



Hochschule Darmstadt

- Fachbereich Elektro- und Informationstechnik -

Netzzustände als Steuerungsindikator des Marktmechanismus einer Handelsplattform für Energieflexibilität

Abschlussarbeit zur Erlangung des akademischen Grades
Master of Science (M.Sc.)

vorgelegt von

Sebastian Schall

Mat.-Nr.: 739441

Referent: Prof. Dr.-Ing. Klaus-Martin Graf
Korreferent: Prof. Dr. Lothar Petry

Kurzfassung

Die vorliegende Arbeit beschäftigt sich mit der Erbringung von Systemdienstleistungen durch den Verteilnetzbetreiber in einem neu geschaffenen Flexibilitätsmarkt. Es wird der Frage nachgegangen, wie Netzzustände als Steuerungsindikator einer Handelsplattform für Energieflexibilität berücksichtigt werden können. Das Ziel dieser Arbeit besteht darin, ein Konzept zu entwickeln, das die Netzzustände in transparente und nachvollziehbare Netzzustandsphasen abstrahiert, um damit die Interaktionen zwischen den Verteilnetzbetreibern und anderen Marktakteuren zu regeln. Die Kriterien und Grenzwerte zur eindeutigen Abgrenzung der einzelnen Netzzustandsphasen werden auf Grundlage der einschlägigen Normen und Gesetze gebildet. Durch die Simulation von verschiedenen Szenarien eines Referenznetzes, mit Hilfe des Netzberechnungsprogramms *PowerFactory*, wird das Konzept verifiziert. Die Simulationsergebnisse zeigen, dass es durch den Zubau von dezentralen Energieanlagen an wenigen Zeitpunkten im Jahr zu Grenzwertverletzungen im Netz kommt. Durch die gezielte Nutzung von Energieflexibilität ist es möglich diese Grenzwertverletzungen zu vermeiden und bietet somit eine Alternative zu einem kostenintensiven Netzausbau. Anhand von Anwendungsfällen und Sequenzdiagrammen wird das Teilsystem *Netzzustandsidentifikator* modelliert. Die Hauptaufgabe besteht darin, die Netzzustandsphasen zu ermitteln und an die Handelsplattform zu übertragen. Zur Erfüllung der Aufgaben werden die erforderlichen Objekte definiert, die zum Austausch der Informationen zwischen den beteiligten Teilsystemen notwendig sind.

Inhaltsverzeichnis

Abbildungsverzeichnis	V
Tabellenverzeichnis	VII
Abkürzungsverzeichnis	VIII
1 Einleitung	1
1.1 Ausgangslage	1
1.2 Problemstellung	2
1.3 Ziele und Vorgehensweise der Arbeit	2
2 Grundlagen	4
2.1 Aufbau elektrischer Netze in Deutschland	4
2.2 Kriterien für den "normalen" Netzbetrieb	6
2.3 Zustandsüberwachung elektrischer Netze	10
2.4 Systemdienstleistungen bei Abweichungen vom "normalen" Netzbetrieb	12
3 Flex4Energy Projekt	15
3.1 Beschreibung der Standardflexibilität	15
3.2 Aufbau und Akteure des Gesamtsystems	18
3.3 Flexibilitätsprodukte	21
4 Konzeption des Steuerungsindikator 'Netzzustand'	23
4.1 Indikatoren des Netzzustands	23
4.2 Klassifikation von Netzzustandsphasen	28
4.2.1 Definition und Auswirkung der Netzzustandsphasen	29
4.2.2 Kriterien und Grenzwerte zur Abgrenzung der Netzzustandsphasen	30
4.3 Bildung von Netzbereichen	34
4.4 Rechte und Pflichten des Verteilnetzbetreibers	37

5	Verifikation des Konzepts	39
5.1	Referenznetz	39
5.2	Synthetische Lastprofile	42
5.3	Synthetische Erzeugungsprofile	44
5.3.1	Photovoltaik-Erzeugungsprofil	44
5.3.2	Windkraft-Erzeugungsprofil	45
5.4	Beschreibung des Szenarios	47
5.5	Simulationsergebnisse	47
5.5.1	Ergebnisse für das Ausgangsszenario	48
5.5.2	Ergebnisse für das Szenario mit WKA	53
6	Modellierung des Teilsystems "Netzzustandsidentifikator"	58
6.1	Anwendungsfälle	59
6.1.1	Netztopologie übermitteln	62
6.1.2	Zählpunktbezeichnung zuordnen	64
6.1.3	Grenzwertverletzung übermitteln	66
6.1.4	Netzbereich bilden	68
6.1.5	Netzzustandsphase übermitteln	70
6.2	Schnittstellenbeschreibung	72
7	Zusammenfassung und Ausblick	74
	Literatur	IX

Abbildungsverzeichnis

2.1	Aufbau des deutschen Stromnetzes [3]	5
2.2	Einordnung der Verfahren zur Netzzustandsermittlung [26]	11
3.1	Die vier Flexibilitätsquadranten [nach 21]	16
3.2	Systemaufbau und Teilsysteme [nach 21]	18
4.1	Ersatzschaltung einer kurzen Leitung	27
4.2	Netzzustandsphasen [nach 11]	29
4.3	Beispiel der Netzzustandsphasen zum Zeitpunkt t	33
4.4	Beispiel der Netzzustandsphasen zum Zeitpunkt $t+5$	33
4.5	Beispiel eines Strahlennetzes	35
5.1	Referenznetz in der Mittelspannungsebene [nach 12]	40
5.2	Leistungskennlinie der Windkraftanlage Enercon 70	46
5.3	Zeitreihe der relativen Spannungsabweichung (Knoten 11 über ein Jahr)	48
5.4	Zeitreihe der relativen Spannungsabweichung (Knoten 11 am 13.06)	49
5.5	Zeitreihe der Einspeisung/Verbrauch (Knoten 11 am 13.06)	50
5.6	Zeitreihe der relativen Spannungsabweichung (Knoten 11 am 13.12)	50
5.7	Zeitreihe Auslastungsgrad (L12 am 13.12)	51
5.8	Zeitreihe Auslastungsgrad (TR1 am 13.12)	52
5.9	Zeitreihe relative Spannungsabweichung (K7)	53
5.10	Zeitreihe Auslastungsgrad (L12)	54
5.11	Zeitreihe Auslastungsgrad (TR1)	55
5.12	Verteilung der Auslastung am TR1	55
5.13	Verteilung der Auslastung am TR1 bei Nutzung der Flexibilität	57
6.1	Black-Box Modellierung	58
6.2	Anwendungsfalldiagramm	59
6.3	Notationsübersicht eines UML-Sequenzdiagramms	60
6.4	Darstellung von Operatoren (links Alternative, rechts Schleife)	61

6.5	Sequenzdiagramm <i>Netztopologie übermitteln</i>	63
6.6	Sequenzdiagramm <i>Zählpunktbezeichnung zuordnen</i>	65
6.7	Sequenzdiagramm <i>Grenzwertverletzung übermitteln</i>	67
6.8	Sequenzdiagramm <i>Netzbereich bilden</i>	69
6.9	Sequenzdiagramm <i>Netzzustandsphase ermitteln</i>	71

Tabellenverzeichnis

2.1	Grenzwerte für Oberschwingungen bis zur 25. Ordnung [16].	9
3.1	Rollen und Charakterisierungen der Akteure	19
4.1	Kriterien und Grenzwerte	32
4.2	Inzidenzmatrix des Strahlennetzes	36
4.3	Einzelne Ströme nach der Knotenpunktregel	36
5.1	Betriebsmitteldaten des Kabeltyps NA2XS2Y 3x1x150 mm	41
5.2	Leitungslängen des Netzsegment 1	41
5.3	Betriebsmitteldaten des 20 kV Transformators	42
5.4	Siedlungen im Netzsegment 1	43
5.5	Beschreibung der Standardlastprofile für Gewerbe	43
5.6	Korrekturfaktor $K(\beta, \gamma)$ für PV-Anlagen	45
5.7	Aggregierte Flächen der PV-Anlagen	45
5.8	Grenzwertverletzungen des Auslastungsgrads TR1	56
6.1	Schablone zur Beschreibung der Anwendungsfälle	60
6.2	Anwendungsfall <i>Netztopologie übermitteln</i>	62
6.3	Anwendungsfall <i>Zählpunktbezeichnung zuordnen</i>	64
6.4	Anwendungsfall <i>Grenzwertverletzung übermitteln</i>	66
6.5	Anwendungsfall <i>Netzbereiche bilden</i>	68
6.6	Anwendungsfall <i>Netzzustandsphase übermitteln</i>	70
6.7	Parameter und Datentypen des Objekts <i>Topology</i>	72
6.8	Parameter und Datentypen des Objekts <i>MeteringPoint</i>	72
6.9	Parameter und Datentypen des Objekts <i>LimitViolation</i>	73
6.10	Parameter und Datentypen des Objekts <i>NetworkStage</i>	73

Abkürzungsverzeichnis

AbLaV	Verordnung über Vereinbarungen zu abschaltbaren Lasten
BDEW	Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.
CIGRE	Conseil International des Grands Réseaux Électriques
EE	Erneuerbare Energien
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
EVU	Energieversorgungsunternehmen
FA	Flexibilitätsanlage
FHP	Flexibilitätshandelsplattform
FMS	Flexibilitätsmanagementsystem
NAV	Niederspannungsanschlussverordnung
NZI	Netzzustandsidentifikator
PV	Photovoltaik
SysStabV	Verordnung zur Gewährleistung der technischen Sicherheit und Systemstabilität des Elektrizitätsversorgungsnetzes
UML	Unified Modeling Language (vereinheitlichte Modellierungssprache)
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
VDE	Verband der Elektrotechnik, Elektronik und Informationstechnik
VNB	Verteilnetzbetreiber
WKA	Windkraftanlage

Kapitel 1

Einleitung

Durch die zunehmende volatile Erzeugung aus erneuerbaren Energien und die schwankende Nachfrage wird Flexibilität zum Ausgleich von Planabweichungen sowie zur Stabilisierung der Netze immer wichtiger. Insbesondere im Verteilnetz, indem in Deutschland nahezu 98 % der erneuerbaren Energie installiert sind, verändert sich die bisherige Aufgabe der reinen Verteilung [2]. Der weitere Ausbau erfordert die Erbringung zusätzlicher Systemdienstleistungen auf Verteilnetzebene, die bei kritischen Netzsituationen den sicheren Betrieb wiederherstellen.

1.1 Ausgangslage

Heutzutage werden Netzstabilisierungsmaßnahmen vorwiegend durch konventionelle Kraftwerke erbracht. In Zukunft müssen diese Maßnahmen aufgrund von Stilllegungen dieser Kraftwerke vermehrt durch dezentrale Energieanlagen geleistet werden. Um diesen Paradigmenwechsel zu ermöglichen, empfehlen verschiedene Studien einen Marktmechanismus einzuführen, indem die Verteilnetzbetreiber (VNB) mit Betreibern von dezentralen Energieanlagen interagieren, um so Systemdienstleistungen zur Sicherstellung des Netzbetriebs zu ermöglichen. Als Beispiel ist hier die Studie *“Regionale Flexibilitätsmärkte”* sowie das Forschungsprojekt *“Flex4Energy”* anzuführen [21], [37]. Das Ziel besteht darin, die Flexibilität von dezentralen Energieanlagen regional zu vermarkten und zu nutzen. Das hat zum Einen den Vorteil, dass Systemdienstleistungen genau in dem Netzgebiet erbracht werden können, indem auch die kritischen Netzsituationen entstehen. Zum Anderen hat es den Vorteil, dass Abweichungen zwischen Verbrauch und Erzeugung durch die Nutzung dieser Flexibilität in verschiedenen Netzgebieten ausgeglichen werden können. Folglich kann der Energieaustausch

zwischen den Netzebenen reduziert und somit die Netze entlastet werden.

