.700</b>
Kapitalkosten €/a	17.400	18.600	18.600	127.300	169.300	47.300	85.000	101.900	204.700
Verbrauchskosten €/a	150.000	151.300	149.800	246.800	564.600	188.100	249.200	763.800	797.800
Betriebskosten €/a	18.800	18.800	18.800	47.600	58.700	29.000	39.700	36.300	42.600
%-Anteil Kapitalkosten	9%	10%	10%	30%	21%	18%	23%	11%	20%
%-Anteil Verbrauchskosten	81%	80%	80%	59%	71%	71%	67%	85%	76%
%-Anteil Betriebskosten	10%	10%	10%	11%	7%	11%	11%	4%	4%
Gesamt Jahreskosten €/a	186.200	188.700	187.200	421.700	792.600	264.400	373.900	902.000	1.045.100
Gesamt Jahreserträge €/a	6.400	-1.900	-15.300	-93.400	-132.000	-24.500	-68.000	-469.400	-530.300
Jahresergebnis - Jahreskosten €/a	192.600	186.800	171.900	328.300	660.600	239.900	305.900	432.600	514.800
<b>Einsparung bzw. Mehrkosten Jahreskosten vs. Status-Quo</b> €/a		<b>5.800</b>	<b>20.700</b>	<b>-135.700</b>	<b>-468.000</b>	<b>-47.300</b>	<b>-113.300</b>	<b>-240.000</b>	<b>-322.200</b>
Betriebs- und Verbrauchskosten €/a	168.800	170.100	168.600	294.400	623.300	217.100	288.900	800.100	840.400
Jahreserträge €/a	6.400	-1.900	-15.300	-93.400	-132.000	-24.500	-68.000	-469.400	-530.300
laufende Kosten €/a	175.200	168.200	153.300	201.000	491.300	192.600	220.900	330.700	310.100
<b>Einsparung laufende Kosten</b> €/a		<b>7.000</b>	<b>21.900</b>	<b>-25.800</b>	<b>-316.100</b>	<b>-17.400</b>	<b>-45.700</b>	<b>-155.500</b>	<b>-134.900</b>
interne Verzinsung	%	104,5%	326,9%						
<b>Amortisationsdauer</b> a		<b>0,96</b>	<b>0,31</b>						

Die drei Kostenarten Kapital-, Betriebs- und Verbrauchskosten abzüglich der Jahreserträge ergeben das Jahresergebnis, die Gesamtjahreskosten. Der Betrag der Gesamtjahreskosten steigt mit zunehmendem Technologieeinsatz, der in den gestuften Konzepten installiert wird.

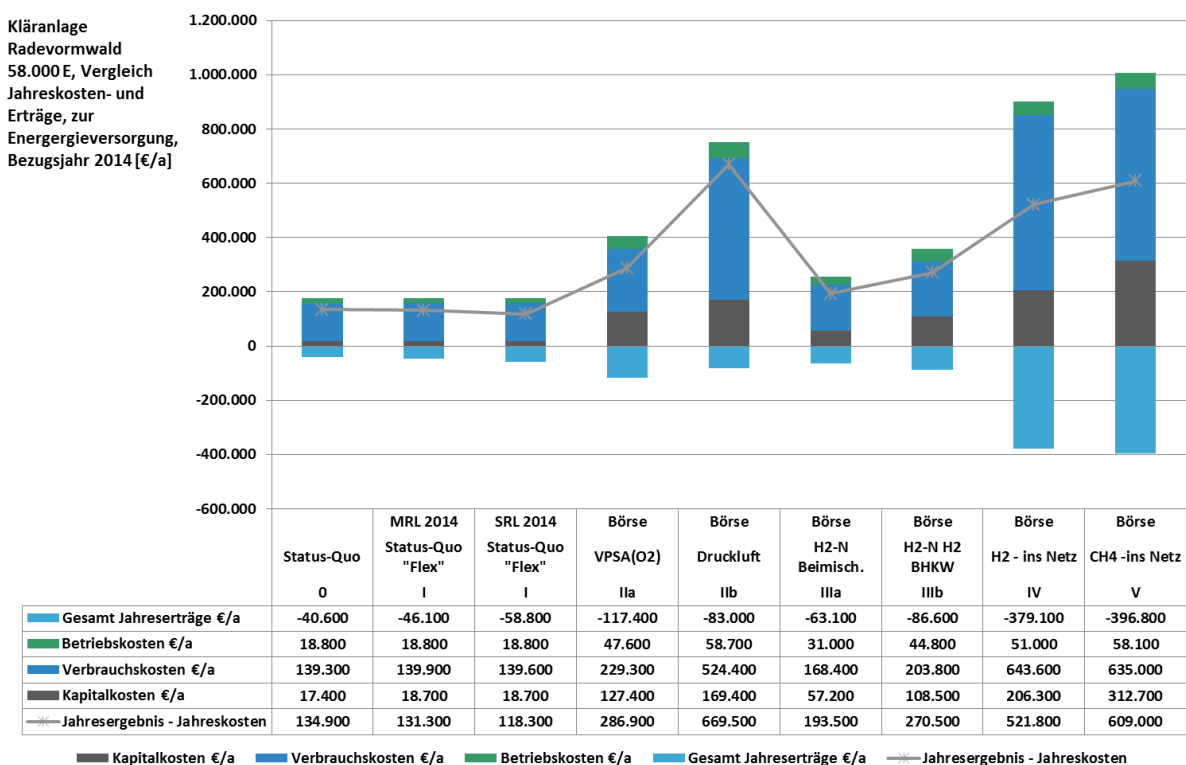
Die Betriebskosten sind im Vergleich zu den anderen Kostenarten am geringsten. Sie liegen in beiden Betrachtungszeiträumen zwischen rund 18.000 €/a und 59.000 €/a und haben den geringsten Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit der untersuchten Konzepte.

Aus dem Vergleich der Anteile von Kapital-, Verbrauchs- und Betriebskosten Wirtschaftlichkeit der Kläranlage Radevormwald beider Betrachtungsjahre ist erkennbar, dass die Verbrauchskosten über alle Konzepte hinweg einen Anteil zwischen 60 und 80 % der Jahreskosten ausmachen. Die tatsächlichen Verbrauchskosten steigen im Vergleich von 2014 zu 2035 in allen Konzeptvarianten an

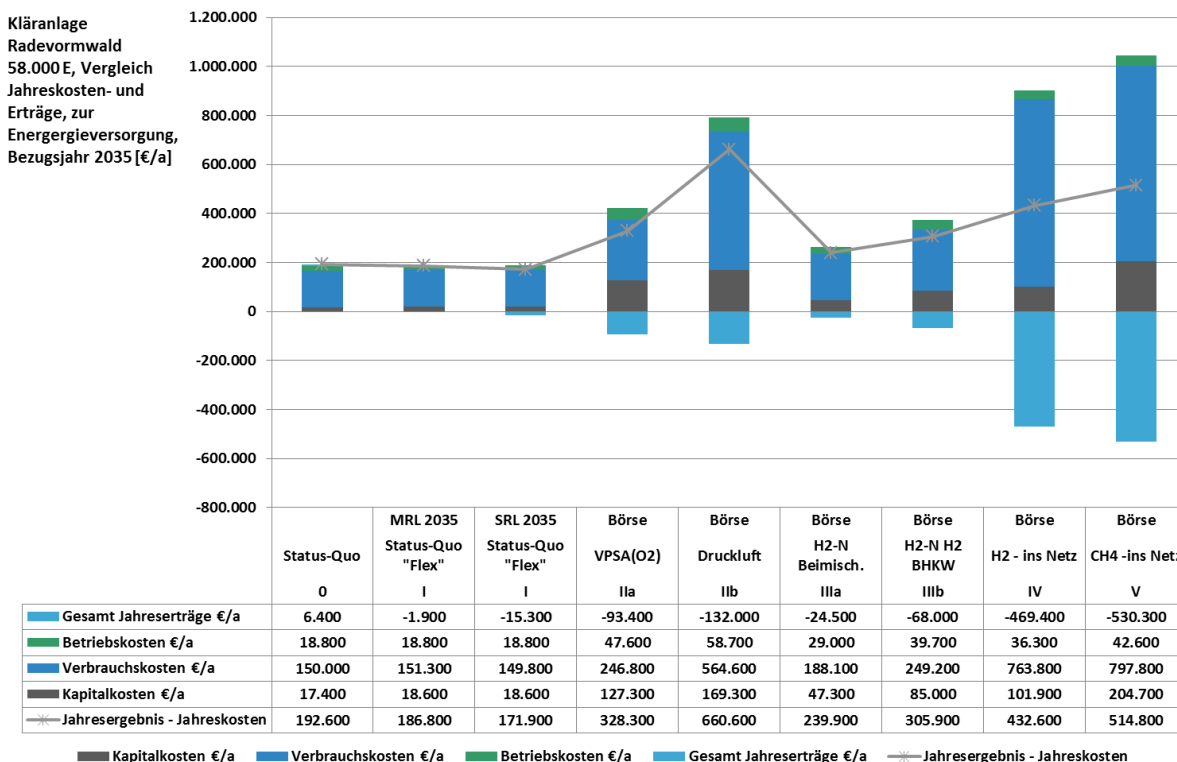
Vergleicht man das Konzept 1 Status Quo „mit Flex“ MRL und Konzept I Status Quo „mit Flex“ SRL (Flex-Varianten) mit dem Status-Quo, so sind in beiden Betrachtungszeiträumen die Varianten mit der Regelenergievermarktung bezüglich der Jahreskosten geringer als der Status-Quo. Beide Flex-Varianten können demnach Mehrkosten einsparen, das bedeutet im Jahr 2014 Konzept I Status Quo „mit Flex2 MRL spart im Vergleich zum Status-Quo 3.600 €/a und Konzept 1 Status Quo „mit Flex“ SRL 16.600 €/a an Jahreskosten ein. Im Jahr 2035 sind durch die Flex-Varianten noch höhere Einsparungen in Höhe von 5.700 €/a und 20.600 €/a zu erwarten. (siehe Bild B.5.4 und Bild B.5.5)

Unter den jetzigen Annahmen würden sich die Flex-Varianten Konzept I MRL und SRL in beiden Betrachtungszeiten 2014/2035 innerhalb von weniger als 2 Jahren amortisieren. Das liegt vor allem daran, dass in beiden Konzepten I MRL und SRL nur geringe Mehrinvestitionen für die Anschaffung der Kommunikationsbox getätigt werden müssen. Weiterhin werden durch die flexible Fahrweise der schon vorhandenen Anlagentechniken auf der Kläranlage Jahreserträge durch die Regelenergieeinnahmen und im Jahr 2035 durch die vermiedenen Netznutzungskosten generiert, welche die laufenden Kosten decken können.

Bei den Konzepten IIa, IIb, IIIa, IIIb, IV und V lässt sich in beiden Betrachtungsjahren keine Wirtschaftlichkeit darstellen.

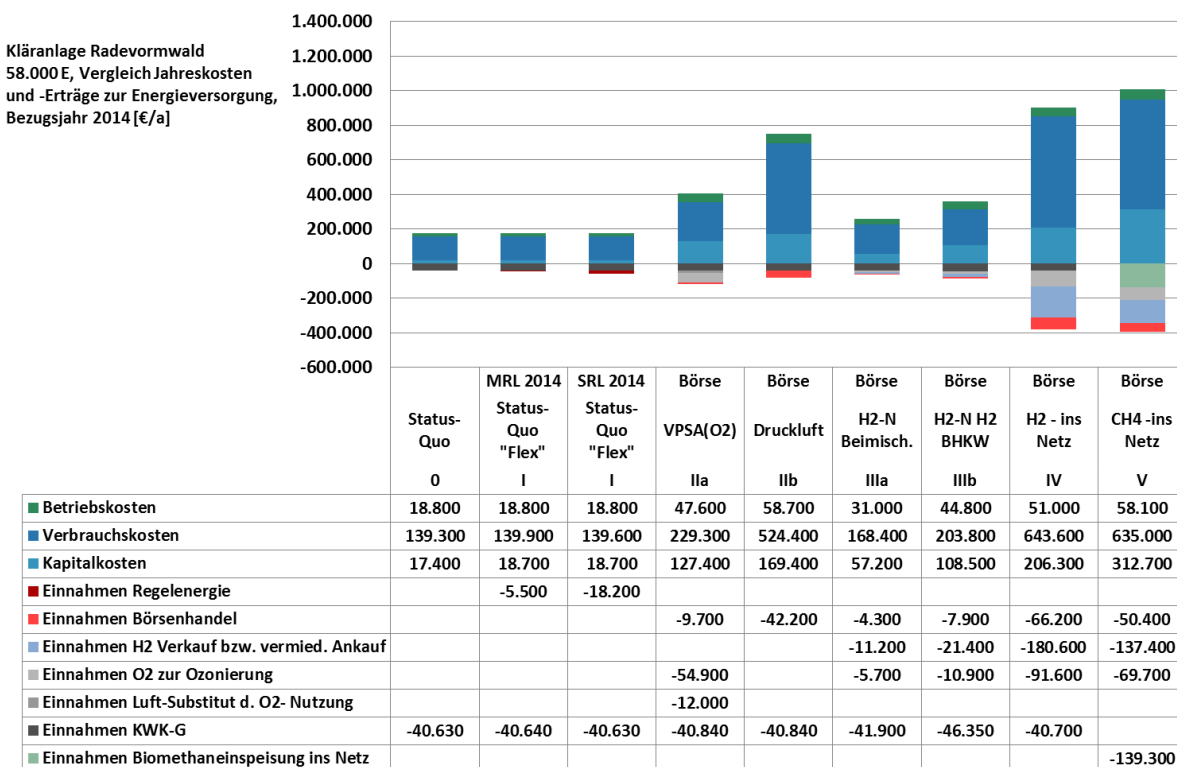


**Bild B.5.4: Vergleich Jahreskosten 2014, Kläranlage Radevormwald 58.000 E**



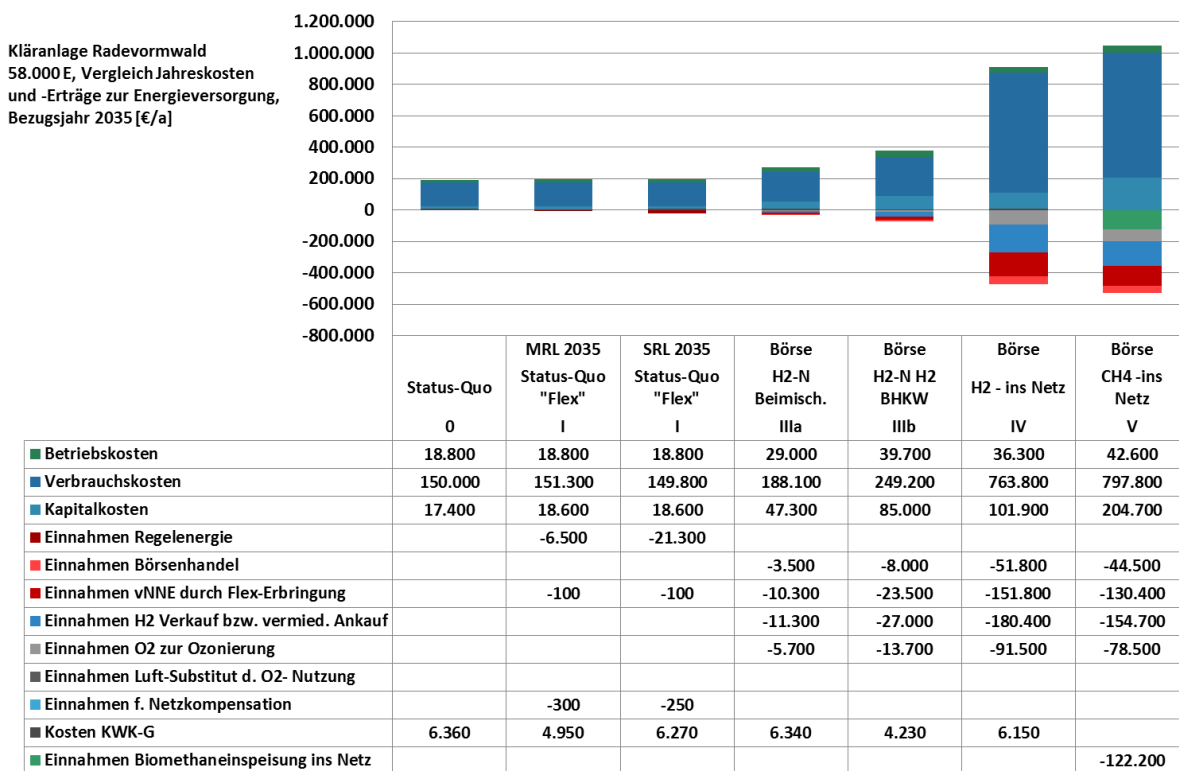
**Bild B.5.5: Vergleich Jahreskosten 2035, Kläranlage Radevormwald 58.000 E**

Im Jahr 2014 fallen die Jahreserträge für alle Konzeptvarianten höher aus als im Bezugsjahr 2035. In den nachfolgenden Bildern Bild B.5.6 und Bild B.5.7 ist die Aufteilung der Jahreserträge detailliert dargestellt.



**Bild B.5.6: Vergleich Kosten und Erträge 2014, Kläranlage Radevormwald 58.000 E**





**Bild B.5.7: Vergleich Kosten und Erträge 2035, Kläranlage Radevormwald 58.000 E**

Im Jahr 2035 vermindern sich diese Einnahmen vor allem durch den Wegfall des vermiedenen Netznutzungsentgeltes für KWK-Strom, die Reduzierung der KWK-Zuschläge und der Einspeisevergütung sowie durch die zusätzlichen Kosten für die EEG-Umlage auf selbstgenutzten Strom aus den BHKWs. Im Jahr 2014 können nach dieser Betrachtung je nach Konzept noch Einnahmen aus dem KWK-G zwischen 40.700 €/a und 46.350 €/a generiert werden. Im Jahr 2035 ergeben sich demgegenüber Kosten aus dem KWK-G zwischen 4.230 €/a und 6.360 €/a.

Für die Erbringung von Flexibilität in Form von Regelenergie oder den Einkauf von Strom an der Börse, vor allem in Zeiten bei EE-Überschuss im Stromnetz, werden vermiedene Netznutzungskosten (vNNE) in Höhe von 4,67ct/kWh im Jahr 2035 angesetzt. Diese erhöhen die Jahreserträge im Jahr 2035. Der Betrag der Einnahmen aus vNNE liegt bei den Konzepten I MRL /SRL bei rund 100 €/a, bei den Konzepten IIa, IIb, IIIa, IIIb, IV und V liegt er zwischen 10.000 €/a und 153.800 €/a.

Weiterhin werden durch den Stromeinkauf an der Börse Einnahmen aus vermiedenen Gestehungskosten generiert. Dabei sind hier als vermiedene Gestehungskosten die Differenz vom Gestehungspreis des eingekauften Stroms (durchschnittlicher Börsenpreis) in Radevormwald in Höhe von 3,92 ct/kWh zum eingekauften Strom für die PtG-Anlage zu optimierten Börsenpreisen in Höhe von 1,46 ct/kWh gemeint und beträgt somit 2,46 ct/kWh für das Jahr 2014.

Die Einnahmen aus den optimierten Börsenpreisen für die PtG-Anlage sind im Jahr 2014 für die Kläranlage Radevormwald in allen Konzepten höher als für das Jahr 2035. Das liegt daran, dass Radevormwald einen vom bundesdurchschnitt abweichenden niedrigen Gestehungspreis in Höhe von 3,92 ct/kWh bezahlt. Die Differenz zum zukünftig angenommenen Gestehungspreis für Radevormwald und damit die Einsparung durch vermiedenen Gestehungskosten ist in diesem Fall daher geringer.

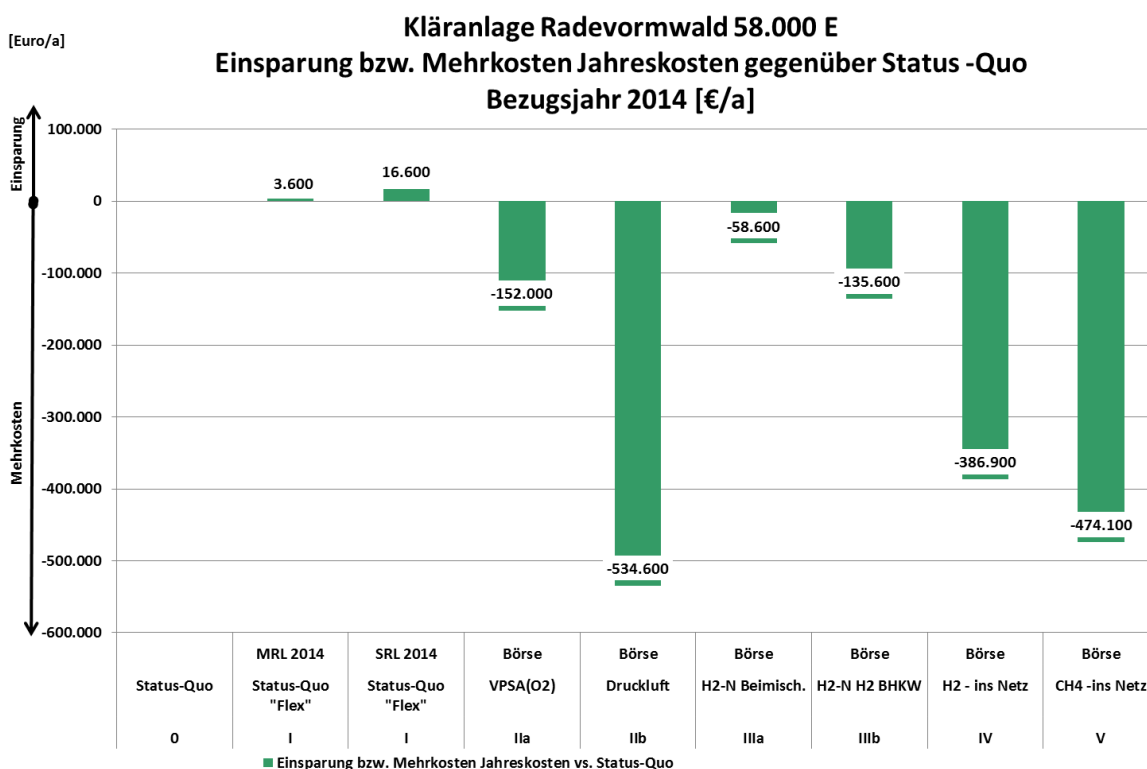
Für das Jahr 2035 werden zusätzliche Einnahmen für die Erbringung von Netzkompensation für die Kläranlage Radevormwald 58.000 E für das Konzept I MRL 300 €/a und das Konzept I SRL 250€/a ausgewiesen. Diese fließen als Erträge ebenfalls in die Wirtschaftlichkeit ein.

Diese Beträge sind im Vergleich zu den entstehenden den Jahreskosten in beiden Konzeptvarianten I eher gering. Jedoch sind sie wichtig mit aufzunehmen, da sie hier nur für den Einzelfall betrachtet wurden. Auf den anderen Musterkläranlagen ist die Aussage nicht zu treffen. Der Betrag wie auch die Häufigkeit der Netzkompensation kann allerdings je nach vorgelagerter Netzebene und Verteilnetzbetreiber weit höher

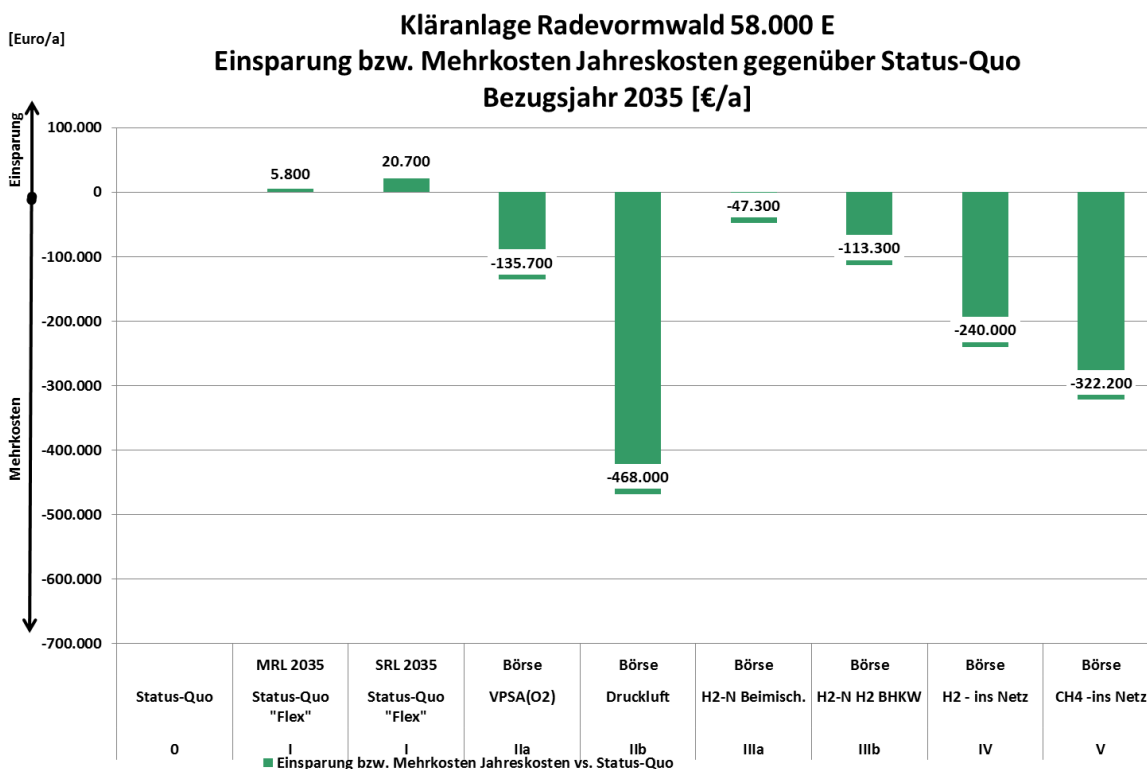
ausfallen und so auch ein wichtiger Baustein in der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung aber auch in der Energieversorgung sein.

In Bild B.5.8 und Bild B.5.9 sind für beide Jahre 2014 und 2035 die Einsparungen bzw. Mehrkosten der Jahreskosten der Konzepte I bis V dem Konzept 0 Status-Quo gegenüber gestellt.

Für die Konzepte IIa, IIb, IIIa, IIIb, IV und V fallen in beiden Bezugsjahren Mehrkosten im Vergleich zu den Jahreskosten aus dem Status-Quo O an. Im Jahr 2035 liegen die Mehrkosten zwischen 47.000 €/a und 468.000 €/a und im Jahr 2014 sind die Beträge der Mehrkosten höher aus und fallen in Höhe von 58.600€ und 534.600 €/a an. Die Mehrkosten steigen mit zunehmender Technologieausstattung der Konzepte an. Lediglich die Konzepte I MRL und I SRL erzielen Einsparungen zu den Jahreskosten des Konzeptes 0 Status-Quo. Im Jahr 2014 erzielt das Konzept I SRL mit 16.600 €/a und im Jahr 2035 mit 20.700 €/a die größten Einsparung an Jahreskosten gegenüber dem Konzept 0.



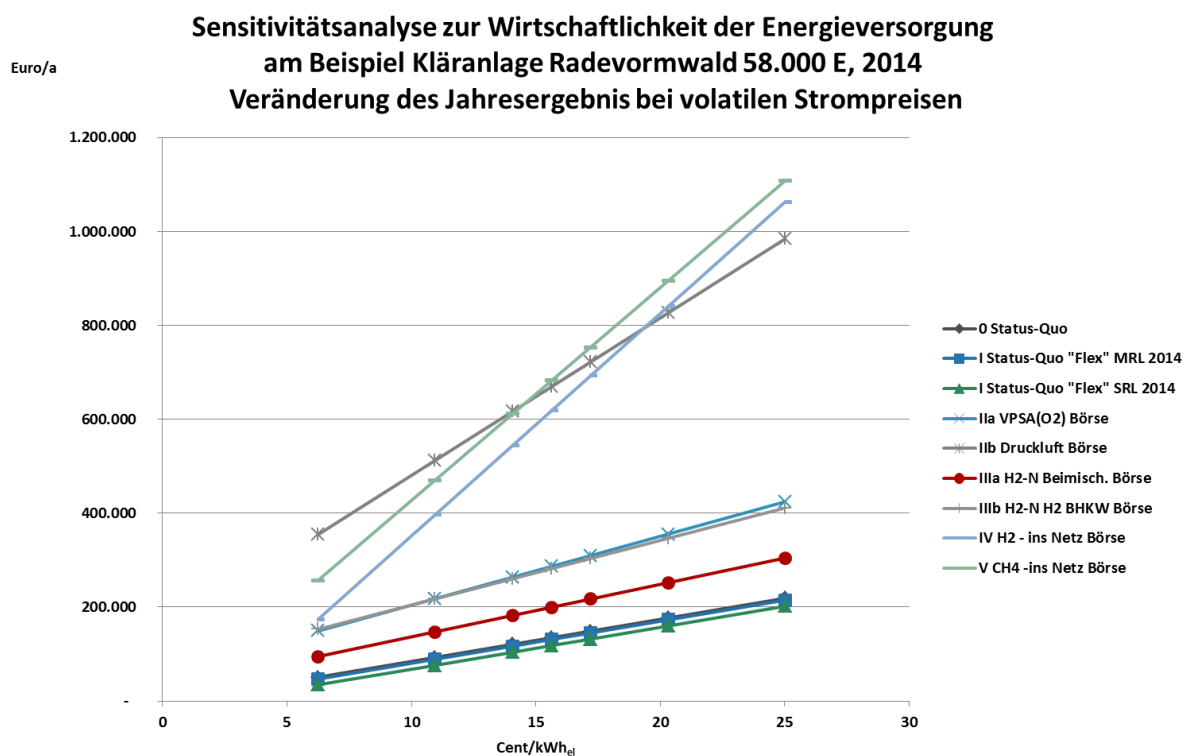
**Bild B.5.8: Vergleich Einsparung/Mehrkosten Jahreskosten gegenüber Status-Quo 2014, Kläranlage Radevormwald 58.000 E**



**Bild B.5.9: Vergleich Einsparung/Mehrkosten Jahreskosten gegenüber Status-Quo 2035, Kläranlage Radevormwald 58.000 E**

Es gibt bereits über 20 Forschungs- und Pilotanlagen in Deutschland, in denen das Power-to-Gas-Verfahren eingesetzt und weiterentwickelt wird. Die Projekte haben unterschiedliche Schwerpunkte und Ziele. Bei allen geht es darum, die technische Machbarkeit zu demonstrieren, Standardisierung und Normierung zu erreichen, die Kosten zu senken und Geschäftsmodelle zu erproben (DENA, 2017c). Der Großteil wurde bzw. wird aus energiewirtschaftlichen Forschungsgesichtspunkten mit Förderung aufgebaut (u.a. Mainzer Stadtwerke AG, MVV Energie AG). Dies ist bei den Pilotanlagen aus technischer Entwicklungssicht ähnlich. (u.a. Innowatio GmbH, MicroEnergy GmbH). Zudem gibt es einzelne Praxisanlagen (u.a. Audi AG, TOTAL S.A., Greenpeace Energy eG), welche zu Testzwecken und Werbezwecken vor allem von der Autoindustrie oder Versorgern errichtet wurden und ihre Endprodukte an ihre Endkunden vermarkten.

Allen ist gemeinsam, das sie noch nicht wirtschaftlich arbeiten und erst bei niedrigeren Investitionskosten, einer evtl. breit ausgelegten Speicher-Förderung und wegfallenden Strom-Nebenkosten wegen einer Netzdienlichkeit einer Wirtschaftlichkeit näherkommen. Zudem ist es zukünftig sinnvoll, den benötigten Strom für den Betrieb der Anlage direkt von den Erneuerbaren Energieanlagen zu beziehen und so die Abschaltung zu vermeiden und Strafzahlungen zu verringern. Dies könnte in Zukunft kostenfrei möglich sein.



**Bild B.5.10: Vergleich der Sensitivität des Jahresergebnis bei sich verändernden Strompreisen, Kläranlage Radevormwald 58.000 E, 2014**

Die Sensitivitätsanalyse der Wirtschaftlichkeit in Bild B.5.10 mit veränderbaren Strompreisen zeigt, dass die Konzepte vier und fünf einen höheren Gradienten der Jahreskosten aufweisen. Mit steigendem Strompreis steigen auch die Jahreskosten an. Das bedeutet, dass die Konzepte vier und fünf wesentlich stärker von den Veränderungen des Strompreises abhängig sind.

Im Vergleich der Anteile von Kapital-, Verbrauchs- und Betriebskosten der Kläranlage Radevormwald, 2035 (vgl. Tabelle B.5.6) ist erkennbar, dass die Verbrauchskosten über alle Konzepte hinweg einen Anteil zwischen 60 bis 80 % der Jahreskosten ausmachen, das gilt auch für das Jahr 2014.

Es wird deutlich, dass die verbrauchsgebundenen Kosten, die sich vor allem aus dem Stromkosten der Kläranlage für den Normalbetrieb sowie für die Stromkosten für die zusätzlich flexibel betriebenen Verbraucher (wie PtG-Anlage) zusammensetzen, mit zunehmender Kläranlagengröße und auch steigender Konzeptbetrachtung einen immer größeren Kostenanteil abbilden. Umgekehrt verhält es sich mit den kapitalbezogenen Kosten. Ihr Anteil ist bei kleinerer Konzepttiefe und kleiner Kläranlagengröße (20.000 E) am größten.

Aufgrund der Erkenntnis, dass die verbrauchsgebundenen Kosten den wohl größten Einfluss auf die Gesamtjahreskosten haben, werden für die Kläranlage Radevormwald für das Jahr 2035 Berechnungen mit verringerten Strompreisen durchgeführt, um zu zeigen, durch welche Parameterveränderung sich die Konzepte IV und V in der Zukunft wirtschaftlich darstellen lässt.

Hierbei wird vorausgesetzt, dass sich die rechtlichen Rahmenbedingungen im Jahr 2035 ändern und im Netz der allgemeinen Versorgung sich annähernd 100 % Strom aus erneuerbaren Energien befindet. Es wird folgendes Szenario für die Kläranlage Radevormwald erstellt:

Angenommen die Kläranlage Radevormwald 58.000 E erhält den Strom direkt von einem Stromlieferant und handelt mit diesem einen Strompreis aus.

Der spezifische Strompreis für die Erbringung von Flexibilität, durch direkte Abnahme von Überschussstrom aus dem Netz, wird mit 0,0 ct/kWh beaufschlagt, das bedeutet der Kläranlagenbetreiber zahlt nichts für den Bezug der Strommengen während der Flexibilitätserbringung.

Für den Normalstrombezug der Kläranlage würde der Betreiber ebenfalls einen günstigeren Strompreis beziehen. Ähnlich wie bei einer Direktlieferung von Strom ohne Durchleiten durch das Netz der allgemei-

nen Versorgung, würden die Netznutzungsentgelte, die Stromsteuer Konzessionsabgaben sowie die an dem Netz gekoppelten sonstigen Abgaben entfallen. Der Kläranlagenbetreiber zahlt somit im Jahr 2035 nur noch die Gestehungskosten 2,1 ct/kWh und die EEG-Umlage von 4,5 ct/kWh, was einen spezifischen Nettostrompreis in Höhe von 6,6 ct/kWh für die Strommengen des Normalbetriebs der Kläranlage ergibt. Nachfolgend sind die Annahmen, wie sich die Bestandteile des Nettostrompreises 2035 zum ökonomischen Vorteil der Kläranlage Radevormwald entwickeln müssten, tabellarisch dargestellt:

**Tabelle B.5.7: Strompreisbestandteile bei Stromdirektlieferung im Jahr 2035 für Radevormwald 58.000 E**

<b>Strombestandteile</b>	<b>Normalstrombezug der Kläranlage Stromdirektlieferung durch Dritte, 2035</b>	<b>Strom für Flexibilitätsdienstleistung Stromdirektlieferung durch Dritte, 2035</b>
Stromgestehungskosten	2035: Volle Kosten 2,1 ct/kWh	Entfällt, bzw. verringert auf null Cent
EEG-Umlage	2035: Volle EEG-Umlage 4,5 ct/kWh	Entfällt
Netznutzungsentgelte	Entfällt	Entfällt
Netzentgeltbedingte Abgaben	Entfällt	Entfällt
Konzessionsabgabe	Entfällt	Entfällt
Stromsteuer	Entfällt	Entfällt

Für die Kläranlage Radevormwald 58.000 E wird für das Jahr 2035 mit veränderten Strompreisbestandteilen eine erneute Wirtschaftlichkeitsberechnung der Konzepte II bis V erstellt, exklusive der gesetzlichen Mehrwertsteuer in Höhe von 19 %.

**Tabelle B.5.8: Vergleich Wirtschaftlichkeit Kläranlage Radevormwald 58.000 E, 2035, mit veränderten Strompreisbestandteilen**

	0	IIa	IIb	IIIa	IIIb	IV	V	
2035 Radevormwald 58.000 E	Status-Quo	VPSA(O2)	Druckluft	H <sub>2</sub> -N Beimisch.	H <sub>2</sub> -N H <sub>2</sub> BHKW	H <sub>2</sub> - ins Netz	CH <sub>4</sub> -ins Netz	
veränderte Strompreisbestandteile		Direktlieferung	Direktlieferung	Direktlieferung	Direktlieferung	Direktlieferung	Direktlieferung	
Wirtschaftlichkeit zzgl. MwSt.								
Gesamtinvestitionskosten	€	207.300	1.484.700	1.976.400	664.700	1.138.300	1.505.600	3.146.000
<b>Mehrinvestition</b>	€		<b>1.277.400</b>	<b>1.769.100</b>	<b>457.400</b>	<b>931.000</b>	<b>1.298.300</b>	<b>2.938.700</b>
Kapitalkosten	€/a	17.400	127.300	169.300	47.300	85.000	101.900	204.700
Verbrauchskosten	€/a	58.900	96.900	221.600	73.900	97.800	299.800	313.100
Betriebskosten	€/a	18.800	47.600	58.700	29.000	39.700	36.300	42.600
%-Anteil Kapitalkosten	%	18%	47%	38%	31%	38%	23%	37%
%-Anteil Verbrauchskosten	%	62%	36%	49%	49%	44%	68%	56%
%-Anteil Betriebskosten	%	20%	18%	13%	19%	18%	8%	8%
Gesamt Jahreskosten	€/a	95.100	271.800	449.600	150.200	222.500	438.000	560.400
Gesamt Jahreserträge	€/a	-26.600	-120.400	-140.800	-61.000	-98.400	-467.200	-500.200
Jahresergebnis - Jahreskosten	€/a	68.500	151.400	308.800	89.200	124.100	-29.200	60.200
<b>Einsparung bzw. Mehrkosten Jahreskosten vs. Status-Quo</b>	€/a		<b>-82.900</b>	<b>-240.300</b>	<b>-20.700</b>	<b>-55.600</b>	<b>97.700</b>	<b>8.300</b>
Betriebs- und Verbrauchskosten	€/a	77.700	144.500	280.300	102.900	137.500	336.100	355.700
Jahreserträge	€/a	-26.600	-120.400	-140.800	-61.000	-98.400	-467.200	-500.200
laufende Kosten	€/a	51.100	24.100	139.500	41.900	39.100	-131.100	-144.500
<b>Einsparung laufende Kosten</b>	€/a		<b>27.000</b>	<b>-88.400</b>	<b>9.200</b>	<b>12.000</b>	<b>182.200</b>	<b>195.600</b>
<b>Amortisationsdauer</b>	a		<b>47,31</b>		<b>49,72</b>	<b>77,58</b>	<b>7,13</b>	<b>15,02</b>

Der Anteil der Verbrauchskosten an die Jahreskosten wurde in alle Konzepten deutlich verringert.

Vergleicht man nun den Status Quo mit den Konzepten III bis V kann man erkennen, dass sich aufgrund der verringerten Verbrauchskosten sinnvolle Amortisationszeiten der Anlagenkonzepte ergeben. Konzept IV wäre in weniger als 8 Jahren amortisiert und auch Konzept V wäre in fast 15 Jahren wirtschaftlich durchführbar. Die Konzepte IIa, IIb, IIIa und IIIb weisen selbst mit den verringerten Strompreisbestandteilen Amortisationszeiten von mehr als 45 Jahren auf.

Durch eine weitere Verringerung der Investitionskosten durch beispielsweise zukünftige Förderungen der Technologien wie PEM-Elektrolyseur oder dem Methanisierungsreaktor würden sich für die beide Konzepte IV und V die Amortisationszeiten weiter verbessern. Nachfolgend wurde eine Verringerung der Investitionskosten für die Konzepte III bis V in Höhe von 25% der Gesamtinvestitionskosten angesetzt. Die Verringerung der Investitionskosten hat hier jedoch nicht so einen großen Einfluss wie die Verringerung der Verbrauchskosten bzw. der Stromkostenbestandteile. Die Amortisationszeiten der Konzepte IIIa und IIIb sind größer als 30 Jahre, lediglich die Konzepte IV und V sind weiter auf 5 und 11 Jahre reduziert worden.

**Tabelle B.5.9: Vergleich Wirtschaftlichkeit Kläranlage Radevormwald 58.000 E, 2035, mit veränderten Strompreisbestandteilen und 25 % verringerten Investitionskosten**

	0	IIIa	IIIb	IV	V
2035 Radevormwald 58.000 E	Status-Quo	H <sub>2</sub> -N Beimisch.	H <sub>2</sub> -N H <sub>2</sub> BHKW	H <sub>2</sub> - ins Netz	CH <sub>4</sub> -ins Netz
veränderte Strompreisbestandteile und 25% Reduzierung der Investitionskosten durch Förderung		Direktlieferung	Direktlieferung	Direktlieferung	Direktlieferung
<b>Wirtschaftlichkeit zzgl. MwSt.</b>					
Gesamtinvestitionskosten inkl. Förderung	€ 207.300	498.500	853.700	1.129.200	2.359.500
<b>Mehrinvestition</b>	€	<b>291.200</b>	<b>646.400</b>	<b>921.900</b>	<b>2.152.200</b>
Kapitalkosten inkl. Förderung	€/a 17.400	35.500	63.800	76.400	153.500
Verbrauchskosten	€/a 58.900	73.900	97.800	299.800	313.100
Betriebskosten	€/a 18.800	29.000	39.700	36.300	42.600
%-Anteil Kapitalkosten	% 18%	26%	32%	19%	30%
%-Anteil Verbrauchskosten	% 62%	53%	49%	73%	61%
%-Anteil Betriebskosten	% 20%	21%	20%	9%	8%
Gesamt Jahreskosten	€/a 95.100	138.400	201.300	412.500	509.200
Gesamt Jahreserträge	€/a -26.600	-61.000	-98.400	-467.200	-500.200
Jahresergebnis - Jahreskosten	€/a 68.500	89.200	124.100	-29.200	60.200
<b>Einsparung bzw. Mehrkosten Jahreskosten vs. Status-Quo</b>	€/a	-20.700	-55.600	97.700	8.300
Betriebs- und Verbrauchskosten	€/a 77.700	102.900	137.500	336.100	355.700
Jahreserträge	€/a -26.600	-61.000	-98.400	-467.200	-500.200
laufende Kosten	€/a 51.100	41.900	39.100	-131.100	-144.500
<b>Einsparung laufende Kosten</b>	€/a	<b>9.200</b>	<b>12.000</b>	<b>182.200</b>	<b>195.600</b>
<b>Amortisationsdauer</b>	<b>a</b>	<b>31,65</b>	<b>53,87</b>	<b>5,06</b>	<b>11,00</b>



Um bis 2035 eine Wirtschaftlichkeit zu erreichen, sind folgende Einflussgrößen auf die Wirtschaftlichkeit zu benennen. Diese müssen sich in den nächsten Jahren stärker verändern bzw. neu bilden. Die energetischen Produkte wie Biomethan, Wärme, Wasserstoff müssen einen realistischen Wert erhalten, welcher abhängig ist von dem Produktionsprozess, der Nachfrage und den Vergleichsprodukten. Die Investitionskosten der Technologien wie dem PEM-Elektrolyseur und dem Methanisierungsreaktor müssen zum Stand der Technik werden und somit günstigere Verkaufskosten erringen. Zudem sollten die Flexibilitäten mit Kosten hinterlegbar werden, welche deren realen Wert inkl. Grenzkosten widerspiegeln. Diese müssen frei agierende, angepasste und neue Marktprodukte ansprechen können und somit einen Wert für das Netz, das System und den Markt darstellen. Fazit: Für die Kläranlage Radevormwald 58.000 E sind die Konzepte I MRL und Konzept I SRL in beiden Betrachtungsjahren wirtschaftlich darstellbar.

Von den Konzepten IIIa, IIIb, IV und V lässt sich in beiden Betrachtungsjahren keine Wirtschaftlichkeit darstellen. Dort müssen noch weitere bzw. höhere Einnahmen generiert werden oder die Investitionskosten der Technologien wie PEM-Elektrolyseur oder dem Methanisierungsreaktor müssen sich zukünftig stärker verringern.

Die Musterkläranlagen stellen sich in ähnlicher Form dar. In der Musterkläranlage 20.000 E kann neben den Konzepten I MRL und I SRL auch das Konzept IIa VPSA in beiden Jahren wirtschaftlich dargestellt werden. Im Jahr 2014 amortisiert sich das Konzept in 44 Jahren und im Betrachtungsjahr 2035 schon nach 36 Jahren.

Für die Musterkläranlagen mit 150.000 E und 50.0000 E im Bezugsjahr 2014 sowie im Jahr 2035 lässt sich keines der Konzepte II bis V wirtschaftlich darstellen. Die Sensitivitätsanalyse und die anschließende Wirtschaftlichkeitsbetrachtung unter veränderte Strompreisbestandteile für das Betrachtungsjahr 2035 haben gezeigt, dass sich die gesetzlichen Regelungen bezüglich der Vermarktung von Strom aus erneuerbaren Energien noch deutlich verändern müssen. Erst durch den Wegfall der Strompreisbestandteile der am Netz gekoppelten Umlagen, Netznutzungsentgelte, Konzessionsabgabe und der Stromsteuer konnte eine Wirtschaftlichkeit in der Zukunft für die Konzepte VI und V exemplarisch für Radevormwald dargestellt werden.

Die Verringerung der Investitionskosten für die innovativen Technologien wie der PEM-Elektrolyse oder des Methanisierungsreaktors im Jahr 2035 hat wahrscheinlich nicht allein die Kraft, die Konzepte wirtschaftlich darzustellen. Einen größeren Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit hat die Verringerung der Strompreisbestandteile. Bisher ist die Befreiung bestimmter Strompreisbestandteile nur bei Eigenstromversorgung und Direktlieferung ohne das Durchleiten durch das Netz der allgemeinen Versorgung möglich, sowie im Rahmen der Privilegierung von Elektrolyseuren nach § 118 Abs. 6 EnWG (Befreiung von Netzentgelten).

Die Reduzierung der Stromnebenkosten (EEG-Umlage, Netznutzungsentgelt, netzentgeltbedingte Abgaben, Konzessionsabgabe, Stromsteuer) würde einen wesentlichen Beitrag zur Wirtschaftlichkeit der untersuchten Anlagenkonzepte beitragen. Zur Förderung von flexiblen Verbrauchern, hier der Kläranlage, bzw. zukünftig erforderlichen Langzeitspeichern (Power-to-Gas-Anlagen), ist eine temporäre (dynamische) Reduzierung oder Befreiung von einzelnen Strompreisbestandteilen denkbar. Insbesondere netzdienliche oder systemdienliche Einsatzzwecke dürfen nicht durch den Ordnungsrahmen gehemmt werden. Neben der Entfaltung von Anreizen für Flexibilitäten sind Änderungen im Ordnungsrahmen aber auch stets hinsichtlich weiterer Kriterien, wie z. B. Diskriminierungsfreiheit, Transparenz, Verteilungswirkungen, Finanzierung von Infrastruktur und Gesetzeszielen etc., zu prüfen.

**Fazit B.5.3:**

Für die Kläranlage Radevormwald (58.000 E) sind die Konzepte I MRL und Konzept I SRL in beiden Betrachtungsjahren wirtschaftlich darstellbar.

Von den Konzepten IIIa, IIIb, IV und V lässt sich in beiden Betrachtungsjahren keine Wirtschaftlichkeit darstellen. Dort müssen noch weitere bzw. höhere Einnahmen generiert werden oder die Investitionskosten der Technologien wie PEM-Elektrolyseur oder dem Methanisierungsreaktoren müssen sich zukünftig stärker verringern.

Die Musterkläranlagen stellen sich in ähnlicher Form dar. In der Musterkläranlage 20.000 E kann neben den Konzepten I MRL und I SRL auch das Konzept IIa VPSA in beiden Jahren wirtschaftlich darstellen. Im Jahr 2014 amortisiert sich das Konzept in 44 Jahren und im Betrachtungsjahr 2035 schon nach 36 Jahren.

Für die Musterkläranlagen 150.000 E und 50.0000 E im Bezugsjahr 2014 sowie im Jahr 2035 lässt sich keines der Konzepte II bis V wirtschaftlich darstellen. Die Sensitivitätsanalyse und die anschließende Wirtschaftlichkeitsbetrachtung unter veränderte Strompreisbestandteile für das Jahr 2035 haben gezeigt, dass sich die gesetzlichen Regelungen bezüglich der Vermarktung von Strom aus erneuerbaren Energien noch deutlich verändern müssen. Erst durch den Wegfall der Strompreisbestandteile der am Netz gekoppelten Umlagen, Netznutzungsentgelte, Konzessionsabgabe und der Stromsteuer konnte eine Wirtschaftlichkeit in der Zukunft für die Konzepte VI und V exemplarisch für Radevormwald dargestellt werden. Im Jahr 2035 wäre mit veränderten Strompreisbestandteilen das Konzept IV in weniger als 8 Jahren amortisiert und auch Konzept V wäre in fast 15 Jahren wirtschaftlich durchführbar.

Die Verringerung der Investitionskosten für die innovativen Technologien wie der PEM-Elektrolyse oder des Methanisierungsreaktors im Jahr 2035 hat wahrscheinlich nicht allein die Kraft die Umsetzungen wirtschaftlich darzustellen. Einen größeren Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit hat die Verringerung Strompreisbestandteile. Bisher ist die Befreiung bestimmter Strompreisbestandteile nur bei Eigenstromversorgung und Direktlieferung ohne das Durchleiten durch das Netz der allgemeinen Versorgung möglich, sowie die Privilegierung von Elektrolyseure durch die Befreiung von Netzentgelte nach § 118 Abs. 6 EnWG.

Die Reduzierung der Stromnebenkosten (EEG-Umlage, Netznutzungsentgelt, netzentgeltbedingte Abgaben, Konzessionsabgabe, Stromsteuer) würde einen wesentlichen Beitrag zur Wirtschaftlichkeit der untersuchten Anlagenkonzepte beitragen. Zur Förderung von flexiblen Verbrauchern, hier der Kläranlage, bzw. zukünftig erforderlichen Langzeitspeichern (Power-to-Gas-Anlagen), ist eine temporäre (dynamische) Reduzierung oder Befreiung von einzelnen Strompreisbestandteilen denkbar. Insbesondere netzdienliche oder systemdienliche Einsatzzwecke dürfen nicht durch den Ordnungsrahmen gehemmt werden. Neben der Entfaltung von Anreizen für Flexibilitäten sind Änderungen im Ordnungsrahmen aber auch stets hinsichtlich weiterer Kriterien, wie z. B. Diskriminierungsfreiheit, Transparenz, Verteilungswirkungen, Finanzierung von Infrastruktur und Gesetzeszielen etc., zu prüfen.

## **B.5.4 Wirtschaftliche Bewertung des erforderlichen Netzausbaus und der Handlungsalternativen**

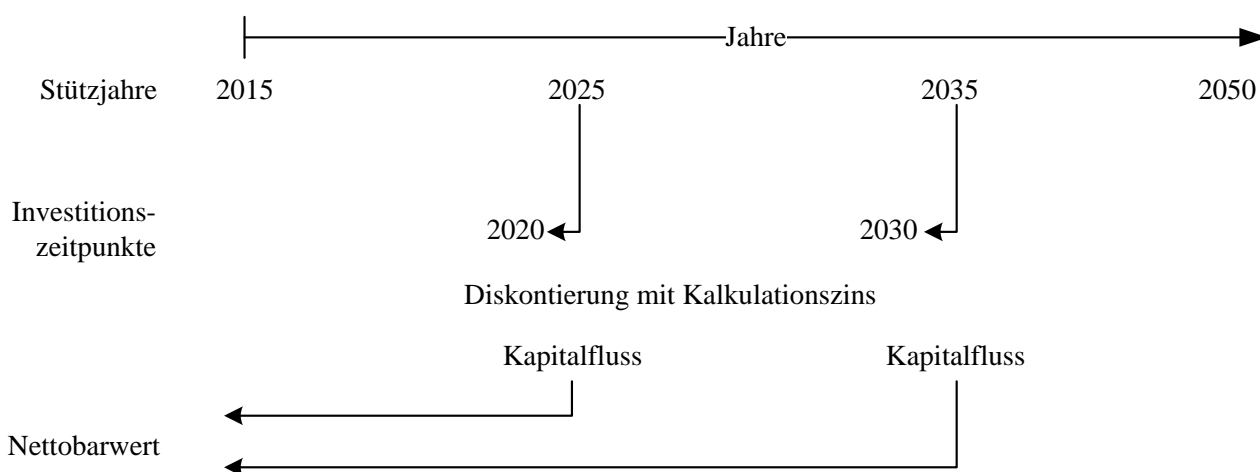
Die Ergebnisse der verschiedenen, in Kapitel B.4.4 vorgestellten Netzausbauvarianten werden nachfolgend wirtschaftlich bewertet. Hierfür werden die Investitionen in zusätzliche Primärtechnik, Sekundärtechnik und Kommunikationssysteme anhand der Nettobarwerte verglichen. Die Methodik zur Ermittlung der Kos-

ten basiert auf dem Planungsleitfaden (Harnisch et al., 2016). Sie wird für die Rahmenbedingungen des Projektes entsprechend modifiziert und nachfolgend zusammenfassend vorgestellt.

In die wirtschaftliche Bewertung fließen alle Maßnahmen ein, die auf Grund der Szenarien der Versorgungsaufgabe (insbesondere den Ausbau der Erneuerbaren Energien) erforderlich werden. In den Planungsvarianten erfolgt der Ausbau für die Stützjahre 2025 und 2035. Auf Grund der erforderlichen Vorlaufzeit für Planung, Projektierung und Umsetzung der Maßnahmen werden die Investitionsjahre jeweils fünf Jahre früher angesetzt. Der Betrachtungszeitraum reicht bis 2050. Es wird eine zyklische Erneuerung entsprechend der typischen Lebensdauern von bestimmten Betriebsmitteln angenommen. Ebenso werden die jährlich anfallenden Betriebskosten und Kompensationszahlen (z. B. für dynamisches Einspeisemanagement) bis 2050 betrachtet. Die Restwerte der Investitionen im Jahr 2050 fließen als Gutschrift in den Barwert für 2015 ein. Kosten für die zyklische Erneuerung des Bestandsnetzes werden in der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung nicht berücksichtigt, da dieser Aspekt unabhängig von den Ausbauszenarien der EE anfällt.

Die Preisentwicklungen der unterschiedlichen Betriebsmittel wurden unter Berücksichtigung von Herstellerangaben und Literaturwerten bestimmt. Darüber hinaus wurden insbesondere für neue Technologien (DNA, ESR und rONT) individuelle techno-ökonomische Modelle verwendet, die sowohl Technologiesprünge und sinkende Herstellungskosten durch höhere Stückzahlen berücksichtigen (Harnisch et al., 2016). Die Preisannahmen wurden durch Praxiserfahrungen und Einschätzungen mehrerer Netzbetreiber validiert. Die allgemeine Inflation wurde aus allen Eingangsdaten herausgerechnet, so dass eine unabhängige Betrachtung möglich ist. Die Investitionskosten für die unterschiedlichen Technologien sowie die Lebensdauern, Betriebskosten und Preisentwicklungen werden im Anhang 8 aufgeführt.

Der Kalkulationszinssatz wird auf Basis der Vorgaben aus der Anreizregulierungsverordnung (Bundesnetzagentur 2016, 2016), in der auch eine Aufteilung nach Eigen- und Fremdkapital berücksichtigt wird, auf 6 % festgelegt. Durch die Diskontierung auf das Jahr 2015 werden die unterschiedlichen Investitionsjahre in den Planungsvarianten vergleichbar anhand der Nettobarwerte. Die Methodik zur Kostenbewertung wird in Bild B.5.11 zusammenfassend dargestellt.

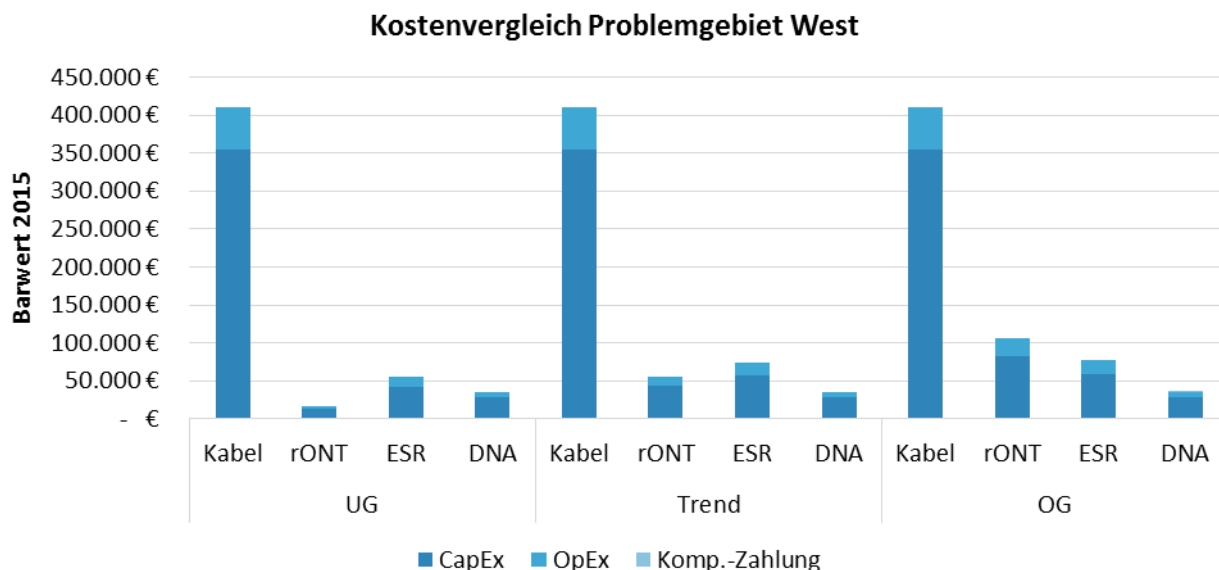


**Bild B.5.11: Kostenbewertung für Netzinvestitionen**

Entsprechend der Unterteilung in Problemgebiete in Kapitel B.4.4 erfolgt auch eine differenzierte Bewertung der Netzausbaukosten. Das Problemgebiet West, in dem die Kläranlagenflexibilität netzdienlich eingesetzt werden kann, wird dabei schwerpunktmäßig beschrieben. Der Barwertvergleich der erforderlichen Maßnahmen in diesem Netzabschnitt wird in Bild B.5.12 für jede Planungsvariante und alle drei Szenarien durchgeführt.

In allen drei Szenarien werden Netzausbaumaßnahmen zur weiteren Integration der Erneuerbaren Energien erforderlich. Der konventionelle Kabelausbau stellt mit ca. 400.000 € jeweils die teuerste Variante dar. Durch die Verlegung einer (relative langen) partiellen Parallelleitung kann die Aufnahmekapazität des Netzes deutlich erhöht werden, so dass der Umfang des konventionellen Ausbaus für alle drei Szenarien gleich groß ist. Es wird jedoch deutlich, dass der konventionelle Ausbau deutlich teurer ist als alle innovativen Alternativen (ESR, rONT und DNA).

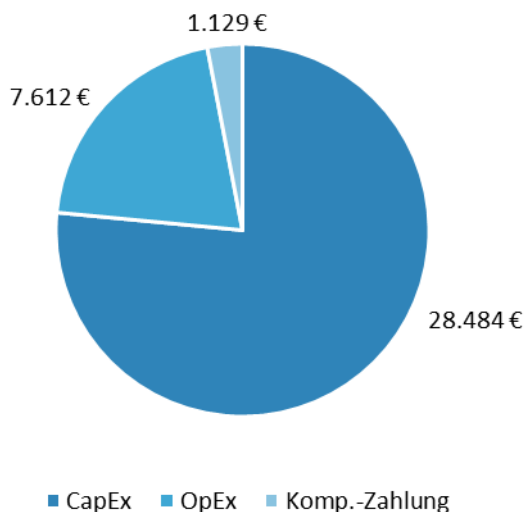
Im unteren Grenzszenario (geringer EE-Ausbau) lassen sich die Spannungsbandprobleme durch den Austausch weniger Ortsnetztransformatoren durch rONT kostengünstig lösen. Mit steigendem EE-Ausbau müssen jedoch zunehmend ONT ausgetauscht werden, so dass diese Technologievariante im mittleren und hohen Szenario kostenmäßig der dezentralen Netzautomatisierung unter Einbindung von Flexibilitätsoptionen unterlegen ist. Die Investitionskosten in die DNA sind in allen Szenarien gleich, lediglich die Kosten für die Kompensationszahlungen (Abregelung der WEA als Referenzwert) sind abhängig von der Häufigkeit und Höhe der tatsächlich auftretenden Grenzwertverletzungen. Diese treten allerdings erst im Szenario OG und dort sehr selten auf, so dass sie im Kostenvergleich nur einen sehr geringen – in Bild B.5.12 nicht sichtbaren – Anteil haben.



**Bild B.5.12: Kostenvergleich der Netzausbauprodukte je Szenario (Barwert 2015) im Problemgebiet West**

Aus Bild B.5.13 geht hervor, dass der Anteil der Kompensationszahlung im Szenario OG an den Gesamtkosten sehr gering ist. Dieser Anteil wächst jedoch mit zunehmender Ausbauleistung der EE-Anlagen und dem damit einhergehenden Flexibilitätsbedarf. Dieser kann dann vollständig oder teilweise durch die Kläranlage bedient werden. Im Berechnungsbeispiel werden lediglich 0,11 % der Jahresenergie der WEA abgeregelt. Im Rahmen des Einspeisemanagements sind jedoch bis zu 3 % zulässig, bevor andere Maßnahmen ergriffen werden müssen.

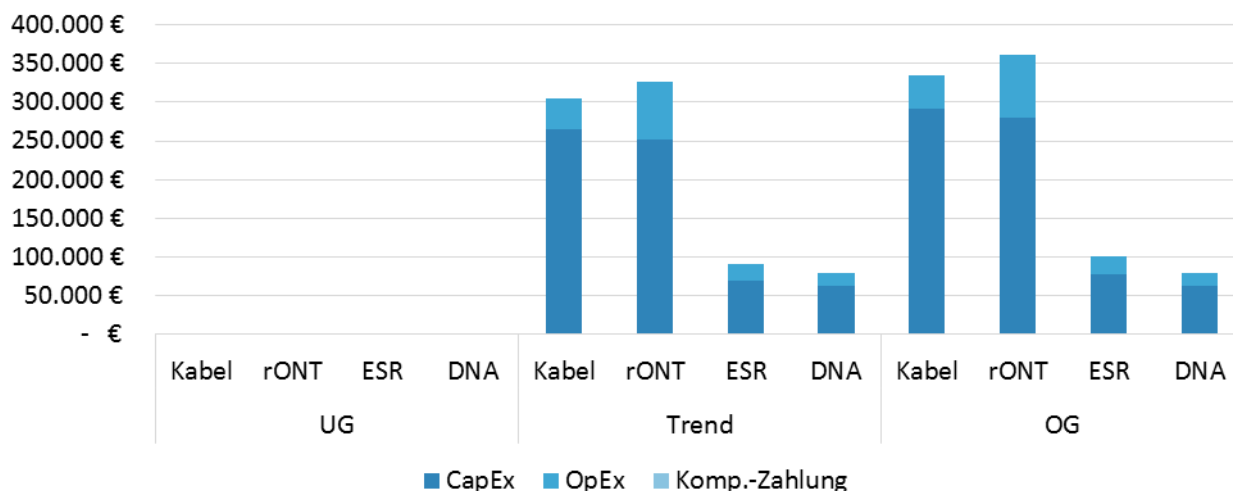
### Netzautomatisierung (DNA) + Flexibilität (Szenario OG)



**Bild B.5.13: Kostenaufteilung der DNA-Variante im Szenario OG (Barwert 2015) im Problemgebiet West**

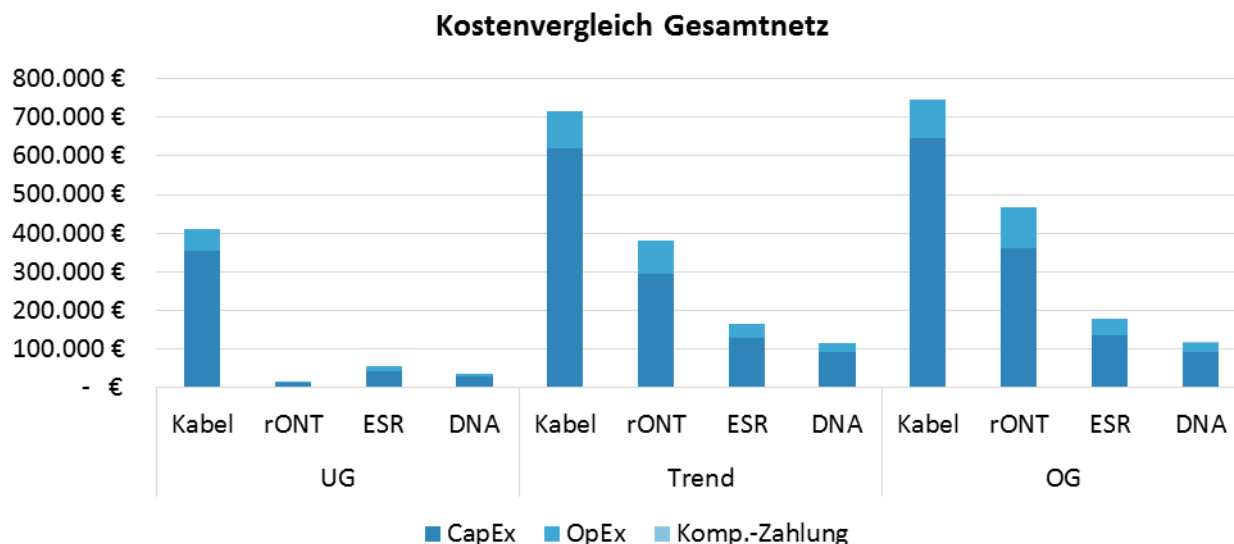
Der Kostenvergleich des Netzausbaus im Problemgebiet Nord-Ost wird in Bild B.5.14 gezeigt. In diesem Netzbereich wird ein Netzausbau erst in den mittleren und oberen Szenarien erforderlich. Im Gegensatz zum Problemgebiet West wird klar, dass die rONT-Variante hier keine sinnvolle Option ist, da die hohe Anzahl an Ortsnetzstationen dazu führt, dass auch eine Vielzahl von Transformatoren durch rONT ersetzt werden müssten. Die Kosten der rONT-Variante übersteigen daher auch den konventionellen Kabelausbau. Deutlich günstiger als konventioneller Ausbau und der Einsatz von rONT ist die Positionierung von Einzelstrangreglern in den zwei betroffenen Abgängen. Gegenüber dem Kabelausbau können dadurch rund 2/3 der Kosten gespart werden. Noch günstiger ist auch hier der Einsatz der DNA. In diesem Netzgebiet ist die reine Überwachung des Netzzustandes ausreichend. Im simulierten Referenzjahr werden keine Regelungseingriffe erforderlich, so dass auch keine Kompensationszahlungen anfallen.

### Kostenvergleich Problemgebiet Nord-Ost



**Bild B.5.14: Kostenvergleich der Netzausbauvarianten je Szenario (Barwert 2015) im Problemgebiet Nord-Ost**

Der aggregierte Kostenvergleich für das gesamte Netzgebiet wird in Bild B.5.15 dargestellt. Zusammenfassend lässt sich festhalten, dass mindestens eine der innovativen Ausbauoptionen (rONT, ESR, DNA) stets deutlich günstiger sind als der konventionelle Netzausbau. In Netzbereichen, in denen nur eine geringe Anzahl von Ortsnetzstationen zum rONT umgerüstet werden muss, kann dies eine sinnvolle Variante sein. Ansonsten ist die dezentrale Netzautomatisierung unter Einbeziehung von Flexibilitäten die kostengünstigste Lösungsoption. Bereits der Einbau der Zustandsüberwachung und die Schaffung von Eingriffsmöglichkeiten erlaubt eine effizientere Ausnutzung der Netzkapazität, da hierfür andere Planungsansätze verwendet werden können. Des Weiteren ist die tatsächliche Entwicklung der Versorgungsaufgabe mit vielen Unsicherheiten verbunden. Der Einbau eines Smart-Grid-Systems hilft dabei, die Entwicklungen ohne größere Investitionen zu beobachten. Die Gefahr von „stranded investments“ kann dadurch reduziert werden.



**Bild B.5.15:** Kostenvergleich der Netzausbauvarianten je Szenario (Barwert 2015) im gesamten Netzgebiet

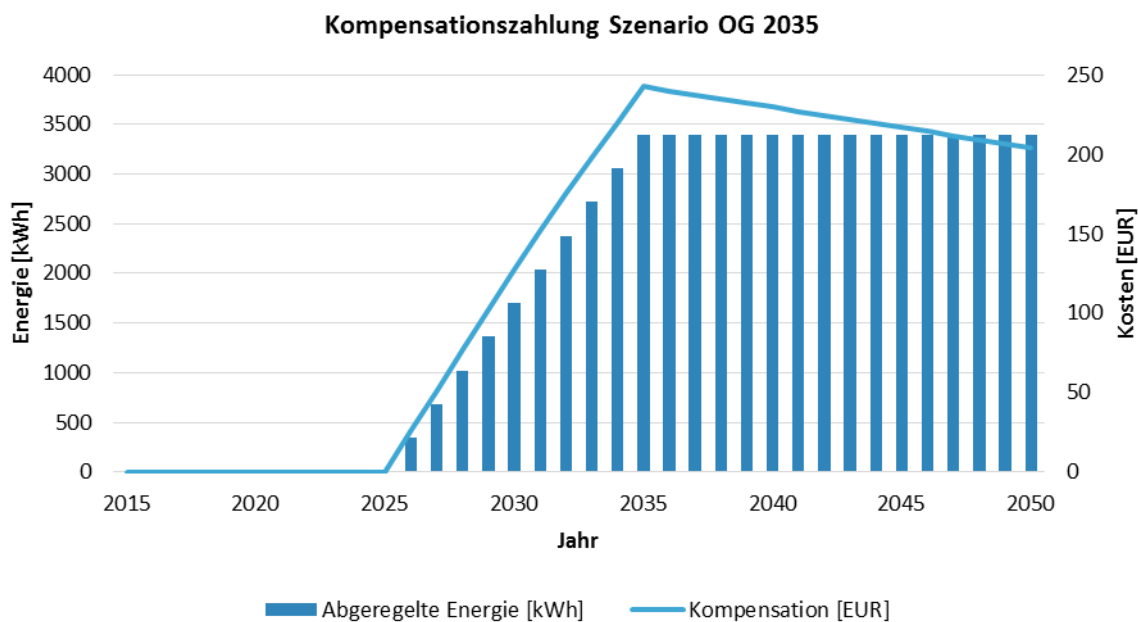
#### Fazit B.5.4:

Die innovativen Handlungsoptionen: regelbare Ortsnetztransformatoren (rONT), Einzelstrangregler (ESR) und die dezentrale Netzautomatisierung zur Nutzung von Flexibilität (DNA) sind oftmals deutlich günstiger als der konventionelle Netzausbau. Durch den Einbau einer DNA kann die vorhandene Netzkapazität besser ausgenutzt werden, da im Falle einer Grenzwertverletzung noch betrieblich auf die vorhandenen Flexibilitäten zurückgegriffen werden kann. Hierbei sollte der Netzbetreiber die günstigste, zur Verfügung stehende Flexibilitätsoption wählen. Durch einen Wettbewerb der Flexibilitätsoptionen können die Kompensationszahlungen des Netzbetreibers weiter reduziert werden. Die Kompensationszahlung zur Abregelung Erneuerbare Energien sollten dabei die Obergrenze darstellen. Hierfür müssen die regulatorischen Rahmenbedingungen allerdings so ausgestaltet werden, dass sie den netzdienlichen Einsatz von Flexibilitätsoptionen fördern.

### B.5.5 Kosten-Nutzenanalyse unter Berücksichtigung des Netzausbaus

Die Ergebnisse in Kapitel B.5.3 zeigen, dass der Anteil der abzuregelnden Energie im Sinne der Flexibilitätsnutzung für netzdienliche Zwecke bis zum Jahr 2035 relativ gering ist. Die Kosten für den Netzbetreiber für Kompensationszahlen sind daher ebenfalls gering.

Die Kompensationskosten basieren auf der Annahme, dass der WEA-Betreiber die abgeregelte Energie in gleicher Höhe vergütet bekommt wie die entfallende Einspeisevergütung aus dem EEG. Da je nach Inbetriebnahmejahr und Leistungsklasse der Anlagen unterschiedliche Einspeisevergütungen anfallen und zunehmend Anlagen auch in die Direktvermarktung gehen, wird bis 2050 eine leichte Degression der durchschnittlichen Kompensationssätze angenommen. Die abzuregelnde Energie wurde für die Stützjahre 2025 und 2035 bestimmt. Dazwischen wurde linear interpoliert und anschließend nach 2035 als konstant angenommen (vgl. Bild B.5.16). Die jährlichen Kosten sind ebenfalls in Bild B.5.16 dargestellt. Sie liegen bei ca. 250 €/a in der Spitze.



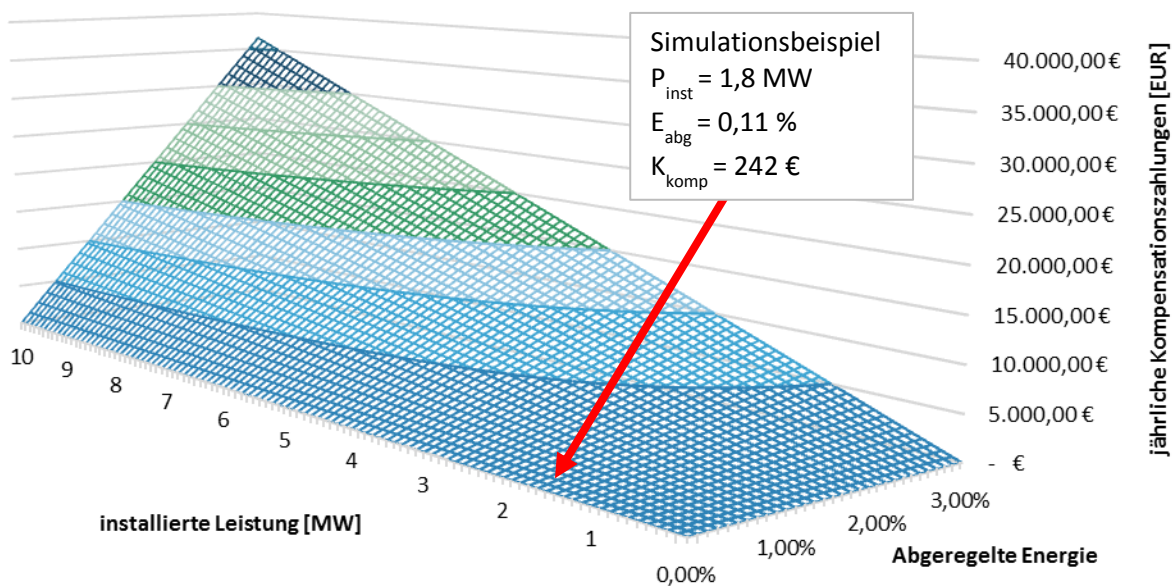
**Bild B.5.16: Entwicklung der Kompensationszahlung Szenario OG 2035**

Im Falle der Installation einer dezentralen Netzautomatisierung würde der Netzbetreiber stets die günstigste, technisch verfügbare und rechtlich zulässige Flexibilitätsoption ansteuern. Die Kompensationszahlungen an den WEA-Betreiber stellen somit die Obergrenze der Erlösmöglichkeiten für die Kläranlagenflexibilität für den netzdienlichen Einsatz dar. Im Rahmen der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung der unterschiedlichen Anlagenkonzepte der Kläranlage Radevormwald sind die dargestellten Einzahlungen aus netzdienlichem Verhalten angesetzt worden (siehe Kapitel B.5.3). In anderen Netzgebieten mit höherer EE-Durchdringung oder geringerer Netzkapazität kann der Anteil der abgeregelt Energie jedoch deutlich höher ausfallen. Im Rahmen des Einspeisemanagement ist eine Abregelung von bis zu 3 % der Jahresenergie je Anlage zulässig. In den Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen der Musterkläranlagen, sind die Einzahlungen durch Netzdienlichkeit nicht eingeflossen, da diese sehr stark von der konkreten Netzkonstellation des Anschlussnetzes abhängig ist.

Zur besseren Einordnung der Erlöse durch netzdienlichen Flexibilitätseinsatz zeigt Bild B.5.17 die theoretischen Erlösmöglichkeiten für netzdienliche Flexibilität in Abhängigkeit der installierten DEA-Leistung und des Anteils der abgeregelt Jahresenergie im vorgelagerten Netz. Die Einordnung des berechneten Beispiels zeigt, dass die Erlöse für Netzdienlichkeit je nach Netzkonstellation und Flexibilitätspotenzialen der jeweiligen Anlage noch deutlich höher ausfallen können, stets unter der Voraussetzung, dass der regulatorische Rahmen solche Konzepte zum netzdienlichen Flexibilitätseinsatz (inkl. Zahlungen durch Netzbetreiber an Anlagenbetreiber) auch zulässt.



## Kompensationszahlung Abregelung WEA (1700 Vollaststunden &amp; 70 €/MWh)



**Bild B.5.17:** Theoretische Erlösmöglichkeiten für netzdienliche Flexibilität in Abhängigkeit der DEA-Leistung und des Anteils der abgeregelt Energie

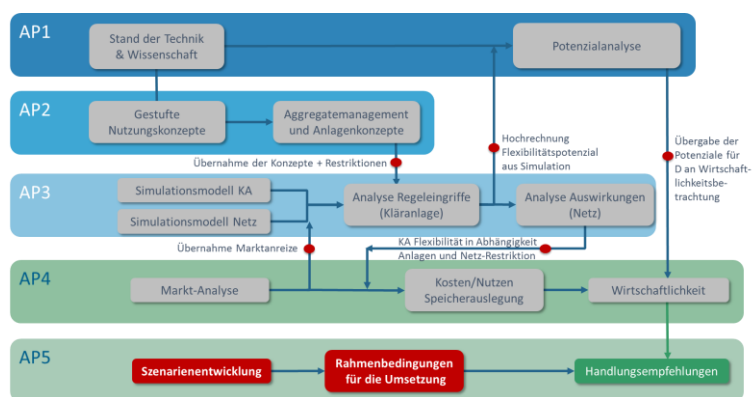
#### Fazit B.5.5:

In den untersuchten Fällen ist der Anteil der abzuregelnden Energie aus Erneuerbaren Energiequelle vergleichsweise gering. Da hierfür insgesamt nur geringe Kompensationszahlung fällig wären, sind die Erlösmöglichkeiten für alternative Flexibilitätsoptionen ebenfalls relativ gering. In Netzgebieten, in denen die Abregelung näher an der 3 % Grenze oder darüber hinaus liegt, können sich aber deutlich höhere Erlösmöglichkeiten ergeben. Ebenfalls könnten rechtliche Änderungen hinsichtlich der Abregelung Erneuerbarer Energiequellen (z. B. ein Vorrang für speicherfähige Flexibilitätsoptionen) die Erlössituation verbessern. Eine solche Änderung wäre allerdings auch aus Kostensicht der Netzbetreiber und letztlich der Netznutzer zu beleuchten.



## B.6 Rechtliche und politische Rahmenbedingungen

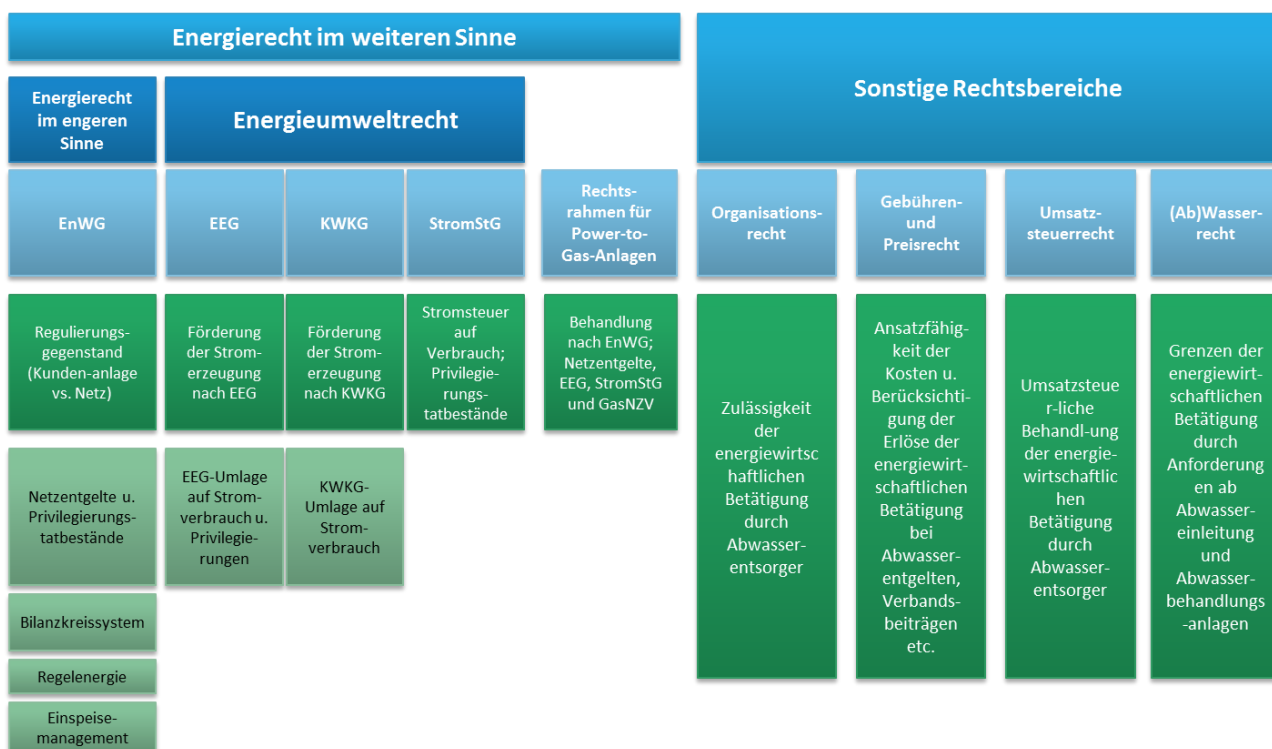
In diesem Kapitel werden die Ergebnisse von Arbeitspaket 5 in arrivee „politische und rechtliche Bedingungen“ komprimiert und fokussiert präsentiert. In Kapitel B.6.1 und B.6.2 findet sich die systematische Darstellung der zum 1.1.2017 geltenden **rechtlichen** Rahmenbedingungen für die Energiemarktintegration von Kläranlagen, welche die Kanzlei BBH ausgearbeitet hat. In Kapitel B.6.3 werden dann, neben aktuellen **politischen** Rahmenbedingungen, Szenarien zu möglichen oder wünschenswerten Rahmenbedingungen in 2027 präsentiert. Für Akteure aus der Abwasserwirtschaft und darüber hinaus stellt dies eine wertvolle Grundlage für energiewirtschaftliches Handeln aus Sicht der Jahre 2014-2017 dar.



**Bild B.6.1: Projektstruktur und Verknüpfung der AP in arrivee**

Die **rechtlichen** Rahmenbedingungen für die Energiemarktintegration von Kläranlagen, welche die Kanzlei BBH ausgearbeitet hat. In Kapitel B.6.3 werden dann, neben aktuellen **politischen** Rahmenbedingungen, Szenarien zu möglichen oder wünschenswerten Rahmenbedingungen in 2027 präsentiert. Für Akteure aus der Abwasserwirtschaft und darüber hinaus stellt dies eine wertvolle Grundlage für energiewirtschaftliches Handeln aus Sicht der Jahre 2014-2017 dar.

Einen Überblick zu den nachfolgende betrachteten Rechtsfragen gibt Bild B.6.2.



**Bild B.6.2: Überblick der wichtigsten im Projekt betrachteten Rechtsfragen.**

### B.6.1 Energierrechtliche Rahmenbedingungen (Gesetzesstand 01.01.2017)

Abwasserentsorger, die für den Verbrauch und die Erzeugung von Energie die auf ihren Kläranlagen vorhandenen Flexibilitäten nutzen wollen, bewegen sich in einem komplexen rechtlichen Umfeld.

Einen Schwerpunkt bildet dabei das **Energierrecht**.

Daneben spielen für den Abwasserentsorger selbstverständlich Aspekte des **Kommunalrechts**, des **Gebühren-** und **Umsatzsteuerrechts** sowie des **Abwasserrechts** eine maßgebliche Rolle (dazu siehe unten Kapitel B.6.2). Anders als das Energierrecht betreffen diese vor allem die Frage, ob und in welcher Form eine energiewirtschaftliche Betätigung im Zusammenhang mit der Abwasserbeseitigung zulässig ist. Daneben können aber auch diese Regelungen die Wirtschaftlichkeit bestimmter Tätigkeiten berühren, denkt man etwa an das Gebühren- oder das Umsatzsteuerrecht.

Die Darstellung des rechtlichen Rahmens konzentriert sich im Folgenden darauf, mit Bezug auf die in Kapitel B.6.3 dargestellten **Schlüsselfaktoren** sowie mit Blick auf die im Forschungsvorhaben arrivee untersuchten **Nutzungskonzepte** (vgl. unter B.3.3.2) einen Überblick über die wichtigsten energierechtlichen Regelungsbereiche zu geben und einzelne Rechtsfragen, die sich im Rahmen des Projekts als besonders relevant herauskristallisiert haben, vertiefend darzustellen. Eine **zusammenfassende Übersicht** über die für die **Wirtschaftlichkeitsbetrachtung** maßgeblichen Bedingungen wurde erstellt und findet sich im zweiten Teil des nachstehenden Berichts.

Die Darstellung spiegelt die Rechtslage zum 01.01.2017 wider.

### **B.6.1.1 Energierechtliche Grundlagen der Stromerzeugung und -speicherung auf Kläranlagen**

Für die Verstromung von Faulgas sowie die Speicherung und den Verbrauch von elektrischer Energie sind unterschiedliche energie- sowie energiewirtschaftsrechtliche Vorgaben zu beachten. Die rechtlichen Regelungen für die Erzeugung von Strom werden teilweise überlagert von den Bestimmungen, die den Verbrauch von Strom zum Gegenstand haben. Hinzu treten Spezialvorschriften für Speicher, die Regelenergievermarktung, die Einspeisung von Wasserstoff oder Methan in das Erdgasnetz, um nur eine Auswahl zu nennen.

Nachfolgend soll zunächst aufgezeigt werden, welche gesetzlichen Tatbestände für die **Erzeugung** von Strom auf Kläranlagen bestehen. Insoweit sind vorrangig das **Erneuerbare-Energien-Gesetz** sowie das **Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz** zu nennen, mit denen der Gesetzgeber jeweils einen Mechanismus zur Förderung der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien bzw. im Wege der Kraft-Wärme-Kopplung geschaffen hat. Die beiden Gesetze unterlagen zuletzt einer ständigen Fortentwicklung und wurden in kurzen Abständen novelliert und angepasst. In zeitlicher Hinsicht gilt grundsätzlich und unter Ausblendung teilweise weitreichender Übergangsbestimmungen, dass die im Zeitpunkt der Inbetriebnahme der Stromerzeugungsanlage gesetzlich vorgesehene Förderung einschließlich der Förderhöhe für die gesamte Förderdauer beansprucht werden kann. Dem **Datum der Inbetriebnahme** der Stromerzeugungsanlage (KWK-Anlage) kommt somit eine zentrale Bedeutung zu.

Anschließend wird der Rechtsrahmen dargestellt, der für den **Bezug von Strom** sowie das hiermit zusammenhängende **Netzentgeltsystem** maßgeblich ist. Auf die für den Betrieb eines **Elektrolyseurs** und die **Einspeisung von Wasserstoff und Methan in das Erdgasnetz** geltenden Vorschriften wird ebenfalls im Detail eingegangen.

Zunächst sollen einleitend die wesentlichen **Grundlagen des Energierechts** skizziert werden, soweit sie für die anschließende Darstellung und rechtliche Bewertung von Bedeutung sind.

Das Energierecht ist eine rechtliche **Querschnittsmaterie**, die heterogene Interessen und Akteure in Einklang bringen und die Wechselwirkungen zwischen Recht, Technik und Wirtschaft berücksichtigen muss. Zu den im Energierecht als Oberbegriff zu berücksichtigenden Rechtsquellen zählen insbesondere das Wettbewerbsrecht, das Energieumweltrecht sowie das Energierecht im engeren Sinne. Letzteres umfasst das Regulierungsrecht des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) mit seinen Verordnungen und die entsprechenden europarechtlichen Vorgaben. Das Energieumweltrecht wird derzeit vor allem durch das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG), das Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz (KWKG) und das Treibhausgasemissionshandelsgesetzes (TEHG) geprägt. Das Wettbewerbsrecht wiederum wird im Wesentlichen durch das (nationale und europäische) Kartellrecht bestimmt.

Das **EnWG** lässt sich als „Grundgesetz“ des Energierechts für den Bereich der **Strom- und Gasversorgung** charakterisieren, da es gemeinsam mit verschiedenen konkretisierenden Verordnungen die rechtlichen Grundlagen abbildet und den wesentlichen **regulierungsrechtlichen Rahmen** absteckt. Andere Energiearten als Strom und Gas (z. B. Wärme, Kälte, Wasserstoff, etc.) werden vom EnWG grundsätzlich nicht erfasst. Zweck des EnWG ist eine möglichst sichere, preisgünstige, verbraucherfreundliche, effiziente und umweltverträgliche leitungsgebundene Versorgung der Allgemeinheit mit Elektrizität und Gas, die zunehmend auf Erneuerbaren Energien beruht (vgl. § 1 Abs. 1 EnWG).

Zu den wesentlichen **Akteuren** im Energierecht gehören neben dem nationalen Gesetzgeber, nationalen Gerichten und nationalen Behörden (vor allem Regulierungsbehörden wie die Bundesnetzagentur) ebenso der europäische Rechtsetzer sowie die europäischen Gerichte und europäischen Behörden (für das Wettbewerbsrecht insbesondere die Europäische Kommission). Insbesondere die Rolle der Europäischen Kommission bei der nationalen Rechtssetzung sollte heute nicht mehr unterschätzt werden, wie die letzten Novellierungen des EEG und des KWKG belegen. Hierbei hat die Europäische Kommission das Rechtsregime des europäischen Beihilfenrechts („state aid“) zum Anlass genommen, die nationalstaatlichen energierechtlichen Regelungen Deutschlands einer eingehenden Überprüfung zu unterziehen und gleichzeitig Vorgaben für die Ausgestaltung künftiger Bestimmungen zu machen. Der Streit zwischen der Bundesrepublik und der EU-Kommission über die Frage, ob die im EEG bzw. KWKG angeordneten Zahlungsverpflichtungen privater Akteure sowie die vorgesehenen Privilegierungstatbestände überhaupt eine Beihilfe im europarechtlichen Sinne darstellen, ist noch nicht abschließend entschieden.