1.2 Problemstellung

Die Liberalisierung der Energiewirtschaft erfordert die Trennung von Erzeugung, Vertrieb und Netzbetrieb aufgrund der natürlichen Monopolstellung von Netzbetreibern. Durch die Entflechtung von Energieversorgungsunternehmen (EVU) soll ein diskriminierungsfreier Netzzugang und somit ein Wettbewerb ermöglicht werden. Diese rechtlichen Rahmenbedingungen sind im Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) festgehalten. Für den Netzbetreiber bedeutet diese Entflechtung, dass er ausschließlich für den Netzbetrieb zuständig ist und nicht in der Erzeugung, dem Handel oder Vertrieb tätig sein darf. Auch sollen dadurch Quersubventionen innerhalb der EVU vermieden werden. Eine Ausnahmeregelung ist in §13 und §14 des EnWG festgelegt und ermöglichen dem Netzbetreiber Maßnahmen zur Anpassung der Erzeugung, Übertragung oder Verbrauch einzuleiten, um so den sicheren und zuverlässigen Netzbetrieb zu gewährleisten [6].

Um in einem neu geschaffenen Flexibilitätsmarkt die möglichen Marktaktivitäten des VNB und anderen Marktakteuren zu regeln, bedarf es einem Steuerungsindikator, der die physikalische Netzsituation im Fokus hat. Daraus ergibt sich folgende Forschungsfrage: Wie kann die physikalische Netzsituation als Steuerungsindikator in einer Flexibilitätshandelsplattform auf Verteilnetzebene integriert werden?

1.3 Ziele und Vorgehensweise der Arbeit

Das Ziel dieser Arbeit besteht darin, einen Steuerungsindikator zu entwickeln, der die Netzzustände in einer Flexibilitätshandelsplattform berücksichtigt. Dadurch sollen die möglichen Interaktionen zwischen den VNB und anderen Marktteilnehmern innerhalb des Flexibilitätsmarktes regelt werden. In dem Diskussionspapier *“Smart Grids Ampelkonzept”* des Bundesverbands der Energie- und Wasserwirtschaft e. V. (BDEW) sowie in der Studie *“Regionale Flexibilitätsmärkte”* des Verbands der Elektrotechnik, Elektronik und Informationstechnik (VDE) wurde ein Konzept entwickelt, das den Zusammenhang zwischen Netzzuständen und eines freien Marktes mittels eines Ampelsystems darstellt [11], [37]. Dieses Konzept wird in dieser Arbeit näher spezifiziert und an die Anforderungen der Flexibilitätshandelsplattform des Projektes *Flex4Energy* angepasst.

Auf Basis der Fachliteratur und den einschlägigen Normen und Gesetzen werden die Grundlagen in Kapitel 2 erläutert. Dies beinhaltet den Aufbau elektrischer Netze, die Kriterien für einen "normalen" Netzbetrieb, die Zustandsüberwachung elektrischer Netze und die Systemdienstleistungen bei Abweichung vom "normalen" Netzbetrieb.

In Kapitel 3 erfolgt die Beschreibung des Projekts *Flex4Energy*. Die Standardflexibilität dient dabei der technologieunabhängigen Darstellung der Flexibilität innerhalb des Systems. Weiter werden die Akteure sowie der Systemaufbau beschrieben. Auf Basis der Grundlagen werden die handelbaren Flexibilitätsprodukte erläutert.

Der Steuerungsindikator "*Netzzustand*" wird in Kapitel 4 konzeptionell entwickelt. Dies beinhaltet die Definition der Indikatoren, die den Netzzustand hinreichend beschreiben. Auf Basis dieser Indikatoren erfolgt die Klassifikation von Netzzustandsphasen. Transparente Kriterien und Grenzwerte dienen der eindeutigen Abgrenzung der einzelnen Phasen. Diese Netzzustandsphasen beziehen sich dabei immer auf Netzbereiche. Daher wird eine Möglichkeit aufgezeigt, wie Netzbereiche gebildet werden können. Zum Abschluss dieses Kapitels erfolgt die Beschreibung der Rechte und Pflichten des VNB in den einzelnen Netzzustandsphasen.

In Kapitel 5 wird das Konzept anhand der Simulation eines Referenznetzes verifiziert. Als Datengrundlage dienen synthetische Lastprofile und Erzeugungsprofile, die mit Hilfe des Simulationstools *LoadProfileGenerator* und historischen Wetterdaten generiert werden. Ein Szenario bildet die mögliche Entwicklung bezüglich des Zubaus von dezentralen Energieanlagen ab. Die Simulation erfolgt dabei mit Hilfe des Netzberechnungsprogramms *PowerFactory*.

Die Einbindung des Teilsystems zur Identifikation der Netzzustandsphasen in das *Flex4Energy* Gesamtsystem wird in Kapitel 6 modelliert. Diese Modellierung erfolgt auf Basis von Anwendungsfällen und Sequenzdiagrammen. In einer Schnittstellenbeschreibung werden die erforderlichen Objekte definiert, die zum Austausch der Informationen zwischen den beteiligten Teilsystemen notwendig sind. Zum Abschluss dieser Arbeit wird in Kapitel 7 ein Ausblick gegeben und die wichtigsten Erkenntnisse in einem Fazit zusammengefasst.

Kapitel 2

Grundlagen

In diesem Kapitel erfolgt die Beschreibung der Grundlagen von Energieversorgungsnetzen. Dabei wird insbesondere der Aufbau des deutschen Stromnetzes und deren Netzbetrieb in den einzelnen Spannungsebenen näher erläutert. Auf dessen Grundlage werden Kriterien für den normalen Netzbetrieb beschrieben und welche Systemdienstleistungen bei Abweichung vom Netzbetreiber erbracht werden können.

2.1 Aufbau elektrischer Netze in Deutschland

Aufgrund der Minimierung von Übertragungsverluste sind elektrische Netze in Deutschland hierarchisch aufgebaut und unterteilt in verschiedene Spannungsebenen [31]. Abbildung 2.1 zeigt exemplarisch den Aufbau elektrischer Netze. In Deutschland wird das elektrische Netz unterteilt in Übertragungsnetze (Höchstspannungsebene) und Verteilnetze (Hochspannungs-, Mittelspannungs- und Niederspannungsebene). Großkraftwerke, wie z. B. Kohlekraftwerke oder Atomkraftwerke speisen die erzeugte Energie in das Übertragungsnetz ein. Diese Energie wird über große Distanzen dorthin transportiert, wo viel Strom verbraucht wird. Die Leitungslänge des Übertragungsnetzes beträgt ca. 35.000 km und wird als Drehstromnetz mit einer Nennspannung zwischen 220 Kilovolt (kV) und 380 kV betrieben [4]. Mittels Kuppelleitungen ist das deutsche Höchstspannungsnetz mit dem europäischen Verbundnetz gekoppelt und ermöglicht somit einen länderübergreifenden Austausch von elektrischer Energie. Für den Netzbetrieb sind die vier Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) TenneT, 50Herz Transmission, Amprion und TransnetBW verantwortlich.

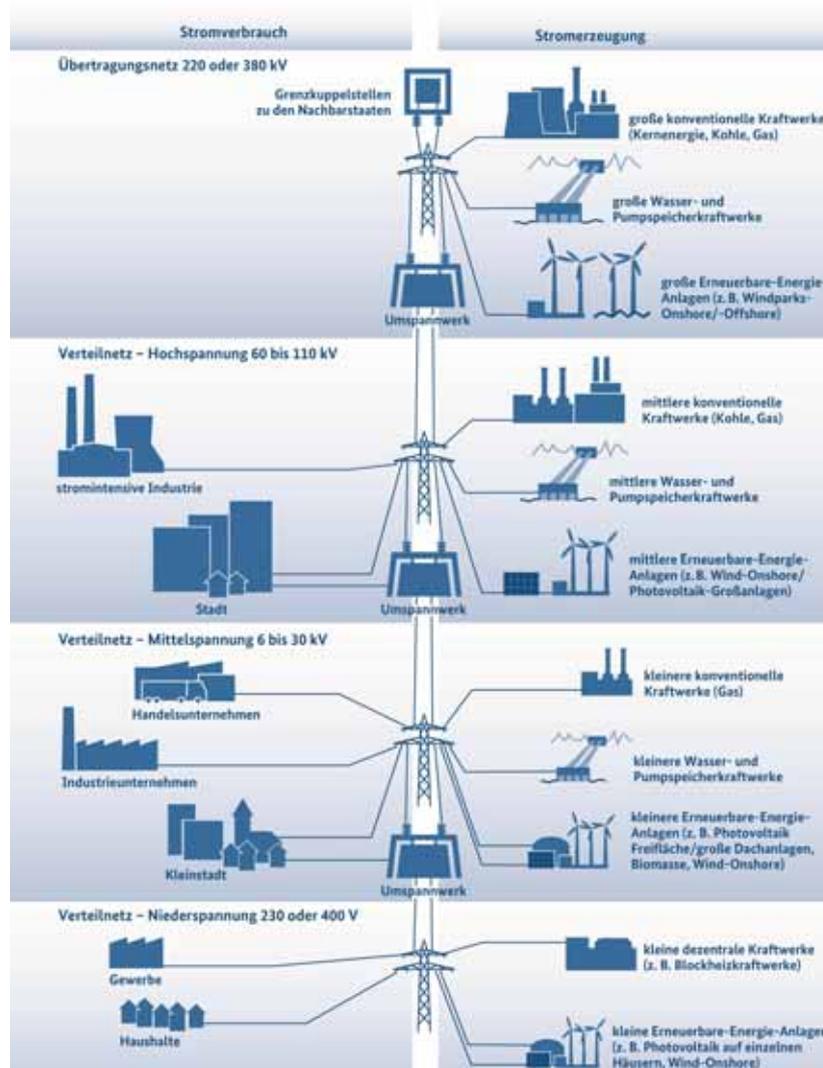


Abbildung 2.1: Aufbau des deutschen Stromnetzes [3]

Zu den Aufgaben der Netzbetreiber zählen:

- Operativer Betrieb der Infrastruktur von überregionalen Stromnetze
- Instandhaltung der Netze
- Ausbau und Modernisierung von Stromleitungen
- Gewährung eines diskriminierungsfreien Zugang für Stromhändler und -lieferanten

Mittels Umspannwerke wird die elektrische Energie auf die geringere Spannungsebene transformiert und in die Verteilnetze eingespeist. Mittlere Kraftwerke, wie z. B. Gaskraftwerke oder mittlere Erneuerbare-Energie-Anlagen (EE-Anlagen) speisen die erzeugte elektrische Energie in die Hochspannungsebene

ein, von wo aus der Strom zu den Umspannwerken von energieintensiven Industrien oder Städten verteilt wird. Die Leitungslängen der Hochspannungsebene beträgt ca. 77.000 km und wird mit einer Nennspannung zwischen 60 kV und 220 kV betrieben [3].

Kleinere Kraftwerke (z. B. kleinere Gaskraftwerke, Photovoltaik (PV) Freiflächen-, größere Dach-, Windkraft- oder Biomasseanlagen) speisen die erzeugte Energie in die Mittelspannungsebene des Verteilnetzes ein. In dieser Ebene wird die elektrische Energie an regionale Transformatorstationen oder direkt an Industrien oder Einrichtungen (z. B. Krankenhäuser) geleitet. Die Leitungslängen der Mittelspannungsebene beträgt ca. 479.000 km und wird mit einer Nennspannung zwischen 6 kV und 60 kV betrieben [3].

Die Niederspannungsebene dient der Feinverteilung der elektrischen Energie an die Endverbraucher. In dieser Ebene sind Haushalte, kleine Industrien und Gewerbe sowie Verwaltungen angeschlossen. Dezentrale Kraftwerke (z. B. Blockheizkraftwerke oder kleine EE-Anlagen) speisen die erzeugte Energie in die Niederspannungsebene ein. Deren Leitungslängen beträgt ca. 1.123.000 km und wird mit einer Nennspannung von 230 V bzw. 400 V betrieben [3].

Für den Netzbetrieb der Verteilnetze sind 813 regionale oder auch kommunale VNB verantwortlich [5]. Das Ziel der VNB ist die sichere und zuverlässige Stromversorgung bis zum Endkunden. Ebenso wie die ÜNB ist der VNB für den Betrieb und Wartung seiner Infrastruktur zuständig. Zu den weiteren Aufgaben zählt der bedarfsgerechte Ausbau und die Modernisierung der Stromleitungen sowie die Gewährung eines diskriminierungsfreien Zugangs der Stromhändler/lieferanten.