#### **B.6.1.1.1 Energiewirtschaftliche Ausgangslage für Kläranlagen**

Bei der Kläranlage handelt es sich grundsätzlich um eine **Kundenanlage** im Sinne von § 3 Nr. 24a des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG), d. h. um eine mit dem Netz oder einer Erzeugungsanlage verbundene Energieanlage zur Abgabe von Energie, die sich auf einem räumlich zusammengehörenden Gebiet befindet, die wettbewerblich unbedeutend ist und die jedermann zum Zwecke der Belieferung der angeschlossenen Letztverbraucher im Wege der Durchleitung diskriminierungsfrei und unentgeltlich zur Verfügung gestellt wird. Als Kundenanlage im Sinne des EnWG ist die Kläranlage und sind die darauf befindlichen elektrischen Anlagen, wie etwa Leitungen, Transformatoren etc., der Regulierung weitgehend entzogen. Es besteht grundsätzlich auch keine Pflicht zum Anschluss von Erzeugungs- oder Verbrauchsanlagen Dritter an die Kundenanlage. Erforderlich ist jedoch, dass die gesetzlichen Anforderungen an den Kundenanlagenstatus in § 3 Nr. 24a EnWG beachtet werden. Praktisch relevant sind die Pflicht zur diskriminierungsfreien und unentgeltlichen (nicht: kostenlosen) Durchleitung. Der Betreiber einer Kundenanlage muss also jedem an die Kundenanlage angeschlossenen Letztverbraucher die Wahl eines Energielieferanten seiner Wahl gestatten und die bezogene Energie durch die Kundenanlage hindurchleiten, ohne hierfür ein Netzentgelt (im Sinne eines verbrauchsabhängigen Geldbetrages) erheben zu dürfen. In der Praxis stellt dies für Kläranlagen in der Regel kein Problem dar. Auch der Betrieb einer Elektrolyseanlage dürfte hieran nichts ändern, insbesondere die Kläranlage nicht zu einem der Regulierung in vollem Maße unterfallenden Energieversorgungsnetz machen, selbst wenn es sich bei dem erzeugten Wasserstoff/synthetisch erzeugten Methan um ein Gas im Sinne von § 3 Nr. 19a EnWG handeln sollte.

Die Kundenanlage „Klärwerk“ ist im Regelfall in Mittelspannung (10/20 kV) an das vorgelagerte Netz der allgemeinen Versorgung angeschlossen. Der Betreiber dieses Elektrizitätsversorgungsnetzes (Verteilnetzbetreiber) nimmt in der Energiewirtschaft und auch nach den rechtlichen Vorgaben eine zentrale Rolle ein und ist damit vielfach erster Ansprechpartner, Vertragspartner und Gegenüber des Kläranlagenbetreibers.

Die vor allem technischen Fragen des Anschlusses der Kundenanlage werden im sog. Netzanschlussvertrag geregelt. Daneben tritt ein Anschlussnutzungsvertrag, der ebenfalls mit dem Netzbetreiber abgeschlossen wird. Den rechtlichen Rahmen für diese Vertragsverhältnisse bilden grundsätzlich die Bestimmungen der Verordnung über Allgemeine Bedingungen für den Netzanschluss und dessen Nutzung für die Elektrizitätsversorgung in Niederspannung (Niederspannungsanschlussverordnung, NAV). Diese gelten zwar grundsätzlich unmittelbar nur für den Anschluss in Niederspannung, werden in der Praxis aber bei Anschlussverhältnissen in Mittelspannung „übernommen“.

Aus dem Befund, dass es sich bei der Kläranlage und ihren elektrischen Anlagen nicht um ein „Netz“ (im Sinne eines Energieversorgungsnetzes der allgemeinen Versorgung gemäß § 3 Nr. 17 EnWG) handelt, sondern um eine Kundenanlage, folgt u.a., dass für den dezentral erzeugten und auf der Kläranlage verbrauchten Strom weder Netzentgelte zu bezahlen sind noch die mit den Netzentgelten in Ansatz zu bringenden Umlagen.

Der Bezug, die Erzeugung, die Speicherung sowie der Verbrauch von Strom auf der Kläranlage unterliegen vorrangig den Bestimmungen des EnWG und den hierzu erlassenen Rechtsverordnungen (Strom- bzw. Gasnetzzugangsverordnung, Strom- bzw. Gasnetzentgeltverordnung). Dies gilt teilweise auch für die Erzeugung von Gas in Form von Wasserstoff und Methan, insbesondere soweit diese in das Erdgasnetz eingespeist

werden sollen. Daneben treten die Spezialvorschriften aus dem EEG, soweit es um die rechtliche Behandlung von Strom aus Erneuerbaren Energien geht (Erzeugung, Speicherung, Verkauf, Verbrauch). Parallel hierzu sind die Vorgaben des KWKG zu berücksichtigen, soweit eine Stromerzeugung aus Kraft-Wärme-Kopplung erfolgt.

Darauf hinzuweisen ist, dass es in den genannten Gesetzen **keine einheitliche Begriffsterminologie** gibt, d. h. grundsätzlich ist nach jedem Gesetz beispielsweise der Begriff der Anlage oder der Versorgung eigenständig auszulegen.

#### **B.6.1.1.2 Das Netzentgeltsystem**

Der Gesetz- und Verordnungsgeber hat die Frage des Netzzugangs, der Netzzugangsbedingungen und der hierfür anfallenden Netzentgelte geregelt. Grund hierfür ist, dass die Energieversorgungsnetze ein natürliches Monopol darstellen, zumal der Bau paralleler Leitungsstrukturen volkswirtschaftlich nicht sinnvoll ist. Zur Sicherstellung eines ordnungsgemäßen Wettbewerbs unterliegen die **Energieversorgungsnetze** daher der Regulierung. Die Regulierung gilt nicht für Kundenanlagen (s.o.). Betreiber von Energieversorgungsnetzen sind grundsätzlich verpflichtet, jedermann Netzzugang zu gewähren, d. h. die Nutzung des Netzes zu gestatten. Als Gegenleistung dürfen sie ein angemessenes Entgelt berechnen, das sog. **Netznutzungsentgelt (NNE)**.

Netzbetreibern wird durch die zuständige Regulierungsbehörde für jede Regulierungsperiode nach individueller Kostenprüfung eine Erlösobergrenze vorgegeben, aus der sich die entsprechenden Netzentgelte der Netzbetreiber für ihr Netz errechnen. Mit der Entrichtung des Netzentgeltes wird die Nutzung der Netz- oder Umspannebene des jeweiligen Betreibers des Elektrizitätsversorgungsnetzes, an die der Netznutzer angeschlossen ist, und aller vorgelagerten Netz- und Umspannebenen abgegolten. Unterschieden werden insgesamt sieben Netz- und Umspannebenen.

Bei der Berechnung der Netzentgelte, die ein Netznutzer entrichten muss, wird fingiert, dass für seinen Strombezug sämtliche Netz- und Umspannebenen bis zur eigentlichen Entnahmeebene genutzt wurden, unabhängig davon, ob dies physikalisch zutrifft (sog. „Briefmarkensystem“). Dies ermöglicht grundsätzlich eine solidarische Finanzierung der Netzinfrastruktur durch sämtliche Netznutzer.

Das Netzentgelt besteht aus einem **Leistungspreis** in Euro pro Kilowatt und einem **Arbeitspreis** in Cent pro Kilowattstunde (vgl. § 17 StromNEV). Das Jahresleistungsentgelt ist das Produkt aus dem jeweiligen Jahresleistungspreis eines Netzbetreibers und der Jahreshöchstleistung in Kilowatt der jeweiligen Entnahme des Letztverbrauchers. Unterschieden wird dabei eine Preisstellung für niedrige Vollbenutzungsstunden unter 2.500 Benutzungsstunden mit einem relativ niedrigen Leistungspreis und einem höheren Arbeitspreis und einer Preisstellung für hohe Anzahl an Benutzungsstunden von 2.500 bis 8.760 mit höherem Leistungspreis und relativ niedrigem Arbeitspreis. Grundsätzlich wird das Netzentgelt für jede Entnahmestelle gebildet. Dabei erfolgt die Preiskalkulation derzeit dahingehend, dass die Netzfinanzierung vor allem über den Arbeitspreis erfolgen soll.

Verschiedene gesetzliche Tatbestände sehen **Privilegierungen** für besondere Anschlusskonstellationen (§ 17 Abs. 2a StromNEV, sog. Pooling; § 19 Abs. 3 StromNEV, Sondernutzungsentgelt für singulär genutzte Betriebsmittel) oder besonderes Verbrauchs- oder Abnahmeverhalten (§ 19 Abs. 2 Satz 1 StromNEV, atypische Netznutzung; § 19 Abs. 2 Satz 2 StromNEV, intensive Netznutzung) vor.

Nach § 19 Abs. 2 S. 1 StromNEV haben Versorgungsnetzbetreiber Letztverbrauchern ein **individuelles Netzentgelt** anzubieten, wenn auf Grund vorliegender oder prognostizierter Verbrauchsdaten oder auf Grund technischer oder vertraglicher Gegebenheiten offensichtlich ist, dass der Höchstlastbetrag vorhersehbar erheblich von der zeitgleichen Jahreshöchstlast aller Entnahmen aus dieser Netz- oder Umspannungsebene abweicht (**atypische Höchstlast**). Mit einem solchen Verbrauchsprofil trägt der Netznutzer zur Stabilisierung des Stromnetzes und zu seiner Entlastung bei und wird entsprechend bei der Netzentgeltspflicht privilegiert. Die Privilegierung ist jedoch auf eine Entgeltreduzierung auf maximal 20 % des veröffentlichten Netzentgelts beschränkt, § 19 Abs. 2 S. 2 a. E. StromNEV. Nach § 19 Abs. 2 S. 5 StromNEV bedarf die Vereinbarung der individuellen Netzentgelte zwischen Netzbetreiber und Letztverbraucher der Genehmigung durch die Regulierungsbehörde (Bundesnetzagentur - BNetzA).



Wichtig ist an dieser Stelle der Hinweis, dass der für die Abrechnung des Leistungspreises relevante Wert der jährlichen Höchstlast (sog. „**Leistungsspitze**“) anhand des gemessenen Strombezugs ermittelt wird. Keine Berücksichtigung findet hierbei, zu welchem Zweck der Strombezug erfolgte. Damit wirkt sich auch eine systemisch sinnvolle oder erforderliche Entnahme von Strom aus dem Netz ggf. unmittelbar auf die Netzentgelthöhe aus. Stellt ein Letztverbraucher negative Regelenergie bereit (durch Abschalten eigener Stromerzeugungsanlagen oder durch Anschalten eigener Stromverbrauchseinrichtungen, um zusätzlich Strom aus dem Netz zu beziehen), kann der (negative) Regelenergieabruf zu einer höheren Leistungsspitze des Letztverbrauchers führen. Dies kann für den Letztverbraucher einen unmittelbaren wirtschaftlichen Nachteil zur Folge haben, wenn sich hierdurch die abrechnungsrelevante Höchstlast verändert (d. h. erhöht). Ein Herausrechnen eines Bezuges bei Abruf negativer Regelenergie ist nach derzeitiger Rechtslage nur im Rahmen des „atypischen Netzentgeltes“ nach § 19 Abs. 2 Satz 1 StromNEV vorgesehen (vgl. Festlegung der Bundesnetzagentur vom 11.12.2013, BK4-13-739, Tenorziffer 2. f.) sowie Seite 3 f.).

Stromletztverbraucher und Netznutzer, die kein Sondernetzentgelt gemäß § 19 Abs. 2 S. 1 StromNEV in Anspruch nehmen (sondern etwa ein solches nach § 19 Abs. 2 S. 2 StromNEV) oder die mangels Erreichens der gesetzlichen Voraussetzungen für eine Befreiung oder Reduzierung das allgemeine Netzentgelt zu zahlen haben, riskieren durch die Teilnahme am (negativen) Regelenergiemarkt eine Erhöhung der für sie abrechnungsrelevanten Leistungsspitze.

### **B.6.1.1.3 Zusammenspiel von Stromnetz und Strommarkt**

Den Regelungen des EnWG liegt der regulierte Netzzugang (im Gegensatz zum verhandelten Netzzugang, wie er bis in die 1990er Jahre praktiziert wurde) zu Grunde. Der regulierte Netzzugang dient dazu, das natürliche Monopol des Netzbetreibers zu durchbrechen.

#### **(1) Bilanzkreissystem**

Hierzu regelt die Stromnetzzugangsverordnung (StromNZV) das **Bilanzkreissystem** für den Strommarkt. Das Bilanzkreissystem ist Voraussetzung für das Funktionieren des transaktionsunabhängigen Punktmodells (vgl. §§ 4 bis 26 StromNZV, s.o.). Es regelt den Ausgleich zwischen Einspeisung und Entnahme elektrischer Energie, so dass die Aufrechterhaltung von Spannung und Frequenz zu jedem Zeitpunkt gewährleistet ist. Es muss genauso viel Strom erzeugt und eingespeist werden, wie zeitgleich entnommen wird.

Voraussetzung des Bilanzkreissystems ist, dass zum einen Bilanzkreise bestehen und diese Bilanzkreise in einem Gesamtkonzept zusammengefasst sind. Zudem müssen alle Einspeise- und Entnahmestellen (d. h. Verbraucher und Erzeuger) stets jeweils einem Bilanzkreis zugeordnet werden. Die Bilanzkreise gehören einer Regelzone an, d. h. einer der Regelzonen der vier ÜNB, die insoweit als Bilanzkoordinatoren tätig sind. In den Bilanzkreisen werden Einspeisungen und Entnahmen wie auf einem Konto erfasst und saldiert, so dass im Bestfall der Saldo Null beträgt. Für jeden Bilanzkreis ist ein Bilanzkreisverantwortlicher verantwortlich. Dies kann der Stromlieferant sein, aber auch ein dritter Dienstleister. Weicht der Saldo hiervon ab, sind Ausgleichsleistungen zu erbringen (vgl. §§ 6 ff. StromNZV), d. h. die Bilanzkreisverantwortlichen müssen von dem ÜNB entweder fehlende Energie zukaufen oder überschüssige Energie an diesen liefern (sog. Ausgleichsenergie). Voraussetzung dafür ist jedoch, dass zwischen ÜNB und Bilanzkreisverantwortlichem ein Bilanzkreisvertrag geschlossen wurde. Gegenstand dieses Vertrags ist die Führung und Abwicklung des Bilanzkreises und die Abrechnung der genannten Bilanzabweichungen.

#### **(2) Regelenergie**

Die Übertragungsnetzbetreiber sind dafür verantwortlich, das physikalische Gleichgewicht in ihrer Regelzone aufrecht zu erhalten und Abweichungen ökonomisch mit den Bilanzkreisverantwortlichen abzurechnen. Soweit es zu Abweichungen zwischen Einspeisungen und Entnahmen kommt, ist ein Ausgleich vorzunehmen.

Um das physikalische Gleichgewicht von Erzeugung und Verbrauch aufrecht zu erhalten, beschaffen die ÜNB Regelenergie. Man unterscheidet drei Regelenergiearten:



- **Primärregelung:** Die Primärreserve wird automatisch bei Frequenzschwankungen aus dafür geeigneten und präqualifizierten Anlagen innerhalb von 30 Sekunden bereitgestellt. Anlagen, die Primärregelung bereitstellen, werden ausschließlich mit einem Leistungspreis vergütet.
- **Sekundärregelung:** Tendiert die Netzfrequenz in eine bestimmte Richtung, wird die Primärregelung automatisch nach 5 Minuten durch die Sekundärregelung abgelöst. Anlagen werden mit einem Leistungs- und Arbeitspreis vergütet.
- **Tertiär- bzw. Minutenreserve:** Reicht auch die Sekundärreserve nicht aus, wird diese durch die Minutenreserve nach 15 Minuten abgelöst. Präqualifikationsanforderungen hinsichtlich Reaktionszeit und -geschwindigkeit sind hierbei geringer als bei der Sekundärregelung. Anlagen erhalten einen Leistungs- und Arbeitspreis.

Alle drei Regelenergiearten können als zusätzliche Einspeisung, Reduzierung des Bezugs oder Reduzierung der Einspeisung auftreten (**positive oder negative Regelleistung**) (vgl. § 6 Abs. 3 StromNZV).

Die ÜNB schreiben die jeweilige Regelenergieart im Rahmen einer gemeinsamen regelzonenübergreifenden anonymisierten Ausschreibung über eine Plattform aus. Die Beschlusskammer 6 der BNetzA hat Festlegungen zu Verfahren der Ausschreibung von Regelenergie für alle drei Regelenergiearten getroffen. Dies sind die Beschlüsse BK6-10-097 (Primärregelenergie), BK6-10-098 (Sekundärregelenergie) und BK6-10-099 (Minutenreserve).

Potenzielle Anbieter von Regelenergieprodukten haben den Nachweis zu erbringen, dass sie die zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit erforderlichen Anforderungen für die Erbringung der unterschiedlichen Regelenergiearten erfüllen. Dabei sind sowohl technische Fähigkeiten nachzuweisen, als auch die ordnungsgemäße Erbringung der Regelleistung unter betrieblichen Bedingungen. Einzelheiten zum Präqualifikationsverfahren ergeben sich aus dem „Transmission Code 2007 Netz- und Systemregeln der deutschen Übertragungsnetzbetreiber“ des VDN. Erbringung und Abrechnung der Regelenergie sind in den §§ 7 ff. StromNZV näher geregelt.

Am 23.11.2015 hat die Beschlusskammer 6 jeweils ein Festlegungsverfahren zur Weiterentwicklung der Ausschreibungsbedingungen und Veröffentlichungspflichten für Sekundärregelung (BK6-15-158) und für Minutenreserve (BK6-15-159) eröffnet. Diese Verfahren sind noch nicht abgeschlossen.

Nach den derzeitigen Überlegungen der Bundesnetzagentur sollen die bestehenden Vorgaben an die Regelleistungsausschreibung modifiziert werden, um auch kleineren Anbietern eine Teilnahme zu ermöglichen und um insbesondere auch die Abgabe flexiblerer Angebote zu erreichen. Hierzu ist u.a. vorgesehen, für die Sekundärregelleistung die Produktzeiten auf täglich sechs Zeitscheiben von jeweils vier Stunden (derzeit: zwei Zeitscheiben, Haupt- und Nebenzeit) und für die Minutenreserve auf Viertelstundenintervalle zu reduzieren und gleichzeitig u.U. auch Angebotsgrößen in Höhe von 1 MW, 2 MW, 3 MW oder 4 MW (anstatt von bislang mindestens 5 MW) zuzulassen.

### (3) Einspeisemanagement

**Netzbetreiber** dürfen an ihr Netz unmittelbar oder mittelbar angeschlossene Stromerzeugungsanlagen ausnahmsweise **abregeln, wenn die Sicherheit oder Zuverlässigkeit des Energieversorgungsnetzes gefährdet oder gestört ist** (sog. Einspeisemanagement, §§ 13 ff. EnWG). Sie müssen hierbei grundsätzlich diskriminierungsfrei vorgehen. In der Praxis orientieren sich Netzbetreiber an dem von VKU und BDEW veröffentlichten Praxis-Leitfaden für unterstützende Maßnahmen von Stromnetzbetreibern (12.10.2012). Das EEG sieht für EEG- und KWK-Anlagen und zur Sicherung des Rechts auf vorrangige Einspeisung insoweit Spezialvorschriften vor, §§ 14 und 15 EEG 2017).

Eine Abregelung von EEG- und KWK-Anlagen darf danach nur unter engen Voraussetzungen erfolgen, soweit andernfalls **im jeweiligen Netzbereich** einschließlich des vorgelagerten Netzes ein Netzengpass entsteht. Erforderlich ist insbesondere auch, dass der Vorrang für Strom aus Erneuerbaren Energien, Grubengas und Kraft-Wärme-Kopplung gewahrt wird. Im Übrigen müssen die Netzbetreiber sicherstellen, dass insgesamt die größtmögliche Strommenge aus Erneuerbaren Energien und Kraft-Wärme-Kopplung abgenommen wird (vgl. § 14 Abs. 1 Satz 3 EEG 2017). Betreiber von EEG- und KWK-Anlagen, die auf Grundlage

von § 14 EEG 2017 abgeregelt werden und daher auch keinen Strom erzeugen können, können hierfür einen finanziellen Ausgleich vom Netzbetreiber verlangen, der maximal 95 Prozent der entgangenen Einnahmen ausmacht (§ 15 Abs. 1 Satz 1 EEG 2017). Der entschädigungspflichtige Netzbetreiber kann die hieraus entstehenden Kosten bei der Ermittlung seiner Netzentgelte in Ansatz bringen, wenn er die Maßnahme zum Einspeisemanagement nicht zu vertreten hat.

Zur Umsetzung dieser besonderen **Eingriffsbefugnis der Netzbetreiber** sieht § 9 EEG 2017 die Ausstattung bestimmter Erzeugungsanlagen mit technischen Einrichtungen durch die Betreiber dieser Erzeugungsanlagen vor. Die Regelung des § 9 Abs. 1 EEG 2017 sieht vor, dass Betreiber von EE-Anlagen und Betreiber von KWK-Anlagen ihre Anlagen mit einer installierten Leistung von mehr als 100 kW mit technischen Einrichtungen ausstatten müssen, mit denen der Netzbetreiber jederzeit die Einspeiseleistung bei Netzüberlastung ferngesteuert reduzieren kann und die Ist-Einspeisung abrufen kann. Eine hiermit korrespondierende allgemeine, für alle (auch konventionellen) Stromerzeugungsanlagen geltende Pflicht nach dem EnWG besteht insoweit nicht. Für die Betreiber von Anlagen zur Erzeugung von Strom aus Biogas im Sinne des EEG gelten weitere (teils strengere) Vorgaben.

#### **B.6.1.1.4 Stromverbrauch der Kläranlage**

##### **(1) Kosten für Strombezug aus dem Netz der allgemeinen Versorgung**

Für den Bezug von Strom aus dem Netz der allgemeinen Versorgung zahlt der Letztverbraucher zunächst einen Strompreis an seinen Lieferanten. Hinzu kommen die Netzentgelte, die der Stromkunde entweder selbst an den Netzbetreiber abführt oder an seinen Stromlieferanten zahlt, der sie wiederum an den Netzbetreiber abführt (sog. „all inclusive“-Belieferung).

Hinzu treten weitere gesetzlich veranlasste Umlagen, Abgaben und Steuern, welche der Stromlieferant in der Praxis ebenfalls an den Stromkunden weiterberechnet. Hierbei handelt es sich um:

- die KWK-Umlage,
- die § 19 Abs. 2 StromNEV-Umlage,
- die Offshore-Haftungsumlage sowie
- die Umlage nach der Verordnung über abschaltbare Lasten (AbLaV).

Gemäß § 26 Abs. 1 KWKG 2017 sind Netzbetreiber berechtigt, die KWK-Umlage und entsprechend die weiteren Umlagen „bei der Berechnung der Netzentgelte als Aufschlag in Ansatz zu bringen“. Sie werden daher mit der Abrechnung der Netznutzungsentgelte gegenüber dem Netznutzer (in der Regel der Stromlieferant, ggf. der Letztverbraucher selbst, s.o.) in Rechnung gestellt. Ist der Stromlieferant Netznutzer, stellt er die ihm hierdurch entstehenden Kostenbelastungen dem Letztverbraucher in Rechnung.

Für die verschiedenen Umlagen sieht das Gesetz jeweils eigenständige Privilegierungstatbestände vor. Eine Begrenzung der **KWK-Umlage** ist nach dem KWKG 2017 nur noch sehr eingeschränkt möglich. Hiervon profitieren können v.a. noch stromkostenintensive Unternehmen, die über einen Begrenzungsbescheid nach der Besonderen Ausgleichsregelung des EEG verfügen. Daneben privilegiert das KWKG 2017 noch den Strombezug von Stromspeichern (§ 27b KWKG 2017) sowie von Schienenbahnen (§ 27c KWKG 2017).

Für die § 19 **StromNEV-Umlage** sowie die **Offshore-Haftungsumlage** gelten aktuell noch der Umlagemechanismus des KWKG 2012 und die darin vorgesehenen Privilegierungstatbestände, die lediglich einen Strombezug von über 1 GWh/a verlangen (d. h. für die erste Gigawattstunde wird die allgemeine, für den darüber hinausgehenden Strombezug nur noch die reduzierte Umlage fällig).

Als weitere Kostenbelastung auf den aus dem Netz der allgemeinen Versorgung bezogenen Strom kommen die **Stromsteuer** und die **EEG-Umlage** hinzu. Diese Kostenbelastungen knüpfen anders als die soeben dargestellten Umlagen nicht an die Durchleitung durch ein bzw. den Bezug aus einem Netz (der allgemeinen Versorgung) an und wirken daher nicht wie Netznutzungsentgelte. Tatbestandliche Voraussetzung für die Entstehung der EEG-Umlage und der Stromsteuer ist im Grundsatz das Vorliegen einer Lieferung von Strom an einen Letztverbraucher bzw. der Eigenverbrauch. Auf das Vorliegen einer Durchleitung durch ein Netz (der allgemeinen Versorgung) kommt es daher für diese beiden Kostenbelastungen nicht an. Sie werden daher separat dargestellt (hierzu sogleich unter B.6.1.1.4(2) bzw.(3)).

Schließlich ist noch die **Konzessionsabgabe** zu nennen, welche die Gemeinde für die Nutzung ihrer öffentlichen Wege zur Durchleitung von Energie erhebt. Die maximale Höhe der Konzessionsabgabe ist in der Konzessionsabgabenverordnung (KAV) festgelegt und richtet sich für Tarifkunden nach der Einwohnerzahl der jeweiligen Gemeinde (§ 2 Abs. 2 KAV). Für Sondervertragskunden beträgt die Konzessionsabgabe (Strom) maximal 0,11 ct/kWh, § 2 Abs. 3 KAV. Kläranlagen dürften im Regelfall Sondervertragskunden in diesem Sinne sein (auch unter Berücksichtigung der Regelung in § 2 Abs. 7 KAV). Eine Besonderheit gilt für Sondervertragskunden, deren Durchschnittstrompreis unter dem sog. Grenzpreis liegt, den das Statistische Bundesamt jährlich veröffentlicht. Diese Sondervertragskunden sind von der Pflicht, Konzessionsabgabe zu zahlen, gemäß § 2 Abs. 4 KAV befreit. Der Grenzpreis betrug im Jahr 2015 12,69 ct/kWh (im Jahr 2014 hat er noch 13,27 ct/kWh betragen).

## (2) EEG-Umlage und EEG-Umlageprivilegierungen

Nach dem EEG 2017 ist im Grundsatz jeder Letztverbrauch von Strom mit der EEG-Umlage belastet. Die EEG-Umlage wird von den vier deutschen Übertragungsnetzbetreibern (ÜNB) zur Refinanzierung der an die Betreiber von Anlagen zur Erzeugung von Strom aus Erneuerbaren Energien ausgezahlten Förderung erhoben. Teilweise besteht eine Zuständigkeit für die Erhebung der EEG-Umlage auch bei den Verteilnetzbetreibern, an deren Netz die zur Eigenversorgung genutzte Stromerzeugungsanlage unmittelbar oder mittelbar angeschlossen ist (vgl. § 61i EEG 2017).

Letztverbraucherlieferanten von Strom sind verpflichtet, an den zuständigen Netzbetreiber für jede gelieferte Kilowattstunde die EEG-Umlage in der jeweils gültigen Höhe abzuführen (§ 60 Abs. 1 EEG 2017). Die EEG-Umlage beträgt für das Jahr 2017 6,880 ct/kWh.

Die den Lieferanten durch die Zahlung der EEG-Umlage an den ÜNB entstehenden Kosten schlagen sie grundsätzlich gegenüber ihren Kunden/Letzverbrauchern auf den Strompreis auf. Die EEG-Umlagepflicht entsteht erst bei einer Lieferung des Stroms an einen Letztverbraucher. Für Lieferverhältnisse, an denen ein Letztverbraucher nicht beteiligt ist, etwa bei der Weitergabe von Strom zwischen Händlern, entsteht die EEG-Umlagepflicht nicht.

Wer nicht mit Strom beliefert wird, sondern selbst Strom produziert (Fall der sog. **Eigenversorgung bzw. Eigenerzeugung**), ist nach § 61 EEG 2017 grundsätzlich ebenfalls zur Zahlung der EEG-Umlage verpflichtet. Für hocheffiziente KWK-Anlagen ist in § 61b EEG 2017 eine Reduzierung der EEG-Umlage auf 40 Prozent der allgemeinen EEG-Umlage vorgesehen. Strommengen, für die eine EEG-Umlageprivilegierung nach § 61b EEG 2017 (Reduzierung auf 40 Prozent) in Anspruch genommen werden soll, müssen nach § 61h Abs. 1 EEG 2017 durch geeichte Messeinrichtungen erfasst werden. Hinsichtlich der EEG-Umlagefreiheit von eigenerzeugtem Strom ist die Bestimmung des § 61h Abs. 2 EEG 2017 zu beachten, die das sog. Gleichzeitigkeitserfordernis enthält und verlangt, das bei der Berechnung der selbst erzeugten und verbrauchten Strommengen Strom nur bis zu der Höhe des aggregierten Eigenverbrauchs, bezogen auf jedes 15-Minuten-Intervall (Zeitgleichheit), berücksichtigt wird. Insoweit ist zu berücksichtigen, dass dem Eigenerzeuger der Nachweis obliegt, die Einhaltung dieses sog. ¼-h-Maßstabes im Einzelfall nachzuweisen. Dies bereitet keine Schwierigkeiten, wenn auf der Kläranlage viertelstundenscharfe Messungen (RLM) erfolgen und neben dem Kläranlagenbetreiber/Eigenerzeuger kein weiterer Stromletztverbraucher vorhanden ist.

Zur Abwicklung und Überwachung der Einhaltung dieses Mechanismus zur Erhebung der EEG-Umlage sehen die §§ 70 ff. EEG 2017 Melde- und Mitteilungsverpflichtungen für Elektrizitätsversorgungsunternehmen, die Strom an Letztverbraucher liefern, und für Eigenversorger vor. Meldeempfänger ist je nach Zuständigkeit für die Erhebung der EEG-Umlage der Anschlussnetzbetreiber oder der Übertragungsnetzbetreiber. Ein **Verstoß gegen die Meldeverpflichtung** kann die **EEG-Umlageprivilegierung** entfallen lassen (§ 61g EEG 2017).

Für den selbst erzeugten und verbrauchten Strom entfällt der Anspruch auf Zahlung der EEG-Umlage vollständig, wenn es sich bei der Stromerzeugungsanlage um eine **Bestandsanlage** im Sinne von § 61c oder § 61d EEG 2017 handelt. Bestandsanlagen sind im Wesentlichen Stromerzeugungsanlagen, die bereits vor dem Inkrafttreten des EEG 2014 (d. h. vor dem 01.08.2014) zur Eigenerzeugung betrieben wurden. In § 61d EEG 2017 sind daneben weitere Ausnahmetatbestände vorgesehen, die die EEG-Umlage vollständig entfal-

len lassen, etwa für sog. Kraftwerkseigenverbrauch, für die Stromerzeugung in Inselnetzen oder bei ganz kleinen Anlagen (max. 10 kW).

Zur Eigenerzeugung genutzte Stromerzeugungsanlagen einschließlich BHKW sind grundsätzlich also EEG-umlageprivilegiert; für den erzeugten und selbstverbrauchten Strom entfällt die Pflicht, die EEG-Umlage zahlen zu müssen. Gemäß § 61e entfällt das Privileg der vollständigen Befreiung und entsteht die Pflicht zur Zahlung von 20 % der EEG-Umlage, wenn eine Bestandsanlage erneuert oder ersetzt wird. Hierunter fallen insbesondere Modernisierungsmaßnahmen, die sich auf den Generator beziehen.

Hinzuweisen ist darauf, dass insbesondere die Vorschriften des EEG über die Behandlung von Eigenversorgungssachverhalten in der jüngsten Vergangenheit stetig geändert wurden, um und die Reichweite der Privilegierung von Eigenstrom sukzessive einzuschränken.

### **(3) Stromsteuer und Stromsteuerbefreiungen**

Die Entnahme von Strom führt gemäß § 5 Abs. 1 StromStG grundsätzlich zum Entstehen der Stromsteuer; diese beträgt aktuell 2,05 Cent/kWh (§ 3 StromStG). Daneben entsteht die Stromsteuer nach § 5 Abs. 1 S. 2 StromStG auch dann, wenn ein Eigenerzeuger Strom zum Selbstverbrauch entnimmt. Eigenerzeuger ist derjenige, der Strom zum Selbstverbrauch erzeugt, § 1 Nr. 2 StromStG. In diesem Fall ist dann der Anlagenbetreiber und Stromerzeuger gleichzeitig auch Steuerschuldner nach § 5 Abs. 2 StromStG.

Das StromStG sieht in Abweichung dieses Grundsatzes einige Privilegierungstatbestände in Form von Steuerbefreiungen vor.

Von der Stromsteuer ist nach § 9 Abs. 1 Nr. 1 StromStG Strom aus Erneuerbaren Energieträgern befreit, wenn dieser aus einem ausschließlich mit Strom aus Erneuerbaren Energieträgern gespeisten Netz oder einer entsprechenden Leitung entnommen wurde. Zum Strom aus Erneuerbaren Energieträgern gehört gemäß § 2 Nr. 7 StromStG auch Strom, der ausschließlich u.a. aus Faulgas erzeugt wird.

Gemäß § 9 Abs. 1 Nr. 3 lit. a) StromStG ist ferner der Strom von der Steuer befreit, der in Anlagen mit einer elektrischen Nennleistung von bis zu zwei Megawatt erzeugt wird und vom Betreiber der Anlage als Eigenerzeuger im räumlichen Zusammenhang zu der Anlage zum Selbstverbrauch entnommen wird. Der räumliche Zusammenhang umfasst gemäß § 12b Abs. 5 Stromsteuer-Durchführungsverordnung (StromStV) alle Entnahmestellen in einem Radius von 4,5 km um die Anlage herum.

Zu beachten ist, dass die Teilnahme an einem sog. virtuellen Kraftwerk – dem Zusammenschluss mehrerer kleinerer Stromerzeugungseinheiten zur gemeinsamen Vermarktung von Strom – zu einem Entfallen der Stromsteuerbefreiung nach § 9 Abs. 1 Nr. 3 lit. a) StromStG führen kann. Gemäß § 12b StromStV können Stromerzeugungsanlagen, die zum Zwecke der Stromerzeugung zentral gesteuert werden, im Hinblick auf ihre installierte Leistung zusammengefasst („verklammert“) werden mit der Folge, dass die 2 MW-Grenze des § 9 Abs. 1 Nr. 3 StromStG hierdurch überschritten werden kann. Zu beachten ist, dass der Zusammenschluss kleinerer Anlagen zum Zwecke der Regelenergievermarktung nach einem Erlass des Bundesfinanzministeriums vom 06.08.2014 (III B 6 – V 4250/05/10003:004) nicht unter den Tatbestand des § 12 Abs. 2 StromStV fallen und damit eine Verklammerung bei zum Zwecke der Regelenergievermarktung gemeinsam gesteuerten Anlagen nicht stattfinden soll.

### **(4) Überblick über die Stromnebenkosten (Umlagen/Abgaben/Steuern)**

Der nachstehenden Tabelle B.6.1 können die Belastungen entnommen werden, die als Stromnebenkosten auf den Strompreis aufgeschlagen bzw. zu berücksichtigen sind (Stand 01.01.2017).

**Tabelle B.6.1: Übersicht zu den Stromnebenkosten**

Kostenbelastung	2014	2017
EEG-Umlage	6,240	6,880
Stromsteuer	2,05	2,05
KWK-Umlage	0,178	0,438
§ 19 Abs. 2-Umlage	0,187	0,388
Offshore-Haftungsumlage	0,250	0,040
Umlage nach der AbLaV	0,009	0,006
Konzessionsabgabe (für Sondervertragskunden)	0,11	0,11
Quelle: www.netztransparenz.de, Angaben jeweils in Cent pro verbrauchter Kilowattstunde Strom für den nichtprivilegierten Letztverbrauch in den Jahren 2014 und 2017; Netzentgelte variieren je nach Netzgebiet und sind hier nicht angegeben.		

### B.6.1.2 Die Förderung der Erzeugung von Strom nach dem EEG

Das Erneuerbare-Energien-Gesetz vom 21.07.2014 (BGBl. I S. 1066), zuletzt geändert durch Gesetz vom 22.12.2016 (BGBl. I S. 3106), (**EEG 2017**), verfolgt den Zweck, im Interesse des Klima- und Umweltschutzes eine nachhaltige Entwicklung der Energieversorgung zu ermöglichen, die volkswirtschaftlichen Kosten der Energieversorgung durch die Einbeziehung langfristiger externer Effekte zu verringern, fossile Energieressourcen zu schonen und die Weiterentwicklung von Technologien zur Erzeugung von Strom aus Erneuerbaren Energien zu fördern (vgl. § 1 Abs. 1 EEG 2017).

Zu diesem Zweck soll der Anteil des aus Erneuerbaren Energien erzeugten Stroms am Bruttostromverbrauch in der Bundesrepublik Deutschland stetig und kosteneffizient auf mindestens 80% bis zum Jahr 2050 erhöht werden. Um dies zu erreichen, regelt das EEG insbesondere die finanzielle Förderung der Erzeugung von Strom aus Erneuerbaren Energien. Gleichzeitig sieht es diverse Regelungen vor, wie die EE-Anlagen effizient in die bestehenden Versorgungsstrukturen der Energieversorgungsunternehmen eingebunden werden können und wie die aus der Förderung der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien resultierenden Kosten refinanziert und verteilt werden.

Die Verstromung von auf der Kläranlage gewonnenem **Faulgas** mittels eines Blockheizkraftwerks (BHKW) erfüllt im Grundsatz die Voraussetzungen für die Inanspruchnahme einer Förderung nach dem EEG 2017 (vgl. § 41 EEG 2017, wobei Faulgas Klärgas im Sinne des EEG ist). Klärgas stellt ebenso wenig wie Klärschlamm Biomasse im Sinne der Biomasseverordnung dar und ist daher nicht als solche förderfähig (ausdrücklich § 3 Nr. 6 und 11 BiomasseVO). Allerdings setzt die Inanspruchnahme der Förderung nach dem EEG voraus, dass der zu fördernde Strom in das Netz der allgemeinen Versorgung eingespeist wird. Für den auf der Kläranlage verbrauchten Strom kommt die Inanspruchnahme einer Förderung nach dem EEG 2017 nicht in Betracht. Das gilt unabhängig davon, ob der Strom zum Betrieb der Kläranlage eingesetzt oder zur Druckluft-, Sauerstoff- oder Wasserstoffproduktion genutzt wird.

Die Förderung für die Verstromung von Speichergas wird im Zusammenhang mit dem rechtlichen Rahmen für Power-to-Gas-Anlagen dargestellt (siehe unten B.6.1.4.2).

### B.6.1.3 Die Förderung der Erzeugung von Strom nach dem KWKG

Das Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz vom 21.12.2015 (BGBl. I S. 2498), zuletzt geändert durch Gesetz vom 22.12.2016 (BGBl. I S. 3106), (**KWKG 2017**) soll im Interesse der Energieeinsparung, des Umweltschutzes und der Erreichung der Klimaschutzziele der Bundesregierung einen Beitrag zur Erhöhung der Stromerzeugung aus Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) leisten. Ziel ist, die Nettostromerzeugung aus KWK bis zum Jahr 2025 auf 120 TWh zu steigern. Hierzu wird die Modernisierung und der Neubaus von KWK-Anlagen, der



Neu- und Ausbaus von Wärme- und Kältenetzen sowie der Neu- und Ausbaus von Wärme- und Kältespeichern finanziell gefördert.

Das KWKG 2017 sieht für die Neuerrichtung sowie die Modernisierung hocheffizienter KWK-Anlagen eine Förderung vor. Für Anlagen mit einer elektrischen KWK-Leistung von mehr als 1 MW wird die Förderung im Zuge einer Ausschreibung ermittelt; für kleinere Anlagen gelten die gesetzlich definierten Fördersätze, wobei die Förderung für eine bestimmte Anzahl Vollbenutzungsstunden gezahlt wird (gemäß § 8 KWKG 2017 grundsätzlich 30.000 Vollbenutzungsstunden, KWK-Anlagen bis 50 kW für 60.000 Vollbenutzungsstunden).

Die Inanspruchnahme einer Förderung nach dem KWKG 2017 setzt voraus, dass:

1. es sich bei der Anlage um eine KWK-Anlage handelt, in der gekoppelt Strom und Nutzwärme erzeugt wird (§ 2 Nr. 14 und 26 KWKG 2017);
2. die Anlage bis zum 31.12.2022 in Dauerbetrieb genommen wird,
3. die Anlage hocheffizient ist (§ 2 Nr. 8 KWKG 2017),
4. die in der Anlage erzeugte Wärme keine bestehende Fernwärmeversorgung aus KWK-Anlagen verdrängt (§ 6 Abs. 2 KWKG 2017) und
5. eine Zulassung vom Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA) erteilt wurde.
6. Bei Anlagen mit einer Leistung von mehr als 100 kW ist zusätzlich erforderlich, dass sie mit einer technischen Einrichtung nach § 9 EEG 2017 ausgestattet sind, mit denen der Netzbetreiber jederzeit die Einspeiseleistung bei Netzüberlastung ferngesteuert reduzieren kann und die Ist-Einspeisung abrufen kann.

Nach dem KWKG 2017 wird bei Anlagen mit einer elektrischen KWK-Leistung von mehr als 100 kW nur der KWK-Strom gefördert, der in ein Netz der allgemeinen Versorgung eingespeist wird. Kleinere Anlagen erhalten auch für den innerhalb einer Kundenanlage (§ 3 Nr. 24 a/b EnWG) oder innerhalb eines geschlossenen Verteilernetzes (§ 110 EnWG) erzeugten und vom Betreiber der KWK-Anlage selbst verbrauchten Strom eine Förderung nach dem KWKG 2017; diese beträgt gemäß § 6 Abs. 3 in Verbindung mit § 7 Abs. 3 KWKG 2017 jeweils die Hälfte der im Falle der Einspeisung in ein Netz der allgemeinen Versorgung bestehenden Förderung (für den Leistungsanteil bis 50 kW 4 Cent/kWh anstelle von 8 Cent/kWh und für den Leistungsanteil bis 100 kW 3 Cent/kWh anstatt 6 Cent/kWh). Daneben sieht § 6 Abs. 4 KWKG 2017 weitere Sonderfälle vor, in denen auch ohne Netzeinspeisung eine KWK-Förderung ausgezahlt werden kann; diese sind auf den vorliegend untersuchten Fall nicht anwendbar.

Darauf hinzuweisen ist, dass nach der bis zum 31.12.2015 gültigen Fassung des KWKG (zuletzt geändert durch Gesetz vom 31.08.2015, BGBl. I S. 1474; KWKG 2012) gemäß § 4 Abs. 3a ein Anspruch auf Zahlung der KWK-Förderung (in voller Höhe) auch für den nicht in ein Netz der allgemeinen Versorgung eingespeisten, dezentral vor Ort verbrauchten Strom beansprucht werden konnte. Auf Grund der Übergangsbestimmungen in § 35 Abs. 3 KWKG 2017 können unter bestimmten Voraussetzungen auch Anlagenbetreiber, die ihre Anlage im Laufe des Jahres 2016 in Dauerbetrieb genommen haben, von dieser Regelung profitieren. Für alle nach dem 31.12.2016 in Dauerbetrieb genommenen KWK-Anlagen besteht diese Möglichkeit nicht mehr. Anlagen, die vor 31.12.2016 den Dauerbetrieb aufgenommen haben, werden (ungeachtet des Inkrafttretens des KWKG 2017 weiterhin) nach dem KWKG 2012 gefördert, erhalten daher (ebenfalls) auch für den nicht in ein Netz eingespeisten KWK-Strom die volle Förderung (§ 4 Abs. 3a KWKG 2012).

Darauf hinzuweisen ist, dass die Förderhöhe nach dem KWKG 2012 teilweise geringer ist als nach dem KWKG 2017, wie nachfolgende Tabelle zeigt (Angaben in Cent/kWh KWK-Strom).

**Tabelle B.6.2: Förderung nach KWKG 2012/2017**

KWK-Leistungsanteil	KWKG 2012	KWKG 2017 (Eigenverbrauch)	KWKG 2017 (Netzeinspeisung)
0 kW bis 50 kW	5,41	4,0	8,0
50 kW bis 100 kW	4,0	3,0	6,0
100 kW bis 250 kW	4,0	0	5,0
250 kW bis 2 MW	2,4	0	4,4
über 2 MW	1,8	0	3,1

Im Regelfall erhalten damit unter Geltung des KWKG 2017 die Betreiber von Kläranlagen für den in BHKW erzeugten KWK-Strom eine Förderung lediglich für den in das vorgelagerte Netz der allgemeinen Versorgung eingespeisten Strom sowie, soweit es sich um eine Anlage kleiner 100 kW handelt, zusätzlich eine (geringe) Förderung für den produzierten und am Klärwerksstandort eigenverbrauchten Strom.

Darauf hinzuweisen ist, dass nicht förderfähige KWK-Strommengen bei der Berechnung der Vollbenutzungsstunden, nach denen sich die Förderdauer bemisst, nicht berücksichtigt werden. Denn nach § 2 Nr. 3 KWKG 2017 ist die Anzahl der Vollbenutzungsstunden der Quotient aus der jährlichen zuschlagsberechtigten KWK-Nettostromerzeugung (Arbeit) und der maximalen KWK-Nettostromerzeugung (Leistung). Der (nicht zuschlagsberechtigte, s.o.) dezentrale Verbrauch von KWK-Strom aus einer Anlage größer 100 kW reduziert also nicht die Vollbenutzungsstundenzahl, für welche die KWK-Förderung (für den in das Netz eingespeisten Strom, 30.000 Vollbenutzungsstunden) beansprucht werden kann.

Seit dem Inkrafttreten des KWKG 2016 zum 01.01.2016 gilt, dass in Zeiten negativer Strompreise an der Strombörse keine KWK-Förderung ausgezahlt wird (jetzt: § 7 Abs. 7 KWKG 2017), wobei diese Zeiträume nicht auf die Vollbenutzungsstundenzahl angerechnet werden.

#### **B.6.1.4 Energierechtliche Behandlung von Power-to-Gas-Anlagen**

Die rechtlichen Vorgaben für die Behandlung von Power-to-Gas-Anlagen sind bislang rudimentär ausgestaltet. Der Gesetzgeber hat, wie auch die überwiegende Literatur und die Bundesnetzagentur, gleichwohl anerkannt, dass Power-to-Gas-Anlagen im Strommarkt der Zukunft eine wichtige Rolle zukommen kann. Aus diesem Grunde werden sie an einzelnen Stellen gesetzlich privilegiert. Die Privilegierung erfolgt, wie für das Energierecht typisch, durch die Einräumung von Befreiungen oder Reduzierungen von den auf dem Strom lastenden Abgaben und Umlagen (s.o. B.6.2.1). Vereinzelt sind Sonderregeln für den vorrangigen Netzanschluss vorgesehen. Da aber die sog. Stromnebenkosten mittlerweile ganz wesentliche Faktoren insbesondere für dezentrale Energieerzeugungs- und -verbrauchsanlagen sind, erhofft sich die Politik durch das Setzen wirtschaftlicher Anreize in Gestalt von Privilegierungstatbeständen, die für Errichtung und Betrieb solcher Anlagen notwendige Wirtschaftlichkeit herzustellen.

Gleichwohl wird der bestehende rechtliche Rahmen für nicht ausreichend erachtet, einen wirtschaftlichen Betrieb der für erforderlich gehaltenen Power-to-Gas-Anlagen zu realisieren. Mit den Bestrebungen, die v.a. wirtschaftlichen Rahmenbedingungen für den Betrieb von Power-to-Gas-Anlagen zu verbessern, kollidiert das Bedürfnis, die ohnehin relativ hohe Belastung der Strompreise durch die sog. Nebenkosten (Abgaben, Umlagen, Steuern) nicht weiter ansteigen lassen zu wollen.

Die rechtliche Behandlung von Power-to-Gas-Anlagen ist, wie die gesamte Bewertung von Stromspeichern, in vollem Gange (vgl. zuletzt Entschließung des Bundesrates zur Unterstützung der Forschung, Entwicklung und Markteinführung von elektrischen Energiespeichern vom 10.02.2017, BR-Drucks. 739/16). Nachstehend soll der zum 01.01.2017 bestehende energierechtliche Rahmen beschrieben werden.

Grundsätzlich lässt sich festhalten, dass eine Power-to-Gas-Anlage zunächst als Stromletzverbraucher anzusehen ist. Denn mit ihr wird elektrische Energie in eine andere Energieform umgewandelt und als Gas speicherbar gemacht. Im Hinblick auf die Letztverbrauchereigenschaft finden im Grundsatz die oben dargestellten Bestimmungen Anwendung, sofern keine abweichenden Spezialvorschriften eingreifen. Diese (wenigen) Sondervorschriften für Power-to-Gas-Anlagen werden nachstehend betrachtet.



#### **B.6.1.4.1 Netzentgelte für den Strombezug zum Einsatz in Power-to-Gas-Anlagen**

Der Bezug von Strom aus dem Netz der allgemeinen Versorgung für den Betrieb der Power-to-Gas-Anlage löst grundsätzlich die Pflicht zur Zahlung der Netzentgelte aus; insoweit handelt es sich um einen „gewöhnlichen“ Letztverbrauch im Sinne des § 3 Nr. 25 EnWG (Lehnert/Vollprecht, ZNER 2012, S. 356 (360)). Wird die Power-to-Gas-Anlage mit in derselben Kundenanlage erzeugtem Strom ohne Durchleitung durch ein Energieversorgungsnetz betrieben, fallen keine Netzentgelte sowie die an eine Netznutzung anknüpfenden Umlagen und Abgaben nicht an (s.o. B.6.2.1).

Für Anlagen, in denen durch Wasserelektrolyse Wasserstoff erzeugt oder in denen Gas oder Biogas durch wasserelektrolytisch erzeugten Wasserstoff und anschließende Methanisierung hergestellt worden ist, gilt die Netzentgeltbefreiung des § 118 Abs. 6 Satz 1 EnWG. Danach sind diese Anlagen für die Dauer von 20 Jahren von der Pflicht zur Zahlung von Netzentgelten befreit. Die Befreiung betrifft sowohl den Arbeits-, als auch den Leistungspreisanteil der Netzentgelte. Ist die Power-to-Gas-Anlage an eine Kundenanlage angeschlossen, in dem sich (netzentgeltspflichtige) Stromletztverbrauchseinrichtungen befinden, stellt sich die Frage der Abgrenzung der (netzentgeltprivilegierten) Mengen, die zum Betrieb der Power-to-Gas-Anlage eingesetzt werden, von den übrigen Mengen. Diese Frage ist noch nicht abschließend geklärt. Sofern für den Stromverbrauch der Power-to-Gas-Anlage eine eigene ¼-h-Messung vorliegt (in Form einer Registrierenden Leistungsmessung, RLM), dürfte der ¼-h-Lastgang der Power-to-Gas-Anlage mit dem Bezugslastgang verrechnet werden und so eine Abgrenzung vorgenommen werden können.

Eine Einspeisung des ausgespeicherten Stroms in ein Netz der allgemeinen Versorgung ist in Abweichung von § 118 Abs. 6 Satz 3 EnWG, der für Stromspeicher gilt, gemäß Satz 7 nicht erforderlich, so dass die Netzentgeltbefreiung für den zur Elektrolyse eingesetzten Strom auch dann gewährt wird, wenn der erzeugte Wasserstoff oder das Methan nicht verstromt werden (Thomas, ZNER 2012, S. 608 (614); zustimmend Lehnert/Vollprecht, ZNER 2012, S. 356 (360)). Der Wasserstoff bzw. das Methan kann folglich nach dem Wortlaut auch zu anderen Nutzungszwecken, wie beispielsweise der Wärmeerzeugung, in der chemischen Industrie oder im Verkehrssektor verwendet werden, ohne dass die Netzentgeltbefreiung entfällt.

Die Netzentgeltbefreiung setzt in der Praxis den Abschluss einer entsprechenden Vereinbarung mit dem jeweiligen Anschlussnetzbetreiber voraus, an dessen Netz die Elektrolyse-Anlage bzw. die Kundenanlage, an die der Elektrolyseur angeschlossen ist, angeschlossen ist. Ob darüber hinaus eine Genehmigung der Netzentgeltbefreiung durch die zuständige Regulierungsbehörde erforderlich ist, ist umstritten, für die Netzentgeltbefreiung von neuen Speicheranlagen aber wohl nicht konstitutiv (Missling, in: Daner/Theobald, EnWG, § 118 Rn. 33).

#### **B.6.1.4.2 Behandlung von Power-to-Gas-Anlagen nach dem EEG**

##### **(1) Power-to-Gas-Anlagen als Letztverbraucher im Sinne des EEG**

Eine Power-to-Gas-Anlage stellt einen Letztverbraucher im Sinne des EEG dar. Der Einsatz von Strom im Elektrolyseur löst damit im Grundsatz die Pflicht zur Zahlung der EEG-Umlage aus, wenn nicht ein Privilegierungstatbestand eingreift.

In Betracht kommt v.a. eine Eigenversorgung des Betreibers der Power-to-Gas-Anlage, etwa indem in einem BHKW erzeugter Strom zum Betrieb des Elektrolyseurs eingesetzt wird. In diesem Kontext ist der Elektrolyseur eine „normale“ Stromverbrauchseinrichtungen; es gelten daher die dargestellten rechtlichen Vorgaben, insbesondere der §§ 60, 61 EEG sowie die Meldepflichten nach § 74a EEG 2017 (s.o.).

##### **(2) Power-to-Gas-Anlagen als (Stromerzeugungs-) Anlage im Sinne des EEG**

Daneben ist fraglich, ob eine Power-to-Gas-Anlage als Anlage im Sinne des EEG und damit als Erzeugungsanlage anzusehen ist. Insoweit ist die Begriffsbestimmung in § 3 Nr. 1 EEG 2017 maßgeblich, die wie folgt lautet:

*„Im Sinn dieses Gesetzes ist [...] „Anlage“ jede Einrichtung zur Erzeugung von Strom aus Erneuerbaren Energien oder aus Grubengas, wobei im Fall von Solaranlagen jedes Modul eine eigenständige Anlage*

*ist; als Anlage gelten auch Einrichtungen, die zwischengespeicherte Energie, die ausschließlich aus Erneuerbaren Energien oder Grubengas stammt, aufnehmen und in elektrische Energie umwandeln.“*

Anders als Stromspeicher im engeren Sinne (Pumpspeicherwerke, Batterien, etc.) ist der Elektrolyseur keine Anlage im Sinne des EEG. Denn er produziert selbst keinen Strom. Vielmehr fällt (nur) das Kraftwerk, in dem der im Elektrolyseur erzeugte Wasserstoff verstromt wird, ggf. unter den Anlagenbegriff. Das gilt dann, wenn es sich bei dem eingesetzten Wasserstoff um Speichergas im Sinne des § 3 Nr. 42 EEG 2017 handelt, d. h. der eingesetzte Strom ausschließlich aus Erneuerbaren Energien stammt. Der so produzierte Strom ist grundsätzlich auch nach dem EEG förderfähig. Der Elektrolyseur selbst ist indes keine Anlage im Sinne von § 3 Nr. 42 EEG 2017.

### **(3) Power-to-Gas-Anlagen als Stromspeicher im Sinne des EEG**

Ob es sich beim Elektrolyseur um einen Stromspeicher im Sinne des § 61 EEG 2017 handelt, ist seit Inkrafttreten des novellierten EEG zweifelhaft. Die Bestimmung des § 61k EEG 2017 soll, als Nachfolgeregelung zu § 60 Abs. 3 Sätze 1 und 2 EEG 2014, den doppelten Anfall von EEG-Umlage – einmal für den eingespeicherten, ein weiteres Mal für den ausgespeicherten Strom – vermeiden.

Nach § 61k Abs. 4 EEG 2017 sind die für Elektrizitätsversorgungsunternehmen bzw. der Eigenversorger geltenden Meldepflichten sowie nach § 61k Abs. 1b Nachweispflichten zu beachten.

Gemäß § 61k Abs. 1 EEG 2017 entfällt also die EEG-Umlage für den Strom, der in einem elektrischen, chemischen, mechanischen oder physikalischen Stromspeicher verbraucht (eingespeichert) wird. Die Vorschrift adressiert also den Vorgang des Einspeisens von Strom in einen Stromspeicher. Eine Rückspeisung des ausgespeicherten Stroms in ein Netz der allgemeinen Versorgung ist – anders als noch in den Vorgängerfassungen des EEG – für § 61k Abs. 1 EEG 2017 nicht mehr erforderlich. Die Bundesregierung ist nach Absatz 1c aufgefordert, diese Privilegierung auch bei Nichteinspeisung zu evaluieren.

Daneben entfällt die EEG-Umlage nach § 61k Abs. 2 EEG 2017 für Strom, der zur Erzeugung von Speichergas eingesetzt wird, das in das Erdgasnetz eingespeist wird. Diese Vorschrift stellt ebenfalls den „Input-Strom“ von der EEG-Umlage frei, verlangt aber tatbestandlich neben der Speichergaserzeugung auch die Einspeisung des Speichergases in das Erdgasnetz und die anschließende Verstromung. Denn vom Umfang her ist die EEG-Umlageprivilegierung des § 61k Abs. 2 EEG 2017 auf den Strom beschränkt, der aus dem Gas erzeugt wird, das dem Wärmeäquivalent am Ende eines Kalenderjahres nach § 44b Abs. 5 EEG 2017 des eingesetzten Speichergases entspricht. Dem Wortlaut nach genügt die Speichergaserzeugung in einer Power-to-Gas-Anlage und die Verstromung am Standort – d. h. ohne vorherige Einspeisung in das Erdgasnetz – nicht.

Zwar wurden die Wasserstoffelektrolyse und die Methanisierung bislang unter den Begriff des chemischen Stromspeichers subsumiert (vgl. Altrock, in: Altrock/Oschmann/Theobald, EEG, 4. Aufl., § 37 Rn 55, m.w.N.). Die Speichereigenschaft der Power-to-Gas-Anlage wurde jedenfalls soweit bejaht, wie der erzeugte Wasserstoff bzw. das erzeugte synthetische Methan wieder verstromt werden. Ausweislich der Gesetzesbegründung zur Vorschrift des § 61k EEG 2017 damit keine materielle Änderung intendiert (BT-Drucks. 18/10668, S. 167). Allerdings lassen sich systematische Erwägungen anführen, die gegen die Einordnung des Elektrolyseurs als Stromerzeugungsanlage im Sinne des EEG und damit eine Anwendung von § 61k Abs. 1 EEG 2017 sprechen: ordnet man Power-to-Gas-Anlagen als (chemischen) Stromspeicher ein, fallen sie nicht lediglich hinsichtlich der Erzeugung von Speichergas (Absatz 2), sondern zusätzlich unter die Bestimmung des § 61k Abs. 1 EEG 2017. Diese Vorschrift erlaubt die EEG-Umlagebefreiung unter geringeren Anforderungen, als es Absatz 2 für die Speichergaserzeugung tut. Insbesondere muss kein Nachweis darüber erbracht werden, dass ausschließlich EE-Strom zum Betrieb des Elektrolyseurs verwendet wird. Dies ist gemäß § 3 Nr. 42 EEG 2017 für die Bejahung der Speichergaseigenschaft allerdings Voraussetzung und damit auch Voraussetzung für die EEG-Umlageprivilegierung nach Absatz 2.

Subsumiert man also Power-to-Gas-Anlagen unter den Stromspeicherbegriff nach § 61k Abs. 1 EEG 2017, verbleibt für Absatz 2 der Vorschrift kaum ein eigenständiger Anwendungsbereich. Vor diesem Hintergrund erscheint es naheliegender, Power-to-Gas-Anlagen nicht in den Anwendungsbereich von § 61k Abs. 1 aufzunehmen, sondern ausschließlich nach Absatz 2 zu behandeln. Diese Auslegung führt allerdings zu einer Benachteiligung von Elektrolyse-Anlagen, soweit die EEG-Umlage auf den eingespeisten Strom nicht ent-

fällt, weil nicht (nachweislich) ausschließlich EE-Strom für die Erzeugung des eingespeisten Wasserstoffs/Methans eingesetzt wird. Die Einordnung als Stromspeicher erscheint allenfalls dann gerechtfertigt, wenn Wasserstoff bzw. Methan unmittelbar wieder verstromt werden können, etwa in einem am Standort befindlichen Wasserstoff-BHKW. Ob dies der Intention des Gesetzgebers entspricht, Power-to-Gas-Anlagen zu fördern, kann bezweifelt werden. Diese Frage muss daher als noch nicht abschließend geklärt angesehen werden.

#### (4) **Behandlung der Einspeisung von Wasserstoff/Methan als Speichergas nach dem EEG**

Das EEG privilegiert in § 61k Abs. 2 den Strom, der zur Erzeugung von Speichergas eingesetzt wird, vorausgesetzt das Speichergas wird an anderer Stelle wieder aus dem Erdgasnetz entnommen und verstromt. Speichergas ist nach der Legaldefinition in § 3 Nr. 42 EEG 2017

*jedes Gas, das keine Erneuerbare Energie ist, aber zum Zwecke der Zwischenspeicherung von Strom aus Erneuerbaren Energien ausschließlich unter Einsatz von Strom aus Erneuerbaren Energien erzeugt wird [...].*

Voraussetzung für eine Anwendung von § 61k Abs. 2 EEG 2017 ist also zunächst, dass der in einer Elektrolyseanlage eingesetzt Strom ausschließlich aus Erneuerbaren Energien stammt. Insoweit besteht eine gewisse Nachweisproblematik, sofern nicht ausschließlich EE-Strom eingesetzt wird, der ohne Durchleitung durch ein Netz der allgemeinen Versorgung zum Elektrolyseur transportiert wird. Das dürfte nur bei Vorliegen einer Direktleitung zwischen EE-Anlage (z. B. einer Windkraftanlage) und der Power-to-Gas-Anlage oder in einer Kundenanlage der Fall sein.

Insbesondere der Einsatz von Strom aus EE-Anlagen, die in Zeiten eines Überangebots von Strom im Netz abgeregelt würden (z. B. Windkraftanlagen), bietet sich für Power-to-Gas-Anlagen an, da sich hierdurch der „grüne“ Strom speicherbar gemacht werden kann. Ob und wie bspw. der Strom aus Windkraftanlagen, die sich nicht unmittelbar in der Kundenanlage befinden, an die der Elektrolyseur angeschlossen, durch das Netz der allgemeinen Versorgung zum Elektrolyseur durchgeleitet werden kann, ist bislang nicht zufriedenstellend geklärt. Derzeit fehlt es vor allem an einer Möglichkeit nachzuweisen, dass es sich bei dem zur Wasserstoffproduktion eingesetzten Strom um Strom aus erneuerbaren Energien im Sinne des EEG handelt. Physikalisch betrachtet stammt der in der Power-to-gas-Anlage eingesetzte Strom, wenn er zunächst durch das allgemeine Elektrizitätsversorgungsnetz durchgeleitet wird, tatsächlich nicht aus der Windkraftanlage. Ein Nachweis eines entsprechenden physikalischen Stromflusses ist nicht möglich. Der Nachweis, dass der Elektrolyseur mit dem Windstrom aus einer bestimmten Anlage betrieben wird, kann daher allenfalls kaufmännisch-bilanziell, v.a. mittels entsprechender Herkunftsnachweise erfolgen.

Der Einsatz von Herkunftsnachweisen im Sinne von § 79 EEG 2017 setzt voraus, dass der Strom aus den EE-Anlagen nicht gleichzeitig anderweitig nach dem EEG gefördert wird. Es verbleibt damit für den Betreiber der EE-Anlage allenfalls die sonstige Direktvermarktung im Sinne des § 21a EEG 2017, um dem Betreiber der Elektrolyseanlage den erzeugten Strom zu überlassen und hierfür von diesem eine Vergütung zu erhalten. Eine Förderung nach dem EEG ist dann zwar ausgeschlossen (§ 21a EEG 2017), es bleibt aber bei den weiteren Ansprüchen des EEG für Strom aus Erneuerbaren Energien, etwa auf vorrangige Abnahme, Übertragung und Vergütung (§ 11 EEG 2017).

Der Gesetzgeber führt zu dem für die Methanisierung eingesetzten **Kohlendioxid oder Kohlenmonoxid** aus (BT-Drucks. 17/6071, S. 62):

*„Das zur Methanisierung eingesetzte Kohlendioxid oder Kohlenmonoxid muss nicht aus Erneuerbaren Energiequellen stammen; eine gezielte Erzeugung von Kohlendioxid oder Kohlenmonoxid ausschließlich zum Zweck der Methanisierung von Wasserstoff im Sinne dieser Vorschrift widerspräche hingegen den Zwecken des EEG, insbesondere der Ermöglichung einer nachhaltigen Entwicklung im Interesse des Klima- und Umweltschutzes und einer Schonung fossiler Energieressourcen, und ist daher vom Begriff Speichergas [...] nicht mehr umfasst.“*

Ferner muss für den aus dem Wasserstoff/Methan erzeugten Strom – in dem „Moment“, in dem er verbraucht wird – grundsätzlich die EEG-Umlage abgeführt werden. Insoweit gilt der aufgezeigte Grundsatz des § 60 Abs. 1 EEG 2017, wonach jeder Letztverbrauch von Strom die EEG-Umlagepflicht auslöst.

Fraglich ist, inwieweit der eingesetzte Strom privilegiert werden kann, wenn für den aus dem Speichergas (an anderer Stelle als dem Standort der Power-to-Gas-Anlage) erzeugten Strom eine EEG-Umlageprivilegierung nach den §§ 61 ff. EEG 2017 eingreift. Der Wortlaut des Gesetzes legt zwar nahe, dass die Privilegierung des für die Speichergaserzeugung eingesetzten Stroms davon abhängt, dass für den aus dem (Speicher-)Gas erzeugten Strom „die EEG-Umlage gezahlt wird“. Allerdings dürfte dies nach Sinn und Zweck des § 61k Abs. 2 EEG 2017 im Sinne eines „die EEG-Umlage gezahlt wird, soweit sie anfällt“ zu verstehen sein. Es ist kein überzeugender Grund erkennbar, den Betreiber eines Kraftwerks, der den aus Speichergas erzeugten Strom unter Beachtung der Vorschriften über die Eigenversorgung selbst verbraucht, schlechter zu stellen als denjenigen, der Erdgas entnimmt und zur Eigenversorgung verstromt.

Die Privilegierung nach § 61k Abs. 2 EEG 2017 richtet sich in ihrer Höhe nach dem sog. Wärmeäquivalent, d. h. dem (Wärme-)Energiegehalt des eingespeisten Wasserstoffs/Methans und der ausgespeisten Erdgasmenge. Wird dem Erdgasnetz Erdgas entnommen, gilt dieses gemäß § 44b Abs. 5 EEG 2017 als nach dem EEG förderbares Speichergas, wenn die Menge des entnommenen Gases im Wärmeäquivalent am Ende eines Kalenderjahres der Menge von Speichergas entspricht, die an anderer Stelle im Bundesgebiet in das Erdgasnetz eingespeist worden ist und wenn für den gesamten Transport und Vertrieb des Gases von seiner Herstellung oder Gewinnung, seiner Einspeisung in das Erdgasnetz und seinem Transport im Erdgasnetz bis zu seiner Entnahme aus dem Erdgasnetz Massenbilanzsysteme verwendet worden sind (sog. Biogasabtausch).

Wird das entnommene Erdgas anschließend verstromt und der erzeugte Strom in ein Netz der allgemeinen Versorgung eingespeist, kann hierfür grundsätzlich eine Förderung nach dem EEG in Anspruch genommen werden. Die Förderhöhe richtet sich insoweit nach der „Gattung“ des eingespeisten Gases (Deponiegas, Faulgas, Grubengas, Biomethan oder Speichergas). Auch hier kommt eine Förderung allerdings nur in Betracht, sofern der Strom in ein Netz der allgemeinen Versorgung eingespeist wird.

#### **B.6.1.4.3 Power-to-Gas-Anlagen nach dem Stromsteuerrecht**

Die stromsteuerrechtliche Behandlung von Stromspeichern ist derzeit (ebenfalls) im Fluss. Auch hier geht es im Wesentlichen darum, eine Doppelbesteuerung zu vermeiden, die mit Blick auf den Stromverbrauch in der Power-to-Gas-Anlage und der anschließenden Produktion und dem Verbrauch von Strom droht. Eine ausdrückliche stromsteuerrechtliche Privilegierung von Power-to-Gas-Anlagen gibt es bislang allerdings nicht.

Festzustellen ist auch insoweit zunächst, dass die Entnahme von Strom aus dem Netz zum Zwecke des Betriebs einer Power-to-Gas-Anlage gemäß § 5 Abs. 1 Satz 1 StromStG die Stromsteuer entstehen lässt. Der Stromverbrauch des Elektrolyseurs ist daher nur stromsteuerprivilegiert, wenn ein Befreiungs- oder Entlastungstatbestand eingreift. Das ist zwar für den vor Ort auf der Kläranlage im BHKW erzeugten und im Elektrolyseur eingesetzten Strom denkbar; insoweit dürfte § 9 Abs. 1 Nr. 3 StromStG greifen (s. o. B.6.2.1).

Für den Strombezug aus dem Netz der allgemeinen Versorgung dürfte eine Stromsteuerbefreiung allerdings nicht eingreifen. Neben den bereits dargestellten Befreiungstatbeständen in § 9 Abs. 1 Nr. 1 StromStG sowie nach Nr. 3 dürften auch die Voraussetzungen des § 9 Abs. 1 Nr. 2 StromStG im Hinblick auf den Einsatz von aus dem Netz bezogenen Strom in einer Power-to-Gas-Anlage nicht vorliegen. Zwar dient der Stromverbrauch im Elektrolyseur u.U. mittelbar der anschließenden Verstromung und damit der Stromerzeugung. Allerdings dürfte die Wasserstoffproduktion in der Power-to-Gas-Anlage mit Blick auf eine spätere Verstromung lediglich als Brennstoffherstellung gesehen werden können, die nicht in den Anwendungsbeereich des § 9 Abs. 1 Nr. 2 StromStG fällt.

Sofern damit eine Stromsteuerbefreiung für den Stromeinsatz (von aus dem Netz bezogenem Strom) in einer Power-to-Gas-Anlage nicht in Betracht kommt, lässt sich die Inanspruchnahme einer Stromsteuerentlastung nach § 9a Abs. 1 Nr. 1 StromStG erwägen. Danach wird die Steuer für Strom erlassen, erstattet oder vergütet, den ein Unternehmen des Produzierenden Gewerbes für die Elektrolyse verbraucht. Hierbei dürfte der Begriff der Elektrolyse in § 9a Abs. 1 Nr. 1 StromStG nicht auf industrielle Prozesse (der chemischen Industrie o.ä.) beschränkt sein, sondern im Ergebnis jede Power-to-Gas-Anlage erfassen, in der durch Anlegen einer Spannung Wasser in Wasserstoff und Sauerstoff aufgeteilt wird.

Voraussetzung ist, dass ein Unternehmen des Produzierenden Gewerbes den Strom einsetzt. Nach § 2 Nr. 3 StromStG fallen hierunter grundsätzlich nur Unternehmen aus dem Bereich der Energie- oder Wasserversorgung, nicht aber der Abwasserentsorgung. Soweit ein Unternehmen Tätigkeiten aus verschiedenen Bereichen erbringt (also etwa Wasserversorgung und Abwasserentsorgung), ist auf den Schwerpunkt ihrer wirtschaftlichen Tätigkeit abzustellen. Das Verfahren regelt § 15 Abs. 4 StromStV.

Zumindest für Batteriespeicher (Akkumulatoren) ist nach einem Erlass des Bundesministeriums der Finanzen (BMF) vom 31.07.2014 (III B 6 - V 4220/14/10001 DOK 2014/0679957) anerkannt, dass der eingespeiste Strom stromsteuerfrei ist, sofern der ausgespeicherte Strom anschließend wieder in das Energieversorgungsnetz eingespeist wird. Der Speicher wird insoweit als Bestandteil des Energieversorgungsnetzes behandelt, so dass keine Entnahme von Strom aus dem Netz im Sinne des § 5 Abs. 1 StromStG vorliegen soll, die für das Entstehen der Stromsteuer Voraussetzung ist.

Im Referentenentwurf der Bundesregierung eines Zweiten Gesetzes zur Änderung des Energiesteuer- und des Stromsteuergesetzes vom 20.01.2017 wird diese Auslegung des BMF mit einem neuen Absatz 4 in § 5 StromStG übernommen. Allerdings gilt diese Privilegierung, wie auch nach dem Erlass des BMF, lediglich für stationäre Batteriespeicher. In Betracht kommen daher – je nach Fall – die übrigen Stromsteuerbefreiungen oder -entlastungen (s. o. B.6.2.1).

#### **B.6.1.4.4 Entfallen der netzseitigen Umlagen im Anwendungsbereich des § 118 Abs. 6 EnWG?**

Für die KWK-Umlage findet sich nunmehr eine ausdrückliche Regelung in § 27b KWKG 2017, wonach für den Strom, der zum Zwecke der Zwischenspeicherung in einem elektrischen, chemischen, mechanischen oder physikalischen Stromspeicher verbraucht wird, die KWK-Umlage entfällt. § 27b KWKG 2017 erklärt die Vorschrift des § 61k EEG 2017 für entsprechend anwendbar. § 61k Abs. 1 EEG 2017 enthält eine Privilegierung von Stromspeichern im Hinblick auf die EEG-Umlage (s.o.). Erforderlich für die Inanspruchnahme des Privilegs nach dem KWKG wäre damit, dass es sich beim Elektrolyseur um einen Stromspeicher (im Sinne des § 61k EEG 2017) handelt. Das dürfte aber grundsätzlich nicht der Fall sein (s.o.). § 61k Abs. 2 EEG 2017 privilegiert zwar den Strombezug zur Erzeugung von Speichergas, das anschließend in das Erdgasnetz eingespeist und verstromt wird (s.o.). Fraglich ist, ob die Vorschrift des § 27b KWKG 2017 auch diesen Fall adressiert und damit insoweit eine Befreiung von der KWK-Umlage in Betracht kommt. Das erscheint zwar grundsätzlich auf Grund der entsprechenden Anwendung des (gesamten) § 61k EEG 2017 möglich, die in § 27b KWKG 2017 ausdrücklich angeordnet wird. Jedoch ist nach dem Wortlaut auch Voraussetzung, dass es sich um einen elektrischen, chemischen, mechanischen oder physikalischen Stromspeicher handelt. Ob eine Power-to-Gas-Anlage unter diesen Begriff im Sinne des KWKG zu fassen ist, ist aus rechtlicher Sicht bislang nicht geklärt. Rechtsprechung gibt es zu dieser Frage bislang nicht.

Durch die Koppelung der KWK-Umlage, § 19 Abs. 2 StromNEV-Umlage, der Offshore-Haftungsumlage sowie der AbLaV-Umlage an die Netzentgelte liegt es nah, dass diese Umlagen in einer Abhängigkeit zu den Netzentgelten stehen und damit im Falle einer Befreiung von der Netzentgeltspflicht gemäß § 118 Abs. 6 EnWG ebenfalls entfallen. Ausdrücklich vom Privilegierungstatbestand des § 118 Abs. 6 EnWG genannt werden sie nicht. Ob die netzentgeltgewälzten Belastungen in diesem Sinne Bestandteil der Netzentgelte sind, weil sie nach § 26 Abs. 1 KWKG 2017 „bei der Berechnung der Netzentgelte als Aufschlag in Ansatz zu bringen sind“, oder ob sie unabhängig von den Netzentgelten selbständig erhoben werden, so dass sie nicht in den Anwendungsbereich des § 118 Abs. 6 EnWG fallen, ist derzeit rechtlich nicht abschließend geklärt (vgl. Lehnert/Vollprecht, ZNER 2012, S. 356 (361)). Das OLG Düsseldorf hat die Frage in einer Entscheidung vom 09.03.2016 (Az.: VI-3 Kart 17/15 (V)) verneint und darauf verwiesen, dass die Umlagen selbst nicht Bestandteil der Netzentgelte seien, sondern auf Grund selbständiger Anspruchsgrundlagen neben diese trete; daher seien sie von § 118 Abs. 6 EnWG nicht umfasst. Die Entscheidung des OLG Düsseldorf ist nicht rechtskräftig und die Rechtsbeschwerde derzeit beim Bundesgerichtshof (BGH) anhängig (EnVR24/16).

#### **B.6.1.4.5 Privilegierung der Einspeisung von Gas (Wasserstoff, Methan) in das Erdgasnetz nach der GasNZV und GasNEV**

Die Einspeisung von Biogas in das Erdgasnetz wird vom Gesetzgeber privilegiert. Voraussetzung ist, dass es sich bei dem in das Erdgasnetz eingespeisten Gas um **Biogas** im Sinne der GasNZV bzw. der GasNEV han-



delt. Beide Verordnungen beziehen sich insoweit auf das EnWG, das in § 3 Nr. 10c den Begriff des Biogases – abweichend vom Biogas- oder Biomethanbegriff des EEG – definiert.

Nach der Begriffsbestimmung des § 3 Nr. 10 c. EnWG ist Biogas im Sinne des EnWG u. a. Wasserstoff, der durch Wasserelektrolyse erzeugt worden ist, und synthetisch erzeugtes Methan, wenn der zur Elektrolyse eingesetzte Strom und das zur Methanisierung eingesetzte Kohlendioxid oder Kohlenmonoxid jeweils nachweislich weit überwiegend aus Erneuerbaren Energiequellen i. S. d. RL 2009/28/EG (Erneuerbare-Energien-Richtlinie) stammen. Damit weicht der Biogas-Begriff des EnWG auch im Hinblick auf den Kohlendioxid/Kohlenmonoxid-Einsatz von den Vorgaben des EEG ab (s.o.).

Die Konkretisierung des unbestimmten Rechtsbegriffs „weit überwiegend“ ergibt sich aus der Gesetzesbegründung. Danach bedeutet „weit überwiegend“ i. S. d. § 3 Nr. 10 c) EnWG einen Anteil von mindestens 80 % (BT-Drucks. 17/6072, S. 50).

Fraglich und aus rechtlicher Sicht nicht abschließend geklärt ist auch insoweit, wie diese Voraussetzung im Einzelfall umgesetzt bzw. ihre Einhaltung nachgewiesen werden kann. Eindeutig dürfte lediglich der Fall des hundertprozentigen Einsatzes von Strom ausschließlich aus EE-Anlagen ohne vorherige Durchleitung durch ein Netz der allgemeinen Versorgung und ohne sonstige Vermischung mit Strom aus anderen Energiequellen sein. Erforderlich ist hierfür eine Direktleitung zwischen der EE-Anlage und dem Elektrolyseur. Daran fehlt es in der Praxis oftmals. Ein Direktleitungsbau erscheint volkswirtschaftlich nicht sinnvoll.

Die Durchleitung des aus Erneuerbaren-Energien-Anlagen stammenden „grünen“ Stroms durch ein Netz der allgemeinen Versorgung führt zwangsläufig zu einer Vermischung mit dem darin vorhandenen „Graustrom“. Der Nachweis, dass der im Elektrolyseur verbrauchte Strom weit überwiegend aus Erneuerbaren Energien stammt, ist dann nicht zu führen.

Handelt es sich bei dem in das Erdgasnetz eingespeisten Gas um Biogas im Sinne von § 3 Nr. 10c EnWG, sieht das Gesetz eine Reihe von Privilegierungen vor (im Detail: Altröck/Helbach, in: Loibl/Maslaton/von Bredow/Walter, Biogasanlagen im EEG, § 36; vgl. auch das Positionspapier der Bundesnetzagentur zur Anwendung der Vorschriften der Einspeisung von Biogas auf die Einspeisung von Wasserstoff und synthetischem Methan in Gasversorgungsnetze), u.a.:

- Die Elektrolyse-Anlage ist vorrangig an das Gasversorgungsnetz anzuschließen (§ 33 Abs. 1 GasNZV);
- Der Netzbetreiber trägt 75 % der Netzanschlusskosten, der Anlagenbetreiber/Anschlussnehmer maximal 25 % (anstatt wie sonst 100 %), § 33 Abs. 1 Satz 2 GasNZV);
- Das eingespeiste Biogas ist von den Einspeiseentgelten befreit (§ 118 Abs. 6 Satz 8 EnWG, wobei Einspeiseentgelte für Gas (derzeit) ohnehin nicht erhoben werden);
- Das Biogas erhält gemäß § 34 GasNZV vorrangigen Netzzugang, ist daher vom Netzbetreiber vorrangig beim Abschluss von Einspeise- und Ausspeiseverträgen zu behandeln (§ 34 Abs. 1 GasNZV);
- Biogas profitiert vom erweiterten Bilanzausgleich, der nicht – wie üblich – stündlich oder maximal täglich zu erfolgen hat, sondern einen zwölfmonatigen Bilanzierungszeitraum eröffnet und zudem einen Flexibilitätsrahmen in Höhe von 25 % vorsieht (§ 35 Abs. 1, Abs. 3 Satz 1 GasNZV);
- Der Einspeiser erhält ein besonders pauschales Entgelt für die dezentrale Einspeisung in Höhe von 0,7 ct/kWh (§ 20a GasNEV). Die dem Netzbetreiber hierdurch entstehenden Kosten werden bundesweit über eine Umlage auf alle Letztverbraucher umgelegt (§ 20b GasNEV).

Insgesamt ist festzustellen, dass die vom Gesetzgeber gesetzten Anreize bislang nicht ausgereicht haben, ein Mehr von Biogaseinspeisung zu erzielen (Altröck/Helbach, in: Loibl/Maslaton/von Bredow/Walter, Biogasanlagen im EEG, 4. Aufl., § 36 Rn 70 ff.).

### Fazit B.6.1

Die vorstehende Darstellung zeigt, dass der rechtliche Rahmen für den Betrieb dezentraler Stromerzeugungs- sowie Speicheranlagen wenig einheitlich und rechtlich kompliziert ist.

Für den dezentral im BHKW erzeugten Strom lassen sich eine Reihe von Privilegien in Anspruch nehmen. Vor allem fallen keine Netzentgelte und die hieran anknüpfenden Umlagen an, wenn der Strom in einer Kundenanlage und ohne Netzdurchleitung erzeugt und verbraucht wird. Betreibt der Verbraucher des Stroms die Stromerzeugungsanlage als Eigenerzeuger selbst, kann er vom sog. Eigenstromprivileg profitieren. Für sog. Bestandsanlagen, die bereits vor dem 01.08.2017 zur Eigenerzeugung genutzt wurden, bedeutet dies das vollständige Entfallen der EEG-Umlage. Für alle anderen Anlagen im Sinne von § 61b EEG 2017 reduziert sich die EEG-Umlage auf 40 Prozent. Schließlich können Betreiber von KWK-Anlagen, insbesondere kleineren Blockheizkraftwerken, von der Förderung nach dem KWKG sowie von der Stromsteuerbefreiung des § 9 Abs. 1 Nr. 3 StromStG profitieren.

Power-to-Gas-Anlagen werden an einzelnen Stellen im Gesetz privilegiert. Der für den Betrieb eines Elektrolyseurs aus dem Netz der allgemeinen Versorgung bezogene Strom wird nach § 118 Abs. 6 EnWG für die Dauer von zwanzig Jahren ab Inbetriebnahme von den Netzentgelten befreit. Die EEG-Umlage fällt auf den Strom, der im Elektrolyseur verbraucht wird, unter bestimmten Umständen ebenfalls nicht an. Daneben kann unter Beachtung der gesetzlichen Vorgaben des EEG auch für den aus sog. Speichergas produzierten Strom eine Förderung in Anspruch genommen werden. Damit besteht grundsätzlich auch eine Möglichkeit der „Vermarktung“ des Speichergases. Daneben wird die Einspeisung von Wasserstoff und Methan in das Erdgasnetz unter bestimmten Voraussetzungen besonders privilegiert, etwa hinsichtlich des Netzanschlusses, der Bilanzierungsvorgaben für den Transport über das Erdgasnetz oder hinsichtlich der Berechtigung, ein besonderes Einspeiseentgelt zu beziehen.

Hinsichtlich weiterer Einsatzmöglichkeiten des erzeugten Wasserstoffs – d. h. neben der Einspeisung in das Erdgasnetz und der anschließenden Verstromung, etwa im Verkehrssektor oder in der Industrie – bestehen aktuell insoweit ebenfalls einige Unsicherheiten. Etwa sieht die zum 01.01.2018 in Kraft tretende 37. BImSchV vor, dass der zur Erzeugung des Wasserstoffs eingesetzte Strom nicht aus einem Netz der allgemeinen Versorgung entnommen worden sein darf, da andernfalls die von der 37. BImSchV eröffnete Möglichkeit, durch den Wasserstoffeinsatz die sog. Treibhausgasminderungsquote (§ 37a BImSchG), der insbesondere Mineralölkonzerne unterliegen, zu erfüllen, entfällt. Etwas anderes gilt lediglich für Elektrolyseure, die sich in einem Netzausbaugebiet nach § 36c EEG 2017, d. h. grob gesprochen im Norden Deutschlands befinden. Die Lockerung dieser Vorgaben, etwa dahingehend, dass ebenfalls mittels entsprechender Nachweise auch der „bilanziell grüne“ Strom zur Wasserstoffherzeugung eingesetzt werden kann, wäre insoweit zu begrüßen.

Der Rechtsrahmen für den Betrieb von Power-to-Gas-Anlagen ist bislang zudem bruchstückhaft und uneinheitlich. Er hat bislang nicht dazu beigetragen, die Errichtung entsprechender Anlagen voranzutreiben. Verwiesen werden sei an dieser Stelle auf die Entschließung des Bundesrates zur Unterstützung der Forschung, Entwicklung und Markteinführung von elektrischen Energiespeichern vom 10.02.2017 (BR-Drucks. 739/16), in welcher der Bundesrat die Bundesregierung auffordert, eine Speicherstrategie auf Bundesebene sowie eine Markteinführungsstrategie für Energiespeichertechnologien und technische Lösungen für effiziente Sektorkopplung zu entwickeln.

#### B.6.1.5 Konzeptbewertung im Hinblick auf die Stromnebenkosten durch Umlagen, Abgaben und Steuern

Zur besseren Vergleichbarkeit und zum Zwecke der Veranschaulichung können anhand der nachstehenden tabellarischen Übersicht die im Projekt arrivee untersuchten Nutzungskonzepte bzw. die jeweiligen Stromflüsse im Hinblick auf die Stromnebenkostenbelastung bewertet werden. Die Tabellen für die einzelnen Konzepte können dem Anhang 9 entnommen werden.



Tabelle B.6.3: Übersicht zu den Stromnebenkosten und Erlösmöglichkeiten der Nutzungskonzepte, Überblick.

Überblick: Kostenbelastung und Erlösmöglichkeiten									
Nutzungskonzept									
Tabelle 1	Verbrauch in...	Stromnebenkostenbelastung				Erlöse			
		EEG-Umlage	StromSt	Netzentgelte	netzseitige Umlagen	Erlöse aus Stromerzeugung nach KWKG	Erlöse aus Stromerzeugung nach EEG	Erlöse aus Einspeisung von Wasserstoff/ Methan	
"Graustrom" aus dem Stromnetz der allgemeinen Versorgung	KA-Aggregate	volle Höhe	volle Höhe	volle Höhe	volle Höhe	-	-	-	
	Druckluftanlage	volle Höhe	volle Höhe	volle Höhe	volle Höhe	-	-	-	
	VPSA	volle Höhe	volle Höhe	volle Höhe	volle Höhe	-	-	-	
	<b>Elektrolyseur mit Wasserstoff-/Methaneinsatz in:</b>								
	- KA-Aggregate	volle Höhe	möglich	entfällt	volle Höhe	-	-	nicht möglich	
	- Erdgasnetz, keine Verstromung	volle Höhe	möglich	entfällt	volle Höhe	-	-	nicht möglich	
	- Erdgasnetz und anschl. Verstromung	volle Höhe	möglich	entfällt	volle Höhe	möglich	nicht möglich	nicht möglich	
	<b>- BHKW und Stromeinsatz in:</b>								
	----> KA-Aggregate	entfällt	entfällt	entfällt	entfällt	möglich	nicht möglich	nicht möglich	
	----> Einspeisung ins Netz	-	-	-	-	möglich	nicht möglich	nicht möglich	
nachweislich 100% EE-Strom aus dem Stromnetz der allgemeinen Versorgung	KA-Aggregate	volle Höhe	volle Höhe	volle Höhe	volle Höhe	-	-	-	
	Druckluftanlage	volle Höhe	volle Höhe	volle Höhe	volle Höhe	-	-	-	
	VPSA	volle Höhe	volle Höhe	volle Höhe	volle Höhe	-	-	-	
	<b>Elektrolyseur mit Wasserstoff-/Methaneinsatz in:</b>								
	- KA-Aggregate	volle Höhe	volle Höhe	entfällt	volle Höhe	-	-	nicht möglich	
	- Erdgasnetz, keine Verstromung	volle Höhe	volle Höhe	entfällt	volle Höhe	-	-	möglich	
	- Erdgasnetz und anschl. Verstromung	entfällt	volle Höhe	entfällt	volle Höhe	möglich	möglich	möglich	
	<b>- BHKW und Stromeinsatz in:</b>								
	----> KA-Aggregate	entfällt	entfällt	entfällt	entfällt	möglich	nicht möglich	nicht möglich	
	----> Einspeisung ins Netz	-	-	-	-	möglich	möglich	nicht möglich	
Faulgas-BHKW und NEA	KA-Aggregate	entfällt	entfällt	entfällt	entfällt	möglich	nicht möglich	-	
	Druckluftanlage	entfällt	entfällt	entfällt	entfällt	möglich	nicht möglich	-	
	VPSA	entfällt	entfällt	entfällt	entfällt	möglich	nicht möglich	-	
	Rückspeisung ins Netz	-	-	-	-	möglich	möglich	-	
	<b>Elektrolyseur mit Wasserstoff-/Methaneinsatz in:</b>								
	<i>der Einsatz von BHKW-Strom zum Betrieb der Elektrolyse soll nicht erfolgen und wird daher nicht betrachtet</i>								
	<b>Allgemeine rechtliche Hinweise und Erläuterungen</b>								
	Der Bezug von Strom aus dem Netz der allgemeinen Versorgung ist grundsätzlich in voller Höhe mit Umlagen, Abgaben etc. belastet.								
	Die Eigenschaft des Elektrolyseurs als Stromspeicher im Sinne des EEG ist rechtlich zweifelhaft. Vorliegend wird der Elektrolyseur nicht als Stromspeicher im Sinne von EEG und StromStG angesehen.								
	Nach § 118 Abs. 6 EnWG entfallen die Netzentgelte für den Strombezug zum Einsatz im Elektrolyseur. Die Anwendbarkeit von § 118 Abs. 6 EnWG auf netzseitige Umlagen ist derzeit rechtlich zweifelhaft.								
EEG-Umlageprivilegierung für Eigenstromerzeugung hängt u.a. vom Inbetriebnahmezeitpunkt (IBN) der Anlage zur Eigenversorgung ab. Hier wird ein IBN vor dem 01.08.2014 angenommen (Bestandsanlage).									
Die KWK-Förderung hängt neben dem Inbetriebnahmedatum u.a. von der Leistung der KWK-Anlage ab sowie ggf. von einer Einspeisung des erzeugten KWK-Stroms in ein Netz der allg. Versorgung.									
Eine Stromsteuerentlastung für den Stromeinsatz im Elektrolyseur ist nur bei Unternehmen des Produzierenden Gewerbes im Sinne von § 2 Nr. 3 StromStG möglich.									
<b>Erläuterungen Tabelle 1</b>								<b>Kapitel</b>	
Förderung nach dem KWKG möglich, falls spätere Verstromung in einer KWK-Anlage erfolgt und die weiteren Voraussetzungen nach KWKG erfüllt sind.								B.6.1.3	
Förderung nach KWKG ist grundsätzlich möglich sofern BHKW mit Leistung kleiner 100 kW elektrisch (§ 6 Abs. 3 Nr. 1 KWKG 2017)								B.6.1.3	
Förderung nach dem EEG nicht möglich, weil Speichereigenschaft des verstromten Wasserstoffs/Methans im Sinne von § 3 Nr. 42 EEG 2017 nicht gegeben ist.								B.6.1.4.2	
Kein Entgelt für Gaseinspeisung in das Erdgasnetz nach § 20a GasNEV, weil Wasserstoff/Methan hier nicht als Biogas im Sinne des § 3 Nr. 10c EnWG gilt.								B.6.1.4.5	
<b>Erläuterungen Tabelle 2</b>								<b>Kapitel</b>	
EEG-Umlagebefreiung bei Erzeugung von Speichergas und Einspeisung in das Erdgasnetz im Falle der anschließenden Verstromung gemäß § 61 k Abs. 2 EEG 2017 möglich.								B.6.1.4.2	
Inanspruchnahme einer EEG-Förderung bei Verstromung des Speichergases im Sinne von § 3 Nr. 42 EEG 2017 grundsätzlich möglich.								B.6.1.4.2	
Inanspruchnahme eines Entgelts für die Einspeisung von Biogas in das Erdgasnetz nach § 20a GasNEV möglich.								B.6.1.4.5	
<b>Erläuterungen Tabelle 3</b>								<b>Kapitel</b>	
KWK-Förderung für auf der Kläranlage erzeugten und verbrauchten KWK-Strom eingeschränkt möglich, v.a. für Anlagen bis zu 100 kW elektrisch (geringere Förderhöhe).								B.6.1.3	
KWK-Förderung für in das Netz der allgemeinen Versorgung eingespeisten KWK-Strom möglich (höhere Fördersätze).								B.6.1.3	
EEG-Förderung für eingespeisten Strom grundsätzlich ebenfalls möglich, soweit Faulgas dem Klärgasbegriff des § 3 Nr. 21 lit. e) EEG 2017 erfüllt.								B.6.1.2	
<b>Hinweis und Anleitung zum Umgang mit dieser Übersicht</b>									
Die Übersicht erfasst schematisch die unterschiedlichen Stromflüsse und ihre jeweilige Belastung mit Stromnebenkosten sowie mögliche zu erzielende Erlöse. Die Stromflüsse ergeben sich aus den verschiedenen Stromquellen und den je nach Nutzungskonzept unterschiedlichen Stromverbrauchern. Aufgezeigt werden die Kostenbelastungen mit EEG-Umlage, Stromsteuer, Netzentgelten sowie netzseitigen Umlagen (Zusammenfassung von KWK-Umlage, § 19 Abs. 2 StromNEV-Umlage, Offshore-Haftungsumlage und Umlage nach AblAV). Ebenfalls aufgeführt sind Erlösmöglichkeiten für erzeugten Strom (nach KWKG und EEG) sowie für Biogaseinspeisungen gemäß § 20a GasNEV. Wasserstoff/Methan aus Elektrolyse kann bei Verstromung in BHKW sowie bei Einspeisung in das Erdgasnetz und anschließender Verstromung grundsätzlich ebenfalls nach KWKG und EEG gefördert werden, hierauf bezieht sich insoweit der Hinweis auf Erlösmöglichkeiten. In Tabelle 3 wird die Faulgasverstromung im BHKW auf der Kläranlage berücksichtigt; eine Verstromung von aus der Elektrolyse gewonnenen Wasserstoffs soll nicht betrachtet werden. Die Erzeugung von Strom im BHKW aus Wasserstoff wird in Tabellen 1 und 2 dargestellt. Die Übersicht soll der Systematisierung und ersten Einschätzung dienen. Sie können eine abschließende rechtliche oder wirtschaftliche Bewertung nicht ersetzen. Die Erläuterungen und Hinweise gelten nur im Zusammenhang mit den Ausführungen im Kapitel 6 des Abschlussberichts.									