2.2 Kriterien für den "normalen" Netzbetrieb

Kriterien für den "normalen" Netzbetrieb sind zum einen Spannungsqualitätskriterien und zum anderen thermische Belastungskriterien. Die Merkmale für die Spannungsqualität sind in der Norm DIN EN 50160 festgelegt. Wesentliche Kennwerte sind dabei die Höhe, Frequenz, Kurven und Symmetrie der Außenleiterspannungen und werden folgend erläutert:

- **Netzfrequenz:**

Die Netzfrequenz ist ein Maß für die Bilanz aus erzeugter und verbrauchter elektrischer Energie. Ist die Erzeugung größer als der Verbrauch steigt die Netzfrequenz an, da die Generatoren nicht genügend "abgebremst" werden. Ist die Erzeugung dagegen geringer als der Verbrauch sinkt die Netz-

frequenz, da die Generatoren aufgrund der hohen Last langsamer werden. Der Wertebereich darf von 49,5 Hz bis 50,5 Hz in 99,5 % der Zeit schwanken, d. h. in rund 44 Stunden pro Jahr darf die Frequenz bis auf ein Intervall 47 Hz bis 52 Hz ausgeweitet werden. Für die Betrachtung der Netzfrequenz werden 10-Sekunden-Mittelwerte herangezogen. [16]

- **Langsame Spannungsänderungen:**

Schwankungen der Spannungshöhe treten aufgrund von Veränderungen des Angebots an elektrischer Leistung und dessen Bedarf auf. Die Spannungshöhe darf in 95 % eines jeden Wochenintervalls um ± 10 % von der Nennspannung abweichen. In den restlichen 5 % darf die Spannung um -15 % der Nennspannung sinken. Höhere Spannungen um 10 % sind in keinen der genannten Fälle erlaubt, da eine zu hohe Spannung elektrische Geräte und Betriebsmittel zerstören kann. Dies gilt für sogenannte langsame Spannungsänderungen, bei denen die 10-Minuten-Mittelwerte des Spannungseffektivwertes herangezogen werden. [16]

- **Schnelle Spannungsänderung:**

Entstehen durch Schalthandlungen im Netz oder von Lasten und sind meist von geringer Höhe, ca. im Bereich von ± 5 % der Nennspannung. Der Betrachtungszeitraum beträgt einen Tag, bei denen die 10-Millisekunden-Mittelwerte des Effektivwertes herangezogen werden [16]. Höhere schnelle Spannungsänderungen werden in der DIN EN 50160 wie folgt unterschieden:

- **Spannungseinbrüche**

Um einen Spannungseinbruch handelt es sich, wenn die Spannung auf einen Wert zwischen 1 % und 90 % der Nennspannung absinkt. Solche Einbrüche treten aufgrund von Fehlern und Störungen im Netz auf. Die Norm DIN EN 5160 gibt keine Grenzwerte für die Häufigkeit von Spannungseinbrüchen vor, da diese zufällig meist aufgrund "höherer Gewalt" auftreten [24]. Dennoch nennt die Norm Häufigkeiten, wie oft mit solchen Einbrüchen gerechnet werden muss. Der Betrachtungszeitraum beträgt dabei ein Jahr, bei denen die 10-Millisekunden-Mittelwerte des Effektivwertes herangezogen werden. Pro Jahr kommt es zu 10 bis 1000 Spannungseinbrüchen. [16]

- **Versorgungsunterbrechung**

Sinkt die Spannung auf unter 1 % der Nennspannung spricht man von einer Versorgungsunterbrechung. Man unterscheidet dabei zwischen kurzen (≤ 3 min) und langen (>3 min) Versorgungsunterbrechungen.

Ebenso wie bei Spannungseinbrüchen werden keine Grenzwerte für deren Häufigkeit vorgegeben, sondern nur Richtwerte, wie oft man mit solchen Unterbrechungen rechnen muss. Der Betrachtungszeitraum beträgt ein Jahr, bei denen die 10-Millisekunden-Mittelwerte des Effektivwertes herangezogen werden. Kurze Versorgungsunterbrechungen können 10 bis mehrere 100 mal pro Jahr auftreten, wogegen lange Versorgungsunterbrechungen 10 bis 50 mal pro Jahr auftreten. [16]

– Zeitweilige netzfrequente Überspannungen

Entstehen zumeist aufgrund von einphasigen Erd-Kurzschlüssen. Dadurch verschiebt sich der geerdete Sternpunkt im dreiphasigen Netz. Dies hat zur Folge, dass die Spannung (Außenleiter-Erde) der nicht betroffenen Leiter um den Faktor $\sqrt{3}$ ansteigt [24]. Für die Betrachtung werden 10-Millisekunden-Mittelwerte des Effektivwertes herangezogen. Die Isolierfestigkeit von Transformatoren und Leitungen muss für diesen Werte ausgelegt sein. Die Norm DIN 50160 macht keine Angaben zu deren Auftrittshäufigkeit.

– Transiente Überspannungen

Können durch Blitzschläge, Isolationsfehler oder Schalthandlungen im Netz entstehen. Sie sind in der Regel von sehr kurzer Dauer und gekennzeichnet durch eine schnelle Anstiegszeit sowie einem hohen Scheitelwert (<6 kV) [16]. Ebenso wie zeitweilige netzfrequente Überspannungen gibt es keine Angaben zu deren Auftrittshäufigkeit.

• Flicker:

Der Flickerwert versucht die Stöempfindlichkeit des menschlichen Auges auf Helligkeitsschwankungen der Beleuchtung durch einen messbaren Wert auszudrücken. Ein Flicker-Meter liefert alle 10 Minuten ein Flickerwert, der mit P_{st} bezeichnet wird. "P" steht dabei für die *perceptibility units* = *Wahrnehmungseinheiten* und "st" für *short time*, es handelt sich also um den Kurzzeit-Flickerwert. Der Langzeit-Flickerwert P_{lt} (lt = long time) ist der Mittelwert aus zwölf aufeinander folgende P_{st} -Werten, wobei jeder einzelne P_{st} -Werten allerdings mit der 3. Potenz in die Bewertung eingeht. [24] Die DIN EN 50160 besagt, dass 95 % der P_{lt} -Werte eines jeden Wochenintervalls den Wert 1 nicht überschreiten soll. Das bedeutet wiederum, dass maximal 5 % des P_{lt} -Wertes einer Woche den Wert von 1 überschreiten darf [16].

- **Oberschwingungen:**

Die harmonischen Oberschwingungen auf der Netzspannung entstehen durch eine nicht-lineare Stromentnahme, wie man sie bei fast allen Verbrauchern antrifft, die in irgend einer Form Halbleiterelemente (in Wechsel- und Gleichrichtern) enthalten. Die EN 61000-4-7 definiert die Messung der Oberschwingungen und sieht vor, dass 5 mal die Sekunde ein Harmonischen-Histogramm über jeweils 10 Netzperioden (= 10 Netzschwingungen bei 50 Hz = 10 x 20 msec = 200 msec) berechnet werden soll. Die so im 200 msec-Takt entstehenden Messwerte sollen über 10 Minuten gemittelt werden. Von diesen 10-Minuten-Werten dürfen in einer Woche lediglich 5 % die zugewiesene Grenzwerte (vgl. Tabelle 2.1) überschreiten. [24]

Tabelle 2.1: Grenzwerte für Oberschwingungen bis zur 25. Ordnung [16].

ungerade Harmonische				gerade Harmonische	
Keine Vielfache von 3		Vielfache von 3		Vielfache von 3	
Ordnung	relative Spannung	Ordnung	relative Spannung	Ordnung	relative Spannung
h	U_h [%]	h	U_h [%]	h	U_h [%]
5	6,0	3	5,0	2	2,0
7	5,0	9	1,5	4	1,0
11	3,5	15	0,5	6 bis 24	0,5
13	3,0	21	0,5		
17	2,0				
19, 23, 25	1,5				

- **Spannungsunsymmetrien**

Zwischen Außen- und Nullleiter sollen die Spannungen der drei Phasen in einem exakten 120-Grad-Winkel zueinander stehen. Durch das so erzeugte Drehfeld können Synchron- und Asynchron-Maschinen effektiv und "rund" betrieben werden [24]. Bestehen Abweichungen (z. B. durch einphasige oder zweiphasige Lasten) spricht man von Unsymmetrie, die in Prozent ausgedrückt wird. Hier besagt die DIN EN 50160, dass 95 % aller 10-Minuten-Mittelwerte bis zu 2 % betragen dürfen. An einigen Stellen des Netzes treten sogar Unsymmetrien von bis zu 3 % auf. Das kann dann der Fall sein, wenn es in diesem Bereich viele einphasig oder zweiphasig betriebene Lasten gibt.[16]

Neben der Spannungsqualität gilt die thermische Belastung der Betriebsmittel als weiteres Kriterium für den "normalen" Netzbetrieb. Diese muss innerhalb der zulässigen Grenztemperatur liegen, um so eine vorzeitige Alterung oder gar eine Zerstörung zu vermeiden. Ist diese Grenztemperatur nahezu erreicht, spricht

man von einem Engpass. In Abschnitt 4.1 wird näher auf die thermische Belastung eingegangen. Aus den unterschiedlichen Messzyklen geht hervor, dass die einzelnen Kriterien verschiedene Anforderungen an die Qualität der Messeinrichtungen mit sich bringen. Dies hat Auswirkungen auf die Wirtschaftlichkeit bezüglich einer flächendeckenden Zustandsüberwachung. Der aktuelle Stand und die Möglichkeiten der Zustandsüberwachung wird im folgenden Abschnitt untersucht.

2.3 Zustandsüberwachung elektrischer Netze

Im vorherigen Abschnitt wurden die Kriterien für den "normalen" Netzbetrieb beschrieben. Diese konzentrieren sich hauptsächlich auf die Spannungsqualität und die thermische Betriebsmittelauslastung. In diesem Abschnitt werden verschiedene Verfahren zur Zustandsermittlung elektrischer Netze vorgestellt. Grundlage solcher Verfahren sind immer die Ersatzschaltungen der Betriebsmittel und die Kirchhoffschen Maschen- und Knotenpunktregeln. Als Ergebnis ergibt sich ein Vektor, der sich aus den komplexen Knotenspannungsbeträgen und -winkel zusammensetzt. Dieser Zustandsvektor beschreibt den elektrischen Netzzustand. Aus ihm lassen sich weitere Zustandsgrößen wie Zweigströme oder Leistungsflüsse berechnen. [27]

Gleichung 2.1 zeigt die allgemeine Form zur Zustandsermittlung elektrischer Netze [22].

$$[\underline{Y}_{ij}] \cdot [\underline{U}_i] = [\underline{I}_i] \quad (2.1)$$

- $[\underline{Y}_{ij}]$: komplexe Knotenadmittanzmatrix
- $[\underline{U}_i]$: komplexer Spannungsvektor
- $[\underline{I}_i]$: komplexer Stromvektor

Die Knotenadmittanzmatrix ist dabei eine Matrix mit den jeweiligen Leitwerten zwischen den einzelnen Knoten (Knoten i und Knoten j). Aus den einzelnen Knotenspannungen wird der Spannungsvektor gebildet. Die Knotenströme lassen sich dann aus der Knotenadmittanzmatrix und dem Spannungsvektor berechnen. Einzelne Zweigströme und der daraus resultierende Leistungsfluss können anhand der Spannungsdifferenzen zwischen den Knoten berechnet werden. Aus dieser Beschreibung und der Gleichung 2.1 wird ersichtlich, dass für jeden Knoten die Spannungen oder die Leistungen, woraus die Knotenströme berechnet werden können, bekannt sein müssen. In der Realität ist das aber oft nicht der

Fall, daher existieren verschiedene Verfahren, wie dieses Problem gelöst werden kann. Die Verfahren zur Zustandsermittlung unterscheiden sich im allgemeinen nach den benötigten Eingangsgrößen. Die Anzahl der unabhängigen Netzgrößen bestimmt, ob das resultierende Netzgleichungssystem exakt, unter- oder überbestimmt ist [26]. Abhängig von der Anzahl vorhandener Messungen werden zwischen mehreren Berechnungsverfahren zur Identifikation des Netzzustands unterschieden und sind in Abbildung 2.2 dargestellt.

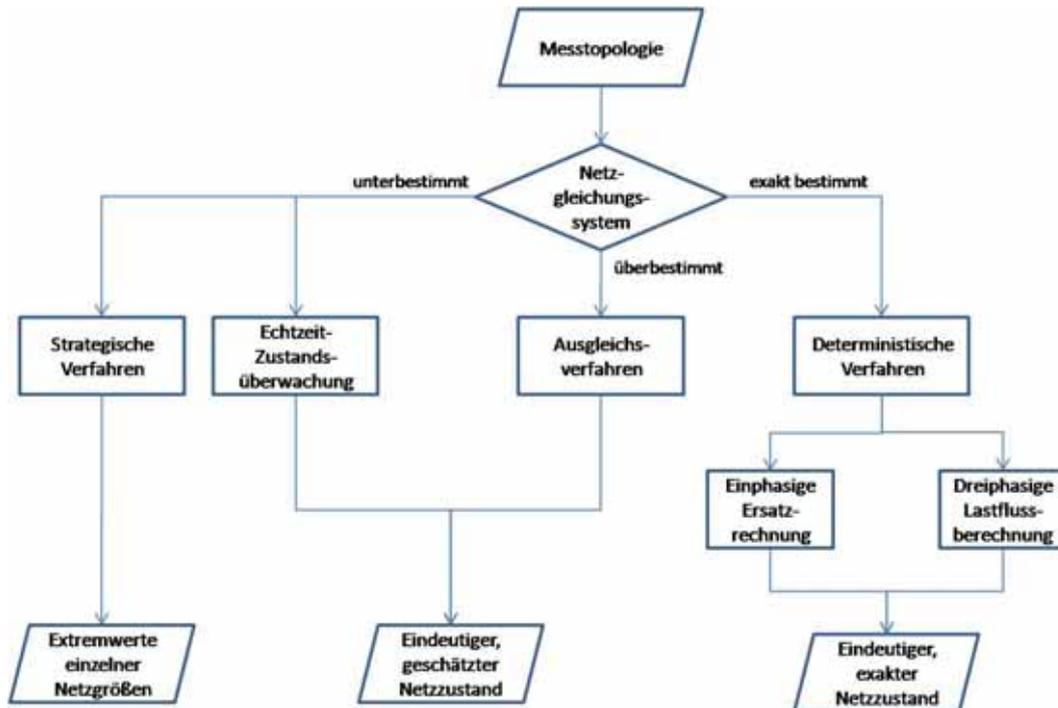


Abbildung 2.2: Einordnung der Verfahren zur Netzzustandsermittlung [26]

Das Netzgleichungssystem ist exakt bestimmt, wenn die Anzahl der gesuchten Zustandsgrößen gleich der verfügbaren Messungen ist. Ist dies der Fall kommen deterministische Berechnungsverfahren zum Einsatz. Dabei werden solche Verfahren unterschieden, die auf eine symmetrische und einphasige Ersatzberechnung basieren oder die potenzielle Unsymmetrien durch eine dreiphasige Lastflussberechnung berücksichtigen. Als Ergebnis ergibt sich ein eindeutiger, exakter Netzzustand. Diese Netzgleichungssysteme kommen allerdings in der Realität nicht vor und dienen ausschließlich zu Planungs- und Simulationszwecken.

Ist die Anzahl der gesuchten Netzgrößen kleiner der verfügbaren Messungen ergibt sich ein überbestimmtes Netzgleichungssystem. In diesem Fall werden Ausgleichsverfahren wie z. B. die Zustandsschätzung (State Estimation) ange-

wandt. Dieses Verfahren wird im Übertragungsnetz eingesetzt, bei dem mehrere redundante Messungen vorliegen, die jedoch mit Messfehlern behaftet sind [28]. In Verteilnetzen ist die Anzahl der gesuchten Zustandsgrößen größer als die verfügbaren Messungen. Daraus ergibt sich ein unterbestimmtes Netzgleichungssystem mit unendlich viele Lösungen. Strategische Verfahren wie z. B. das Boundary Load Flow ermittelt Extremwerte der gesuchten Zustandsgrößen und verringert somit die Lösungsmöglichkeiten. Ein anderes Verfahren ist die Netzreduzierung, in dem einzelne Lastknoten zu Lastgruppen zusammengefasst werden. Dieses Verfahren liefert zwar einen eindeutigen Netzzustand, allerdings nur für ein stark vereinfachtes Netz [26].

Aus wirtschaftlichen Gründen ist das Mittelspannungs- und Niederspannungsnetz unterbestimmt, da nur wenige Messeinrichtungen vorhanden sind [26]. Bezüglich der Zustandsüberwachung und damit einhergehenden Betriebsführung von Verteilnetzen ist eine vollständige Zustandsermittlung des gesamten Netzes erforderlich. Ebenso müssen aufgrund von einphasigen und zweiphasigen Lasten alle drei Phasen überwacht werden. Das entwickelte Konzept von Neusel-Lange, in dem Ersatzwerte für nicht überwachte Netzknoten gebildet werden, entspricht diesem Anspruch [26].

2.4 Systemdienstleistungen bei Abweichungen vom "normalen" Netzbetrieb

Nach der Vorstellung verschiedener Verfahren zur Zustandsüberwachung und den Kriterien für einen "normalen" Netzbetrieb, werden in diesem Abschnitt die Maßnahmen beschrieben, die der Netzbetreiber bei einer Grenzwertverletzung einsetzt. In Folge der Entflechtung von EVU sind Erzeugung, Handel, Vertrieb und Netzbetrieb rechtlich sowie organisatorisch voneinander abgegrenzt. Die Netzbetreiber dürfen nur bei einer Gefährdung oder Störung des Netzbetriebs in die Erzeugung eingreifen oder am Energiehandel teilnehmen [6]. Solche Maßnahmen sind sogenannte Systemdienstleistungen, die überwiegend von Erzeugungsanlagen und andere technischen Anlagen erbracht und vom jeweiligen Netzbetreiber bedarfsgerecht eingesetzt werden. Das Ziel ist dabei eine hohe Qualität, Zuverlässigkeit und Sicherheit der Stromübertragung und -verteilung bis zum Endkunden zu gewährleisten [14]. Im folgenden werden die verschiedenen Systemdienstleistungen beschrieben.

Frequenzhaltung: In Deutschland ist das elektrische Netz in vier Regelzonen untergliedert und jeweils ein ÜNB zugeordnet. Die Verantwortung für die Einhaltung der Frequenz liegt bei den ÜNB [14]. Um die Frequenz innerhalb der definierten Grenzwerte (vgl. Abschnitt 2.2) zu halten, stehen verschiedene Systemdienstleistungen zur Verfügung. Das Ziel der Frequenzhaltung ist ein Ausgleich von erzeugter und verbrauchter Leistung. Nachfolgend sind die einzelnen Maßnahmen der ÜNB beschrieben:

- **Momentanreserve**
Frequenzschwankungen werden durch die Trägheit der rotierenden Masse z. B. von Generatoren oder Turbinen im Netz ausgeglichen.
- **Regelleistung**
Die Erzeuger (meist konventionelle Kraftwerke) sind zur Vorhaltung von Regelleistung (positive/negative Wirkleistung) verpflichtet. Bei Frequenzschwankungen kann der ÜNB sich diese Regelleistung am Strommarkt beschaffen und abrufen. Dabei wird zwischen Primär-, Sekundärregelleistung und Minutenreserve unterschieden. Bei der Primärregelleistung muss die gesamte Leistung innerhalb von 30 Sekunden erbracht werden und bis zu 15 Minuten halten. Die Sekundärregelleistung muss innerhalb von 5 Minuten die gesamte Regelleistung erbringen. Die vorgehaltene Minutenreserve muss innerhalb von 15 Minuten vollständig erbracht werden. Dabei lösen sich die einzelnen Regelleistungsarten gegenseitig ab, damit sie wieder umgehend zur Verfügung stehen. [22], [31]
- **Abschaltbare Lasten**
Zum Ausgleich von Frequenzabweichungen können große Lasten abgeschaltet werden. Die Verordnung zu abschaltbaren Lasten (AbLaV) regelt dabei die technischen Anforderungen sowie deren Vergütung. Nach dieser Verordnung gelten abschaltbare Lasten als eine oder mehrere Anlagen, deren Stromabnahme aus einem Verteilnetz mit einer Spannung von mindestens 110 kV erfolgt und deren Verbrauchsleistung auf Anforderung des ÜNB zuverlässig auf eine bestimmte Leistung reduziert werden kann. Die Mindestleistung der angebotenen Abschaltleistung beträgt 50 MW. Der Abruf erfolgt entweder frequenzgesteuert (automatisiert) oder ferngesteuert (manuell) durch den ÜNB. [10]
- **Wirkleistungsreduktion von dezentralen Erzeugungsanlagen**

Im Gegenteil zu den abschaltbaren Lasten, wird hier durch Wirkleistungsreduktion die erzeugte Leistung dem Verbrauch angepasst. Die Systemstabilitätsverordnung (SysStabV) regelt, welche dezentralen Erzeugungsanlagen ihre Wirkleistung frequenzabhängig anpassen müssen. Gegebenenfalls ist ein Nachrüsten von älteren Erzeugungsanlagen notwendig. [9]

Spannungshaltung: Weitere Ziele sind zum einen die Einhaltung der Spannung im zulässigen Bereich und zum anderen die Begrenzung des Spannungseinbruchs bei einem Kurzschluss. Eine Unterschreitung der Spannung unter den zulässigen Grenzwert kann zum Funktionsverlust von Anlagen und Geräten führen, wobei eine Überschreitung hingegen zur Zerstörung führen kann. Verantwortlich für die Einhaltung der Spannungsgrenzen sind die Netzbetreiber in ihrem jeweiligen Netzgebiet. Die Anpassung der Spannung erfolgt dabei durch Bereitstellung von Blindleistung, durch spannungsbedingtem Redispatch (= Eingriff in Erzeugungsanlagen), Lastabwurf, durch die Bereitstellung von Kurzschlussleistung oder durch Spannungsregelung [14].

Wiederversorgungsaufbau: Dient der Wiederherstellung der Versorgung nach einer Störung. Die Netzbetreiber können Schaltmaßnahmen zur Störegrenzung, eine koordinierte Inbetriebnahme (von Erzeugern und Teilnetzen mit Last) sowie Schwarzstartfähigkeit von Erzeugungsanlagen durchführen [14].

Betriebsführung: Beinhaltet die Koordination von Netz- und Systembetrieb. Dazu zählen Netzanalyse und -monitoring, Engpassmanagement, Einspeisemanagement, Koordination der Erbringung von netzübergreifenden Systemdienstleistungen und Spannungsregelung [14].

Bisher wurden die Systemdienstleistungen meist von konventionellen Kraftwerken erbracht. In Zukunft kommt es durch die Vielzahl von dezentralen EE-Anlagen zu Abschaltungen der konventionellen Kraftwerken. Die Systemdienstleistungen müssen dann vermehrt durch dezentrale Erzeugungs- bzw. Verbrauchsanlagen erbracht werden. Im folgenden Kapitel wird das Projekt *Flex4Energy* vorgestellt, das die Erbringung von Systemdienstleistungen auf Verteilnetzebene durch die gezielte Nutzung von Flexibilität ermöglicht.

Kapitel 3

Flex4Energy Projekt

Das Ziel des Forschungsprojektes *Flex4Energy*¹ besteht darin, ein Gesamtsystem zu entwickeln, das Flexibilitäten auf der Verteilungsnetzebene aggregiert, vermarktet und in die bestehende energietechnische Infrastruktur integriert. Flexibilität in diesem Zusammenhang beschreibt die Fähigkeit einer Energieanlage ihre Leistungsabgabe (Einspeisung) und/oder Leistungsaufnahme (Verbrauch) gemäß einer unabhängigen äußeren Vorgabe (Sollwert oder Steuersignal) zielgerichtet zu verändern [20]. Durch die gezielte Nutzung dieser Flexibilitäten sollen zum einen Systemdienstleistungen und zum Anderen ein Ausgleich von Erzeugung und Verbrauch auf Verteilungsnetzebene erbracht werden. In diesem Zusammenhang werden im Folgenden die Standardflexibilität, der Systemaufbau und deren Teilsysteme sowie die teilnehmenden Akteure und die handelbaren Flexibilitätsprodukte beschrieben.