## B.6.2 Rechtliche Rahmenbedingungen außerhalb des Energierechts (Gesetzesstand 01.01.2017)

Welche rechtlichen Rahmenbedingungen jenseits des Energierechts für die energetische Flexibilisierung von Kläranlagen von Bedeutung sind, hängt von einer Vielzahl von Faktoren ab. Diese können daher an dieser Stelle nicht abschließend dargestellt werden. Nachfolgend soll aber ein Überblick über wichtige Regelungen, insbesondere aus den Bereichen des (Ab-)Wasserrechts, des Abgaben- und Steuerrechts sowie des Organisationsrechts gegeben werden.

### B.6.2.1 Zulässigkeit energiewirtschaftlicher Betätigung von Abwasserentsorgern

Primäre Aufgabe eines Abwasserentsorgers ist es, die öffentliche Aufgabe der Abwasserbeseitigung zu erfüllen und der bestehenden Abwasserbeseitigungspflicht nachzukommen. Die energiewirtschaftliche Betätigung steht damit teilweise in keinen unmittelbaren sachlichen Zusammenhang, so dass sich die Frage stellt, inwieweit sich ein Abwasserentsorger überhaupt energiewirtschaftlich betätigen darf, also eine Sektorkopplung zulässig ist.

#### B.6.2.1.1 Energiewirtschaftliche Betätigung im Zusammenhang mit der Abwasserbeseitigung

Soweit **Energie für den eigenen Bedarf** des Abwasserentsorgers erzeugt und gespeichert wird, ist dies stets als der Abwasserbeseitigung dienende Tätigkeit zulässig. Genauerer Betrachtung bedürfen jedoch darüber hinaus gehende Aktivitäten wie die Bereitstellung von Regelenergie oder der Verkauf von Wasserstoff oder Methan. Soweit es sich hierbei um die „Verwertung von Nebenprodukten“ handelt, die im Rahmen der energetischen Optimierung der Abwasserbeseitigung sowieso anfallen, lässt sich immer noch ein sachlicher Zusammenhang zur Aufgabe der Abwasserbeseitigung herstellen und damit gut argumentieren, dass die Betätigung als Annex zur Abwasserbeseitigung zulässig ist.

Häufig gibt es einen solchen sachlichen Zusammenhang mit der Abwasserbeseitigung, so dass die energiewirtschaftliche Betätigung als zulässig angesehen werden kann. Um einen Zusammenhang zu bejahen, erscheint es ausreichend, wenn die Energieerzeugung überwiegend der Eigenversorgung des Abwasserentsorgers dient, da ein Ausschließlichkeitserfordernis zu sachwidrigen Ergebnissen führen würde. Auch dürfte es bei der Bestimmung des Eigenversorgungsanteils nicht auf den physikalischen Verbrauch durch den Abwasserentsorger selbst ankommen, sondern auf die Gesamtbilanz von erzeugter und selbst genutzter Energie.

#### B.6.2.1.2 Energiewirtschaftliche Betätigung ohne Zusammenhang zur Abwasserbeseitigung

Dienen die energiewirtschaftlichen Maßnahmen jedoch anderen Zwecken, wie z. B. rein der Einnahmenerzielung oder allgemein der Unterstützung einer umweltfreundlichen und stabilen Energieversorgung, so muss im Einzelfall in **Abhängigkeit von der jeweiligen Organisationsform** des Abwasserentsorgers und der für diesen geltenden organisationsrechtlichen Bestimmungen ermittelt werden, inwieweit eine energiewirtschaftliche Betätigung zulässig ist.

Für **Kommunen** ergeben sich diesbezügliche Einschränkungen aus dem so genannten Gemeindegewirtschaftsrecht. Dieses ist in der Gemeindeordnung oder dem Kommunalverfassungsgesetz des jeweiligen Bundeslandes geregelt und trifft u. a. Regelungen dazu, inwieweit sich Kommunen wirtschaftlich betätigen dürfen.

Häufig regelt das Gemeindegewirtschaftsrecht auch speziell die energiewirtschaftliche Betätigung. Eine solche Bestimmung findet sich z. B. in § 107a Gemeindeordnung NRW. Danach dürfen sich Gemeinden im Bereich der Strom- und Gasversorgung wirtschaftlich betätigen, wenn die Betätigung nach Art und Umfang in einem angemessenen Verhältnis zur Leistungsfähigkeit der Gemeinde steht. Auch eine überörtliche energiewirtschaftliche Betätigung lässt die Regelung unter bestimmten Voraussetzungen zu.

Die Einschränkungen des Gemeindegewirtschaftsrechts gelten auch für **Regie- und Eigenbetriebe und Anstalten des öffentlichen Rechts** von Kommunen sowie für kommunale Zusammenschlüsse in der Form von **Zweckverbänden**. Zusätzliche Grenzen ergeben sich hier dadurch, dass die jeweilige Organisationseinheit bzw. der Rechtsträger nur im Rahmen der ihm übertragenen oder sonst zugewiesenen Aufgaben tätig wer-

den darf. Dies muss jeweils anhand der (z. B. in der Eigenbetriebs- oder Verbandssatzung) konkret getroffenen Regelungen ermittelt werden, welche aber ggf. geändert werden können.

Für **Wasserverbände** im Sinne des Wasserverbandsgesetzes ergibt sich der Kreis der Aufgaben, für welche der Verband zuständig ist, zunächst aus der Verbandssatzung. Was generell zulässige Aufgaben eines Wasserverbandes sind, regelt (vorbehaltlich abweichender landesgesetzlicher Regelungen) § 2 Wasserverbandsgesetz (WVG). Die energiewirtschaftliche Betätigung ist dort nicht genannt, so dass sie nur als Teil der genannten Aufgaben wie der Abwasserbeseitigung (§ 2 Nr. 9 WVG) oder als die genannten Aufgaben fördernde Tätigkeit (§ 2 Nr. 14 WVG) zulässig ist.

Bei **sondergesetzlichen Wasserverbänden** kommt es auf das jeweilige Verbandsgesetz an. In NRW wurden im Rahmen der Novelle des Landeswassergesetzes zum 16.07.2016 Bestimmungen in die Verbandsgesetze aufgenommen, wonach bei Planung, Bau und Betrieb der für die Aufgabenerledigung notwendigen Anlagen (also z. B. der Abwasserbeseitigungsanlagen) die Möglichkeiten der Anlage zur Energieerzeugung genutzt werden können, sofern dies mit der Erledigung der Aufgaben des Verbandes vereinbar ist. Dabei dürfen auch Anlagen zur Energieerzeugung geplant, gebaut, betrieben und unterhalten werden, wenn diese in einem funktionalen Zusammenhang mit den für die Aufgabenerledigung notwendigen Anlagen stehen (siehe z. B. § 3 Wupperverbandsgesetz).

Für **Abwasserentsorger in privater Rechtsform** lassen sich der Gesellschaftszweck und damit der Kreis der zulässigen Tätigkeiten aus dem Gesellschaftsvertrag bzw. der Gesellschaftssatzung entnehmen, welcher bei Bedarf auch geändert werden kann. Gesellschaftsrechtlich können praktisch alle legalen Tätigkeiten Gesellschaftszweck sein. Bei Gesellschaften mit kommunaler Beteiligung ergeben sich Einschränkungen jedoch wiederum aus dem bereits erläuterten Gemeindegewirtschaftsrecht.

### **B.6.2.2 Ansatzfähigkeit der Kosten und Berücksichtigung der Erlöse energiewirtschaftlicher Betätigung im Rahmen der Abwasserentgelte**

Soweit die Umsetzung von Flexibilisierungsmaßnahmen auf Kläranlagen mit Kosten verbunden ist, stellt sich unter dem Gesichtspunkt der Wirtschaftlichkeit entsprechender Maßnahmen die Frage, inwieweit diese Kosten im Rahmen der für die Abwasserbeseitigung erhobenen Entgelte angesetzt werden können. Werden umgekehrt durch die energiewirtschaftliche Betätigung Erlöse erzielt, so ist in wirtschaftlicher Hinsicht von Bedeutung, inwieweit diese Erlöse in Form reduzierter Abwasserentgelte an die Kunden weitergegeben werden müssen. Zwar spielt auch insoweit eine Rolle, inwieweit die Energieerzeugung der Eigenversorgung des Abwasserentsorgers dient (dazu sogleich), im Detail folgt die Behandlung von Kosten und Erlösen jedoch eigenen Maßstäben, so dass von der Zulässigkeit der energiewirtschaftlichen Betätigung nach organisationsrechtlichen Gesichtspunkten (siehe oben B.6.3.1) keine unmittelbaren Schlussfolgerungen bezüglich der Ansatzfähigkeit der Kosten und der Berücksichtigung der Erlöse bei den Abwasserentgelten gezogen werden können.

#### **B.6.2.2.1 Ansatzfähigkeit der Kosten bei Abwassergebühren**

Ist das Verhältnis zu den Kunden öffentlich-rechtlich ausgestaltet, also mittels Satzung und Gebühren, dann richtet sich die Ansatzfähigkeit von Kosten grundsätzlich nach dem **Kommunalabgabengesetz (KAG)** des jeweiligen Bundeslandes. (Je nach Rechtsform des Abwasserentsorgers können auch andere Regelungen einschlägig sein, die aber ähnliche Grundsätze aufstellen dürften.) Die KAG regeln übereinstimmend, dass bei der Gebührenkalkulation die **nach betriebswirtschaftlichen Grundsätzen ansatzfähigen Kosten** zugrunde zu legen sind. Danach dürfen jedenfalls nicht alle Ausgaben ohne weiteres berücksichtigt werden. Erforderlich ist vielmehr insbesondere eine Sachzielbezogenheit, d. h. es muss sich um betriebsbedingte Kosten handeln, also um Kosten, die in einem kausalen Zusammenhang mit der Erbringung der Leistung der Abwasserbeseitigung stehen. Leistungsfremde Kosten sind dagegen auszusondern. Zudem genügt es nicht, dass die Leistungserbringung ursächlich für die Entstehung der Kosten ist; diese müssen darüber hinaus erforderlich sein, dürfen also weder ihrer Art nach überflüssig, noch ihrem Umfang nach übermäßig sein, wobei dem Abwasserentsorger insoweit ein gerichtlich nur eingeschränkt überprüfbarer Ermessensspielraum zukommt.

Soweit die Elektrolyse, die Methanisierung oder die Speicherung erfolgen, um den Wasserstoff bzw. das Methan **auf der Kläranlage zu nutzen**, erscheinen die damit verbundenen Kosten – auch von Investitionsmaßnahmen – grundsätzlich als im Rahmen der Abwassergebühren ansatzfähig, da die Maßnahmen dann der Abwasserbeseitigung dienen. Gleiches gilt, wenn der mittels Elektrolyse erzeugte Sauerstoff z. B. für die Ozonierung im Rahmen einer vierten Reinigungsstufe oder die anfallende Abwärme zur Faulung eingesetzt wird. Eine Grenze besteht allenfalls dann, wenn die Kosten sehr viel höher sind als die Kosten einer anderweitigen Energiebeschaffung. Selbst dann können die Kosten aber ggf. mit Blick auf den energieeffizienten Betrieb von Kläranlagen noch angemessen und damit ansatzfähig sein. So regelt z. B. § 56 Abs. 1 Wassergesetz NRW ausdrücklich, dass bei der Errichtung und dem Betrieb von Abwasseranlagen auf einen effizienten Einsatz von Ressourcen und Energie zu achten ist.

Dient die Elektrolyse, Methanisierung oder Speicherung der **Einspeisung** von Wasserstoff bzw. Methan ins Gasnetz oder wird mittels eines BHKW Strom zur Einspeisung ins Netz erzeugt, so muss die Frage, inwieweit die damit verbundenen Kosten noch als betriebsbedingte Kosten der Abwasserbeseitigung angesehen werden können, genauer betrachtet werden. Gerade wenn Energie teilweise für den Eigenverbrauch auf der Kläranlage erzeugt und teilweise ins Gasnetz eingespeist wird, bestehen aber jedenfalls betriebswirtschaftlich Spielräume bei der Kostenzuordnung. Auch insoweit dürfte es nicht darauf ankommen, dass die Energie physikalisch selbst verbraucht wird, sondern auf die Gesamtbilanz von erzeugter und benötigter Energie. Insbesondere wenn die erzeugte Energie überwiegend der Eigenversorgung dient, lässt sich in der Praxis auch häufig argumentieren, dass die Einspeisung der überschüssigen Energie ins Netz gar keine zusätzlichen Kosten verursacht. Zudem erkennt die Rechtsprechung in vielen Bundesländern (darunter NRW) grundsätzlich eine Bagatellgrenze an, wonach geringfügig zu hohe Kostenansätze in der Größenordnung von 3 % der Gesamtkosten unschädlich sind, solange sie nicht willkürlich erfolgen.

#### **B.6.2.2.2 Berücksichtigung der Erlöse bei Abwassergebühren**

Werden durch die energiewirtschaftliche Betätigung Erlöse erzielt, z. B. in Form von Entgelten für den Verkauf von Wasserstoff bzw. Methan oder das Anbieten von Regelenergie, so ist bezüglich deren Behandlung bei der Kalkulation der Abwassergebühren zu unterscheiden: Stehen den Erlösen ansatzfähige Kosten gegenüber, so müssen entweder die Kosten und die Erlöse in der Gebührenkalkulation gleichermaßen berücksichtigt werden oder es müssen bereits die Kosten außer Ansatz bleiben. Stehen den Erlösen keine (ansatzfähigen) Kosten gegenüber oder übersteigen die Erlöse die Kosten, so müssen die Erlöse (insoweit) nicht gebührenmindernd berücksichtigt werden. Letztlich bestehen also in der Regel gewisse Spielräume im Umgang mit Kosten und Erlösen.

Mittelbar kann aber auch dann, wenn Erlöse abgabenrechtlich im Rahmen der Abwassergebührenkalkulation nicht berücksichtigt werden müssen, eine Berücksichtigung notwendig werden, nämlich dann, wenn sonst Gewinne erzielt würden und dies dem Abwasserentsorger nicht erlaubt ist. Ein solches Verbot der Gewinnerzielung ergibt sich bei in öffentlich-rechtlicher Form organisierten Abwasserentsorgern häufig aus dem Organisationsstatut (also z. B. der Verbandssatzung eines Zweckverbandes). Grundsätzlich ist es möglich, die entsprechende Bestimmung im Statut zu ändern und die Gewinnerzielung zu erlauben. Dies kann aber Auswirkungen z. B. im Hinblick auf Körperschaft- und Gewerbesteuer haben und muss daher im Einzelfall genau geprüft werden. In privater Rechtsform organisierte Abwasserentsorger unterliegen dagegen in der Regel keinem generellen Verbot der Gewinnerzielung.

#### **B.6.2.2.3 Rechtslage bei privatrechtlichen Abwasserentgelten**

Hat ein Abwasserentsorger das Rechtsverhältnis zu den Kunden privatrechtlich ausgestaltet, also mittels Verträgen und Preisen, so finden die Kommunalabgabengesetze grundsätzlich keine unmittelbare Anwendung. Aber auch dann ist der Kalkulation der Abwasserpreise der betriebswirtschaftliche Kostenbegriff zugrunde zu legen, so dass das zu Gebühren Gesagte entsprechend gilt.

#### **B.6.2.2.4 Rechtslage bei Verbandsumlage**

Unterhält ein Zweckverband, ein Wasserverband nach dem Wasserverbandsgesetz (WVG) oder ein sondergesetzlicher Wasserverband keine unmittelbaren Rechtsbeziehungen zu den an die Abwasserbeseitigung angeschlossenen Kunden, sondern erbringt nur (Teil-)Leistungen der Abwasserbeseitigung für seine Mit-

glieder (zumeist Kommunen), so haben diese nach dem Organisationsstatut des Verbandes in der Regel einen Verbandsbeitrag oder eine Verbandsumlage zu zahlen. Wie in Bezug auf diese mit den Kosten und Erlösen der energiewirtschaftlichen Betätigung umzugehen ist, richtet sich nach den konkreten im Organisationsstatut getroffenen Bestimmungen und den abhängig von der Rechtsform und ggf. dem Bundesland einschlägigen gesetzlichen Regelungen. Allgemeingültige Aussagen können daher diesbezüglich nicht getroffen werden.

### **B.6.2.3 Umsatzsteuerliche Behandlung der energiewirtschaftlichen Betätigung von Abwasserentsorgern**

Die energiewirtschaftliche Betätigung eines Abwasserentorgers unterliegt in bestimmten Konstellationen möglicherweise nicht der Umsatzsteuer, was im Rahmen von Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen Bedeutung erlangt.

Wird die **Abwasserbeseitigung durch ein Unternehmen in privater Rechtsform** durchgeführt (also z. B. eine GmbH oder AG), welches auch selbst die Rechtsverhältnisse zu den Abwasserkunden eingeht, ergeben sich keine besonderen umsatzsteuerlichen Implikationen. Sowohl die Abwasserbeseitigung als auch Leistungen im energiewirtschaftlichen Bereich unterliegen dann der Umsatzsteuer. Die nachfolgend dargestellten rechtlichen Änderungen haben dann keine Auswirkungen.

#### **B.6.2.3.1 Rechtslage bis Ende 2016**

Anders ist dies, wenn die **Abwasserbeseitigung durch einen Hoheitsträger** erfolgt, also durch einen Rechtsträger in öffentlich-rechtlicher Form wie z. B. einen Regie- oder Eigenbetrieb einer Gemeinde, eine Anstalt des öffentlichen Rechts, einen Zweckverband oder einen Wasserverband. Die Leistung der Abwasserbeseitigung im Verhältnis zu den Kunden unterlag in diesem Fall bisher nicht der Umsatzsteuer, und zwar unabhängig davon, ob die Rechtsbeziehungen zu den Kunden öffentlich-rechtlich oder privatrechtlich ausgestaltet waren. Auch Hilfsgeschäfte zu nicht steuerbaren Leistungen, wie z. B. den Verkauf von Strom aus mit Faulgasen betriebenen BHKW, unterlagen nicht der Umsatzsteuer.

Kehrseite der Nichtbesteuerung war die fehlende Berechtigung zum Vorsteuerabzug, so dass bei Fremdleistungen, welche der Abwasserentsorger für die Abwasserbeseitigung beschafft hat, die in Rechnung gestellte Umsatzsteuer zu einer definitiven Kostenbelastung führte.

#### **B.6.2.3.2 Rechtslage seit 2017**

Zum 01.01.2017 hat sich mit dem Inkrafttreten des **neuen § 2b Umsatzsteuergesetz (UStG)** die umsatzsteuerliche Einordnung (auch) der Abwasserbeseitigung geändert (mit einer Übergangsfrist bis zum 31.12.2020, wenn der Abwasserentsorger bis zum 31.12.2016 für die weitere Anwendung des bisherigen Rechts optiert hat). Die Leistung der Abwasserbeseitigung unterliegt danach nur noch dann nicht der Umsatzsteuer, soweit sie der juristischen Person des öffentlichen Rechts im Rahmen ihrer öffentlichen Gewalt obliegt und sie nicht zu größeren Wettbewerbsverzerrungen führt (§ 2b Abs. 1 UStG).

Auch wenn die genaue Bedeutung des Begriffs der **öffentlichen Gewalt** noch nicht geklärt ist, lassen die deutschen Finanzbehörden derzeit die Tendenz erkennen, grundsätzlich nach der Art der vom Hoheitsträger gewählten Handlungsform zu unterscheiden (vgl. Schreiben des Bundesministeriums der Finanzen (BMF) zur „Umsatzbesteuerung der Leistungen der öffentlichen Hand; Anwendungsfragen des § 2b UStG“ vom 16.12.2016). D. h., ein Handeln in öffentlich-rechtlicher Form (z. B. aufgrund einer Satzung oder durch Verwaltungsakt und mit Gebührenerhebung) erfolgt danach im Rahmen der öffentlichen Gewalt, ein Handeln in privatrechtlicher Form (also insbesondere durch Vertrag und mit privatrechtlichen Entgelten) dagegen nicht. Ob diese Auslegung Bestand haben wird und insbesondere die privatrechtliche Abwasserbeseitigung nunmehr tatsächlich umsatzsteuerbar ist, bleibt allerdings abzuwarten. Dies gilt insbesondere deshalb, weil das Schreiben des BMF für die Finanzgerichte nicht verbindlich ist und § 2b UStG auf der EU-Mehrwertsteuerrichtlinie (RL 2006/112/EG) beruht und damit bei der Auslegung europäisches Recht zu berücksichtigen ist, welchem die formale Unterscheidung zwischen öffentlich-rechtlichem und privatrechtlichem Handeln eher fremd ist. Ein neueres Urteil des Europäischen Gerichtshofs (EuGH, Urteil vom



19.1.2017, Rs. C-344/15 – National Roads Authority) deutet in die Richtung, dass bei Vorliegen einer hoheitlichen Aufgabe und fehlendem Wettbewerb auch privatrechtliches Handeln von Hoheitsträgern im Rahmen der öffentlichen Gewalt erfolgen kann.

**Größere Wettbewerbsverzerrungen**, welche auch bei einem Handeln in Rahmen der öffentlichen Gewalt zu einer Umsatzbesteuerung führen würden, liegen insbesondere dann nicht vor, wenn der im Kalenderjahr aus gleichartigen Tätigkeiten erzielte Umsatz voraussichtlich € 17.500 jeweils nicht übersteigen wird (§ 2b Abs. 2 Nr. 1 UStG), sowie unter bestimmten weiteren Voraussetzungen bei Leistungen an eine andere juristische Person des öffentlichen Rechts (§ 2b Abs. 3 UStG). Hilfsgeschäfte zu nichtsteuerbaren Leistungen sind grundsätzlich weiterhin von der Umsatzsteuer ausgenommen. Mit der Lieferung von Wasser, Gas, Strom und thermischer Energie gelten allerdings auch juristische Personen des öffentlichen Rechts stets als Unternehmer, sofern der Umfang dieser Tätigkeiten nicht unbedeutend ist (§ 2b Abs. 4 Nr. 5 UStG i. V. m. Anhang I der Mehrwertsteuerrichtlinie). Bei der Bestimmung dessen, was unbedeutend ist, wird von der Finanzverwaltung gleichfalls auf die Umsatzschwelle von € 17.500 im Kalenderjahr abgestellt.

#### **B.6.2.4 Abwasserrechtliche Grenzen für energiewirtschaftliches Handeln**

Grenzen für die energiewirtschaftliche Betätigung von Abwasserentsorgern können sich auch aus den (ab-)wasserrechtlichen Bestimmungen ergeben. Diese stellen insbesondere Anforderungen an die Einleitung des in der Kläranlage anfallenden Abwassers in ein Gewässer sowie an Abwasserbehandlungsanlagen und deren Betrieb.

In der Praxis von Bedeutung sind dabei vor allem die **Regelungen des deutschen Bundes- und teilweise auch Landesrechts**. Zwar gibt es auch umfangreiche europarechtliche Regelungen zur Abwasserbeseitigung. Diese gelten jedoch zumeist nicht unmittelbar, sondern bedürfen der Umsetzung durch die Gesetzgeber in den einzelnen Mitgliedstaaten. Europarecht ist deshalb primär für die Auslegung des nationalen Rechts relevant. Auf seine Darstellung soll daher hier verzichtet werden.

##### **B.6.2.4.1 Rechtliche Anforderungen an die Abwassereinleitung**

Welche rechtlichen Anforderungen bei der Einleitung des in einer Kläranlage anfallenden Abwassers in ein Gewässer gelten, ergibt sich im Wesentlichen aus § 12 und **§ 57 Wasserhaushaltsgesetz (WHG)** i. V. m. der **Abwasserverordnung** des Bundes (AbwV). Die Einleitung von Abwasser aus einer Kläranlage (das WHG spricht etwas weitergehend von einer Abwasserbehandlungsanlage) bedarf grundsätzlich einer Genehmigung der zuständigen Wasserbehörde, der so genannten **Direkteinleiterlaubnis**. Eine solche darf gemäß § 57 Abs. 1 WHG nur erteilt werden, wenn

- die Menge und Schädlichkeit des Abwassers so gering gehalten wird, wie dies bei Einhaltung der jeweils in Betracht kommenden Verfahren nach dem Stand der Technik möglich ist,
- die Einleitung mit den Anforderungen an die Gewässereigenschaften und sonstigen rechtlichen Anforderungen vereinbar ist und
- Abwasseranlagen oder sonstige Einrichtungen errichtet und betrieben werden, die erforderlich sind, um die Einhaltung der Anforderungen nach den Nummern 1 und 2 sicherzustellen.

Diese Anforderungen werden durch die Abwasserverordnung konkretisiert, welche **Mindestanforderungen** für das Einleiten von Abwasser in Gewässer aus den in den Anhängen zur Verordnung bestimmten Herkunftsbereichen sowie Anforderungen an die Errichtung, den Betrieb und die Benutzung von Abwasseranlagen enthält. Neben allgemeinen Anforderungen enthält die Abwasserverordnung in ihren Anhängen auch besondere Anforderungen in Abhängigkeit vom Herkunftsbereich des Abwassers. Die allgemeinen Anforderungen sind stets einzuhalten, soweit nicht die Einleiterlaubnis weitergehende Anforderungen festlegt. Die besonderen Anforderungen werden für den konkreten Fall in der Einleiterlaubnis festgesetzt.

Für Kläranlagen ist insbesondere **Anhang 1 zur Abwasserverordnung** von Bedeutung, welcher für **häusliches und kommunales Abwasser** gilt. Was genau darunter zu verstehen ist, wird in Abschnitt A des Anhangs definiert. Abschnitt B enthält in Abs. 2 die allgemeine Anforderung, dass Abwasseranlagen so errichtet, betrieben und benutzt werden sollen, dass eine **energieeffiziente Betriebsweise** ermöglicht wird, und dass die bei der Abwasserbeseitigung entstehenden **Energiepotenziale**, soweit technisch möglich und wirt-

schaftlich vertretbar, **zu nutzen** sind. Dem entsprechen die Nutzung des in der Kläranlage anfallenden Kohlendioxids zur Methanisierung, des mittels Elektrolyse gewonnenen Sauerstoffs zur Belebungsbelüftung sowie der anfallenden Wärme zur Faulung – jeweils die wirtschaftliche Vertretbarkeit vorausgesetzt – grundsätzlich.

Allerdings entbindet diese Regelung nicht von der **Einhaltung der** in Abschnitt C des Anhangs festgelegten und in der Einleiterlaubnis konkretisierten **Grenzwerte** für bestimmte Parameter. Insbesondere ist bei Erteilung der Einleiterlaubnis das **Minimierungsgebot** des § 57 Abs. 1 Nr. 1 WHG im Hinblick auf die Schädlichkeit des Abwassers zu beachten. Maßnahmen der energetischen Optimierung sind daher grundsätzlich nicht geeignet, um eine geringere Reinigungsleistung und ggf. die Festsetzung niedrigerer Grenzwerte zu rechtfertigen.

Wird in der Kläranlage auch anderes als häusliches und kommunales Abwasser, insbesondere industrielles Abwasser behandelt, so können neben Anhang 1 **weitere Anhänge der Abwasserverordnung** von Bedeutung sein, die für bestimmte Herkunftsbereiche auch Anforderungen an den Ort der Einleitung des Abwassers stellen. Die dort genannten Grenzwerte werden dann wiederum in der Einleiterlaubnis konkretisiert.

Wie die **Einhaltung der maßgeblichen Grenzwerte festzustellen** ist, wird in §§ 4 bis 6 AbwV geregelt. § 4 bestimmt, dass die Anforderungen in den Anhängen sich auf die Analysen- und Messverfahren gemäß der Anlage 1 zur Abwasserverordnung beziehen. Anlage 1 wiederum benennt allgemein für die Entnahme und Behandlung von Proben sowie speziell in Bezug auf die Feststellung einzelner Parameter die jeweiligen technisch anerkannten Verfahren (zumeist nach DIN oder DIN EN ISO). Maßgeblicher Ort der Einhaltung ist gemäß § 5 AbwV grundsätzlich die Stelle, an der das Abwasser in das Gewässer eingeleitet wird. Für Abwasser aus bestimmten Herkunftsbereichen enthalten die Anhänge zur Abwasserverordnung teilweise zusätzlich Anforderungen für den Ort des Anfalls und den Ort vor der Vermischung des Abwassers. § 6 AbwV regelt weitere Einzelheiten zur Feststellung der Einhaltung der Grenzwerte. Auch bei einmaliger Überschreitung eines Grenzwertes gilt dieser gemäß § 6 Abs. 1 AbwV noch als eingehalten, wenn die Ergebnisse dieser und der vier vorausgegangenen staatlichen Überprüfungen in vier Fällen den jeweils maßgebenden Wert nicht überschreiten und kein Ergebnis den Wert um mehr als 100 % übersteigt.

Die Einhaltung der Grenzwerte wird grundsätzlich durch eine **staatliche Überwachung** seitens der zuständigen Wasserbehörde oder durch staatlich anerkannte Stellen überprüft. § 6 Abs. 5 AbwV gestattet es, durch Landesrecht der staatlichen Überwachung die Selbstüberwachung gleichzustellen. (Zwar sieht auch die Abwasserverordnung selbst in § 3 Abs. 1 Satz 2-5 AbwV i. V. m. Anlage 2 eine Selbstüberwachung und Dokumentation vor, diese tritt jedoch neben die staatliche Überwachung und nicht an deren Stelle.) Da die staatliche Überwachung nicht dauerhaft, sondern nur punktuell zu bestimmten Zeitpunkten erfolgt, müssen die Grenzwerte (abgesehen von den durch § 6 AbwV eingeräumten Spielräumen) praktisch zu jedem Zeitpunkt eingehalten werden. Es ist also momentan nicht möglich, aus energetischen Gründen die Betriebsweise einer Kläranlage so zu ändern, dass die Grenzwerte zeitweilig überschritten und nur im Durchschnitt eingehalten werden.

Die **Überschreitung der Grenzwerte** kann auf eine zukünftige Verhinderung der Überschreitung gerichtete Maßnahmen der zuständigen Wasserbehörde (theoretisch bis hin zu einer Entziehung der Einleiterlaubnis) sowie eine erhöhte Abwasserabgabe (dazu sogleich) nach sich ziehen. Ggf. kann auch eine Ordnungswidrigkeit vorliegen (siehe § 7 AbwV i. V. m. § 103 Abs. 1 Satz 1 Nr. 3 lit. a WHG) und in extremen Fällen ein umweltrechtlicher Straftatbestand erfüllt sein.

Ergänzende Regelungen enthalten teilweise die **Landeswassergesetze** der einzelnen Bundesländer. Diese sind jedoch von geringem Gewicht, da die verbindlichen Vorgaben in Wasserhaushaltsgesetz und Abwasserverordnung wenig Spielraum für landesspezifische Bestimmungen lassen.

In wirtschaftlicher Hinsicht von Bedeutung ist das **Abwasserabgabengesetz** (AbwAG). Danach ist für die Einleitung von Abwasser in ein Gewässer eine Abgabe (die so genannte Abwasserabgabe) zu entrichten. Deren Höhe richtet sich nach der Schädlichkeit des Abwassers. Maßgeblich sind dabei grundsätzlich die in der Einleiterlaubnis festgesetzten Grenzwerte für einzelne Schadstoffe. Die Nichteinhaltung dieser Grenzwerte führt gemäß § 4 Abs. 4 AbwAG zu einer **erhöhten Abwasserabgabe**. Sollte es also durch eine an energetischen Gesichtspunkten ausgerichtete Betriebsweise der Kläranlage zu einer Verminderung der



Reinigungsleistung kommen, so kann dies bei Nichteinhaltung der Grenzwerte also eine Erhöhung der Abwasserabgabe zur Folge haben.

Um festzustellen, welche **Anforderungen im konkreten Fall** für die Einleitung des Abwassers aus einer Kläranlage in ein Gewässer gelten, müssen also insbesondere die einschlägigen Anhänge der Abwasserverordnung sowie die für die jeweilige Einleitung erteilte Direkteinleiterlaubnis geprüft werden. Letztere kann durch die zuständige Behörde zwar prinzipiell geändert werden, eine Lockerung der in der Erlaubnis festgelegten Grenzwerte aus Gründen der energetischen Optimierung scheidet aber in der Regel aus.

#### **B.6.2.4.2 Rechtliche Anforderungen an Abwasserbehandlungsanlagen**

Die **Errichtung, der Betrieb und die wesentliche Änderung** von Kläranlagen bedürfen (in Abhängigkeit von der Größe der Anlage und der Art des behandelten Abwassers) gemäß § 60 Abs. 3 WHG grundsätzlich einer **wasserrechtlichen Genehmigung**. Soweit eine Anlage nicht bereits danach genehmigungsbedürftig ist, ergeben sich Anzeige- und Genehmigungspflichten teilweise aus den Wassergesetzen der Länder (so. z. B. aus § 57 Wassergesetz NRW). Diese Anlagengenehmigung ist zusätzlich zur im vorigen Abschnitt dargestellten Einleiterlaubnis erforderlich.

Da die Elektrolyse und die Methanisierung des so gewonnenen Wasserstoffs in keinem direkten Zusammenhang mit den Aggregaten der Abwasserreinigung selbst stehen, dürften die entsprechenden technischen Einrichtungen keine wasserrechtliche Genehmigung erfordern. Dies schließt aber nicht aus, dass die Einrichtungen nach anderen rechtlichen Vorschriften einer Genehmigung bedürfen.

Reine **Änderungen der Betriebsweise** einer Kläranlage bedürfen keiner Genehmigung nach § 60 Abs. 3 WHG, da es sich in der Regel nicht um eine wesentliche Änderung handeln dürfte. Die Änderungen dürfen aber nicht dazu führen, dass gegen die im vorherigen Abschnitt dargestellten Anforderungen an die Abwassereinleitung verstoßen wird.

Was konkret den **energieoptimierten Betrieb von Kläranlagen** anbelangt, so gibt es außer der bereits erwähnten Vorschrift in Abschnitt B Abs. 2 des Anhangs 1 zur Abwasserverordnung teilweise auch landesrechtliche Regelungen, die hierzu Aussagen treffen. So findet sich bspw. in dem ebenfalls schon erwähnten § 56 Abs. 1 Wassergesetz NRW die Bestimmung, dass bei Errichtung und Betrieb von Abwasseranlagen auf einen effizienten Einsatz von Ressourcen und Energie zu achten ist. Dies steht allerdings unter dem ausdrücklichen Vorbehalt, dass dies mit den Anforderungen an die Einleitung und den übrigen Anforderungen an die Errichtung und den Betrieb der Anlagen vereinbar sein muss. Auch danach sind Maßnahmen der energetischen Optimierung also nachrangig zur Einhaltung der abwasserrechtlichen Anforderungen. Dies dürfte im Ergebnis grundsätzlich richtig sein, denn primäre Aufgabe von Kläranlagen ist die ordnungsbemäße Abwasserbehandlung im Interesse des Gewässerschutzes.

### Fazit B.6.2

Die untersuchten rechtlichen Rahmenbedingungen jenseits des Energierechts stehen einer **Zulässigkeit** der im Rahmen des Projekts untersuchten Flexibilisierungsmaßnahmen grundsätzlich nicht entgegen. Es muss jedoch im jeweiligen Einzelfall geprüft werden, welche rechtlichen Grenzen sich ergeben. Organisationsrechtlich können jedenfalls solche energetischen Maßnahmen als zulässig angesehen werden, welche primär der Deckung des eigenen Energiebedarfs des Abwasserentsorgers dienen. Abwasserrechtlich müssen insbesondere die für die Abwassereinleitung in ein Gewässer geltenden Grenzwerte beachtet werden, welche auch nicht mit Blick auf die energetische Flexibilisierung gelockert werden können.

Zudem können neben dem Energierecht auch Vorschriften aus anderen Rechtsbereichen Auswirkungen auf die **Wirtschaftlichkeit** energetischer Flexibilisierungsmaßnahmen haben. Dies gilt beispielsweise für die Vorgaben zur Ansatzfähigkeit der Kosten und der Berücksichtigung der Erlöse solcher Maßnahmen im Rahmen der Abwasserentgelte, für die Umsatzbesteuerung von Abwasserentsorgern sowie für die Erhöhung der Abwasserabgabe, sollte es durch eine geänderte Betriebsweise der Kläranlage zu Überschreitungen der für die Abwassereinleitung geltenden Grenzwerte kommen.

Im Allgemeinen erscheinen die bestehenden nichtenergierechtlichen Regelungen als sachgerecht, auch soweit sie im Einzelfall der energetischen Flexibilisierung von Kläranlagen rechtliche oder wirtschaftliche Grenzen setzen.

## B.6.3 Politische Rahmenbedingungen

Nachfolgend werden in erster Linie die sozialwissenschaftlichen arrivee-Szenarien konzeptionell (B.6.3.2.1) und inhaltlich (B.6.3.2.2) beschrieben. Vorangestellt sind im Kapitel B.6.3.1 Ergänzungen zu den in 6.1 beschriebenen juristischen Rahmenbedingungen zur Ausgangslage für Kläranlagenbetreiber, die eine Energiemarktintegration erwägen, in 2017. Daran schließen sich maßgebliche Hinweise der zu dem II. arrivee-Experten-Workshop geladenen Experten (0).

### B.6.3.1 Ausgangslage der politischen Rahmenbedingungen

Die Ausgangslage bezüglich der politischen Rahmenbedingungen wurde mit Stand September 2015 ausführlich in einem arrivee-internen Arbeitspapier auf Basis erster Literatur und Primärquellenrecherchen zusammengefasst. Hierbei wurden die relevanten politischen Ebenen und Akteure, sowie die im Antrag angekündigten organisatorischen und räumlichen Perspektiven auf die Energiemarktintegration von Kläranlagen, analysiert.<sup>11</sup>

Die Erkenntnisse aus diesem Arbeitspapier und weiterer Primärquellenrecherchen flossen in den halbstandardisierten-Fragebogen für die 25 Experten-Interviews (vgl. Anhang 10). Die Ergebnisse aus diesen Forschungsinterviews wiederum zeigen aktuelle politische Rahmenbedingungen in 2015 und 2016, die Grundlage bei der Entwicklung der sozialwissenschaftlichen Szenarien-Konzeption und deren Ausarbeitung waren. Die Darstellung der Interviewergebnisse mit Einblick in die politischen Rahmenbedingungen 2017 findet sich in (Moss und Hüesker, in review; Hüesker und Moss, i. E.; Dierich et al., 2017)

Die Visualisierung dieser Rahmenbedingungen zeigen die Bilder B.6.3 und B.6.4.

---

<sup>11</sup> Dieses Arbeitspapier ist auf Anfrage erhältlich, wurde aber nicht für eine generelle öffentliche Bereitstellung aufgearbeitet.

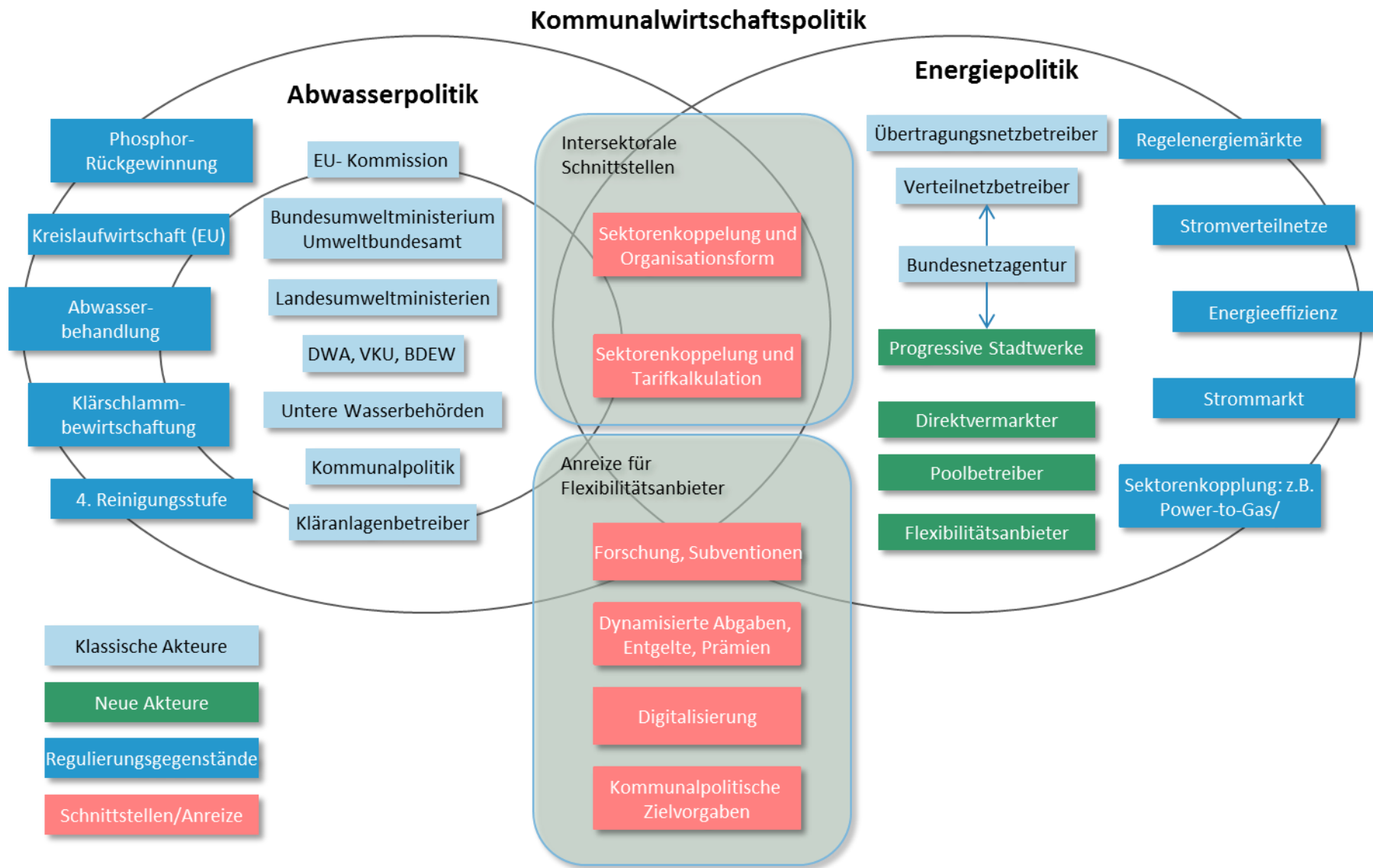
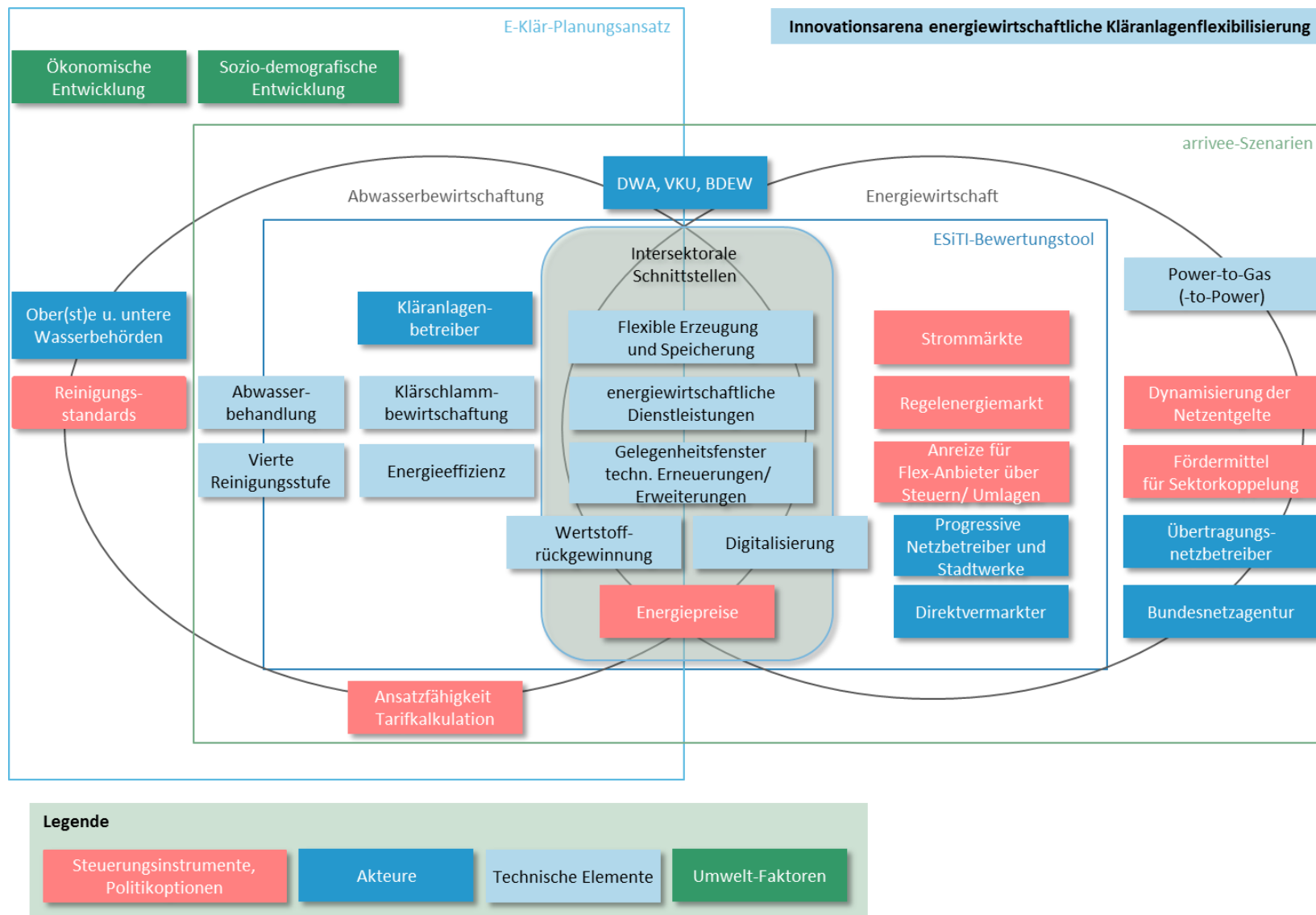


Bild B.6.3: Innovationsarena: Neue Akteurskonstellation energiewirtschaftliche Kläranlagenflexibilisierung aus arrivee-Perspektive



**Bild B.6.4:** Innovationsarena: Innovationsarena energiewirtschaftliche Kläranlagenflexibilisierung aus gemeinsamer Perspektive der ERWAS-Vorhaben arrivee, E-Klär und ESiTI (Ansmann et al., 2017)

## B.6.3.2 Szenarien zu möglichen und wünschenswerten politischen Rahmenbedingungen in 2027

### B.6.3.2.1 Konzeption und Erstellung der sozialwissenschaftlichen Szenarien

Die Weichen der Energiewendepolitik in Deutschland sind zum Ende der Legislaturperiode 2017 grundsätzlich gestellt, aber hinsichtlich der zukünftigen Machtpositionen alter und neuer Akteure im Detail immer wieder höchst umkämpft. Auch eine grundsätzliche Richtungsänderung hinsichtlich der politischen Rahmenbedingungen ist vorstellbar.

Die sozialwissenschaftlichen arrivee-Szenarien können deswegen den Akteuren der Abwasserwirtschaft und ihrer Verbände als **Horizontenerweiterung** und **Orientierung** dienen und sollen **mögliche** und **wünschenswerte** Entwicklungspfade der relevanten politischen Rahmenbedingungen aufzeigen.

Für die sozialwissenschaftliche Szenarien-Entwicklung in arrivee wird zunächst angenommen, dass die erweiterte Energiemarktintegration von Kläranlagen **technisch** umsetzbar ist. So zeigen die arrivee-Ergebnisse, dass Kläranlagen mit Faulung als energiewirtschaftlicher Flexibilitätsanbieter **verfahrenstechnisch** in Frage kommen (Schäfer et al., 2017b). Die Nachfrage nach **kurzfristigen energiewirtschaftlichen Flexibilitäten bzw. deren Anbietern** sollte unter bestimmten energiewirtschaftlichen Randbedingungen in den kommenden Jahren zunehmen. Aber wann, in welchem Umfang und für welche Zwecke genau, war eine der wichtigen Fragen, auf die die Szenarien-Entwicklung aus politikwissenschaftlicher Perspektive Antwortmöglichkeiten aufzeigen soll.

Arbeitspaket 5 „politisch-rechtliche Rahmenbedingungen“ folgt den „Methoden der Zukunfts- und Szenario-Analyse“ (Kosow und Gaßner, 2008). Die sozialwissenschaftliche Szenario-Technik wird angewendet, um die aktuelle energie-, kommunal- und abwasserpolitische Dynamik und Komplexität für Entscheidungsträger und Praxisakteure besser erfassen zu können. Die Szenarien und ihre Entwicklung erfüllen mehrere Funktionen von projektinterner Vergewisserung der Zielstellung, über die Kommunikation der Projektanliegen nach Außen bis hin zur Absicherung von Handlungsempfehlungen.

**Empirische Grundlagen** der Szenarien-Entwicklung sind die Primärquellenrecherche, die interne Projektabstimmung, zwei Experten-Workshops am 12. April 2016 in Mainz und am 06. Oktober in Berlin, 25 semi-standardisierte Experten-Interviews mit Vertretern aus Politik, Verwaltung, Verbänden und Abwasser-/Energiewirtschaft sowie teilnehmende Beobachtungen an Bundestagsausschusssitzungen sowie Fachkonferenzen. Die Interviews und die Experten-Workshops haben in erster Linie qualitativ die Wahrnehmung der aktuellen und der möglichen/wünschenswerten politischen Rahmenbedingungen durch die involvierten Akteure erfasst.

Als **Betrachtungszeitraum** wurde in Absprache mit den arrivee-Projektpartnern zehn Jahre nach Projektende (= 2027) festgelegt. Das **Szenario-Feld** ist definiert worden als,

*„die politischen Rahmenbedingungen für eine erweiterte Energiemarktintegration der Abwasserwirtschaft, so wie sie sich aus Sicht der Kläranlagenbetreiber (mit anaerober Stabilisierung in Deutschland) und weiterer abwasserwirtschaftlich relevanter Akteure darstellen“.*

Die sechs **Schlüsselfaktoren** aus drei Politikfeldern systematisieren und priorisieren die für das Szenario-Feld ausschlaggebenden, komplexen politischen Rahmenbedingungen. Sie sind Ergebnis des zweiten arrivee-Expertenworkshop am 6. Oktober 2016 (siehe Anhang 11). Jeweils zwei mögliche **Ausprägungen der Schlüsselfaktoren** werden in Hinblick auf das Szenario-Feld als entweder **möglichst günstig** oder andererseits **möglichst ungünstig** definiert.

Tabelle B.6.4: Schlüsselfaktoren und ihre Ausprägungen, teilweise aktualisiert.

Politikfeld	Schlüsselfaktor	Positive und negative Ausprägung
Energie	Stromverteilnetz Strommarkt	Nachfrage Flexibilität durch Betreiber vorhanden/nicht vorhanden Geschäftsmodelle für Anbieter vorhanden/nicht vorhanden
Kommunalwirtschaft	Anreize Kommunalpolitik/ Organisationsform	materielle und immaterielle Anreize gestiegen oder gesunken integrativ-kommunalpolitisch vs. sektoral-autonom
Abwasser	Sektorkopplung Reinigungsstandards	explizite Erlaubnis vs. explizites Verbot erhöhen oder senken energiewirtschaftliches Flexibilitätspotenzial

Die angewandte Methodik der sozialwissenschaftlichen Szenarientwicklung besteht aus fünf Phasen, wie sie der nachstehenden Abbildung zu entnehmen sind. Die Phasen 1-3, Szenariofeldbestimmung, Schlüsselfaktoren-Identifikation und Schlüsselfaktoren-Analyse begannen im September 2015 auf einem projektinternen Workshop. Grundlage hierfür waren unter anderem die ersten Intervieweindrücke sowie die Erkenntnisse der Primärquellenrecherchen.

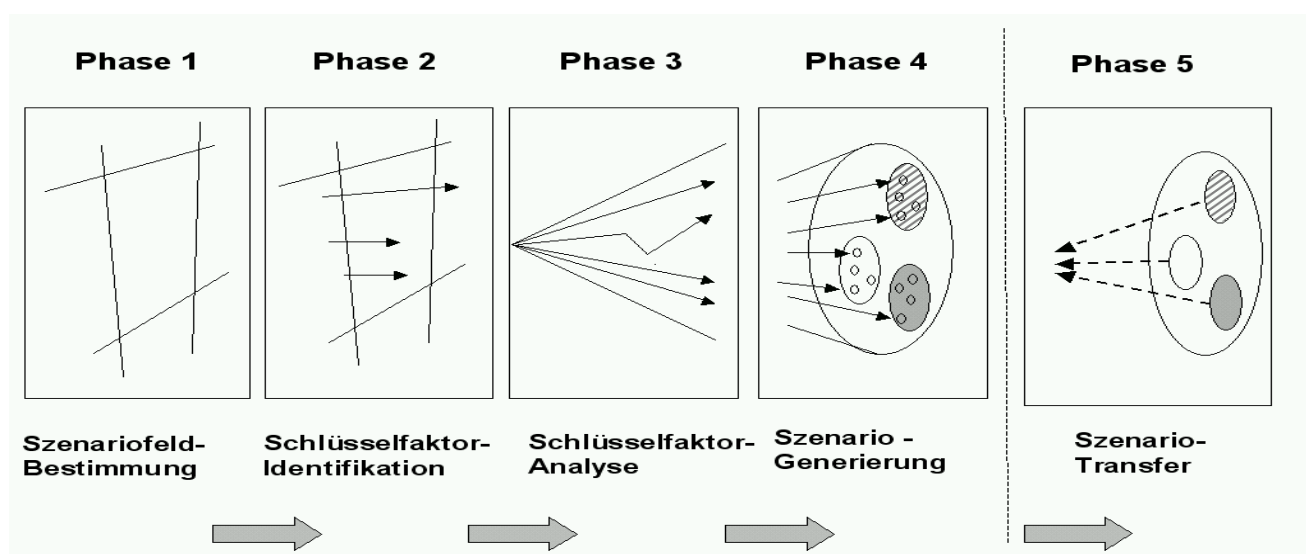


Bild B.6.5: Phasen des Szenario-Prozesses ((Kosow und Gaßner, 2008) S.20).

Die beiden arrivee-Experten-Workshops dienten dann u.a. dazu, diese Szenarien-Konzeption, insbesondere im Kontext von Phasen 2 und 3, vertieft zu analysieren und Experten zur Diskussion zu stellen. Zu beiden Workshops wurden externe Fachleute und Entscheidungsträger geladen, darunter auch die Gesprächspartner der 25 Experten-Interviews (vgl. Anhang 11). Auf beiden sogenannten Experten-Workshops wurde das World-Café-Format angewandt, um die TeilnehmerInnen zur interaktiven inhaltlichen Zuarbeit zu aktivieren. Ausgewählte Experten hielten jeweils Fachvorträge, die dem Forschungsprojekt auch über die Workshops hinaus wichtige Grundlageninformationen boten. (Programme und Vorträge beider Workshops auf [www.erwas-arrivee.de](http://www.erwas-arrivee.de)).

### B.6.3.2.2 Beschreibung der Szenarien

Aus Platzgründen werden nachfolgend nur die beiden Schlüsselfaktoren Stromverteilnetz und Strommarkt zum Referenz-Szenario ausführlicher beschrieben, weil sie die wichtigsten politischen Rahmenbedingungen schaffen. Die Schlüsselfaktoren Stromverteilnetz und Strommarkt werden für die Szenarienerstellung getrennt betrachtet, insbesondere weil sie unterschiedliche relevante Akteure und institutionelle Regime repräsentierten (regulierte Stromnetzbetreiber und marktorientierte Stromhändler). Die Interdependenz der beiden Schlüsselfaktoren ist jedoch sehr hoch und in den energiepolitischen Debatten oft kaum zu trennen.

Energiewirtschaftlich wird **generell** erwartet, dass heutzutage vorhandene strukturelle Stromüberkapazitäten durch konventionelle Erzeuger abnehmen werden, u.a. durch den vermutlich irreversiblen Beschluss, aus der Atomenergieerzeugung 2022 auszusteigen und dem sich 2017 abzeichnenden Einstieg in die Elekt-

romobilität. Deswegen und aufgrund der geltenden Beschlusslage hinsichtlich des voranschreitenden Ausbaus der regenerativen Energieerzeugung wird die Systemverantwortung der Erneuerbaren Energieträger bis 2027 anwachsen (beispielsweise (Baake, 2017)). In der Kombination bewirkt die Entwicklung beider Rahmenbedingungen, dass die Nachfrage nach den energiewirtschaftlichen Flexibilitätsoptionen, welche auch Kläranlagen anbieten können, ansteigt.

Von diesen und anderen veränderten Rahmenbedingungen werden **Stromverteilnetze** und deren Betreiber in 2027 stark betroffen sein. Der zuständige Staatssekretär im für Energie zuständigen Bundeswirtschaftsministerium (BMWi), Rainer Baake, erwartet für 2027 Stromknappheit allein aufgrund der massiven Nachfragesteigerung (durch Energiewende im Wärme- und Mobilitätssektor) nach Strom (Baake, 2017). Da die regenerative Stromeinspeisung in hohem und in ansteigendem Ausmaß in Verteilnetze erfolgt, und da hier Speicher von temporärem Überschussstrom zur Engpassbewirtschaftung in 2027 öfter als 2017 gebraucht werden, werden sich bis 2027 in Verteilnetzen Flexibilitäts-Nischen mit Speicher, PtG, Systemdienstleistungshandel usw. entwickeln, falls die politischen Rahmenbedingungen dies nicht verhindern (Anonymus, 2016).

Die für die Wirtschaftlichkeit des Stromverteilnetzbetriebes in 2017 maßgebliche Anreizregulierungsverordnung des Bundes jedoch „bestraft smarte Lösungen“ (Zerres, 2017). In 2017 ist in vielen energiewirtschaftlichen Details (Speicher, Sektorenkopplung oder Verteilnetzampel) noch offen, unter welchen politischen Rahmenbedingungen das Angebot und die höhere Nachfrage nach energiewirtschaftlicher Flexibilität dann in 2027 **genau ausbalanciert werden wird**. Je nach konkreter institutioneller und regulatorischer Ausgestaltung der **Schlüsselfaktoren Stromverteilnetze und Strommärkte** könnte dann gegebenenfalls vom Entstehen eines „regionalen Flexibilitätsmarkts“ gesprochen werden. Die für Energiepolitik zuständigen Bundestagsabgeordneten haben im November 2016 (Energiepolitische Sprecher Bundestagsfraktionen, 2016) festgestellt, dass viele neuere Entwicklung bezüglich der Energiewende politisch noch ungeregelt seien, während die Energiewirtschaft eigentlich Planungssicherheit verlange. Viele energiepolitische Grundentscheidungen müssten also nach der Bundestagswahl 2017 getroffen werden, weil die technischen und die betriebswirtschaftlichen Entwicklungen ohnehin voranschreiten.

Selbst die auftragsgemäß am Status quo orientierte Bundesnetzagentur hat deswegen im April 2017 ein maßgebliches Diskussionspapier zur Weiterentwicklung der energiepolitischen Rahmenbedingungen für „Flexibilität im Stromversorgungssystem“ herausgegeben (Bundesnetzagentur, 2017). Folgende für den Betrieb des Stromnetzes und für die Organisation des Strommarktes relevanten Kernelemente sind in Weiterentwicklung der vorhandenen politischen Rahmenbedingungen bereits absehbar, wenn dieses Diskussionspapier als Dokument relativ gewisser Zukunftserfordernisse hergezogen wird:

- **Netzentgelte:** Viele Netzbetreiber werden das System spitzenentnahmebezogener Netzentgelte bis 2027 abgeschafft haben. Grundsätzlich hat in 2027 der Grundpreisanteil an Bedeutung gewonnen und der Arbeitspreisanteil abgenommen. Das heißt, die Netzentgeltsystematik stellt kein Hindernis für Flexibilitätsanbieter mehr dar, bietet aber auch keine spezifischen Anreize für diese. Einen solchen Anreiz würde die flexibilitätsbezogene Dynamisierung der Netzentgelte (oder der EEG-Umlage oder Stromsteuer) darstellen, der bis 2027 kommen könnte.
- **Digitalisierung:** Die Stromverteilnetze werden – wie vom diesbezüglichen Gesetz seit 2016 intendiert - in 2027 weitestgehend digitalisiert sein. Bereits ab 2018 wird beispielsweise das energiewirtschaftliche Potenzial aller Nicht-Wohngebäude erfasst werden. Dies hat zum Entstehen diverser attraktiver Geschäftsmodelle für Flexibilitätsanbieter geführt. Digitale Plattformen (Peer-to-Peer) und Abrechnungsmodelle (Block-Chain) ermöglichen es immer leichter den Stromhändlern, die von fluktuierenden Erzeugern geprägten Verteilnetze (und Bilanzkreise) mit Hilfe von Flexibilitätsanbietern „smart“ zu managen – parallel zu, aber gemäß der Unbundling-Regeln getrennt von Netzbetreibern. Allein so konnten ohne neue politische Maßnahmen regionale Flexibilitätsmärkte entstehen, die u.a. dass ENWG bereits 2017 erlaubte (z. B. im Rahmen des sog Einspeisemanagement § 13 ff, siehe Kapitel B.6.1.1).
- **Zentral - dezentral:** Es ist in 2017 anzunehmen, dass es bis 2027 weder zu einer radikalen Dezentralisierung noch zu einer Zentralisierung des Energiesystems kommen wird. Sozialwissenschaftliche



Forschungsprojekte<sup>12</sup> zur (deutschen) Energiewende gehen für das kommende Jahrzehnt vom Entstehen eines institutionell verwobenen Nebeneinanders von (neuen) dezentralen und (alten) zentralen Infrastrukturelementen aus. Energiepolitische Vorgaben für Stromverteilnetze und Strommärkte werden entsprechend - 2027 wie 2017 - auf allen politischen Ebenen, vom EU-Strombinnenmarkt bis zur kommunalen Konzessionsvergabe an Netzbetreiber, gemacht, auch wenn technische und energiewirtschaftliche Trends in Richtung Dezentralität weisen (Agora Energiewende et al., 2017).

- Speicher: Der für das Stromnetz zwingend erforderliche Ausgleich zwischen Erzeugung (Einspeisung) und Verbrauch (Last) wird aller Voraussicht nach – aus dargestellten Gründen – teilweise von der Übertragungsnetz- auf die Verteilnetzebene herunterwandern. Das Ausmaß ist jedoch abhängig von zukünftigen politischen Weichenstellungen, wie die Förderung von Stromspeichern und Power-to-x-Technologien. In 2017 sieht die Energiepolitik keinen Förderbedarf für diese Techniken, weil Überkapazitäten im Netz sind, die im EU-Strombinnenmarkt exportiert werden können (eine sehr zentrale Flexibilitätsoption) (Zerres, 2017). Als Faustregel lässt sich sagen, dass die Förderung von Speichertechnologien die Dezentralisierung des Stromnetzes fördern würde (und die politische Förderung dezentraler Stromnetzebenen (Umkehrung Kaskadenmodell nach EnWG) den Speicherbedarf erhöht).

Es folgt auf den folgenden acht Seiten in tabellarischer Form eine pointierte Darstellung der vier sozialwissenschaftlichen Szenarien in arrivee.

---

<sup>12</sup> Wie in der speziell an gesellschaftlichen Faktoren interessierten Helmholtz-Allianz ENERGY-TRANS zur Thematik „Zukünftige Infrastrukturen der Energieversorgung. Auf dem Weg zur Nachhaltigkeit und Sozialverträglichkeit“ (sehr empfehlenswert: <http://www.energy-trans.de/index.php>).

**(1) 2017 Politik der gebremsten Energiewende – 2027 Politik der ausgebremsen Energiewende?**

Die folgenden Szenarien beruhen grundsätzlich auf den Erkenntnissen der beiden arrivee-Expertenworkshops in 2016 und werden durch die Erkenntnisse aus den 25 durchgeführten Experten-Interviews ergänzt. Das Positiv- und das Negativszenario sind zudem stark von besuchten energiepolitischen Fachkonferenzen im Zeitraum November 2016 bis März 2017 geprägt (wie der Dena-Kongress 2016, die 4. OTTI-Konferenz „Zukünftige Stromnetze für Erneuerbare Energien“ 2017 sowie die 11th „International Renewable Energy Storage Conference“ (IRES) 2017.

**Referenz-Szenario**

Dieses Szenario beschreibt die politischen Rahmenbedingungen für eine erweiterte Energiemarktintegration, die der Kläranlagenbetreiber in 2027 vorfinden könnte, wenn die Schlüsselfaktoren sich so entwickeln, wie es 2017 laut der Recherchen zu erwarten ist.

Dieses Szenario stellt mögliche politische Rahmenbedingungen dar, die die jeweils günstigere Ausprägung der Schlüsselfaktoren fördern könnte.

**Tabelle B.6.5: Referenzszenario: 2017 Politik der gebremsten Energiewende – 2027 Politik der ausgebremsen Energiewende?**

Schlüsselfaktor	Die politischen Rahmenbedingungen in 2027
<p><b>Politikfeld Energie: Stromverteilnetz</b></p>	<p>Die politischen Rahmenbedingungen für den Einsatz von Flexibilität in Stromverteilnetzen in 2027 sind heute, zehn Jahre zuvor, noch offen, weil sie erst nach der Bundestagswahl 2017 Gegenstand energiepolitischer Entscheidungsfindung sein werden: Neue regionale oder weiterhin zentralisierte Systemdienstleistungsmärkte? Neue politisierte oder weiterhin regulierungsbehördlich dominierte Netzbetriebsstrukturen? Die EU-Energiepolitik wird sich bzgl. der Stromverteilnetze auf die Harmonisierung und Dynamisierung von Netzentgelten konzentrieren und nicht in Betreiberstrukturen eingreifen.</p> <p>Insgesamt wird es eine deutlich höhere Nachfrage nach Flexibilitäts-Anbietern in Stromverteilnetzen durch Vermarkter und Netzbetreiber geben, unter anderem zur Bewirtschaftung von Engpässen und zur Vermeidung von Abregelungen. Treiber hierfür könnten Schadensersatzforderungen abgeregelter Stromkunden an Netzbetreiber sein.</p>
<p><b>Politikfeld Energie: Strommarkt</b></p>	<p>Die Bundesenergiepolitik verzichtet bis 2027 auf grundlegende Weichenstellungen wie die Förderung von Stromspeichern oder Power-to-Gas. Auch werden nach dem Atomausstieg 2022 die fossilen Stromerzeuger nicht konsequent aus dem Markt genommen (kein verbindlicher Kohleausstieg). Nach der Bundestagswahl 2017 wurde das Politikmodell des „Ausbremsens und Befriedens“, welches bereits in der Legislaturperiode 2013-17 die Energiewende prägte, fortgesetzt. Die Grundziele der Energiewende wie EE-Ausbau bleiben dabei ambitioniert. Die Dynamik der Novellierungen und die Masse der Detail-Ausnahmenregelungen werden dann tendenziell nachlassen. Diese „Pseudo-Dynamik“ hatte bis Anfang der 2020er Jahre neue Akteure in der Energiewirtschaft abgeschreckt.</p> <p>Technisch-wirtschaftliche Entwicklungen werden dennoch Anbietern von Flexibilität wie Kläranlagen im Vergleich zu 2017 eine deutlich höhere Nachfrage in den weiteren Strommarktbestandteilen verschaffen, ohne dass dies als Resultat gezielter politischer Steuerung zu werten ist. Die Energiepolitik wird nachsteuern müssen, um Ziele wie Klimaschutz, Kostenstabilität und Versorgungssicherheit zugleich zu wahren. Die allmähliche Stabilisierung der Rahmenbedingungen, der Abbau der kleinteiligen Flexibilitätshemmnisse, neue Geschäftsmodelle in Folge der Digitali-</p>

Schlüsselfaktor	Die politischen Rahmenbedingungen in 2027
	sierung sowie die rechtliche Erleichterung des Pooling zu Virtuellen Kraftwerken ist dann kommunalen Unternehmen entgegen gekommen, die im Gegensatz zu Startups genügend Zeit hatten, Geschäftsmodelle zu entwickeln.
<b>Politikfeld Kommunalwirtschaft: Kalkulation, Anreize</b>	Die Rahmenbedingungen für die limitierte Gewinnerwirtschaft im kostendeckenden Tarifikalkulationsbereich werden sich bis 2027 wenig ändern. Der hoheitliche Charakter der Abwasserwirtschaft garantiert einige kommunalwirtschaftliche Privilegien wie reduzierte Umsatzsteuern. Aber die für die Abwasserwirtschaft maßgeblichen Genehmigungsbehörden (Kommunalaufsicht, Wasserbehörden) erlauben und begrüßen 2017 grundsätzlich energiewirtschaftliches Handeln. Falls eine Kläranlage jedoch sektorenübergreifend in der Energiewirtschaft handelt, werden fast immer die steuerlichen Privilegien usw. des hoheitlichen Handelns entfallen, wie Gerichtsentscheidungen und bundesfinanzpolitische Entscheidungen klarstellen.
<b>Politikfeld Kommunalwirtschaft: Kommunalpolitik/ Organisationsform</b>	Die deutschen Kommunen werden 2027 in sehr unterschiedlichem Ausmaß und Verbindlichkeitsgrad politische Ziele wie Klimaschutz oder Energiewende ihren kommunalen Unternehmen vorgeben. Die Kommunalpolitik wird wie heute grundsätzlich in der Lage sein, die Kommunalwirtschaft auf das Erreichen bestimmter politischer Ziele wie Klimaschutz oder Energieeffizienz zu verpflichten. Hierbei kann die konkrete Ausgestaltung der Organisationsform den Unterschied machen. Das Sektoren übergreifend integrierte und das sozial-ökologisch politisierte Stadtwerk, welches Abwasser- und Energiewirtschaft institutionell verbindet, wird in 2027 in mehr Städten und Gemeinden als in 2017 anzufinden sein.
<b>Politikfeld Abwasser: Sektorkopplung</b>	Die Kopplung der Energiemarktsegmente untereinander wird massiv ansteigen (Elektromobilität, Wärmewende). Auch die Kopplung der Daseinsvorsorgungssektoren wie Abwasser, Trinkwasser oder Abfall an die Energiemärkte wird politisch in 2027 stärker als heute gefördert werden. Aber dies wird eher nicht explizit durch Abwasserpolitik und -recht, sondern übergeordnet über EU-Kreislaufwirtschafts-RL, Nachhaltigkeitsziele im Bundes-Klimaschutzplan usw. vorgegeben.
<b>Politikfeld Abwasser: Reinigungsstandards</b>	Die Abwasserpolitik, die sich auf die verbindliche Festlegung der Reinigungsstandards bezieht, wird in 2027 nach wie vor sektoral geprägt sein. D. h. die politischen Rahmenbedingungen auf Landesebene - wie die zur sogenannten „4. Reinigungsstufe“ - werden bezüglich energiewirtschaftlicher Aspekte wenige bis keine Regelungen enthalten. Nach der Novellierung der Klärschlammverordnung 2017 wird das Thema Reinigungsstandards bundespolitisch vermutlich ein paar Jahre ruhen, gut möglich, dass 2027 neue Novellierungen anstehen, wenn die Resultate bei der Umsetzung der 2017 neu eingeführten Vorgaben (zu Phosphorrückgewinnung, Klärschlammausbringung) absehbar sind. Ggf. wird die EU-Umwelt- und Wasserpolitik ein Treiber der energetischen Klärschlammnutzung, hierauf könnten 2017 aktuelle EU-Kommissions-Initiativen zum Water Re-Use oder zur ressourceneffizienten Abfallverwertung als Indiz genommen werden.

(2) Zentral, fossil und sektoral: Politische Rahmenbedingungen 2027 geben keine Anreize für Flexibilitätsanbieter in Stromverteilnetzen

**Negativ-Szenario**

Dieses Szenario stellt die möglichen politischen Rahmenbedingungen dar, die zu einer Entwicklung in Richtung der jeweils ungünstigeren Ausprägungsform der Schlüsselfaktoren in 2027 führen könnten.

**Tabelle B.6.6: Negativ-Szenario: Politische Rahmenbedingungen 2027 geben keine Anreize für Flexibilitätsanbieter in Stromverteilnetzen (zentral, fossil und sektoral)**

Schlüsselfaktor	Negative Ausprägung	Politische Rahmenbedingungen in 2027
<b>Politikfeld Energie: Stromverteilnetz<sup>13</sup></b>	Nachfrage Flexibilität durch Betreiber nicht vorhanden	Die Rahmenbedingungen haben insbesondere den Übertragungsnetzausbau gefördert und keine Dezentralisierung der Stromnetze eingeleitet. Die forcierte Anwendung der EU-Unbundling-Regeln hemmen Akteure, Geschäftsmodelle für das Zusammenspiel Netz – Markt zu entwickeln oder die Netzpampel einzuführen. Der Einsatz von Stromspeichern und P-t-G wird zwar erforscht, aber de facto energiepolitisch durch viele Detailregelungen benachteiligt, weil die herkömmlichen (mit den Interessen der verbliebenen fossilen Erzeugern verbundenen) Netzbetreiber weiterhin angereizt werden, EE-Erzeuger abzuregeln. Die Rahmenbedingungen zur Digitalisierung der Energiewende haben den Netzbetreibern durch Detailregelungen Daten und damit Marktmacht verschafft, welche von diesen nicht intelligent, sondern gewinnmaximierend zu Lasten der Bürger eingesetzt haben. Neue Instrumente wie dynamisierte Netzentgelte, EEG- und KWKG-Umlagen o.Ä. dienen insbesondere diesen Interessen, und nicht der Flexibilitäterschließung in Verteilnetzen. Die im Sinne ihrer Ziele erfolgreiche EU-Energy-Road-Map schafft einen europäischen Strombinnenmarkt, in welchem zumeist konventionelle Flexibilität bereit steht.
<b>Politikfeld Energie: Strommarkt</b>	Geschäftsmodelle für Kläranlagen nicht vorhanden	Zentrale fossile und regenerative Erzeugungs- und Vermarktungsstrukturen sowie Großspeicher dominieren den Strommarkt der Energiewende, z. B. durch Rahmenbedingungen im EEG, in der EU EE-RL und zu Ausschreibungen von Windparks Offshore. Die konventionellen Akteure konnten in alle vorgeblichen Energiewendegesetze immer Detailregelungen einflechten, die ihnen Zeit und Geschäftsfelder zur Rückgewinnung verlorener Marktmacht gaben. So fördert das neue Stromspeichergesetz insb. Pumpspeicherwerke, welche von den Kohleunternehmen betrieben werden (wie bereits beim Hochspannungsnetzausbau, der de facto zwischen Kohlekraftwerken stattfand). Die Umstellung des EEG auf Ausschreibungen, die Eigenverbrauchsbelastung usw. haben dezentrale regenerative Erzeuger flächendeckend aus dem Markt genommen, insb. wenn die 20 Jahre Förderdauer abgelaufen waren oder Anlagenmodernisierungen anstanden. Zudem hat die politische Weichenstellung, den Verkehrs- und den Wärmesektor zu elektrifizieren, also den Stromverbrauch massiv zu erhöhen, einen neuen Strommangeldiskurs angeregt. Dies ist einer von vielen Gründen, neben Preisen, Landschaftsschutz usw., der den Energiewend-

<sup>13</sup> Die beiden Workshops haben nur wenige Hinweise zum Negativszenario bezüglich der beiden energiepolitischen Schlüsselfaktoren erbracht. Die Eintragungen hier sind stark von besuchten energiepolitischen Fachkonferenzen im Zeitraum November 2016 bis März 2017 geprägt, die das beginnende Bröckeln des langjährigen Energiewendekonsenses dokumentieren.

Schlüsselfaktor	Negative Ausprägung	Politische Rahmenbedingungen in 2027
		konsens der 2010er-Jahre aufgelöst hat. Die Klimaschutzpolitischen Ambitionen des Pariser Abkommens von 2016 sind fast in Vergessenheit geraten.
<b>Politikfeld Kommunalwirtschaft: Kalkulation, Anreize</b>	materielle und immaterielle Anreize gesunken	Die Komplexität und die Dynamik der energiewendepolitischen Rahmenbedingungen haben bis 2027 weiterhin zugenommen. Die kommunalwirtschaftspolitischen Rahmenbedingungen blieben weitgehend unverändert. Finanziell sehr hohe Anreize (Gebührensenskungspotenziale) durch die Energiemarktintegration, die den hohen (auch immateriellen) Umsetzungsaufwand für die Betreiber rechtfertigen würden, sind so selten gegeben.
<b>Politikfeld Kommunalwirtschaft: Kommunalpolitik/ Organisationsform</b>	sektoral-autonom	Die Rahmenbedingungen bevorzugen in 2027 die großen Unternehmen der Energiewirtschaft; deren Interessen dominieren dann in der kommunalpolitischen Realität die der Abwasserwirtschaft (z. B. in Stadtwerken). Kommunalpolitisch wird den Kläranlagenbetreiber zumeist nur die möglichst kostengünstige Erledigung ihres Kernauftrages vorgegeben.
<b>Politikfeld Abwasser: Sektorkopplung</b>	explizites Verbot	Eigentlich ist die Abwasserpolitik nur ein Nebenschauplatz der Energiewende. Dennoch haben sich in der Abwasserpolitik (in Landesparlamenten, Umweltverwaltungen, Genehmigungsbehörden, Verbänden) sektoral geprägte Bedenkenträger durchgesetzt, die ein explizites Verbot energiewirtschaftlichen Handelns von Kläranlagen in den Rahmenbedingungen verankert haben. Ausschlaggebend waren Konflikte mit der Abfallwirtschaft um die spezifische Regulierung der Co-Vergärung.
<b>Politikfeld Abwasser: Reinigungsstandards</b>	senken energiewirtschaftliches Flexibilitätspotenzial	Strengere und fixe Ablaufwerte in Kombination mit energieintensiven Verfahrensaufgaben (4. Reinigungsstufe, Phosphorrückgewinnung) senken das Flexibilitätspotenzial der Kläranlagen erheblich. Diese Rahmenbedingungen verstärken zudem die Fokussierung auf Eigenbedarfserzeugung und Energiekostenminimierung der Betreiber an Stelle der Energiemarktintegration.

(3) **Dezentral, regenerativ und intelligent: Politische Rahmenbedingungen 2027 schaffen Anreize für Flexibilitätsanbieter in Stromverteilnetzen**

**Positiv-Szenario**

Dieses Szenario stellt die möglichen politischen Rahmenbedingungen dar, die zu einer Entwicklung in Richtung der jeweils günstigeren Ausprägungsform der Schlüsselfaktoren in 2027 führen könnten.

**Tabelle B.6.7: Positiv-Szenario: Politische Rahmenbedingungen 2027 schaffen Anreize für Flexibilitätsanbieter in Stromverteilnetzen (dezentral, regenerativ und intelligent)**

Schlüsselfaktor	Positive Ausprägung	Politische Rahmenbedingung in 2027
<b>Politikfeld Energie: Stromverteilnetz</b>	Nachfrage Flexibilität durch Betreiber vorhanden	Es sind auf allen relevanten politischen Ebenen Ansätze zu erkennen, dass Rahmenbedingungen bis 2027 so angepasst werden, dass Stromverteilnetzbetreiber angebotene Flexibilität stärker als 2027 nachfragen. Möglich ist diesbezüglich der beschriebene Mix vieler kleinteiliger Maßnahmen, welche in der Summe intelligentes, regionales Verteilnetzmanagement bewirkt, und damit die Wirtschaftlichkeit der Geschäftsmodelle von Flexibilitätsanbietern erhöht. Die Konzepte hierfür – wie die Netzampel, dynamisierte Netzentgelte, Engpassmanagement usw. sind 2027 ausgearbeitet und werden von einigen Energiepolitikern sowie Verbänden eingefordert. Diese Konzepte könnten durchzusetzen sein, weil energiewirtschaftliche und technische Entwicklungen in dieselbe Richtung gehen und z. B. das Abschalten von Lasten durch Netzbetreiber ansonsten zu kostenintensiv wird. Auch aus Klimaschutzpolitischen Erfordernissen ist eine Intensivierung der Energiewende bis 2027 möglich und realistisch.
<b>Politikfeld Energie: Strommarkt</b>	Geschäftsmodelle für Anbieter vorhanden	Die Bundesenergiepolitik der Jahre vor 2017 waren stark vom Ziel einer Konsolidierung der Rahmenbedingungen des „neuen“ Strommarktes geprägt, konterkariert durch überkomplexe Anpassungen im Detail. Neuer Schwung in der Energiepolitik könnte in Folge der Bundestagswahl 2017 entstehen, wenn sich die Erkenntnis durchsetzt, dass Deutschland die eigenen klimaschutzpolitischen Zielsetzungen nicht ohne größere Anstrengungen erreicht. Instrumente könnten hierfür bis 2027 die EU Energy Union, der Bundes-Klimaschutzplan und das Bundes-Energiekonzept sein. Damit neue Geschäftsmodelle für Flexibilitätsanbieter in allen Energiemarktsegmenten entstehen, könnten zentrale Lenkungsinstrumente eingesetzt werden, die wie die CO <sub>2</sub> -Abgabe oder ein Kohle-Ausstiegsbeschluss fossile Erzeugungskapazitäten aus dem Markt nehmen. Im Rahmen des Abbaus kleinteiliger Hemmnisse für dezentrale Flexibilitätsanbieter im Strommarkt sind vielfältige Bedarfe auf den beiden arrivee-Workshops erarbeitet worden: die rechtliche Klarstellung der Marktrolle des Aggregators zum Pooling von Flexibilität (=Strommarktgesetzgebung), die Privilegierung/Gleichstellung von Flexibilitätsanbietern bei EEG-/KWKG-Umlage oder durch eine Flexibilitätsprämie, Stromsteuerbefreiungen, ein kommendes Stromspeichergesetz oder die Förderung der Markteinführung von Power-to-Gas-Technologien (Forschung, Pilotanlagen, kostenfreier Überschussstrom usw.). Dieser Hemmnisabbau ist im 2017 gegenwärtigen Politikmodell Energiewende durchaus bis 2027 möglich.
<b>Politikfeld Kommunalwirtschaft: Kalkulation,</b>	materielle und immaterielle Anreize gestiegen	Die kommunalwirtschaftspolitischen Rahmenbedingungen haben bereits 2017 energiewirtschaftliches Handeln von Kläranlagen ermöglicht. Auch in 2027 könnten materielle energiewirtschaftliche Erträge auf Abwas-

Schlüsselfaktor	Positive Ausprägung	Politische Rahmenbedingung in 2027
<b>Anreize</b>		sertarife senkend wirken. Im Sinne des Positivszenarios sind verbesserte immaterielle Anreize für Kläranlagenbetreiber möglich und realistisch. Insbesondere werden in zehn Jahren viele energiewirtschaftliche Anwendungen technisch und betrieblich erprobt sein, so dass sie von den verbandspolitischen Akteuren propagiert werden können und die kleineren Betreiber von den Erfahrungen der Pioniere profitieren.
<b>Politikfeld Kommunalwirtschaft: Kommunalpolitik/ Organisationsform</b>	integrativ-kommunalpolitisch	Es ist durchaus möglich, dass in 2027 die politischen Rahmenbedingungen auf allen Ebenen die zentrale Rolle städtischer Unternehmen und Infrastrukturen für Klimaschutzpolitik herausstreichen sowie materiell und organisatorisch fördern. Viele Städte und Gemeinden in Deutschland werden ihre Kommunalwirtschaft mit unterschiedlichem Verbindlichkeitsgrad nutzen, um energiepolitische Ziele zu erreichen. Aufgrund der kommunalen Selbstverwaltung in Deutschland werden in 2027 viele unterschiedliche Organisationsformen zur Anwendung kommen, aber insgesamt dominieren integrative Politikmodelle und Stadtwerke, weil sie regionales, gemeinwohlorientiertes und inter-sektorales Handeln institutionell verankern.
<b>Politikfeld Abwasser: Sektorkopplung</b>	explizite Erlaubnis	Die abwasserpolitischen Rahmenbedingungen sind in 2027 geprägt vom Kreislaufwirtschaftsgedanken und integrativen Nachhaltigkeitskonzeptionen. Auf EU- und Bundesebene wird die Sektorenkopplung im Abfall- und Energierecht vorgegeben. Die Wasserpolitik wird insbesondere in den deutschen Bundesländern Sektorenkopplung deklaratorisch anstreben, rechtlich erlauben und durch Fördermittel untersetzen. Treibende Kraft werden hierfür die energiewendepolitischen Entwicklungen im Stromspeicher-, im Wärme- und Verkehrssektor sein, die klimaschutzpolitisch notwendig wurden.
<b>Politikfeld Abwasser: Reinigungsstandards</b>	erhöhen energiewirtschaftliches Flexibilitätspotenzial	Die bis 2027 erfolgte Erhöhung der abwasserpolitischen Anforderung an die Reinigungsstandards wird zu eindeutigen bundespolitischen Vorgaben führen, um den hiermit einhergehenden erhöhten Energiebedarf zu begrenzen. Treiber für die verschärfte Gewässerschutzpolitik kamen insbesondere aus der EU-Kommission und aus Bundesländern. Im Ergebnis werden sich die wasserbezogenen Genehmigungsbehörden mit den energiewirtschaftlichen Belangen der Abwasserreinigung 2027 vertraut gemacht haben, so dass in der Praxis ausgewogenen Modelle angewandt werden können, die energieintensivere Reinigungsverfahren mit optimierter Ausnutzung der Flexibilitätspotenziale verbinden.



## (4) arrivee-Ziele für 2027: Die Kläranlage als energiewirtschaftlicher Flexibilitäts-Anbieter in Stromverteilnetzen

**Normatives Szenario**

Dieses Szenario formuliert für jeden Schlüsselfaktor wünschenswerte Ziele aus Sicht des arrivee-Projektes, die möglicherweise auch Gültigkeit darüber hinaus, z. B. für die Abwasserwirtschaft, beanspruchen können. Zudem werden hier exemplarisch politische Instrumente benannt, die anzuwenden sind, um die jeweils pro Schlüsselfaktor formulierten Ziele zu erreichen.

Tabelle B.6.8: Normatives Szenario 2027: Die Kläranlage als energiewirtschaftlicher Flexibilitäts-Anbieter in Stromverteilnetzen

Schlüsselfaktor	Wünschenswertes: in arrivee konsensuale Ziele	Politische Instrumente: Der Weg zur Erreichung dieser Ziele
<b>Politikfeld Energie: Stromverteilnetz</b>	Rahmenbedingungen bieten Verteilnetzbetreibern materielle und regulatorische Anreize, regionale Flexibilitäten zu nutzen.	Stromvernetzbetreiber zu <b>Flexibilitäts-Nachfragen</b> machen, insb. durch: <ul style="list-style-type: none"> <li>- Anreize für Netzbetreiber über eine novellierte <b>Anreizregulierungs-Verordnung</b></li> <li>- Finanzielle Anreize für Netzbetreiber über §14a <b>Energiewirtschaftsgesetz</b> einführen,, anstatt abzuregeln oder Netz auszubauen</li> <li>- <b>Dynamisierung</b> der Netzentgeltsystematik und/oder der EEG-Umlage</li> <li>- Digitalisierung der Stromnetze (<b>Gesetz z. Digitalisierung d. Energiewende</b>)</li> </ul>
<b>Politikfeld Energie: Strommarkt</b>	Stabile Rahmenbedingungen für Flexibilitäts-Anbieter, um Geschäftsmodelle erfolgreich zu entwickeln und zu praktizieren.	Flexibilität-Anbieter werden in <b>volatilen</b> Strommarktsegmenten belohnt, u.a. durch: <ul style="list-style-type: none"> <li>- <b>Stabile, klare Marktregeln</b> und damit <b>Planungssicherheit</b> ab 2017, der 19. Bundestags-Legislaturperiode, schaffen</li> <li>- Extrem <b>dynamische Arbeitspreise</b> und Anschlusspreise</li> <li>- Nutzung der Potenziale von <b>Informationstechnologien</b> zur Bildung von regionalen, neuen Marktdesigns (über Ampelprinzip hinaus)</li> <li>- <b>Besteuerung fossiler Energieerzeugung</b> mit CO<sub>2</sub>-Emissionen</li> </ul>
<b>Politikfeld Kommunalwirtschaft: Kalkulation, Anreize</b>	Energiewirtschaftliches Handeln der Kläranlage ist rechtlich unproblematisch und in der Abwasserwirtschaft anerkannt.	Der <b>hoheitliche</b> Charakter und die <b>kostendeckende</b> Tarifikalkulation der Abwasserwirtschaft werden beibehalten, <ul style="list-style-type: none"> <li>- <b>Kommunalabgabengesetz</b> schafft Klarheit zu gewerblichem Handeln</li> <li>- <b>Informationsplattformen</b> der Verbände zu innovativen Ansätzen und positiven Praktiken schaffen Akzeptanz als immateriellen Anreiz</li> </ul>
<b>Politikfeld Kommunalwirtschaft: Kommunalpolitik/ Organisationsform</b>	Explizite und aktive kommunalpolitische Einbindung der Kläranlage in Klimaschutz- und Energiestrategien ist die Regel.	Europa-, Bundes- und Landespolitik schafft rechtliche und finanzielle Rahmenbedingungen, damit Kommunen politisch und organisatorisch aktiver Treiber von Klimaschutz und Energiewende sein können: <ul style="list-style-type: none"> <li>- Partizipative Prozesse, um zu <b>gemeinsamen Zielen</b> wie CO<sub>2</sub>-Neutralität und zu <b>inner-kommunalen Interessenausgleich</b> zu gelangen</li> <li>- Politische Rolle und Marktrolle der <b>Kommunalwirtschaft</b> genau definieren,</li> <li>- <b>Stadtwerke</b> sind für Pionierhandeln im Daseinsvorsorgebereich prädestiniert.</li> </ul>
<b>Politikfeld Abwasser:</b>	Ausdrückliche abwasserpolitische Zielvorgaben und	Zukunftsorientiertes Handeln kann Sektorenkopplung fördern, wenn:

Schlüsselfaktor	Wünschenswertes: in arrivee konsensuale Ziele	Politische Instrumente: Der Weg zur Erreichung dieser Ziele
<b>Sektorkopplung</b>	abwasserrechtliche Regelungen fördern intersektorales Handeln der Kläranlagen.	<ul style="list-style-type: none"><li>- Bundespolitische <b>Klarstellung</b>: Energiewende gelingt nur im geförderten Zusammenschluss aller Energieträger (Strom, Gas, Wärme, Verkehr, P-t-x)</li><li>- Neue <b>Rollendefinition</b> der Abwasserwirtschaft vornehmen: Kläranlage als „Kraftwerk“, „Stofflieferant“, „green factory“ oder „Bio-Energiezentrale“, Überzeugungsarbeit in Fachverbänden (DWA, BDEW, VKU usw.) notwendig</li><li>- <b>EU- und Bundeskreislaufwirtschaftsgesetz</b> schließt Abwasser mit ein</li><li>- Höhe <b>Abwasserabgabe</b> an Bereitschaft zu intersektorialem Handeln binden</li></ul>
<b>Politikfeld Abwasser: Reinigungsstandards</b>	Rahmenbedingungen priorisieren die Ziele des Gewässerschutzes, erhalten dabei aber energiewirtschaftliche Kläranlagen-Flexibilität.	Förderung innovativer Technologien und Abbau rechtlich-bürokratischer Hürden: <ul style="list-style-type: none"><li>- Klare, förderliche und einheitliche <b>Standards für Co-Substrate</b> (insb. deren thermische Verwertung und die Substratbandbreite)</li><li>- <b>4.Reinigungsstufe</b> primär aus Gewässer- und Gesundheitsschutzziele</li><li>- Flexiblere <b>Überwachungswerte</b>, aber Priorität bleibt Einhaltung Reinigungsstandards</li></ul>

### B.6.3.3 Expertenhinweise

Basierend auf dem einen internen und den beiden externen arrivee-Experten-Workshops wurden die relevanten politischen Rahmenbedingungen und deren mögliche Entwicklungen analysiert. Auf dem II. externen Workshop am 6. Oktober 2016 in Berlin wurden entlang der Schlüsselfaktoren folgende Kernaussagen abgeleitet (Hüesker, 2017).

#### B.6.3.3.1 Stromnetz

Laut Expertenmeinung gibt es folgende Voraussetzungen für politische Rahmenbedingungen, die die „*Massenanwendung des netzdienlichen und marktdienlichen Flexibilitäts-Einsatzes*“ fördern würden (und die in unten stehender Reihenfolge einzuführen seien):

- Mess- und Kommunikationstechnik: Dem Versorgungssystem können damit die für sein Funktionieren notwendigen Informationen bereitgestellt werden.
- Beobachtbarkeit und Steuerbarkeit der Verteilnetze: Die Netzampel setzt die robuste Prognose und Steuerbarkeit des Netzzustands voraus.
- Anpassung der Netzentgeltssystematik: Sachgerechte Netzentgeltreduzierungen und stärkere Gewichtung von Grund- bzw. Leistungspreisen.
- Marktprozesse und -kommunikation: Der Aggregator ist die Marktrolle, die Flexibilität einsammelt und entsprechenden Märkten zuführt.
- Flexibilitätsmechanismus: Ausgestaltung des §14a EnWG im Sinne einer Lastmanagement- oder allgemeiner einer Flexibilitätsverordnung.

Es sollten Förderprogramme für Modell-Kläranlagen mit größeren Gasspeichern oder mit Elektrolyse-Anlagen aufgesetzt werden, um Flexibilität-Erfahrungen zu sammeln und daraus Geschäftsmodelle (auch für andere Flexibilitätsanbieter) zu entwickeln.

Es seien finanzielle Anreize für Verteilnetzbetreiber zu setzen, um auf Abregelung zu verzichten und lokale Flexibilität zu nutzen. Hierfür könnten Einspeisetarife bei Systemengpässen ausgesetzt werden. Beim Netzengpassmanagement sollten flexible Anlagen prioritär heruntergefahren werden. Bzgl. der Zusammenarbeit Bilanzkreisverantwortlicher, Verteilnetzbetreiber und Poolbetreiber sei der finanzielle Ausgleich untereinander zu regeln. Die Bundespolitik solle den regionalen Ausgleich zur Vermeidung von Netzengpässen stärken. Der Ausbau lokaler oder regionaler Energiemärkte könnte auch als ein Baustein gesehen werden, um die Akzeptanz der Bevölkerung für die Energiewende generell zu erhöhen.

#### B.6.3.3.2 Strommarkt

Es wurde prognostiziert, dass „günstige Flexibilitäten (15 Min, Stunden, Tage, Wochen) zukünftig benötigt“ werden. Dafür seien alle „günstigen Flexibilitäten notwendig, u. a. Klärwerke“. Die „individuelle Analyse zur Identifikation der Flexibilitäten sei wichtig sowie der „Aufbau und Integration in Virtuelle Kraftwerke“ zu empfehlen, um sich als Betreiber auf die Marktintegration vorzubereiten.

Bezüglich der politischen Rahmenbedingungen sei die wichtigste Forderung langfristige Stabilität. Eine Flexibilitätsprämie sei einzuführen. Dezentrale flexible Erzeuger und Verbraucher verminderten den Verteilnetzausbau. Ein „*neues Marktdesign für Netzbetreiber (über das Ampelprinzip hinaus)*“ werde gebraucht. Hierfür seien „*Marktanzreize und regionale Marktplätze notwendig*“. Wichtig sei die Herstellung von Marktliquidität trotz der begrenzten Teilnehmerzahl sowie ein örtlicher Zusammenhang von Bedarf und Angebot.

Die Digitalisierung der Stromnetze schaffe Rahmenbedingungen, um regionale Märkte nutzen und entwickeln zu können. Klare Marktregeln und kleine Schritte seien wichtig. Marktzugang sei über Aggregatoren (virtuelle Kraftwerke, Pools) einfacher herzustellen. Es sei erforderlich, eine Vorgehensweise zur Identifizie-

zung von Kläranlagenaggregate zur Bereitstellung von Flexibilität ohne Beeinträchtigung der Entsorgungsaufgabe zu entwickeln. Außerdem seien in diesem Kontext:

- Piloten für P-t-X an zielführenden Standorten und Techniken systematisch zu fördern.
- ein volatiler Strommarkt „nur noch“ mit Anschlusspreisen, dynamischen Arbeitspreisen und dynamischen Netzentgelte einzuführen; dann werde Flexibilität belohnt.
- Eine Austauschplattform für innovative Ansätze/Praxisbeispiele solle einzurichten (z. B. über DWA).

Planungssicherheit für zusätzliche Aggregate, die flexibel auf Kläranlage betrieben werden (Elektrolyse, Speicherung O<sub>2</sub>, Ozonherstellung), zu garantieren.

#### **B.6.3.3.3 „Anreize“: Kosten, Tarife, Immaterielle**

Nach Expertenmeinung sollten Kläranlagenbetreiber beachten:

- „Haftungsfragen sind abzuklären; Auswirkungen auf das Asset Management, den Asset Service sind zu klären. Mitarbeiter sind mitzunehmen; Auswirkung auf sonstige Energie-strategische Ziele sind zu berücksichtigen (atypische Netznutzung).“
- „Die angebotene Flexibilität auch von Kläranlagenbetreibern wird nur selten abgerufen. Die negative Seite: Einnahmen über Arbeitspreis gering; die positive Seite: Betriebsabläufe werden selten „gestört“ und es werden über die Leistungspreise dennoch Einnahmen erzielt.“
- „Es existieren virtuelle Kraftwerke, denen sich Kläranlagenbetreiber heute einfach und ohne hohe eigene Investitionen anschließen können. Kläranlagenbetreiber sind dabei interessanter als Wasserversorger, da sie relativ mehr Flexibilitäten aufweisen.“
- „Die energieautarke Kläranlage (NICHT bilanzielle Autarkie!) ist ein wichtiger Beitrag zur Energiewende. Würde die Kläranlage nun noch extern erzeugte Kosten Dritter durch ihr Angebot von Regelenergie abmildern, ließe sich dieser Beitrag zu Recht der Öffentlichkeit gut verkaufen.“
- „Bei Kenntnis der energiemarktlchen Zusammenhänge sollte die Teilnahme an Regelenergiemärkten die Reputation kommunaler Entsorger stärker erhöhen als lediglich eine (bilanzielle) Autarkie.“

Stabile Rahmenbedingungen im Markt seien das oberste Ziel. Dezentrale Märkte sollten gestärkt werden (durch die Fortentwicklung der Netzentgelte). Marktmechanismen seien als Anreiz geeigneter „als Gegen-den-Markt-Fördern“. Anreize für Flexibilität könnten/sollten durch Zulassen extremer Preisschwankungen herbeigeführt werden. Fossile Kraftwerke müssten stillgelegt und dürften nicht mehr als Reserve vorgehalten werden. Bezüglich der Power-to-Gas-Technologien müssten rechtliche Restriktionen gelöst werden. Die Lernkurve für Kläranlagenbetreiber beim Üben erster Energiemarktintegrationsschritte sei heute perspektivisch wichtiger als das aktuelle Ertragspotenzial („Signale aus dem Markt aufnehmen“ usw.). Positive Praxisbeispiele sollten über Aufklärungskampagnen bekannt gemacht werden. Zu unterscheiden ist die Zielstellung Flexibilität und Energieeffizienzoptimierung.

#### **B.6.3.3.4 Kommunalpolitik sowie Organisationsform:**

Als Ziel wurde formuliert, dass Kommunen den politischen Willen bzw. Mehrheiten haben, CO<sub>2</sub>-neutrale Kommunen zu werden. Dann könnten Chancen der Energiewende genutzt werden, die über betriebswirtschaftliche Ziele hinausgehen. Zur Überwindung innerstädtischer Interessenkonflikte ist gemeinsame Zieldefinition aller kommunalwirtschaftlichen Akteure zentrales Erfolgskriterium. Die Kommune könne so „Dreh- und Angelpunkt“ klimapolitischer Pioniertätigkeiten sein.

#### **B.6.3.3.5 Sektorkopplung**

Es wurde die Einschätzung vertreten, bereits die abwasserpolitische Diskussion über die Einführung der sogenannten 4. Reinigungsstufe habe das Potenzial, Denkprozesse über intersektorales Handeln der Abwas-

serwirtschaft anzustoßen. Hierbei sollte die Abwasserwirtschaft reflektieren: Inwieweit legitimiert ein höherer Reinigungsstandard einen höheren Energiebedarf? Und führt dies zu höheren Flexibilitätspotenzialen?

Entscheidungen von Kläranlagenbetreibern sollten generell zukunftsorientiert und perspektivisch, nicht nur situationsabhängig (bzw. rein vergütungsbezogen) erfolgen. Dies impliziert eine Perspektive, die die Belange anderer Sektoren berücksichtigt.

Nachstehende Varianten der Sektorkopplung sowie diesbezügliche Maßnahmen wurden weitergehend diskutiert:

- Kopplung Abwasser mit Bio-Abfall: Ziel wäre Gleichstellung mit Biogas, einheitliche Standards für die Annahme von Co-Substraten auf Kläranlage schaffen; um in freien Faulturmkapazitäten Bioabfälle mitzubehandeln, anstatt diese in die Landwirtschaft auszubringen;
- Kopplung Abwasser mit Energie (Strom): Flexibilitätserstellung von KWK-Anlagen fördern; Wirtschaftlichkeit der Einspeisung erhöhen.
- Kopplung Abwasser mit Mobilität: Bereitstellung von speicherbaren Energieträgern Erdgas, Wasserstoff (PtG), Strom (KWK) für die Mobilität. Fossile Energieträger CO<sub>2</sub>-konform besteuern (Klimasteuer). Verbot des Einsatzes fossiler E-Träger für Mobilität. Überschussstrom für Power-to-Gas kostenfrei beziehen.
- Kopplung Abwasser mit Wärmenetz: Lokalpolitische Konzepte erstellen, hierin Nutzung der Überschusswärme der Kläranlage bzw. von Faulgas für angrenzende Wohnbebauung/ Gewerbe integrieren.
- Mehr Forschung zu intersektoralen Handeln (Reallabore, Demo-Anlagen).

### Fazit B.6.3

Das Kapitel fokussiert auf die Darstellung möglicher und wünschenswerter Zukunftsentwicklungen der politischen Rahmenbedingungen. Die vier Szenarien zum Jahr 2027 zeigen auf, wie energie-, kommunal- und wasserpolitische Entscheidungen ausfallen müssten, die den arrivee-Konzepten zu Gute kommen. Wichtige Schlagworte sind hierbei Dezentralisierung, Dynamisierung, Dekarbonisierung und Sektorenkopplung. In Bezug auf die betrachteten Schlüsselfaktoren ergeben sich aus arrivee-Sicht die folgenden Ziele und diesbezügliche Maßnahmen:

**Stromverteilnetze:** Die politischen Rahmenbedingungen sollten Verteilnetzbetreibern materielle und regulatorische Anreize bieten, regionale Flexibilitäten zu nutzen. Hierzu müsste auf regionaler Ebene für Stromnetzbetreiber Flexibilitäts-Nachfrage geschaffen werden, insb. durch die Einführung der sogenannten Netzampel, durch finanzielle Anreize für Netzbetreiber (u.a. über §14a EnWG), durch die Dynamisierung der Netzentgeltssystematik und/oder der EEG-Umlage sowie durch die Digitalisierung der Stromnetze.

**Strommarkt:** Etablierung stabiler politischer Rahmenbedingungen für Flexibilitäts-Anbieter, um Geschäftsmodelle erfolgreich entwickeln und praktizieren zu können. Hierfür müssten jedoch Flexibilitäts-Anbieter in volatilen Strommarktsegmenten belohnt werden. Hierfür käme als große Treiber extrem dynamische Arbeitspreise, die Bildung von regionalen, digitalisierten Marktdesigns sowie die Besteuerung fossiler Energieerzeugung mit CO<sub>2</sub>-Emissionen in Betracht.

**Kalkulation/Anreize:** Das energiewirtschaftliche Handeln der Kläranlage ist rechtlich unproblematisch und in der Abwasserwirtschaft anerkannt. Die politischen Rahmenbedingungen behalten den hoheitlichen Charakter und die kostendeckende Tarifikalkulation der Abwasserwirtschaft bei, das Kommunalabgabengesetz schafft Klarheit zu gewerblichem Handeln und Informationsplattformen der kommunalwirtschaftlichen Interessenverbände schaffen zu innovativen Ansätzen und positiven Praktiken Akzeptanz als immateriellen Anreiz.

**Kommunalpolitik/Organisationsform:** Die explizite und aktive kommunalpolitische Einbindung der Kläranlage in Klimaschutz- und Energiestrategien wird zur Regel. Die Europa-, die Bundes- und die Landespolitik müssten hierzu rechtliche und finanzielle Rahmenbedingungen schaffen, in denen Kommunen politisch und organisatorisch aktiver Treiber von Klimaschutz und Energiewende sein können. Partizipative Prozesse sind hierbei geboten, um zu gemeinsamen Zielen wie CO<sub>2</sub>-Neutralität oder zu einem inner-kommunalen Interessenausgleich zu gelangen. Hierbei ist die politische Rolle und die Marktrolle der Kommunalwirtschaft genau definieren. Stadtwerke sind für Pionierhandeln in der inter-sektoralen, regional verankerten Energiewende prädestiniert.

**Sektorenkopplung:** Abwasserpolitische Zielvorgaben und abwasserrechtliche Regelungen fordern das inter-sektorale Handeln der Kläranlagen ausdrücklich. Die politischen Rahmenbedingungen wären auf allen Ebenen (z. B. EU- und Bundeskreislaufwirtschaftsgesetz) so zu setzen, dass die Abwasserwirtschaft integriert ist. Die Markteinführung von P-t-x-Technologien müsste gefördert werden. Überzeugungsarbeit in Fachverbänden (DWA, BDEW, VKU usw.) ist für dieses neue Rollenverständnis der Abwasserwirtschaft notwendig. Die Höhe > der Abwasserabgabe könnte an die Bereitschaft zu intersektorialem Handeln gebunden werden.

**Reinigungsstandards:** Die politischen Rahmenbedingungen priorisieren die Ziele des Gewässerschutzes, dabei bleibt aber energiewirtschaftliche Kläranlagen-Flexibilität erhalten. Hierzu bedarf es unter anderem die Überzeugung genehmigungsbehördlicher Akteure durch erfolgreiche Pionierprojekte. Einheitliche Standards für Co-Substrate sowie strenge, aber zeitlich flexiblere Überwachungswerte könnten hilfreiche Rahmenbedingungen hierbei sein.

## B.7 Handlungsempfehlungen und Forderungen an Gesetzgeber und Politik

Aus den im Forschungsvorhaben *arrivee* gewonnenen Erkenntnissen wurden nachstehende Handlungsempfehlungen an die Akteure der Abwasserpraxis und Forderungen an Entscheidungsträger in Politik und Verwaltung entwickelt.

Die Bereitstellung von energiewirtschaftlicher Flexibilität durch Stromverbraucher, -erzeuger und -speicher ist ein notwendiger und damit sehr wesentlicher Erfolgsfaktor für die Transformation des Energiesystems.

Auch Anlagen in kleinen und mittleren Leistungsklassen, wie Kläranlagen, verfügen über relevante Flexibilitätspotenziale insbesondere für Verteilnetze. Flexibilität kann für mehrere energiewirtschaftliche Zwecke genutzt werden, wie gezeigt markt-, system- und netzdienlich. Letzteres kann im Idealfall auch Netzausbau im Verteilnetz verzögern oder vermeiden.

Um einerseits die Flexibilitätspotenziale von Kläranlagen für marktorientierte Anwendungen zu heben und andererseits einen system- und netzdienlichen Einsatz zu ermöglichen, müssen sowohl technische als auch politisch-rechtliche Anpassungen vorgenommen werden.

Die vorangegangenen Ausführungen haben gezeigt, dass Kläranlagen Flexibilität im Rahmen unterschiedlicher Konzepte bereitstellen können. In diesem Rahmen sind sie auch in der Lage für die Verteilnetze eine zunehmend bedeutende Rolle zu spielen.

Es konnte gezeigt werden, dass Kläranlagen...

- ... ein relevantes Flexibilitätspotenzial aufweisen, dieses ohne großen technischen Aufwand aktivieren können und dass dieses ausbaufähig ist.
- ... aus Ressourcen- und Effizienz-sicht sinnvolle Standorte für Power-to-Gas-Anlagen sind.
- ... an **neuen Geschäftsmodellen und Produkten der Energieversorgung** mit ihren **vorhandenen Flexibilitäten** partizipieren und davon profitieren können.
- ... in spezifischen Anschlusssituationen **im Verteilnetz** dazu beitragen können, dass **konventioneller Netzausbau entfallen oder verzögert** werden kann.
- ... einen **Beitrag zur bedarfsgerechten Entlastung und Stabilisierung von Stromnetzen** leisten können. Sie verfügen dazu über ein **signifikantes Potenzial**.
- ... mit Schlammfäulung **geeignete Standorte zur Umsetzung von Power-to-Gas-(to-Power-)Anlagen** sind. Dies ist jedoch abhängig von der örtlichen Situation der vorgelagerten Strom- und Gasnetze.
- ... die **Kopplung von Sektoren der Ver- und Entsorgung** (Wasser/Abwasser – Energie/Strom/Gas) ermöglichen.
- ... technisch in der Lage sind ihre **Betriebsweise temporär** aufgrund externer (Strommärkte, Verteilnetze) sowie interner (Lastmanagement) Anforderungen **anzupassen, ohne den Klärprozess negativ zu beeinflussen**.

Hieraus leiten sich die folgenden technischen Handlungsempfehlungen ab.

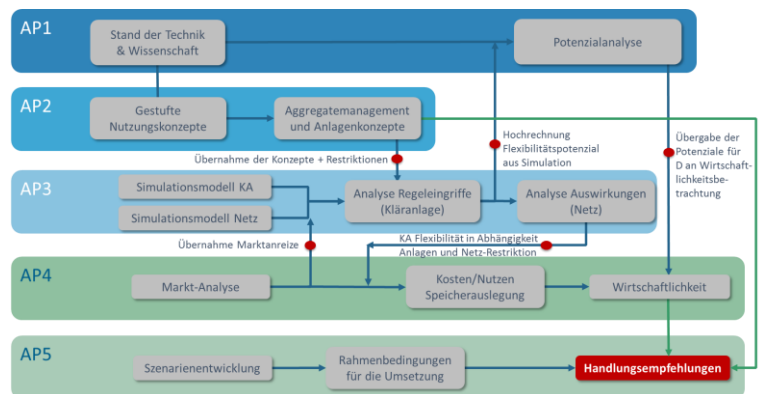


Bild B.7.1: Projektstruktur und Verknüpfung der AP in arrivee



## **B.7.1 Technische Handlungsempfehlungen**

### **B.7.1.1 Handlungsempfehlungen für Kläranlagenbetreiber**

#### **B.7.1.1.1 Status Quo bietet relevantes Flexibilitätspotenzial**

Die schon heute vorhandene technische Ausstattung auf Kläranlagen bietet mit den Aggregaten BHKW, Gebläsen, Rücklaufschlammumpfen, Rezirkulationspumpen, Rührwerken etc. ein relevantes Flexibilitätspotenzial, welches über ein intelligentes Aggregatemanagement mit geringen Investitionen erschlossen werden kann. Praxiserfahrungen können und sollten die Kläranlagenbetreiber z. B. in einem ersten Schritt über die Einbindung der KWK-Anlagen in den Regelenergiemarkt (mit Hilfe eines Virtuellen Kraftwerks) sammeln und in einem zweiten Schritt über die Integration weiterer nutzbarer Aggregate ausbauen. Es wird empfohlen, eine entsprechende Machbarkeitsstudie durchzuführen. Erfahrungsgemäß führt dies als Nebenergebnis zum Erschließen von Ansatzpunkten für eine Verbesserung der Energieeffizienz im Reinigungsbetrieb.

#### **B.7.1.1.2 Frühzeitig von absehbaren Entwicklung profitieren**

Die ermittelten Flexibilitätspotenziale auf Kläranlagen sollten genutzt werden. Neben den externen Vermarktungsoptionen sprechen Energieeffizienzgründe sowie die Möglichkeit eines verbesserten internen Spitzenlastmanagement für ein solches Vorgehen. Das Heben der Potenziale bereitet auf eine absehbare Entwicklung, wie z. B. die Einführung von dynamischen Stromtarifen für industrielle und gewerbliche Verbraucher, sowie den steigenden Flexibilitätsbedarf im Energieversorgungssystem vor. Die daraus resultierenden Vorteile könnten dann frühzeitig genutzt werden.

#### **B.7.1.1.3 Flexible Einsatzmöglichkeiten bei Reinvestitionen beachten**

Bei anstehenden Reinvestitionen oder einer Neuplanung von BHKW und Gasspeichern auf Kläranlagen sowie anderweitig für Flexibilitätsoptionen relevante Komponenten sollten flexibilisierte Einsatzmöglichkeiten berücksichtigt werden. Daraus können sowohl größere Gasspeicher als auch leistungsstärkere BHKW für einen ergänzenden Einsatzbereich als sinnvolle Maßnahmen resultieren, wenn die Abwägung zwischen möglichen Erlösen und Mehrkosten dies rechtfertigt.

#### **B.7.1.1.4 Adäquate Messinfrastruktur für Strom und Gas berücksichtigen**

Bei Sanierungs- oder Umbauprojekten der Kläranlagen sollte stets eine geeignete Messinfrastruktur (in Anlehnung an DWA A 216) aufgebaut werden. Dadurch kann ein genaues Lastgangprofil für jeden Verbraucher erstellt und so ein mögliches Flexibilitätspotenzial aufgedeckt werden. Diese Messtechnik erleichtert ebenfalls die Steuerung der Aggregate durch das Virtuelle Kraftwerk, wenn sie für die Flexibilitätsdienstleistung angeboten werden. Sie kann zudem für eine Erhöhung der Energieeffizienz im Reinigungsbetrieb genutzt werden.

Die Onlinemesstechnik ist regelmäßig zu prüfen, da sie eine unmittelbare Auswirkung auf die Flexibilitätsbereitstellung (z. B. Gasanfallmessung für Ermittlung Flexibilitätsbereitstellung BHKW) und die Einhaltung der Überwachungswerte (z. B.  $\text{NH}_4\text{-N}$ -Ablaufkonzentration zur Ermittlung der Restriktion der Belüftung) hat.

#### **B.7.1.1.5 Einsatz innovativer Anlagenkonzepte mit Elektrolyse**

Mit der Nutzung der Power-to-Gas-Technologie (PtG) kann auf Kläranlagen Strom aus Erneuerbaren Energien (EE) in speicherbare, regenerative Energieträger umgewandelt (Wasserstoff/Methan) werden. Mit dieser Verfahrenstechnik ausgestattete Kläranlagen können sowohl als Kurzzeit- als auch als Langzeitspeicher für EE-Strom agieren. Die Umsetzung der untersuchten Konzepte ist technisch möglich, aber wie dargestellt zurzeit nicht wirtschaftlich. Zum einen müssen sich die Investitionskosten der PtG-Technologien zukünftig stärker verringern; beispielsweise durch diesbezügliche bundespolitische Markteinführungsprogramme. Zum anderen könnte - wie beschrieben - durch den Erlass bestimmter Strompreisbestandteile

(z. B. dynamische Netznutzungsentgelte, EEG-Umlage oder Stromsteuer) bei Aufnahme von Überschussstrom Wirtschaftlichkeit in Zukunft hergestellt werden.

## **B.7.1.2 Handlungsempfehlungen für Verteilnetzbetreiber**

### **B.7.1.2.1 Netzzustandsüberwachung etablieren**

Als generelle Empfehlung wird ausgesprochen, die Netzzustandsüberwachung in kritischen Verteilnetzbereichen zu etablieren. Sie ist bereits ein Mehrwert an sich. Die Netze können besser ausgelastet und ein Ausbau vermieden werden. Das Risiko von Fehlinvestitionen auf Grund von schwer prognostizierbaren Entwicklungen kann durch die bessere Ausnutzung bestehender Infrastruktur reduziert werden.

### **B.7.1.2.2 Innovative Handlungsoptionen bei der Netzplanung berücksichtigen**

Es empfiehlt sich, innovative Betriebskonzepte (z. B. netzdienlicher Flexibilitätseinsatz, dynamisches Einspeisemanagement, dynamische Sollwertregelung im Umspannwerk etc.) sowie den Einsatz neuartiger Betriebsmittel (Einzelstrangregler, regelbare Ortsnetztransformatoren etc.) bei allen Netzplanungen zu berücksichtigen. Daraus ergeben sich oftmals kostengünstigere Alternativen zum konventionellen Netzausbau. Sie sollten bei jeder Planung in Betracht gezogen und auf Anwendbarkeit geprüft werden.

### **B.7.1.2.3 Umgang mit netzdienlicher Flexibilität üben**

Während sich das Einspeisemanagement von Erneuerbaren Energien langsam etabliert, ist die Ansteuerungen von alternativen Flexibilitätsoptionen für netzdienliche Zwecke noch keine gängige Praxis. Netzbetreiber sollten Forschungsprojekte vorantreiben und den Einsatz in Reallaboren „üben“. Dadurch lassen sich sowohl technische Erkenntnisse als auch organisatorische Aspekte (Transaktionsaufwand etc.) tiefergehend und unter realen Bedingungen analysieren.

## **B.7.1.3 Handlungsempfehlungen für Fachverbände der Ver- und Entsorgungswirtschaft**

### **B.7.1.3.1 Fachaustausch und Ausbildung zum Thema „Flexibilität“**

Das Thema Flexibilität auf Kläranlagen sollte durch die Fachverbände sowohl im Bereich der Abwasserwirtschaft (i. B. DWA) als auch seitens der Energie- und Wasserfachverbände (z. B. BDEW) verstärkt öffentlichkeitswirksam, z. B. auf Fachtagungen thematisiert werden. Ein Beitrag dazu kann auch die Gründungen von entsprechenden Facharbeitsgruppen sein. Darüber hinaus können Seminare zur Flexibilitätsbereitstellung sowie Vorträge auf Kläranlagennachbarschaften organisiert werden.

### **B.7.1.3.2 Flexibilität zum Gegenstand der Regelwerke machen (DWA)**

Die innovativen Ansätze zur Erschließung von Flexibilitäten auf Kläranlagen könnten zeitnah auch Gegenstand von Energieanalysen nach DWA- M 216 auf Kläranlagen werden und im entsprechenden Merkblatt Eingang finden. Das wäre ein wesentlicher Beitrag zur Hebung dieser Potenziale und würde auch dazu beitragen, den flexiblen Betrieb einer Kläranlage verstärkt in die Fachwelt zu tragen, Hemmschwellen abzubauen und mittelfristig als Stand der Technik zu implementieren.

## **B.7.2 Energierechtliche Hinweise für Betreiber**

Für den dezentral im **BHKW** erzeugten Strom lassen sich vielfältige Privilegien in Anspruch nehmen. Vor allem fallen weder Netzentgelte noch die hieran anknüpfenden Umlagen an, wenn der Strom in der „Kundenanlage Kläranlage“ ohne Durchleitung durch ein Elektrizitätsversorgungsnetz verbraucht wird. Betreibt der Verbraucher des Stroms die Stromerzeugungsanlage als Eigenerzeuger selbst, kann er vom **Eigenschaftsprivileg** des EEG profitieren. Für Bestandsanlagen, die bereits vor dem 01.08.2017 zur Eigenerzeugung genutzt wurden, bedeutet dies das vollständige Entfallen der EEG-Umlage. Für alle anderen Anlagen im Sinne von § 61b EEG 2017 (einschließlich hocheffizienter KWK-Anlagen) reduziert sich die EEG-Umlage auf 40 %. Die Inanspruchnahme des Eigenstromprivilegs ist unter den aktuellen Randbedingungen – trotz ver-

schiedener Versuche des Gesetzgebers, gegenzusteuern – oftmals wirtschaftlicher, als den auf der Kläranlage erzeugten Strom zu vermarkten. Schließlich können Betreiber von KWK-Anlagen, insbesondere kleineren Blockheizkraftwerken, bei Beachtung der gesetzlichen Vorgaben von der Förderung nach dem KWKG sowie von der Stromsteuerbefreiung des § 9 Abs. 1 Nr. 3 StromStG profitieren.

Praktisch wichtig ist, die **energierechtlichen Voraussetzungen zu beachten**, etwa im Hinblick auf erforderliche Anträge oder Meldungen gegenüber den übrigen Marktteilnehmern. Ebenfalls aufmerksam zu beachten ist, wie sich der Rechtsrahmen für die dezentrale Energieversorgung zukünftig entwickelt. Die diesbezüglichen Signale aus der Politik sind bislang nicht eindeutig, lassen aber eine gewisse Tendenz dahin erkennen, dass die bisherige Privilegierung der dezentralen Energieversorgung eingeschränkt werden soll.

Für den Betrieb einer **Elektrolyseanlage** existiert bislang kein einheitlicher (eigener) energierechtlicher Rahmen. Die Netzdienlichkeit von **Power-to-Gas**-Anlagen ist zwar im Grunde anerkannt, so dass auch einige gesetzliche Privilegien geschaffen wurden, die die Wirtschaftlichkeit des Betriebs einer Power-to-Gas-Anlage verbessern sollen. Allerdings besteht nach wie vor eine Reihe rechtlicher wie praktischer Hindernisse. Dies gilt etwa im Hinblick auf die erforderliche Nachweisführung des Einsatzes grünen Stroms zur Wasserstoffherzeugung. Daneben unterscheiden sich die rechtlichen Vorgaben auch im Hinblick darauf, ob der Wasserstoff verstromt oder in anderen Bereichen, etwa im Verkehr oder in der Industrie („Sektorkopplung“) eingesetzt wird. Diese Vermarktungshemmnisse gilt es zu überwinden.

Abwasserentsorger, die eine **energetische Flexibilisierung** planen, sollten neben den energierechtlichen Bestimmungen auch die sonstigen rechtlichen Rahmenbedingungen im Blick behalten. Zwar erlauben diese in der Regel die Umsetzung der im Projekt untersuchten Maßnahmen. Im Einzelfall können sich aus dem geltenden Rechtsrahmen aber durchaus Grenzen für die Zulässigkeit oder die Wirtschaftlichkeit bestimmter energiewirtschaftlicher Maßnahmen ergeben. Wichtige Fragestellungen sind insoweit die Zulässigkeit der energiewirtschaftlichen Betätigung durch einen Abwasserentsorger (siehe dazu Kapitel B.6.2.1), die Ansatzfähigkeit der Kosten und die Berücksichtigung der Erlöse energiewirtschaftlicher Betätigung im Rahmen der Abwasserentgelte (siehe dazu Kapitel B.6.2.2), die umsatzsteuerliche Behandlung der energiewirtschaftlichen Betätigung von Abwasserentsorgern (siehe dazu Kapitel B.6.2.3) sowie die sich aus den (ab-)wasserrechtlichen Anforderungen an die Abwassereinleitung und an Abwasserbehandlungsanlagen ergebenden Grenzen für energiewirtschaftliches Handeln (siehe dazu Kapitel B.6.2.4).

### B.7.3 Politische Forderungen an den Gesetzgeber

Die in arrivee verfolgten technischen Konzepte sind nicht nur innovativ, sondern im Sinne des Umwelt- und Klimaschutzes auch gesamtgesellschaftlich relevant, weil:

- vorhandene **Ressourcen energetisch effizient genutzt** werden,
- **Verfahren für dezentrale Energiemärkte der Zukunft** der Weg bereitet wird und
- die **gemeinwohlorientierte Kommunalwirtschaft** aktiv in die **Stabilisierung der Energiewende einbezogen** wird.

Daraus leiten sich die folgenden Forderungen an den Gesetzgeber ab und es werden Handlungsoptionen im Sinne von dezentralen, flexiblen, regenerativen und gemeinwohlorientierten Akteuren (wie Kläranlagen) in der Energiewende aufgezeigt.

#### B.7.3.1 Anpassungen bestehender gesetzlicher Vorschriften

##### B.7.3.1.1 Vorteile für Flexibilitätsanbieter bei der Berechnung der Netzentgelte schaffen

Die Bereitstellung negativer Flexibilität mit einer netz- bzw. systemdienlichen Funktion darf nicht zu einer Erhöhung der für die Ermittlung der zu zahlenden Netzentgelte maßgeblichen Leistungsspitze führen. Dazu sollte die aktuelle Rechtslage angepasst werden. Vorbild kann die von der Bundesnetzagentur im Anwendungsbereich des § 19 Abs. 2 Satz 1 StromNEV bereits vertretene Auffassung sein, wonach die Erbringung negativer Regelleistung für die Ermittlung der abrechnungsrelevanten Leistungsspitze nicht berücksichtigt wird.

### B.7.3.1.2 Zugang zu Regelleistungsmärkten für dezentrale Flexibilitätsanbieter verbessern

Die derzeitigen Überlegungen der BNetzA bzgl. der Regelleistungsausschreibung (Verkürzung der als negative Regelleistung anbietbaren Zeitscheiben für die Sekundärregelleistung auf vier Stunden und für die Minutenreserve auf Viertelstunden und Zulassung kleiner Angebotsgrößen ab 1 MW; siehe das am 23.11.2015 eröffnete Festlegungsverfahren der Bundesnetzagentur zur Weiterentwicklung der Ausschreibungsbedingungen und Veröffentlichungspflichten für Sekundärregelung, BK6-15-158, und für Minutenreserve, BK6-15-159; näher dazu oben unter B.6.1.1.3(2)) sollen wie vorgesehen zielgerichtet fortgeführt werden, um auch kleineren Anbietern eine Teilnahme zu ermöglichen und um insbesondere auch die Abgabe flexiblerer Angebote zu erreichen.

### B.7.3.1.3 Rechtsrahmen für Power-to-Gas verbessern

Der Rechtsrahmen für den Betrieb von Power-to-Gas-Anlagen muss verbessert werden, um einen wirtschaftlichen Betrieb zu ermöglichen. Hierzu wird u.a. gefordert:

- Der regulatorische Rahmen sollte vereinfacht werden. Es bedarf zudem einer in sich schlüssigen und gesetzesübergreifenden Strategie zur Förderung der Wirtschaftlichkeit von PtG-Anlagen.
- Die Stromspeicherung mittels Speichergaserzeugung durch Elektrolyse sollte der Speicherung in Batterie- und sonstigen Stromspeichern stromsteuerrechtlich sowie nach den Bestimmungen des EEG ausdrücklich gleichgestellt werden. Eine solche Gleichbehandlung ist jedenfalls geboten, wenn das erzeugte Gas (Wasserstoff/Methan) anschließend verstromt wird.
- Derzeit ist für eine EEG-Umlageprivilegierung des Stromverbrauchs im Elektrolyseur erforderlich, dass „Speichergas“ im Sinne des § 3 Nr. 42 EEG 2017 hergestellt wird (vgl. § 61k Abs. 2 EEG 2017). Hierbei handelt es sich um nachweislich ausschließlich aus erneuerbaren Energien erzeugten („grünen“) Strom. Die Nachweisführung ist in der Praxis schwierig und rechtlich nicht abschließend klar, insbesondere wenn sich die Stromerzeugungsanlage (z. B. die Windkraftanlage) nicht am Standort des Elektrolyseurs befindet. Es sollte gesetzlich klargestellt werden, dass das im EEG vorgesehene Herkunftsnachweissystem insoweit auch für den Nachweis herangezogen werden kann, dass zur Elektrolyse EE-Strom eingesetzt wurde.
- Es sollte gesetzlich klargestellt werden, dass neben den Netzentgelten auch die netzbezogenen Umlagen (KWK-Umlage, § 19 Abs. 2 StromNEV-Umlage, Offshore-Haftungsumlage, Umlage nach AbLaV) entfallen, wenn Strom aus dem Netz der allgemeinen Versorgung zur Wasserelektrolyse entnommen wird (entsprechend der Regelung des § 118 Abs. 6 EnWG).
- Um neben der Rückverstromung weitere Vermarktungsmöglichkeiten für den erzeugten Wasserstoff zu eröffnen, ist der Wasserstoffeinsatz in anderen Sektoren, v.a. Verkehr und Industrie, ebenfalls zu privilegieren. Die in der 37. BImSchV vorgesehene Beschränkung, wonach lediglich Wasserstoff aus Strom, der nicht über ein Netz der allgemeinen Versorgung transportiert wird oder in einem Netzausbaugebiet eingesetzt wird, zur Minderung der Treibhausgasquote anerkannt wird, sollte entfallen.

### B.7.3.2 Fortentwicklung der Energiewendepolitik

Grundsätzlich lässt sich aus den Forschungsergebnissen in arrivee schlussfolgern, dass die Dynamik und Komplexität der Energiewendepolitik in Deutschland auf die kommunalwirtschaftlichen Akteure, z. B. die Kläranlagenbetreiber, eher abschreckend, in jedem Fall als Hemmnis wirken. In der Wahrnehmung der interviewten Akteure haben sich diese Dynamik und Komplexität, die sich unter anderem in einem unübersichtlichen System an Ausnahme- und Detailregelungen ausdrücken, in den Jahren 2014-17 nochmals gesteigert. So ist aus Sicht der Abwasserwirtschaft eine naheliegende, aber wichtige Forderung, möglichst **stabile und klare politische Rahmenbedingungen und damit Planungssicherheit ab 2017**, d. h. ab der 19. Bundestags-Legislaturperiode, für dezentrale, flexible Anlagen der kommunalwirtschaftlichen Akteure zu schaffen.

Grundsätzlich lässt sich jedoch in Bezug auf das Referenzszenario auch festhalten, dass die in 2017 wahrnehmbaren politischen Rahmenbedingungen bezüglich der Energiewende nach Ansicht vieler Experten

nicht ausreichen werden, die bundespolitisch offiziell deklarierten Klimaschutzziele zu erreichen. Die Weiterführung der Politik der „Dauer-Novellierungen“ und der „Detail-Ausnahme-Gewährungen“ könnte letztlich ungewollt zu einem Ausbremsen der Energiewende führen. Deshalb ist über politische Instrumente nachzudenken, die als **zentrale Lenkungsinstrumente einen großen klimaschutzpolitischen Effekt** (wie CO<sub>2</sub>-Bepreisung oder Ausstieg aus Kohlestromerzeugung) haben könnten, und die auch die politischen Rahmenbedingungen im Sinne von arrivee grundlegend ändern würden.

Diese Fortentwicklungen sollten sich, was dann die Details des Stromverteilnetzbetriebes und der Strommärkte angeht, an folgenden fünf Bausteinen orientieren. Diese prioritäre Bedeutung dieser fünf Aspekte haben auch die Experten-Workshops und viele Interviewpartner bestätigt.

#### **B.7.3.2.1 Digitalisierung des Verteilnetzes weiter ausbauen**

Die Überwachung des Netzzustandes im Verteilnetz und auf dieser Basis technische Eingriffsmöglichkeiten für Netzbetreiber sind die Grundvoraussetzungen für den netzdienlichen Einsatz von Flexibilität. Das Gesetz zur Digitalisierung der Energiewende von 2016 schafft hierfür erste, aber noch keine ausreichenden Voraussetzungen. Um über starre Quotenmodelle hinaus Flexibilität zielgerichtet einsetzen zu können, müssen zumindest die potenziell kritischen Netzabschnitte mit Smart Grid Systemen permanent überwacht werden. Um solche Systeme in großem Umfang in den Netzbetrieb zu integrieren, müssen die regulatorischen Rahmenbedingungen derart gestaltet sein, dass weder die Entscheidung zugunsten von Investitionen in Assets noch die Entscheidung zur Nutzung von Flexibilität bevorteilt wird.

Neben den Netzbetreibern können Energiedienstleister von der Digitalisierung der Netze profitieren und mit neuen Daten neue regionale Geschäftsmodelle begründen.

#### **B.7.3.2.2 Gleichbehandlung aller Technologien in der Anreizregulierung**

Die geforderte Gleichbehandlung aller Technologien und Lösungsoptionen muss auch in der regulatorischen Behandlung der entstehenden Kosten berücksichtigt werden. Dies ist in der aktuellen, CAPEX-lastigen Anreizregulierung nicht der Fall. Insbesondere wirkt sich vermiedener (oder zeitlich verzögerter) Netzausbau durch eine ausbleibende Steigerung des Sachanlagevermögens und steigende Betriebskosten (z. B. für ein Smart-Grid System und Entschädigungszahlungen) negativ auf die Erlösobergrenze aus. Netzbetreiber werden daher aktuell dazu animiert, auf konventionellen, statischen Netzausbau zu setzen, um Spannungsbandproblemen oder Überlastungen zu begegnen. Um künftig regional stark unterschiedlichen und zeitlich stark beschleunigten Herausforderungen durch neue Technologien (z. B. Batteriespeicher, Elektromobilität, neue Vertriebsprodukte) zu genügen, muss sich die Wahlfreiheit der einzusetzenden Lösungsvarianten auch in der regulatorischen Auswirkung der Kosten widerspiegeln.

#### **B.7.3.2.3 Der Netzbetreiber muss Anreize für netzdienliches Verhalten schaffen können**

Der Netzbetreiber muss rechtlich in die Lage versetzt werden, Anreize für ein netzdienliches Verhalten an flexible Netznutzer zu geben. Dies kann in Form von Zahlungen an den Netznutzer (Flexibilitätsprämien) oder temporären Vergünstigungen der Netzentgelte (spitzenentnahmeunabhängige Dynamisierung) erfolgen. Eine klare Definition und Differenzierung zwischen flexiblen und unflexiblen Netznutzern im regulatorischen Rahmen, beispielsweise im übergreifenden Energiewirtschaftsgesetz des Bundes (EnWG), wäre hierfür erwägenswert. Durch solche und andere Anreizsysteme, in Pilotvorhaben zu testen, sind regionale Flexibilitätsmärkte zu begründen und auszugestalten. Die Ausgestaltung muss in jedem Fall diskriminierungsfrei, transparent und entflechtungskonform sein und sich durch die Vielzahl dargestellter, relevanter Gesetzes- und Verordnungsvorschriften durchziehen (z. B. EEG, KWKG, Netzentgeltmodernisierungsgesetz).

#### **B.7.3.2.4 Netzbetreiber können aus technischen Handlungsoptionen wählen**

Aus den zur Verfügung stehenden Lösungsvarianten konventioneller Netzausbau, innovativer Netzausbau (z. B. Einzelstrangregler/ rONT) und Nutzung der Flexibilität von Marktteilnehmern sollte jeder Netzbetreiber im Rahmen der regulatorischen Vorgaben frei wählen können. Die gesetzlichen Vorgaben als auch aus regulatorischen Bedingungen, so die für Investitionen in Stromnetze maßgebliche Anreizregulierungsverordnung, sollten keine Anreize für eine spezifische Technologie oder Lösungsvariante - wie Netzausbau -



mehr geben. Auch die einzelnen Technologieoptionen im Bereich der Flexibilitätsnutzung, wie zum Beispiel Einspeisemanagement und Batteriespeicher, sollten in einem offenen Wettbewerb stehen, eine Festlegung oder gezielte Förderung einer Technologie ist hierbei zu vermeiden.

### B.7.3.3 Fortentwicklungen in den Politikfeldern Abwasser und Kommunalwirtschaft

Die Rahmenbedingungen bezüglich der **Abwasserpolitik** schließlich können dabei unterstützen, die Rollendefinition der Abwasserwirtschaft anzupassen („Kläranlage als Kraftwerk“ oder „Bio-Energiezentrale“). Abwasserpolitisch sollte intersektorales Handeln zu bestimmten Zwecken wie der Energiewende explizit gefordert oder erlaubt werden. Hierzu wird Überzeugungsarbeit in den Gremien der Fachverbände notwendig sein, für die die arrivee-Ergebnisse als Argumentationshilfe herangezogen werden können. Die Förderung innovativer Technologien wie der Flexibilitätsbereitstellung oder der Elektrolyse auf Kläranlagen ist ohne jedwede Einschränkung der Reinigungsstandards erforderlich und könnte mit dem unter den Expertenhinweisen dargestellten Abbau einiger rechtlich-bürokratischer Hürden unterstützt werden.

Die politischen Rahmenbedingungen bzgl. der Abwasserwirtschaft als Teil der **Kommunalwirtschaft** und der kommunalen Daseinsvorsorge, wie der Status der Abwasserreinigung als hoheitliche Aufgabe oder das bewährte System der kostendeckenden Tarifikalkulation in der Abwasserwirtschaft, sollten beibehalten und durch energiewirtschaftliches Handeln, als Handeln jenseits der Kernaufgaben, so wenig wie möglich tangiert werden. Damit Kläranlagenbetreiber dennoch möglichst zahlreich an Energiemärkten partizipieren können, ohne hierfür eigene juristische Expertise aufbauen zu müssen, sind rechtliche und politische Klarstellungen (z. B. im Kommunalabgabengesetz) als „Ermutigung zum diesbezüglichen Handeln“ wünschenswert – auch wenn die bestehenden Rahmenbedingungen keine faktischen Hürden enthalten.

Grundsätzlich sollten Europa-, Bundes- und Landespolitik verbesserte rechtliche und politische Rahmenbedingungen schaffen, damit die Kommunen als wichtige Treiber von Klimaschutz und Energiewende hierfür „ihre“ kommunalwirtschaftlichen Unternehmen verpflichten. Beispielhaft kann 2017 auf die Stadt Berlin verwiesen werden, wo die Kommunalwirtschaft aktiv und gezielt in die Umsetzung des Klimaschutzplanes einbindet. Hierfür gibt es eine Vielzahl von Stellschrauben in Förderungsprogrammen, übergeordneten politischen Zielstellungen, in der Genehmigungspraxis, u.v.m. Partizipative Prozesse sind essentiell, um auf dem Weg zu kommunalpolitischen Zielen wie CO<sub>2</sub>-Neutralität Interessen, auch innerhalb der Kommunalwirtschaft, auszugleichen. Kommunalwirtschaftliche Unternehmen sollten nicht primär kommerziell ausgerichtet sein, um Klimaschutzpolitisch effektiv handeln zu können.

Das Organisationsmodell des integrierten Stadtwerkes bietet sich nach wie vor an, um institutionell die Synergien intersektoralen Handelns optimal zu nutzen. Die Notwendigkeit der Sektorenkopplung zwischen verschiedenen Energieträgern und -nutzern für den Erfolg der Energiewende ist evident und zu auf allen politischen Ebenen zu fördern (z. B. über EU-RL zur Kreislaufwirtschaft, oder bundesgesetzlich ggf. über die Abwasserabgabe). Informationsplattformen der Verbände zu innovativen Ansätzen und positiven Praktiken schaffen hier Akzeptanz als immateriellen Anreiz für die kommunalwirtschaftlichen Akteure, die vorangehen wollen.





## C - LITERATURVERZEICHNIS

- 50Hertz Transmission GmbH; Amprion GmbH; TenneT TSO GmbH; TransnetBW GmbH: Netzentwicklungsplan Strom 2014. Hg. v. Übertragungsnetzbetreiber Deutschland.
- Ackermann, T.; Untsch, S.; Koch, M.; Rothfuchs, H. (2014): Verteilnetzstudie Rheinland-Pfalz 2030. Hg. v. Energynautics GmbH Darmstadt, Öko-Institut e.V. Freiburg und Bird & Bird LLP München.
- Aghajanzadeh, Arian; Wray, Craig; McKane, Aimee (2015): Opportunities for Automated Demand Response in California Wastewater Treatment Facilities. DOI: 10.2172/1233609.
- Agora (2015): Agorameter. German Net Power Generation, Consumption and Commercial Exports 2012 - 2014. Version 5.2, Mai 2015. Online verfügbar unter [http://www.agora-energiewende.de/service/aktuelle-stromdaten/strom-importexport/?tx\\_agoragraphs\\_agoragraphs\[controller\]=Graph](http://www.agora-energiewende.de/service/aktuelle-stromdaten/strom-importexport/?tx_agoragraphs_agoragraphs[controller]=Graph), zuletzt geprüft am 07.02.2015.
- Agora Energiewende; I<sup>o</sup>Energy; Regulatory Assistance Project (RAP) (2017): Energiewende und Dezentralität.
- AIT (2014): eBADGE, Integration des Regelenergiemarktes am Beispiel von AT, IT und SI. [www.portal.tugraz.at](http://www.portal.tugraz.at), zuletzt aktualisiert am 01.01.2014, zuletzt geprüft am 28.03.2014.
- Albrecht, Uwe; Altmann, Matthias; Michalski, Jan; Raksha, Tetyana; Weindorf, Werner (2013): Analyse der Kosten erneuerbarer Gase. Eine Expertise für den Bundesverband Erneuerbare Energie, den Bundesverband Windenergie und den Fachverband Biogas. Hg. v. Bundesverband Erneuerbare Energie e.V. Online verfügbar unter [http://www.lbst.de/download/2014/20131217\\_BEE-PST\\_LBST\\_Studie\\_EEGase.pdf](http://www.lbst.de/download/2014/20131217_BEE-PST_LBST_Studie_EEGase.pdf), zuletzt geprüft am 24.01.2017.
- Amprion (Hg.) (2015): Bilanzkreise. Amprion. Online verfügbar unter <http://www.amprion.net/bilanzkreis>, zuletzt aktualisiert am 2017, zuletzt geprüft am 12.07.2017.
- Anonymus (2016): Modul B - Zukunft Energiemarkt: Communities, Sektorkopplung und Netzflexibilität. dena kongresses 2016 „Zukunft der deutschen Energiewende“. Deutsche Energieagentur. Berlin, 22.11.2016. Online verfügbar unter <http://www.dena-kongress.de/medien/vortraege-und-videomitschnitte/>, zuletzt geprüft am 21.06.2017.
- Ansmann, Till; Dierich, Axel; Geyler, Stefan; Huesker, Frank (2017): Beiträge der Sozialwissenschaft zur energiewirtschaftlich optimierten Entwicklung der Abwasserbewirtschaftung. Zusammenschau aus drei ERWAS-Vorhaben. Poster. ERWAS-Abschlusskonferenz. inter 3 GmbH. BMBF. Berlin, 15.05.2017.
- Areva (2014): Energiespeicher für bedarfsgerechten Strom. Online verfügbar unter [http://de.areva.com/mini-home/liblocal/docs/Erneuerbare%20Energien/264-V2-LOHC\\_de-Web.pdf](http://de.areva.com/mini-home/liblocal/docs/Erneuerbare%20Energien/264-V2-LOHC_de-Web.pdf).
- Aschmann, Volker; Ebertsch, Gerald (2011): Voraussetzungen für einen emissionsarmen Betrieb biogasbetriebener BHKW. Hg. v. Arbeitsgemeinschaft Landtechnik und landwirtschaftliches Bauwesen in Bayern e.V.
- ASUE (2014): BHKW Kennzahlen 2014/2015. Module, Anbieter, Kosten. Hg. v. Arbeitsgemeinschaft für sparsamen und umweltfreundlichen Energieverbrauch e.V. (ASUE). Berlin.
- ATV-DVWK (Hg.) (2000): Bemessung von einstufigen Belebungsanlagen. ATV-DVWK, Deutsche Vereinigung für Wasserwirtschaft, Abwasser und Abfall; Abwassertechnische Vereinigung. Stand: Mai 2000. Hennef: GFA-Gesellschaft zur Förderung der Abwassertechnik e. V (ATV-DVWK-Regelwerk, A 131).
- ATV-DVWK, Deutsche Vereinigung für Wasserwirtschaft, Abwasser und Abfall (2003): Vereinheitlichung und Herleitung von Bemessungswerten für Abwasseranlagen. Unter Mitarbeit von ATV-DVWK. April 2003. Hennef: ATV-DVWK Deutsche Vereinigung für Wasserwirtschaft Abwasser und Abfall e.V (ATV-DVWK-Regelwerk Arbeitsblatt, A 198).

- Baake, Rainer (2017): Stromnetze für die Energiewende. Otti - 4.Konferenz Zukünftige Stromnetze für Erneuerbare Energien. Berlin, 31.01.2017.
- Bailer, Edwin (2014): Anaerobe Schlammstabilisierung – wirtschaftliche Lösungen auch für kleine Anlagen. Klärschlammseminar. ÖWAV. Wels, 20.11.2014.
- Bajohr, Siegfried; Götz, Manuel; Graf, Frank; Ortloff, Felix (2011): Speicherung von regenerativ erzeugter elektrischer Energie in der Erdgasinfrastruktur. Rohrnetz, Speicherung, ISNG, chemische Energieträger, Erdgasinfrastruktur. In: *gwf-Gas/Erdgas* (4).
- BDBe (Hg.) (2017): Umrechnungsformeln für Biokraftstoffe. Bundesverband der deutschen Bioethanolwirtschaft e.V. Online verfügbar unter <https://www.bdbe.de/daten/umrechnung-und-formeln>, zuletzt geprüft am 14.07.2017.
- BDEW (Hg.) (2008): Technische Richtlinie Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz. Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. Berlin. Online verfügbar unter [https://www.bdew.de/internet.nsf/id/A2A0475F2FAE8F44C12578300047C92F/\\$file/BDEW\\_RL\\_EA-am-MS-Netz\\_Juni\\_2008\\_end.pdf](https://www.bdew.de/internet.nsf/id/A2A0475F2FAE8F44C12578300047C92F/$file/BDEW_RL_EA-am-MS-Netz_Juni_2008_end.pdf), zuletzt geprüft am 23.10.2015.
- BDEW (Hg.) (2015): Smart Grids Ampelkonzept. Ausgestaltung der gelben Phase. Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. Berlin. Online verfügbar unter [https://www.bdew.de/internet.nsf/id/20150310-diskussionspapier-smart-grids-ampelkonzept-de/\\$file/150310%20Smart%20Grids%20Ampelkonzept\\_final.pdf](https://www.bdew.de/internet.nsf/id/20150310-diskussionspapier-smart-grids-ampelkonzept-de/$file/150310%20Smart%20Grids%20Ampelkonzept_final.pdf), zuletzt geprüft am 23.10.2015.
- Benson, David; Gain, Animesh K.; Rouillard, Josselin (2015): Water Governance in a Comparative Perspective: From IWRM to a 'Nexus' Approach? In: *Water Alternatives* 8 (1), S. 756–773, zuletzt geprüft am 28.06.2017.
- Berger, H.; Eisenhut, T.; Polak, S.; Hinterberger, R. (2011): Demand Response Potential of the Austrian industrial and commerce sector. Österreichische Begleitforschung zu Smart Grids. Berichte aus Energie- und Umweltforschung 65/2011. Hg. v. Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie.
- Bernhard, Dominik; Fieger, Christian (2011): Hybride Heizsysteme mit nichtleitungsgebundenen Energieträgern und Strom. Technische Konzepte, Wirtschaftlichkeit und Potenziale. Hg. v. Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft mbH. München. Online verfügbar unter [http://www.iwo.de/fileadmin/user\\_upload/Dateien/Fachwissen/FfE-Studie\\_Hybride\\_Heizsysteme.pdf](http://www.iwo.de/fileadmin/user_upload/Dateien/Fachwissen/FfE-Studie_Hybride_Heizsysteme.pdf), zuletzt geprüft am 25.02.2013.
- Beveridge, Ross; Hüesker, Frank; Naumann, Matthias (2014): From post-politics to a politics of possibility? Unravelling the privatization of the Berlin Water Company. In: *Geoforum* 51, S. 66–74. DOI: 10.1016/j.geoforum.2013.09.021.
- Beveridge, Ross; Moss, Timothy; Naumann, Matthias (2017): Sociospatial Understanding of Water Politics: Tracing the Multidimensionality of Water Reuse. In: *Water Alternatives* 10 (22-40).
- Bierbaum, U.; Hütter, J. (2004): Druckluft Kompendium. 6. Auflage, überarbeitet. Darmstadt: BOGE.
- BMUB (2016): Klimaschutzplan 2050. Kabinettsbeschluss vom 14. November 2016. Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit. Berlin.
- BMWl (2010): E-Energy - Auf dem Weg zum Internet der Energie. Hg. v. Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWl). Berlin.
- BMWl (Hg.) (2014): Moderne Verteilernetze für Deutschland. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie.
- BMWl (2015): Weißbuch: Ein Strommarkt für die Energiewende. BMWl.
- BMWl, BMELV, Bundesrat (2006): Verordnung über Allgemeine Bedingungen für die Grundversorgung von Haushaltskunden und die Ersatzversorgung mit Elektrizität aus dem Niederspannungsnetz (Stromgrundversorgungsverordnung - StromGKV). StromGKV.

- BNetzA (2015): Monitoringbericht 2015. Hg. v. Bundeskartellamt Bundesnetzagentur.
- BNetzA (2016): Gesetz zur Weiterentwicklung des Strommarktes (Strommarktgesetz). Strommarktgesetz. Fundstelle: Bundesgesetzblatt Teil I 2016 Nr. 37 29.07.2016 S. 1786.
- BNetzA (2017): Beschlusskammer 6, Beschluss Az: BK6-15-158, BK6-15-159. § 29 EnWG, § 27 Abs. 1 Nr. 2 und Abs. 2 StromNZV, Festlegungsverfahren zu den Ausschreibungsbedingungen und Veröffentlichungspflichten von Sekundärregelung und Minutenreserve. Hg. v. Bundesnetzagentur, zuletzt aktualisiert am 01.01.2017.
- Bolle, Friedrich-Wilhelm; Genzowsky, Kristoffer; Gredigk-Hoffmann, Sylvia; Reinders, Michael; Riße, Henry; Schröder, Markus et al. (2012a): WaStrAK NRW „Einsatz der Wasserstofftechnologie in der Abwasserbeseitigung“ - Phase I. Band I: Kompendium Wasserstoff. Hg. v. Ministerium für Klimaschutz, Umwelt, Landwirtschaft, Natur- und Verbraucherschutz des Landes Nordrhein- Westfalen.
- Bolle, Friedrich-Wilhelm; Reinders, Michael; Riße, Henry; Schröder, Markus; Bernhard, Wöffen; Illing, Frank (2012b): WaStrAK NRW „Einsatz der Wasserstofftechnologie in der Abwasserbeseitigung“ - Phase I. Band II: Methanolsynthese. Hg. v. Ministerium für Klimaschutz, Umwelt, Landwirtschaft, Natur- und Verbraucherschutz des Landes Nordrhein- Westfalen.
- BRD (2011): 13. Gesetz zur Änderung des Atomgesetzes.
- Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (2002): Erste Allgemeine Verwaltungsvorschrift zum Bundes-Immissionsschutzgesetz (Technische Anleitung zur Reinhaltung der Luft – TA Luft) Vom 24. Juli 2002. TA Luft.
- Bundesnetzagentur (2016): Verordnung über die Anreizregulierung der Energieversorgungsnetze. ARegV.
- Bundesnetzagentur (2017): Flexibilität im Stromversorgungssystem. Bestandsaufnahme, Hemmnisse und Ansätze zur verbesserten Erschließung von Flexibilität.
- Bundesregierung (25.07.2005): Stromnetzzugangsverordnung. Fundstelle: BGBl.
- Bundesregierung (2016a): Gesetz zur Digitalisierung der Energiewende, vom Gesetz vom 29.08.2016 - Bundesgesetzblatt Teil I 2016 Nr. 43 01.09.2016 S. 2034.
- Bundesregierung (2016b): Gesetz zur Weiterentwicklung des Strommarktes. Strommarktgesetz, vom Gesetz vom 26.07.2016 - Bundesgesetzblatt Teil I 2016 Nr. 37 29.07.2016 S. 1786.
- Bundesregierung der BRD (2010): Energiekonzept für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung.
- Bundesregierung der BRD (2013): Ein neues Zeitalter hat begonnen. Die Zukunft unserer Energieversorgung liegt in den unerschöpflichen und klimafreundlichen Energieträgern Wind, Sonne, Wasser und Biomasse. Online verfügbar unter [https://www.bundesregierung.de/Webs/Breg/DE/Themen/Energiewende/EnergieErzeugen/ErneuerbareEnergien-Zeitalter/\\_node.html;jsessionid=9526E5FA616866DF828F65B8843526F9.s3t1#doc516106bodyText1](https://www.bundesregierung.de/Webs/Breg/DE/Themen/Energiewende/EnergieErzeugen/ErneuerbareEnergien-Zeitalter/_node.html;jsessionid=9526E5FA616866DF828F65B8843526F9.s3t1#doc516106bodyText1), zuletzt geprüft am 29.03.2017.
- BWB (2014): Internet Plattform der Berliner Wasserbetriebe. Hg. v. Berliner Wasserbetriebe. Online verfügbar unter <http://www.bwb.de/content/language1/html/index.php>, zuletzt geprüft am 07.08.2014.
- Canzler, Weert; Gailing, Ludger; Grundmann, Philipp; Schill, Wolf-Peter; Uhrlandt, Dirk; Rave, Tilman (2016): Auf dem Weg zum (de-)zentralen Energiesystem? Ein interdisziplinärer Beitrag zu wesentlichen Debatten. In: *Vierteljahrshefte zur Wirtschaftsforschung* 85 (4), S. 127–159. DOI: 10.3790/vjh.85.4.127.
- Carmo M.; Fritz, D. L.; Mergel, J.; Stolten, D. (2013): A comprehensive review on PEM water electrolysis. In: *International Journal of Hydrogen Energy* 38, S. 4901–4934.

- Connect ee (2015): LEITSTUDIE STROMMARKT 2015. Unter Mitarbeit von Consentec GmbH, Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung, r2b energy consulting GmbH. Hg. v. Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie. Connect Energy Economics GmbH. Berlin.
- Consentec (2013): Entwicklung Kapazitätsmarkt. In: *ZfK*, 10.2013 (10).
- Consentec (2014): Beschreibung von Regelleistungskonzepten und Regelleistungsmarkt. Consentec GmbH. Online verfügbar unter <https://www.regelleistung.net/ext/download/marktbeschreibung>, zuletzt aktualisiert am 2014, zuletzt geprüft am 12.07.2017.
- de Bruyn, K.; Kollmann, A.; Moser, S.; Schmidthaler, M.; Amann, C.; Elbe, C. et al. (2014): LoadShift: Lastverschiebung in Haushalt, Industrie, Gewerbe und kommunaler Infrastruktur Potenzialanalyse für Smart Grids. Überblick und Zusammenfassung Österreichische Begleitforschung zu Smart Grids. Berichte aus Energie- und Umweltforschung 7a/2015. Hg. v. Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie.
- DENA (Hg.) (2010): dena-Netzstudie II – Integration erneuerbarer Energien in die deutsche Stromversorgung im Zeitraum 2015-2020 mit Ausblick 2025. Deutsche Energie-Agentur GmbH (DENA). Berlin.
- DENA (Hg.) (2012): dena-Verteilnetzstudie. Ausbau- und Innovationsbedarf der Stromverteilnetze in Deutschland bis 2030. Deutsche Energie-Agentur GmbH (DENA). Berlin.
- DENA (Hg.) (2014): Studie Systemdienstleistungen 2030. Sicherheit und Zuverlässigkeit einer Stromversorgung mit hohem Anteil erneuerbarer Energien. Deutsche Energie-Agentur GmbH (DENA). Berlin.
- DENA (Hg.) (2017a): dena-Netzflexstudie. Optimierter Einsatz von Speichern für Netz- und Marktanwendungen in der Stromversorgung. Deutsche Energie-Agentur GmbH (DENA). Berlin.
- DENA (Hg.) (2017b): Erneuerbare Gase im Mobilitätssektor. Online verfügbar unter <http://www.powertogas.info/power-to-gas/erneuerbare-gase-im-mobilitaetssektor/?L=0>, zuletzt geprüft am 14.07.2017.
- DENA (Hg.) (2017c): Strategieplattform Power-to-Gas der Deutschen Energie-Agentur. Deutsche Energie-Agentur GmbH. Online verfügbar unter [http://www.powertogas.info/power-to-gas/pilotprojekte-im-ueberblick/?no\\_cache=1](http://www.powertogas.info/power-to-gas/pilotprojekte-im-ueberblick/?no_cache=1), zuletzt aktualisiert am 2017, zuletzt geprüft am 08.06.2017.
- DESTATIS (2013a): Erhebung über die Gewinnung, Verwendung und Abgabe von Klärgas 2012. Hg. v. Statistisches Bundesamt. Wiesbaden.
- DESTATIS (2013b): Umwelt - Öffentliche Wasserversorgung und Abwasserbeseitigung, 2010. Fachserie 19 Reihe 2.1. Hg. v. Statistisches Bundesamt. Wiesbaden.
- DESTATIS (2015): Daten zur Klärgasgewinnung. unveröffentlicht, per Mail vom 9.6.2016 von Franka Lenz (Destatis) an Michael Schäfer (TU Kaiserslautern), 2015.
- Dierich, Axel; Hüesker, Frank; Ansmann, Till; Gretzschel, Oliver (2017): Rahmenbedingungen für die Sektor- kopplung von Abwasserreinigung und Klärschlamm-Behandlung mit der Energiewirtschaft: Hemmnisse, Treiber und Chancen. im Erscheinen. In: *Korrespondenz Abwasser, Abfall* 64 (8). DOI: 10.3242/kae2017.08.004.
- DLR (2013): E-Energy Modellprojekte und -regionen. Hg. v. Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie. Online verfügbar unter <http://www.e-energy.de/de/modellregionen.php>, zuletzt geprüft am 28.02.2013.
- Drews. et.al (2010): Lexikon der Projektmanagementmethoden. Unter Mitarbeit von Norbert Hillebrand Günter Drews. 2. Aufl.: Haufe Praxisratgeber.
- Dröge, S.; Pacan, B. (2017): Erfahrungen mit der Power-to-Gas Pilotanlage im Energiepark Pirmasens-Winzeln. Fachgespräch „Biologische Methanisierung“. Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe (FNR), BMEL. Berlin, 25.04.2017.

- DVGW (Hg.) (2011): DVGW G 262 (A). Nutzung von Gasen aus regenerativen Quellen in der öffentlichen Gasversorgung. Technische Regel Arbeitsblatt. Unter Mitarbeit von DVGW. Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e. V.
- DVGW (Hg.) (2013): DVGW G 260 (A). Gasbeschaffenheit. Technische Regel Arbeitsblatt. Unter Mitarbeit von DVGW. Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e. V.
- DWA (2010a): Abwasserentsorgung und Energierecht. 2., überarb. Aufl. Hennef: DWA (DWA-Themen). Online verfügbar unter [http://deposit.d-nb.de/cgi-bin/dokserv?id=3550158&prov=M&dok\\_var=1&dok\\_ext=htm](http://deposit.d-nb.de/cgi-bin/dokserv?id=3550158&prov=M&dok_var=1&dok_ext=htm).
- DWA (2010b): Energiepotenziale in der deutschen Wasserwirtschaft\_Schwerpunkt Abwasser. Deutsche Vereinigung für Wasserwirtschaft, Abwasser und Abfall e.V. Hennef (DWA-Themen).
- DWA (Hg.) (2011): Herkunft, Aufbereitung und Verwertung von Biogas. Deutsche Vereinigung für Wasserwirtschaft, Abwasser und Abfall. November 2010, Korrigierte Fassung Januar 2011. Hennef: DWA (DWA-Regelwerk, M 363).
- DWA (Hg.) (2013a): Desinfektion von biologisch gereinigtem Abwasser. Deutsche Vereinigung für Wasserwirtschaft, Abwasser und Abfall. März 2013. Hennef (Sieg): Deutsche Vereinigung für Wasserwirtschaft Abwasser und Abfall (DWA-Regelwerk, M 205).
- DWA (2013b): Positionen zu Energie- und Wasserwirtschaft. DWA Positionen.
- DWA (Hg.) (2014): Biologische Stabilisierung von Klärschlamm. Deutsche Vereinigung für Wasserwirtschaft, Abwasser und Abfall. Juni 2014. Hennef: DWA (DWA-Regelwerk, M 368).
- DWA (Hg.) (2015): Energiecheck und Energieanalyse. Instrumente zur Energieoptimierung von Abwasseranlagen. Deutsche Vereinigung für Wasserwirtschaft, Abwasser und Abfall. Dezember 2015. Hennef: DWA (DWA-Regelwerk, A 216).
- DWA Bayern (Hg.) (2013): Kanal- und Kläranlagen-Nachbarschaft. DWA Landesverband Bayern.
- DWA HRS (Hg.) (2013): Kläranlagennachbarschaften. Informationen zu den Nachbarschaften, Abfallwirtschaft, Gewässer und Kanal. DWA Landesverband Hessen/RLP/Saar.
- DWA LV BW (Hg.) (2013): Kläranlagen- und Kanal-Nachbarschaften. Ergebnisse des kommunalen Leistungsvergleich 2012. DWA Landesverband Baden-Württemberg.
- DWA Nord (Hg.) (2013): Kläranlagen- und Kanal-Nachbarschaften 2013. DWA Landesverband Nord.
- DWA Nordost (Hg.) (2013): Kanal- und Kläranlagennachbarschaft. EDV-Datei zur Verfügung gestellt von DWA Landesverband Nord-Ost. DWA Landesverband Nordost.
- DWA NRW (Hg.) (2014): Nachbarschaften im DWA-Landesverband Nordrhein-Westfalen. DWA Landesverband NRW.
- DWA Sachsen/Thüringen (Hg.) (2014): Kläranlagen- und Kanal-Nachbarschaften. DWA Landesverband Sachsen/Thüringen.
- EEX (2014): Im Zentrum des europäischen Energiehandels. [www.eex.com](http://www.eex.com). Hg. v. EEX European Energy Exchange AG. Online verfügbar unter <http://www.eex.com/blob/68252/dbf2a6e6ed1533dcde589cbb563569f3/d-eex-unternehmen-februar-2014-pdf-data.pdf>, zuletzt aktualisiert am 2014, zuletzt geprüft am 09.02.2014.
- EEX (2017): Regulierter Markt - Börsenordnung. EEX. Online verfügbar unter <https://www.eex.com/de/handel/verordnungen-und-regelwerke/regulierter-markt>, zuletzt aktualisiert am 01.01.2012.
- Eichert, H.; Jarnovics, R. (2013): Wasserstoff als Zusatz für Biogasbetriebe. In: *Landtechnik* 68 (5), S. 316–321. Online verfügbar unter <https://www.landtechnik-online.eu/ojs-2.4.5/index.php/landtechnik/article/viewFile/2013-5-316-321/265>.
- EIGA (Hg.) (2010): Position Paper. European Industrial Gases Association.



- Energiepolitische Sprecher Bundestagsfraktionen (2016): Zukunft der deutschen Energiewende. dena kongresses 2016. Weitere Beteiligte: Deutsche Energieagentur. Berlin. Online verfügbar unter <http://www.dena-kongress.de/medien/vortraege-und-videomitschnitte/>, zuletzt geprüft am 21.06.2017.
- EPEXspot (2017): EPEX SPOT Marktregeln 2017. EPEX SPOT Exchange Rules. EPEX Spot. Online verfügbar unter <http://www.epexspot.com/de/extras/download-center/dokumentation>, zuletzt aktualisiert am 2017, zuletzt geprüft am 13.07.2017.
- EVS (2013): EDV Daten Kläranlagen Saarland. zur Verfügung gestellt von Tina Vollerthun. Unter Mitarbeit von Tina Vollerthun. Hg. v. Entsorgungsverband Saar.
- Fisch und Fischl GmbH (Hg.) (2017): Informationen zur Berechnung des CO<sub>2</sub>-Ausstoßes. Online verfügbar unter [https://www.spritmonitor.de/de/berechnung\\_co2\\_ausstoss.html](https://www.spritmonitor.de/de/berechnung_co2_ausstoss.html), zuletzt geprüft am 14.07.2017.
- Flamm, Andreas (2014): Potenziale von Demand Response in Deutschland – Praktische Erfahrungen. EnerNOC. Berlin, 20.09.2014.
- Flitner, Michael; Lossau, Julia; Müller, Anna-Lisa (2016): Infrastrukturen der Stadt. Wiesbaden, Germany: Springer VS.
- Fraunhofer ISE (2013): Energiesystem Deutschland 2050.
- Frey, Wilhelm (2012): Stand und Trends bei der Faulgasverwertung auf Kläranlagen. In: Institut für Wasser- güte / TU-Wien (Hg.): Wiener Mitteilungen, S. 1–29. Online verfügbar unter [http://www.aabfrey.com/wp-content/uploads/2012/03/TU\\_Sem\\_2012\\_Text.pdf](http://www.aabfrey.com/wp-content/uploads/2012/03/TU_Sem_2012_Text.pdf), zuletzt geprüft am 20.01.2015.
- Geib, Daniel (2014): Masterarbeit. "Untersuchung virtueller Energiespeicher im Umfeld der Strommärkte", Bingen.
- Gerdes, Jörn (2015): Zielnetzplanung eines Mittelspannungsnetzes unter Berücksichtigung innovativer Planungsansätze. Master-Thesis. Bergische Universität Wuppertal, Wuppertal. Lehrstuhl für Elektrische Energieversorgungstechnik.
- GKN (2017): Wasserstoffspeicherung. Online verfügbar unter [http://www.gkngroup.com/sintermetals/technologyandinnovation/hydrogen-storage/Documents/Datasheet%20Hydrogen%20Storage%20\(Deutsch\).pdf](http://www.gkngroup.com/sintermetals/technologyandinnovation/hydrogen-storage/Documents/Datasheet%20Hydrogen%20Storage%20(Deutsch).pdf), zuletzt geprüft am 17.07.2017.
- Götz, Philipp; Huneke, Fabian; Lenck, Thorsten; Perez Linkenheil, Carlos (2016): Minimaler Bedarf an langfristiger Flexibilität im Stromsystem bis 2050. Studienerweiterung. Energy Brainpool. Berlin. Online verfügbar unter [http://www.greenpeace-energy.de/fileadmin/docs/pressematerial/fin2016-02-24\\_EnergyBrainpool\\_Minimaler\\_Windgasbedarf\\_GreenpeaceEnergy.pdf](http://www.greenpeace-energy.de/fileadmin/docs/pressematerial/fin2016-02-24_EnergyBrainpool_Minimaler_Windgasbedarf_GreenpeaceEnergy.pdf), zuletzt geprüft am 06.09.2016.
- Graf, Frank; Krajete, Alexander; Schmack, Ulrich (2014): Techno- ökonomische Studie zur biologischen Methanisierung bei Power- to- Gas- Konzepten. Abschlussbericht. Hg. v. Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e.V.
- Gretschel, Oliver; Hansen, Joachim; Siekmann, Klaus; Jakob, Jürgen; Schmitt, Theo G. (2011): Neuberwertung von Abwasserreinigungsanlagen mit anaerober Schlammbehandlung vor dem Hintergrund der energetischen Rahmenbedingungen und der abwassertechnischen Situation in Rheinland-Pfalz - NAWaS. Modul 2 - Weitergehende Untersuchungen. Kaiserslautern. Online verfügbar unter <http://www.wasser.rlp.de/servlet/is/8523/>, zuletzt geprüft am 26.02.1013.
- Gretschel, Oliver; Schäfer, Michael; Honeck, Verena; Dornburg, Arthur (2016a): Wasserwirtschaftliche Anlage als Flexibilitätsdienstleister im Stromnetz. Zwischenergebnisse aus Projekten der BMBF-Fördermaßnahme ERWAS. In: *KA - Korrespondenz Abwasser, Abfall* 63 (8), S. 670–678.

- Gretzschel, Oliver; Schäfer, Michael; Taudien, Yannick (2016b): Flexibilität auf Kläranlagen - Anlagenkonzepte & Energiebilanzierung. Posterbeitrag - 44. Abwassertechnisches Seminar (ATS) 14.7.2016, Ismaning. Online verfügbar unter [http://erwas-arrivee.de/userspace/EXT/arrivee/Dokumente/Poster/160714\\_Poster\\_arrivee\\_ATS\\_Gretzschel\\_Schaefer\\_Taudien\\_Anlagenkonzepte\\_FINAL.pdf](http://erwas-arrivee.de/userspace/EXT/arrivee/Dokumente/Poster/160714_Poster_arrivee_ATS_Gretzschel_Schaefer_Taudien_Anlagenkonzepte_FINAL.pdf).
- Gretzschel, Oliver; Schmitt, Theo G.; Hansen, Joachim; Siekmann, Klaus; Jakob, Jürgen (2012): Schlammfäulung statt aerober Stabilisierung - Trend der Zukunft? Ergebnisse einer Studie zur Abschätzung der Wirtschaftlichkeit der Umstellung von aeroben Stabilisierungsanlagen auf Faulungsbetrieb. In: *KA* 59 (12), S. 1144–1152.
- Grewe, F. (2012): 2G-Module mit Wasserstofftechnologie, 2012.
- Günther, Linda (2016): Systematische Analyse und Charakterisierung des Flexibilitätsbedarfs von Mittelspannungsnetzen. Master-Thesis. Bergische Universität Wuppertal, Wuppertal. Lehrstuhl für Elektrische Energieversorgungstechnik.
- Hacker, Beatrice; Gesikiewicz, Peter; Smolinka, Tom (2014): Arbeitspaket 1b: Systemoptimierung und Betriebsführung der PEM-Elektrolyse. In: *energie | wasser-praxis* (11), S. 37–40. Online verfügbar unter [http://www.dvgw-ebi.de/download/ewp\\_1114\\_28-59\\_See\\_Spezial.pdf](http://www.dvgw-ebi.de/download/ewp_1114_28-59_See_Spezial.pdf), zuletzt geprüft am 24.01.2017.
- Hamburg Wasser (2014): Internetplattform hamburgwasser. Unter Mitarbeit von Hamburg Wasser. Online verfügbar unter <http://www.hamburgwasser.de/home.html>, zuletzt geprüft am 07.08.2014.
- Hamour, M.; Garnier J. P.; Grandidier, J. C.; Ouibrahim, A.; Martemianov S. (2011): Thermal-Conductivity Characterization of Gas Diffusion Layer in Proton Exchange Membrane Fuel Cells and Electrolyzers Under Mechanical Loading. In: *International Journal of Thermophysics* 32 (5), S. 1025–1037.
- Hansen, Joachim; Wu, Kai; Schirmer, Gitta; Hobus, Inka; Kolisch, Gerd (2009): Energie- und Kostenoptimierung durch Schaffung von semizentralen Schlammbehandlungszentren. FG Siedlungswasserwirtschaft/ tectraa - Zentrum für innovative Abwassertechnologien an der TU Kaiserslautern. Kaiserslautern.
- hanseWasser (2014): Internetplattform hansewasser. Hg. v. hanseWasser Bremen GmbH, zuletzt aktualisiert am 07.08.2014.
- Harnisch, S.; Steffens, P.; Thies, H.; Monscheidt, J.; Münch, L.; Böse, C. et al. (2016): Planungs- und Betriebsgrundsätze für ländliche Verteilungsnetze. Leitfaden zur Ausrichtung der Netze an ihren zukünftigen Anforderungen. 1. Aufl. 11 Bände (Neue Energie aus Wuppertal, 8).
- Henze, M.; Gujer, W.; Mino, T.; van Loosdrecht, M. C. M. (2007): Activated sludge models ASM1, ASM2, ASM2d and ASM3. Reprinted. London: IWA Publ (Scientific and technical report / IWA, 9).
- Hien, Sebastian; Hansen, Joachim (2016): Biogasprognose zur Integration von Kläranlagen in virtuelle Kraftwerke. In: Bedarfsgerechte Energiebereitstellung durch Kläranlagen als Baustein der Energiewende. Abwassertechnisches Seminar. 214 Bände. München (Berichte aus der Siedlungswasserwirtschaft, 214).
- HMUELV (2013): Beseitigung von kommunalen Abwasser in Hessen. Lagebericht 2012. Hg. v. Hessisches Ministerium für Umwelt, Energie, Landwirtschaft und Verbraucherschutz.
- Höfling, Volker (2013): Marktraumumstellung von L- auf H-Gas. In: *DVGW energie | wasser-praxis* (12), S. 96–100, zuletzt geprüft am 14.07.2017.
- Honeck, Verena (2015): Kommunikationstechnik Virtuelles Kraftwerk. SP EnergyControl GmbH. Interview mit Christian Pohl.
- Hüesker, Frank (2017): Szenarien zu politischen Rahmenbedingungen in 2027: Integration von Kläranlagen in Energiemärkte der Zukunft. Ergebnisbericht zu den arrivee-Expertenworkshops. Hg. v. TU Kaiserslautern. Fachgebiet Siedlungswasserwirtschaft. Online verfügbar unter [309](http://erwas-</a></p></div><div data-bbox=)



arrivee.de/veroeffentlichungen/beitraege-im-rahmen-von-arrivee-veranstaltungen/, zuletzt geprüft am 13.07.2017.

- Hüesker, Frank; Moss, Timothy (i. E.): Kommunale Abwasser-Unternehmen in der Energiewende - Standbein für regionale Energiemärkte? In: Sammelband Energiewende: Springer.
- Kapp, H. (1991): Beitrag der Abwasserbehandlung zur CO<sub>2</sub>-Belastung der Umwelt. In: Stuttgarter Berichte zur Siedlungswasserwirtschaft, Bd. 114, S. 109–119.
- Kluge, Thomas; Libbe, Jens (Hg.) (2010): Transformationsmanagement für eine nachhaltige Wasserwirtschaft. Handreichung zur Realisierung neuartiger Infrastrukturlösungen im Bereich Wasser und Abwasser. Deutsches Institut für Urbanistik. Berlin: Difu (Difu-Sonderveröffentlichung).
- Kluge, Thomas; Schramm, Engelbert (Hg.) (2016): Wasser 2050. Mehr Nachhaltigkeit durch Systemlösungen. München: oekom.
- Knerr, H.; Dilly, T.; Schmitt, T. G.; Hansen, J.; Hien, S. (2016): Zukunftsorientierte Einbindung der Faulung und Faulgasverwertung in der Verfahrenskette der Abwasserreinigung, Schlammbehandlung und -verwertung in Rheinland-Pfalz, ZEBRAS. Studie im Auftrag des Ministeriums für Umwelt, Landwirtschaft, Ernährung, Weinbau und Forsten des Landes Rheinland-Pfalz.
- Kolisch, G.; Taudien, Y.; Osthoff, T. (2014): Projekt Nr. 2: Verbesserung der Klärgasnutzung, Steigerung der Energieausbeute auf kommunalen Kläranlagen (Zusatzbericht). Zusatzbericht zum Forschungsvorhaben Energie und Klimaschutz. Forschungsvorhaben im Auftrag des MKULNV-NRW (AZ IV-7-042 600 003B).
- Kornrumpf, Tobias; Meese, Jan; Zdrallek, Markus; Neusel-Lange, Nils; Roch, Marvin (2016a): Economic Dispatch of Flexibility Options for Grid Services on Distribution Level. In: Power Systems Computation Conference 2016 (Hg.) – Proceedings, S. 1–7.
- Kornrumpf, Tobias; Meese, Jan; Zdrallek, Markus; Neusel-Lange, Nils; Roch, Marvin (Hg.) (2016b): Entwurf und Simulation eines regionalen Flexibilitätsmarktes auf Verteilnetzebene. Zukünftige Stromnetze für Erneuerbare Energien. Berlin. OTTI e.V.
- Kornrumpf, Tobias; Wolter, Daniel; Stötzel, Marcus; Zdrallek, Markus (2015): Die Zukunft des Energiesystems. Erkenntnisse aus einer Studienanalyse des DVGW und VDE. In: *DVGW energie | wasser-praxis* 66 (12), S. 58–62.
- Kornrumpf, Tobias; Zdrallek, Markus; Roch, Marvin; Hobus, Inka; Pyro, Philipp; Salomon, Dirk (2017): Flexibility Options for Medium Voltage Grid Planning. In: Cired (Hg.): 24th International Conference and Exhibition on ELECTRICITY DISTRIBUTION. CIRED. Glasgow, 12-15. June.
- Kosow, Hannah; Gaßner, Robert (2008): Methoden der Zukunfts- und Szenarioanalyse Überblick, Bewertung und Auswahlkriterien. Werkstattbericht Nr. 103. Unter Mitarbeit von Beate-Josephine Luber Lorenz Erdmann. Institut für Zukunftsstudien und Technologiebewertung. Berlin.
- Krautkremer, Bernd; Bard, Jochen (2013): Power-to-Gas läuft auch an kleinen Biogasanlagen – Pilotversuch am Hessischen Biogas-Forschungszentrum zur direkten Methanisierung erfolgreich abgeschlossen. IWES. Kassel. Online verfügbar unter [http://www.iwes.fraunhofer.de/de/Presse-Medien/Pressemitteilungen/2013/power-to-gas-laeuft-auch-an-kleinen-biogasanlagen/\\_jcr\\_content/pressrelease/linklistPar/download/file.res/PI\\_Pressegespraech\\_P2G\\_InSituMethan\\_BK\\_JB\\_CH\\_final.pdf](http://www.iwes.fraunhofer.de/de/Presse-Medien/Pressemitteilungen/2013/power-to-gas-laeuft-auch-an-kleinen-biogasanlagen/_jcr_content/pressrelease/linklistPar/download/file.res/PI_Pressegespraech_P2G_InSituMethan_BK_JB_CH_final.pdf), zuletzt aktualisiert am 16.01.2013, zuletzt geprüft am 18.02.2013.
- Kremer, Andreas (2012): Bedarf an Regelenergie im Netz wächst. In: *Energy 2.0* (7), S. 17–19.
- Krzikalla, Norbert; Achner, Sigggi; Brüh, Stefan (2013): Möglichkeiten zum Ausgleich fluktuierender Einspeisungen aus erneuerbaren Energien. Studie im Auftrag des Bundesverbandes Erneuerbare Energien. Hg. v. Bundesverband Erneuerbare Energie e.V. BET.

- Langergraber, G.; Alex, J.; Weissenbacher, N.; Woerner, D.; Ahnert, M.; Frehmann, T. et al. (2008): Generation of diurnal variation for influent data for dynamic simulation. In: *Water Science & Technology* 57 (9), S. 1483–1486.
- Lehmann, Jochen; Luschtinetz, Thomas (2014): Wasserstoff und Brennstoffzellen. Unterwegs mit dem saubersten Kraftstoff. Berlin: Springer (Technik im Fokus).
- Lensch, D.; Schaum, C.; Cornel, P. (2016): Examination of food waste co-digestion to manage the peak in energy demand at wastewater treatment plants. In: *Water Science & Technology* 73 (3), S. 588–596.
- LfU (2013): Umsetzung der EG-Kommunalabwasserrichtlinie in Bayern. Lagebericht 2012. Hg. v. ): Bayerisches Landesamt für Umwelt, Geologie und Wasserschutz.
- LfU (2014): EDV Datei. zur Verfügung gestellt von Andre Pavlovic. Hg. v. Bayerisches Landesamt für Umwelt, Geologie und Wasserschutz.
- Linde Gas GmbH (Hg.) (2013): Rechnen Sie mit Wasserstoff. Online verfügbar unter [http://www.linde-gas.at/internet.lg.lg.aut/de/images/1007\\_rechnen\\_sie\\_mit\\_wasserstoff\\_v110550\\_169419.pdf](http://www.linde-gas.at/internet.lg.lg.aut/de/images/1007_rechnen_sie_mit_wasserstoff_v110550_169419.pdf).
- LLUR-SH (2013): Beseitigung von kommunalen Abwässern in Schleswig-Holstein. Lagebericht 2012. Hg. v. Ministerium für Energiewende, Landwirtschaft, Umwelt und ländlicher Raum des Landes Schleswig-Holstein.
- LUNG (2013): Kommunale Abwasserbeseitigung in Mecklenburg-Vorpommern. Lagebericht 2013. Hg. v. Landesamt für Umwelt, Naturschutz und Geologie Mecklenburg-Vorpommern.
- LUWG (2013): EDV Daten zur Verfügung gestellt von Frank Angerbauer. Unter Mitarbeit von Frank Angerbauer. Hg. v. Landesamt für Umwelt, Wasserwirtschaft und Gewerbeaufsicht.
- Makarov, Y. V.; Loutan, C.; Jian Ma; Mello, P. de (2009): Operational Impacts of Wind Generation on California Power Systems. In: *IEEE Trans. Power Syst.* 24 (2), S. 1039–1050. DOI: 10.1109/TPWRS.2009.2016364.
- Matthes, F. P.; Sygulla, Ralf (2013): Power to Gas: Welche Herausforderungen bestehen für die Wasserstoff-Einspeisung ins Erdgasnetz? In: *Energie | Wasser-Praxis - DVGW-Jahresrevue* (12), S. 84–87. Online verfügbar unter [https://www.di-verlag.de/media/content/gwf-GE/gwf\\_Gas\\_9\\_13/gwf-GE\\_09\\_2013\\_Interview.pdf?xaf26a=oxbgpkqdnuicr](https://www.di-verlag.de/media/content/gwf-GE/gwf_Gas_9_13/gwf-GE_09_2013_Interview.pdf?xaf26a=oxbgpkqdnuicr), zuletzt geprüft am 14.07.2017.
- Meese, J.; Dorsemagen, F.; Neusel-Lange, N.; Zdrallek, M.; Stiebel, J.; Stratmann, P. (2015): Happy Power Hour. Demand Response mit dynamischen Strompreisen für die mittelständische Industrie. In: Zukünftige Stromnetze für erneuerbare Energien. 2. OTTI Konferenz ; Hilton Hotel, Berlin, 27./28. Januar 2015. Ostbayerisches Technologie-Transfer-Institut (OTTI). Regensburg: Ostbayerisches Technologie-Transfer-Institut e.V. (OTTI).
- Mergelmeyer, M.; Kolisch, G. (2014): Projekt Nr. 2: Verbesserung der Klärgasnutzung, Steigerung der Energieausbeute auf kommunalen Kläranlagen. Abschlussbericht zum Forschungsvorhaben Energie und Klimaschutz. Forschungsvorhaben im Auftrag des MKULNV-NRW (AZ IV-7-042 600 003B).
- Norm DIN EN 50160, 2011-02: Merkmale der Spannung in öffentlichen Elektrizitätsversorgungsnetzen.
- Mitsdoerffer, Ralf; Christ, Oliver (2012): Energieanalysen auf Kläranlagen - und was kommt dann? Energieeffizienz setzt kontinuierliche Prozesse wie ein Energiemanagementsystem nach DIN EN 16001 voraus. In: *gwf-Wasser | Abwasser* (2), S. 120–122.
- MKULNV (2010): Entwicklung und Stand der Abwasserbeseitigung in Nordrhein-Westfalen. Lagebericht 2013. Hg. v. Ministerium für Klimaschutz, Umwelt, Landwirtschaft, Natur- und Verbraucherschutz des Landes Nordrhein-Westfalen.
- MLU (2013): Beseitigung von kommunalen Abwasser in Sachsen-Anhalt. Lagebericht 2013. Hg. v. Ministerium für Landwirtschaft und Umwelt des Landes Sachsen-Anhalt.