3.1 Beschreibung der Standardflexibilität

Die Definition einer Standardflexibilität dient dazu, Flexibilität technologieunabhängig im System abzubilden. Um dies zu erreichen, wird die mögliche Leistungsanpassung einer Energieanlage zuerst qualitativ und dann quantitativ beschrieben. Die Qualität beschreibt die Fähigkeit einer Energieanlage, ihre Leistung (Wirk- oder Blindleistung) anzupassen. Abbildung 3.1 zeigt die vier Flexibilitätsquadranten, die zur qualitativen Beurteilung dienen.

¹Konsortium: StoREGio e. V., ENTEGA AG, ads-tec GmbH, Fraunhofer IESE, Fraunhofer ISE und Hochschule Darmstadt; Projektlaufzeit: April 2015 bis März 2018; Förderung: BMWi und PtJ

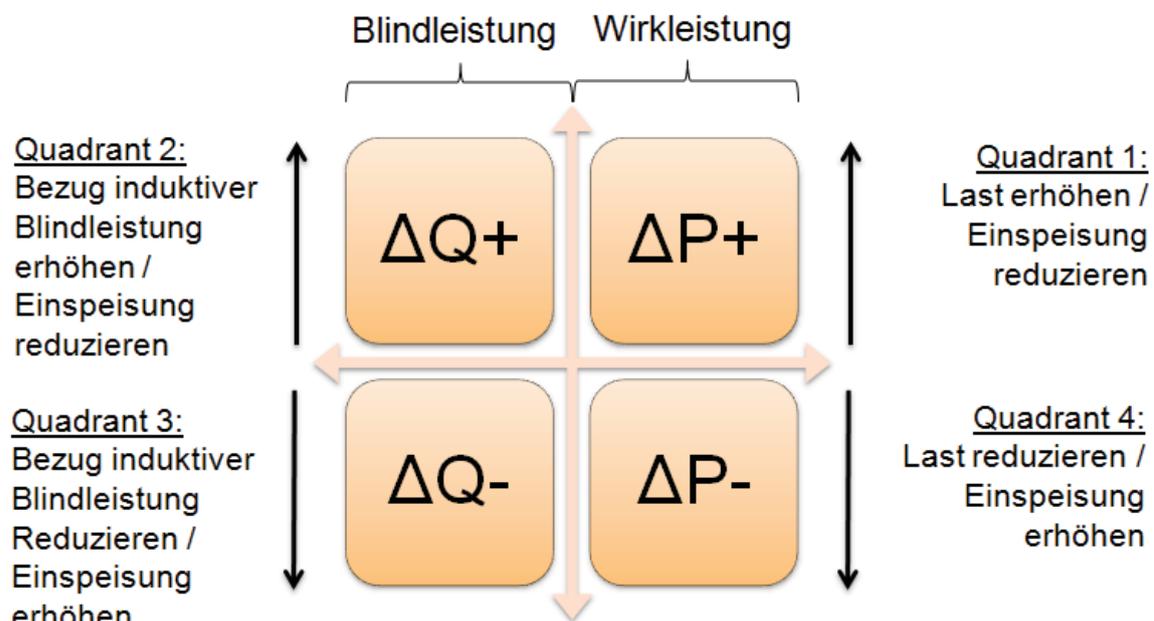


Abbildung 3.1: Die vier Flexibilitätsquadranten [nach 21]

Erster Quadrant beschreibt die Fähigkeit einer Energieanlage, ihre Wirkleistungsaufnahme anzupassen, indem die Last erhöht oder die Einspeisung reduziert wird.

Zweiter Quadrant beschreibt die Fähigkeit einer Energieanlage, ihre Blindleistungsaufnahme anzupassen, indem die Aufnahme/Erzeugung induktiver Blindleistung reduziert wird.

Dritter Quadrant beschreibt die Fähigkeit einer Energieanlage, ihre Blindleistungsabgabe anzupassen, indem die Aufnahme/Erzeugung kapazitiver Blindleistung erhöht wird.

Vierter Quadrant beschreibt die Fähigkeit einer Energieanlage, ihre Wirkleistungsabgabe anzupassen, indem die Last reduziert oder die Einspeisung erhöht wird.

Als Beispiel zur qualitativen Beurteilung ist hier ein Batteriespeicher mit verstellbarem Phasenwinkel anzuführen. Dieser besitzt grundsätzlich die Fähigkeit sowohl seine Wirkleistung als auch seine Blindleistung durch die Veränderung des Phasenwinkels anzupassen.

Die Beurteilung der Quantität einer Energieanlage erfolgt zum einen anhand der Höhe der möglichen (Wirk- und Blind-) Leistungsänderung und zum anderen anhand der zeitlichen Dauer der Leistungserbringung [21].

- Die Höhe der möglichen Leistungsänderung kann in drei unterschiedliche Stufen quantifiziert werden:

Der flexible Anteil der Leistung ist...

1. ...variabel und in der Höhe unbekannt (es sind nur die Nennwerte bekannt, z. B. bei diversen Lasten oder fluktuierenden Erzeugern).
2. ...bekannt und immer gleich (z. B. Notstromgenerator).
3. ...variabel und prognostizierbar (z. B. Batterie mit einem Managementsystem).

- Die zeitliche Dauer der Leistungsänderung ist abhängig von der Kapazität der Energieanlage und ist ebenso wie die Höhe der Leistungsänderung, in drei unterschiedlichen Stufen quantifizierbar:

Die Kapazität ist...

1. ...begrenzt, aber unbekannt (z. B. Elektroheizung, Kühlaggregate).
2. ..."quasi" nicht begrenzt (z. B. Notstromgenerator).
3. ...begrenzt, aber prognostizierbar (z. B. Batterie mit Managementsystem).

Daraus ergibt sich, dass verschiedene Energieanlagen unterschiedliche Wertigkeiten sowohl im Bezug auf die Qualität als auch auf die Quantität mit sich bringen. Bei der Registrierung einer Anlage erfolgt deren Beurteilung innerhalb eines Präqualifikationsprozesses. Diese unterschiedlichen Wertigkeiten können Restriktionen bezüglich der bedienbaren Flexibilitätsprodukte mit sich bringen. Hinsichtlich der Quantität werden nur Nennleistungen festgehalten. Erst bei der Angebotserstellung wird die genaue, lieferbare Leistungsmenge von Seiten des Managementsystems angegeben. Nach der Definition der Standardflexibilität erfolgt im nächsten Abschnitt die Beschreibung des Aufbaus und der Akteure des *Flex4Energy* Gesamtsystems.

3.2 Aufbau und Akteure des Gesamtsystems

Das *Flex4Energy* Gesamtsystem setzt sich aus mehreren Teilsystemen zusammen, die über Schnittstellen miteinander kommunizieren. In diesem Abschnitt werden diese Teilsysteme sowie die teilnehmenden Akteure und deren einnehmenden Rollen aus Sicht der Flexibilitätshandelsplattform beschrieben.

Teilsysteme und deren Aufgaben

Abbildung 3.2 zeigt den Systemaufbau und deren Teilsysteme aus einer "high-level" Perspektive. Eine zentrale Rolle im Gesamtsystem nimmt die Flexibilitäts-

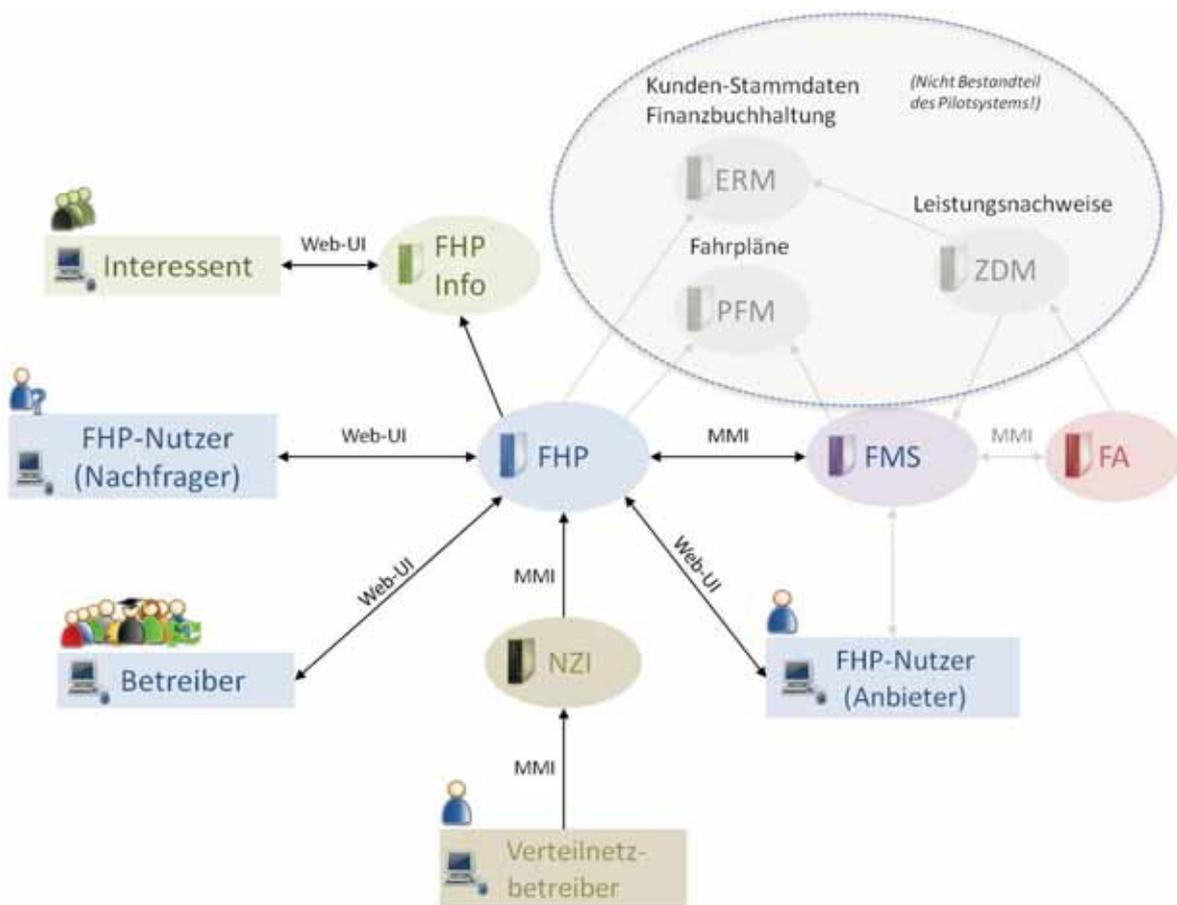


Abbildung 3.2: Systemaufbau und Teilsysteme [nach 21]

handelsplattform (FHP) ein. Angebote an Flexibilität werden von Flexibilitäts-managementsystemen (FMS) über eine automatisierte Schnittstelle (MMI) an die FHP übergeben. Das FMS kann dabei ein oder mehrere Flexibilitätsanlagen (FA) aggregieren. Zusätzlich können Angebote auch von FHP-Nutzern (Anbietern) über eine Benutzerschnittstelle (Web-UI) übergeben werden, die nicht an einem FMS angebunden sind. FHP-Nutzer (Nachfrager) können ihren Bedarf

an Flexibilität über eine Web-UI an der FHP veröffentlichen. Mittels eines definierten Angebotsmatchings werden Angebote bestimmten Anfragen zugeordnet, woraus Einzelvereinbarungen sowohl für die Lieferung als auch für den Bezug von Flexibilität entstehen. Mögliche Interessenten können anonymisierte Handelsinformationen über den Zugang FHP Info einsehen. Für die Administration der FHP ist der Betreiber zuständig. Dies beinhaltet auch die Analyse von Handelsvorgängen oder die Justierung von Handelsparametern. Netzzustandsinformationen werden vom VNB über das Teilsystem Netzzustandsidentifikator (NZI) mittels einer automatisierte Schnittstelle an die FHP übergeben und in den folgenden Kapiteln näher spezifiziert. Externe Systeme wie das Zählerdatenmanagementsystem (ZDM), das Portfoliomanagementsystem (PFM) oder das Enterprise Resource Management (ERM) sind kein Bestandteil des Pilotsystems und werden daher nicht weiter betrachtet.