- Mörs, Friedmann; Götz, Manuel; Grad, Frank; Bär, Katharina (2015): Vergleich von biologischen und katalytischen Methanisierungskonzepten. Förderkennzeichen: G 3/01/13. In: OTTI e.V. (Hg.): Biologische Methanisierung. Biologische Methanisierung. Regensburg, 11.11.2015. Regensburg, S. 21–30.
- Moss, Timothy; Hüesker, Frank (in review): Politicised nexus thinking in practice: integrating urban wastewater utilities into regional energy markets. In: *Urban Studies* Special Issue "Interfacing Infrastructures in Cities: Politics and Spatialities of the Urban Nexus".
- Moss, Timothy; Hüesker, Frank (2010): Wasserinfrastrukturen als Gemeinwohlträger zwischem globalem Wandel und regionaler Entwicklung. Institutionelle Erwidernungen in Berlin-Brandenburg. Hg. v. Berlin-brandenburgische Akademie der Wissenschaften. Berlin.
- Moss, Timothy; Naumann, Matthias; Krause, Katharina (2016): Turning wastewater into energy. Challenges of reconfiguring regional infrastructures in the Berlin–Brandenburg region. In: *Local Environment* 22 (3), S. 269–285. DOI: 10.1080/13549839.2016.1195799.
- MUGV (2013): Kommunale Abwasserbeseitigung im Land Brandenburg. Lagebericht 2013. Hg. v. Ministerium für Umwelt, Gesundheit und Verbraucherschutz Land Brandenburg.
- mulewf (2013): Stand der Abwasserbeseitigung in Rheinland-Pfalz. Lagebericht 2012. Hg. v. Ministerium für Landwirtschaft, Ernährung, Weinbau und Forsten RLP.
- Müller, Ernst A.; Graf, Eliane; Kobel, Beat Hrni Andreas; Wenger, René; Frei, Urban; Christen, Curdin et al. (2013): Potential der Schweizer Infrastrukturanlagen zur Lastverschiebung. Bundesamt für Energie. Bern.
- Müller-Syring, Gert; Henel, Marco; Köppel, Wolfgang; Sterner, Michael; Höcher, Thomas (2013): Entwicklung von modularen Konzepten zur Erzeugung, Speicherung und Einspeisung von Wasserstoff und Methan ins Erdgasnetz. DVGW.
- MUV (2013): Beseitigung von kommunalen Abwasser im Saarland. Lagebericht 2012. Hg. v. Ministerium für Umwelt und Verbraucherschutz Saarland.
- Neusel-Lange, Nils; Zdrallek, Markus (2015): Konzept zur Realisierung eines "Virtuellen Kraftwerks" in Nordrhein-Westfalen. Bergische Universität Wuppertal. Wuppertal, zuletzt geprüft am 23.10.2015.
- Niemann, André (2013): Unterflur-Pumpspeicherkraftwerke. Online verfügbar unter <http://www.uni-due.de/wasserbau/upw.php>, zuletzt geprüft am 25.02.2013.
- NLWKN (2013): Die Beseitigung kommunaler Abwässer in Niedersachsen. Lagebericht 2013. Hg. v. Niedersächsisches Ministerium für Umwelt, Energie und Klimaschutz.
- Noack, C.; Burggraf, F.; Hosseiny, S.; Lettenmeier, P.; Kolb, S.; Belz, S. et al. (2015): Studie über die Planung einer Demonstrationsanlage zur Wasserstoff-Kraftstoffgewinnung durch Elektrolyse mit Zwischenspeicherung in Salzkavernen unter Druck.
- Nowak, O.; Enderle, P.; Schloffer, M.; Lang, E. (2015): Elektrische Lastverschiebung in der Abwasserreinigung. Kommunale Kläranlagen als Bestandteil smarter Energiesysteme? TU Wien (Wiener Mitteilungen, Band 232).
- Oerter, Christian (2014): Autarke, koordinierte Spannungs- und Leistungsregelung in Niederspannungsnetzen. 1. Aufl. Berlin: epubli GmbH (Neue Energie aus Wuppertal, 4).
- Pacan, B.; Dröge, S. (2017): Energiepark Pirmasens-Winzeln – Bioraffineriekonzept des PFI und Sektorenkopplung in der Stadt Pirmasens. Smart-Grids-Woche 2017 – Energieagentur Rheinland-Pfalz, Fachexkursion: Biologische Methanisierung. Energieagentur Rheinland-Pfalz.
- Pinnekamp, J.; Mousel, D.; Krebber, K.; Palmowski, L.; Bolle, F.-W.; Gredigk-Hoffmann, S. et al. (2015): Energiebedarf von Verfahren zur Elimination von organischen Spurenstoffen. Phase II. Abschlussbericht zum gleichnamigen Forschungsprojekt. Hg. v. Ministerium für Klimaschutz, Umwelt, Landwirtschaft, Natur- und Verbraucherschutz des Landes Nordrhein-Westfale. Online verfügbar unter [http://www.pia.rwth-aachen.de/acwa/acwa\\_aktuell\\_06.pdf](http://www.pia.rwth-aachen.de/acwa/acwa_aktuell_06.pdf).

- Pinnekamp, J.; Mousel, D.; Veltmann, K.; Palmowski, L.; Bolle, F.-W.; Gredigk-Hoffmann, S. et al. (2011): Energiebedarf von Verfahren zur Elimination von organischen Spurenstoffen. Phase I. Abschlussbericht zum gleichnamigen Forschungsprojekt. Hg. v. Ministerium für Klimaschutz, Umwelt, Landwirtschaft, Natur- und Verbraucherschutz des Landes Nordrhein-Westfalen.
- Popp, W.; Huber, S.; Kexel, S. (2004): Abwasserdesinfektion zur Verbesserung der Badegewässerqualität an der Oberen Isar. In: *Wasser und Abfall* (5), S. 14-18.
- Preiß, Stefan (2015): WVE bündelt Klärgasanlagen zu virtuellem Kraftwerk. In: *EUWID Wasser und Abwasser*, 14.10.2015 (WA43), S. 13.
- Prognos (2013): Wind, Sonne und Regelleistung. In: *Energiewirtschaftliche Tagesfragen* 63, 2013 (Heft 10).
- Rasmusson, H. (2013): "Expertengruppe Power-to-Gas" EnergieAgentur NRW. DVGW. FZ Jülich, 09.10.2013.
- regelleistung.net (2017): Ausschreibungsübersicht. [www.regelleistung.net](http://www.regelleistung.net). Hg. v. regelleistung.net - Internetplattform zur Vergabe von Regelleistung. Online verfügbar unter <https://www.regelleistung.net/ext/tender/>, zuletzt aktualisiert am 2017, zuletzt geprüft am 13.07.2017.
- Riedel M., Zander, W. (Hg.) (2012): Funktionen und wesentliche Elemente einer Börse in: *Praxishandbuch Energiebeschaffung, Wirtschaftlicher Strom- und Gaseinkauf - Strategien. Konzepte. Lösungen.*, Band 2, Teil 2 Strombeschaffung, Kapitel 4.1, Loseblattsammlung. Unter Mitarbeit von Dudenhausen, Ellwanger, Grude, Schwerm.
- Ross, H.-J. (2008): Perspektiven der CO-Vergärung auf Kläranlagen. In: *KA - Korrespondenz Abwasser* (4), S. 364–368.
- Rost, U.; Brodmann, M. (2014): Neuartige Messvorrichtung basierend auf hydraulischer Verpressung zur Untersuchung von Brennstoffzellen und Elektrolyseurkomponenten. IEEE WORKSHOP Industrielle Messtechnik & Kraftfahrzeugsensorik, 2014.
- Rost, U.; Mutascu, C.; Roth, J.; Sagewka, C.; Brodmann, C. (2015a): Proof of Concept of a Novel PEM Fuel Cell Stack Design with Hydraulic Compression. In: *Journal of Energy and Power Engineering*. DOI: 10.17265/1934-8975/2015.09.003.
- Rost, U.; Roth, J.; Brodmann, M. (2015b): Ein neuartiges Konzept für Hochdruckelektrolyseursysteme in modularer Bauweise zur Produktion von Wasserstoff aus Überschussenergie erneuerbarer Quellen. *Smart Energy* 2015, 2015.
- Rost U.; Roth, J.; Brodmann, M. (2015): Modular Polymer Electrolyte Membrane Fuel Cell and Electrolyser Stack Design with Hydraulic Compression. Hg. v. Power and Energy Student Summit 2015 (10.17877/DE290R-7265).
- Sachverständigenrat für Umweltfragen (2011): Wege zur 100 % erneuerbaren Stromversorgung. Sondergutachten. Hg. v. Sachverständigenrat für Umweltfragen. Berlin, zuletzt geprüft am 13.07.2012.
- SAG Deutschland (07.09.2016): iNES® Mittelspannung im E-Werk Schweiger in Oberding. Fachkonferenz und Einweihung. Langen. Online verfügbar unter <https://www.pressebox.de/pressemitteilung/sag-gmbh/iNES-Mittelspannung-im-E-Werk-Schweiger-in-Oberding/boxid/813374>.
- Salomon, Dirk (2012): Energiemanagement als Grundlage für einen marktnahen Energieeinkauf. In: *klar!* (7), S. 13–16.
- Schäfer, Michael; Gretzschel, Oliver (2017): Potential of Wastewater Treatment Plants for Long-Term-Storage Options via Power-to-Gas. Posterbeitrag - 11th International Renewable Energy Storage Conference (IRES), Düsseldorf. Online verfügbar unter [http://erwas-arrivee.de/userspace/EXT/arrivee/Dokumente/170313\\_Poster\\_IRES\\_2017\\_Schaefer.pdf](http://erwas-arrivee.de/userspace/EXT/arrivee/Dokumente/170313_Poster_IRES_2017_Schaefer.pdf), zuletzt geprüft am 20.07.2017.

- Schäfer, Michael; Gretzschel, Oliver; Schmitt, Theo G.; Knerr, Henning (2015): Wastewater Treatment Plants as System Service Provider for Renewable Energy Storage and Control Energy in Virtual Power Plants – A Potential Analysis. In: *Energy Procedia* 73, S. 87–93. DOI: 10.1016/j.egypro.2015.07.566.
- Schäfer, Michael; Gretzschel, Oliver; Schmitt, Theo G.; Taudien, Yannick (2017a): Flexibilitätpotenziale von Kläranlagen am Energiemarkt. In: *wwt - Wasserwirtschaft Wassertechnik* (3), S. 8–12.
- Schäfer, Michael; Gretzschel, Oliver; Schütz, Stefan; Schuhmann, Enrico; Raabe, Toni. (2016): The natural gas grid infrastructure as a suitable storage for renewable energy produced by wastewater treatment plants. Proceedings zur 10th International Renewable Energy Storage Conference (IRES), 15.-16. März 2016, Düsseldorf.
- Schäfer, Michael; Hobus, Inka; Schmitt, Theo G. (2017b): Energetic flexibility on wastewater treatment plants. In: *Water Sci Technol*, wst2017308. DOI: 10.2166/wst.2017.308.
- Schaum, Christian; Schröder, Lutz; Lux, Josef; Fehrenbach, Horst; Reinhardt, Joachim; Cornel, Peter et al. (2010): Klärschlammfäulung und -verbrennung: das Behandlungskonzept der Zukunft? Ergebnisse einer Grundsatzstudie zum Stand der Klärschlammbehandlung. In: *KA* 57 (3), S. 252–258.
- Schmack, Ulrich (2012): Power to Gas: mikrobiologische Methanisierung Ein flexibles und energieeffizientes Verfahren. MicrobEnergy GmbH, 13.06.2012.
- Schmiedeskamp, Christian (2011): Regelenergie aus virtuellen Kraftwerken - Chance für Betreiber von BHKW-Anlagen. Erhebliche Potenziale schlummern in Notstromaggregaten und Klärwerk-BHKW. In: Theo G. Schmitt (Hg.): Schriftenreihe des FG Siedlungswasserwirtschaft der Universität Kaiserslautern. TU Kaiserslautern. 30 Bände. 1. Aufl. Kaiserslautern: Technische Universität Kaiserslautern (Schlammfäulung statt aerober Stabilisierung - Trend der Zukunft?, 30), S. 131–138.
- Schmitt, Theo; Wölle, Jürgen (2012): System zur Optimierung der Energieeffizienz von Kommunalen Kläranlagen durch Intelligentes Wissensmanagement : Akronym "SYNERGIE". Technische Universität Kaiserslautern. Kaiserslautern. Online verfügbar unter <https://getinfo.de/app/download?id=TIBKAT%3a723893381&cluster=tib&term=%22Techn.+Univ.%2C+Fachgebiet+Siedlungswasserwirtschaft%3B+Technische+Informationsbibliothek+u.+Universit%C3%A4tsbibliothek%22&tib=zbwkat&tib=blcp&tib=dkf&tib=rdat&tib=tibkat&tib=blse&tib=sudoc&tib=tema&tib=iud&tib=zbmkm&tib=zbmqf&tib=kmoav&tib=arxv&tib=zmat&tib=frpu&tib=etde&tib=temaext&tib=insp&tib=prob&tib=epo&page=1>.
- Schmitt, Theo G.; Schäfer, Michael; Gretzschel, Oliver; Bidlingmaier, Artur; Hanke, Babett; Hobus, Inka et al. (2017): Kläranlagen als Flexibilitätsoption im Stromnetz. Ergebnisse aus dem Verbundprojekt arrivee: Welchen Beitrag leisten Kläranlagen mit anaerober Schlammstabilisierung im Rahmen der Energiewende? In: *wwt - Wasserwirtschaft Wassertechnik* (5), S. 8–14. Online verfügbar unter <http://www.wwt-online.de/klaeranlagen-als-flexibilitaetsoption-im-stromnetz-0>, zuletzt geprüft am 11.07.2017.
- Schmitt T.G.; Gretzschel, O.; Hansen, J.; Siekmann, K. (2010): Neubewertung von Abwasserreinigungsanlagen mit anaerober Schlammbehandlung vor dem Hintergrund der energetischen Rahmenbedingungen und der abwassertechnischen Situation in Rheinland-Pfalz - NAWaS. Modul 1 - Grundlegende Untersuchungen. Kaiserslautern. Online verfügbar unter <http://www.wasser.rlp.de/servlet/is/8523/>, zuletzt geprüft am 26.02.2013.
- Schröder, V. (2002): Explosionsgrenzen von Wasserstoff und Wasserstoff/Methan-Gemischen. Hg. v. Bundesanstalt für Materialforschung und -prüfung. Online verfügbar unter [https://opus4.kobv.de/opus4-bam/files/198/fb253\\_vt.pdf](https://opus4.kobv.de/opus4-bam/files/198/fb253_vt.pdf).
- Selamet, O. F.; Ergoktas M. S. (2015): Effects of bolt torque and contact resistance on the performance of the polymer electrolyte membrane. In: *Journal of Power Sources* 281, S. 103–113.
- Siegrist, H.; Vogt, D.; Garcia-Heras, J. L.; Gujer, W. (2002): Mathematical Model for Meso- and Thermophilic Anaerobic Sewage Sludge Digestion. In: *Environ. Sci. Technol.* 36 (5), S. 1113–1123. DOI: 10.1021/es010139p.



- Simon, Ralf (2011): Smart Grids als zukünftige Speicher. Demand Side Management in Industrie und Gewerbe. TSB Transferstelle Bingen. Worms, 30.11.2011.
- Simon, Ralf; Honeck, Verena (2016): Zukunftsorientierte Einbindung von rheinland-pfälzischen Abwasserreinigungsanlagen mit Faulungstechnik in die Energiewende. gefördert vom MWKEL RLP, Bearbeitungszeitraum 18.05.2015 bis 31.03.2016. TSB Transferstelle Bingen.
- Smolinka, T.; Günther, M.; Garche, J. (2011): Stand und Entwicklungspotential der Wasserelektrolyse zur Herstellung von Wasserstoff aus regenerativen Energien.
- SMUL (2013): Lagebericht 2012 zur kommunalen Abwasserbeseitigung und zur Klärschlamm Entsorgung im Freistaat Sachsen. Hg. v. Staatsministerium für Umwelt und Landwirtschaft Sachsen.
- Specht, Michael; Baumgart, Frank; Feigl, Sebastian; Frick, Volkmar; Stürmer, Bernd; Zuberbühler, Ulrich (2009): Speicherung von Bioenergie und erneuerbarem Strom im Erdgasnetz. Hg. v. Forschungsverbund Erneuerbare Energie.
- Stadtwerke Radevormwald (2014): Entgelte für den Stromnetzzugang der Stadtwerke Radevormwald GmbH, Preisblatt Strom. Online verfügbar unter <http://www.s-w-r.de/netzentgelte-strom.php>.
- Norm DIN VDE 0276-1000, 2006: Starkstromkabel -Strombelastbarkeit, Allgemeines; Umrechnungsfaktoren.
- Stemplewski, Jochen (2012): Das Hybridkraftwerk Emscher in Bottrop. In: *KA* 59 (4), S. 325–329.
- Sterner, Michael; Jentsch, Mareike; Holzhammer, Uwe (2011a): Energiewirtschaftliche und ökologische Bewertung eines Windgas-Angebotes. Gutachten. Hg. v. Fraunhofer IWES. Online verfügbar unter [http://www.greenpeace-energy.de/fileadmin/docs/sonstiges/Greenpeace\\_Energy\\_Gutachten\\_Windgas\\_Fraunhofer\\_Sterner.pdf](http://www.greenpeace-energy.de/fileadmin/docs/sonstiges/Greenpeace_Energy_Gutachten_Windgas_Fraunhofer_Sterner.pdf), zuletzt geprüft am 19.07.2011.
- Sterner, Michael; Jentsch, Mareike; Holzhammer, Uwe (2011b): Erneuerbares Gas für eine nachhaltige Entwicklung. In: *GWA* (10), S. 725–733.
- Sterner, Michael; Saint-Drenan, Yves-Marie; Gerhardt, Norman; Specht, Michael; Stürmer, Bernd; Zuberbühler, Ulrich (2010): Erneuerbares Methan. Ein innovatives Konzept zur Speicherung und Integration Erneuerbarer Energien sowie zur regenerativen Vollversorgung. Leibniz Institut LIFIS. Online verfügbar unter [http://www.leibniz-institut.de/archiv/sterner\\_09\\_07\\_10.pdf](http://www.leibniz-institut.de/archiv/sterner_09_07_10.pdf), zuletzt geprüft am 11.02.2013.
- Sterner, Michael; Stadler, Ingo (2014): Energiespeicher. Bedarf, Technologien, Integration: Springer Vieweg.
- Sterner, Michael; Thema, Martin; Eckert, Fabian; Lenck, Thorsten; Götz, Philipp (2015a): Die Bedeutung und Notwendigkeit von Windgas für den Erfolg der Energiewende. Hg. v. Forschungsstelle Energienetze und Energiespeicher (FENES) OTH Regensburg, Energy Brainpool, Studie im Auftrag von Greenpeace Energy. Regensburg/Hamburg/Berlin. Online verfügbar unter [http://www.greenpeace-energy.de/fileadmin/docs/publikationen/Studien/2015\\_FENES\\_EBP\\_GPE\\_Windgas-Studie.pdf](http://www.greenpeace-energy.de/fileadmin/docs/publikationen/Studien/2015_FENES_EBP_GPE_Windgas-Studie.pdf), zuletzt geprüft am 20.09.2016.
- Sterner, Michael; Thema, Martin; Eckert, Fabian; Lenck, Thorsten; Götz, Philipp (2015b): Warum Windgas die Energiewende sicher macht und Kosten senkt. Kurzfassung der Studie „Bedeutung und Notwendigkeit von Windgas für die Energiewende in Deutschland“. Hg. v. Forschungsstelle für Energienetze und Energiespeicher (FENES) & EnergyBrainpool. Regensburg, Berlin.
- Stolten, D. (2010): Hydrogen and Fuel Cells – Polymer Electrolyt Membrane (PEM) Water Electrolysis. WILEY-VCH Verlag GmbH & Co KGaA.
- Stucki, S.; Scherer, G. G.; Schlagowski, S.; Fischer, E. (1998): PEM water electrolyzers: evidence for membrane failure in 100 kW demonstration plants. In: *Journal of Applied Electrochemistry* 28 (10), S. 1041–1049.

- Thompson, L.; Lekov, A.; McKane, A.; Piette, M. A. (2010): Opportunities for Open Automated Demand Response in Wastewater Treatment Facilities in California - Phase II Report. San Luis Rey Wastewater Treatment Plant Case Study.
- TMLFUN (2013): Beseitigung von kommunalem Abwasser im Freistaat Thüringen. Lagebericht 2013. Hg. v. Thüringer Ministerium für Landwirtschaft, Forsten, Umwelt und Naturschutz.
- Trapp, Jan Hendrik; Libbe, Jens (2016): Neuartige Wasserinfrastrukturen – Optionen für Unternehmensstrategien und Innovation. Berlin (Sozialökologische Forschung).
- Trost, Tobias; Horn, Sönke; Jentsch, Mareike; Sterner, Michael (2012): Erneuerbares Methan: Analyse der CO<sub>2</sub>-Potentiale für Power-to-Gas Anlagen in Deutschland. Erneuerbare Energie im Gasnetz speichern. In: *Energiewirtschaft* 36, S. 173–190.
- UBA (2008): Steigerung der Energieeffizienz auf kommunalen Kläranlagen. Hg. v. Umweltbundesamt (Texte 11/08).
- UBA (Hg.) (2017): Status Quo der erneuerbaren Energien. Umweltbundesamt. Online verfügbar unter <http://www.umweltbundesamt.de/themen/klima-energie/erneuerbare-energien/erneuerbare-energien-in-zahlen#textpart-1>, zuletzt geprüft am 12.07.2017.
- UM (2015): Leitfaden Energieeffizienz auf Kläranlagen. 1000. Aufl. Hg. v. Ministerium für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft Baden- Württemberg. Stuttgart.
- Urban, Ute; Heilmann, Andrea (2012): Beiträge von Kläranlagen zur Energiewende. In: DWA Nordost (Hg.): Landesverbandstagung 2012 Potsdam. Nachhaltige Wasserwirtschaft.
- VDE (Hg.) (2011): VDE-AR-N 4105. Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz, Technische Mindestanforderungen für Anschluss und Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz. Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V.
- VDE (Hg.) (2012): Energiespeicher für die Energiewende. Speicherungsbedarf und Auswirkungen auf das Übertragungsnetz für Szenarien bis 2050. Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V. Frankfurt am Main.
- VDE (Hg.) (2014): Regionale Flexibilitätsmärkte. Marktbasierte Nutzung von regionalen Flexibilitätsoptionen als Baustein zur erfolgreichen Integration von erneuerbaren Energien in die Verteilnetze. Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V.
- VDI (Hg.) (2012): Wirtschaftlichkeit gebäudetechnischer Anlagen: Grundlagen und Kostenberechnung, VDI 2067 Blatt 1. Verein Deutscher Ingenieure e.V. (VDI 2067).
- VDN (Hg.) (2007): TransmissionCode 2007 - Netz- und Systemregeln der deutschen Übertragungsnetzbetreiber. Anhang D - Präqualifikationsbedingungen. Unter Mitarbeit von Holger Berndt, Mike Hermann, Horst D. Kreye, Rüdiger Reinisch und Schere, Ulrich, Vanzetta, Joachim. Verband der Netzbetreiber e.V. beim VDEW. Online verfügbar unter [https://www.bdew.de/internet.nsf/id/.../\\$file/TransmissionCode2007.pdf](https://www.bdew.de/internet.nsf/id/.../$file/TransmissionCode2007.pdf), zuletzt geprüft am 13.07.2017.
- WDR 5 (2012): Energiespeicher Tiefkühlfisch. Flexible Stromkunden machen das Netz stabiler. Leonardo - Wissenschaft und mehr.
- Weissmüller, Gerhard (2011): Kommunale Verteilnetze als Wegereiter der Energiewende. TSB Transferstelle Bingen. Worms, 30.11.2011.
- Wystrach (2016): Die Wystrach Druckgasflaschenbündel. Online verfügbar unter <http://www.wystrach-gmbh.de/produkt-wystrach-druckgas.html>.
- Zerres, Achim (2017): Netzentwicklung und Netzausbau. Otti - 4.Konferenz Zukünftige Stromnetze für Erneuerbare Energien. Berlin, 31.01.2017.



Zimmerman, R. D.; Murillo-Sanchez, C. E.; Thomas, R. J. (2011): MATPOWER: Steady-State Operations, Planning, and Analysis Tools for Power Systems Research and Education. In: *IEEE Transactions on Power Systems* 26 (1), S. 12–19. DOI: 10.1109/TPWRS.2010.2051168.



## D - ANHANG



<b>ANHANG 1</b>	<b>PROJEKTTEAM ARRIVEE: ANSPRECHPARTNER .....</b>	<b>322</b>
<b>ANHANG 2</b>	<b>SZENARIEN DER VERSORGUNGSAUFGABE IN DER MODELLREGION – GRUNDLAGEN UND HERLEITUNG .....</b>	<b>323</b>
<b>ANHANG 3</b>	<b>BESCHREIBUNG DER ELEKTROLYSEVERFAHREN .....</b>	<b>324</b>
<b>ANHANG 4</b>	<b>ERMITTLUNG DER THEORETISCH MÖGLICHEN REINSAUERSTOFFBEIMISCHUNG FÜR DAS BELÜF- TUNGSSYSTEM DER MODELLANLAGEN.....</b>	<b>329</b>
<b>ANHANG 5</b>	<b>AGGREGATELISTE (KLÄRANLAGE RADEVORMWALD) UND ABSCHALTVERSUCHE (KLÄRANLAGEN RADEVORMWALD, ODENTHAL, KOHLFURTH) .....</b>	<b>331</b>
<b>ANHANG 6</b>	<b>AGGREGATEMANAGEMENT – DATENBLÄTTER .....</b>	<b>369</b>
<b>ANHANG 7</b>	<b>EINGANGSDATEN UND ANNAHMEN FÜR DIE NETZBERECHNUNG .....</b>	<b>370</b>
<b>ANHANG 8</b>	<b>KOSTENBEWERTUNG DES NETZAUSBAUS – EINGANGSDATEN UND ANNAHMEN .....</b>	<b>376</b>
<b>ANHANG 9</b>	<b>ÜBERSICHT ZU DEN KOSTENBELASTUNGEN UND ERLÖSMÖGLICHKEITEN DER ANLAGENKONZEPTE .....</b>	<b>378</b>
<b>ANHANG 10</b>	<b>INTERVIEWPARTNER IN ARBEITSPAKET 5 ZU POLITISCHEN RAHMENBEDINGUNGEN.....</b>	<b>386</b>
<b>ANHANG 11</b>	<b>SOZIALWISSENSCHAFTLICHE SZENARIEN IN ARRIVEE: AUFBAU UND SCHLÜSSELFAKTOREN .....</b>	<b>387</b>

## **Anhang 1 Projektteam arrivee: Ansprechpartner**

### ***Projektkoordinator***

#### **Technische Universität Kaiserslautern, Fachgebiet Siedlungswasserwirtschaft**

Paul-Ehrlich-Str. 14  
67663 Kaiserslautern  
Prof. Dr. Theo Schmitt  
Tel.: +49 631 205-29 46  
theo.schmitt@bauing.uni-kl.de

### ***Verbundpartner***

#### **Bergische Universität Wuppertal, Lehrstuhl für Elektrische Energieversorgungstechnik**

Rainer-Gruenter-Str. 21  
42119 Wuppertal  
Prof. Dr. Markus Zdrallek  
Tel.: +49 202 439-19 76  
zdrallek@uni-wuppertal.de

### **iGas energy GmbH**

Cockerillstraße 100  
52222 Stolberg  
Karl-Heinz Lentz  
Tel. 02402/979160-1  
kh.lentz@iGas-energy.de

### **Transferstelle Bingen, Geschäftsbereich der ITB gGmbH**

Berlinstraße 107 a  
55411 Bingen  
Prof. Dr. Ralf Simon  
Tel.: +49 6721 98 424-0  
simon@tsb-energie.de

### **Stadtwerke Radevormwald GmbH**

Am Gaswerk 13  
42477 Radevormwald  
Christoph Richtarski  
Tel.: +49 2195 91 31-0  
c.richtarski@s-w-r.de

### **Wupperverband**

Untere Lichtenplatzer Str. 100  
42289 Wuppertal  
Dirk Salomon  
Tel.: +49 202 583-114  
sal@wupperverband.de

### **Wupperverbandsgesellschaft für integrale Wasserwirtschaft mbH -WiW-**

Untere Lichtenplatzer Str. 100  
42289 Wuppertal  
Dr. Gerd Kolisch  
Tel.: +49 49 202 583-0  
kol@wupperverband.de

## Anhang 2 Szenarien der Versorgungsaufgabe in der Modellregion – Grundlagen und Herleitung

<b>1</b>	<b>EINLEITUNG UND METHODIK</b> .....	<b>1</b>
<b>2</b>	<b>ZUKÜNFTIGE ENTWICKLUNG DEZENTRALER ERZEUGUNGSANLAGEN</b> .....	<b>3</b>
2.1	STUDIEN UND PROGNOSEN ZUM EE-AUSBAU IN DEUTSCHLAND .....	3
2.1.1	<i>BMU-Leitstudie 2011</i> .....	3
2.1.2	<i>Netzentwicklungsplan Strom</i> .....	3
2.1.3	<i>Dena-Verteilnetzstudie</i> .....	4
2.1.4	<i>r2b Jahresprognose 2013 und Mittelfristprognose bis 2017</i> .....	4
2.2	WINDENERGIEANLAGEN.....	5
2.2.1	<i>Deutschlandszenarien</i> .....	5
2.2.2	<i>Regionalisierung</i> .....	6
2.2.3	<i>Lokales Ausbaupotenzial</i> .....	8
2.2.4	<i>Netzanschlussebene</i> .....	12
2.2.5	<i>Ausbauszenarien - Windenergie in Radevormwald (TSB, BUW)</i> .....	13
2.2.6	<i>Verteilung der Ausbauleistung im Netzgebiet</i> .....	14
2.3	PHOTOVOLTAIKANLAGEN .....	16
2.3.1	<i>Deutschlandszenarien</i> .....	16
2.3.2	<i>Regionalisierung</i> .....	17

...

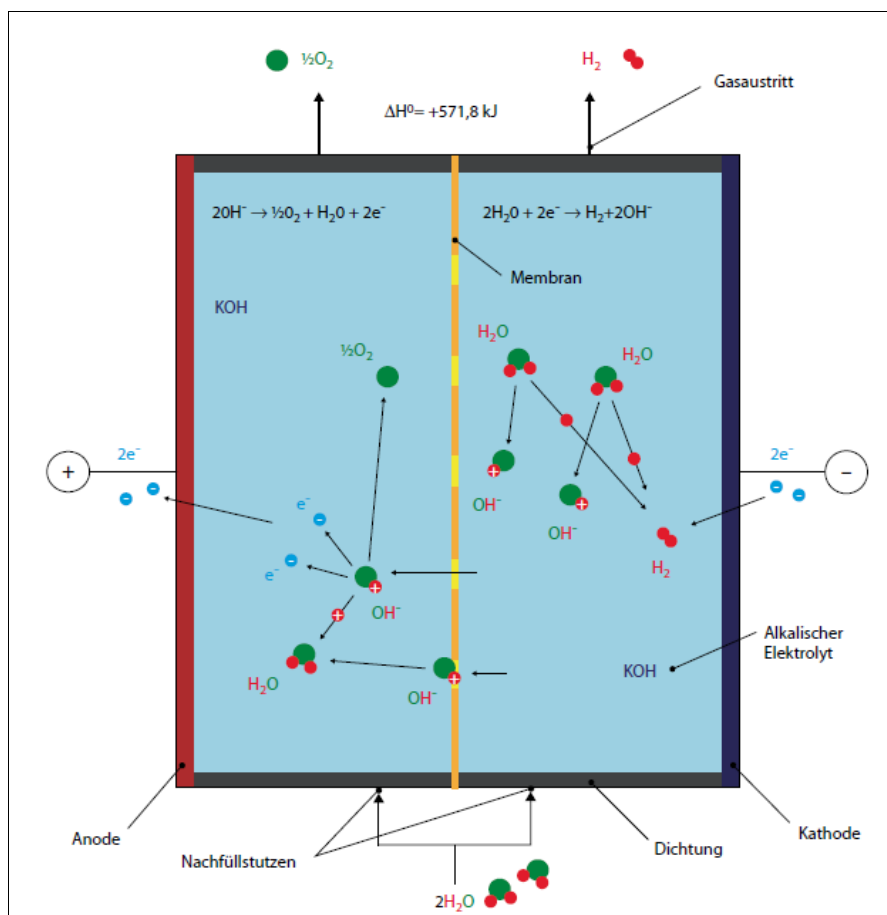
**Nähere Angaben zu dem Dokument finden Sie unter: [www.erwas-arrivee.de](http://www.erwas-arrivee.de) → Veröffentlichungen.**



## Anhang 3 Beschreibung der Elektrolyseverfahren

### (1) Wasserelektrolyse mit alkalischen Elektrolyten

Die alkalische Elektrolyse (AEL) ist die am häufigsten eingesetzte Technologie und spiegelt den Stand der Technik wider. Über diese Verfahrenstechnik gibt es Erfahrungen seit ca. 100 Jahren. Der prinzipielle Aufbau einer alkalischen Elektrolyse ist in Bild B.7.1 dargestellt.



**Bild B.7.1: Prinzipieller Aufbau einer alkalischen Elektrolysezelle (Sternier und Stadler, 2014)**

Die wesentlichen Merkmale der alkalischen Elektrolyse werden mit nachstehenden Zitaten aus (Smolinka et al., 2011) als Standardwerk dieser Technologie prägnant beschrieben:

„In einer alkalischen Elektrolysezelle bestehen die Elektroden aus perforierten Blechen mit einer möglichst porösen Oberfläche. Die Elektroden sind als Vorbleche nahe an dem Diaphragma positioniert und elektrisch leitend. Sie sind mit den Endplatten (Einzelzelle) bzw. den bipolaren Trennblechen (Zellstapel) verbunden. Zellrahmen dichten die Halbzellen nach außen ab und dienen als Einbettung für das Diaphragma. Die Stromquelle wird über die Endplatten kontaktiert. Beide Halbzellen sind mit alkalischen Elektrolyten geflutet bzw. werden von dieser Lauge durchströmt. Alkalische Elektrolysezellen arbeiten in der Regel bei etwa 50 °C - 80 °C mit einer Stromdichte von 200 mA/cm<sup>2</sup> – 400 mA/cm<sup>2</sup>.“ Moderner alkalische Druckelektrolyseure werden mit einer Stromdichte bis 1.000 mA/cm<sup>2</sup> betrieben.

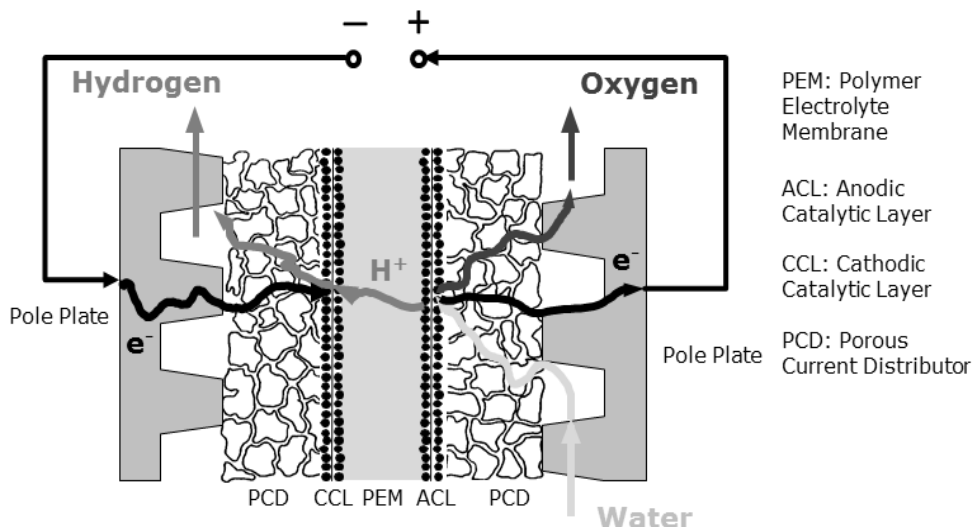
„Bei der alkalischen Elektrolyse wird das Wasser in der Regel an der Kathodenseite zugeführt, an welcher H<sub>2</sub> und OH<sup>-</sup>-Ionen entstehen. Letztere durchqueren die mikroporöse oder anionenleitende Membran und werden auf der Anodenseite zu Sauerstoff und Wasser umgesetzt.“ Als Elektrolyt wird eine 25 %-ige Kaliumhydroxidlösung eingesetzt (Bajohr et al., 2011).

„... alkalische Elektrolysesysteme werden auf Modulebene in einem Leistungsbereich von 1 Nm<sup>3</sup>/h – 760 Nm<sup>3</sup>/h hergestellt. Dies entspricht einer elektrischen Leistungsaufnahme von ca. 5 kW bis ca. 3,4 MW pro Modul.“

„Die meisten Hersteller geben an, dass alkalische Elektrolyseure bis in einem Teillastbereich von 20 % – 40 % arbeiten können. Für die Dynamik sind die Komponenten des Gesamtsystems der kritische Faktor. Die elektrochemischen Vorgänge in der Zelle reagieren praktisch verzögerungsfrei auf Lastsprünge. Die Zeitkonstanten nachgeschalteter Systemkomponenten, wie Laugenpumpen, Druckregler oder Produktgas-Separatoren sind jedoch wesentlich größer. Das Abschalten eines alkalischen Elektrolyseurs in den Ruhestrombereich führt insbesondere bei Druckelektrolyseuren in Folge von Querdiffusion, der in der Anlage verbliebenen Produktgase (H<sub>2</sub>, O<sub>2</sub>), zu deren Anreicherung im jeweiligen Fremdgas. Dadurch wird die Gasreinheit herabgesetzt. Ein Wiederanfahren kann ein aufwändiges Spülen erfordern.“ (Smolinka et al., 2011).

## (2) PEM-Elektrolyse

Im Vergleich zur alkalischen Technik weisen Polymer-Elektrolyt-Membran-Elektrolyseure (PEMEL) hohe Leistungsdichten, Ausgangsdrücke größer 30 bar sowie ein dynamisches Betriebsverhalten auf. Durch den Einsatz von ionenleitenden Membranen als Feststoffelektrolyt kann auf die Umwälzung flüssiger Elektrolyte verzichtet werden. Das Systemdesign wird dadurch erheblich vereinfacht und ein diskontinuierlicher, dynamischer Anlagenbetrieb ermöglicht (Stolten, 2010).



**Bild B.7.2:** Schematische Darstellung einer Elektrolysezelle im Querschnitt

Der schematische Aufbau einer PEMEL Einzelzelle mit protonenleitenden Membranen ist in Bild B.7.2 dargestellt. Die Kernkomponente ist hierbei die Membranelektrodeneneinheit (MEA), die zwischen zwei Polplatten mit makroskopischer Kanalstruktur (Flow Field) eingebettet ist. Eine MEA besteht aus einer ionenleitenden sowie elektrisch isolierenden Polymermembran (PEM), die von beiden Seiten mit katalytischem Material in Kontakt ist. Hierbei wird zwischen der anodischen (ACL – engl. anodic catalytic layer) und der kathodischen katalytischen Schicht (CCL – engl. cathodic catalytic layer) unterschieden. Mikroporöse und elektrisch leitfähige Strukturmaterialien (PCD – engl. porous current distributor) zwischen Polplatte und katalytischer Schicht sind einerseits für die elektrische Kontaktierung des Katalysators und andererseits für den Medien austausch (Wasser/Gase) notwendig.

Im Betrieb wird eine Spannung zwischen den Elektroden angelegt, wobei für relevante Stoffumsatzraten größer 0,5 l h<sup>-1</sup> cm<sup>-2</sup> (entspricht einer Stromdichte von etwa 1 A cm<sup>-2</sup>) in der Regel eine Gleichspannung größer gleich 1,8 V pro Elektrolysezelle notwendig ist. An der Anode wird flüssiges Wasser zugeführt, wobei Sauerstoffgas entsteht. Das erzeugte Gas wird mit überschüssigem Wasser aus der Elektrode getragen, während die Protonen durch die Membran zur Kathode transportiert werden. An der Kathode verbinden sich Elektronen aus der Spannungsquelle mit den Protonen, wobei Wasserstoffgas entsteht. Je nach Systemdesign wird auch der kathodische Gaszweig permanent mit flüssigem Wasser gespült. Durch den

Effekt der elektrochemischen Kompression ist ein Anheben des Druckniveaus der produzierten Gase durch Anheben der Zellspannung möglich. Speicherkonzepte, bei denen die Produktgase direkt in einen Druckgaspeicher eingespeist werden, sind somit denkbar, wodurch zukünftige Speichersysteme einer regenerativen Energiewirtschaft auf Basis von Wasserstoff effizienter und damit wirtschaftlicher werden.

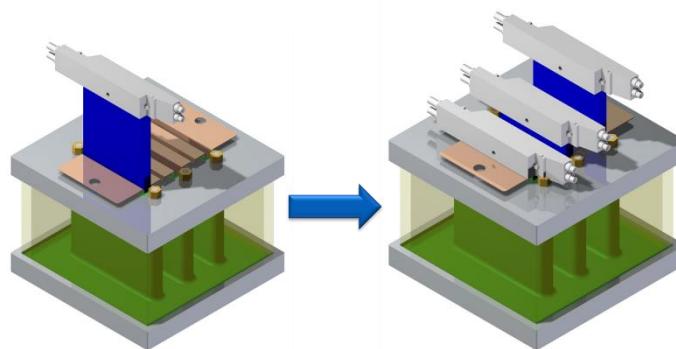
Technisch werden PEM-Elektrolyseure als Module aus vielen Einzelzellen aufgebaut, wobei die Zellen zu einem Stapel (Stack) miteinander verbunden werden. Die Zellen werden untereinander elektrisch in Serie verschaltet, um eine Steigerung der Produktionsrate bei konstantem Strom durch Anheben des Spannungsniveaus zu erreichen. Große PEM-Elektrolyseure weisen Gasproduktionsraten bis  $225 \text{ Nm}^3 \text{ H}_2$  pro Stunde und Einzelmodul auf, wobei **Anlagenwirkungsgrade** bezogen auf den Heizwert von Wasserstoff größer 70 % (entspricht  $5 \text{ kWh pro Nm}^3 \text{ H}_2$ ) liegen. Um den internen elektrischen Widerstand klein zu halten, werden die Polplatten bipolar ausgeführt, sodass sie eine Kanalstruktur von beiden Seiten aufweisen und ein Bauteil für zwei Halbzellen genutzt werden kann. Monopolare Zellen sind an den Enden des Stapels platziert, um das Modul abzuschließen. Über massive Druckplatten, die über Zuganker miteinander verbunden sind, wird der Stapel verspannt (Stolten, 2010; Smolinka et al., 2011)

Ein wesentliches technisches Merkmal bei der Stapelung der Zellen ist die Kontaktierung der Komponenten untereinander. Die Verspannung des Stapels hat hierbei einen wesentlichen Einfluss, da der elektrische Kontaktwiderstand zwischen zwei Materialien vom Verpressdruck abhängig ist. Um die Porosität der MEA Komponenten nicht soweit herabzusetzen, dass die Medienbewegung von und zum Katalysator herabgesetzt wird, ist der Verpressdruck zu optimieren. Auch die mechanische Zerstörung (z. B. Punktion) der PEM (Materialstärke 50 bis  $200 \mu\text{m}$ ) ist zu verhindern. Darüber hinaus ist es notwendig, die Druckverteilung über der elektrochemisch aktiven Fläche gleichmäßig zu halten, um lokal unterschiedliche Stromdichten (Gasproduktionsraten) zu verhindern. Eine inhomogene Stromdichteverteilung kann in einer lokalen Überhitzung der Zelle resultieren, was das Ausfallrisiko des Elektrolyseurstapels erhöht (Stucki et al., 1998; Hamour et al., 2011; Selamet und Ergoktas M. S., 2015; Carmo M. et al., 2013).

### (3) Variante PEM: Hydraulischer Stack

Aufgrund der bei klassischen Konzepten zu erwartenden inhomogenen Druckverteilung können Elektrolyseure dieser Bauart vielfach, insbesondere bei größer werdenden Zellflächen, nicht mit der grundsätzlich möglichen Leistungsdichte dauerhaft betrieben werden. Auch ist der Betrieb bei verschiedenen Druckniveaus schwierig, da das Verhältnis Verpresskräfte zu Zellen-Innendruck nicht druckabhängig eingestellt werden kann, sodass bis auf wenige Ausnahmen kommerzielle PEM-Elektrolyseure nur bis 30 bar betrieben werden. Diese wesentlichen Probleme wurden an der Westfälischen Hochschule durch ein neues Systemdesign auf Basis der hydraulischen Verpressung gelöst (Rost und Brodmann, 2014; Rost et al., 2015a; Rost et al., 2015b; Rost U. et al., 2015). Das Patent wurde von der Firma iGas Energy GmbH auslizensiert.

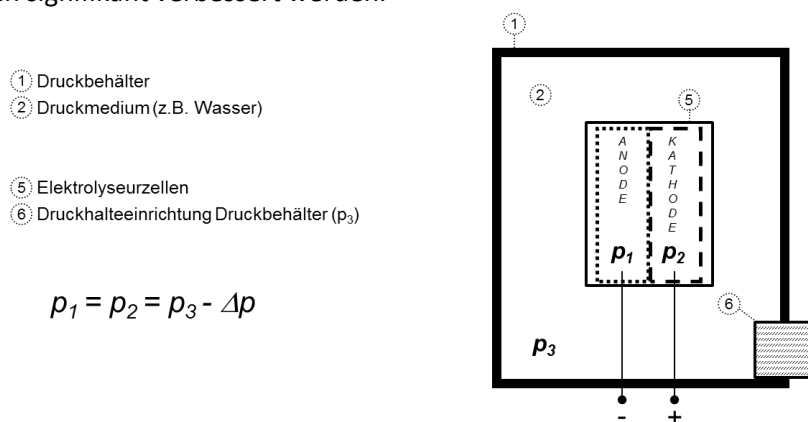
Bei dem patentierten Verfahren auf Basis der hydraulischen Verpressung werden die PEMEL-Einzelzellen eines Stacks separat in Taschen verbracht, welche sich in einem Druckbehälter befinden (vgl. Bild B.7.3). Die Konstruktion sieht vor, dass dieser Druckbehälter mit einer Hydraulikflüssigkeit befüllt wird, wobei die Einzelzellen vollständig von der Flüssigkeit umspült werden. Im Betrieb wird das Druckniveau innerhalb des Druckbehälters angehoben, sodass sich der Hydraulikdruck homogen auf die aktive Fläche der PEMEL-Einzelzellen überträgt und die Zellen optimal verpresst werden können. Mit einer geeigneten Drucknachführung ist es möglich den Anpressdruck  $\Delta p$  in Abhängigkeit des Betriebspunkts und der Zellcharakteristik dynamisch zu regeln. Darüber hinaus kann eine Kühlung des Stacks durch die Umwälzung des Hydraulikmediums erreicht werden. Durch die vollständige Umspülung der PEMEL-Einzelzellen ist die Wärmeabfuhr überall homogen, wodurch lokale Hotspotbildung und damit wahrscheinliche Degradationseffekte insbesondere im Hochleistungsbetrieb wesentlich reduziert werden können. Das Konzept eignet sich damit insbesondere auch für dezentrale, stationäre Speichersysteme.



**Bild B.7.3:** Schematische Darstellung eines modularen PEMEL-Stacks in hydraulisch verpresster Bauweise

Des Weiteren wird zunächst der Druck zwischen Anode  $p_1$  und Kathode und  $p_2$  überwacht und regelungstechnisch gleichgehalten (vgl. Bild B.7.4). Damit wird sichergestellt, dass sich die Druckdifferenz über der Membran selbst im Bereich weniger mbar bewegt. Dies ermöglicht den Einsatz dünnerer Membranen. Es ist zu erwarten, dass die Verluste durch den Ionentransport in der Membran gegenüber üblichen Konstruktionen, bei denen die Membran aufwendig abgestützt werden muss, verringert werden kann.

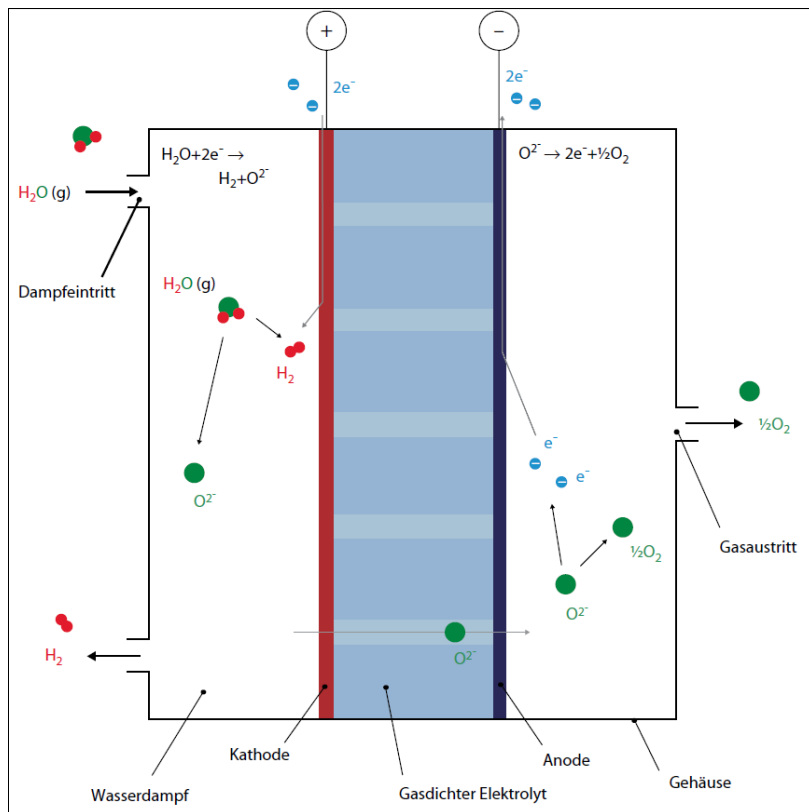
Steigt während der Gasproduktion der Gasdruck innerhalb der Anode bzw. Kathode, wird durch die Drucknachführung sichergestellt, dass der optimale Anpressdruck der Zellkomponenten bei jedem beliebigen Gasdruck erhalten bleibt. Dies wird dadurch erreicht, dass der Verpressdruck  $p_3$  der Zellen um den entsprechenden Betrag erhöht wird ( $p_1 = p_2 = p_3 - \Delta p$ ). Mit diesem Verfahren ist es prinzipiell möglich den Gasdruck und damit den Ausgangsdruck beliebig zu steigern. Begrenzend wirkt hier die mechanische Stabilität der verwendeten Komponenten des Gesamtsystems (Druckbehälter, Durchführungen etc.). Der Einsatz von nachgeschalteten zusätzlichen Kompressoren, um das benötigte Druckniveau der Gase zu erzielen, kann damit vermieden werden. Dadurch kann der Gesamtwirkungsgrad wie auch die Verfügbarkeit von Elektrolyseuranlagen signifikant verbessert werden.



**Bild B.7.4:** Prinzipielles Blockschaltbild des Hochdruckelektrolyseurs mit hydraulischer Verpressung

#### (4) Hochtemperatur-Wasserdampfelektrolyse

Die Hochtemperatur-Elektrolyse befindet sich noch im Stadium der Grundlagenforschung. „Zurzeit existieren noch keine kommerziellen Anlagen. Das derzeit größte Laborsystem hat eine Wasserstoffproduktionsrate von  $5,7 \text{ Nm}^3/\text{h}$  bei einer Leistung von  $18 \text{ kW}$  (Smolinka et al., 2011). Prinzipiell lassen sich mit diesem Verfahren höhere Wirkungsgrade erzielen. In Bild B.7.5 ist der Aufbau einer Hochtemperaturzelle dargestellt.



**Bild B.7.5: Prinzipieller Aufbau einer Hochtemperaturolektrolysezelle (Sternier und Stadler, 2014)**

„Bei der Hochtemperatur-Wasserdampf-Elektrolyse wird der Wasserdampf an der Kathode zugeführt und zu Wasserstoff und  $\text{O}^{2-}$ -Ionen reduziert. Letztere wandern durch die  $\text{O}^{2-}$ -leitfähige Membran zur Anodenseite und werden dort zu Sauerstoff oxidiert. [...] Die hohen Temperaturen von 800 – 1000 °C fördern die endotherme Zersetzung von Wasser und reduzieren somit den Elektrizitätsbedarf um bis zu 25 %“ (Smolinka et al., 2011).

## Anhang 4 Ermittlung der theoretisch möglichen Reinsauerstoffbeimischung für das Belüftungssystem der Modellanlagen

Für die Ermittlung der theoretisch möglichen Reinsauerstoffbeimischung für die Modellanlagen ist eine Dimensionierung des Belüftungssystems bestehend aus Belüfterelementen und Verdichtern erforderlich. Als Grundlage der Dimensionierung ist eine statische Nachbemessung erforderlich. Hierfür wird die einwohnerspezifische Belastung nach Tabelle 1 des Arbeitsblattes ATV-DVWK-A 198 (ATV-DVWK, Deutsche Vereinigung für Wasserwirtschaft, Abwasser und Abfall, 2003) und eine Vorklärung mit einer Aufenthaltszeit von 0,5 h angesetzt. In Tabelle 1 ist die 85 %-Perzentilfracht im Zulauf der Belebung für die Modellanlagen zusammengestellt. Aus der Bemessung nach ATV-DVWK-A 131 (ATV-DVWK, 2000) ergibt sich das erforderliche Beckenvolumen der biologischen Stufe (siehe Tabelle 2).

**Tabelle 1: 85-Perzentilfracht im Zulauf der Belebung für die Modellanlagen**

Kläranlagen- größe	$B_{d,BSB,ZB}$	$B_{d,TS,ZB}$	$B_{d,N,ZB}$	$B_{d,P,ZB}$
	[kg/d]	[kg/d]	[kg/d]	[kg/d]
20.000 EW	903	700	237	31
50.000 EW	2.258	1.750	592	77
150.000 EW	7.222	6.342	1.800	243

**Tabelle 2: Beckenvolumina und Geometrie der Modellanlagen**

Kläranlagen- größe	Anzahl	Tiefe	Länge	Breite	Gesamtvolumen
	-	m	m	m	m <sup>3</sup>
20.000 EW	2	5	35	12	4.200
50.000 EW	2	5	50	20	10.000
150.000 EW	2	5	100	34	34.000

Für die Berechnung der erforderlichen Druckluftmenge der biologischen Stufe wird ein alpha-Wert von 0,7, eine Einblastiefe von 5 m und ein spezifischer Sauerstoffeintrag in Reinwasser SSA von 20 g O<sub>2</sub>/m<sup>3</sup>/m<sub>ET</sub> angesetzt. Als maßgebende Lastfälle für die Auslegung des Belüftungssystems wurde die 85 %-Perzentilbelastung bei 19°C, die mittlere Belastung bei 15°C und die 15 %-Perzentilbelastung bei 12°C berücksichtigt. Die 50 %-Perzentilbelastung und 15 %-Perzentilbelastung wurde über ein Verhältniswert zur 85 %-Perzentilbelastung nach Tabelle 3 berechnet.

**Tabelle 3: Verhältnswerte von Mittelwert und 15 %-Perzentilbelastung zu 85 %-Perzentilbelastung (Auswertung Zulauffrachten von Datensätzen mehrerer Kläranlagen)**

50 %-Perzentilbelastung/ 85 %-Perzentilbelastung	0,77
15 %-Perzentilbelastung/ 85 %-Perzentilbelastung	0,55

**Tabelle 4: Berechnung des erforderlichen Sauerstoffbedarfs und der erforderlichen Druckluftmenge für die Modellanlagen**

Kläranlagen- größe	OC <sub>min</sub>	OC <sub>mittel</sub>	OC <sub>max</sub>	Q <sub>L,min</sub>	Q <sub>L,mittel</sub>	Q <sub>L,max</sub>
	[kg O <sub>2</sub> /h]	[kg O <sub>2</sub> /h]	[kg O <sub>2</sub> /h]	[Nm <sup>3</sup> /h]	[Nm <sup>3</sup> /h]	[Nm <sup>3</sup> /h]
<b>85-Perzentil (19°C)</b>						
20.000 EW	64	95	144	642	947	1.439
50.000 EW	172	244	347	1.720	2.445	3.468
150.000 EW	538	724	940	5.382	7.238	9.399
<b>50-Perzentil (15°C)</b>						
20.000 EW	52	76	114	522	761	1.138
50.000 EW	140	196	274	1.398	1.964	2.741
150.000 EW	430	576	744	4.304	5.763	7.436
<b>15-Perzentil (12°C)</b>						
20.000 EW	43	62	89	433	615	892
50.000 EW	113	156	211	1.132	1.555	2.106

150.000 EW	338	448	571	3.379	4.485	5.710
------------	-----	-----	-----	-------	-------	-------

In Tabelle 4 sind die minimalen, mittleren und maximalen erforderlichen Luftmengen zusammengestellt. Aufbauend auf diesen Ergebnissen erfolgte die Auslegung der Belüfterelemente und der Gebläse (Tabelle 5 und Tabelle 6). Bei der Auslegung der Gebläse wurde eine Regelbarkeit der Gebläse von 1:3 angesetzt und ein Reserveaggregat berücksichtigt. Bei der Auslegung der Belüfterelemente wurden die minimale und maximale Luftbeaufschlagung der Belüfter und eine erforderliche Belegungsichte von 20 % berücksichtigt.

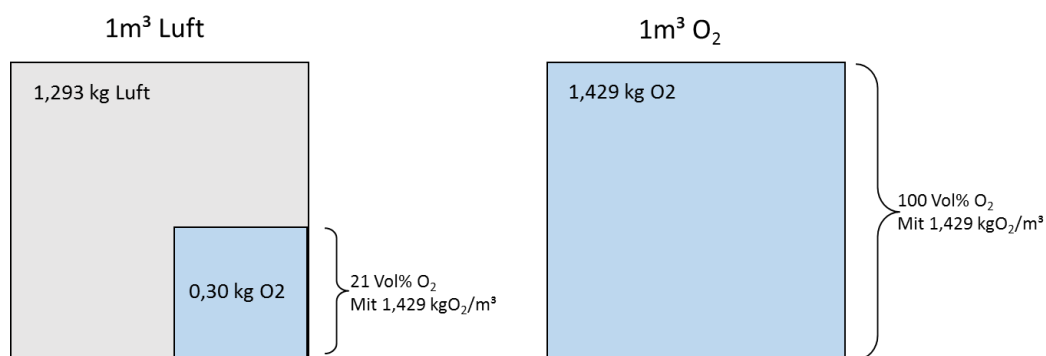
**Tabelle 5: Auslegung der Gebläsestation**

Kläranlagengröße	Anzahl der Gebläse	Max. Luftmenge pro Gebläse	Min. Luftmenge pro Gebläse
		[Nm <sup>3</sup> /h]	[Nm <sup>3</sup> /h]
20.000 EW	2 (+1)	719	270
50.000 EW	2 (+1)	1.734	686
150.000 EW	3 (+1)	3.133	1.238

**Tabelle 6: Auslegung der Belüfterelemente**

Kläranlagengröße	Spezifische Luftbeaufschlagung		Anzahl	Min Luftmenge	V_Nitri
	Min	Max			
	[Nm <sup>3</sup> /(h-Platte)]	[Nm <sup>3</sup> /(h-Platte)]	-	Nm <sup>3</sup> /h	m
20.000 EW	8	50	50	400	2.282
50.000 EW	8	50	110	880	5.332
150.000 EW	8	50	330	2640	16.227

Aufbauend auf diesen Grundlagen wurde die maximal mögliche Reinsauerstoffbeimischung berechnet. Hierbei wurde berücksichtigt, dass der Volumenstrom aus Druckluft und Reinsauerstoff größer ist als die minimale Luftmenge. Die minimale Luftmenge ergibt sich aus der erforderlichen Mindestbeaufschlagung der Belüfterelemente. Als weitere Bedingung ist mit dem Volumenstrom aus Druckluft und Reinsauerstoff der erforderliche Sauerstoffbedarf abzudecken. Für die Ermittlung des Sauerstoffeintrags wurde vereinfacht das Verhältnis von Reinsauerstoff zu Luft mit dem Faktor von 4,8 angesetzt (siehe Bild 1). Es wurde kein verbesserter Sauerstoffübergang aufgrund der höheren Sauerstoffkonzentration in der Luftblase berücksichtigt. Die sich hieraus ergebene Reinsauerstoffbeimischung ist für die Modellanlagen in Tabelle B.3.12 zusammengestellt.



**Bild 1: Verhältnis O<sub>2</sub>-Menge Luft zur O<sub>2</sub>-Menge Reinsauerstoff**



## Anhang 5 Aggregatliste (Kläranlage Radevormwald) und Abschaltversuche (Kläranlagen Radevormwald, Odenthal, Kohlfurth)

### Aggregatliste für Kläranlage Radevormwald

Verbraucher / Standort	Nennleistung [kW]	maßgebende Leistung [kW]	Betriebsstunden 2014 [h/a]	Verbrauch [kWh/a]	Verbrauch pro Stufe [kWh/a]
<b>Regenüberlaufbecken:</b>					<b>695</b>
Entleerungspumpe 1	15,00	12,00	0	0	
Entleerungspumpe 2	15,00	12,00	39	468	
Wirbeljet	5,50	4,40	50	220	
Spülpumpe	0,75	0,60	1	1	
Regenrückhaltekanal, Drossel 1	0,37	0,30	10	3	
Regenrückhaltekanal, Drossel 2	0,37	0,30	10	3	
<b>Rechenhaus:</b>					<b>2.612</b>
Rechen 1	2,00	1,70	238	405	
Rechen 2	2,00	1,70	261	444	
Waschpresse 1	3,60	3,50	209	732	
Waschpresse 2	3,60	3,50	295	1.033	
<b>Sandfang:</b>					<b>19.274</b>
Fahrtrieb 1	0,28	0,22	2.267	508	
Fahrtrieb 2	0,28	0,22	1.896	425	
Sandförderpumpe 1	1,30	1,04	1.124	1.169	
Sandförderpumpe 2	1,30	1,04	1.144	1.190	
Sandförderpumpe 3	1,30	1,04	948	986	
Sandförderpumpe 4	1,30	1,04	949	987	
Sandfanggebläse 1	7,80	2,05	735	1.507	
Sandfanggebläse 2	7,80	2,05	1.472	3.018	
Sandfanggebläse 3	7,80	2,05	2.543	5.213	
Rührwerk Sandwäsche	1,10	0,86	4.945	4.243	
Austragsschnecke Sandwäsche	1,10	0,60	50	30	
<b>VKB - Räume:</b>					<b>2.372</b>
Räumerantrieb	0,60	0,48	3.582	1.719	
Winde Bodenräumschild	0,37	0,30	100	30	
Winde Schwimmschlammschild	0,25	0,20	25	5	
Spülpumpe	3,75	3,00	40	120	
Schwimmschlammpumpe	3,75	3,00	166	498	
<b>Primärschlammwerk:</b>					<b>11.831</b>
Primärschlammpumpe 1	17,30	5,80	818	4.744	
Primärschlammpumpe 2	17,30	5,80	728	4.222	
Voreindicker Mazerator 1	2,20	1,40	818	1.145	
Voreindicker Mazerator 2	2,20	1,40	728	1.019	
Rinnenpumpe	1,60	2,70	100	270	
Schwimmschlammpumpe (2 Stück)	5,50	4,30	100	430	
<b>Kalksilo:</b>					<b>11.618</b>
Schlauchpumpe 1	0,75	1,10	1.630	1.793	
Schlauchpumpe 2	0,75	1,10	1.990	2.189	
Rührwerk	2,20	0,70	8.654	6.058	
Austragsbehälter	1,10	0,30	513	154	
Zellenradschleuse	0,37	0,30	324	96	
Gebälse	2,20	3,80	347	1.319	
Filrerrüttler	0,18	0,14	71	10	

Verbraucher / Standort	Nennleistung [kW]	maßgebende Leistung [kW]	Betriebs- stunden 2014 [h/a]	Verbrauch [kWh/a]	Verbrauch pro Stufe [kWh/a]
<b>Belüftung:</b>					<b>799.373</b>
Gebälse 1 BB1	90,00	68,20	6.027	411.041	
Gebälse 2 BB1	75,00	40,70	2.036	82.865	
Gebälse 3 BB1	55,00	27,50	3.940	108.350	
Gebälse 1 BB2	75,00	22,00	3.120	68.640	
Gebälse 2 BB2	75,00	22,00	3.049	67.078	
Gebälse 3 BB2	75,00	22,00	2.667	58.674	
Gebälse 4 BB2 (Verteilergerinne)	5,90	4,98	547	2.724	
<b>Umwälzung:</b>					<b>86.678</b>
Rührwerk K1	2,30	1,80	5.715	10.287	
Rührwerk K2	2,30	1,82	7.459	13.575	
Rührwerk K3	2,30	1,80	6.060	10.908	
Rührwerk K6	2,30	1,80	6.045	10.881	
Rührwerk K7	2,30	1,80	8.719	15.694	
Rührwerk K8	2,30	1,80	8.720	15.696	
Probenahmepumpe	1,30	1,10	8.760	9.636	
<b>Rezirkulation:</b>					<b>52.773</b>
Rezirkulationspumpe 1	4,00	4,20	4.460	18.732	
Rezirkulationspumpe 2	4,00	4,20	8.105	34.041	
<b>Rücklaufschlammförderung:</b>					<b>218.174</b>
Rücklaufschlammpumpe 1	30,00	18,00	3.824	68.832	
Rücklaufschlammpumpe 2	30,00	20,00	3.648	72.960	
Rücklaufschlammpumpe 3	30,00	20,00	3.808	76.160	
Blendenregulierschieber 1	0,37	0,30	300	89	
Blendenregulierschieber 2	0,37	0,30	300	89	
Blendenregulierschieber 3	0,37	0,30	150	44	
<b>Faulbehälter:</b>					<b>190.606</b>
Faulraummischer 1	9,70	7,60	8.738	66.409	
Faulraummischer 2	9,70	7,60	7.400	56.240	
Fettpumpe 1	0,18	0,13	8.738	1.132	
Fettpumpe 2	0,18	0,13	7.400	959	
Rohschlammpumpe 1	2,20	1,50	4.593	6.890	
Rohschlammpumpe 2	2,20	1,95	3.233	6.304	
Heizschlammpumpe 1	5,50	6,00	3.725	22.350	
Heizschlammpumpe 2	5,50	6,00	4.947	29.682	
Heizungspumpe	1,50	0,80	800	640	
<b>Fällmitteldosierung:</b>					<b>1.782</b>
Fällmitteldosierpumpe 1	0,18	0,21	51	10	
Fällmitteldosierpumpe 2	0,18	0,21	8.644	1.772	
<b>Schlammentwässerung:</b>					<b>34.587</b>
Schlammpumpe 1	5,50	2,40	0	0	
Schlammpumpe 2	17,30	4,00	48	192	
Kolbenmenbranpumpe 1	22,00	10,00	1.069	10.690	
Kolbenmenbranpumpe 2	22,00	10,00	905	9.050	
Polymerpumpe 1	11,00	2,00	1.070	2.140	
Polymerpumpe 2	11,00	2,00	905	1.810	
Polyumfüllpumpe	1,50	0,80	350	280	
Trogkettenförderer 1	9,20	6,60	146	964	
Trogkettenförderer 2	9,20	6,60	112	739	
Querförderer	4,00	6,00	101	606	
Schwenkförderer	3,00	1,00	129	129	
HD-Pumpe	55,00	30,00	95	2.850	
Kompressor	15,00	12,15	357	4.338	
Waschwagenfahrmotor 1	0,75	0,60	500	300	
Waschwagenfahrmotor 2	0,75	0,60	500	300	
Waschwagenhubmotor 1	0,25	0,20	500	100	
Waschwagenhubmotor 2	0,25	0,20	500	100	

Verbraucher / Standort	Nennleistung [kW]	maßgebende Leistung [kW]	Betriebsstunden 2014 [h/a]	Verbrauch [kWh/a]	Verbrauch pro Stufe [kWh/a]
<b>Nachklärbecken:</b>					<b>76.484</b>
Räumerantrieb 1	1,20	1,03	8.618	8.833	
Räumerntrieb 2	1,20	1,03	8.743	8.962	
Räumerantrieb 3	1,20	1,03	8.735	8.953	
Schwimmschlammpumpe 1	1,80	1,44	2.630	3.787	
Schwimmschlammpumpe 2	1,80	1,44	3.012	4.337	
Schwimmschlammpumpe 3	1,80	1,44	2.483	3.576	
Probenahmepumpe NK	0,37	0,23	8.760	2.015	
Spritzwasserpumpe 1	1,30	0,92	2.591	2.391	
Spritzwasserpumpe 2	1,30	0,92	2.937	2.711	
Spritzwasserpumpe 3	1,30	0,92	2.256	2.082	
Rinnenreinigung (3 Stück)	2,25	1,80	110	198	
Vakuumpumpe 1	1,50	1,22	100	122	
Vakuumpumpe 2	1,50	1,22	100	122	
Vakuumpumpe 3	1,50	1,22	100	122	
ÜSS-Pumpe 1	4,00	2,65	566	1.500	
ÜSS-Pumpe 2	4,00	2,65	8.461	22.422	
ÜSS-Pumpe 3	4,00	2,65	1.431	3.792	
Fahrbanheizung (3 Stück)	30,00	24,00	23	560	
<b>Grundwasserpumpwerk:</b>					<b>25.238</b>
Pumpe 1	22,00	17,60	504	8.870	
Pumpe 2	22,00	17,60	930	16.368	
<b>Voreindicker:</b>					<b>11.938</b>
Krählwerk VE	0,25	0,23	8.671	1.994	
ÜSS-ED, Seihbandanlage Antrieb	0,55	0,44	1.756	773	
ÜSS-ED, Seihbandanlage Spülwasserpumpe	3,45	2,76	1.756	4.847	
ÜSS-ED, Seihbandanlage Austragspumpe	4,00	3,20	1.027	3.286	
FHM Dosierpumpe 1	0,37	0,30	1.753	519	
FHM Dosierpumpe 2	0,37	0,30	1.753	519	
<b>Nacheindicker:</b>					<b>1.648</b>
Krählwerk NE	0,37	0,25	4.593	1.148	
Trübwasserpumpe NE	1,60	1,28	388	497	
Winde Trübwasserabzug NE	0,18	0,14	23	3	
<b>Allgemeins (Licht o.ä)</b>					<b>97</b>
Schmutzwasserpumpe 1	1,80	1,44	65	94	
Schmutzwasserpumpe 2	1,80	1,44	32	46	
<b>Luftbehandlung:</b>					<b>57.381</b>
Hallenlüfter	0,75	0,60	1.000	600	
Raumluftbehandlung Rechenhaus	1,73	1,38	8.290	11.473	
Raumluftbehandlung Containerraum 1	1,73	1,38	8.575	11.868	
Raumluftbehandlung Containerraum 2	1,73	1,38	8.575	11.868	
Abluftbehandlung Mech. Stufe	2,10	1,68	8.457	14.208	
Abluftbehandlung VE, TW	0,80	0,85	4.534	3.854	
Abluftbehandlung NE	1,30	0,76	4.650	3.511	
<b>Elektroheizung</b>					<b>3.840</b>
Elektroheizung (8 Stück)	20,00	16,00	240	3.840	
<b>Licht</b>					<b>14.400</b>
Außenbeleuchtung (80 Stück)	36,00	28,80	500	14.400	
<b>Gesamtenergieverbrauch der Kläranlage in 2014 berechnet</b>				<b>1.623.445</b>	
<b>Gasverteiler:</b>					
Gasfackel			10		
<b>Brenner</b>					
Faulgasbrenner			18		
Ölbrenner			289		
<b>BHKW:</b>					
Tischkühler			3.832		
BHKW Modul 1	80,00		4.823		
BHKW Modul 2	80,00		4.682		
Netzersatzanlage			32		

## Abwasserverordnung Anhang 1

[zurück](#)[weiter](#)[Nichtamtliches Inhaltsverzeichnis](#)

## Verordnung über Anforderungen an das Einleiten von Abwasser in Gewässer (Abwasserverordnung - AbwV) Anhang 1 Häusliches und kommunales Abwasser

(Fundstelle: BGBl. I 2004, 1118 - 1119;  
bzgl. der einzelnen Änderungen vgl. Fußnote)

### A Anwendungsbereich

Dieser Anhang gilt für Abwasser,

1. das im Wesentlichen aus Haushaltungen oder ähnlichen Einrichtungen wie Gemeinschaftsunterkünften, Hotels, Gaststätten, Campingplätzen, Krankenhäusern, Bürogebäuden stammt (häusliches Abwasser) oder aus Anlagen stammt, die anderen als den genannten Zwecken dienen, sofern es häuslichem Abwasser entspricht,
2. das in Kanalisationen gesammelt wird und im Wesentlichen aus den in Nummer 1 genannten Einrichtungen und Anlagen sowie aus Anlagen stammt, die gewerblichen oder landwirtschaftlichen Zwecken dienen, sofern die Schädlichkeit dieses Abwassers mittels biologischer Verfahren mit gleichem Erfolg wie bei häuslichem Abwasser verringert werden kann (kommunales Abwasser), oder
3. das in einer Flusskläranlage behandelt wird und nach seiner Herkunft der Nummer 1 oder 2 entspricht.

### B Allgemeine Anforderungen

(1) § 3 Absatz 1 findet keine Anwendung.

(2) Abwasseranlagen sollen so errichtet, betrieben und benutzt werden, dass eine energieeffiziente Betriebsweise ermöglicht wird. Die bei der Abwasserbeseitigung entstehenden Energiepotenziale sind, soweit technisch möglich und wirtschaftlich vertretbar, zu nutzen.

### C Anforderungen an das Abwasser für die Einleitungsstelle

(1) An das Abwasser für die Einleitungsstelle in das Gewässer werden folgende Anforderungen gestellt:

Proben nach Größenklassen der Abwasserbehandlungsanlagen	Chemischer Sauerstoffbedarf (CSB)	Biochemischer Sauerstoffbedarf in 5 Tagen (BSB <sub>5</sub> )	Ammoniumstickstoff (NH <sub>4</sub> -N)	Stickstoff, gesamt, als Summe von Ammonium-, Nitrit- und Nitratstickstoff (N <sub>ges</sub> )	Phosphor gesamt (P <sub>ges</sub> )
	mg/l	mg/l	mg/l	mg/l	mg/l
	Qualifizierte Stichprobe oder 2-Stunden-Mischprobe				
Größenklasse 1 kleiner als 60 kg/d BSB <sub>5</sub> (roh)	150	40	-	-	-
Größenklasse 2 60 bis 300 kg/d BSB <sub>5</sub> (roh)	110	25	-	-	-
Größenklasse 3 größer als 300 bis 600 kg/d BSB <sub>5</sub> (roh)	90	20	10	-	-
Größenklasse 4 größer als 600 bis 6 000 kg/d BSB <sub>5</sub> (roh)	90	20	10	18	2
Größenklasse 5 größer als 6 000 kg/d BSB <sub>5</sub> (roh)	75	15	10	13	1

<sup>1)</sup>

- \*) Bei Kleineinleitungen im Sinne des § 8 in Verbindung mit § 9 Absatz 2 Satz 2 des Abwasserabgabengesetzes kann an Stelle einer qualifizierten Stichprobe oder einer 2-Stunden-Mischprobe auch eine Stichprobe genommen werden.

Die Anforderungen gelten für Ammoniumstickstoff und Stickstoff, gesamt, bei einer Abwassertemperatur von 12 °C und größer im Ablauf des biologischen Reaktors der Abwasserbehandlungsanlage. An die Stelle von 12 °C kann auch die zeitliche Begrenzung vom 1. Mai bis 31. Oktober treten. In der wasserrechtlichen Zulassung kann für Stickstoff, gesamt, eine höhere Konzentration bis zu 25 mg/l zugelassen werden, wenn die Verminderung der Gesamtstickstofffracht mindestens 70 Prozent beträgt. Die Verminderung bezieht sich auf das Verhältnis der Stickstofffracht im Zulauf zu derjenigen im Ablauf in einem repräsentativen Zeitraum, der 24 Stunden nicht überschreiten soll. Für die Fracht im Zulauf ist die Summe aus organischem und anorganischem Stickstoff zugrunde zu legen.

(2) Die Zuordnung eines Einleiters in eine der in Absatz 1 festgelegten Größenklassen richtet sich nach den Bemessungswerten der Abwasserbehandlungsanlage, wobei die BSB<sub>5</sub>-Fracht des unbehandelten Schmutzwassers - BSB<sub>5</sub> (roh) - zugrunde gelegt wird. In den Fällen, in denen als Bemessungswert für eine Abwasserbehandlungsanlage allein der BSB<sub>5</sub>-Wert des sedimentierten Schmutzwassers zugrunde gelegt ist, sind folgende Werte für die Einstufung maßgebend:

Größenklasse 1 kleiner als 40 kg/d BSB<sub>5</sub> (sed.)

Größenklasse 2 40 bis 200 kg/d BSB<sub>5</sub> (sed.)

Größenklasse 3 größer als 200 kg/d bis 400 kg/d BSB<sub>5</sub> (sed.)

Größenklasse 4 größer als 400 bis 4 000 kg/d BSB<sub>5</sub> (sed.)

Größenklasse 5 größer als 4 000 kg/d BSB<sub>5</sub> (sed.).

(3) Ist bei Teichanlagen, die für eine Aufenthaltszeit von 24 Stunden und mehr bemessen sind, eine Probe durch Algen deutlich gefärbt, so sind der CSB und BSB<sub>5</sub> von der algenfreien Probe zu bestimmen. In diesem Fall verringern sich die in Absatz 1 festgelegten Werte beim CSB um 15 mg/l und bei BSB<sub>5</sub> um 5 mg/l.

(4) Die Anforderungen nach Absatz 1 für die Größenklasse 1 gelten bei Kleineinleitungen im Sinne des § 8 in Verbindung mit § 9 Abs. 2 Satz 2 des Abwasserabgabengesetzes als eingehalten, wenn eine durch allgemeine bauaufsichtliche Zulassung oder sonst nach Landesrecht zugelassene Abwasserbehandlungsanlage nach Maßgabe der Zulassung, eingebaut und betrieben wird. In der Zulassung müssen die für eine ordnungsgemäße, an den Anforderungen nach Absatz 1 ausgerichtete Funktionsweise erforderlichen Anforderungen an den Einbau, den Betrieb und die Wartung der Anlage festgelegt sein.

(5) Für Kleineinleitungen im Sinne des § 8 in Verbindung mit § 9 Abs. 2 Satz 2 des Abwasserabgabengesetzes können die Länder abweichende Anforderungen festlegen, wenn ein Anschluss an eine öffentliche Abwasseranlage in naher Zukunft zu erwarten ist.

[zum Seitenanfang](#)

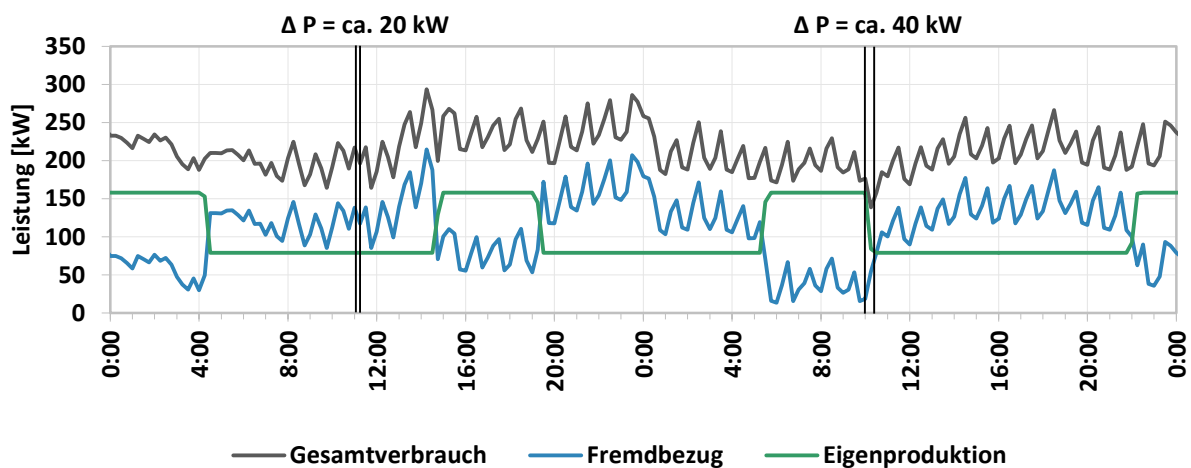
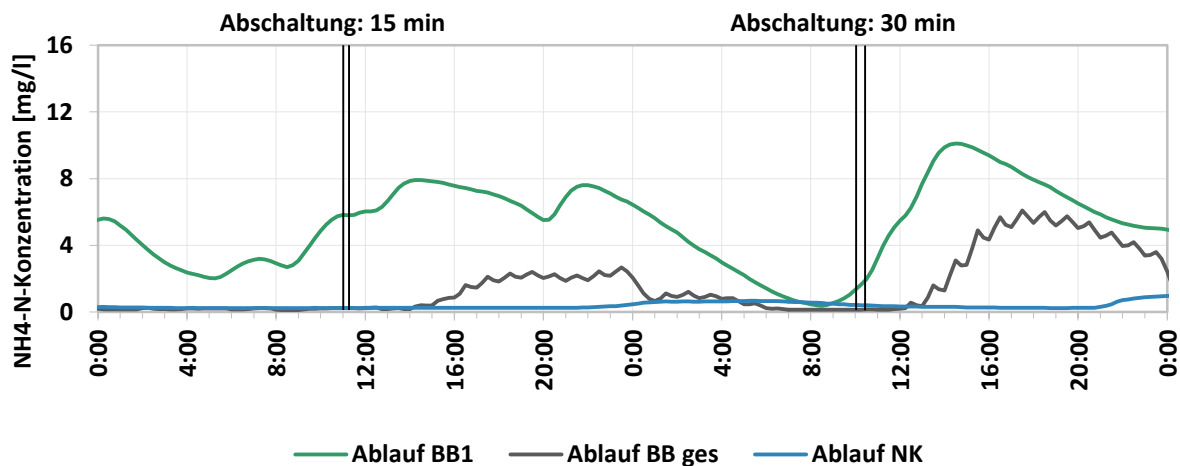
[Datenschutz](#)

[Seite ausdrucken](#)

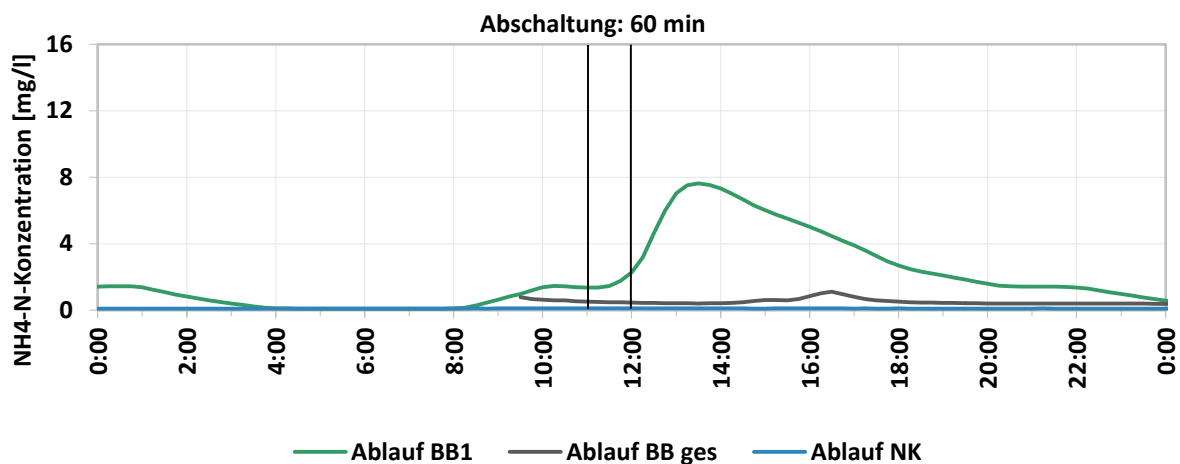
### Versuchsprotokoll für Kläranlage Radevormwald

abgeschaltete Aggregate	Versuchsdauer (Kennzeichen)				Q <sub>zu</sub> [l/s]	B <sub>Nges</sub> [kg/d]	Q <sub>RS</sub> [l/s]
	15 min	30 min	60 min	120 min			
Gebläse 1 - 3 in BB1	KA Rade V1	KA Rade V2	KA Rade V3		371	634	
Gebläse 1 - 4 in BB2	KA Rade V4	KA Rade V5	KA Rade V6		214	615	
Gebläse 1 - 3 in BB1 Gebläse 1 - 4 in BB2	KA Rade V7	KA Rade V8	KA Rade V9		204	501	
RS-Pumpe 1 - 3		KA Rade V10	KA Rade V11	KA Rade V12	214		270

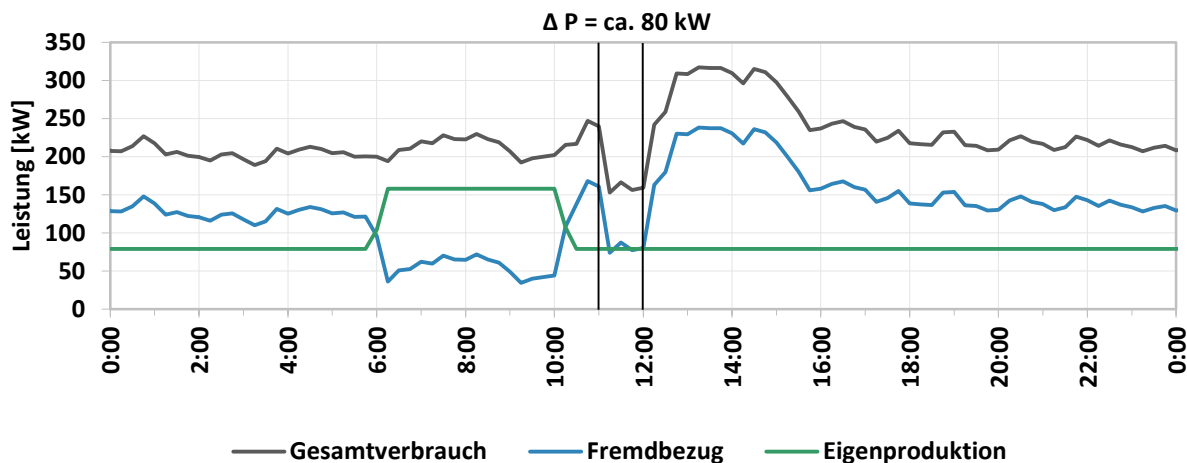
### Abschaltversuche Gebläse BB 1 (KA Rade V1 und KA Rade V2)



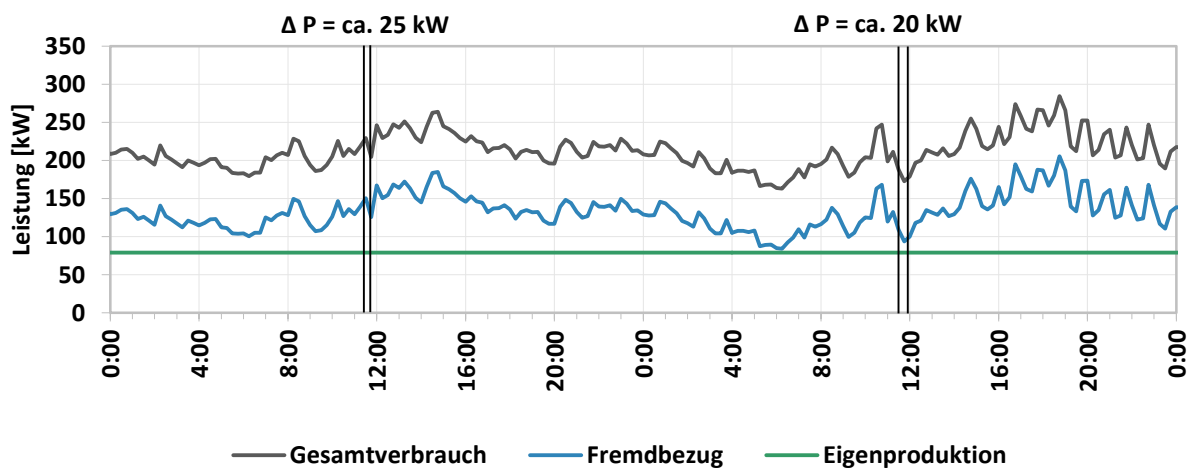
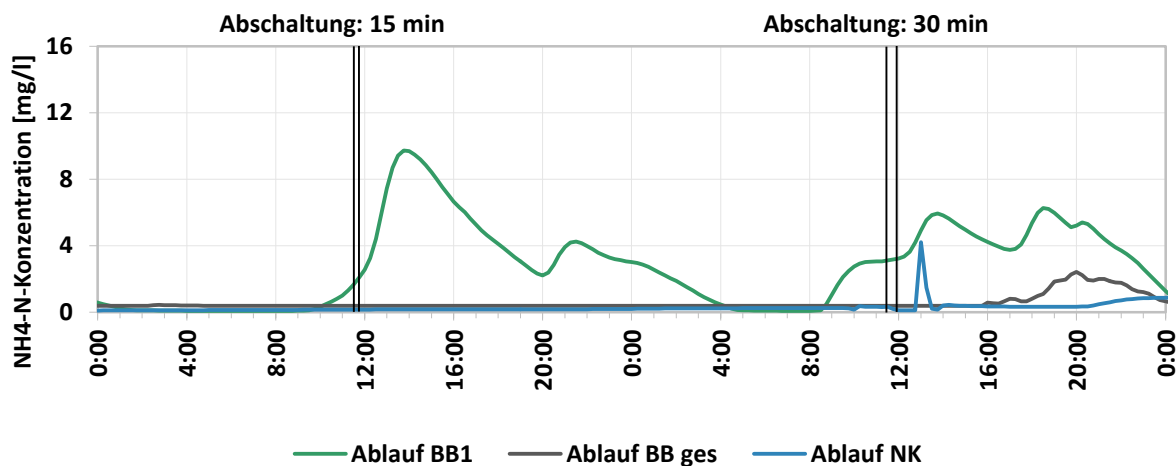
### Abschaltversuche Gebläse BB 1 (KA RadeV3)





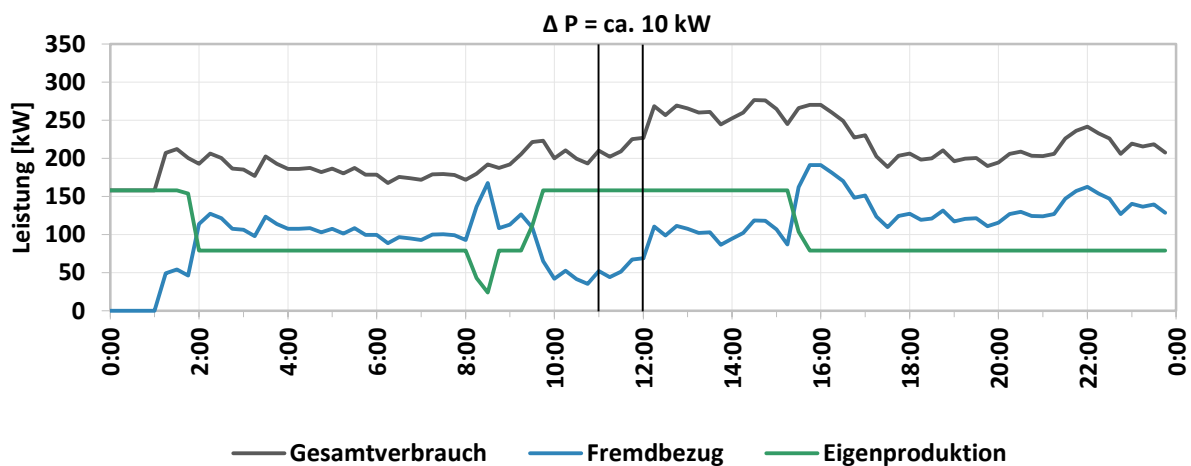
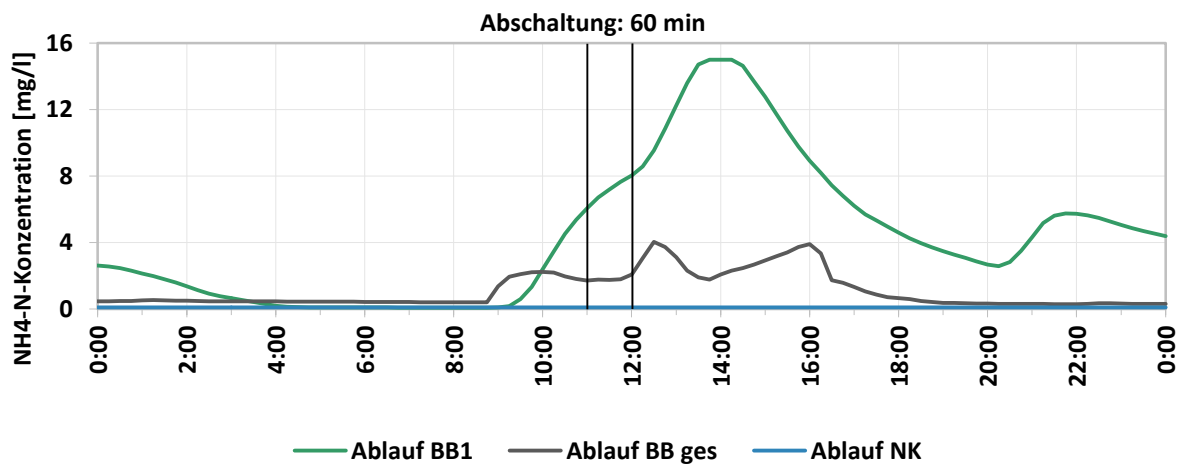


**Abschaltversuche Gebläse BB 2 (KA Rade V4 und KA Rade V5)**

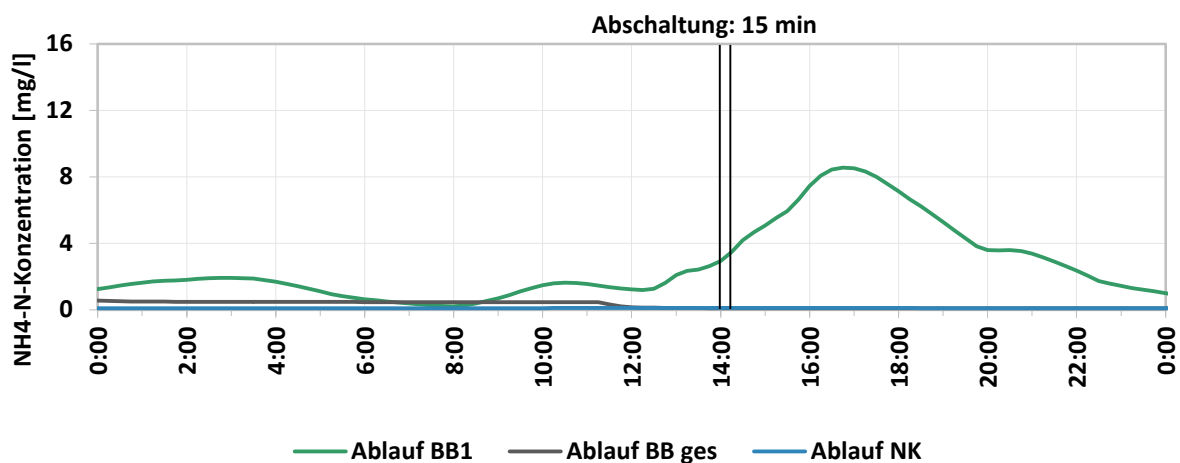


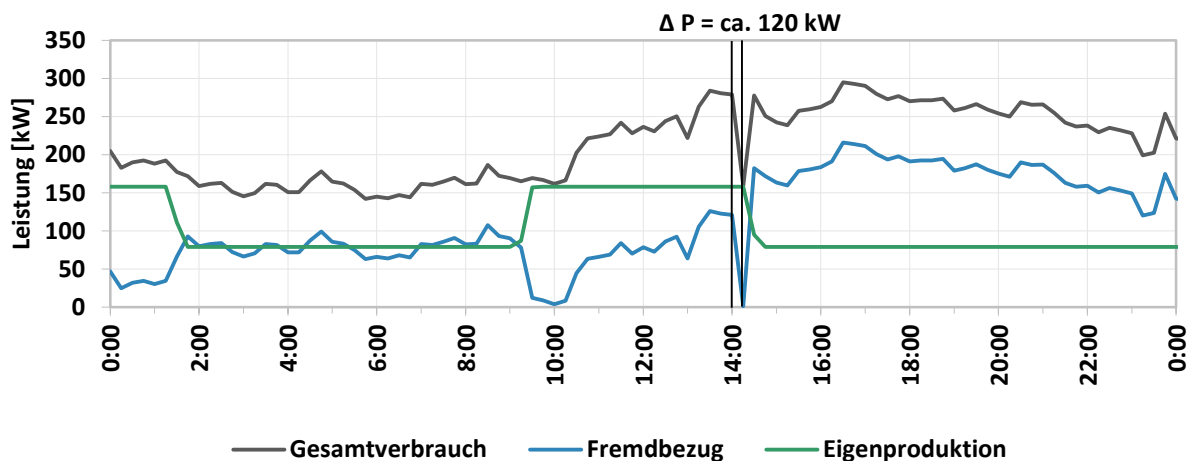


### Abschaltversuche Gebläse BB 2 (KA Rade V6)

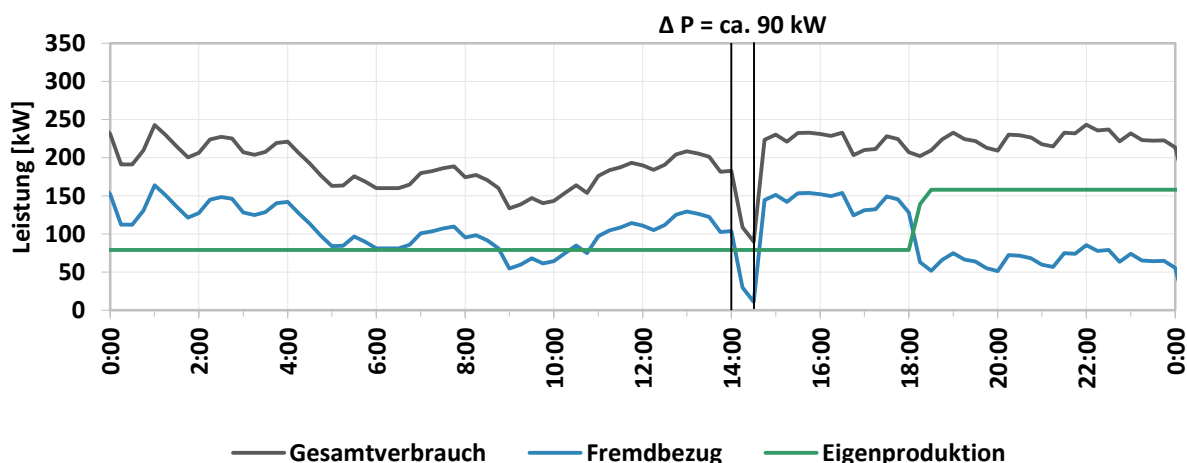
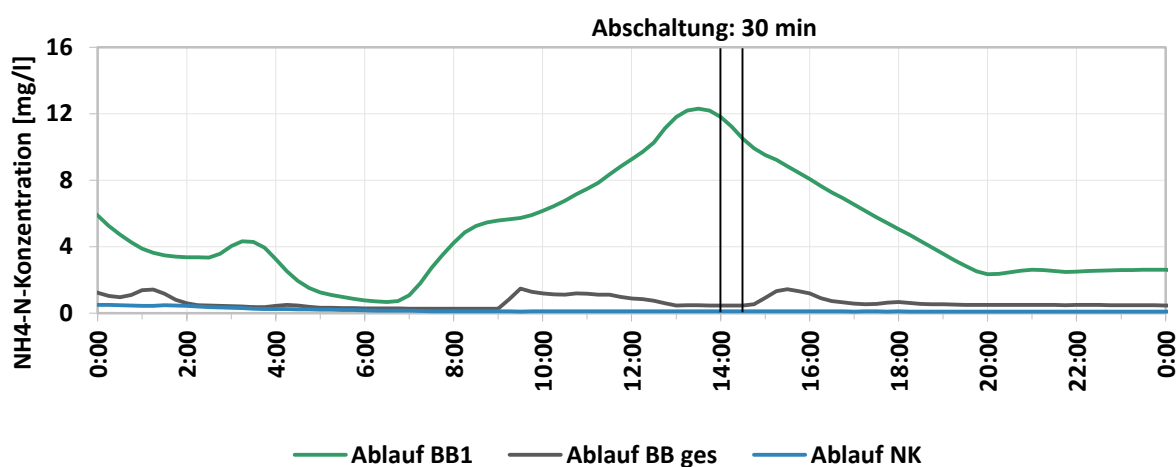


### Abschaltversuche Gebläse BB 1+2 (KA Rade V7)





### Abschaltversuche Gebläse BB 1+2 (KA Rade V8)



### Kläranlage Odenthal

Die Kläranlage Odenthal hat eine Ausbaugröße von 17.500 E. Für die Reinigung des Abwassers stehen drei Belebungsbecken, die in Reihe geschaltet sind. Diese werden über eine definierte Zeit intermittierend belüftet. Jedes Belebungsbecken verfügt über eine unabhängige Steuerungsschaltung und agiert von den anderen beiden Becken unabhängig. Aufgrund der fehlenden Leistungsmessung bei der Belüftung und RS-Pumpen kann die nicht abgerufene Leistung durch das Abschalten der Aggregate nicht abgeschätzt werden.

Die Bestimmung der „eingesparten Leistung“ aus dem Gesamtverbrauch ist schwierig. Hinzu kommt, dass durch die unabhängige Steuerung der Becken die „eingesparte Leistung“ durch das Abschalten der Belüftung in einem Becken durch das automatische Zuschalten der Belüftung in einem anderen Becken aufgehoben werden könnte.

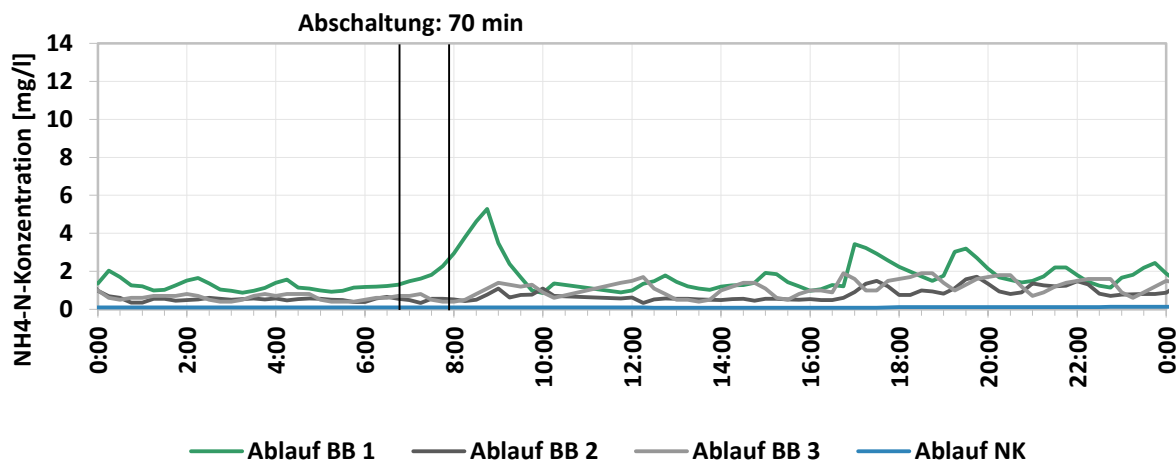
Die langen Abschaltzeiten ergeben sich dadurch, dass nach einer ausgeschalteten Belüftungsphase (Nitri-Phase) eine unbelüftete Phase (Deni-Phase) folgt. Der fehlende Leistungsabfall vor dem Abschalten erfolgt durch die Deni-Phase vor der Nitri-Phase. Dies wird besonders deutlich bei den Versuchen, wo die gesamte Belüftung von allen drei Belebungsbecken abgeschaltet wurde.

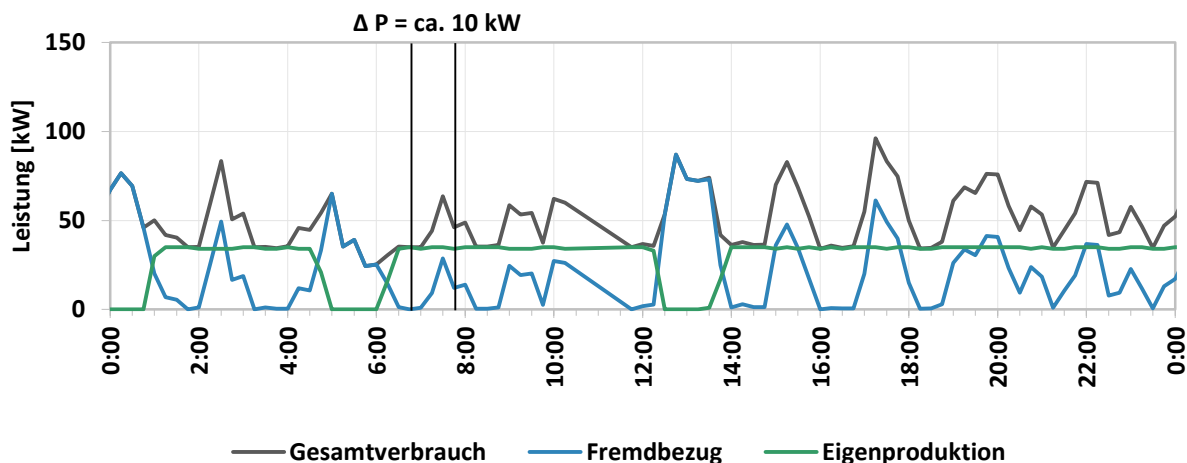
Alle durchgeführten Versuche zeigen, dass das Abschalten von Belüftung und den RS-Pumpen für eine gewisse Zeit bei kleinen Kläranlagen zu keinen signifikanten Reinigungsverlusten führen.

### Versuchsprotokoll für Kläranlage Odenthal

Versuchsnummer	Abschaltversuche KA Odenthal			
	Gebläse BB 1	Gebläse BB 1 + 3	Gebläse BB <sub>gesamt</sub>	RS-Pumpen
1	KA Odenthal A1	KA Odenthal B1	KA Odenthal C1	KA Odenthal D1
Abschaltzeit	6:40 - 7:50 Uhr	10:30 – 12:30 Uhr	8:40 - 10:15 Uhr	9:30 - 10:30 Uhr
2	KA Odenthal A2	KA Odenthal B2	KA Odenthal C2	KA Odenthal D2
Abschaltzeit	9:25 - 10:35 Uhr	10:40 – 12:30 Uhr	10:15 - 12:15 Uhr	10:30 - 12:30 Uhr
3	KA Odenthal A3	KA Odenthal B3	KA Odenthal C3	
Abschaltzeit	7:00 - 8:30 Uhr	8:30 – 10:30 Uhr	11:15 – 13:00 Uhr	

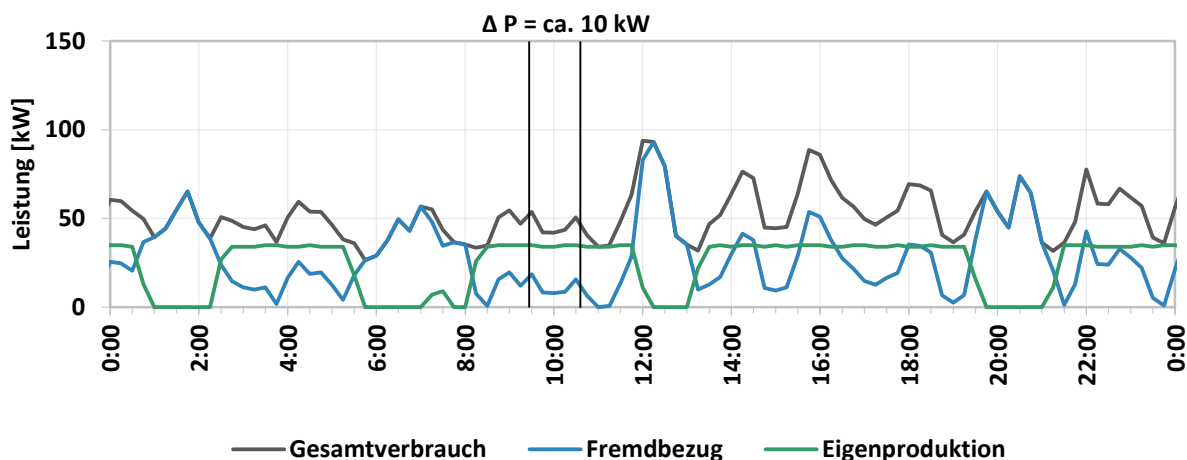
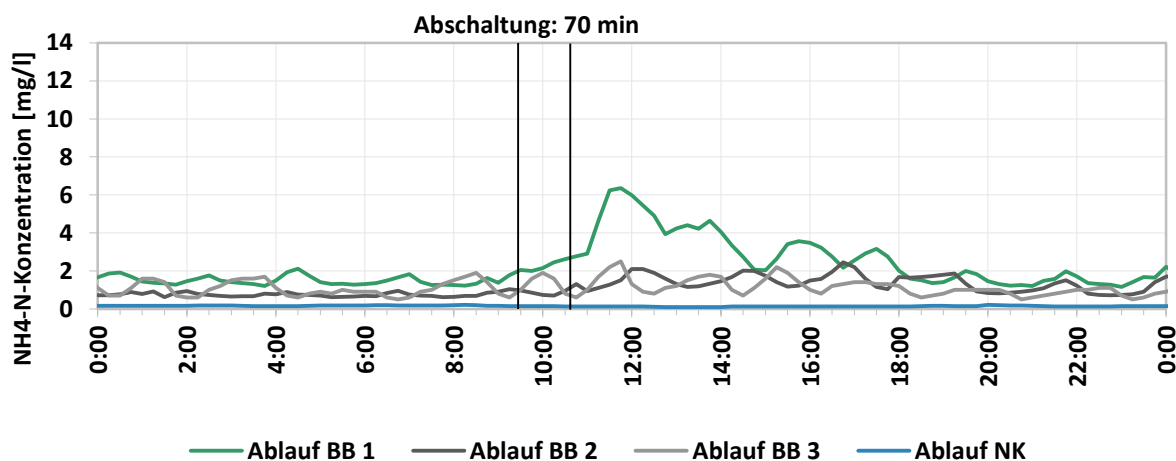
### Abschaltversuche Gebläse BB 1 (KA Odenthal A1)





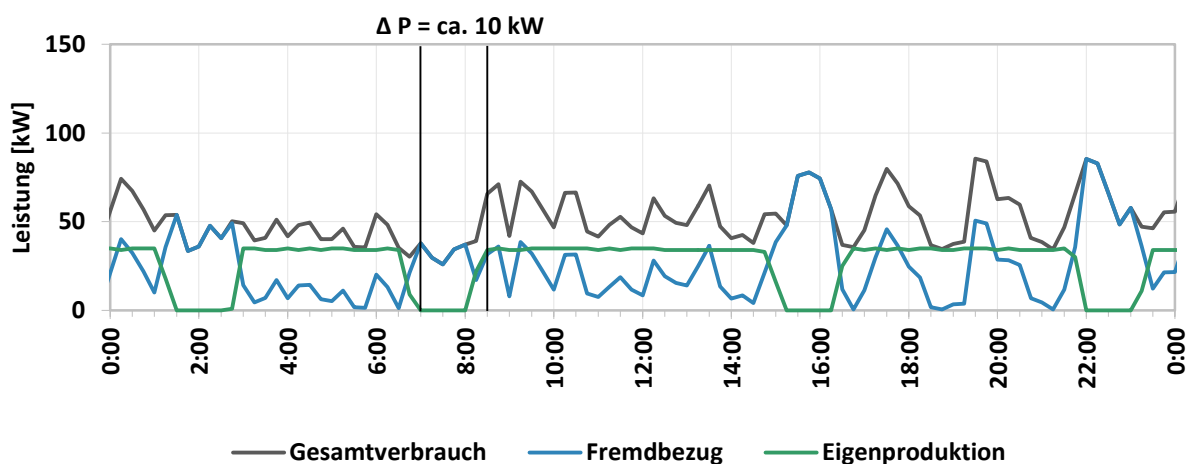
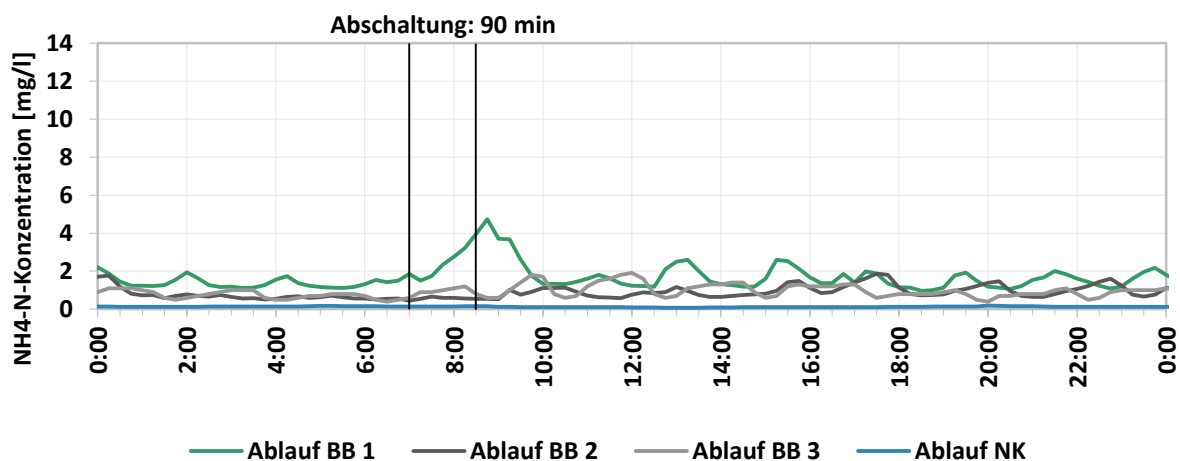
Die Leistung von 10 kW wurde abgeschätzt. Dies kann nicht aus dem Diagramm entnommen werden, da vor der Nitri-Phase (belüfteten Phase) eine Deni-Phase (unbelüftet Phase) war. Die Gebläse wurden nach der Deni-Phase hochgefahren und dann nach wenigen Minuten wieder ausgeschaltet. Durch die Erfassung der 15-Minuten-Werten ist dieser Vorgang im Diagramm nicht sichtbar.

### Abschaltversuche Gebläse BB 1 (KA Odenthal A2)



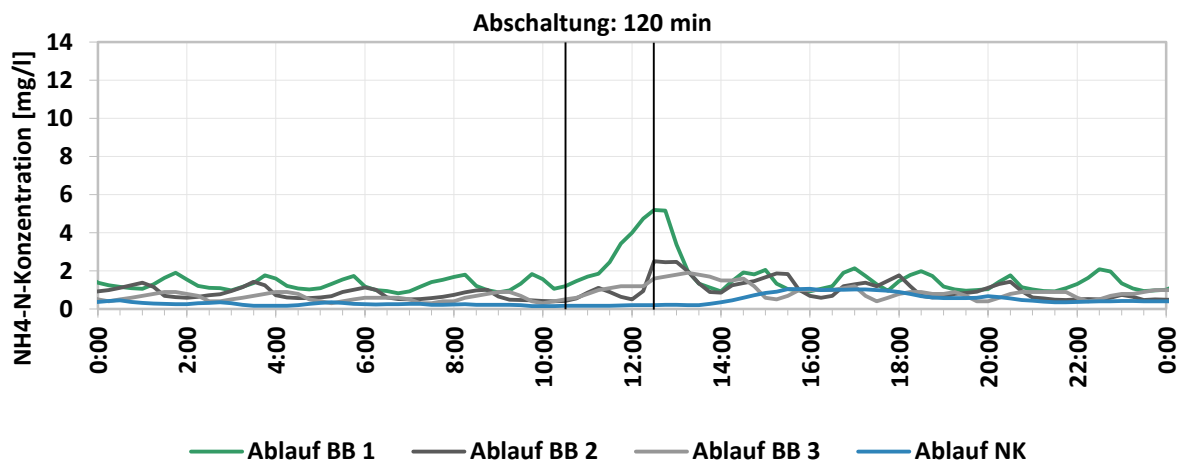
Die Leistung von 10 kW wurde abgeschätzt. Dies kann nicht aus dem Diagramm entnommen werden, da vor der Nitri-Phase (belüfteten Phase) eine Deni-Phase (unbelüftet Phase) war. Die Gebläse wurden nach der Deni-Phase hochgefahren und dann nach wenigen Minuten wieder ausgeschaltet. Durch die Erfassung der 15-Minuten-Werten ist dieser Vorgang im Diagramm nicht sichtbar.

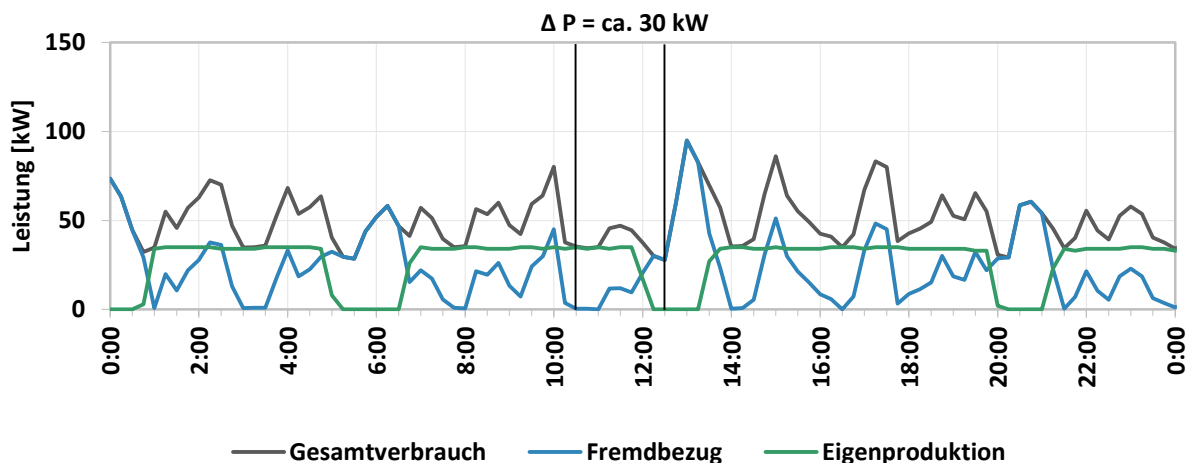
### Abschaltversuche Gebläse BB 1 (KA Odenthal A3)



Die Leistung von 10 kW wurde abgeschätzt. Dies kann nicht aus dem Diagramm entnommen werden, da vor der Nitrifazierung (belüfteten Phase) eine Denitrifizierung (unbelüfteten Phase) war. Die Gebläse wurden nach der Denitrifizierung hochgefahren und dann nach wenigen Minuten wieder abgeschaltet. Durch die Erfassung der 15-Minuten-Werten ist dieser Vorgang im Diagramm nicht sichtbar.

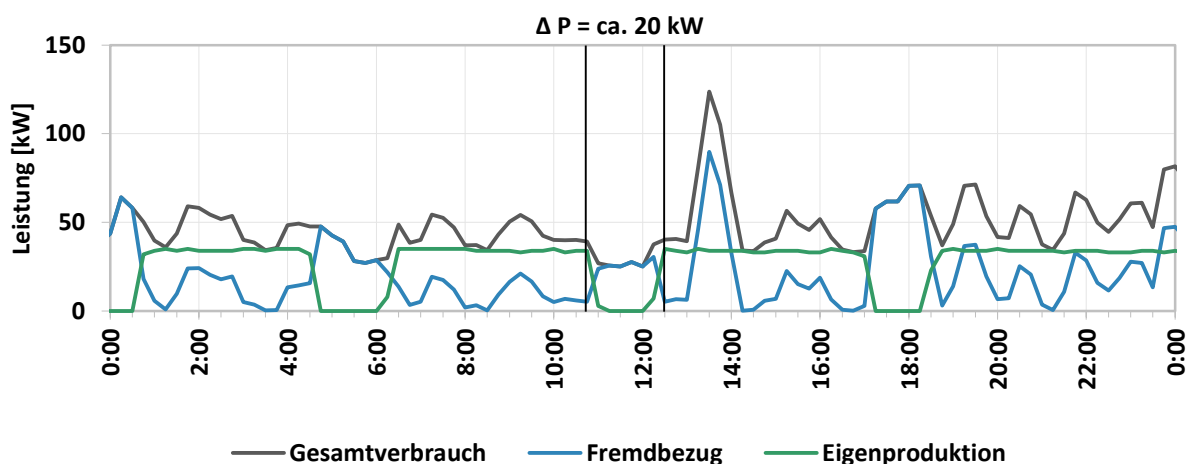
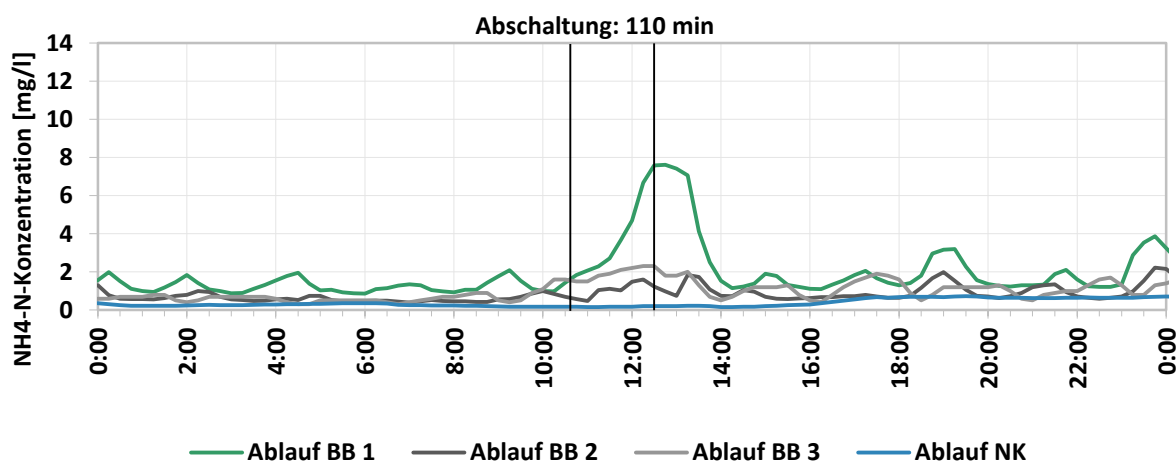
### Abschaltversuche Gebläse BB 1 + 3 (KA Odenthal B1)





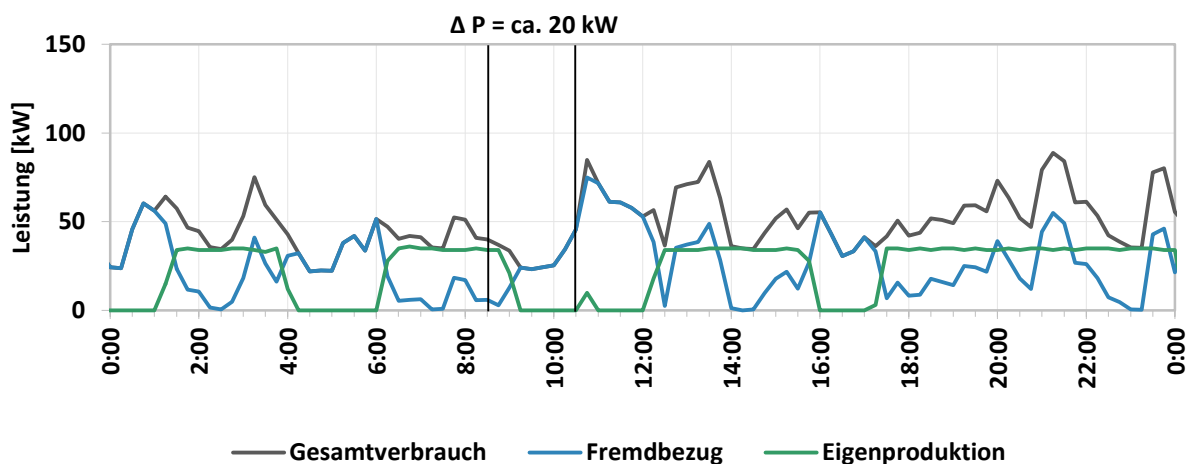
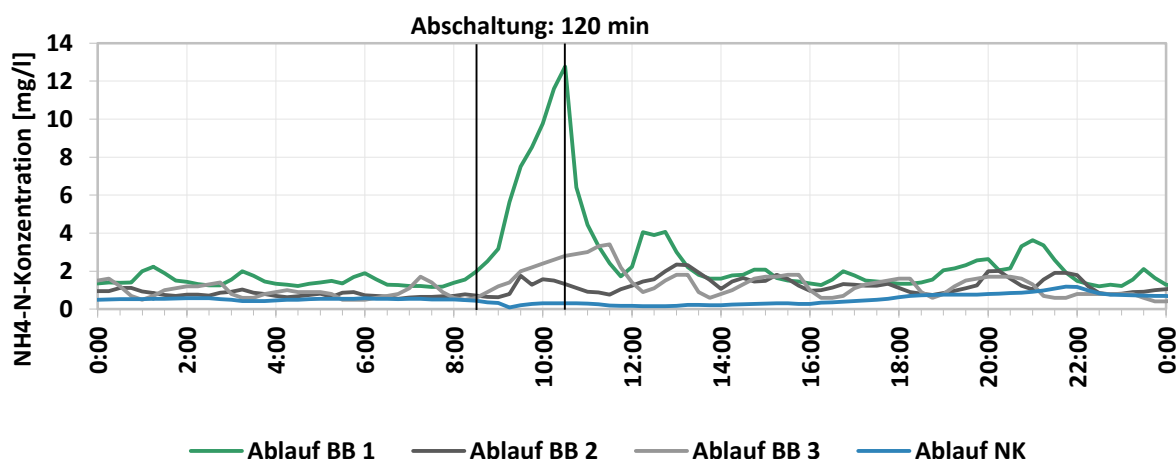
Die Leistung von 30 kW wurde abgeschätzt. Dies kann nicht aus dem Diagramm entnommen werden, da vor der Nitrifazierungsphase (belüfteten Phase) eine Denitrifikationsphase (unbelüfteten Phase) war. Die Gebläse wurden nach der Denitrifikationsphase hochgefahren und dann nach wenigen Minuten wieder ausgeschaltet. Durch die Erfassung der 15-Minuten-Werte ist dieser Vorgang im Diagramm nicht sichtbar.

### Abschaltversuche Gebläse BB 1 + 3 (KA Odenthal B2)



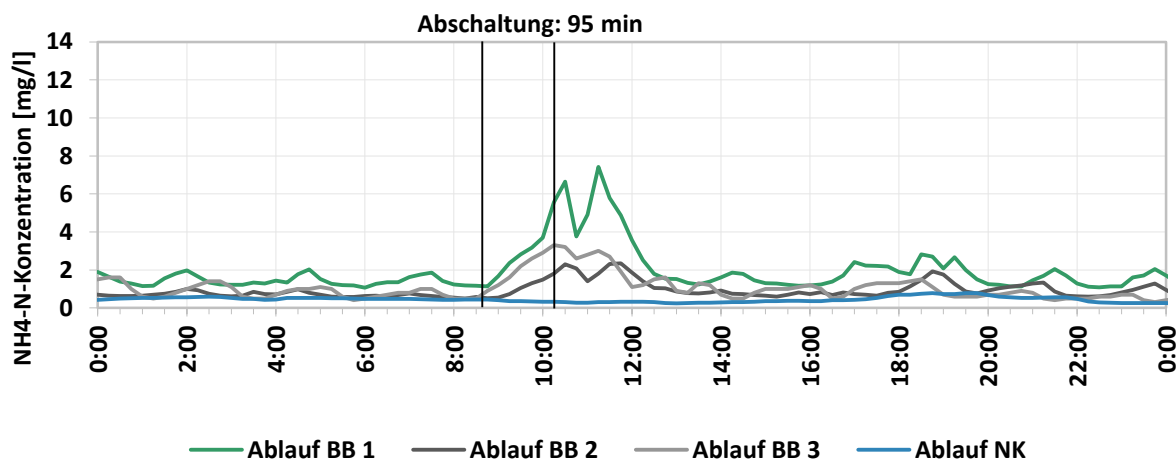
Die Leistung von 30 kW wurde abgeschätzt. Dies kann nicht aus dem Diagramm entnommen werden, da vor der Nitrifazierungsphase (belüfteten Phase) eine Denitrifikationsphase (unbelüfteten Phase) war. Die Gebläse wurden nach der Denitrifikationsphase hochgefahren und dann nach wenigen Minuten wieder ausgeschaltet. Durch die Erfassung der 15-Minuten-Werte ist dieser Vorgang im Diagramm nicht sichtbar.

### Abschaltversuche Gebläse BB 1 + 3 (KA Odenthal B3)

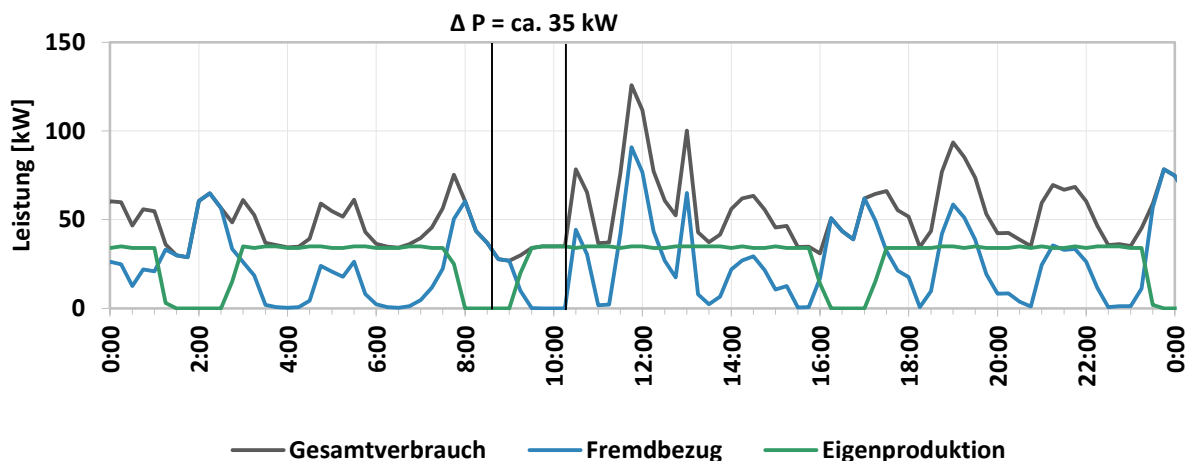


Die Leistung von 20 kW wurde abgeschätzt. Dies kann nicht aus dem Diagramm entnommen werden, da vor der Nitrifazierung (belüfteten Phase) eine Denitrifizierung (unbelüfteten Phase) war. Die Gebläse wurden nach der Denitrifizierung hochgefahren und dann nach wenigen Minuten wieder abgeschaltet. Durch die Erfassung der 15-Minuten-Werte ist dieser Vorgang im Diagramm nicht sichtbar.

### Abschaltversuche Gebläse BB 1 - 3 (KA Odenthal C1)

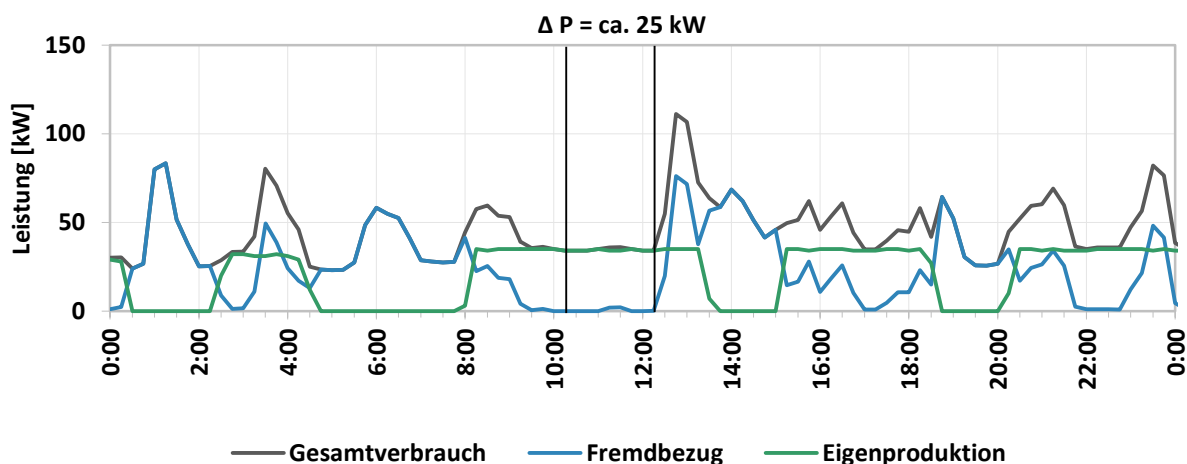
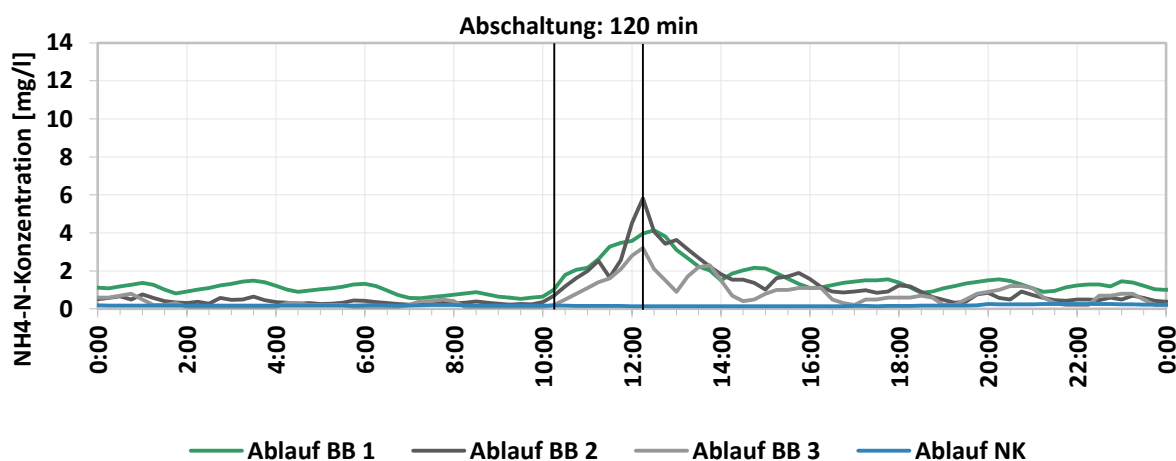






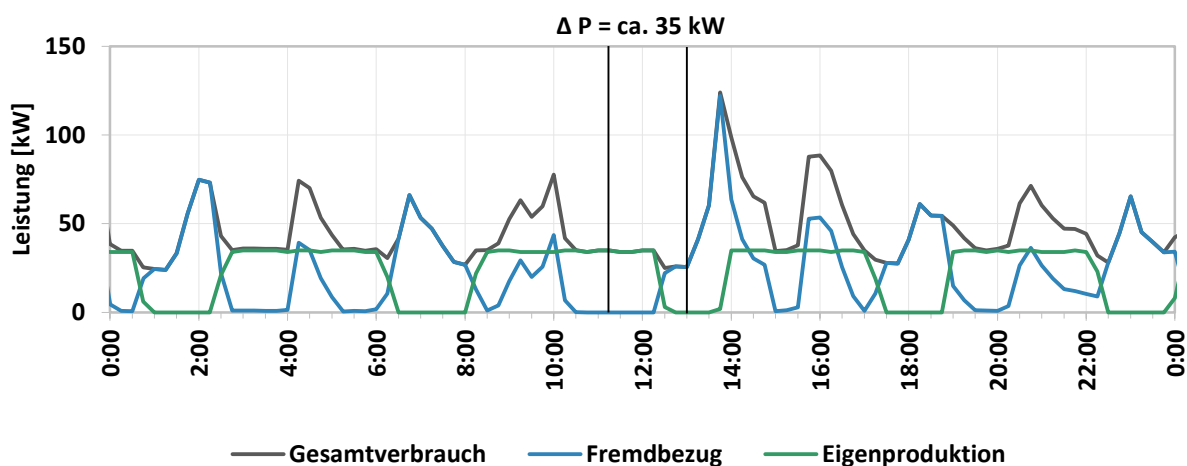
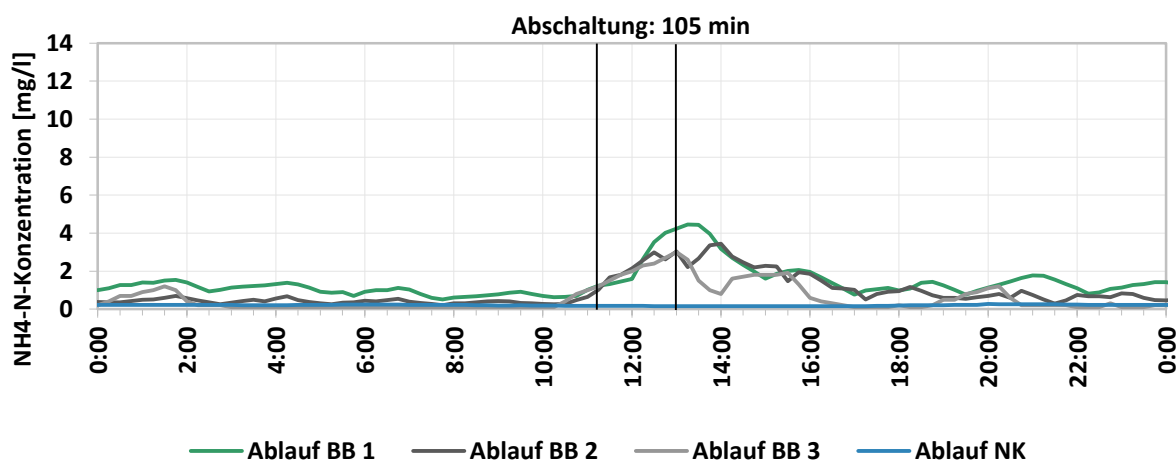
Die Leistung von 35 kW wurde abgeschätzt. Dies kann nicht aus dem Diagramm entnommen werden, da vor der Nitrifazierungsphase (belüfteten Phase) eine Denitrifikationsphase (unbelüfteten Phase) war. Die Gebläse wurden nach der Denitrifikationsphase hochgefahren und dann nach wenigen Minuten wieder ausgeschaltet. Durch die Erfassung der 15-Minuten-Werte ist dieser Vorgang im Diagramm nicht sichtbar.

### Abschaltversuche Gebläse BB 1 - 3 (KA Odenthal C2)



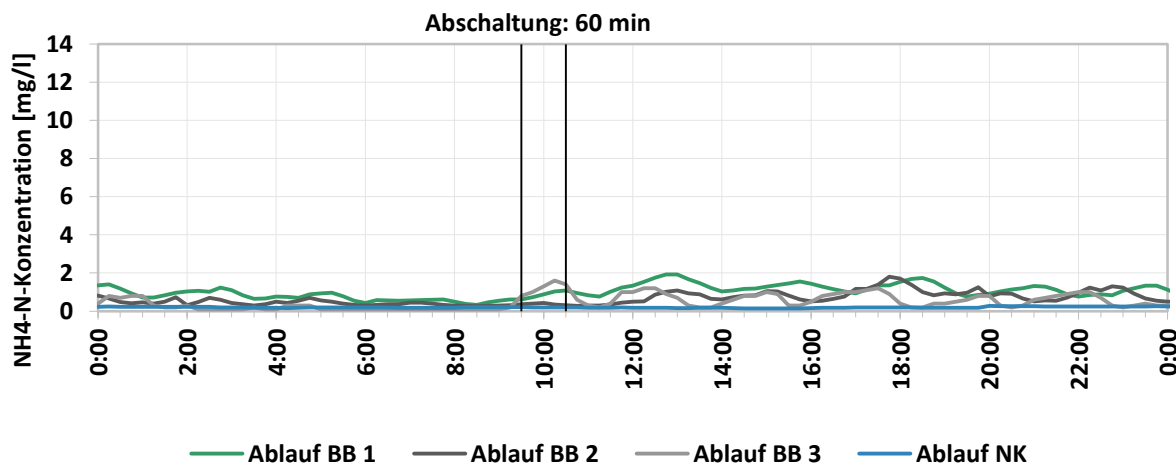
Die Leistung von 25 kW wurde abgeschätzt. Dies kann nicht aus dem Diagramm entnommen werden, da vor der Nitrifazierungsphase (belüfteten Phase) eine Denitrifikationsphase (unbelüfteten Phase) war. Die Gebläse wurden nach der Denitrifikationsphase hochgefahren und dann nach wenigen Minuten wieder ausgeschaltet. Durch die Erfassung der 15-Minuten-Werte ist dieser Vorgang im Diagramm nicht sichtbar.

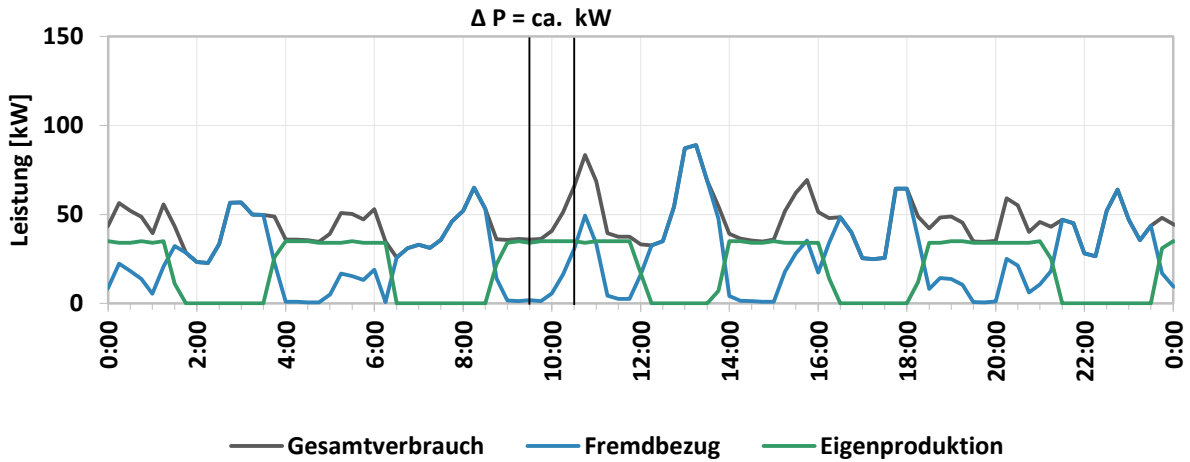
### Abschaltversuche Gebläse BB 1 - 3 (KA Odenthal C3)



Die Leistung von 35 kW wurde abgeschätzt. Dies kann nicht aus dem Diagramm entnommen werden, da vor der Nitrifazphase (belüfteten Phase) eine Denitrifizierungsphase (unbelüfteten Phase) war. Die Gebläse wurden nach der Denitrifizierungsphase hochgefahren und dann nach wenigen Minuten wieder abgeschaltet. Durch die Erfassung der 15-Minuten-Werten ist dieser Vorgang im Diagramm nicht sichtbar.

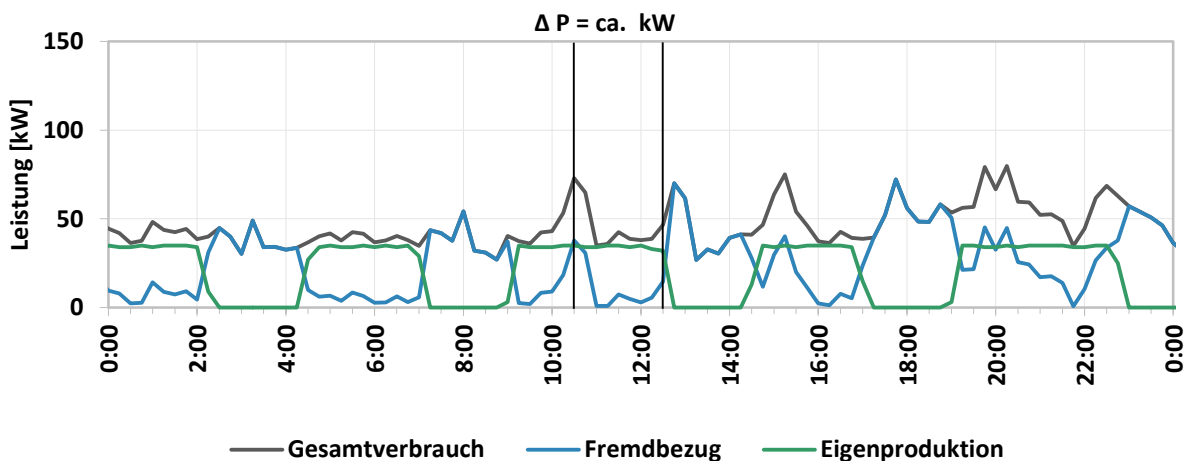
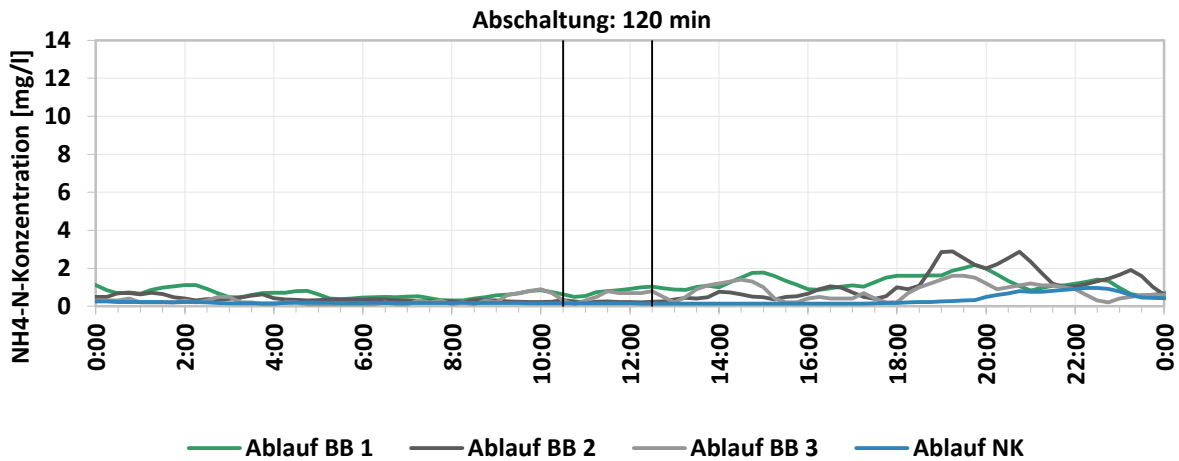
### Abschaltversuche RS-Pumpen (KA Odenthal D1)





Die Abschätzung der Leistung für RS-Pumpen ist unmöglich. Der Abfall der Leistung in dem Diagramm ist auf den intermittierenden Betrieb der Belebung zurückzuführen.

### Abschaltversuche RS-Pumpen (KA Odenthal D2)



Die Abschätzung der Leistung für RS-Pumpen ist unmöglich. Der Abfall der Leistung in dem Diagramm ist auf den intermittierenden Betrieb der Belebung zurückzuführen.

## Kläranlage Kohlfurth

Die Kläranlage Kohlfurth hat eine Ausbaugröße von 146.000 E und verfügt über zwei Belebungsbecken. Das Abwasser wird auf beide Becken aufgeteilt. Gleichzeitig fließt das Abwasser aus dem Becken 1 in das Becken 2. Die Becken bestehen aus belüfteten (Nitri-Zone) und unbelüfteten Zonen (Deni-Zonen). Außerdem verfügen die Becken über Vario –Zonen, die bei einer hohen Belastung zusätzlich belüftet werden können.

Die Versuche mit RS-Pumpen konnten auf der Kläranlage Kohlfurth nicht durchgeführt werden, da bei Abschalten der Pumpen eine Verlagerung des Schlamms in ein Nachklärbecken erfolgt und somit zu einem Schlammabtrieb in den Vorfluter kommt.

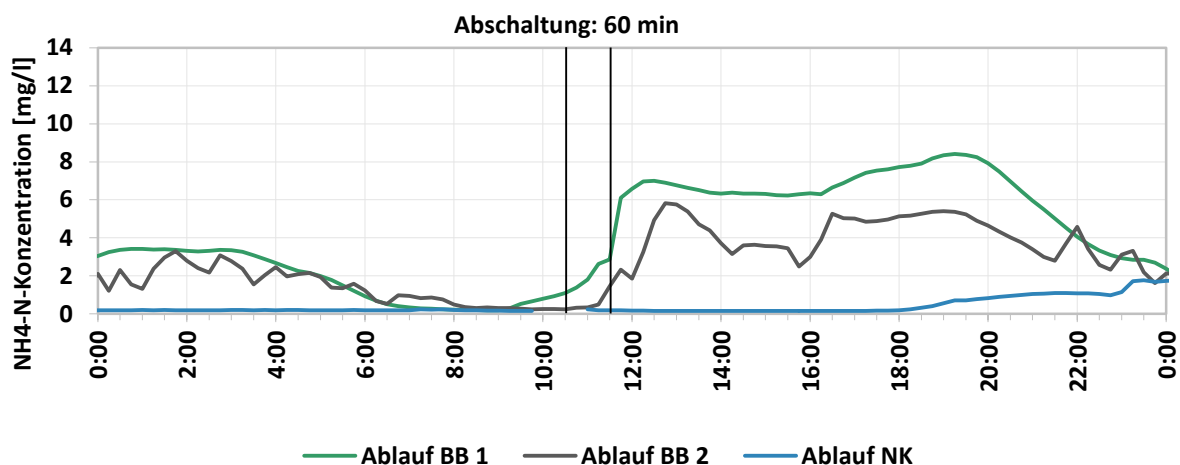
Aufgrund der fehlenden Leistungsmessung bei der Belüftung kann die „eingesparte“ Leistung durch das Abschalten der Aggregate nicht abgeschätzt werden.

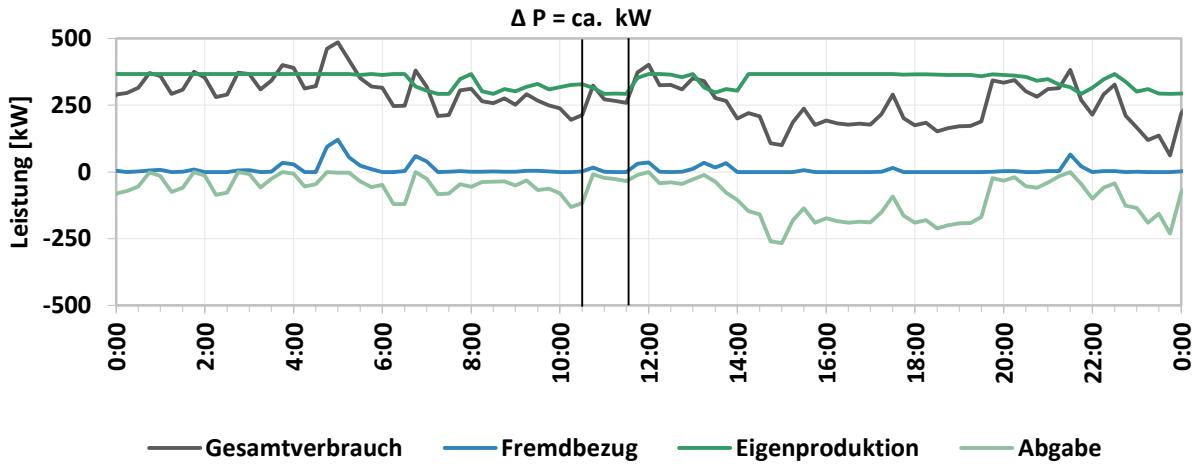
Alle durchgeführten Versuche zeigen, dass das Abschalten von der Belüftung für eine gewisse Zeit bei großen Kläranlagen zu keinen signifikanten Reinigungsverlusten führen.

### Versuchsprotokoll für Kläranlage Kohlfurth

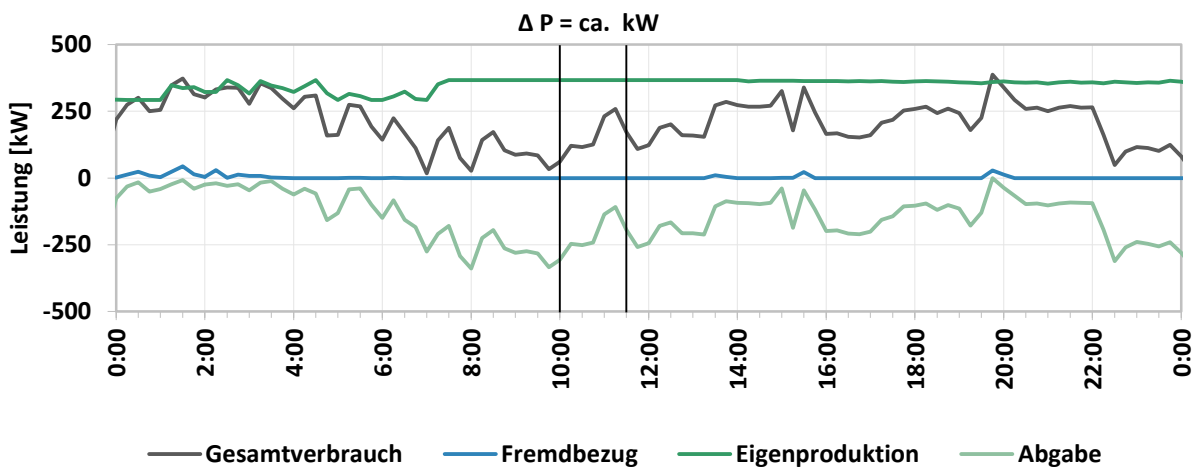
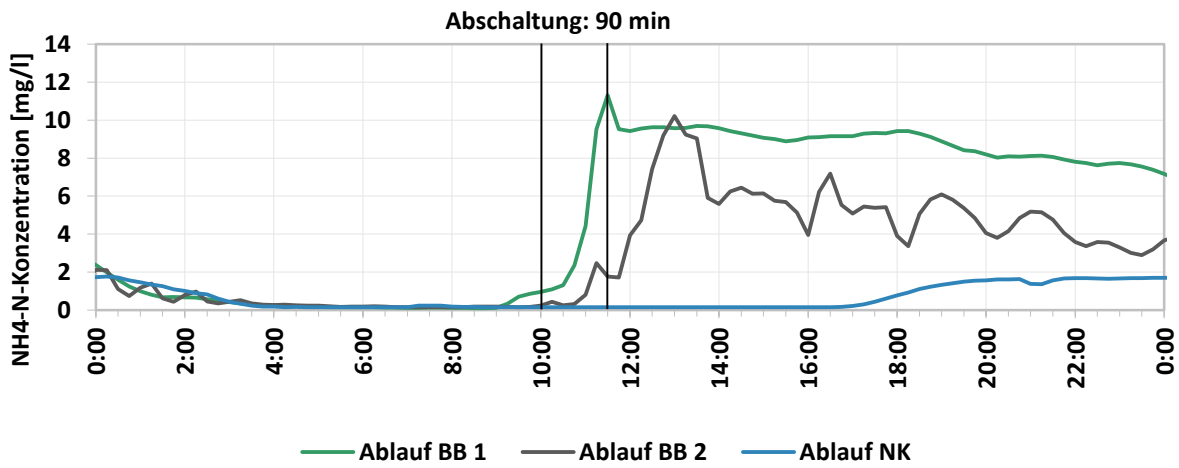
Versuchsnummer	Abschaltversuche KA Kohlfurth		
	Gebälse BB 1	Gebälse BB 2	Gebälse BB <sub>gesamt</sub>
1	KA Kohlfurth A1	KA Kohlfurth B1	KA Kohlfurth C1
Abschaltzeit	10:35 – 11:35 Uhr	10:15 – 11:15 Uhr	10:30 - 11:30 Uhr
2	KA Kohlfurth A2	KA Kohlfurth B2	
Abschaltzeit	10:00 – 11:30 Uhr	9:50 – 11:20 Uhr	
3	KA Kohlfurth A3	KA Kohlfurth B3	
Abschaltzeit	10:15 – 12:15 Uhr	9:45 – 11:45 Uhr	

### Abschaltversuche Gebläse BB 1 (KA Kohlfurth A1)

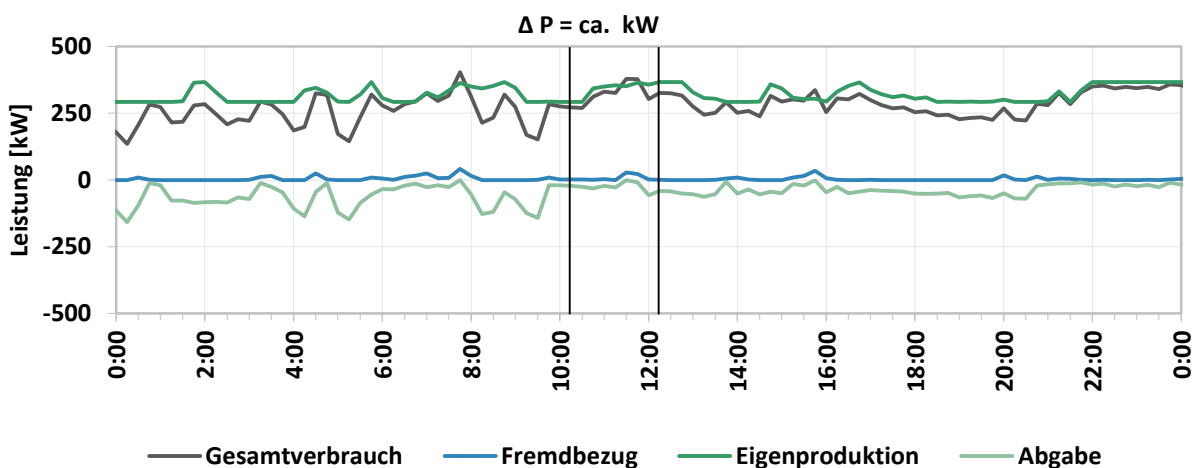
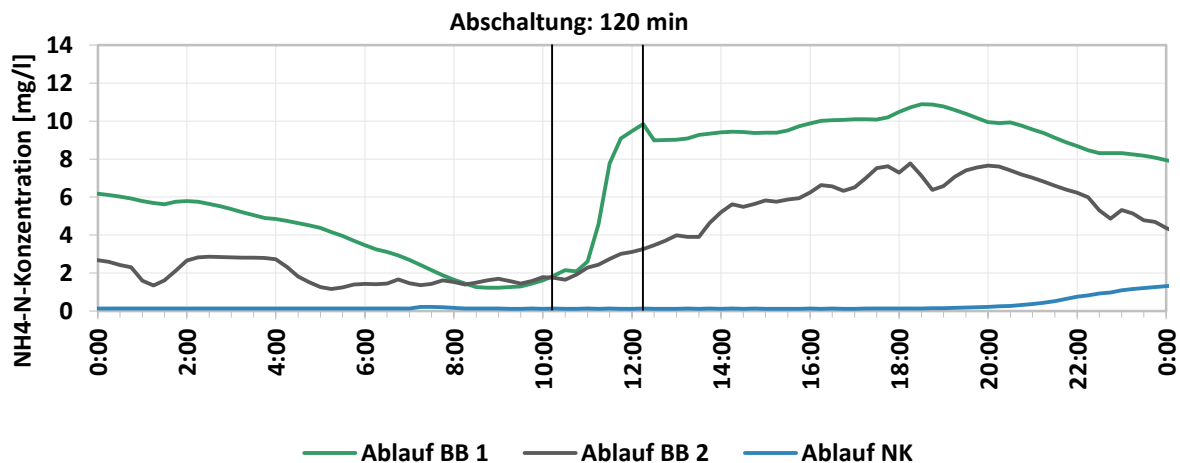




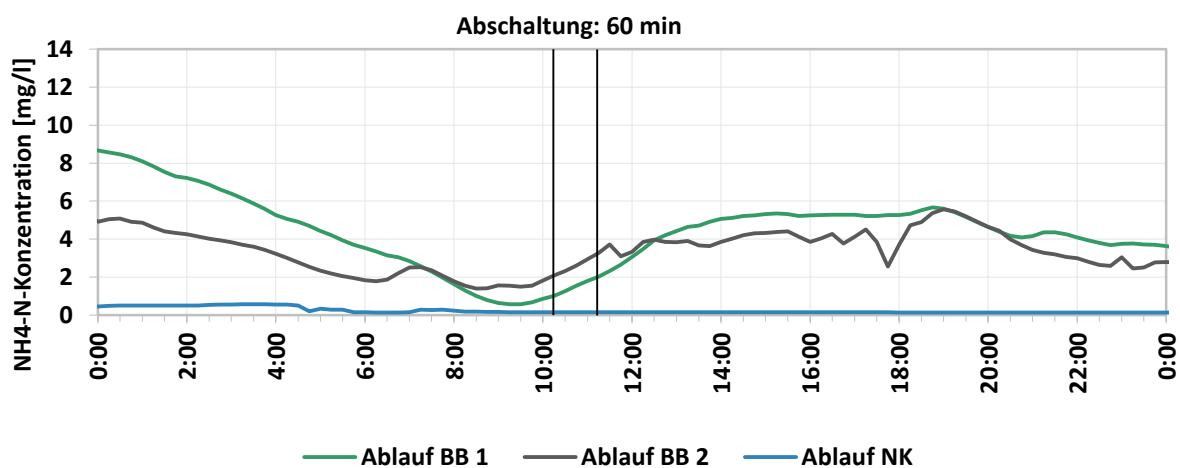
**Abschaltversuche Gebläse BB 1 (KA Kohlfurth A2)**

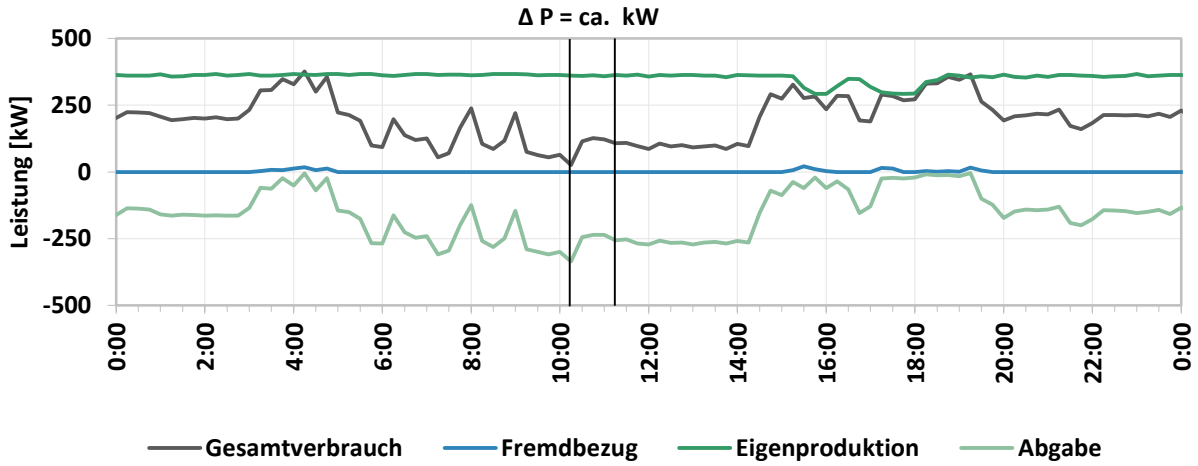


### Abschaltversuche Gebläse BB 1 (KA Kohlfurth A3)

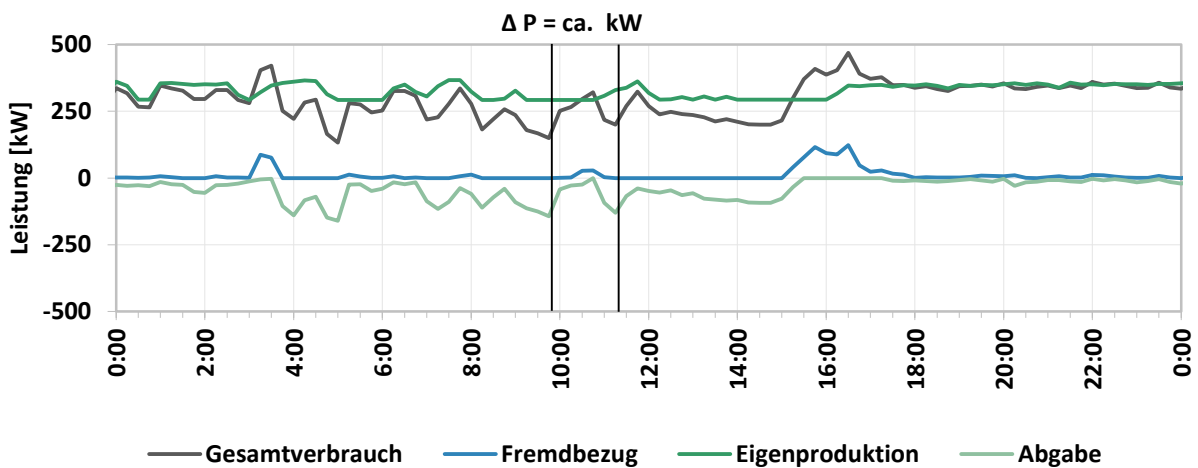
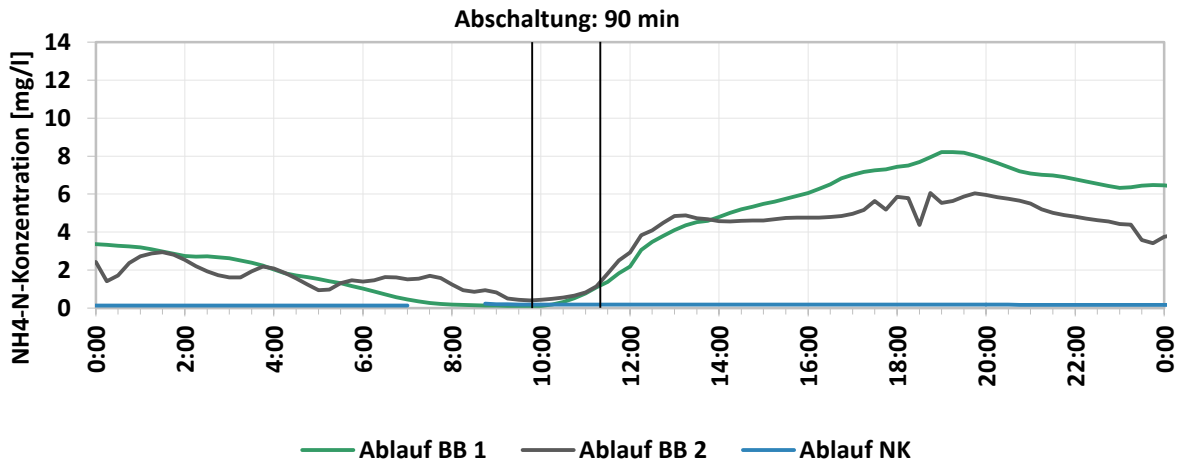


### Abschaltversuche Gebläse BB 2 (KA Kohlfurth B1)



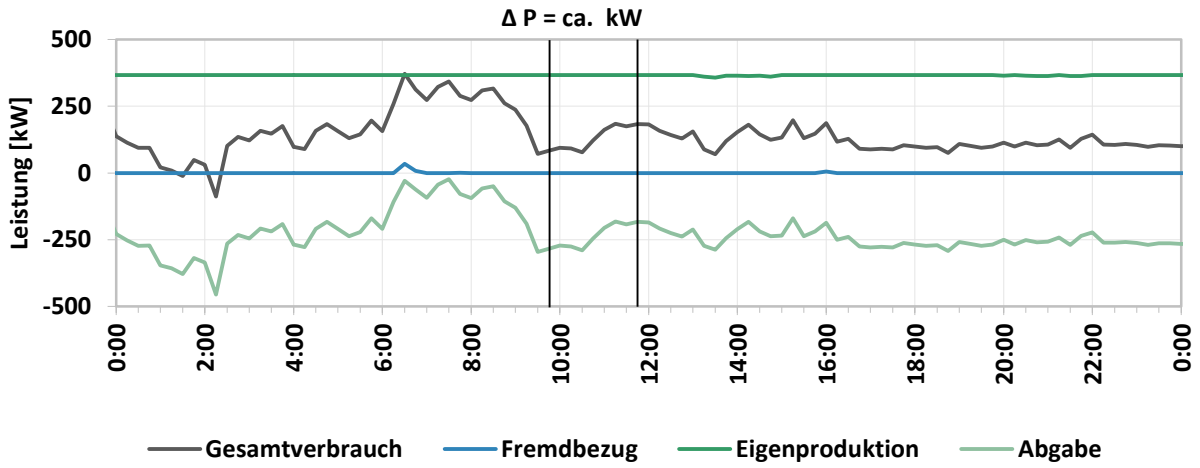
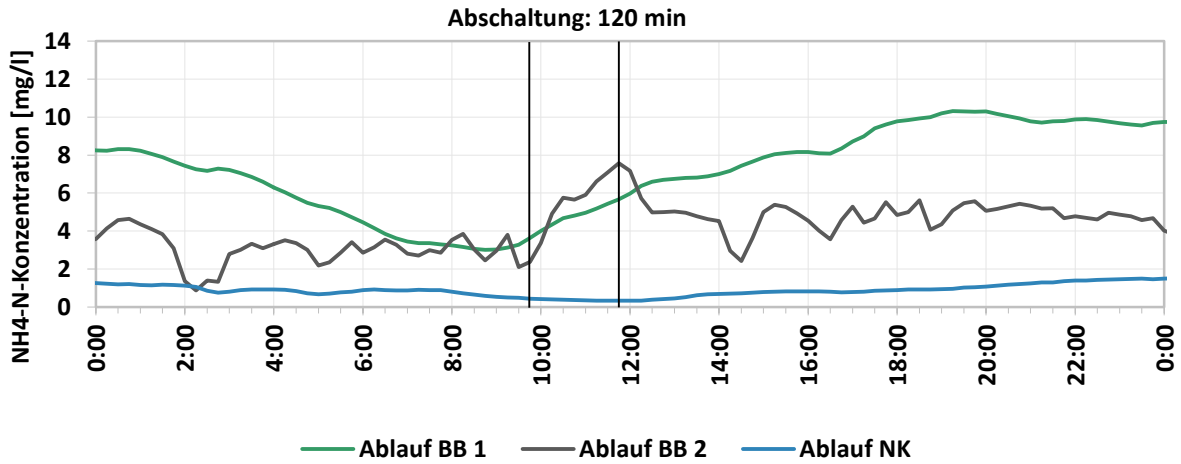


**Abschaltversuche Gebläse BB 2 (KA Kohlfurth B2)**

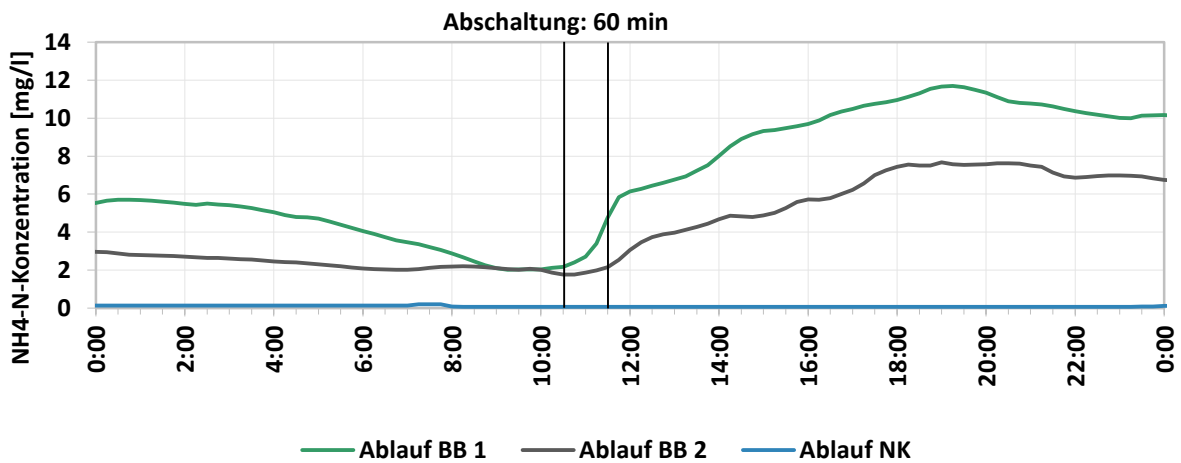


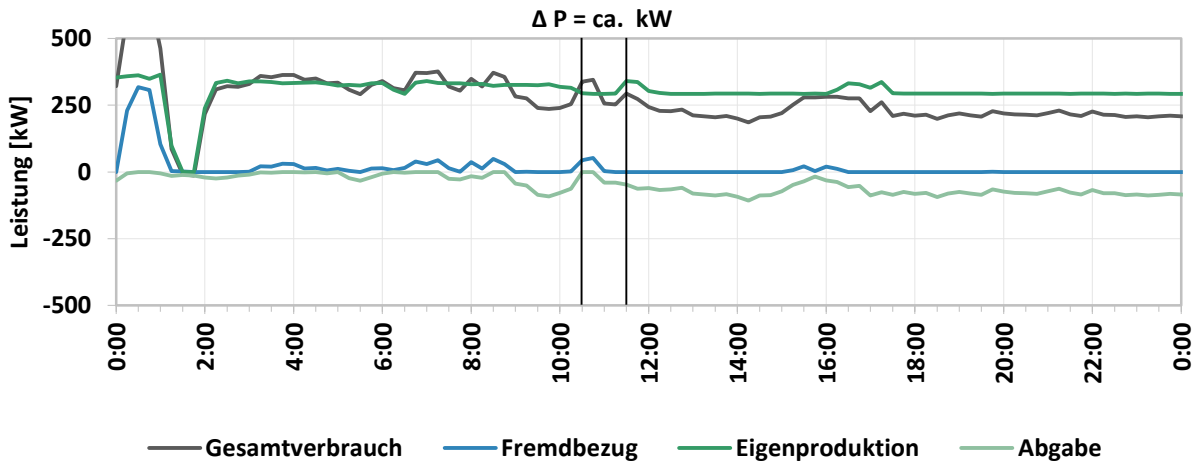


**Abschaltversuche Gebläse BB 2 (KA Kohlfurth B3)**



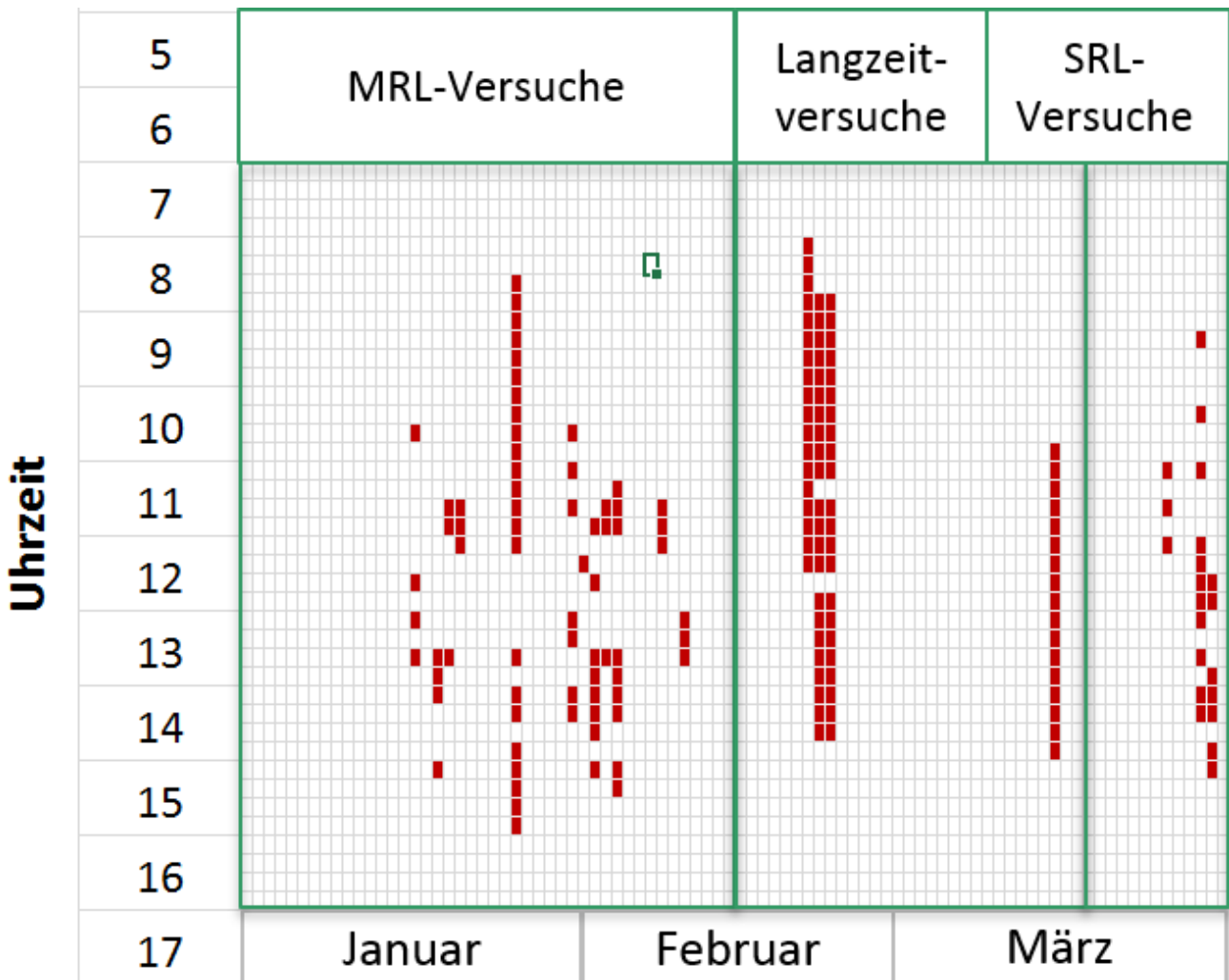
**Abschaltversuche Gebläse BB 1+2 (KA Kohlfurth C1)**



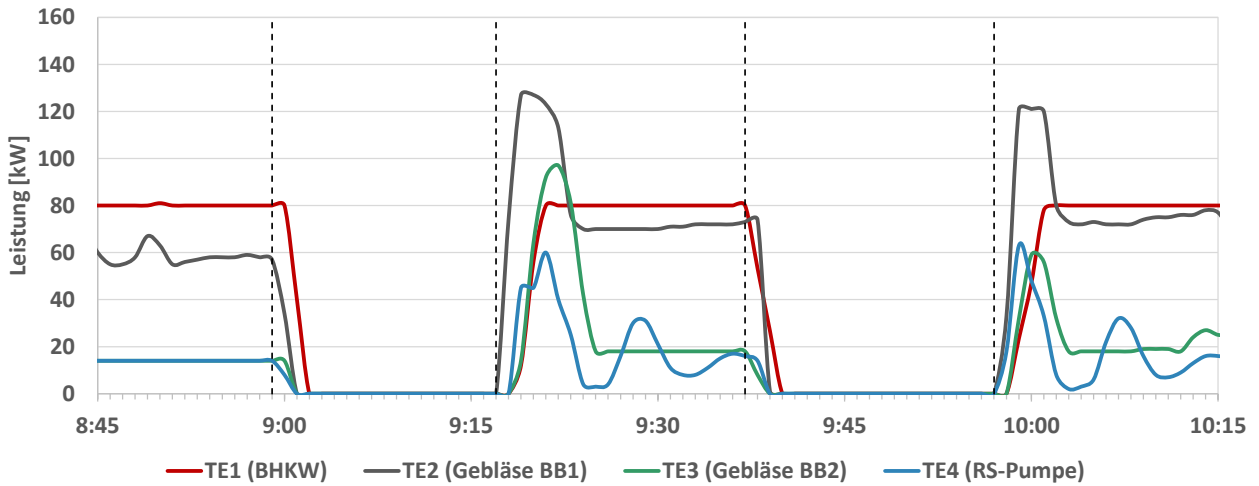
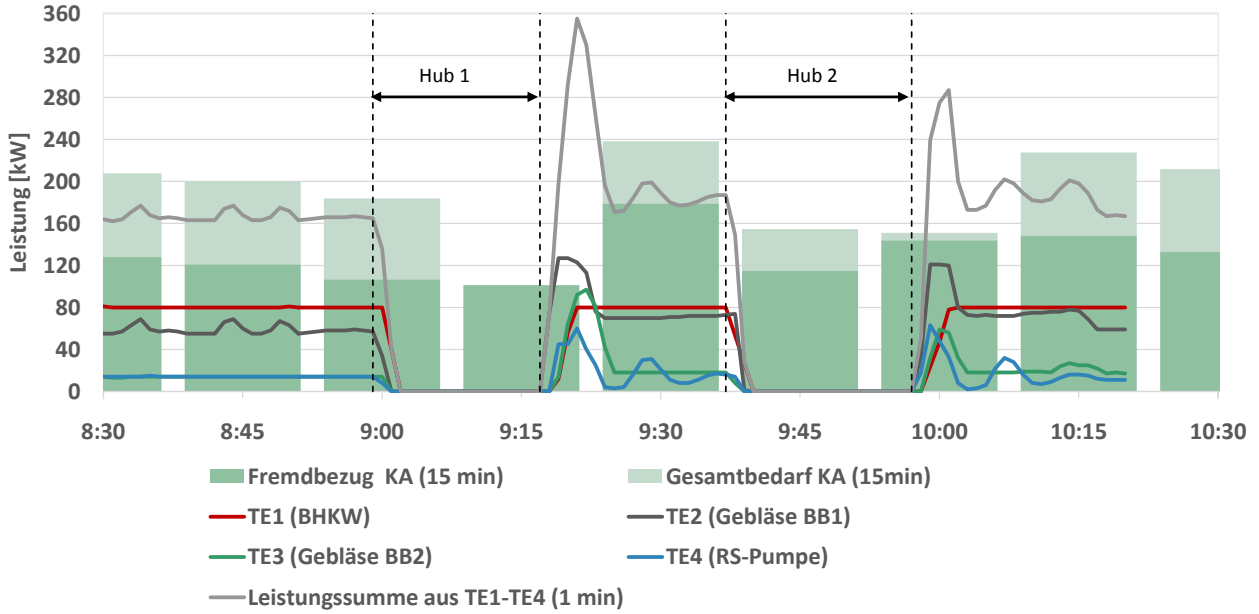