Akteure und Rollen

Aus den zuvor beschriebenen Teilsystemen ergeben sich die Akteure und Rollen nach Tabelle 3.1. Akteure sind dabei handelnde Subjekte, die mit dem System interagieren und eine bestimmte Rolle einnehmen.

Tabelle 3.1: Rollen und Charakterisierungen der Akteure

Rollen	Akteure	Beschreibung
FHP-Betreiber	VNB, Energiehändler, Dienstleister	Betreiber einer Handelsplattform, der für die Zusammenführung von Angebot und Nachfrage Gebühren erhält.
FMS-Betreiber	Direktvermarkter, Dienstleister	Dienstleister, der Flexibilität gewinnbringend vermarktet (gemäß Vereinbarungen mit den Anlagen-Betreibern)
FA-Betreiber	Anlagen-Betreiber	Jeder Betreiber einer flexiblen dezentralen Erzeuger-, Verbraucher- oder stromspeichernden Anlage.
FHP-Nutzer (Nachfrager)	VNB, BKV, Energiehändler	Veröffentlicht seinen Bedarf an Flexibilität an der Handelsplattform.
FHP-Nutzer (Anbieter)	Anlagen-Betreiber, Energiehändler, Lieferant, Direktvermarkter, Dienstleister	Veröffentlicht sein Angebot an Flexibilität an der Handelsplattform
Interessent	Anlagen-Betreiber, Energiehändler, Lieferant, Direktvermarkter, Dienstleister	Ist kein akkreditierter Nutzer der Handelsplattform, kann aber zur Informationsbeschaffung anonymisierte Handelsdaten einsehen.

FHP-Betreiber ist verantwortlich für die Bereitstellung und Wartung der informationstechnischen Infrastruktur der FHP. Energiehändler, VNB oder ein Dienstleister kann als Akteur diese Rolle einnehmen.

FMS-Betreiber ist verantwortlich für die Bereitstellung und Wartung der notwendigen informationstechnischen Infrastruktur sowohl für die Anbindung des FMS an die FHP als auch der einzelnen FA. Direktvermarkter oder Dienstleister können die Rolle eines FMS-Betreibers einnehmen.

FA-Betreiber ist verantwortlich für die Bereitstellung und Wartung der energietechnischen Infrastruktur. Jede juristische Person kann diese Rolle als FA-Betreiber einnehmen.

FHP-Nutzer (Nachfrager) veröffentlicht seinen Flexibilitätsbedarf an der FHP. Bilanzkreisverantwortliche, Energiehändler oder VNB kann die Rolle als FHP-Nutzer (Nachfrager) einnehmen.

FHP-Nutzer (Anbieter) veröffentlicht sein Flexibilitätsangebot an der FHP. Direktvermarkter, Dienstleister oder FA-Betreiber können die Rolle als FHP-Nutzer (Anbieter) einnehmen.

Interessent kann anonymisierte Handelsdaten zur Informationsbeschaffung einsehen. Alle zuvor genannten Akteure können die Rolle als Interessent einnehmen.

Essenzielle FHP-Nutzer (Nachfrager) sind unter anderen die VNB, die die Aufgabe haben, den sicheren Betrieb der Verteilnetze zu gewährleisten. Für den neu geschaffenen Flexibilitätsmarkt gilt es daher einen Mechanismus zu etablieren, der stärker die physikalische Netzsituation im Fokus hat und dadurch die Interaktion zwischen Marktteilnehmern und VNB regelt bzw. koordiniert [37]. Im folgenden Abschnitt werden die handelbaren Flexibilitätsprodukte beschrieben.

3.3 Flexibilitätsprodukte

Auf Basis der zuvor definierten Standardflexibilität sowie Akteure und Rollen werden in diesem Abschnitt die handelbare Flexibilitätsprodukte beschrieben. Diese unterscheiden sich nach *„Fahrplanprodukten“* und *„latenten Produkten“* [21].

Fahrplanprodukte zeichnen sich dadurch aus, dass deren Lieferung vollständig im Vorhinein geplant werden kann. Fahrpläne in diesem Zusammenhang sind Zeitreihen (meist in 15 min Schritten), in denen zu jedem Zeitpunkt die Leistungsmenge bekannt ist. Die physische Lieferung erfolgt anhand des gebuchten Fahrplans. Bereits heute ist der *vorgegebene Leistungsfahrplan* ein Standardprodukt an diversen externen Energiemärkten, wie z. B. an dem Marktplatz der European Energy Exchange (EEX). Um die FHP gegenüber existierenden Märkten abzugrenzen, wird kein reiner Leistungsfahrplan, sondern ein Fahrplanprodukt *„Netzzellenausgleich“* umgesetzt [21]. Der Unterschied ist dabei die Berücksichtigung des geographischen Standortes und der netztechnischen Topologie. Dadurch können Last- und Einspeiseverhältnisse in einem bestimmten Netzbereich optimiert werden. Bezogen auf die Standardflexibilität bedeutet das, dass der Netzzellenausgleich nur von FA erfüllt werden kann, die hinreichend quantifizierbar sind (Stufe zwei und drei).

Latente Produkte sind im Gegensatz zu Fahrplanprodukten nicht vollständig im Vorhinein planbar. Es wird lediglich eine Flexibilitätsmenge zu einem festgelegten Leistungspreis (Euro/kW) reserviert. Bei Bedarf kann diese Menge vollständig oder teilweise abgerufen werden. Der Abruf erfolgt dabei entweder manuell über eine Weboberfläche oder dynamisch über eine automatisierte Schnittstelle. Daraus ergeben sich folgende relevante Flexibilitätsprodukte:

- *Spannungshaltung*

Durch die Nutzung der reservierten Leistung wird die Spannung an dem Netzknoten der Anlage angepasst. Dabei erfolgt der Leistungsabruf dynamisch durch einen internen Regelkreis der Anlage.

Bei diesem Flexibilitatsprodukt werden folgende Regelparameter bei der Einzelvereinbarung (Vertragsabschluss) übergeben [21]:

- Sollwert der Spannung (V)
 - Spannungsband positiv/negativ (%)
 - Hysterese (%)
- *Leistungsabruf*
Durch die Nutzung der reservierten Leistungen können folgende Anwendungen realisiert werden:
 - Engpassmanagement auf einer Leitung oder in einem bestimmten Netzbereich
 - Ausgleich einer Netzzelle mittels eines dynamischen Leistungsabruf
 - Dynamische Spannungshaltung (ohne internen Regelkreis der Anlage)

Speziell die latenten Produkte *„Spannungshaltung“* und *„Leistungsabruf für das Engpassmanagement“* dienen dem VNB zur Netzstabilisierung. Aufgrund der Entflechtung von EVU und der damit einhergehenden Trennung von Handel und Netzbetrieb, darf der VNB nur in kritischen Netzsituation am Flexibilitätsmarkt teilnehmen. Im folgenden Kapitel wird der Netzzustand als Steuerungsindikator einer solchen Handelsplattform konzeptionell entwickelt.

Kapitel 4

Konzeption des Steuerungsindikator 'Netzzustand'

In diesem Kapitel wird der Netzzustand als Steuerungsindikator konzeptionell entwickelt. Dabei dienen definierte Indikatoren zur Beurteilung des Netzzustands. Auf dieser Grundlage werden anschließend verschiedene Netzzustandsphasen klassifiziert, die die Interaktionen der VNB mit anderen Marktteilnehmern regeln und somit die möglichen Marktaktivitäten beeinflussen. Eine klare und transparente Abgrenzung der einzelnen Phasen erfolgt anhand von definierten Kriterien und Grenzwerten. Weiter wird untersucht wie Netzbereiche auf Basis von lokalen Grenzwertverletzungen gebildet werden können. Im letzten Abschnitt erfolgt die Beschreibung der Rechte und Pflichten der VNB in den einzelnen Netzzustandsphasen.

4.1 Indikatoren des Netzzustands

Zur Beurteilung des Netzzustands im Verteilnetz werden Indikatoren festgelegt, die einerseits die thermische Belastung von Betriebsmitteln und andererseits die Spannungsabweichung an den Netzknoten berücksichtigen. Vernachlässigt werden dabei Aussagen über Oberschwingungen, Flicker oder schnelle Spannungseinbrüche, da diese hohe Anforderungen sowohl für die Messeinrichtungen als auch für die Präqualifikation der Flexibilitätsanlagen mit sich bringen.

Thermische Belastung von Betriebsmitteln

Ein wichtiger Indikator zur Beurteilung des Netzzustands ist eine Aussage über die thermische Belastung der Betriebsmittel. Hohe Temperaturen führen zu einer Verringerung der Lebensdauer bis hin zu deren Zerstörung

[31]. Maßgebend für die thermische Belastung ist die stromabhängige Verlustleistung in den Betriebsmitteln und ist nach folgender Formel definiert:

$$P_v = 3 \cdot I^2 \cdot R \quad (4.1)$$

P_v : Verlustleistung

I : Betriebsstrom

R : ohmscher Widerstand

Diese Verlustleistung erzeugt Wärme in den Betriebsmitteln. Kann diese Wärme nicht durch entsprechende Kühlung abgeführt werden, erhöht sich die Betriebstemperatur ϑ_b [27]. Zum Schutz vor zu hoher thermischer Belastung dienen Überstromschutzeinrichtungen. Steigt der Betriebsstrom auf einen unzulässigen Wert, schaltet die Überstromschutzeinrichtung den betroffenen Bereich ab. Die Nutzung von Flexibilität soll dem VNB eine weitere Möglichkeit bieten, ein Auslösen der Überstromschutzeinrichtung und somit eine Versorgungsunterbrechung zu verhindern. Im Folgenden werden Leitungen sowie Transformatoren als Betriebsmittel berücksichtigt. Sammelschiene, Schalter oder Abzweigmuffen werden auf Basis der Leitungen bzw. Transformatoren ausgelegt und daher im folgenden nicht weiter betrachtet.

- **Leitungen:**

Leitungen dienen in der Energieversorgung zur Übertragung der elektrischen Energie und sind als Freileitungen oder Kabel ausgeführt. Die Leiter der Freileitungen werden durch Leitungsmasten getragen, die nur durch die umgebende Luft voneinander isoliert sind. Das hat den Vorteil, dass die erzeugte Verlustwärme über die Oberfläche der Leiter an die Umgebung abgegeben werden kann. Ein Nachteil besteht bei den großen Abständen der einzelnen Leiter aufgrund des Isoliermediums Luft. Freileitungen werden im Verteilnetz zumeist in der Hochspannungsebene eingesetzt und dienen der Übertragung über große Distanzen. Deren Betriebstemperatur beträgt bei normalen Verbundseilen 80°C und bei Hochtemperaturseilen bis zu 210°C [22]. Diese Werte dürfen unabhängig von der Außentemperatur nicht überschritten werden, da sich sonst die Seilfestigkeit mindert. Kabel dienen zur Übertragung elektrischer Energie über kurze Distanzen und werden in der Erde verlegt. Zum Einsatz kommen Kabel daher meist in der Mittel- und Niederspannungsebene des Verteilnetzes. Der Unterschied zu Freileitungen besteht darin, dass sich die einzelnen Leiter auf engem Raum

befinden, die durch eine Isolierung voneinander getrennt sind. Ebenso wie bei Freileitungen ist die Auslastung der Kabeln abhängig von der Temperatur. Ein hoher Temperaturanstieg führt zu einer Verkürzung der Lebensdauer und kann schließlich eine thermische Zerstörung des Isolierstoffes hervorrufen (Wärmedurchschlag). Um dies zu vermeiden, darf an der Leiteroberfläche die zulässige Betriebstemperatur ϑ_b nicht überschritten werden. Dieser Wert ist abhängig vom Kabeltyp und beträgt 70°C bei einer Isolierung aus PVC bzw. 90°C bei VPE [22].