Versuchsphase mit virtuellem Kraftwerk auf der Kläranlage Radevormwald

Marktsignale für die Versuchsphase

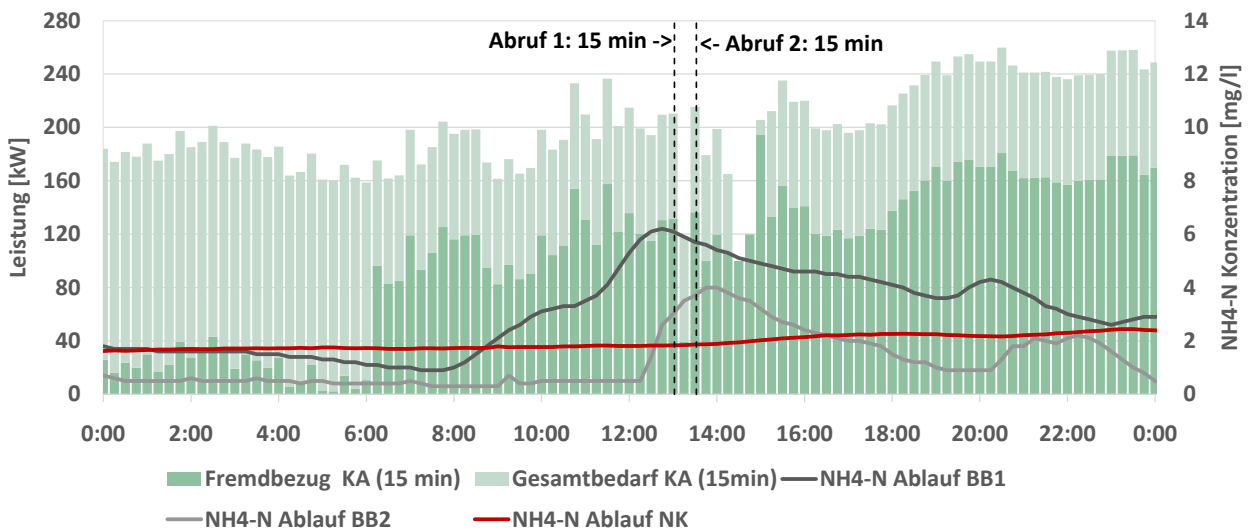


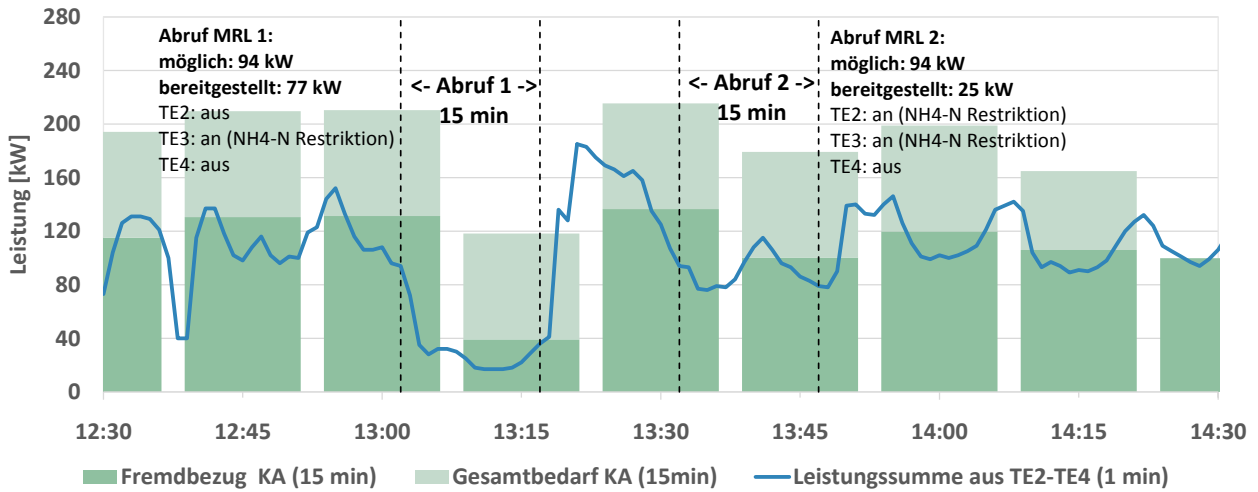
### Doppelhöckertest



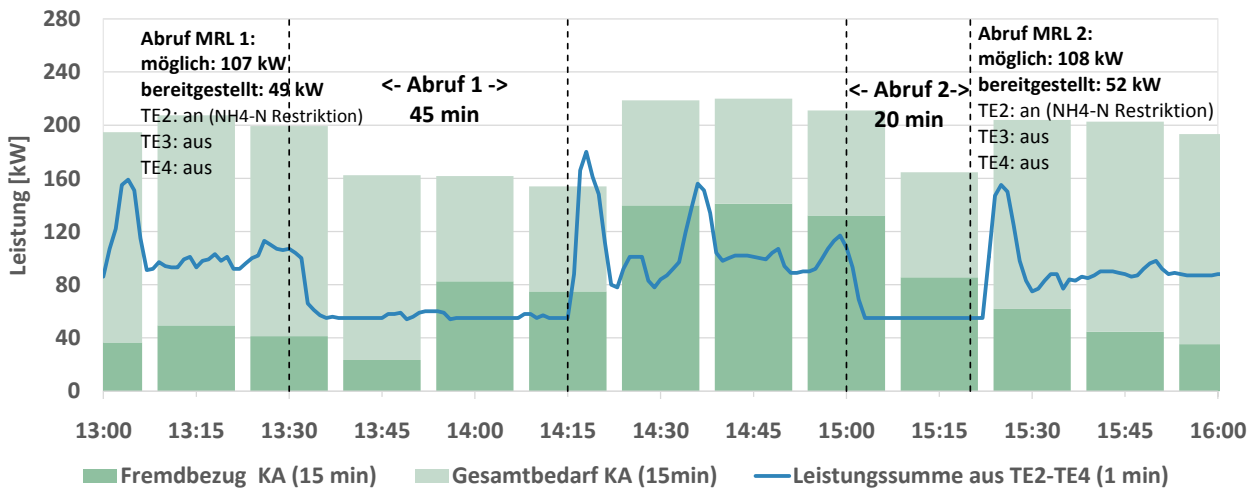
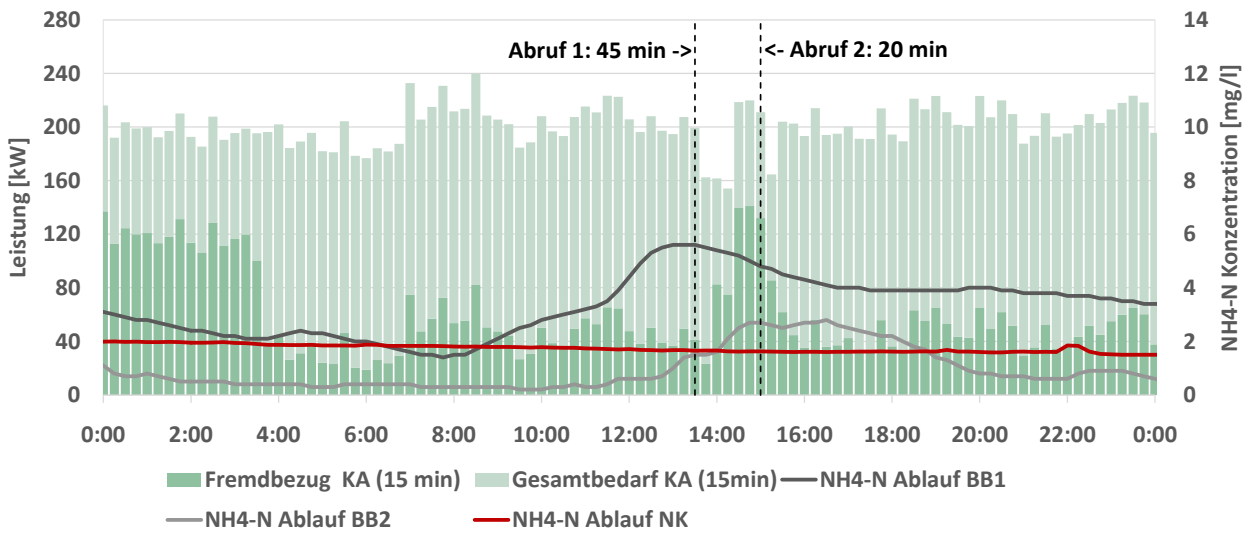
### Versuche mit MRL-Marktsignalen

#### Versuch am 16.01.2017

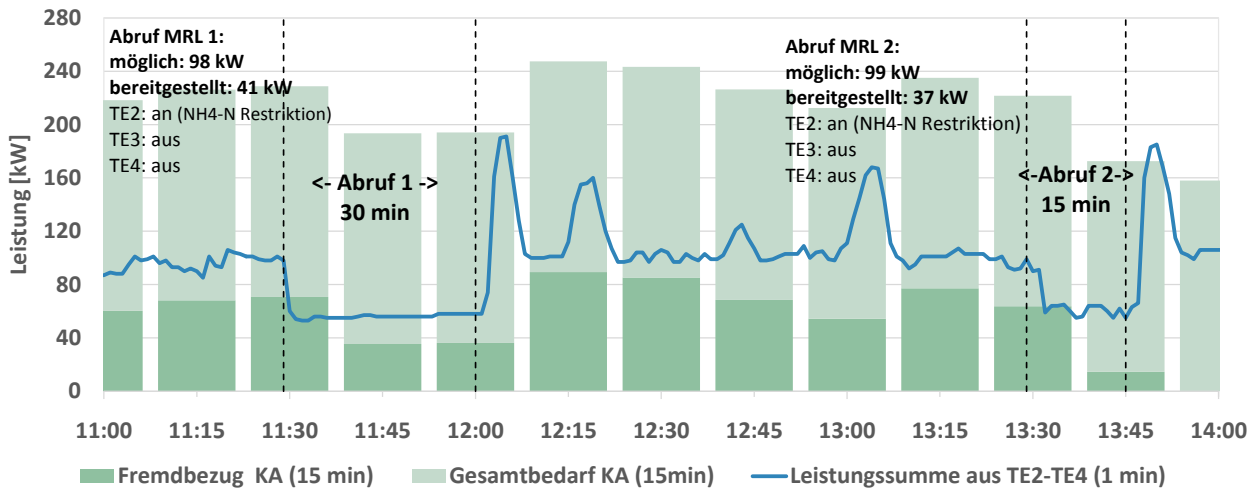
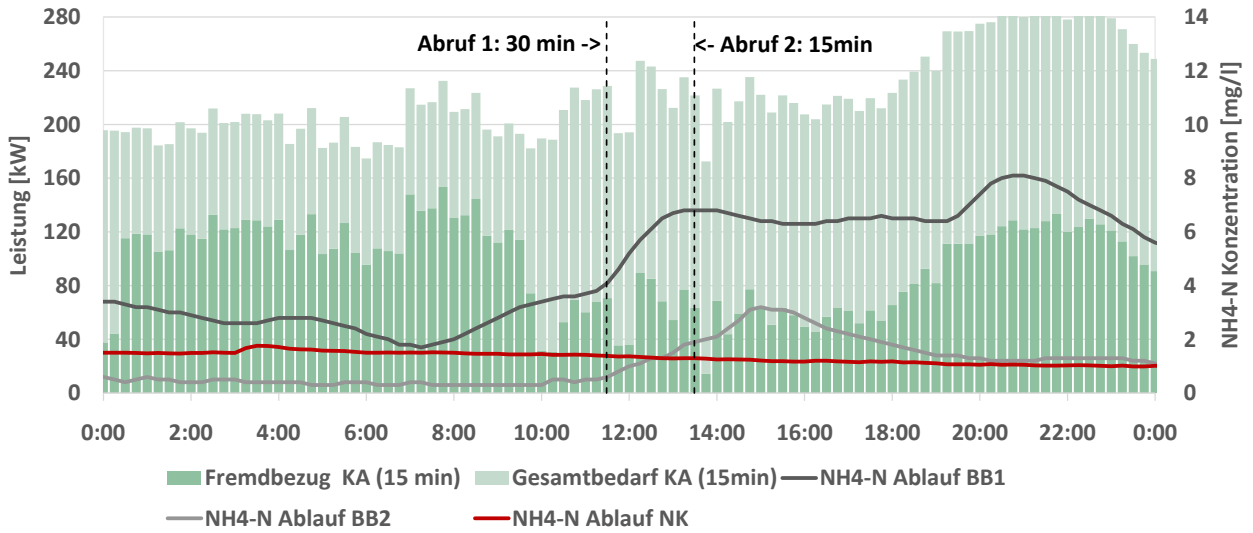




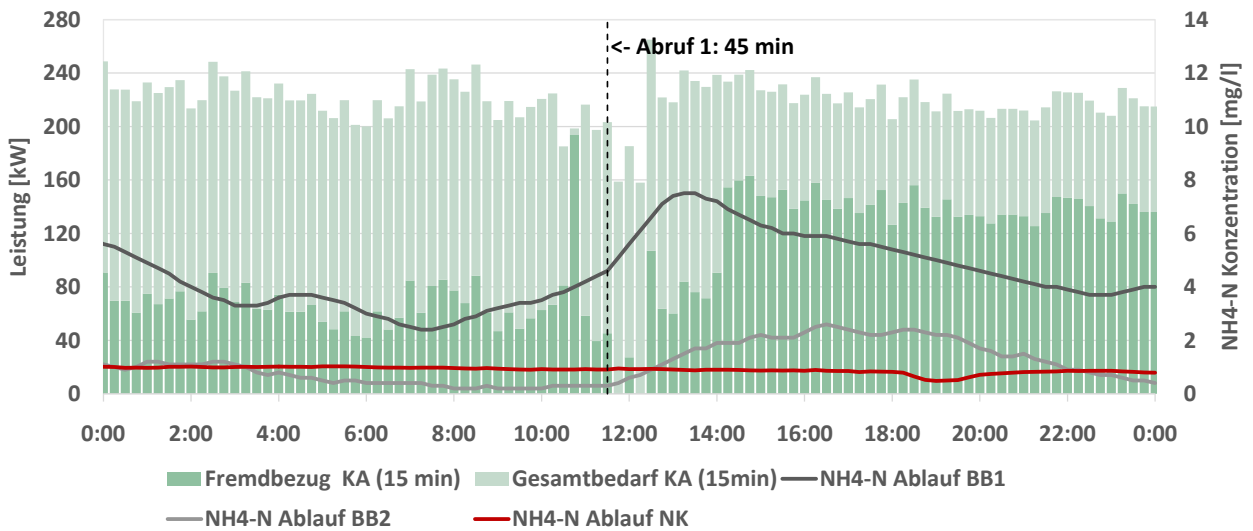
**Versuche am 18.01.2017**

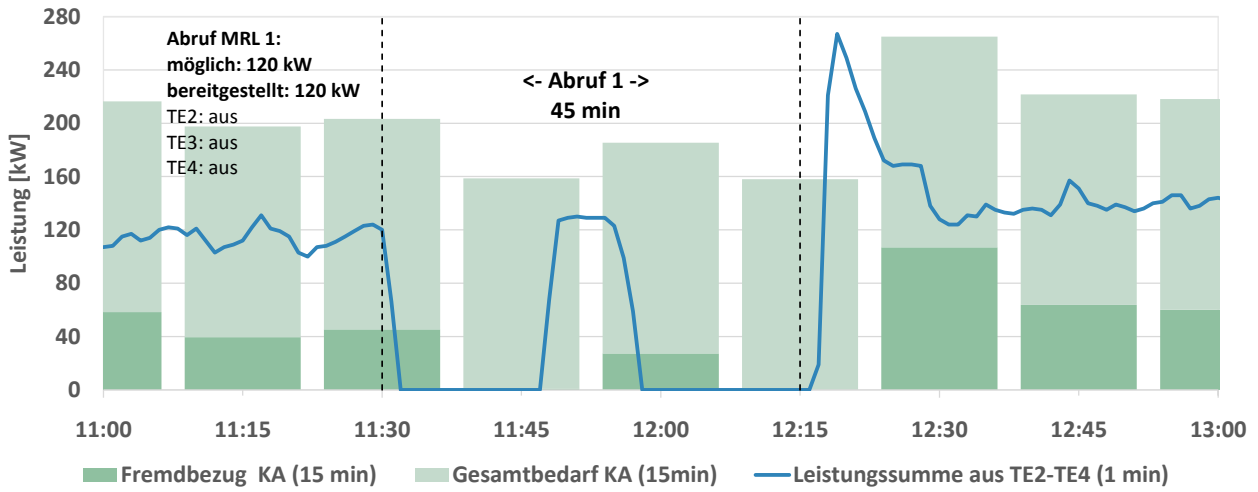


**Versuche am 19.01.2017**

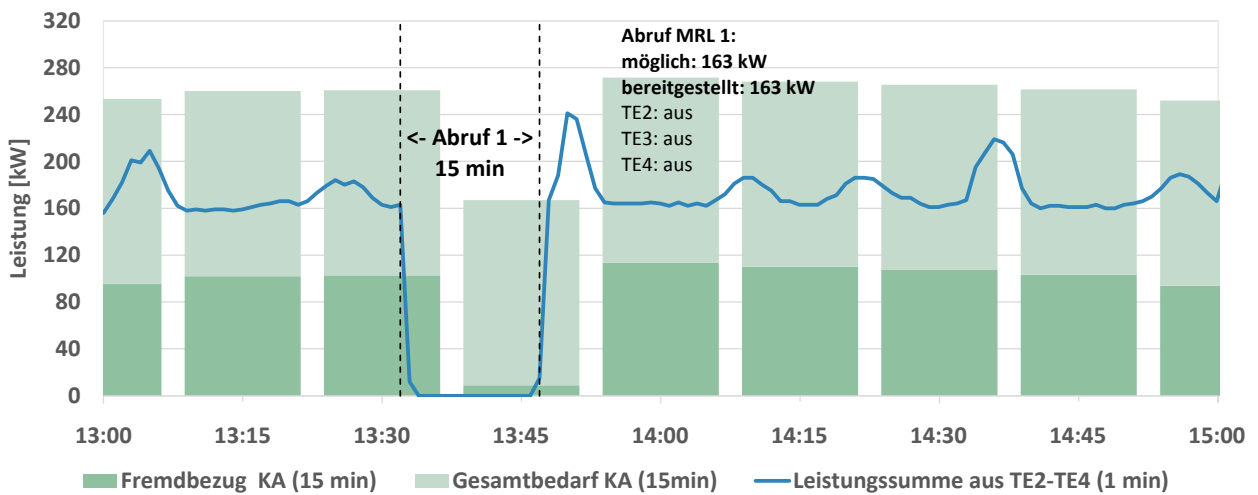
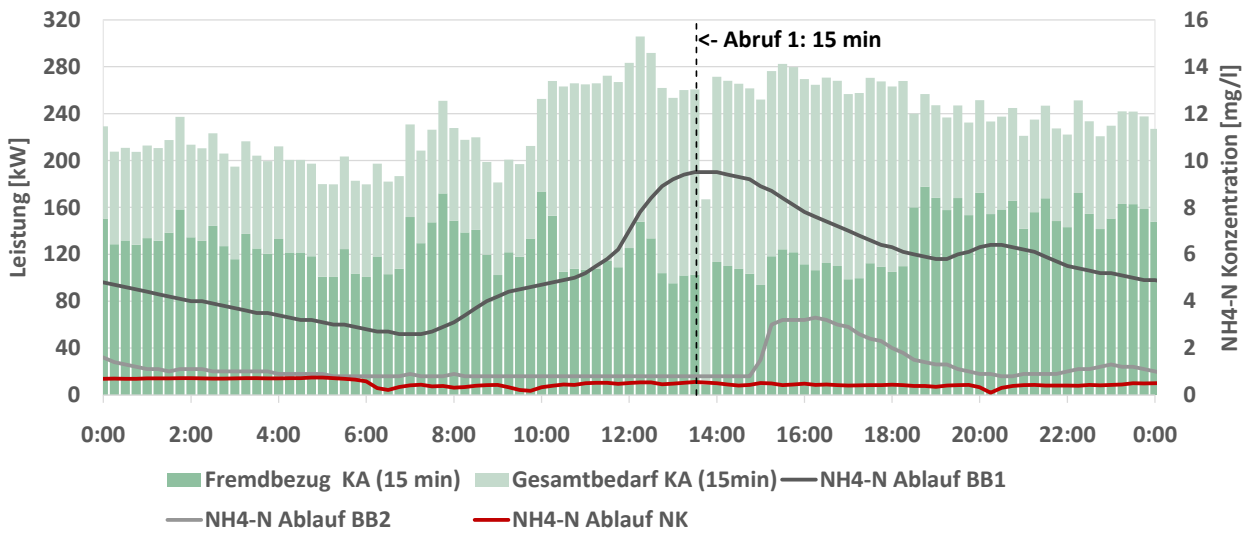


**Versuche am 20.01.2017**

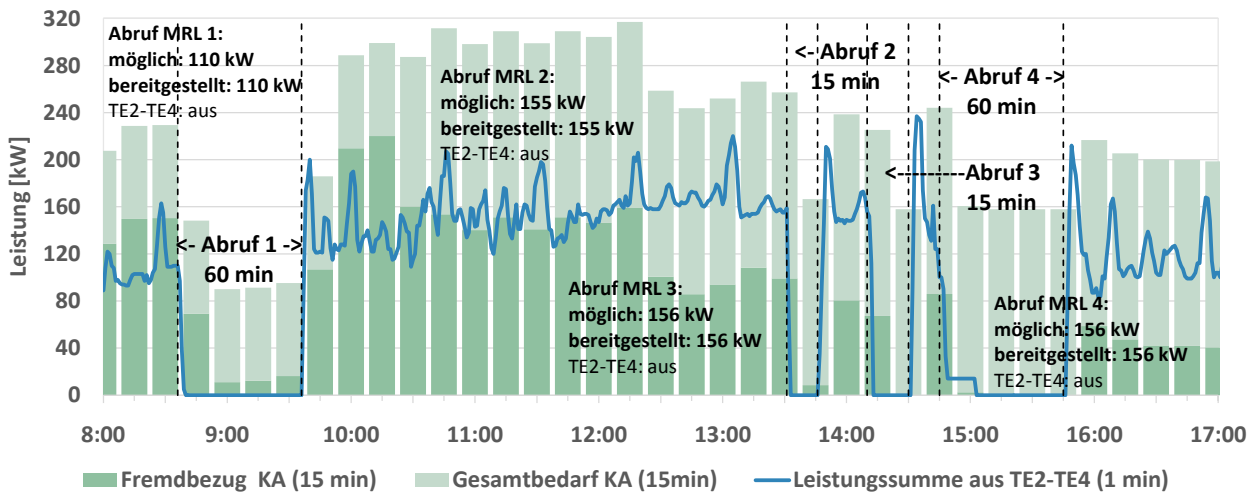
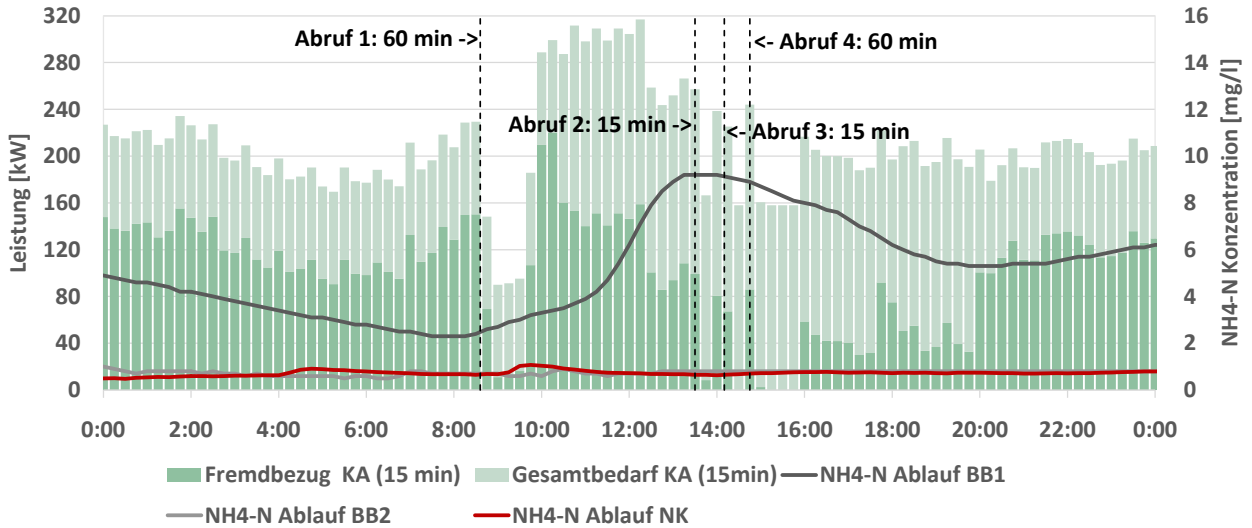




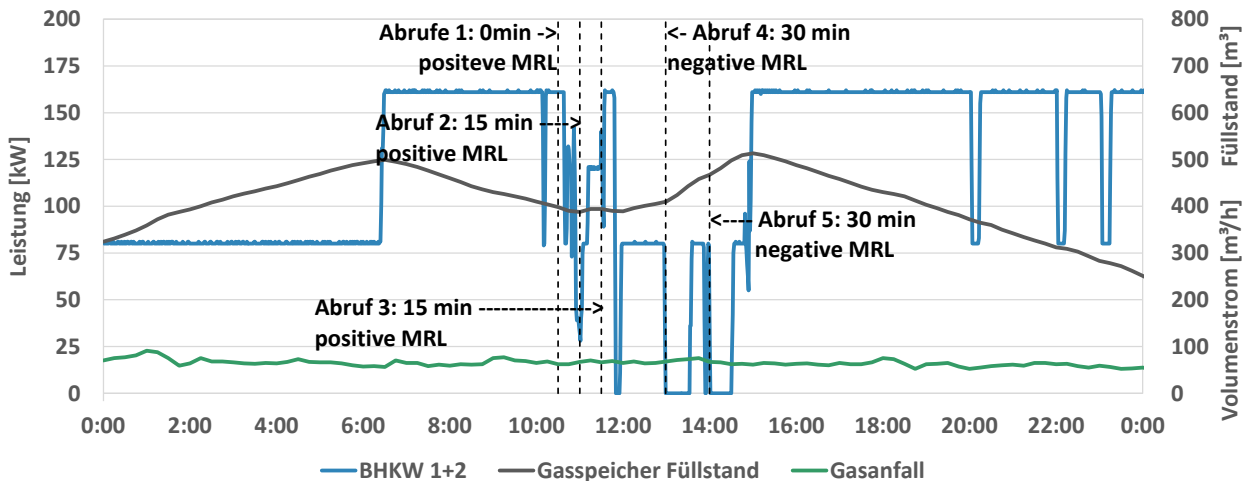
**Versuche am 24.01.2017**



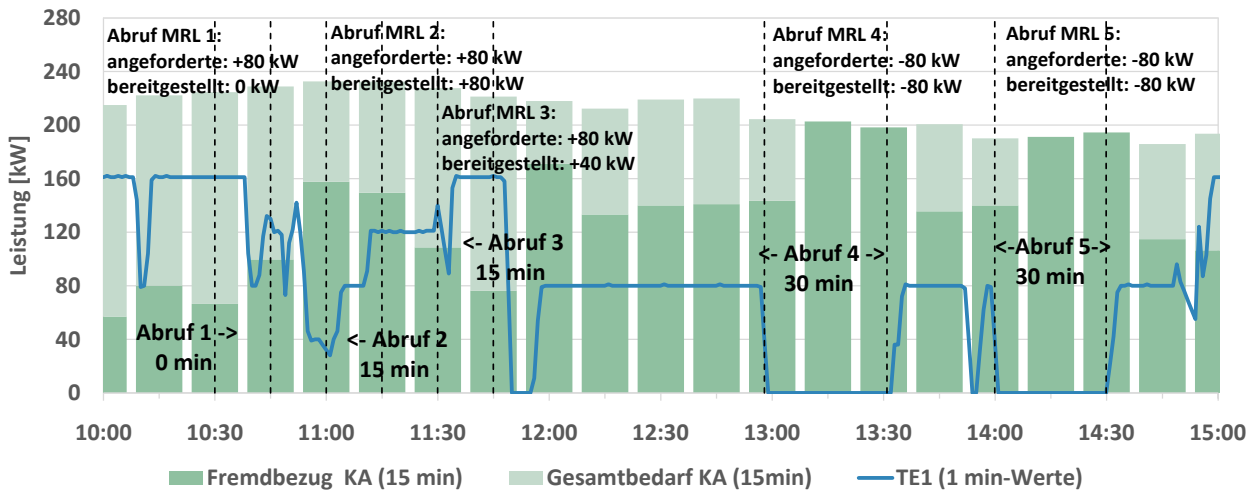
**Versuche am 25.01.2017**



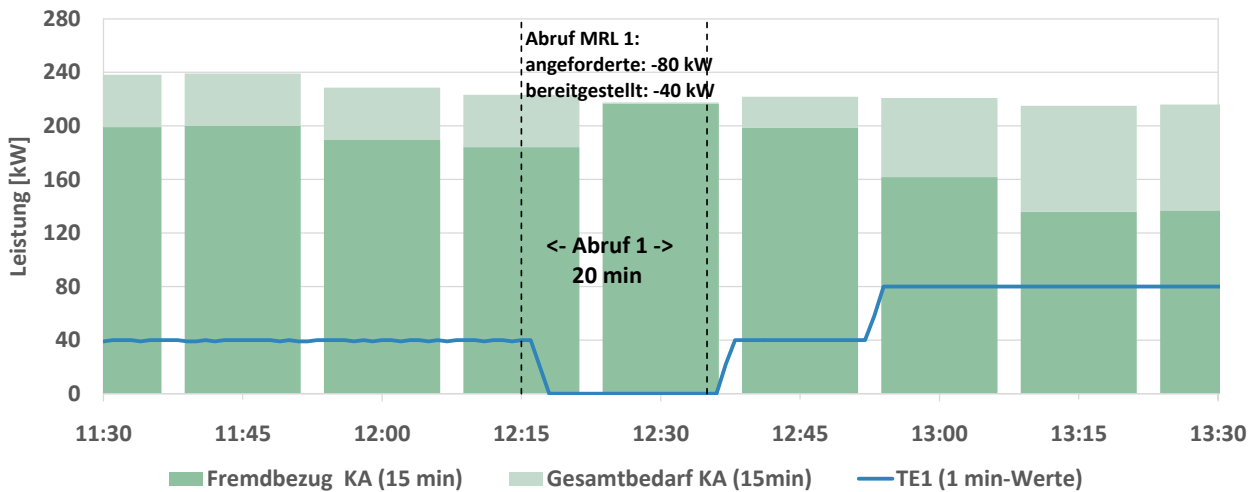
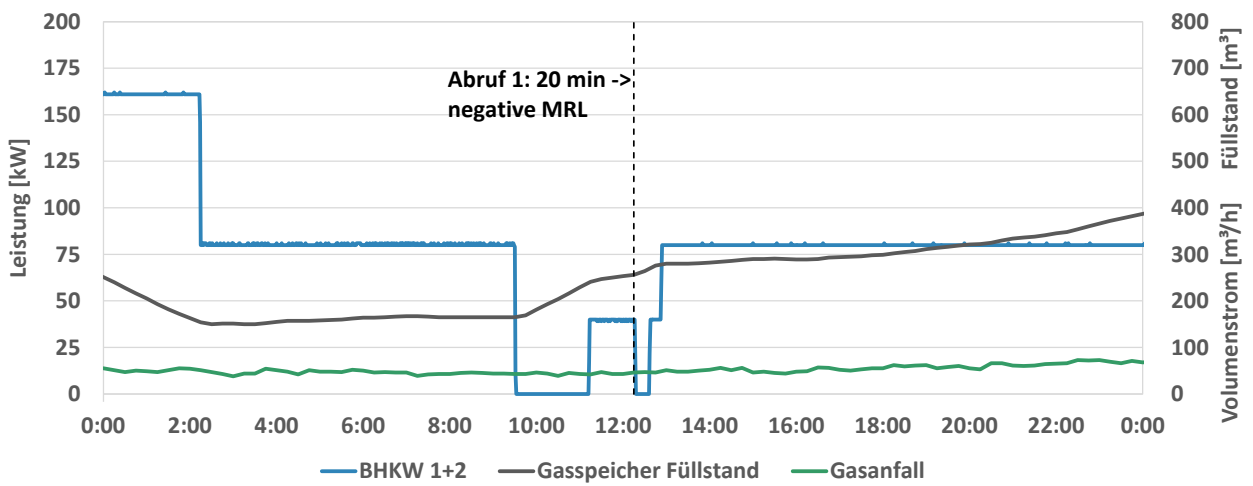
**Versuche am 30.01.2017**



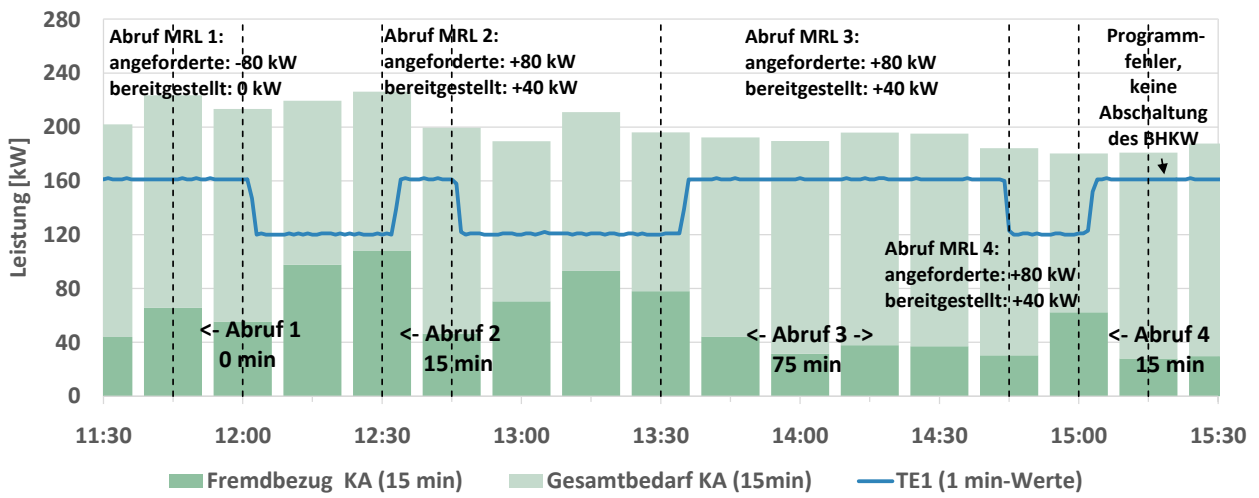
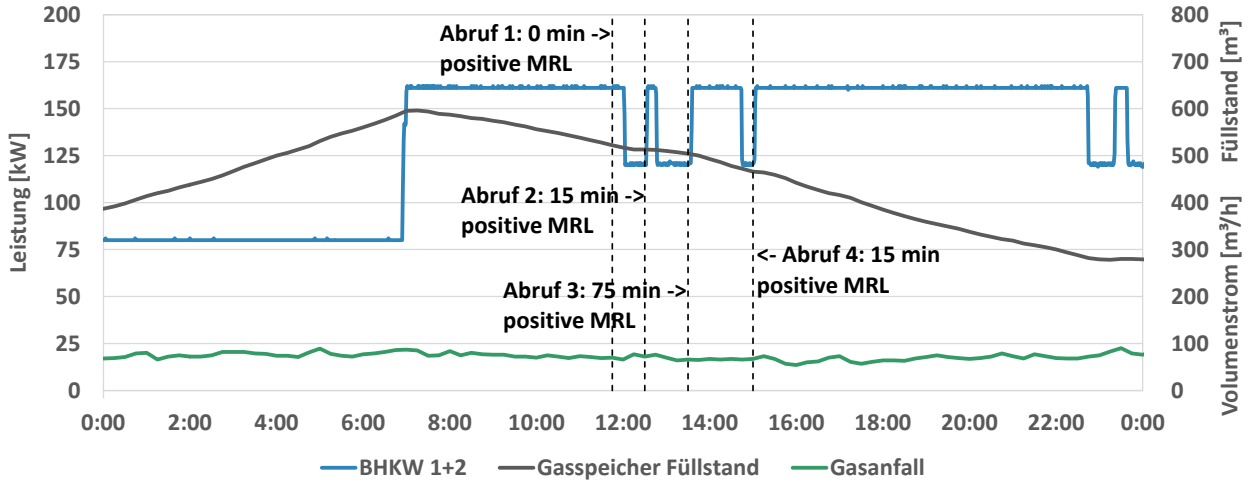




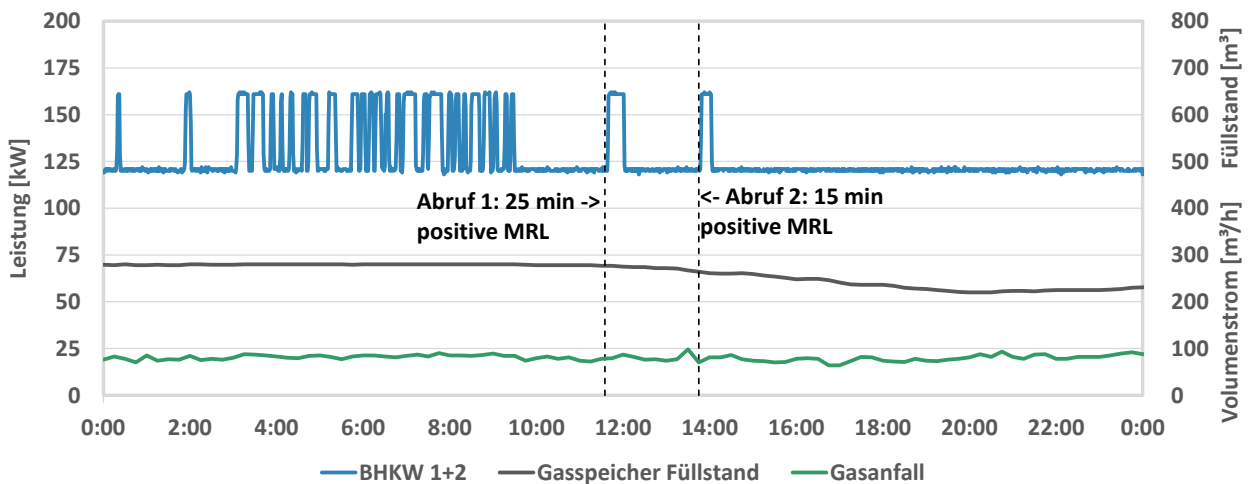
**Versuche am 31.01.2017**

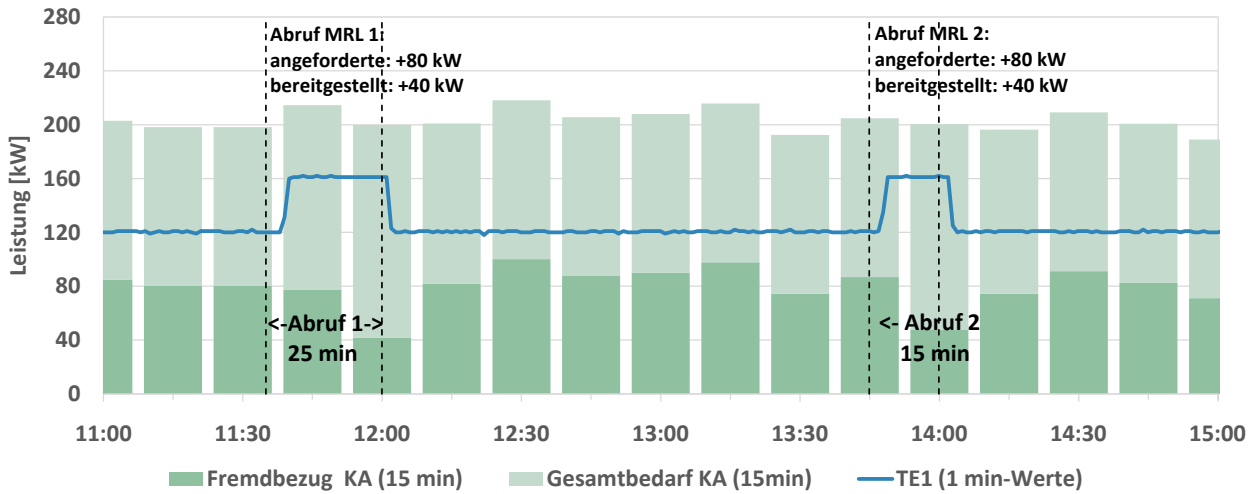


**Versuche am 01.02.2017**

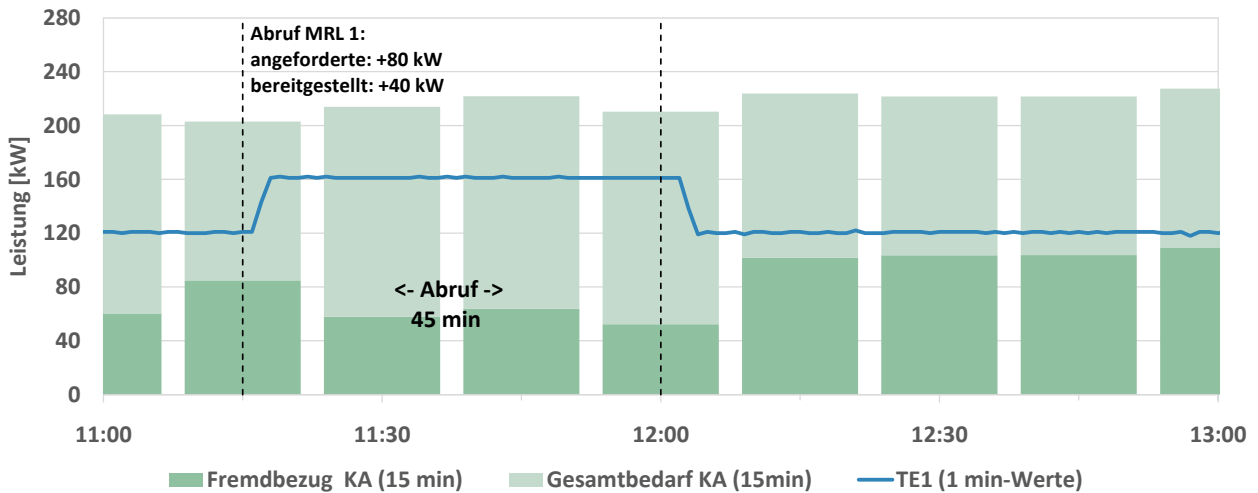
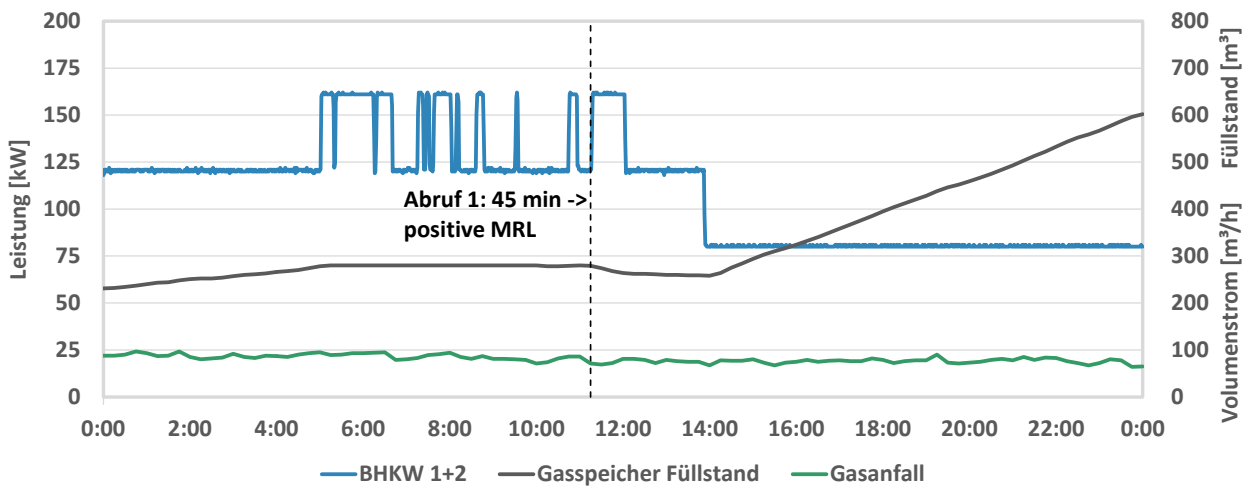


**Versuche am 02.02.2017**

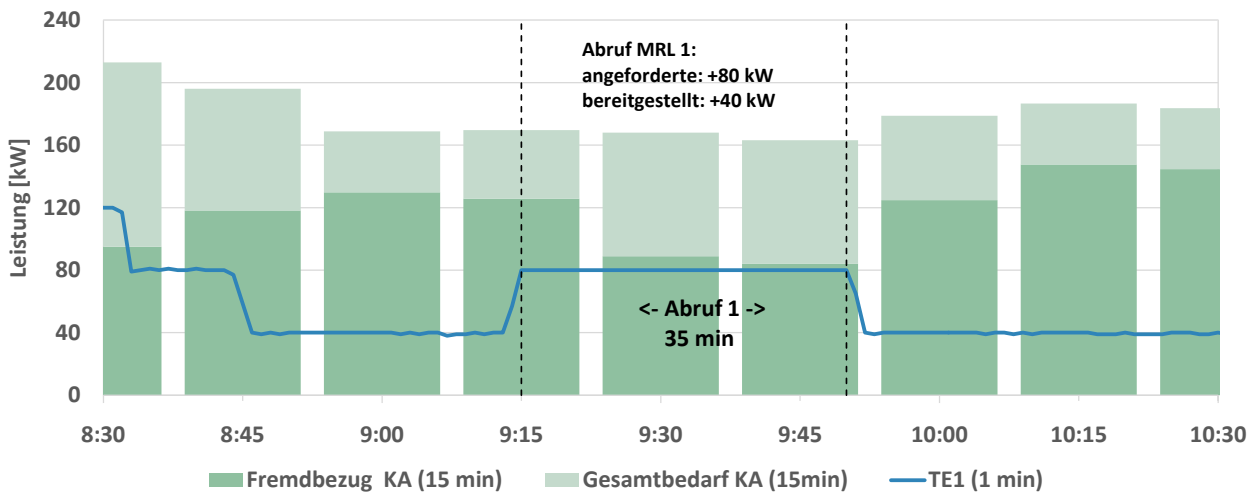
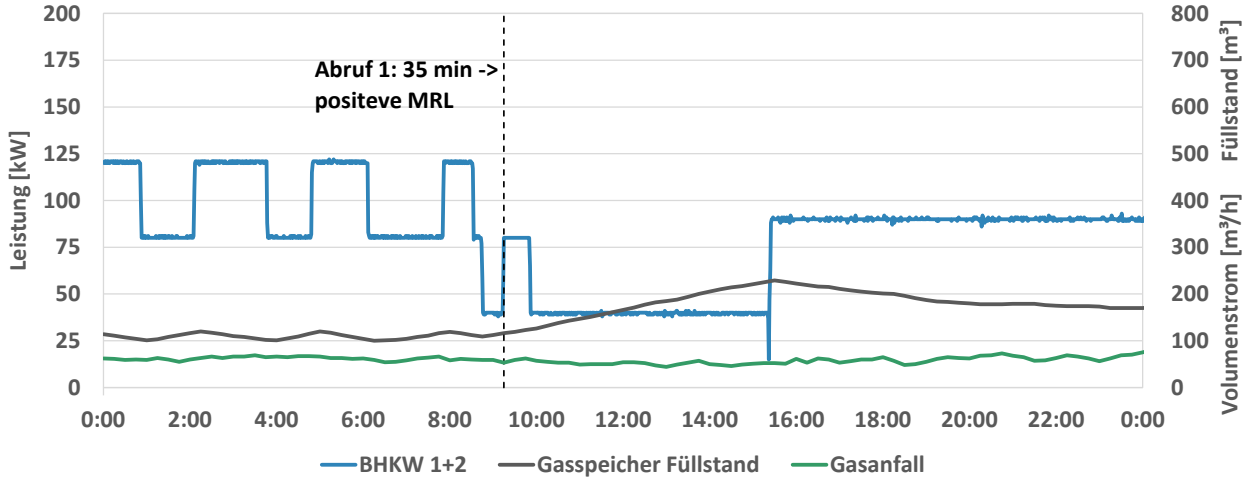




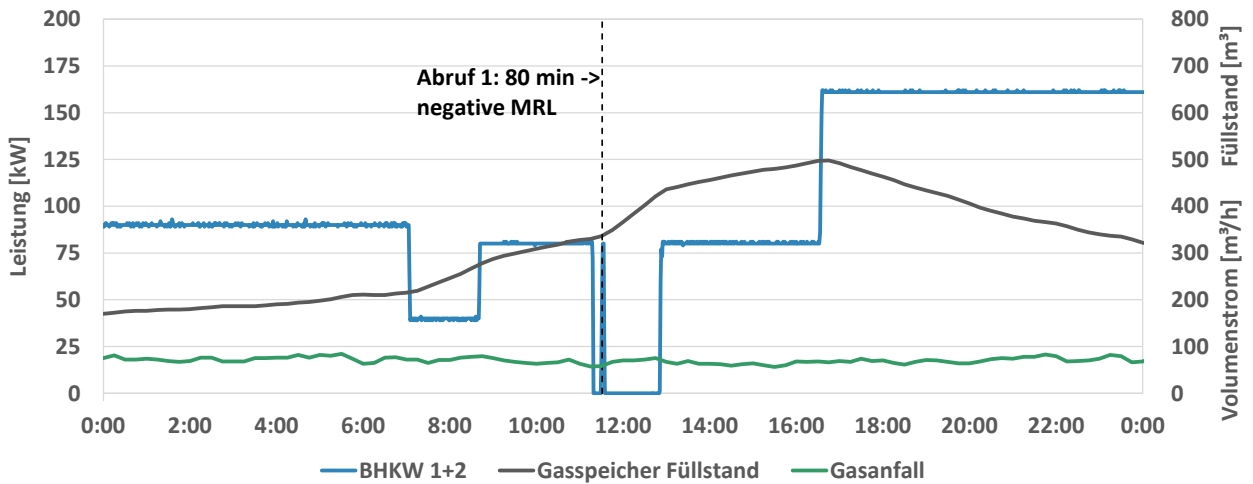
**Versuche am 03.02.2017**

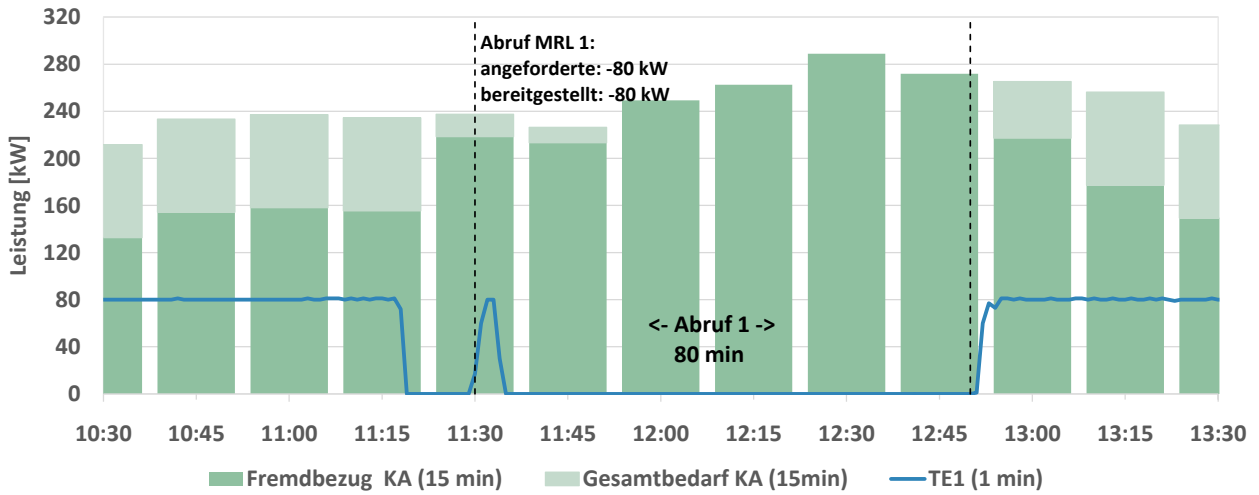


**Versuche am 06.02.2017**

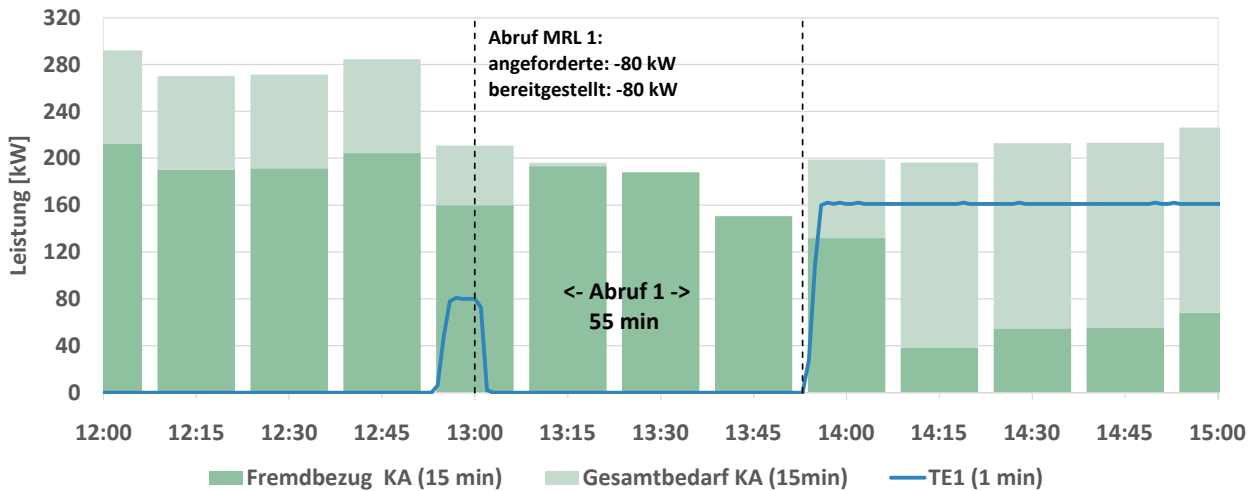
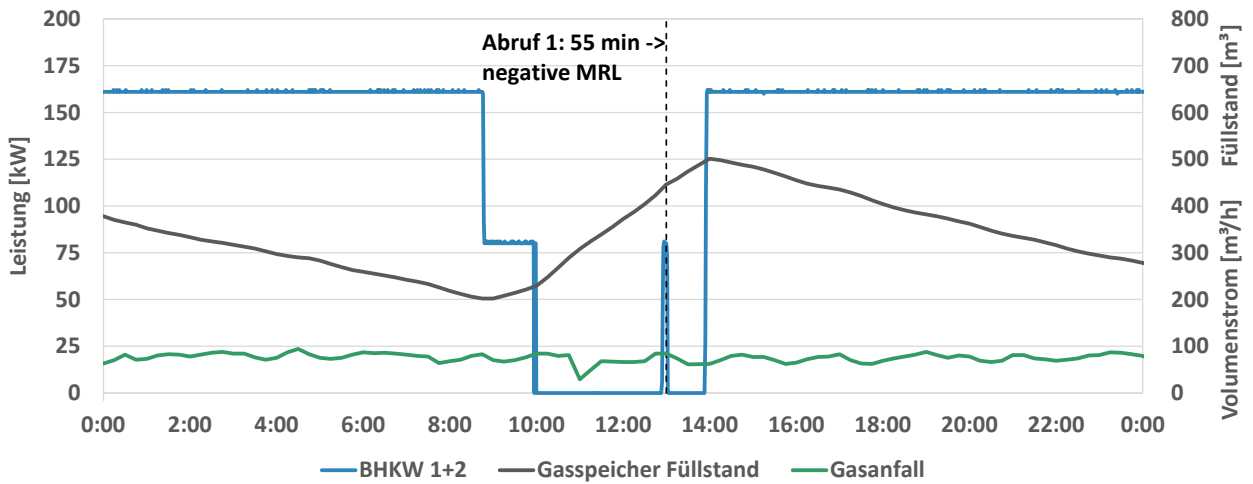


**Versuche am 07.02.2017**

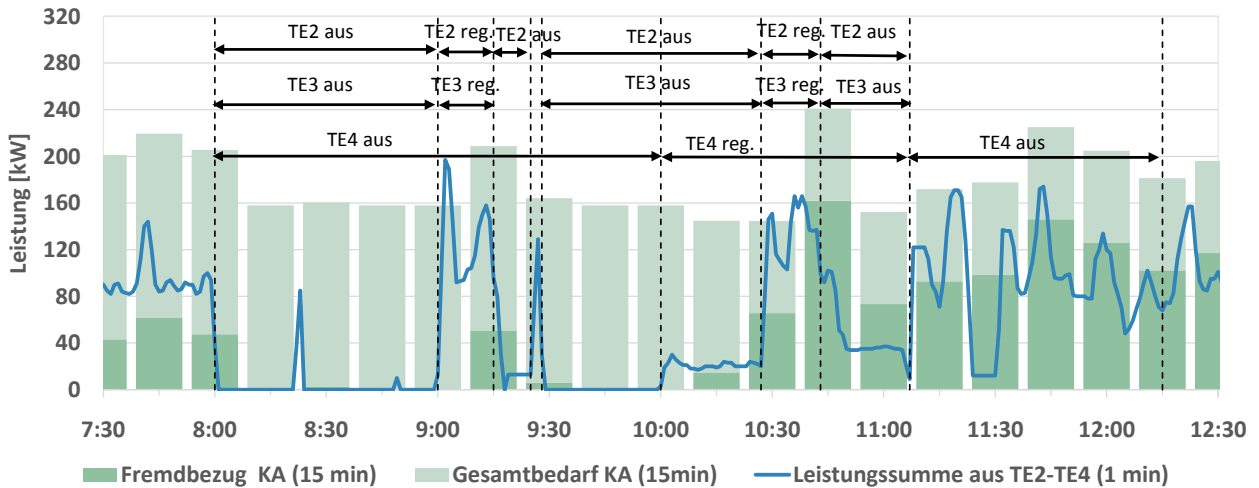
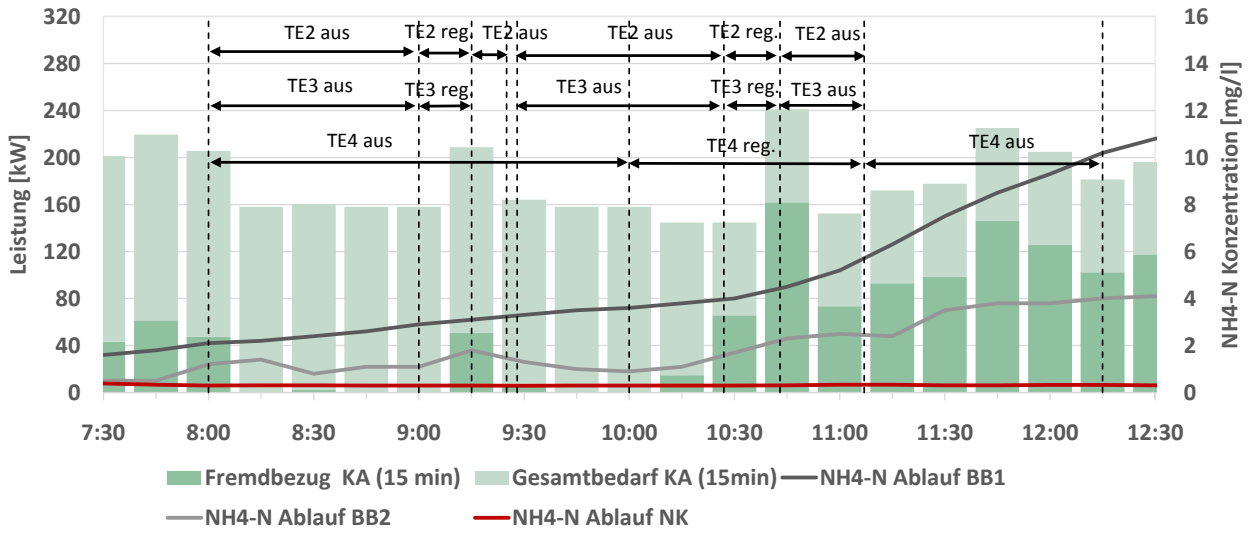
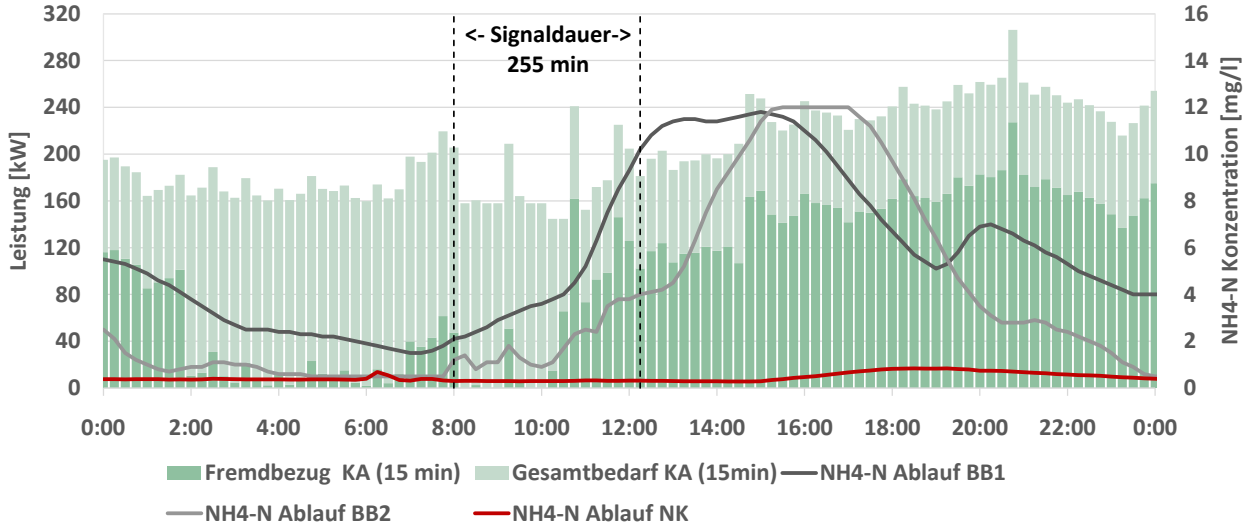




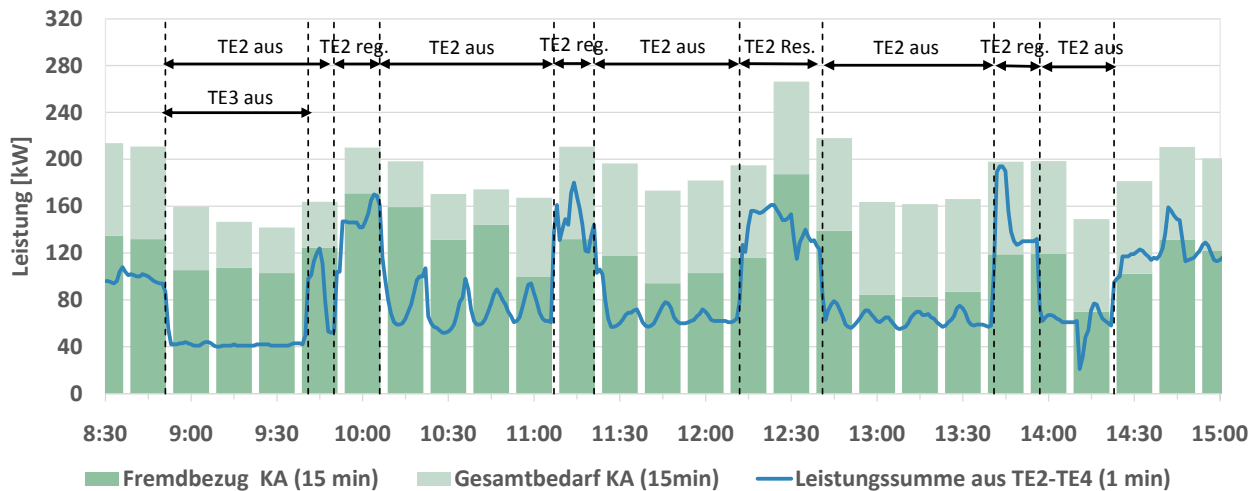
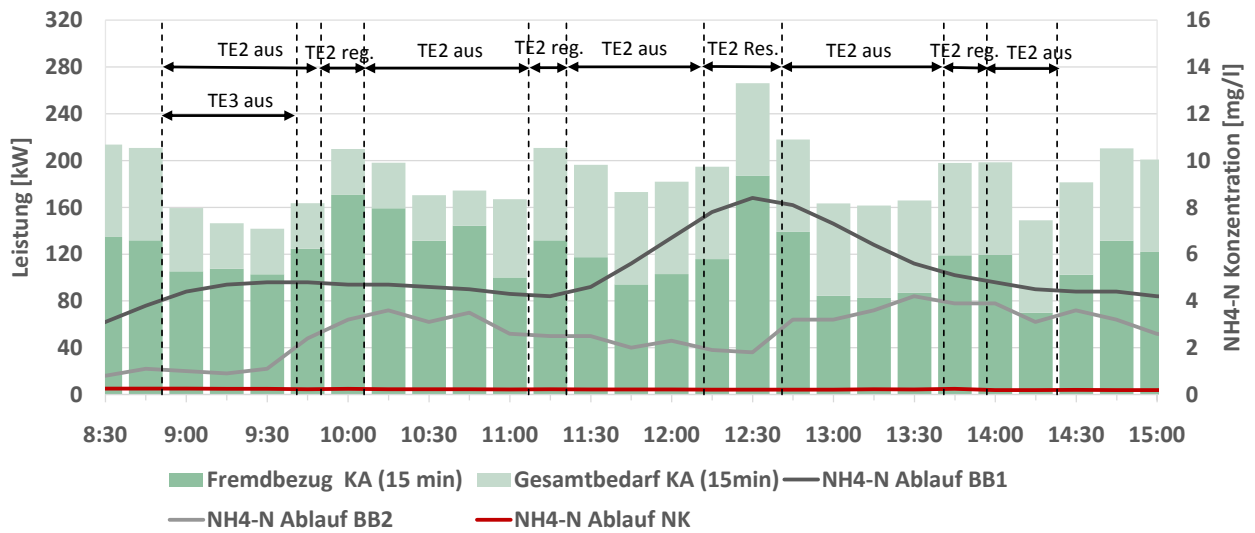
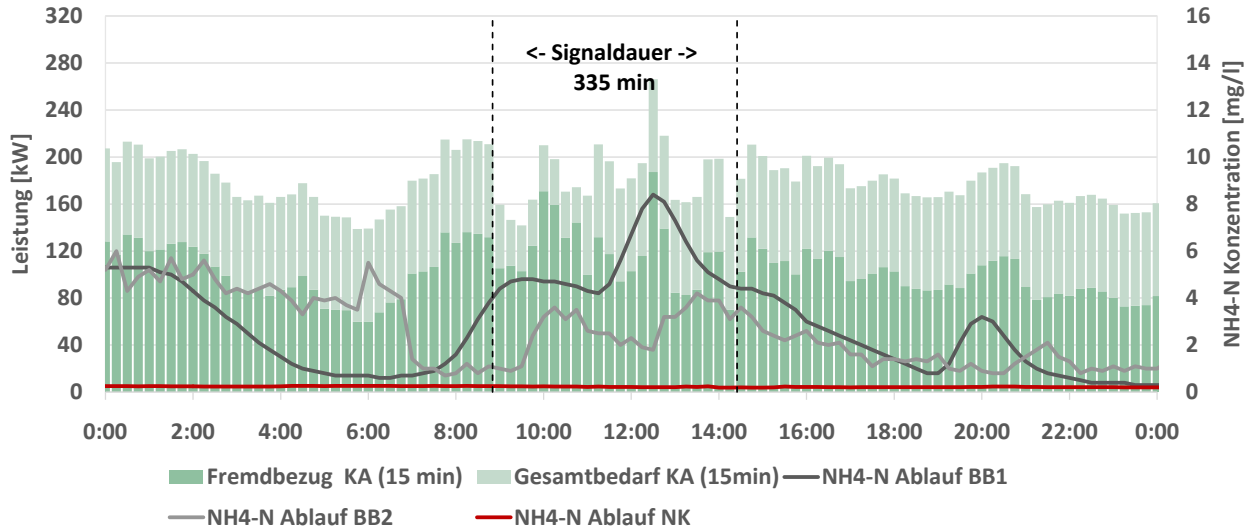
Versuche am 09.02.2017



Versuche am 22.02.2017 (Langzeitversuch)

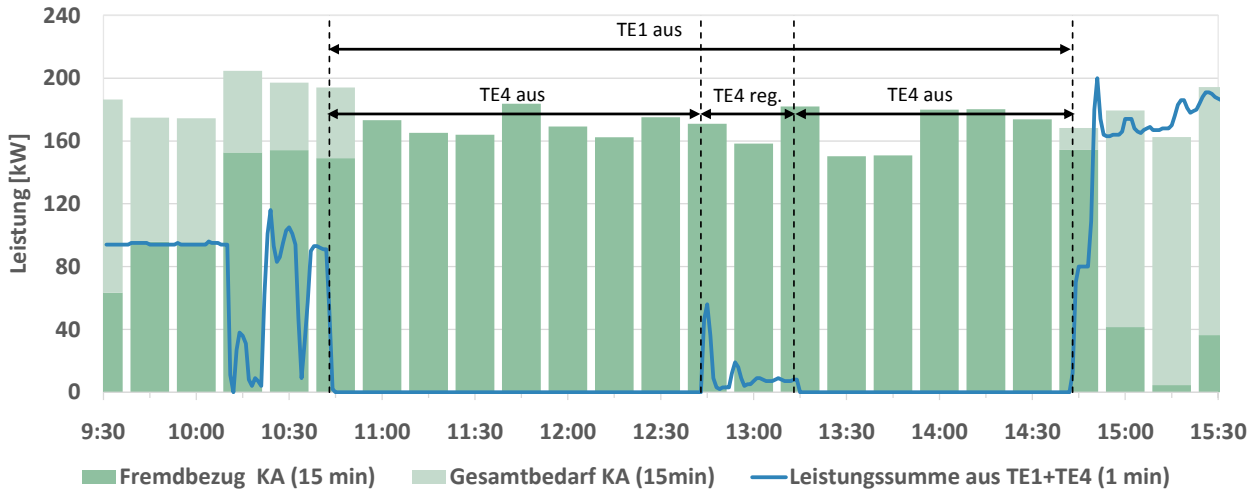
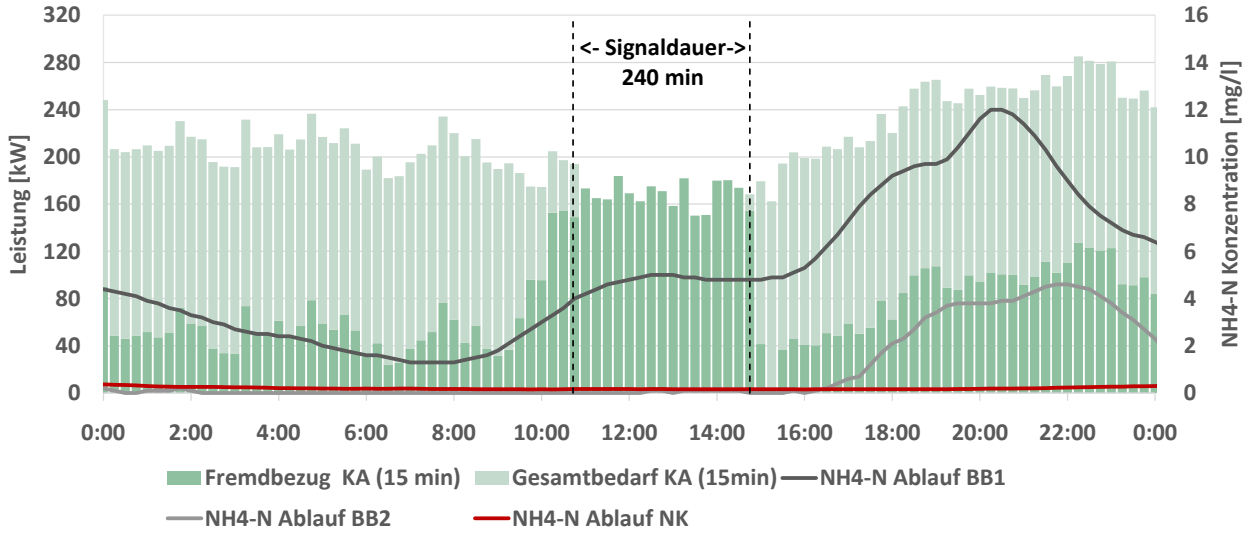


Versuche am 22.02.2017 (Langzeitversuch)



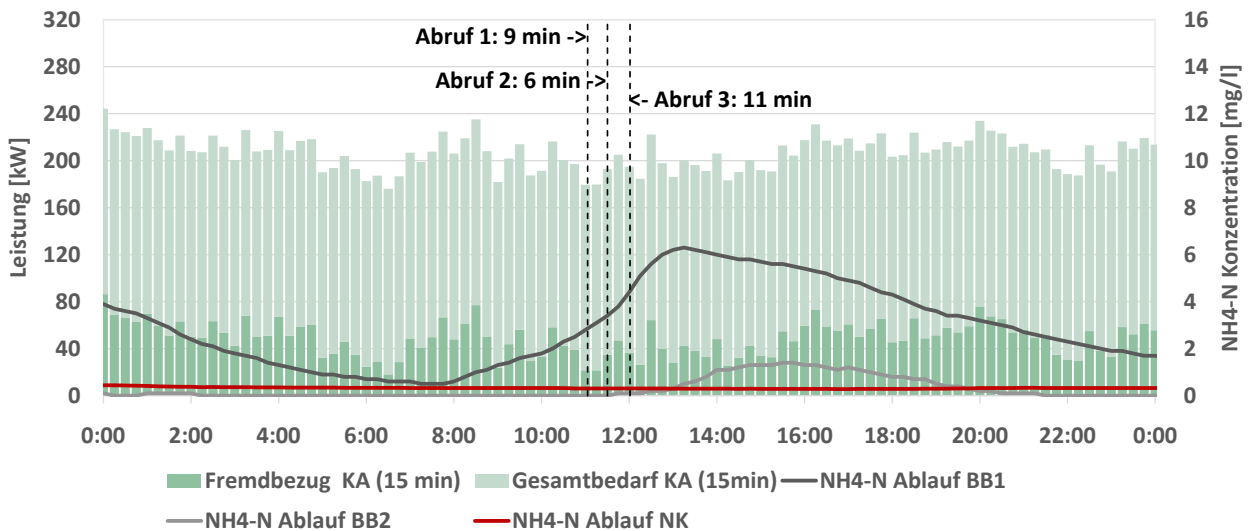


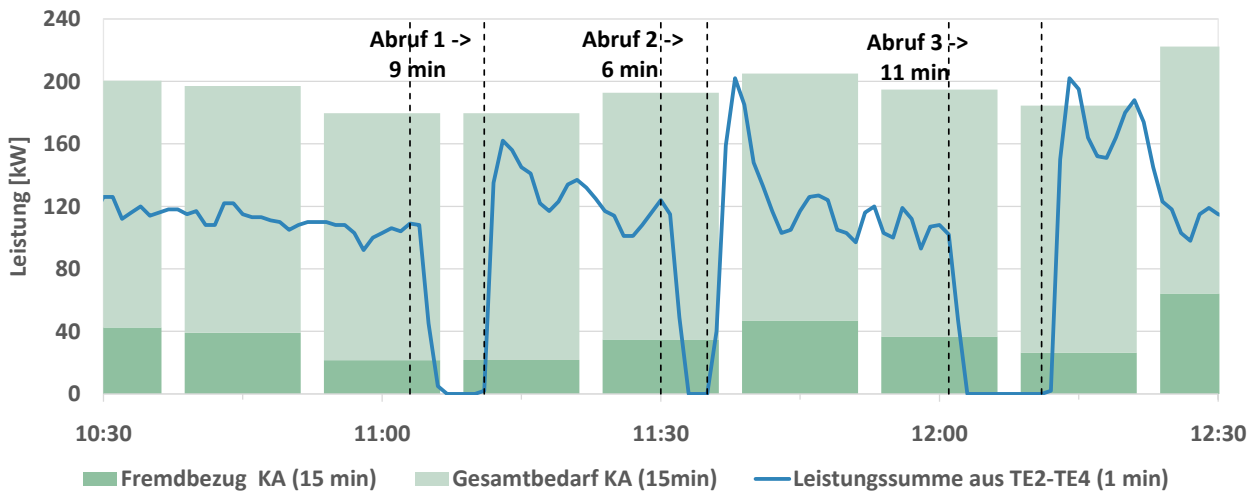
**Versuche am 14.03.2017 (Langzeitversuch)**



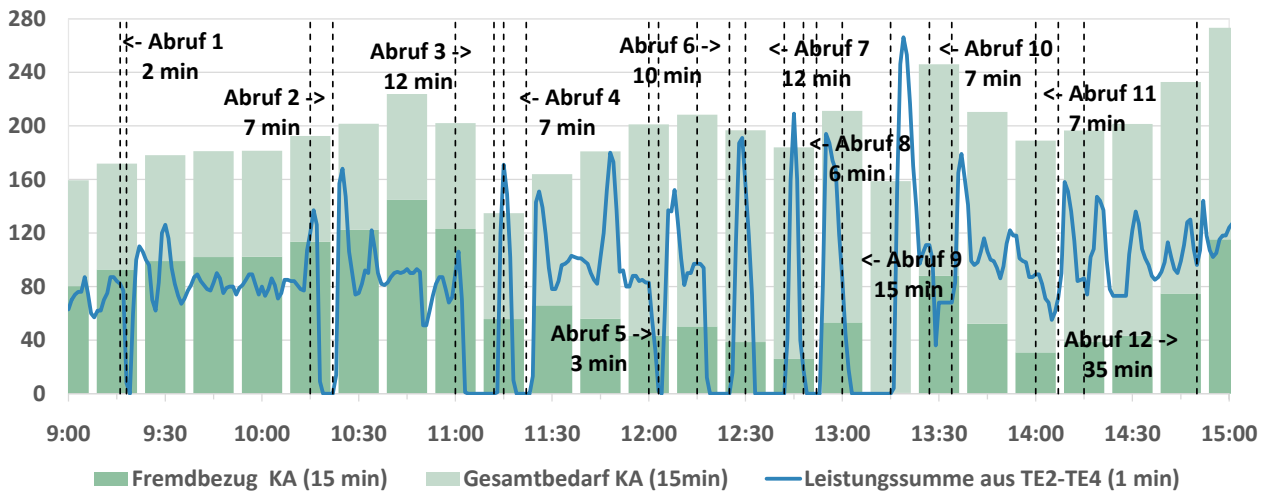
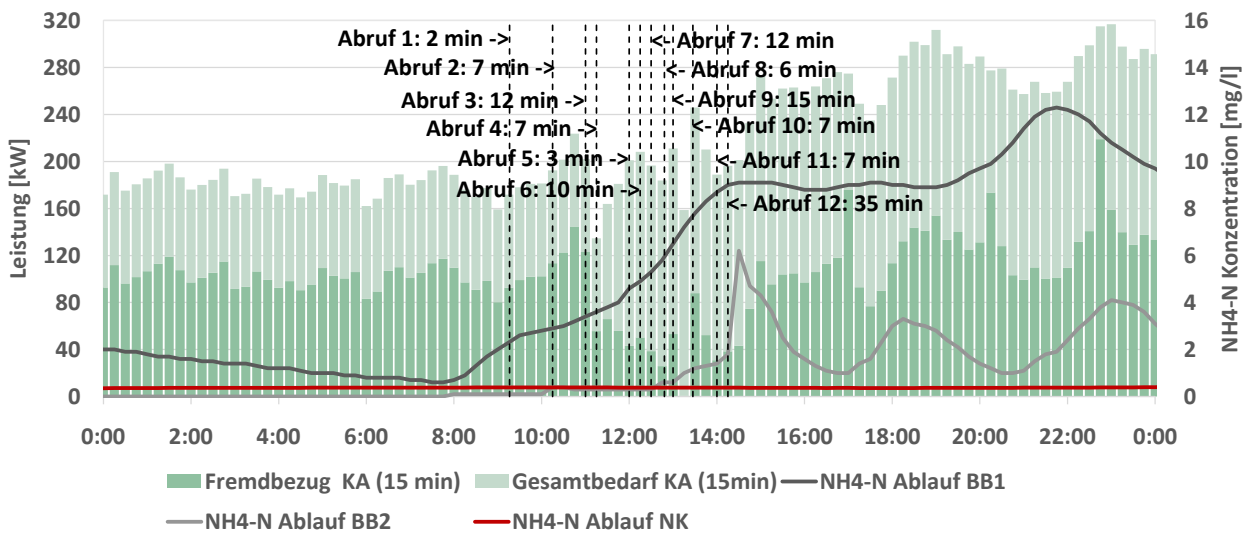
**Versuche mit SRL-Marktsignalen**

**Versuche am 24.03.2017**

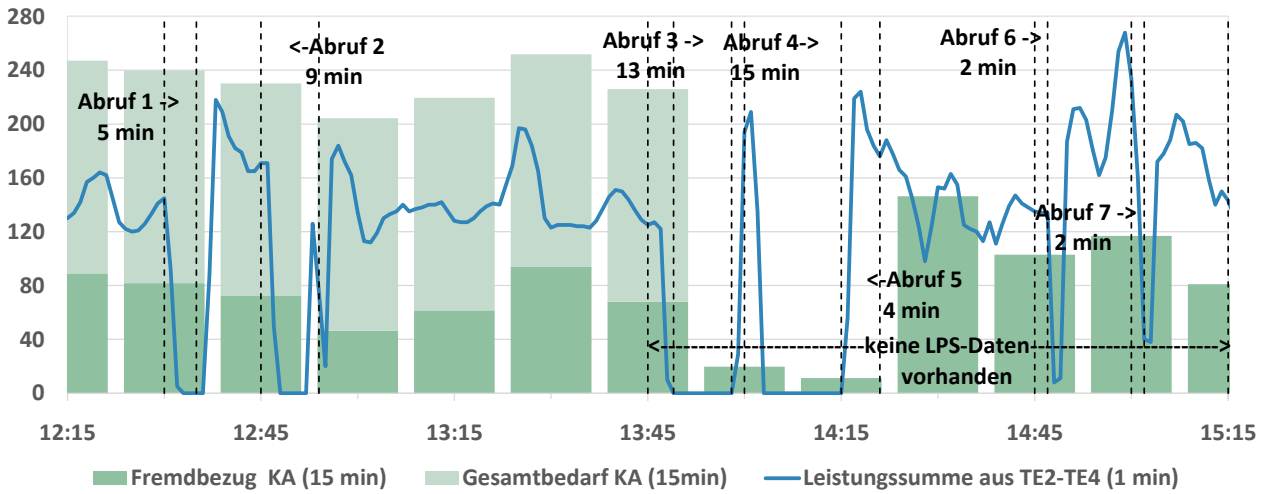
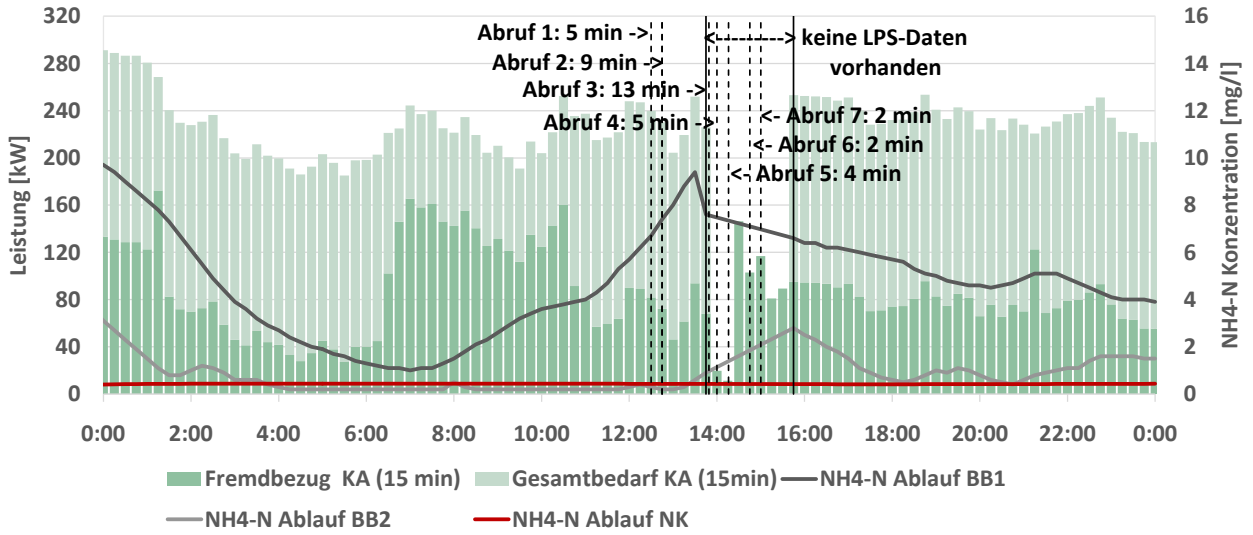




Versuche am 27.03.2014



Versuche am 28.03.2017



## Anhang 6    Aggregatemanagement – Datenblätter

<b>1</b>	<b>EINLEITUNG</b> .....	<b>1</b>
<b>2</b>	<b>DATENBLÄTTER</b> .....	<b>4</b>
2.1	MECHANISCHE REINIGUNG .....	4
2.1.1	<i>Sandfanggebläse</i> .....	4
2.2	BIOLOGISCHE STUFE .....	5
2.2.1	<i>Belüftung im Belebungsbecken</i> .....	5
2.2.2	<i>Rührwerke (Biologie)</i> .....	6
2.2.3	<i>Rezirkulationspumpen</i> .....	7
2.2.4	<i>Rücklaufschlammförderung</i> .....	8
2.3	SCHLAMMBEHANDLUNG.....	9

...

Nähere Angaben zu dem Dokument finden Sie unter: [www.erwas-arrivee.de](http://www.erwas-arrivee.de) → Veröffentlichungen.

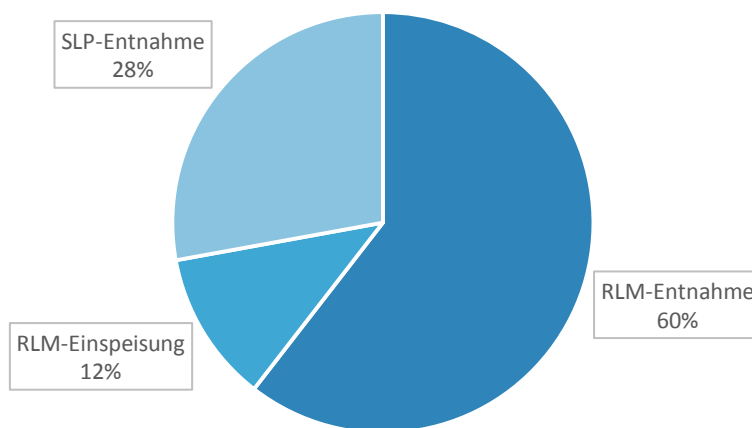
## Anhang 7 Eingangsdaten und Annahmen für die Netzberechnung

# 1 Eingangsdaten für Zeitreihenbasierte Netzberechnung

Als Eingangsdaten für die zeitreihenbasierte Netzberechnung müssen Last- und Einspeiseprofile in 15-minütiger Auflösung für jeden Mittelspannungsknoten festgelegt werden. Knotenscharfe Messwerte stehen dem Verteilnetzbetreiber in der Regel nicht zur Verfügung, so dass hier ein plausibles Ersatzprofil aus den vorhandenen Daten gebildet werden muss.

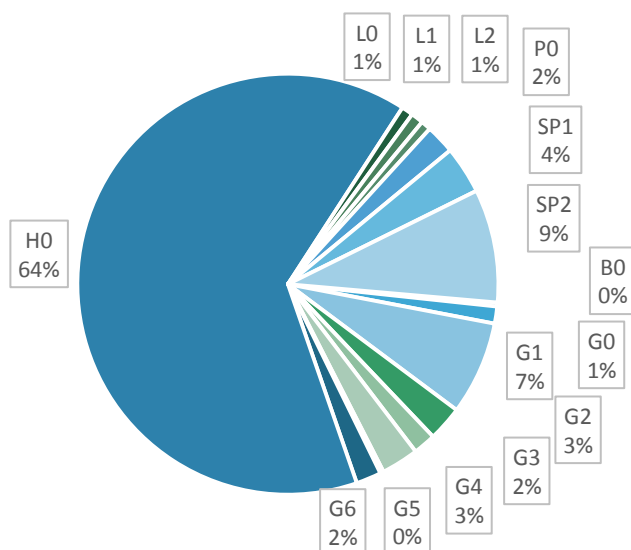
Bei den vorhandenen Daten handelt es sich im Wesentlichen um die Messungen am Umspannwerk, die registrierende Lastgangmessung (RLM) von leistungsintensiven Verbraucher und Erzeugungsanlagen sowie die Zuordnung der nicht RLM-gemessenen Zählpunkte zu Standardlastprofilen (SLP) inkl. der geschätzten Jahresentnahme. Die SLP-Zählpunkte, welche in der Niederspannungsebene den Großteil der Entnahmestellen ausmachen, wurden den jeweiligen Mittelspannungsknoten zugeordnet, so dass eine aggregierte Jahresentnahme für jeden SLP-Profiltypen je MS-Knoten ermittelt werden konnte. Die ausgerollten SLP-Profile bilden dann in Kombination mit den RLM Messungen für Entnahme und Einspeisung die Eingangsdaten für die zeitreihenbasierte Netzberechnung.

Zur Validierung dieser Eingangsdaten wurde ein Vergleich der so erzeugten Profile mit der Umspannungsmessung durchgeführt. Der Vergleich erfolgt somit für die Lastgänge des gesamten UW-Bezirks. Bild 1 zeigt die Zusammensetzung des Summenprofils aus SLP und RLM bezogen auf die entnommen bzw. bezogene Jahresenergie. Es wird deutlich, dass die SLP-Entnahme mit rund 28% einen nicht zu vernachlässigen Anteil an der entnommen Jahresenergie und somit an dem Lastprofil hat. Bezogen auf die Energie wird jedoch ein Großteil der Entnahme bereits heute in 15-minütiger Auflösung gemessen.



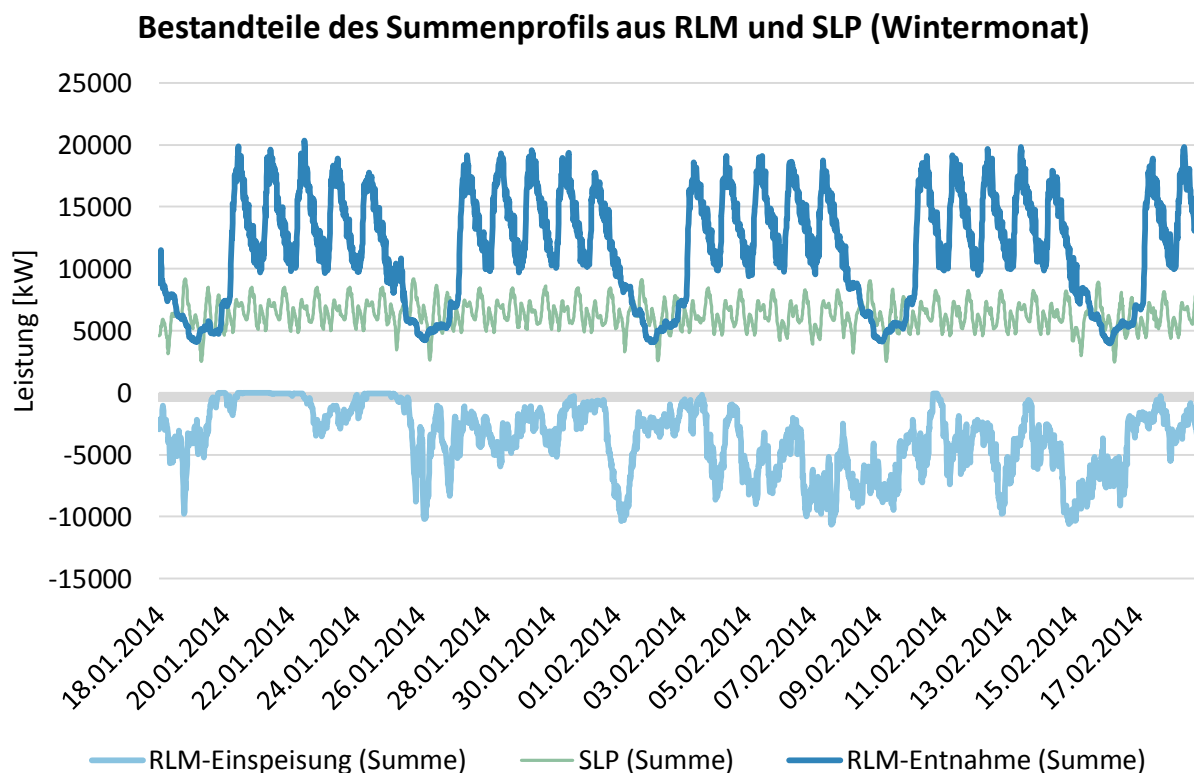
**Bild 1: Zusammensetzung des Summenprofils nach Jahresenergie**

Bild 2 zeigt die Zusammensetzung der SLP-Entnahme aufgeteilt nach den jeweiligen Profiltypen. In Summe werden 43,7 GWh durch SLP-Kunden entnommen wovon 64% auf Haushaltskunden (H0) entfallen. Ca. 17 % lassen sich den unterschiedlichen Gewerbetypen (G0 – G6) zuordnen. Eine Besonderheit des Netzgebietes sind mit 13 % die noch vorhandenen Nachtspeicherheizungen (SP1 und SP2).

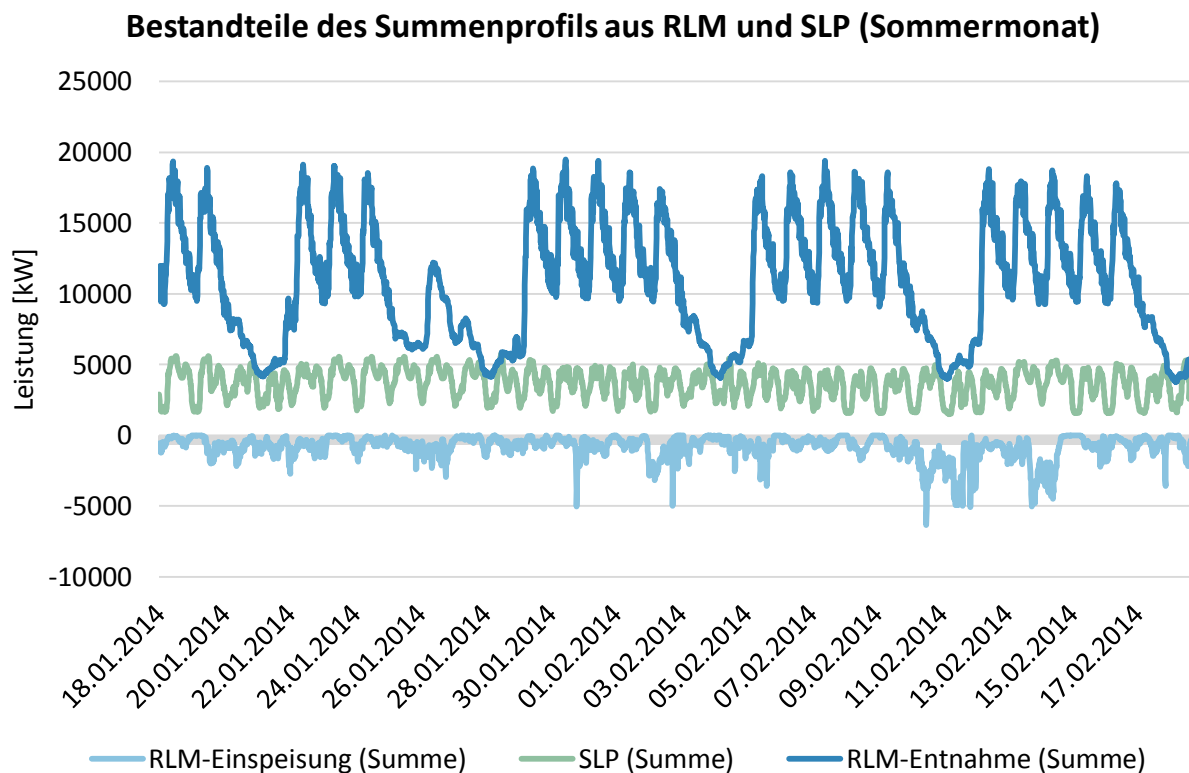


**Bild 2: Aufteilung der Jahresenergie (43,7 GWh) nach SLP-Profiltypen**

Der Vergleich der UW-Messung mit dem zusammengesetzten Summenprofil aus RLM und SLP wurde für einen Monat im Winter und einen Monat im Sommer durchgeführt. Bild 3 zeigt die drei Hauptbestandteile des Summenprofils (RLM-Entnahme, RLM-Einspeisung und SLP-Entnahme) für einen Monat im Winter (Bild 4 zeigt entsprechend den Sommermonat).

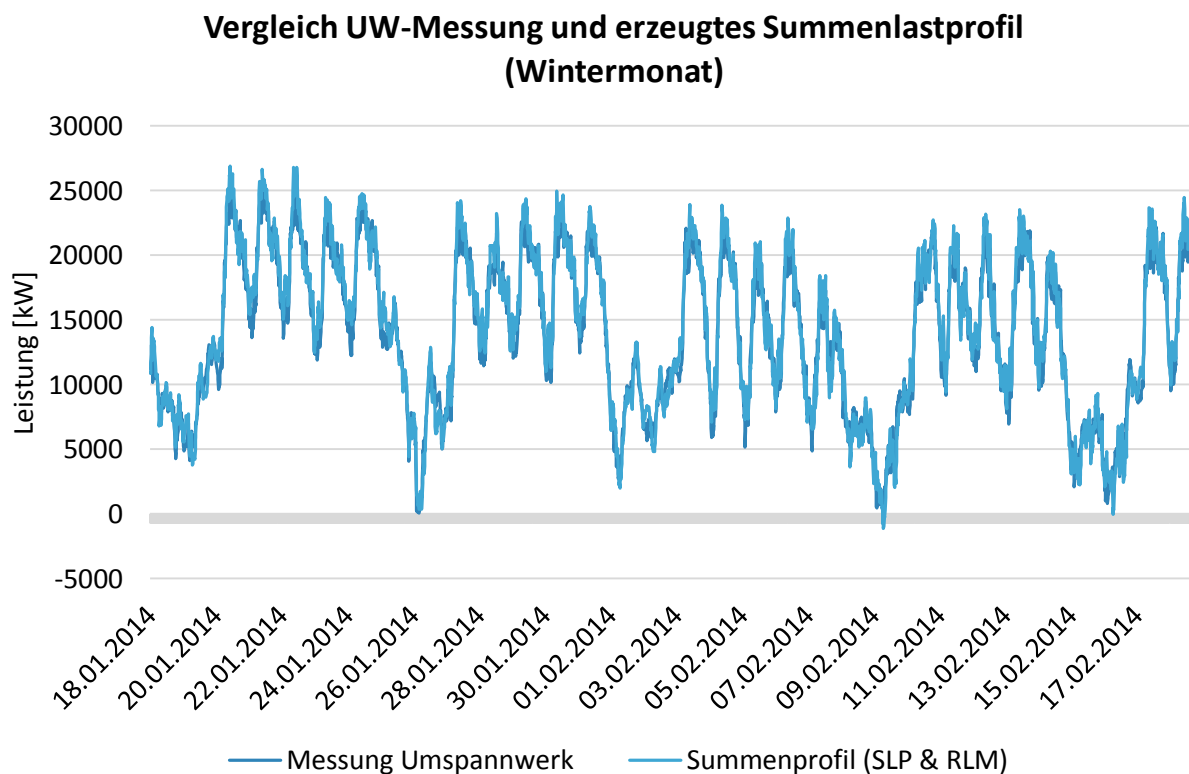


**Bild 3: Bestandteile des Summenprofils aus RLM und SLP (Wintermonat)**



**Bild 4: Bestandteile des Summenprofils aus RLM und SLP (Sommermonat)**

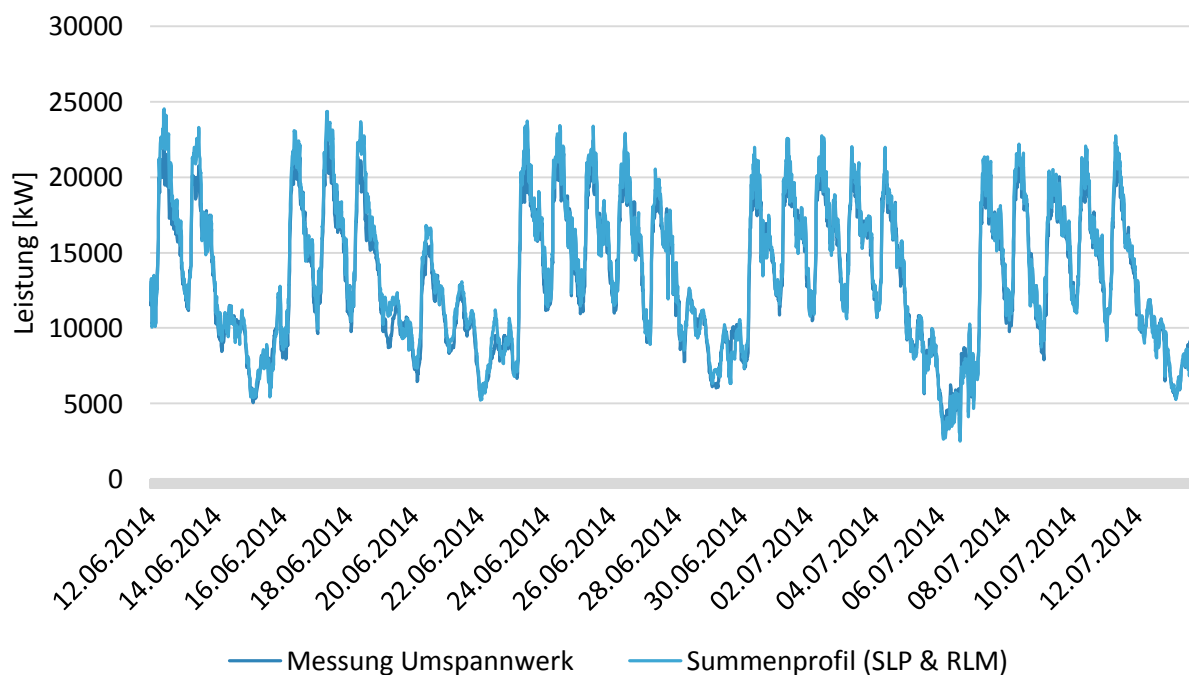
Bild 5 zeigt den Vergleich des Summenprofils mit den realen Messwerten für den betrachteten Zeitraum (Winter) im Umspannwerk (Bild 6 entsprechend für den Sommermonat). Aus dem Vergleich wird die sehr gute Übereinstimmung des aggregierten Lastprofils mit den tatsächlichen Messwerten deutlich. Über den gesamten Monatsverlauf gibt es sowohl im Winter als auch im Sommer nur geringe Abweichungen.



**Bild 5 Vergleich UW-Messung und erzeugtes Summenlastprofil (Wintermonat)**

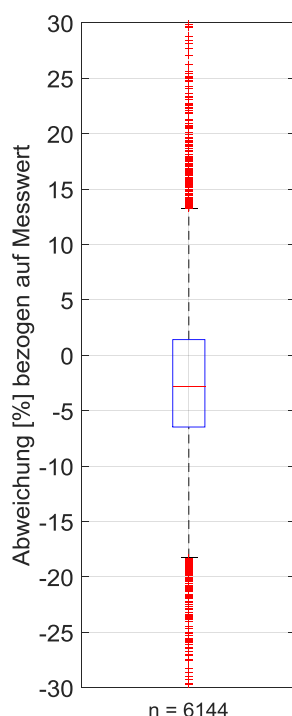


### Vergleich UW-Messung und erzeugtes Summenlastprofil (Sommermonat)



**Bild 6: Vergleich UW-Messung und erzeugtes Summenlastprofil (Sommermonat)**

Zur Bestätigung dieses visuellen Eindrucks wird in Bild 7 die relative Abweichung für jeden Zeitschritt als Boxplot dargestellt (Differenz zwischen Messwert und Summenprofil bezogen auf Messwert).



**Bild 7: Relative Abweichung zwischen Summenprofil und Messwerten für die exemplarischen Monate**

Der Median liegt bei -2,8 %, so dass das Summenprofil tendenziell etwas größer als die Messwertreihe ist. Die Whisker liegen beim 1,5-fachen IQR (Interquartilsabstand) und beinhalten 93 % der Zeitpunkte. Der Sommermonat zeigt im Vergleich zum Wintermonat eine etwas bessere Übereinstimmung. Dies ist dadurch begründet, dass die Windenergieanlagen in dem betrachteten Wintermonat deutlich stärker einspeisen als in dem Sommermonat. Die Residuallast ist somit öfter relativ gering und wird teilweise sogar negativ (vgl.

Bild 5). Rückspeisungen können durch die Umspannungsmessung allerdings nicht vorzeichenrichtig gemessen werden. Es handelt sich bei den Messwerten stets um die Beträge. Die relative Abweichung wird in diesen Fällen relativ groß, da sie zudem auf den Messwert bezogen ist. Trotz der vereinzelt Ausreißer lässt sich insgesamt eine sehr gute Übereinstimmung feststellen. Die aus SLP und RLM zusammengesetzten Profile bilden daher gute Eingangsdaten für die zeitreihenbasierte Netzberechnung.

## 2 Annahmen für die konventionelle Netzauslegung

Nachfolgende Ausführungen wurden bereits in (Gerdes, 2015) veröffentlicht.

Die Planung elektrischer Verteilungsnetze muss so ausgelegt sein, dass auch für eine Vielzahl an Last-/ und Einspeisekombinationen die Versorgungszuverlässigkeit und Versorgungsqualität sichergestellt werden kann. Im Rahmen der konventionellen Netzplanung (nicht zeitreihenbasiert) ist daher sinnvoll ein Versorgungsnetz anhand von zwei extremen Belastungssituationen auszurichten. Die Worst-Case Belastungssituationen werden in der Praxis am ehesten durch den Rückspeisefall sowie den Starklastfall abgebildet.

### Spannungsgrenzwerte

Die Einhaltung des beschriebenen Spannungsbandes wird durch Lastflussberechnung mittels der Planungssoftware PSS SINCAL überprüft.

Der Starkeinspeisefall dient zur Überprüfung der oberen Grenze des Spannungsbandes. Tabelle 1 zeigt die auslegungsrelevanten Parameter sowie die Skalierung der Einspeiser und Lasten in PSS SINCAL. Aus den viertelstündlich gemessenen Summenlasten am HS/MS-Transformator wurde für die Jahre 2013 und 2014 eine minimale Last von 30 % der Spitzenlast bestimmt. Mit Berücksichtigung einer Fehlertoleranz aufgrund der niedrigen Grundgesamtheit und der Stichprobengröße von nur 2 Betrachtungsjahren, wurde ein Puffer von 10 % eingerechnet. So ist im Rückspeisefall am ONT mit einer minimalen Last von 20 % (bzw.  $fp=0,2$  in Sincal) der Spitzenlast zu rechnen. Mit Berücksichtigung einer Toleranz des Stufenstellers am Umspannwerk (UW) von 1,5 %  $U/U_n$  wird für den Starklastfall eine Sammelschienenspannung von  $U_{SS}/U_n = 104,5$  % am HS/MS-Transformator eingestellt.

Auch bei DEA muss die angeschlossene Nennleistung im Rahmen der Ausbauplanung korrigiert werden um einen übermäßigen Netzausbau zu vermeiden. So wird beispielsweise bei PVA die tatsächlich eingespeiste Leistung gegenüber der angeschlossenen Leistung durch Umrichterverluste, Abweichungen der Einstrahlungs- und Wetterbedingungen gegenüber den Standard Test Bedingungen (STC) signifikant reduziert. Die in Tabelle 1 dargestellten Manipulationsfaktoren ( $fp$ ) korrigieren entsprechende Abweichungen zwischen Nenn- und planungsrelevanter DEA-Leistung. Für Einspeiser wird ein Leistungsfaktor von 0,95 induktiv angenommen, während der Leistungsfaktor abhängig vom Stationstyp des ONT für Lasten zwischen 0,9 und 0,95 induktiv liegt.

Tabelle 1: Manipulations, Gleichzeitigkeits- und Leistungsfaktoren für Einspeiser und Lasten

Typ	Spezifikation	Manipulationsfaktor (fp)		Gleichzeitigkeitsfaktor [g]	Leistungsfaktor [cos (φ)]
		Starklastfall	Starkeinspeisefall		
Last	ONS	1	0,2	0,65	0,95 (ind.)
	K	1	0,2	1	0,9 (ind.)
	Kombi	1	0,2	$S_K + 0,65 \cdot S_{ONS}$	0,9 (ind.)
Einspeiser	BMA/KWK	0	1	1	0,95 (ind.)
	PVA (NS)	0	0,76	1	0,95 (ind.)
	PVA (MS)	0	0,84	1	0,95 (ind.)
	WEA	0	1	1	0,95 (ind.)
	WKA	0	1	1	0,95 (ind.)

Im Starklastfall wird das Netz durch die angeschlossenen Verbraucher maximal belastet, während es gleichzeitig keine Einspeisung aus erneuerbaren Energieanlagen gibt. Der Starklastfall kann daher zur Überprüfung der unteren Grenze des zulässigen Spannungsbandes herangezogen werden. Folglich wird der Manipulationsfaktor für Lasten auf eins und die Manipulationsfaktoren aller DEA auf null gesetzt. Mit Berücksichtigung einer Toleranz des Stufenstellers am Umspannwerk (UW) von 1,5 %  $U/U_n$  wird für den Starklastfall eine Sammelschienenspannung von  $U_{SS}/U_n = 101,5$  % am HS/MS-Transformator eingestellt. Weiterhin gelten dieselben Leistungsfaktoren wie im Einspeisefall.

### Belastungskriterien

Die erläuterten Belastungskriterien werden analog des Vorgehens zur Überprüfung der Spannungsgrenzen, in PSS SINCAL durch Lastflussberechnung überprüft. Es gelten die in Tabelle 2 aufgeführten Skalierungs- bzw. Manipulationsfaktoren (fp). Die Sammelschienenspannung wird auf  $U/U_n=101,5$  % eingestellt.

Tabelle 2: Belastungsgrenzwerte von MS-Kabeln, MS-Freileitungen sowie HS-/MS-Transformatoren

Betriebspunkt	Parameter	Lasten	KWK/BMA	PVA (NS)	PVA(MS)	WEA	WKA	$U_{SS}/U_n$ [%]
Starkeinspeisung	fp	0,2	1	0,76	0,84	1	1	101,5 %
Starklast	fp	1	0	0	0	0	0	101,5 %

## Anhang 8 Kostenbewertung des Netzausbaus – Eingangsdaten und Annahmen

Die wirtschaftliche Bewertung der Netzausbauoptionen erfordert Annahmen für die Betriebsmittel von Komponenten und Systemen, deren Lebensdauer, der allgemeinen und spezifischen Preisentwicklung und der Zinssätze für die Diskontierung auf das Betrachtungsjahr. Die getroffenen Annahmen wurden in Anlehnung an den Planungsleitfaden der Bergischen Universität ermittelt und mit den Stadtwerken Radevormwald abgestimmt.

Als Annahme für die allgemeine Inflation wird der Durchschnitt der Jahre 1992 bis 2013 angesetzt<sup>14</sup>. Dieser beträgt gerundet 2,0 %. Alle nachfolgenden Angaben sind um die allgemeine Inflation bereinigt.

Bei den meisten konventionellen Betriebsmitteln wird angenommen, dass deren spezifische Preissteigerung aufgrund des durch die Regulierung verursachten Kostendrucks, den die VNB teilweise an die Hersteller weitergeben, geringer ausfällt als die allgemeine Inflation. Daher ergeben sich inflationsbereinigt (d. h. allgemeine Inflation herausgerechnet) teilweise sogar sinkende Preise. Bei innovativen Betriebsmitteln wird mehrheitlich von sinkenden Preisen aufgrund der Steigerung der Stückzahl und aufgrund von Technologiesprüngen ausgegangen. Inflationsbereinigt fällt diese dann umso deutlicher aus. Beim rONT wurde ein umfangreiches technisch-ökonomisches Modell entwickelt. Insbesondere bei den Komponenten des DNA-Systems sind Technologiesprünge zu erwarten, die beispielsweise die kommunikationstechnische Anbindung von DEA an ein DNA-System stark vergünstigt.

In Anlehnung an § 7 Absatz 1 der StromNEV wird eine wirksame Eigenkapitalquote von 40 % angesetzt. Dieser Teil wird gemäß Rahmenbedingungen durch die Bundesnetzagentur zum Zeitpunkt der Projektarbeiten mit 9,05 % für Neuanlagen verzinst (nach Abzug von Körperschaft- und Gewerbesteuer). Für das Fremdkapital wird auf Basis des von der Bundesnetzagentur verwendeten Wertes für die Umlaufrendite ein Zinssatz von 3,8 % angesetzt. Daraus ergibt sich insgesamt rechnerisch ein Zinssatz von 6 % der für alle Betrachtungen verwendet wird, da die Investitionen nicht ausschließlich aus Neuanlagen bestehen.

---

<sup>14</sup> Statista. (2014). Inflationsrate in Deutschland von 1992 bis 2013 (Veränderung des Verbraucherpreisindex gegenüber Vorjahr). Abgerufen am 08. 05 2014 von <http://de.statista.com/statistik/daten/studie/1046/umfrage/inflationsrate-veraenderung-des-verbraucherpreisindex-zum-vorjahr/>

**Preise von Betriebsmitteln und Systemen**

Größe	Einheit	Wert 2020	Wert 2030	Wert 2040
<b>MS-Kabel</b>				
Nutzungsdauer:	Jahre	80		
Grundbetrag	EUR/Stück	4.876	4.637	4.411
Verlegung (Mischwert: 70 % unbefestigter Untergrund)	EUR/km	68.267	64.929	61.755
Kabel: VPE 185 mm <sup>2</sup>	EUR/km	16.579	15.768	14.997
<b>MS-LS-Schaltfeld (inkl. Sekundärtechnik für neue Halbringe)</b>				
Nutzungsdauer	Jahre	35		
20 kV-Schaltfeld	EUR/Stück	73.143	69.567	66.166
<b>MS-Trennschalter</b>				
Nutzungsdauer	Jahre	40		
Trennschalter	EUR/kW	3.901	3.710	3.528
<b>Dezentrales Netzautomatisierungssystem für Mittelspannungsnetze</b>				
Nutzungsdauer	Jahre	20		
Grundbetrag	EUR/Stück	22.575	12.225	8.875
Messeinrichtung (MS-Ebene)	EUR/Stück	7.340	5.327	4.982
Messeinrichtung (ONS)	EUR/Stück	4.390	2.900	2.700
Aktor (MS-Ebene)	EUR/Stück	8.165	6.090	5.670
Einbindung von DEA <sup>15</sup>	EUR/Stück	820	337	112
<b>Entschädigungszahlungen-MS-Ebene<sup>16</sup></b>				
Vergütung Energie WEA	EUR/kWh	0,077	0,075	0,068
Vergütung Energie PVA	EUR/kWh	0,201	0,087	0,073
Vergütung Energie BMA	EUR/kWh	0,085	0,089	0,075
<b>rONT</b>				
Nutzungsdauer	Jahre	30		
250 kVA	EUR/Stück	12.575	11.389	11.362
400 kVA	EUR/Stück	15.299	14.118	14.085
630 kVA	EUR/Stück	19.417	18.218	18.161
800 kVA	EUR/Stück	22.403	21.236	21.165

<sup>15</sup> MS-DEA verfügen bereits über Mess- und Steuer-Funktionalität sowie eine Kommunikationsmöglichkeit. Sie müssen daher i.d.R. lediglich in das System eingebunden werden.

<sup>16</sup> Mischwert für strategische Planungen: In den ersten Stützjahren sind viele DEA noch nach dem EEG gefördert. Der Errichtungszeitpunkt der DEA bestimmt maßgeblich die individuelle Vergütung.

## **Anhang 9    Übersicht zu den Kostenbelastungen und Erlösmöglichkeiten der Anlagenkonzepte**

Überblick: Kostenbelastung und Erlösmöglichkeiten									
Nutzungskonzept: Konzept I - status quo (flex)									
Tabelle 1	Verbrauch in...	Stromnebenkostenbelastung				Erlöse			
		EEG-Umlage	StromSt	Netzentgelte	netzzeitige Umlagen	Erlöse aus Stromerzeugung nach KWKG	Erlöse aus Stromerzeugung nach EEG	Erlöse aus Einspeisung von Wasserstoff/ Methan	
"Graustrom" aus dem Stromnetz der allgemeinen Versorgung	KA-Aggregate	volle Höhe	volle Höhe	volle Höhe	volle Höhe	-	-	-	
	Druckluftanlage	volle Höhe	volle Höhe	volle Höhe	volle Höhe	-	-	-	
	VPSA	volle Höhe	volle Höhe	volle Höhe	volle Höhe	-	-	-	
	Elektrolyseur mit Wasserstoff-/Methaneinsatz in:								
	- KA-Aggregate	volle Höhe	möglich	entfällt	volle Höhe	-	-	nicht möglich	
	- Erdgasnetz, keine Verstromung	volle Höhe	möglich	entfällt	volle Höhe	-	-	nicht möglich	
	- Erdgasnetz und anschl. Verstromung	volle Höhe	möglich	entfällt	volle Höhe	möglich	nicht möglich	nicht möglich	
	- BHKW und Stromeinsatz in:								
	----> KA-Aggregate	entfällt	entfällt	entfällt	entfällt	möglich	nicht möglich	nicht möglich	
	----> Einspeisung ins Netz	-	-	-	-	möglich	nicht möglich	nicht möglich	
Tabelle 2	Verbrauch in...	Stromnebenkostenbelastung				Erlöse			
		EEG-Umlage	StromSt	Netzentgelte	netzzeitige Umlagen	Erlöse aus Stromerzeugung nach KWKG	Erlöse aus Stromerzeugung nach EEG	Erlöse aus Einspeisung von Wasserstoff/ Methan	
nachweislich 100% EE-Strom aus dem Stromnetz der allgemeinen Versorgung	KA-Aggregate	volle Höhe	volle Höhe	volle Höhe	volle Höhe	-	-	-	
	Druckluftanlage	volle Höhe	volle Höhe	volle Höhe	volle Höhe	-	-	-	
	VPSA	volle Höhe	volle Höhe	volle Höhe	volle Höhe	-	-	-	
	Elektrolyseur mit Wasserstoff-/Methaneinsatz in:								
	- KA-Aggregate	volle Höhe	volle Höhe	entfällt	volle Höhe	-	-	nicht möglich	
	- Erdgasnetz, keine Verstromung	volle Höhe	volle Höhe	entfällt	volle Höhe	-	-	möglich	
	- Erdgasnetz und anschl. Verstromung	entfällt	volle Höhe	entfällt	volle Höhe	möglich	möglich	möglich	
	- BHKW und Stromeinsatz in:								
	----> KA-Aggregate	entfällt	entfällt	entfällt	entfällt	möglich	nicht möglich	nicht möglich	
	----> Einspeisung ins Netz	-	-	-	-	möglich	möglich	nicht möglich	
Tabelle 3	Verbrauch in...	Stromnebenkostenbelastung				Erlöse			
		EEG-Umlage	StromSt	Netzentgelte	netzzeitige Umlagen	Erlöse aus Stromerzeugung nach KWKG	Erlöse aus Stromerzeugung nach EEG	Erlöse aus Einspeisung von Wasserstoff/ Methan	
Faulgas-BHKW und NEA	KA-Aggregate	entfällt	entfällt	entfällt	entfällt	möglich	nicht möglich	-	
	Druckluftanlage	entfällt	entfällt	entfällt	entfällt	möglich	nicht möglich	-	
	VPSA	entfällt	entfällt	entfällt	entfällt	möglich	nicht möglich	-	
	Rückspeisung ins Netz	-	-	-	-	möglich	möglich	-	
	Elektrolyseur mit Wasserstoff-/Methaneinsatz in..								
	<i>der Einsatz von BHKW-Strom zum Betrieb der Elektrolyse soll nicht erfolgen und wird daher nicht betrachtet</i>								
Allgemeine rechtliche Hinweise und Erläuterungen									
Der Bezug von Strom aus dem Netz der allgemeinen Versorgung ist grundsätzlich in voller Höhe mit Umlagen, Abgaben etc. belastet.									
Die Eigenschaft des Elektrolyseurs als Stromspeicher im Sinne des EEG ist rechtlich zweifelhaft. Vorliegend wird der Elektrolyseur nicht als Stromspeicher im Sinne von EEG und StromStG angesehen.									
Nach § 118 Abs. 6 EnWG entfallen die Netzentgelte für den Strombezug zum Einsatz im Elektrolyseur. Die Anwendbarkeit von § 118 Abs. 6 EnWG auf netzzeitige Umlagen ist derzeit rechtlich zweifelhaft.									
EEG-Umlageprivilegierung für Eigenstromerzeugung hängt u.a. vom Inbetriebnahmezeitpunkt (IBN) der Anlage zur Eigenversorgung ab. Hier wird ein IBN vor dem 01.08.2014 angenommen (Bestandsanlage).									
Die KWK-Förderung hängt neben dem Inbetriebnahmedatum u.a. von der Leistung der KWK-Anlage ab sowie ggf. von einer Einspeisung des erzeugten KWK-Stroms in ein Netz der allg. Versorgung.									
Eine Stromsteuerentlastung für den Stromeinsatz im Elektrolyseur ist nur bei Unternehmen des Produzierenden Gewerbes im Sinne von § 2 Nr. 3 StromStG möglich.									
Erläuterungen Tabelle 1								Kapitel	
Förderung nach dem KWKG möglich, falls spätere Verstromung in einer KWK-Anlage erfolgt und die weiteren Voraussetzungen nach KWKG erfüllt sind.								B.6.1.3	
Förderung nach KWKG ist grundsätzlich möglich sofern BHKW mit Leistung kleiner 100 kW elektrisch (§ 6 Abs. 3 Nr. 1 KWKG 2017)								B.6.1.3	
Förderung nach dem EEG nicht möglich, weil Speichereigenschaft des verstromten Wasserstoffs/Methans im Sinne von § 3 Nr. 42 EEG 2017 nicht gegeben ist.								B.6.1.4.2	
Kein Entgelt für Gaseinspeisung in das Erdgasnetz nach § 20a GasNEV, weil Wasserstoff/Methan hier nicht als Biogas im Sinne des § 3 Nr. 10c EnWG gilt.								B.6.1.4.5	
Erläuterungen Tabelle 2								Kapitel	
EEG-Umlagebefreiung bei Erzeugung von Speichergas und Einspeisung in das Erdgasnetz im Falle der anschließenden Verstromung gemäß § 61 k Abs. 2 EEG 2017 möglich.								B.6.1.4.2	
Inanspruchnahme einer EEG-Förderung bei Verstromung des Speichergases im Sinne von § 3 Nr. 42 EEG 2017 grundsätzlich möglich.								B.6.1.4.2	
Inanspruchnahme eines Entgelts für die Einspeisung von Biogas in das Erdgasnetz nach § 20a GasNEV möglich.								B.6.1.4.5	
Erläuterungen Tabelle 3								Kapitel	
KWK-Förderung für auf der Kläranlage erzeugten und verbrauchten KWK-Strom eingeschränkt möglich, v.a. für Anlagen bis zu 100 kW elektrisch (geringere Förderhöhe).								B.6.1.3	
KWK-Förderung für in das Netz der allgemeinen Versorgung eingespeisten KWK-Strom möglich (höhere Förderätze).								B.6.1.3	
EEG-Förderung für eingespeisten Strom grundsätzlich ebenfalls möglich, soweit Faulgas dem Klärgasbegriff des § 3 Nr. 21 lit. e) EEG 2017 erfüllt.								B.6.1.2	
Hinweis und Anleitung zum Umgang mit dieser Übersicht									
Die Übersicht erfasst schematisch die unterschiedlichen Stromflüsse und ihre jeweilige Belastung mit Stromnebenkosten sowie mögliche zu erzielende Erlöse. Die Stromflüsse ergeben sich aus den verschiedenen Stromquellen und den je nach Nutzungskonzept unterschiedlichen Stromverbrauchern. Aufgezeigt werden die Kostenbelastungen mit EEG-Umlage, Stromsteuer, Netzentgelten sowie netzseitigen Umlagen (Zusammenfassung von KWK-Umlage, § 19 Abs. 2 StromNEV-Umlage, Offshore-Haftungsumlage und Umlage nach AbLaV). Ebenfalls aufgeführt sind Erlösmöglichkeiten für erzeugten Strom (nach KWKG und EEG) sowie für Biogaseinspeisungen gemäß § 20a GasNEV. Wasserstoff/Methan aus Elektrolyse kann bei Verstromung in BHKW sowie bei Einspeisung in das Erdgasnetz und anschließender Verstromung grundsätzlich ebenfalls nach KWKG und EEG gefördert werden, hierauf bezieht sich insoweit der Hinweis auf Erlösmöglichkeiten. In Tabelle 3 wird die Faulgasverstromung im BHKW auf der Kläranlage berücksichtigt; eine Verstromung von aus der Elektrolyse gewonnenen Wasserstoffs soll nicht betrachtet werden. Die Erzeugung von Strom im BHKW aus Wasserstoff wird in Tabellen 1 und 2 dargestellt. Die Übersicht soll der Systematisierung und ersten Einschätzung dienen. Sie können eine abschließende rechtliche oder wirtschaftliche Bewertung nicht ersetzen. Die Erläuterungen und Hinweise gelten nur im Zusammenhang mit den Ausführungen im Kapitel 6 des Abschlussberichts.									



Überblick: Kostenbelastung und Erlösmöglichkeiten									
Nutzungskonzept: Konzept IIa - Druckluft									
Tabelle 1	Verbrauch in...	Stromnebenkostenbelastung				Erlöse			
		EEG-Umlage	StromSt	Netzentgelte	netzzeitige Umlagen	Erlöse aus Stromerzeugung nach KWKG	Erlöse aus Stromerzeugung nach EEG	Erlöse aus Einspeisung von Wasserstoff/ Methan	
"Graustrom" aus dem Stromnetz der allgemeinen Versorgung	KA-Aggregate	volle Höhe	volle Höhe	volle Höhe	volle Höhe	-	-	-	
	Druckluftanlage	volle Höhe	volle Höhe	volle Höhe	volle Höhe	-	-	-	
	VPSA	volle Höhe	volle Höhe	volle Höhe	volle Höhe	-	-	-	
	Elektrolyseur mit Wasserstoff-/Methaneinsatz in:								
	- KA-Aggregate	volle Höhe	möglich	entfällt	volle Höhe	-	-	nicht möglich	
	- Erdgasnetz, keine Verstromung	volle Höhe	möglich	entfällt	volle Höhe	-	-	nicht möglich	
	- Erdgasnetz und anschl. Verstromung	volle Höhe	möglich	entfällt	volle Höhe	möglich	nicht möglich	nicht möglich	
	- BHKW und Stromeinsatz in:								
	----> KA-Aggregate	entfällt	entfällt	entfällt	entfällt	möglich	nicht möglich	nicht möglich	
	----> Einspeisung ins Netz	-	-	-	-	möglich	nicht möglich	nicht möglich	
Tabelle 2	Verbrauch in...	Stromnebenkostenbelastung				Erlöse			
		EEG-Umlage	StromSt	Netzentgelte	netzzeitige Umlagen	Erlöse aus Stromerzeugung nach KWKG	Erlöse aus Stromerzeugung nach EEG	Erlöse aus Einspeisung von Wasserstoff/ Methan	
nachweislich 100% EE-Strom aus dem Stromnetz der allgemeinen Versorgung	KA-Aggregate	volle Höhe	volle Höhe	volle Höhe	volle Höhe	-	-	-	
	Druckluftanlage	volle Höhe	volle Höhe	volle Höhe	volle Höhe	-	-	-	
	VPSA	volle Höhe	volle Höhe	volle Höhe	volle Höhe	-	-	-	
	Elektrolyseur mit Wasserstoff-/Methaneinsatz in:								
	- KA-Aggregate	volle Höhe	volle Höhe	entfällt	volle Höhe	-	-	nicht möglich	
	- Erdgasnetz, keine Verstromung	volle Höhe	volle Höhe	entfällt	volle Höhe	-	-	möglich	
	- Erdgasnetz und anschl. Verstromung	entfällt	volle Höhe	entfällt	volle Höhe	möglich	möglich	möglich	
	- BHKW und Stromeinsatz in:								
	----> KA-Aggregate	entfällt	entfällt	entfällt	entfällt	möglich	nicht möglich	nicht möglich	
	----> Einspeisung ins Netz	-	-	-	-	möglich	möglich	nicht möglich	
Tabelle 3	Verbrauch in...	Stromnebenkostenbelastung				Erlöse			
		EEG-Umlage	StromSt	Netzentgelte	netzzeitige Umlagen	Erlöse aus Stromerzeugung nach KWKG	Erlöse aus Stromerzeugung nach EEG	Erlöse aus Einspeisung von Wasserstoff/ Methan	
Faulgas-BHKW und NEA	KA-Aggregate	entfällt	entfällt	entfällt	entfällt	möglich	nicht möglich	-	
	Druckluftanlage	entfällt	entfällt	entfällt	entfällt	möglich	nicht möglich	-	
	VPSA	entfällt	entfällt	entfällt	entfällt	möglich	nicht möglich	-	
	Rückspeisung ins Netz	-	-	-	-	möglich	möglich	-	
	Elektrolyseur mit Wasserstoff-/Methaneinsatz in..								
	<i>der Einsatz von BHKW-Strom zum Betrieb der Elektrolyse soll nicht erfolgen und wird daher nicht betrachtet</i>								
Allgemeine rechtliche Hinweise und Erläuterungen									
Der Bezug von Strom aus dem Netz der allgemeinen Versorgung ist grundsätzlich in voller Höhe mit Umlagen, Abgaben etc. belastet.									
Die Eigenschaft des Elektrolyseurs als Stromspeicher im Sinne des EEG ist rechtlich zweifelhaft. Vorliegend wird der Elektrolyseur nicht als Stromspeicher im Sinne von EEG und StromStG angesehen.									
Nach § 118 Abs. 6 EnWG entfallen die Netzentgelte für den Strombezug zum Einsatz im Elektrolyseur. Die Anwendbarkeit von § 118 Abs. 6 EnWG auf netzzeitige Umlagen ist derzeit rechtlich zweifelhaft.									
EEG-Umlageprivilegierung für Eigenstromerzeugung hängt u.a. vom Inbetriebnahmezeitpunkt (IBN) der Anlage zur Eigenversorgung ab. Hier wird ein IBN vor dem 01.08.2014 angenommen (Bestandsanlage).									
Die KWK-Förderung hängt neben dem Inbetriebnahmedatum u.a. von der Leistung der KWK-Anlage ab sowie ggf. von einer Einspeisung des erzeugten KWK-Stroms in ein Netz der allg. Versorgung.									
Eine Stromsteuerentlastung für den Stromeinsatz im Elektrolyseur ist nur bei Unternehmen des Produzierenden Gewerbes im Sinne von § 2 Nr. 3 StromStG möglich.									
Erläuterungen Tabelle 1								Kapitel	
Förderung nach dem KWKG möglich, falls spätere Verstromung in einer KWK-Anlage erfolgt und die weiteren Voraussetzungen nach KWKG erfüllt sind.								B.6.1.3	
Förderung nach KWKG ist grundsätzlich möglich sofern BHKW mit Leistung kleiner 100 kW elektrisch (§ 6 Abs. 3 Nr. 1 KWKG 2017)								B.6.1.3	
Förderung nach dem EEG nicht möglich, weil Speichereigenschaft des verstromten Wasserstoffs/Methans im Sinne von § 3 Nr. 42 EEG 2017 nicht gegeben ist.								B.6.1.4.2	
Kein Entgelt für Gaseinspeisung in das Erdgasnetz nach § 20a GasNEV, weil Wasserstoff/Methan hier nicht als Biogas im Sinne des § 3 Nr. 10c EnWG gilt.								B.6.1.4.5	
Erläuterungen Tabelle 2								Kapitel	
EEG-Umlagebefreiung bei Erzeugung von Speichergas und Einspeisung in das Erdgasnetz im Falle der anschließenden Verstromung gemäß § 61 k Abs. 2 EEG 2017 möglich.								B.6.1.4.2	
Inanspruchnahme einer EEG-Förderung bei Verstromung des Speichergases im Sinne von § 3 Nr. 42 EEG 2017 grundsätzlich möglich.								B.6.1.4.2	
Inanspruchnahme eines Entgelts für die Einspeisung von Biogas in das Erdgasnetz nach § 20a GasNEV möglich.								B.6.1.4.5	
Erläuterungen Tabelle 3								Kapitel	
KWK-Förderung für auf der Kläranlage erzeugten und verbrauchten KWK-Strom eingeschränkt möglich, v.a. für Anlagen bis zu 100 kW elektrisch (geringere Förderhöhe).								B.6.1.3	
KWK-Förderung für in das Netz der allgemeinen Versorgung eingespeisten KWK-Strom möglich (höhere Förderätze).								B.6.1.3	
EEG-Förderung für eingespeisten Strom grundsätzlich ebenfalls möglich, soweit Faulgas dem Klärgasbegriff des § 3 Nr. 21 lit. e) EEG 2017 erfüllt.								B.6.1.2	
Hinweis und Anleitung zum Umgang mit dieser Übersicht									
Die Übersicht erfasst schematisch die unterschiedlichen Stromflüsse und ihre jeweilige Belastung mit Stromnebenkosten sowie mögliche zu erzielende Erlöse. Die Stromflüsse ergeben sich aus den verschiedenen Stromquellen und den je nach Nutzungskonzept unterschiedlichen Stromverbrauchern. Aufgezeigt werden die Kostenbelastungen mit EEG-Umlage, Stromsteuer, Netzentgelten sowie netzseitigen Umlagen (Zusammenfassung von KWK-Umlage, § 19 Abs. 2 StromNEV-Umlage, Offshore-Haftungsumlage und Umlage nach AbLaV). Ebenfalls aufgeführt sind Erlösmöglichkeiten für erzeugten Strom (nach KWKG und EEG) sowie für Biogaseinspeisungen gemäß § 20a GasNEV. Wasserstoff/Methan aus Elektrolyse kann bei Verstromung in BHKW sowie bei Einspeisung in das Erdgasnetz und anschließender Verstromung grundsätzlich ebenfalls nach KWKG und EEG gefördert werden, hierauf bezieht sich insoweit der Hinweis auf Erlösmöglichkeiten. In Tabelle 3 wird die Faulgasverstromung im BHKW auf der Kläranlage berücksichtigt, eine Verstromung von aus der Elektrolyse gewonnenen Wasserstoffs soll nicht betrachtet werden. Die Erzeugung von Strom im BHKW aus Wasserstoff wird in Tabellen 1 und 2 dargestellt. Die Übersicht soll der Systematisierung und ersten Einschätzung dienen. Sie können eine abschließende rechtliche oder wirtschaftliche Bewertung nicht ersetzen. Die Erläuterungen und Hinweise gelten nur im Zusammenhang mit den Ausführungen im Kapitel 6 des Abschlussberichts.									

Überblick: Kostenbelastung und Erlösmöglichkeiten									
Nutzungskonzept: Konzept IIb - VPSA									
Tabelle 1	Verbrauch in...	Stromnebenkostenbelastung				Erlöse			
		EEG-Umlage	StromSt	Netzentgelte	netzzeitige Umlagen	Erlöse aus Stromerzeugung nach KWKG	Erlöse aus Stromerzeugung nach EEG	Erlöse aus Einspeisung von Wasserstoff/ Methan	
"Graustrom" aus dem Stromnetz der allgemeinen Versorgung	KA-Aggregate	volle Höhe	volle Höhe	volle Höhe	volle Höhe	-	-	-	
	Druckluftanlage	volle Höhe	volle Höhe	volle Höhe	volle Höhe	-	-	-	
	VPSA	volle Höhe	volle Höhe	volle Höhe	volle Höhe	-	-	-	
	Elektrolyseur mit Wasserstoff-/Methaneinsatz in:								
	- KA-Aggregate	volle Höhe	möglich	entfällt	volle Höhe	-	-	nicht möglich	
	- Erdgasnetz, keine Verstromung	volle Höhe	möglich	entfällt	volle Höhe	-	-	nicht möglich	
	- Erdgasnetz und anschl. Verstromung	volle Höhe	möglich	entfällt	volle Höhe	möglich	nicht möglich	nicht möglich	
	- BHKW und Stromeinsatz in:								
	----> KA-Aggregate	entfällt	entfällt	entfällt	entfällt	möglich	nicht möglich	nicht möglich	
	----> Einspeisung ins Netz	-	-	-	-	möglich	nicht möglich	nicht möglich	
Tabelle 2	Verbrauch in...	Stromnebenkostenbelastung				Erlöse			
		EEG-Umlage	StromSt	Netzentgelte	netzzeitige Umlagen	Erlöse aus Stromerzeugung nach KWKG	Erlöse aus Stromerzeugung nach EEG	Erlöse aus Einspeisung von Wasserstoff/ Methan	
nachweislich 100% EE-Strom aus dem Stromnetz der allgemeinen Versorgung	KA-Aggregate	volle Höhe	volle Höhe	volle Höhe	volle Höhe	-	-	-	
	Druckluftanlage	volle Höhe	volle Höhe	volle Höhe	volle Höhe	-	-	-	
	VPSA	volle Höhe	volle Höhe	volle Höhe	volle Höhe	-	-	-	
	Elektrolyseur mit Wasserstoff-/Methaneinsatz in:								
	- KA-Aggregate	volle Höhe	volle Höhe	entfällt	volle Höhe	-	-	nicht möglich	
	- Erdgasnetz, keine Verstromung	volle Höhe	volle Höhe	entfällt	volle Höhe	-	-	möglich	
	- Erdgasnetz und anschl. Verstromung	entfällt	volle Höhe	entfällt	volle Höhe	möglich	möglich	möglich	
	- BHKW und Stromeinsatz in:								
	----> KA-Aggregate	entfällt	entfällt	entfällt	entfällt	möglich	nicht möglich	nicht möglich	
	----> Einspeisung ins Netz	-	-	-	-	möglich	möglich	nicht möglich	
Tabelle 3	Verbrauch in...	Stromnebenkostenbelastung				Erlöse			
		EEG-Umlage	StromSt	Netzentgelte	netzzeitige Umlagen	Erlöse aus Stromerzeugung nach KWKG	Erlöse aus Stromerzeugung nach EEG	Erlöse aus Einspeisung von Wasserstoff/ Methan	
Faulgas-BHKW und NEA	KA-Aggregate	entfällt	entfällt	entfällt	entfällt	möglich	nicht möglich	-	
	Druckluftanlage	entfällt	entfällt	entfällt	entfällt	möglich	nicht möglich	-	
	VPSA	entfällt	entfällt	entfällt	entfällt	möglich	nicht möglich	-	
	Rückspeisung ins Netz	-	-	-	-	möglich	möglich	-	
	Elektrolyseur mit Wasserstoff-/Methaneinsatz in..								
	<i>der Einsatz von BHKW-Strom zum Betrieb der Elektrolyse soll nicht erfolgen und wird daher nicht betrachtet</i>								
Allgemeine rechtliche Hinweise und Erläuterungen									
Der Bezug von Strom aus dem Netz der allgemeinen Versorgung ist grundsätzlich in voller Höhe mit Umlagen, Abgaben etc. belastet.									
Die Eigenschaft des Elektrolyseurs als Stromspeicher im Sinne des EEG ist rechtlich zweifelhaft. Vorliegend wird der Elektrolyseur nicht als Stromspeicher im Sinne von EEG und StromStG angesehen.									
Nach § 118 Abs. 6 EnWG entfallen die Netzentgelte für den Strombezug zum Einsatz im Elektrolyseur. Die Anwendbarkeit von § 118 Abs. 6 EnWG auf netzzeitige Umlagen ist derzeit rechtlich zweifelhaft.									
EEG-Umlageprivilegierung für Eigenstromerzeugung hängt u.a. vom Inbetriebnahmezeitpunkt (IBN) der Anlage zur Eigenversorgung ab. Hier wird ein IBN vor dem 01.08.2014 angenommen (Bestandsanlage).									
Die KWK-Förderung hängt neben dem Inbetriebnahmedatum u.a. von der Leistung der KWK-Anlage ab sowie ggf. von einer Einspeisung des erzeugten KWK-Stroms in ein Netz der allg. Versorgung.									
Eine Stromsteuerentlastung für den Stromeinsatz im Elektrolyseur ist nur bei Unternehmen des Produzierenden Gewerbes im Sinne von § 2 Nr. 3 StromStG möglich.									
Erläuterungen Tabelle 1								Kapitel	
Förderung nach dem KWKG möglich, falls spätere Verstromung in einer KWK-Anlage erfolgt und die weiteren Voraussetzungen nach KWKG erfüllt sind.								B.6.1.3	
Förderung nach KWKG ist grundsätzlich möglich sofern BHKW mit Leistung kleiner 100 kW elektrisch (§ 6 Abs. 3 Nr. 1 KWKG 2017)								B.6.1.3	
Förderung nach dem EEG nicht möglich, weil Speichereigenschaft des verstromten Wasserstoffs/Methans im Sinne von § 3 Nr. 42 EEG 2017 nicht gegeben ist.								B.6.1.4.2	
Kein Entgelt für Gaseinspeisung in das Erdgasnetz nach § 20a GasNEV, weil Wasserstoff/Methan hier nicht als Biogas im Sinne des § 3 Nr. 10c EnWG gilt.								B.6.1.4.5	
Erläuterungen Tabelle 2								Kapitel	
EEG-Umlagebefreiung bei Erzeugung von Speichergas und Einspeisung in das Erdgasnetz im Falle der anschließenden Verstromung gemäß § 61 k Abs. 2 EEG 2017 möglich.								B.6.1.4.2	
Inanspruchnahme einer EEG-Förderung bei Verstromung des Speichergases im Sinne von § 3 Nr. 42 EEG 2017 grundsätzlich möglich.								B.6.1.4.2	
Inanspruchnahme eines Entgelts für die Einspeisung von Biogas in das Erdgasnetz nach § 20a GasNEV möglich.								B.6.1.4.5	
Erläuterungen Tabelle 3								Kapitel	
KWK-Förderung für auf der Kläranlage erzeugten und verbrauchten KWK-Strom eingeschränkt möglich, v.a. für Anlagen bis zu 100 kW elektrisch (geringere Förderhöhe).								B.6.1.3	
KWK-Förderung für in das Netz der allgemeinen Versorgung eingespeisten KWK-Strom möglich (höhere Förderätze).								B.6.1.3	
EEG-Förderung für eingespeisten Strom grundsätzlich ebenfalls möglich, soweit Faulgas dem Klärgasbegriff des § 3 Nr. 21 lit. e) EEG 2017 erfüllt.								B.6.1.2	
Hinweis und Anleitung zum Umgang mit dieser Übersicht									
Die Übersicht erfasst schematisch die unterschiedlichen Stromflüsse und ihre jeweilige Belastung mit Stromnebenkosten sowie mögliche zu erzielende Erlöse. Die Stromflüsse ergeben sich aus den verschiedenen Stromquellen und den je nach Nutzungskonzept unterschiedlichen Stromverbrauchern. Aufgezeigt werden die Kostenbelastungen mit EEG-Umlage, Stromsteuer, Netzentgelten sowie netzseitigen Umlagen (Zusammenfassung von KWK-Umlage, § 19 Abs. 2 StromNEV-Umlage, Offshore-Haftungsumlage und Umlage nach AbLaV). Ebenfalls aufgeführt sind Erlösmöglichkeiten für erzeugten Strom (nach KWKG und EEG) sowie für Biogaseinspeisungen gemäß § 20a GasNEV. Wasserstoff/Methan aus Elektrolyse kann bei Verstromung in BHKW sowie bei Einspeisung in das Erdgasnetz und anschließender Verstromung grundsätzlich ebenfalls nach KWKG und EEG gefördert werden, hierauf bezieht sich insoweit der Hinweis auf Erlösmöglichkeiten. In Tabelle 3 wird die Faulgasverstromung im BHKW auf der Kläranlage berücksichtigt, eine Verstromung von aus der Elektrolyse gewonnenen Wasserstoffs soll nicht betrachtet werden. Die Erzeugung von Strom im BHKW aus Wasserstoff wird in Tabellen 1 und 2 dargestellt. Die Übersicht soll der Systematisierung und ersten Einschätzung dienen. Sie können eine abschließende rechtliche oder wirtschaftliche Bewertung nicht ersetzen. Die Erläuterungen und Hinweise gelten nur im Zusammenhang mit den Ausführungen im Kapitel 6 des Abschlussberichts.									

Überblick: Kostenbelastung und Erlösmöglichkeiten										
Nutzungskonzept: Konzept III - Wasserstoffnutzung										
Tabelle 1	Verbrauch in...	Stromnebenkostenbelastung				Erlöse				
		EEG-Umlage	StromSt	Netzentgelte	netzzeitige Umlagen	Erlöse aus Stromerzeugung nach KWKG	Erlöse aus Stromerzeugung nach EEG	Erlöse aus Einspeisung von Wasserstoff/ Methan		
"Graustrom" aus dem Stromnetz der allgemeinen Versorgung	KA-Aggregate	volle Höhe	volle Höhe	volle Höhe	volle Höhe	-	-	-		
	Druckluftanlage	volle Höhe	volle Höhe	volle Höhe	volle Höhe	-	-	-		
	VPSA	volle Höhe	volle Höhe	volle Höhe	volle Höhe	-	-	-		
	Elektrolyseur mit Wasserstoff-/Methaneinsatz in:									
	- KA-Aggregate	volle Höhe	möglich	entfällt	volle Höhe	-	-	nicht möglich		
	- Erdgasnetz, keine Verstromung	volle Höhe	möglich	entfällt	volle Höhe	-	-	nicht möglich		
	- Erdgasnetz und anschl. Verstromung	volle Höhe	möglich	entfällt	volle Höhe	möglich	nicht möglich	nicht möglich		
	- BHKW und Stromeinsatz in:									
	----> KA-Aggregate	entfällt	entfällt	entfällt	entfällt	möglich	nicht möglich	nicht möglich		
	----> Einspeisung ins Netz	-	-	-	-	möglich	nicht möglich	nicht möglich		
Tabelle 2	Verbrauch in...	Stromnebenkostenbelastung				Erlöse				
		EEG-Umlage	StromSt	Netzentgelte	netzzeitige Umlagen	Erlöse aus Stromerzeugung nach KWKG	Erlöse aus Stromerzeugung nach EEG	Erlöse aus Einspeisung von Wasserstoff/ Methan		
	nachweislich 100% EE-Strom aus dem Stromnetz der allgemeinen Versorgung	KA-Aggregate	volle Höhe	volle Höhe	volle Höhe	volle Höhe	-	-	-	
		Druckluftanlage	volle Höhe	volle Höhe	volle Höhe	volle Höhe	-	-	-	
		VPSA	volle Höhe	volle Höhe	volle Höhe	volle Höhe	-	-	-	
		Elektrolyseur mit Wasserstoff-/Methaneinsatz in:								
		- KA-Aggregate	volle Höhe	volle Höhe	entfällt	volle Höhe	-	-	nicht möglich	
		- Erdgasnetz, keine Verstromung	volle Höhe	volle Höhe	entfällt	volle Höhe	-	-	möglich	
		- Erdgasnetz und anschl. Verstromung	entfällt	volle Höhe	entfällt	volle Höhe	möglich	möglich	möglich	
		- BHKW und Stromeinsatz in:								
----> KA-Aggregate		entfällt	entfällt	entfällt	entfällt	möglich	nicht möglich	nicht möglich		
----> Einspeisung ins Netz		-	-	-	-	möglich	möglich	nicht möglich		
Tabelle 3	Verbrauch in...	Stromnebenkostenbelastung				Erlöse				
		EEG-Umlage	StromSt	Netzentgelte	netzzeitige Umlagen	Erlöse aus Stromerzeugung nach KWKG	Erlöse aus Stromerzeugung nach EEG	Erlöse aus Einspeisung von Wasserstoff/ Methan		
	Faulgas-BHKW und NEA	KA-Aggregate	entfällt	entfällt	entfällt	entfällt	möglich	nicht möglich	-	
		Druckluftanlage	entfällt	entfällt	entfällt	entfällt	möglich	nicht möglich	-	
		VPSA	entfällt	entfällt	entfällt	entfällt	möglich	nicht möglich	-	
		Rückspeisung ins Netz	-	-	-	-	möglich	möglich	-	
		Elektrolyseur mit Wasserstoff-/Methaneinsatz in:								
		<i>der Einsatz von BHKW-Strom zum Betrieb der Elektrolyse soll nicht erfolgen und wird daher nicht betrachtet</i>								
		Allgemeine rechtliche Hinweise und Erläuterungen								
		Der Bezug von Strom aus dem Netz der allgemeinen Versorgung ist grundsätzlich in voller Höhe mit Umlagen, Abgaben etc. belastet.								
Die Eigenschaft des Elektrolyseurs als Stromspeicher im Sinne des EEG ist rechtlich zweifelhaft. Vorliegend wird der Elektrolyseur nicht als Stromspeicher im Sinne von EEG und StromStG angesehen.										
Nach § 118 Abs. 6 EnWG entfallen die Netzentgelte für den Strombezug zum Einsatz im Elektrolyseur. Die Anwendbarkeit von § 118 Abs. 6 EnWG auf netzzeitige Umlagen ist derzeit rechtlich zweifelhaft.										
EEG-Umlageprivilegierung für Eigenstromerzeugung hängt u.a. vom Inbetriebnahmezeitpunkt (IBN) der Anlage zur Eigenversorgung ab. Hier wird ein IBN vor dem 01.08.2014 angenommen (Bestandsanlage).										
Die KWK-Förderung hängt neben dem Inbetriebnahmedatum u.a. von der Leistung der KWK-Anlage ab sowie ggf. von einer Einspeisung des erzeugten KWK-Stroms in ein Netz der allg. Versorgung.										
Eine Stromsteuerentlastung für den Stromeinsatz im Elektrolyseur ist nur bei Unternehmen des Produzierenden Gewerbes im Sinne von § 2 Nr. 3 StromStG möglich.										
Erläuterungen Tabelle 1										
Förderung nach dem KWKG möglich, falls spätere Verstromung in einer KWK-Anlage erfolgt und die weiteren Voraussetzungen nach KWKG erfüllt sind.								Kapitel		
Förderung nach KWKG ist grundsätzlich möglich sofern BHKW mit Leistung kleiner 100 kW elektrisch (§ 6 Abs. 3 Nr. 1 KWKG 2017)								B.6.1.3		
Förderung nach dem EEG nicht möglich, weil Speichereigenschaft des verstromten Wasserstoffs/Methans im Sinne von § 3 Nr. 42 EEG 2017 nicht gegeben ist.								B.6.1.4.2		
Kein Entgelt für Gaseinspeisung in das Erdgasnetz nach § 20a GasNEV, weil Wasserstoff/Methan hier nicht als Biogas im Sinne des § 3 Nr. 10c EnWG gilt.								B.6.1.4.5		
Erläuterungen Tabelle 2										
EEG-Umlagebefreiung bei Erzeugung von Speichergas und Einspeisung in das Erdgasnetz im Falle der anschließenden Verstromung gemäß § 61 k Abs. 2 EEG 2017 möglich.								B.6.1.4.2		
Inanspruchnahme einer EEG-Förderung bei Verstromung des Speichergases im Sinne von § 3 Nr. 42 EEG 2017 grundsätzlich möglich.								B.6.1.4.2		
Inanspruchnahme eines Entgelts für die Einspeisung von Biogas in das Erdgasnetz nach § 20a GasNEV möglich.								B.6.1.4.5		
Erläuterungen Tabelle 3										
KWK-Förderung für auf der Kläranlage erzeugten und verbrauchten KWK-Strom eingeschränkt möglich, v.a. für Anlagen bis zu 100 kW elektrisch (geringere Förderhöhe).								B.6.1.3		
KWK-Förderung für in das Netz der allgemeinen Versorgung eingespeisten KWK-Strom möglich (höhere Förderätze).								B.6.1.3		
EEG-Förderung für eingespeisten Strom grundsätzlich ebenfalls möglich, soweit Faulgas dem Klärgasbegriff des § 3 Nr. 21 lit. e) EEG 2017 erfüllt.								B.6.1.2		
Hinweis und Anleitung zum Umgang mit dieser Übersicht										
Die Übersicht erfasst schematisch die unterschiedlichen Stromflüsse und ihre jeweilige Belastung mit Stromnebenkosten sowie mögliche zu erzielende Erlöse. Die Stromflüsse ergeben sich aus den verschiedenen Stromquellen und den je nach Nutzungskonzept unterschiedlichen Stromverbrauchern. Aufgezeigt werden die Kostenbelastungen mit EEG-Umlage, Stromsteuer, Netzentgelten sowie netzseitigen Umlagen (Zusammenfassung von KWK-Umlage, § 19 Abs. 2 StromNEV-Umlage, Offshore-Haftungsumlage und Umlage nach AblAV). Ebenfalls aufgeführt sind Erlösmöglichkeiten für erzeugten Strom (nach KWKG und EEG) sowie für Biogaseinspeisungen gemäß § 20a GasNEV. Wasserstoff/Methan aus Elektrolyse kann bei Verstromung in BHKW sowie bei Einspeisung in das Erdgasnetz und anschließender Verstromung grundsätzlich ebenfalls nach KWKG und EEG gefördert werden, hierauf bezieht sich insoweit der Hinweis auf Erlösmöglichkeiten. In Tabelle 3 wird die Faulgasverstromung im BHKW auf der Kläranlage berücksichtigt, eine Verstromung von aus der Elektrolyse gewonnenen Wasserstoffs soll nicht betrachtet werden. Die Erzeugung von Strom im BHKW aus Wasserstoff wird in Tabellen 1 und 2 dargestellt. Die Übersicht soll der Systematisierung und ersten Einschätzung dienen. Sie können eine abschließende rechtliche oder wirtschaftliche Bewertung nicht ersetzen. Die Erläuterungen und Hinweise gelten nur im Zusammenhang mit den Ausführungen im Kapitel 6 des Abschlussberichts.										

Überblick: Kostenbelastung und Erlösmöglichkeiten									
Nutzungskonzept: Konzept IV - Wasserstoffeinspeisung									
Tabelle 1	Verbrauch in...	Stromnebenkostenbelastung				Erlöse			
		EEG-Umlage	StromSt	Netzentgelte	netzzeitige Umlagen	Erlöse aus Stromerzeugung nach KWKG	Erlöse aus Stromerzeugung nach EEG	Erlöse aus Einspeisung von Wasserstoff/ Methan	
"Graustrom" aus dem Stromnetz der allgemeinen Versorgung	KA-Aggregate	volle Höhe	volle Höhe	volle Höhe	volle Höhe	-	-	-	
	Druckluftanlage	volle Höhe	volle Höhe	volle Höhe	volle Höhe	-	-	-	
	VPSA	volle Höhe	volle Höhe	volle Höhe	volle Höhe	-	-	-	
	<b>Elektrolyseur mit Wasserstoff-/Methaneinsatz in:</b>								
	- KA-Aggregate	volle Höhe	möglich	entfällt	volle Höhe	-	-	nicht möglich	
	- Erdgasnetz, keine Verstromung	volle Höhe	möglich	entfällt	volle Höhe	-	-	nicht möglich	
	- Erdgasnetz und anschl. Verstromung	volle Höhe	möglich	entfällt	volle Höhe	möglich	nicht möglich	nicht möglich	
	<b>- BHKW und Stromeinsatz in:</b>								
	----> KA-Aggregate	entfällt	entfällt	entfällt	entfällt	möglich	nicht möglich	nicht möglich	
	----> Einspeisung ins Netz	-	-	-	-	möglich	nicht möglich	nicht möglich	
Tabelle 2	Verbrauch in...	Stromnebenkostenbelastung				Erlöse			
		EEG-Umlage	StromSt	Netzentgelte	netzzeitige Umlagen	Erlöse aus Stromerzeugung nach KWKG	Erlöse aus Stromerzeugung nach EEG	Erlöse aus Einspeisung von Wasserstoff/ Methan	
nachweislich 100% EE-Strom aus dem Stromnetz der allgemeinen Versorgung	KA-Aggregate	volle Höhe	volle Höhe	volle Höhe	volle Höhe	-	-	-	
	Druckluftanlage	volle Höhe	volle Höhe	volle Höhe	volle Höhe	-	-	-	
	VPSA	volle Höhe	volle Höhe	volle Höhe	volle Höhe	-	-	-	
	<b>Elektrolyseur mit Wasserstoff-/Methaneinsatz in:</b>								
	- KA-Aggregate	volle Höhe	volle Höhe	entfällt	volle Höhe	-	-	nicht möglich	
	- Erdgasnetz, keine Verstromung	volle Höhe	volle Höhe	entfällt	volle Höhe	-	-	möglich	
	- Erdgasnetz und anschl. Verstromung	entfällt	volle Höhe	entfällt	volle Höhe	möglich	möglich	möglich	
	<b>- BHKW und Stromeinsatz in:</b>								
	----> KA-Aggregate	entfällt	entfällt	entfällt	entfällt	möglich	nicht möglich	nicht möglich	
	----> Einspeisung ins Netz	-	-	-	-	möglich	möglich	nicht möglich	
Tabelle 3	Verbrauch in...	Stromnebenkostenbelastung				Erlöse			
		EEG-Umlage	StromSt	Netzentgelte	netzzeitige Umlagen	Erlöse aus Stromerzeugung nach KWKG	Erlöse aus Stromerzeugung nach EEG	Erlöse aus Einspeisung von Wasserstoff/ Methan	
Faulgas-BHKW und NEA	KA-Aggregate	entfällt	entfällt	entfällt	entfällt	möglich	nicht möglich	-	
	Druckluftanlage	entfällt	entfällt	entfällt	entfällt	möglich	nicht möglich	-	
	VPSA	entfällt	entfällt	entfällt	entfällt	möglich	nicht möglich	-	
	Rückspeisung ins Netz	-	-	-	-	möglich	möglich	-	
	<b>Elektrolyseur mit Wasserstoff-/Methaneinsatz in:</b>								
<i>der Einsatz von BHKW-Strom zum Betrieb der Elektrolyse soll nicht erfolgen und wird daher nicht betrachtet</i>									
Allgemeine rechtliche Hinweise und Erläuterungen									
Der Bezug von Strom aus dem Netz der allgemeinen Versorgung ist grundsätzlich in voller Höhe mit Umlagen, Abgaben etc. belastet.									
Die Eigenschaft des Elektrolyseurs als Stromspeicher im Sinne des EEG ist rechtlich zweifelhaft. Vorliegend wird der Elektrolyseur nicht als Stromspeicher im Sinne von EEG und StromStG angesehen.									
Nach § 118 Abs. 6 EnWG entfallen die Netzentgelte für den Strombezug zum Einsatz im Elektrolyseur. Die Anwendbarkeit von § 118 Abs. 6 EnWG auf netzzeitige Umlagen ist derzeit rechtlich zweifelhaft.									
EEG-Umlageprivilegierung für Eigenstromerzeugung hängt u.a. vom Inbetriebnahmezeitpunkt (IBN) der Anlage zur Eigenversorgung ab. Hier wird ein IBN vor dem 01.08.2014 angenommen (Bestandsanlage).									
Die KWK-Förderung hängt neben dem Inbetriebnahmedatum u.a. von der Leistung der KWK-Anlage ab sowie ggf. von einer Einspeisung des erzeugten KWK-Stroms in ein Netz der allg. Versorgung.									
Eine Stromsteuerentlastung für den Stromeinsatz im Elektrolyseur ist nur bei Unternehmen des Produzierenden Gewerbes im Sinne von § 2 Nr. 3 StromStG möglich.									
Erläuterungen Tabelle 1								Kapitel	
Förderung nach dem KWKG möglich, falls spätere Verstromung in einer KWK-Anlage erfolgt und die weiteren Voraussetzungen nach KWKG erfüllt sind.								B.6.1.3	
Förderung nach KWKG ist grundsätzlich möglich sofern BHKW mit Leistung kleiner 100 kW elektrisch (§ 6 Abs. 3 Nr. 1 KWKG 2017)								B.6.1.3	
Förderung nach dem EEG nicht möglich, weil Speichereigenschaft des verstromten Wasserstoffs/Methans im Sinne von § 3 Nr. 4.2 EEG 2017 nicht gegeben ist.								B.6.1.4.2	
Kein Entgelt für Gaseinspeisung in das Erdgasnetz nach § 20a GasNEV, weil Wasserstoff/Methan hier nicht als Biogas im Sinne des § 3 Nr. 10c EnWG gilt.								B.6.1.4.5	
Erläuterungen Tabelle 2								Kapitel	
EEG-Umlagebefreiung bei Erzeugung von Speichergas und Einspeisung in das Erdgasnetz im Falle der anschließenden Verstromung gemäß § 61 k Abs. 2 EEG 2017 möglich.								B.6.1.4.2	
Inanspruchnahme einer EEG-Förderung bei Verstromung des Speichergases im Sinne von § 3 Nr. 4.2 EEG 2017 grundsätzlich möglich.								B.6.1.4.2	
Inanspruchnahme eines Entgelts für die Einspeisung von Biogas in das Erdgasnetz nach § 20a GasNEV möglich.								B.6.1.4.5	
Erläuterungen Tabelle 3								Kapitel	
KWK-Förderung für auf der Kläranlage erzeugten und verbrauchten KWK-Strom eingeschränkt möglich, v.a. für Anlagen bis zu 100 kW elektrisch (geringere Förderhöhe).								B.6.1.3	
KWK-Förderung für in das Netz der allgemeinen Versorgung eingespeisten KWK-Strom möglich (höhere Fördersätze).								B.6.1.3	
EEG-Förderung für eingespeisten Strom grundsätzlich ebenfalls möglich, soweit Faulgas dem Klärgasbegriff des § 3 Nr. 21 lit. e) EEG 2017 erfüllt.								B.6.1.2	
Hinweis und Anleitung zum Umgang mit dieser Übersicht									
Die Übersicht erfasst schematisch die unterschiedlichen Stromflüsse und ihre jeweilige Belastung mit Stromnebenkosten sowie mögliche zu erzielende Erlöse. Die Stromflüsse ergeben sich aus den verschiedenen Stromquellen und den je nach Nutzungskonzept unterschiedlichen Stromverbrauchern. Aufgezeigt werden die Kostenbelastungen mit EEG-Umlage, Stromsteuer, Netzentgelten sowie netzseitigen Umlagen (Zusammenfassung von KWK-Umlage, § 19 Abs. 2 StromNEV-Umlage, Offshore-Haftungsumlage und Umlage nach AblAV). Ebenfalls aufgeführt sind Erlösmöglichkeiten für erzeugten Strom (nach KWKG und EEG) sowie für Biogaseinspeisungen gemäß § 20a GasNEV. Wasserstoff/Methan aus Elektrolyse kann bei Verstromung in BHKW sowie bei Einspeisung in das Erdgasnetz und anschließender Verstromung grundsätzlich ebenfalls nach KWKG und EEG gefördert werden, hierauf bezieht sich insoweit der Hinweis auf Erlösmöglichkeiten. In Tabelle 3 wird die Faulgasverstromung im BHKW auf der Kläranlage berücksichtigt, eine Verstromung von aus der Elektrolyse gewonnenen Wasserstoffs soll nicht betrachtet werden. Die Erzeugung von Strom im BHKW aus Wasserstoff wird in Tabellen 1 und 2 dargestellt. Die Übersicht soll der Systematisierung und ersten Einschätzung dienen. Sie können eine abschließende rechtliche oder wirtschaftliche Bewertung nicht ersetzen. Die Erläuterungen und Hinweise gelten nur im Zusammenhang mit den Ausführungen im Kapitel 6 des Abschlussberichts.									

Überblick: Kostenbelastung und Erlösmöglichkeiten									
Nutzungskonzept: Konzept V - Methanisierung externer Reaktor, ohne BHKW									
Tabelle 1	Verbrauch in...	Stromnebenkostenbelastung				Erlöse			
		EEG-Umlage	StromSt	Netzentgelte	netzzeitige Umlagen	Erlöse aus Stromerzeugung nach KWKG	Erlöse aus Stromerzeugung nach EEG	Erlöse aus Einspeisung von Wasserstoff/ Methan	
"Graustrom" aus dem Stromnetz der allgemeinen Versorgung	KA-Aggregate	volle Höhe	volle Höhe	volle Höhe	volle Höhe	-	-	-	
	Druckluftanlage	volle Höhe	volle Höhe	volle Höhe	volle Höhe	-	-	-	
	VPSA	volle Höhe	volle Höhe	volle Höhe	volle Höhe	-	-	-	
	Elektrolyseur mit Wasserstoff-/Methaneinsatz in:								
	- KA-Aggregate	volle Höhe	möglich	entfällt	volle Höhe	-	-	nicht möglich	
	- Erdgasnetz, keine Verstromung	volle Höhe	möglich	entfällt	volle Höhe	-	-	nicht möglich	
	- Erdgasnetz und anschl. Verstromung	volle Höhe	möglich	entfällt	volle Höhe	möglich	nicht möglich	nicht möglich	
	- BHKW und Stromeinsatz in:								
	----> KA-Aggregate	entfällt	entfällt	entfällt	entfällt	möglich	nicht möglich	nicht möglich	
	----> Einspeisung ins Netz	-	-	-	-	möglich	nicht möglich	nicht möglich	
Tabelle 2	Verbrauch in...	Stromnebenkostenbelastung				Erlöse			
		EEG-Umlage	StromSt	Netzentgelte	netzzeitige Umlagen	Erlöse aus Stromerzeugung nach KWKG	Erlöse aus Stromerzeugung nach EEG	Erlöse aus Einspeisung von Wasserstoff/ Methan	
nachweislich 100% EE-Strom aus dem Stromnetz der allgemeinen Versorgung	KA-Aggregate	volle Höhe	volle Höhe	volle Höhe	volle Höhe	-	-	-	
	Druckluftanlage	volle Höhe	volle Höhe	volle Höhe	volle Höhe	-	-	-	
	VPSA	volle Höhe	volle Höhe	volle Höhe	volle Höhe	-	-	-	
	Elektrolyseur mit Wasserstoff-/Methaneinsatz in:								
	- KA-Aggregate	volle Höhe	volle Höhe	entfällt	volle Höhe	-	-	nicht möglich	
	- Erdgasnetz, keine Verstromung	volle Höhe	volle Höhe	entfällt	volle Höhe	-	-	möglich	
	- Erdgasnetz und anschl. Verstromung	entfällt	volle Höhe	entfällt	volle Höhe	möglich	möglich	möglich	
	- BHKW und Stromeinsatz in:								
	----> KA-Aggregate	entfällt	entfällt	entfällt	entfällt	möglich	nicht möglich	nicht möglich	
	----> Einspeisung ins Netz	-	-	-	-	möglich	möglich	nicht möglich	
Tabelle 3	Verbrauch in...	Stromnebenkostenbelastung				Erlöse			
		EEG-Umlage	StromSt	Netzentgelte	netzzeitige Umlagen	Erlöse aus Stromerzeugung nach KWKG	Erlöse aus Stromerzeugung nach EEG	Erlöse aus Einspeisung von Wasserstoff/ Methan	
Faulgas-BHKW und NEA	KA-Aggregate	entfällt	entfällt	entfällt	entfällt	möglich	nicht möglich	-	
	Druckluftanlage	entfällt	entfällt	entfällt	entfällt	möglich	nicht möglich	-	
	VPSA	entfällt	entfällt	entfällt	entfällt	möglich	nicht möglich	-	
	Rückspeisung ins Netz	-	-	-	-	möglich	möglich	-	
	Elektrolyseur mit Wasserstoff-/Methaneinsatz in..								
	der Einsatz von BHKW-Strom zum Betrieb der Elektrolyse soll nicht erfolgen und wird daher nicht betrachtet								
Allgemeine rechtliche Hinweise und Erläuterungen									
Der Bezug von Strom aus dem Netz der allgemeinen Versorgung ist grundsätzlich in voller Höhe mit Umlagen, Abgaben etc. belastet.									
Die Eigenschaft des Elektrolyseurs als Stromspeicher im Sinne des EEG ist rechtlich zweifelhaft. Vorliegend wird der Elektrolyseur nicht als Stromspeicher im Sinne von EEG und StromStG angesehen.									
Nach § 118 Abs. 6 EnWG entfallen die Netzentgelte für den Strombezug zum Einsatz im Elektrolyseur. Die Anwendbarkeit von § 118 Abs. 6 EnWG auf netzzeitige Umlagen ist derzeit rechtlich zweifelhaft.									
EEG-Umlageprivilegierung für Eigenstromerzeugung hängt u.a. vom Inbetriebnahmezeitpunkt (IBN) der Anlage zur Eigenversorgung ab. Hier wird ein IBN vor dem 01.08.2014 angenommen (Bestandsanlage).									
Die KWK-Förderung hängt neben dem Inbetriebnahmedatum u.a. von der Leistung der KWK-Anlage ab sowie ggf. von einer Einspeisung des erzeugten KWK-Stroms in ein Netz der allg. Versorgung.									
Eine Stromsteuerentlastung für den Stromeinsatz im Elektrolyseur ist nur bei Unternehmen des Produzierenden Gewerbes im Sinne von § 2 Nr. 3 StromStG möglich.									
Erläuterungen Tabelle 1								Kapitel	
Förderung nach dem KWKG möglich, falls spätere Verstromung in einer KWK-Anlage erfolgt und die weiteren Voraussetzungen nach KWKG erfüllt sind.								B.6.1.3	
Förderung nach KWKG ist grundsätzlich möglich sofern BHKW mit Leistung kleiner 100 kW elektrisch (§ 6 Abs. 3 Nr. 1 KWKG 2017)								B.6.1.3	
Förderung nach dem EEG nicht möglich, weil Speichereigenschaft des verstromten Wasserstoffs/Methans im Sinne von § 3 Nr. 42 EEG 2017 nicht gegeben ist.								B.6.1.4.2	
Kein Entgelt für Gaseinspeisung in das Erdgasnetz nach § 20a GasNEV, weil Wasserstoff/Methan hier nicht als Biogas im Sinne des § 3 Nr. 10c EnWG gilt.								B.6.1.4.5	
Erläuterungen Tabelle 2								Kapitel	
EEG-Umlagebefreiung bei Erzeugung von Speichergas und Einspeisung in das Erdgasnetz im Falle der anschließenden Verstromung gemäß § 61 k Abs. 2 EEG 2017 möglich.								B.6.1.4.2	
Inanspruchnahme einer EEG-Förderung bei Verstromung des Speichergases im Sinne von § 3 Nr. 42 EEG 2017 grundsätzlich möglich.								B.6.1.4.2	
Inanspruchnahme eines Entgelts für die Einspeisung von Biogas in das Erdgasnetz nach § 20a GasNEV möglich.								B.6.1.4.5	
Erläuterungen Tabelle 3								Kapitel	
KWK-Förderung für auf der Kläranlage erzeugten und verbrauchten KWK-Strom eingeschränkt möglich, v.a. für Anlagen bis zu 100 kW elektrisch (geringere Förderhöhe).								B.6.1.3	
KWK-Förderung für in das Netz der allgemeinen Versorgung eingespeisten KWK-Strom möglich (höhere Förderätze).								B.6.1.3	
EEG-Förderung für eingespeisten Strom grundsätzlich ebenfalls möglich, soweit Faulgas dem Klärgasbegriff des § 3 Nr. 21 lit. e) EEG 2017 erfüllt.								B.6.1.2	
Hinweis und Anleitung zum Umgang mit dieser Übersicht									
Die Übersicht erfasst schematisch die unterschiedlichen Stromflüsse und ihre jeweilige Belastung mit Stromnebenkosten sowie mögliche zu erzielende Erlöse. Die Stromflüsse ergeben sich aus den verschiedenen Stromquellen und den je nach Nutzungskonzept unterschiedlichen Stromverbrauchern. Aufgezeigt werden die Kostenbelastungen mit EEG-Umlage, Stromsteuer, Netzentgelten sowie netzseitigen Umlagen (Zusammenfassung von KWK-Umlage, § 19 Abs. 2 StromNEV-Umlage, Offshore-Haftungsumlage und Umlage nach AbLaV). Ebenfalls aufgeführt sind Erlösmöglichkeiten für erzeugten Strom (nach KWKG und EEG) sowie für Biogaseinspeisungen gemäß § 20a GasNEV. Wasserstoff/Methan aus Elektrolyse kann bei Verstromung in BHKW sowie bei Einspeisung in das Erdgasnetz und anschließender Verstromung grundsätzlich ebenfalls nach KWKG und EEG gefördert werden, hierauf bezieht sich insoweit der Hinweis auf Erlösmöglichkeiten. In Tabelle 3 wird die Faulgasverstromung im BHKW auf der Kläranlage berücksichtigt, eine Verstromung von aus der Elektrolyse gewonnenen Wasserstoffs soll nicht betrachtet werden. Die Erzeugung von Strom im BHKW aus Wasserstoff wird in Tabellen 1 und 2 dargestellt. Die Übersicht soll der Systematisierung und ersten Einschätzung dienen. Sie können eine abschließende rechtliche oder wirtschaftliche Bewertung nicht ersetzen. Die Erläuterungen und Hinweise gelten nur im Zusammenhang mit den Ausführungen im Kapitel 6 des Abschlussberichts.									

Überblick: Kostenbelastung und Erlösmöglichkeiten									
Nutzungskonzept: Konzept VI - Methanisierung externer Reaktor, BHKW auf der Kläranlage									
Tabelle 1	Verbrauch in...	Stromnebenkostenbelastung				Erlöse			
		EEG-Umlage	StromSt	Netzentgelte	netzzeitige Umlagen	Erlöse aus Stromerzeugung nach KWKG	Erlöse aus Stromerzeugung nach EEG	Erlöse aus Einspeisung von Wasserstoff/ Methan	
"Graustrom" aus dem Stromnetz der allgemeinen Versorgung	KA-Aggregate	volle Höhe	volle Höhe	volle Höhe	volle Höhe	-	-	-	
	Druckluftanlage	volle Höhe	volle Höhe	volle Höhe	volle Höhe	-	-	-	
	VPSA	volle Höhe	volle Höhe	volle Höhe	volle Höhe	-	-	-	
	Elektrolyseur mit Wasserstoff-/Methaneinsatz in:								
	- KA-Aggregate	volle Höhe	möglich	entfällt	volle Höhe	-	-	nicht möglich	
	- Erdgasnetz, keine Verstromung	volle Höhe	möglich	entfällt	volle Höhe	-	-	nicht möglich	
	- Erdgasnetz und anschl. Verstromung	volle Höhe	möglich	entfällt	volle Höhe	möglich	nicht möglich	nicht möglich	
	- BHKW und Stromeinsatz in:								
	----> KA-Aggregate	entfällt	entfällt	entfällt	entfällt	möglich	nicht möglich	nicht möglich	
	----> Einspeisung ins Netz	-	-	-	-	möglich	nicht möglich	nicht möglich	
Tabelle 2	Verbrauch in...	Stromnebenkostenbelastung				Erlöse			
		EEG-Umlage	StromSt	Netzentgelte	netzzeitige Umlagen	Erlöse aus Stromerzeugung nach KWKG	Erlöse aus Stromerzeugung nach EEG	Erlöse aus Einspeisung von Wasserstoff/ Methan	
nachweislich 100% EE-Strom aus dem Stromnetz der allgemeinen Versorgung	KA-Aggregate	volle Höhe	volle Höhe	volle Höhe	volle Höhe	-	-	-	
	Druckluftanlage	volle Höhe	volle Höhe	volle Höhe	volle Höhe	-	-	-	
	VPSA	volle Höhe	volle Höhe	volle Höhe	volle Höhe	-	-	-	
	Elektrolyseur mit Wasserstoff-/Methaneinsatz in:								
	- KA-Aggregate	volle Höhe	volle Höhe	entfällt	volle Höhe	-	-	nicht möglich	
	- Erdgasnetz, keine Verstromung	volle Höhe	volle Höhe	entfällt	volle Höhe	-	-	möglich	
	- Erdgasnetz und anschl. Verstromung	entfällt	volle Höhe	entfällt	volle Höhe	möglich	möglich	möglich	
	- BHKW und Stromeinsatz in:								
	----> KA-Aggregate	entfällt	entfällt	entfällt	entfällt	möglich	nicht möglich	nicht möglich	
	----> Einspeisung ins Netz	-	-	-	-	möglich	möglich	nicht möglich	
Tabelle 3	Verbrauch in...	Stromnebenkostenbelastung				Erlöse			
		EEG-Umlage	StromSt	Netzentgelte	netzzeitige Umlagen	Erlöse aus Stromerzeugung nach KWKG	Erlöse aus Stromerzeugung nach EEG	Erlöse aus Einspeisung von Wasserstoff/ Methan	
Faulgas-BHKW und NEA	KA-Aggregate	entfällt	entfällt	entfällt	entfällt	möglich	nicht möglich	-	
	Druckluftanlage	entfällt	entfällt	entfällt	entfällt	möglich	nicht möglich	-	
	VPSA	entfällt	entfällt	entfällt	entfällt	möglich	nicht möglich	-	
	Rückspeisung ins Netz	-	-	-	-	möglich	möglich	-	
	Elektrolyseur mit Wasserstoff-/Methaneinsatz in..								
	der Einsatz von BHKW-Strom zum Betrieb der Elektrolyse soll nicht erfolgen und wird daher nicht betrachtet								
Allgemeine rechtliche Hinweise und Erläuterungen									
Der Bezug von Strom aus dem Netz der allgemeinen Versorgung ist grundsätzlich in voller Höhe mit Umlagen, Abgaben etc. belastet.									
Die Eigenschaft des Elektrolyseurs als Stromspeicher im Sinne des EEG ist rechtlich zweifelhaft. Vorliegend wird der Elektrolyseur nicht als Stromspeicher im Sinne von EEG und StromStG angesehen.									
Nach § 118 Abs. 6 EnWG entfallen die Netzentgelte für den Strombezug zum Einsatz im Elektrolyseur. Die Anwendbarkeit von § 118 Abs. 6 EnWG auf netzzeitige Umlagen ist derzeit rechtlich zweifelhaft.									
EEG-Umlageprivilegierung für Eigenstromerzeugung hängt u.a. vom Inbetriebnahmezeitpunkt (IBN) der Anlage zur Eigenversorgung ab. Hier wird ein IBN vor dem 01.08.2014 angenommen (Bestandsanlage).									
Die KWK-Förderung hängt neben dem Inbetriebnahmedatum u.a. von der Leistung der KWK-Anlage ab sowie ggf. von einer Einspeisung des erzeugten KWK-Stroms in ein Netz der allg. Versorgung.									
Eine Stromsteuerentlastung für den Stromeinsatz im Elektrolyseur ist nur bei Unternehmen des Produzierenden Gewerbes im Sinne von § 2 Nr. 3 StromStG möglich.									
Erläuterungen Tabelle 1								Kapitel	
Förderung nach dem KWKG möglich, falls spätere Verstromung in einer KWK-Anlage erfolgt und die weiteren Voraussetzungen nach KWKG erfüllt sind.								B.6.1.3	
Förderung nach KWKG ist grundsätzlich möglich sofern BHKW mit Leistung kleiner 100 kW elektrisch (§ 6 Abs. 3 Nr. 1 KWKG 2017)								B.6.1.3	
Förderung nach dem EEG nicht möglich, weil Speichereigenschaft des verstromten Wasserstoffs/Methans im Sinne von § 3 Nr. 42 EEG 2017 nicht gegeben ist.								B.6.1.4.2	
Kein Entgelt für Gaseinspeisung in das Erdgasnetz nach § 20a GasNEV, weil Wasserstoff/Methan hier nicht als Biogas im Sinne des § 3 Nr. 10c EnWG gilt.								B.6.1.4.5	
Erläuterungen Tabelle 2								Kapitel	
EEG-Umlagebefreiung bei Erzeugung von Speichergas und Einspeisung in das Erdgasnetz im Falle der anschließenden Verstromung gemäß § 61 k Abs. 2 EEG 2017 möglich.								B.6.1.4.2	
Inanspruchnahme einer EEG-Förderung bei Verstromung des Speichergases im Sinne von § 3 Nr. 42 EEG 2017 grundsätzlich möglich.								B.6.1.4.2	
Inanspruchnahme eines Entgelts für die Einspeisung von Biogas in das Erdgasnetz nach § 20a GasNEV möglich.								B.6.1.4.5	
Erläuterungen Tabelle 3								Kapitel	
KWK-Förderung für auf der Kläranlage erzeugten und verbrauchten KWK-Strom eingeschränkt möglich, v.a. für Anlagen bis zu 100 kW elektrisch (geringere Förderhöhe).								B.6.1.3	
KWK-Förderung für in das Netz der allgemeinen Versorgung eingespeisten KWK-Strom möglich (höhere Fördersätze).								B.6.1.3	
EEG-Förderung für eingespeisten Strom grundsätzlich ebenfalls möglich, soweit Faulgas dem Klärgasbegriff des § 3 Nr. 21 lit. e) EEG 2017 erfüllt.								B.6.1.2	
Hinweis und Anleitung zum Umgang mit dieser Übersicht									
Die Übersicht erfasst schematisch die unterschiedlichen Stromflüsse und ihre jeweilige Belastung mit Stromnebenkosten sowie mögliche zu erzielende Erlöse. Die Stromflüsse ergeben sich aus den verschiedenen Stromquellen und den je nach Nutzungskonzept unterschiedlichen Stromverbrauchern. Aufgezeigt werden die Kostenbelastungen mit EEG-Umlage, Stromsteuer, Netzentgelten sowie netzseitigen Umlagen (Zusammenfassung von KWK-Umlage, § 19 Abs. 2 StromNEV-Umlage, Offshore-Haftungsumlage und Umlage nach AblAV). Ebenfalls aufgeführt sind Erlösmöglichkeiten für erzeugten Strom (nach KWKG und EEG) sowie für Biogaseinspeisungen gemäß § 20a GasNEV. Wasserstoff/Methan aus Elektrolyse kann bei Verstromung in BHKW sowie bei Einspeisung in das Erdgasnetz und anschließender Verstromung grundsätzlich ebenfalls nach KWKG und EEG gefördert werden, hierauf bezieht sich insoweit der Hinweis auf Erlösmöglichkeiten. In Tabelle 3 wird die Faulgasverstromung im BHKW auf der Kläranlage berücksichtigt, eine Verstromung von aus der Elektrolyse gewonnenen Wasserstoffs soll nicht betrachtet werden. Die Erzeugung von Strom im BHKW aus Wasserstoff wird in Tabellen 1 und 2 dargestellt. Die Übersicht soll der Systematisierung und ersten Einschätzung dienen. Sie können eine abschließende rechtliche oder wirtschaftliche Bewertung nicht ersetzen. Die Erläuterungen und Hinweise gelten nur im Zusammenhang mit den Ausführungen im Kapitel 6 des Abschlussberichts.									

**Anhang 10 Interviewpartner in Arbeitspaket 5 zu politischen Rahmenbedingungen**

Ort, Datum	Politische Ebene/Sektor, Institution des Interviewpartners	Art der Dokumentation
Brüssel, 13.07.16	EU-Kommission: Generaldirektion Energie	Transkript
Brüssel, 13.07.16	EU-Kommission: Generaldirektion DG Umwelt	Tonbandaufnahme
Berlin, 16.09.15	Bund: Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) – Referat III B 5	Tonbandaufnahme
Berlin, 22.09.15	Bund: Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi)– Referat III B 5	Transkript
Dessau, 28.06.16	Bund: Umweltbundesamt, Leitung Fachbereich III	Tonbandaufnahme
Dessau, 28.06.16	Bund: Umweltbundesamt, Leitung Fachbereich I	Tonbandaufnahme
Berlin, 19.08.15	Bund: Verband Kommunaler Unternehmen (VKU)	Transkript
Berlin, 27.08.15	Bund: Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V. (BDEW)	Schriftliches Protokoll
Berlin, 08.02.16	Bund: Bundesverband Erneuerbare Energien (BEE)	Transkript
Mainz, 12.04.16	Bund: Deutsche Vereinigung für Wasserwirtschaft, Abwasser und Abfall e.V. (DWA)	Transkript
Berlin, 18.10.16	Land: Bayrischer Gemeindestag	Transkript
Wuppertal, 03.02.16	Land: Energieagentur.NRW	Transkript
Mainz, 26.11.15	Land: Rheinland-Pfalz Umweltministerium	Transkript
Telefonisch, 07.09.15	Energie: Pfalzwerke (Verteilnetzbetreiber)	Schriftliches Protokoll
Radevormwald, 28.09.15	Energie: Stadtwerke Radevormwald	Transkript
Frankfurt, 29.02.16	Energie: Clean Energy Sourcing (Stromhändler)	Tonbandaufnahme
Berlin, 22.03.16	Energie: Clean Energy Sourcing (Energiepolitik)	Transkript
Radevormwald, 25.06.15	Abwasser: Wupperverband/WiW	Tonbandaufnahme
Kaiserslautern, 09.09.15	Abwasser: SEK Kaiserslautern	Transkript
Mainz, 11.09.15	Abwasser: Wirtschaftsbetriebe Mainz	Transkript
Berlin, 06.10.15	Abwasser: Berliner Wasserbetriebe	Tonbandaufnahme
Hamburg, 07.01.16	Abwasser: Hamburgwasser	Transkript
Bremen, 08.01.16	Abwasser: Hansewasser Bremen	Tonbandaufnahme
Essen, 18.01.16	Abwasser: Emschergenossenschaft/Lippeverband	Transkript
Köln, 26.02.16	Abwasser: StEB Köln	Transkript



**Anhang 11 Sozialwissenschaftliche Szenarien in arrivee: Aufbau und Schlüsselfaktoren**

# Sozialwissenschaftliche Szenarien in arrivee: Aufbau u. Schlüsselfaktoren

---

Autor: Frank Hüsker, Stand Arbeitsstand II. Workshop 6.10.2016

Die Energiewendepolitik in Deutschland ist im Jahre 2016 hinsichtlich der zukünftigen Macht- und Marktposition von alten und neuen Akteuren umkämpft. Auch eine grundsätzliche Richtungsänderung ist theoretisch möglich. Die sozialwissenschaftlichen arrivee-Szenarien sollen als Horizontenerweiterung mögliche und wünschenswerte Entwicklungspfade aufzeigen. Die Szenariotechnik wird hier angewendet, um die aktuelle energiepolitische Dynamik und Komplexität strategisch besser erfassen zu können.

Als **Betrachtungszeitraum** wurde in Absprache mit den Projektpartnern 10 Jahre nach

....

**Nähere Angaben zu dem Dokument finden Sie unter: [www.erwas-arrivee.de](http://www.erwas-arrivee.de) → Veröffentlichungen.**