Der zulässige Bemessungsstrom I_r der Leitungen wird aus der jeweiligen Grenztemperaturen unter Normbedingungen ermittelt. Andere Einflussgrößen stellen die Verlegungsart, die Umgebungstemperatur sowie die Betriebsart dar. Diese werden durch Umrechnungsfaktoren berücksichtigt. Die Betriebsart gibt dabei das Verhältnis des 24 Stunden Mittelwerts der Last zu dem maximalen Lastwert innerhalb der Periode an. Bei einem Belastungsgrad von 1 spricht man von Dauerlast und wird bei Freileitungen angesetzt. Bei Kabeln wird ein Belastungsgrad von 0,7 angesetzt, das entspricht einer EVU-Last. [36]

Die zulässige Dauerstrombelastung wird nach folgender Formel ermittelt [36]:

$$I_{zul} = I_r \cdot f_1 \cdot f_2 \cdot f_3 \quad (4.2)$$

- I_r Bemessungsstrom bei den Normbedingungen
- f_1 Abweichung der Umgebungstemperatur
- f_2 Verlegeart von Kabeln oder Leitung
- f_3 Betriebsart der Leitung

Die Relation des Betriebsstroms zur zulässigen Dauerstrombelastung wird hier als Auslastungsgrad definiert und dient als Indikator für die thermische Belastung von Leitungen.

$$Auslastungsgrad = I/I_{zul} \cdot 100[\%] \quad (4.3)$$

- **Transformatoren:**

Transformatoren sind notwendig, um die verlustarme Übertragung der Energie zu ermöglichen. Durch die Transformation der Spannung auf unterschiedliche Ebenen, verändert sich der Strom umgekehrt proportional und somit auch die stromabhängige Verlustleistung. Im elektrischen Netz eines VNB unterscheidet man zwischen *Netzkuppelungstransformatoren* und *Verteiltransformatoren* [27]. *Netzkuppelungstransformatoren* verbinden die verschiedenen Spannungsebenen eines elektrischen Netzes. Über sie fließt die Energie aus dem Übertragungsnetz (Höchst- und Hochspannungsebene) in das Verteilnetz (Mittel- und Niederspannungsebene). *Verteiltransformatoren* transformieren die aus dem Mittelspannungsnetz bereitgestellte Spannung auf die Niederspannungsebene der Verbraucher.

Ebenso wie Leitungen, ist die Belastung der Transformatoren von der Verlustleistung abhängig. Diese setzt sich aus den stromabhängigen und stromunabhängigen Verlusten zusammen. Stromunabhängigen Verluste entstehen durch die Ummagnetisierung im Eisenkern, den magnetischen Abschirmungen und den Wirbelstromverlusten im Eisen. Die stromabhängigen Verlusten setzen sich aus den ohmschen Verlusten sowie den Zusatzverlusten der Wirbelströme der Wicklungen zusammen. [31]

Anders als bei Leitungen, wird in den Betriebsmitteldaten von Transformatoren nicht die zulässige Dauerstrombelastung angegeben, sondern die zulässige Bemessungsscheinleistung. Die zulässige Überschreitung ist von den Umgebungsbedingungen wie der Umgebungstemperatur abhängig.

Die zulässigen Scheinleistung wird nach folgender Formel berechnet:

$$S_{zul} = \sqrt{3} \cdot I_{zul} \cdot U_r \quad (4.4)$$

S_{zul} zulässige Scheinleistung

U_r Bemessungsspannung

Die Relation der Betriebsscheinleistung S zur zulässigen Scheinleistung S_{zul} wird hier als Auslastungsgrad definiert und dient als Indikator für die thermische Belastung von Transformatoren.

$$Auslastungsgrad = S/S_{zul} \cdot 100[\%] \quad (4.5)$$

Spannungsabweichung

Wie im Abschnitt 2.2 bereits erwähnt, ist der VNB verpflichtet, die Spannung innerhalb eines Toleranzbereichs zu halten, umso die Gefährdung von Betriebsmittel und Personen auszuschließen. Eine Überspannung kann zur Zerstörung führen, wogegen eine Unterspannung zu einem nicht funktionsgerechtem Betrieb von elektrischen Anlagen oder Geräten führen kann.

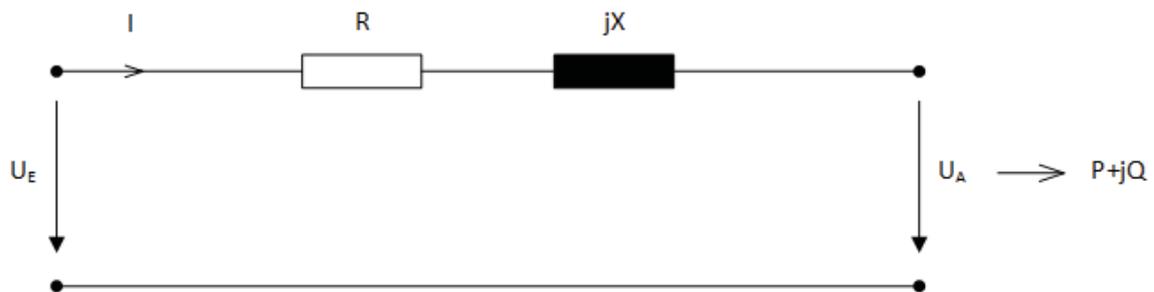


Abbildung 4.1: Ersatzschaltung einer kurzen Leitung

Abbildung 4.1 zeigt die Ersatzschaltung einer kurzen elektrischen Leitung für einen Leiter. In der Nieder- und Mittelspannungsebene sind die Leitungen stets als kurz anzusehen und die Kapazitäten können vernachlässigt werden [22]. Die Scheinleistung am Ausgang (Index A) eines Drehstromnetzes (3-Leiter-System) ergibt sich nach der Gleichung 4.6.

$$\underline{S}_A = P + jQ = \sqrt{3} \cdot \underline{U}_A \cdot \underline{I}^* \quad (4.6)$$

S_A Scheinleistung am Ausgang

P Wirkleistung

Q Blindleistung

\underline{U}_A Ausgangsspannung (Phase-Phase)

I Betriebsstrom einer Phase

Die Scheinleistung am Ausgang bewirkt eine Spannungsänderung aufgrund der Netzimpedanz ($R + jX$). Durch die Anwendung der Maschenregel ergibt sich folgende Gleichung:

$$\underline{U}_E = \underline{U}_A + \underline{I} \cdot (R + jX) \quad (4.7)$$

\underline{U}_E Eingangsspannung (Phase-Phase)

X induktiver Widerstand

Nach Umstellung der Gleichung 4.6 nach I und einsetzen in Gleichung 4.7 ergibt sich folgende Gleichung:

$$\underline{U}_E = U_A + \frac{P \cdot Q + j(XP - RQ)}{\sqrt{3} \cdot \underline{U}_A^*} \quad (4.8)$$

Diese nichtlineare Gleichung lässt sich nicht analytisch lösen, sondern nur durch einen Iterationsprozess mit einem angenommenen Startwert. Um dies zu umgehen, können zur Berechnung der Spannungsabweichung zwischen zwei Netzknoten auch die Näherungsformel nach Gleichung 4.9 angewendet werden [19].

$$\Delta U = -\frac{R \cdot P + X \cdot Q}{U^2} \quad (4.9)$$

Daraus lässt sich ableiten, dass sowohl die Wirkleistung als auch die Blindleistung Einfluss auf die Spannungsabweichung haben. Welche Leistung einen höheren Einfluss hat und sich damit besser zur Spannungsanpassung eignet, wird durch das R/X Netzimpedanzverhältnis bestimmt. In Übertragungsnetzen ist das Verhältnis $R/X \ll 1$ und somit die Blindleistung besser geeignet zur Spannungsanpassung. Dagegen ist das Verhältnis in Verteilnetzen $R/X > 1$ und daher die Wirkleistungsanpassung besser geeignet [1].

Flexibilität eignet sich zur Anpassung der Leistung (Wirkleistung oder Blindleistung) und ist dadurch in der Lage die Spannung an einem Netzknoten anzupassen. Ein weiterer Indikator zur Beurteilung des Netzzustandes ist die relative Spannungsabweichung nach Gleichung 4.10

$$\frac{\Delta U}{U_{Nenn}} = \frac{U_i - U_{Nenn}}{U_{Nenn}} \cdot 100[\%] \quad (4.10)$$

U_i Spannung am Netzknoten i

U_{Nenn} Nennspannung der Netzebene

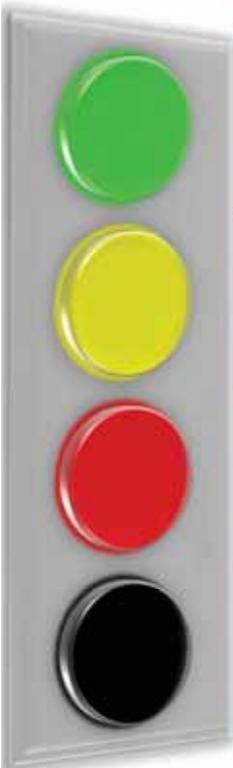
Im folgenden Abschnitt werden auf Grundlage dieser Indikatoren Netzzustandsphasen definiert sowie Kriterien und Grenzwerte zur Abgrenzung festgelegt.

4.2 Klassifikation von Netzzustandsphasen

Auf Basis des Ampelkonzepts [11], [37] werden Netzzustandsphasen sowie deren Auswirkungen auf das Marktgeschehen der Flexibilitätshandelsplattform definiert. Anschließend werden Kriterien und mögliche Grenzwerte für eine Abgrenzung solcher Zustandsphasen ermittelt.

4.2.1 Definition und Auswirkung der Netzzustandsphasen

Die Netzzustandsphasen dienen der Regelung und Koordination von Marktinteraktionen durch den VNB mit den übrigen Marktakteuren. Abbildung 4.2 zeigt die Unterteilung des Netzzustands in vier Phasen.



Netzzustandsphase	Auswirkung
Normaler Netzzustand	<ul style="list-style-type: none"> • Uneingeschränkter Flexibilitätshandel durch alle Marktakteure. • VNB greift nicht in Marktgeschehen ein.
Kritischer Netzzustand	<ul style="list-style-type: none"> • VNB darf Anfragen einstellen, um in den normalen Netzzustand zurückzukehren. • Angebote die den Netzzustand weiter negativ beeinflussen, werden vom Handel ausgeschlossen.
Gefährdeter Netzzustand	<ul style="list-style-type: none"> • VNB darf in Flexibilitätsanlagen unmittelbar eingreifen, um eine Versorgungsunterbrechung zu vermeiden.
Versorgungsunterbrechung	<ul style="list-style-type: none"> • Der Handel von Flexibilität sowie der unmittelbare Eingriff durch den VNB ist nicht möglich.

Abbildung 4.2: Netzzustandsphasen [nach 11]

Im "normalen Netzzustand" (grüne Netzampel) liegen die Indikatoren zur Beurteilung des Netzzustands im zulässigen Bereich. Der VNB greift in dieser Phase nicht in das Marktgeschehen ein. Der Flexibilitätshandel ist durch alle anderen Marktakteure uneingeschränkt möglich.

Der "kritische Netzzustand" (gelbe Netzampel) liegt bei einer potenziellen Gefährdung des Netzbetriebs vor. In dieser Phase ist das Ziel des VNB in den "normalen Netzzustand" zurückzukehren. Um dieses Ziel zu erreichen ist er berechtigt, eigene Flexibilitätsanfragen auf der Handelsplattform einzustellen. Somit sollen durch den Wettbewerb kostengünstige Lösungen zur Verbesserung des Netzzustands entstehen. Weiter werden Flexibilitätsangebote gesperrt, die der Maßnahme zur Netzstabilisation entgegenwirken. Durch diese Einschränkung kann nur solche Flexibilität gehandelt werden, die den Netzzustand positiv be-

einflussen.

Im "gefährdeten Netzzustand" (rote Netzampel) ist unmittelbar Gefahr in Verzug. In dieser Phase wird der Flexibilitätshandel ausgesetzt. Der VNB kann umgehend in die Flexibilitätsanlagen eingreifen (Rundsteuerung, EisMan), ohne dass ein entsprechendes Angebot vorliegt. Bereits abgeschlossene Einzelvereinbarungen anderer Marktteilnehmer können zur Sicherung des Netzbetriebs überschrieben werden (Redispatch). Die rechtliche Grundlagen sowie die Vergütung, im Falle eines unmittelbaren Eingriffs, werden durch allgemein gültige Vereinbarungen vertraglich festgelegt.

Kommt es zu einer "Versorgungsunterbrechung" (schwarze Netzampel) wird der Handel von Flexibilität ausgesetzt. Der VNB kann in dieser Phase auch nicht unmittelbar auf Flexibilitätsanlagen zugreifen. Zu den Versorgungsunterbrechungen zählen zum Einen geplante (z. B. aufgrund von Wartungsarbeiten) und zum Anderen unvorhersehbare Unterbrechungen (z. B. aufgrund von Störungen oder Netzausfällen).

Diese Handlungen seitens des VNB sollen nicht bereits existierende Maßnahmen ablösen, sondern weitere Möglichkeiten bieten, wieder in den "normalen Netzzustand" zurückzukehren.

4.2.2 Kriterien und Grenzwerte zur Abgrenzung der Netzzustandsphasen

Die Netzzustandsphasen fungiert als Schnittstelle zwischen netzdienlichem und marktdienlichem Verhalten, auch zwischen einem eng und einem weniger reguliertem Bereich [11], [37]. Es sind daher hohe Ansprüche an einen diskriminierungsfreien Netz- und Marktzugang zu stellen. Im Sinne des Unbundlings sind Netzbetrieb und Markt getrennt. Dennoch besteht historisch gewachsen nach wie vor eine große Nähe zwischen den ehemaligen Sparten der EVU, die heute unternehmerisch unabhängig agieren. Dies kann am besten durch Transparenz und nachvollziehbare Kriterien für die Ermittlung des Netzzustandes erfolgen. Im Folgenden sind Kriterien und Grenzwerte definiert, die die einzelnen Phasen eindeutig voneinander abgrenzen. Es ist zu empfehlen, dass diese Kriterien und Grenzwerte sowie die aktuellen Netzzustandsphasen öffentlich zugänglich gemacht werden, um so ein opportunistisches Verhalten seitens des VNB zu vermeiden. Diese Kriterien und Grenzwerte werden vertraglich mit den Flexibilitätsanbietern abgesichert.

Die Abgrenzung der einzelnen Netzzustandsphasen erfolgt anhand folgender

Kriterien und Grenzwerte (vgl. Abbildung 4.1):

Höhe des Auslastungsgrads: Die zuvor definierten Maßnahmen in den "gelben" und "roten" Netzphasen sollen eine zusätzliche Möglichkeit bieten, Überlastung von Leitungen und Transformatoren zu verhindern. Daher liegt der Grenzwert des Auslastungsgrads bei 100 %. In Teilnetzen mit einer N-1 Sicherheit ändert sich der Grenzwert. Ein Ausfall eines Betriebsmittels darf zu keiner Versorgungsunterbrechung führen. Daher darf die Auslastung von Leitungen und Transformatoren nur so hoch sein, dass im Falle eines Ausfalls der Lastfluss weiterhin übertragen werden kann [22]. Zum Beispiel darf die Auslastung bei einer Einspeisung mittels zweier Transformatoren (gleicher Bauart) maximal 50 % betragen. Beide Transformatoren haben somit ausreichend Reservekapazität, um die gesamte Leistung zu übertragen, falls ein Transformator aufgrund einer Abschaltung ausfällt. Dies gilt ebenso für Freileitungen und Kabel. Gegebenenfalls müssen Sicherheitsmargen aufgrund von Messunsicherheiten oder Schätzfehlern berücksichtigt werden.

Höhe der relativen Spannungsabweichung: Für die langsamen Spannungsänderungen gelten die Vorgaben nach DIN EN 50160. Dabei müssen 95% der 10-minütigen-Mittelwerte des Effektivwertes jedes Wochenintervalls innerhalb der Grenzen $\pm 10\%$ der Nennspannung liegen [16]. Lange Versorgungsunterbrechungen werden in der Norm definiert als kleiner 1 % der Nennspannung über die Dauer von mindestens drei Minuten. Da das Mittelspannungsnetz in der Regel starr mit dem Niederspannungsnetz gekoppelt ist, muss das Spannungsband aufgeteilt werden [35]. Daraus ergeben sich unterschiedliche Spannungsgrenzen in den einzelnen Netzebene.

Zeit bis zum Eintritt einer prognostizierten Grenzwertverletzung: Wird eine Grenzwertverletzung prognostiziert (Auslastungsgrad | relative Spannungsabweichung) und ist die verbleibende Zeit bis zum Eintritt (t_{Eintritt}) größer als die Reaktionszeit (t_{Reaktion}), liegt ein "kritischer" Netzzustand vor. Es bleibt genügend Zeit diese Grenzwertverletzung durch den Handel von Flexibilität auszugleichen. Ist dagegen $t_{\text{Eintritt}} < t_{\text{Reaktion}}$, liegt ein "gefährdeter" Netzzustand vor (vgl. Tabelle 4.1). Die kurze Zeit bis zum Eintritt der Grenzwertverletzung verhindert einen Ausgleich durch den Flexibilitätshandel. Die Reaktionszeit ist abhängig von der Bearbeitungszeit des Handelsprozesses (Eingabe Flexibilitätsanfrage, Angebotsmatching, Vertragsabschluss, Reaktionszeit der Flexibilitätsanlage). Sie ist maßgeblich vom

Automatisierungsgrad der einzelnen Prozesse abhängig und ist derzeit noch nicht bekannt.

Dauer einer Versorgungsunterbrechung: Der Grenzwert liegt bei der Dauer einer Versorgungsunterbrechung (t_{vu}) bei drei Minuten. Kurze Versorgungsunterbrechungen ($t_{vu} < 3 \text{ min}$) werden von den VNB derzeit nicht systematisch in Störungserfassungssystemen erfasst und daher nicht weiter betrachtet.

Tabelle 4.1: Kriterien und Grenzwerte

Kriterien/ Netzzustand	Auslastungsgrad	Relative Spannungsabweichung	Zeit bis zum Eintritt einer Grenzwertverletzung	Dauer der Versorgungsunterbrechung
„normaler“ Netzzustand	Keine Grenzwertverletzungen (Auslastungsgrad $< 100\% / 50\%^*$ & $-10\% \leq \frac{\Delta U}{U_n} \leq +10\%$)		--	--
„kritischer“ Netzzustand	Grenzwertverletzung wird prognostiziert (Auslastungsgrad $\geq 100\% / 50\%^*$ $-10\% \geq \frac{\Delta U}{U_n} \geq +10\%$)		$t_{\text{Eintritt}} \geq t_{\text{Reaktion}}$	--
„gefährdeter“ Netzzustand	Grenzwertverletzung wird prognostiziert/ vorhanden (Auslastungsgrad $\geq 100\% / 50\%^*$ $-10\% \geq \frac{\Delta U}{U_n} \geq +10\%$)		$t_{\text{Eintritt}} < t_{\text{Reaktion}}$	--
Versorgungsunterbrechung	--	Grenzwertverletzung wird prognostiziert/ vorhanden ($\frac{\Delta U}{U_n} < -99\%$)	--	$t_{vu} > 3 \text{ min}$

* Gilt bei N-1 Sicherheit mit baugleichen Betriebsmitteln (Transformator, Leitungen)

Zur Veranschaulichung der Abgrenzung einzelner Netzzustandsphasen dient das Beispiel einer prognostizierten relativen Spannungsabweichung in Abbildung 4.3. Es wird eine Grenzwertverletzung prognostiziert ($t + 6$ bis $t + 9$). Die relative Spannungsabweichung liegt in diesem Bereich oberhalb der Grenze $+10\%$. Die Reaktionszeit ist hier auf den fiktiven Wert ($t_{\text{Reaktion}} = t + 2$) festgelegt.

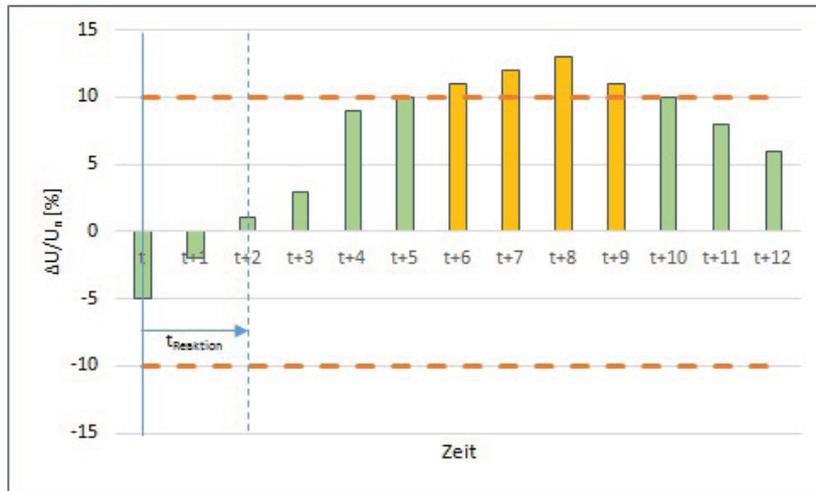


Abbildung 4.3: Beispiel der Netzzustandsphasen zum Zeitpunkt t

Da die verbleibende Zeit bis zum Eintritt der Grenzwertverletzung ($t_{Eintritt} = t + 6$) größer als die Reaktionszeit ist, liegt ein "kritischer Netzzustand" (gelbe Netzampel) vor.

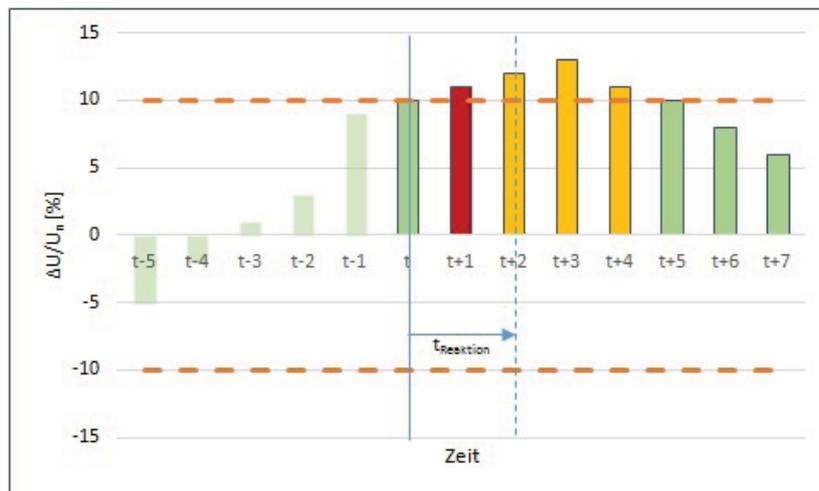


Abbildung 4.4: Beispiel der Netzzustandsphasen zum Zeitpunkt t+5

In Abbildung 4.4 ist die Zeit vorangeschritten ($t = t + 5$). Zu diesem Zeitpunkt wird weiterhin eine Grenzwertverletzung prognostiziert ($t + 1$ bis $t + 4$). Die verbleibende Zeit bis zum Eintritt ist jetzt aber kleiner als die Reaktionszeit ($t + 1 < t + 2$). Daher liegt in diesem Zeitraum, in der die verbleibende Zeit kleiner der Reaktionszeit ist, ein gefährdeter Netzzustand (rote Netzampel) vor. Die Grenzwertverletzungen treten in Leitungen und Transformatoren (Auslastungsgrad) sowie an den Netzknoten (Spannungsabweichung) auf. Alle Entnahme- und Einspeisestellen, die Einfluss auf jeweilige Grenzwertverletzungen haben, werden zu Netzbereichen zusammengefasst. Die Netzzustandsphasen beziehen

sich daher auf individuelle Netzbereiche in der die Grenzwertverletzungen auftreten. Im folgenden Kapitel wird eine Möglichkeit zur Bildung solcher Netzbereichen aufgezeigt.

4.3 Bildung von Netzbereichen

Im vorherigen Kapitel wurden auf Basis der Indikatoren Netzzustandsphasen definiert. Ein Ziel des Projekts *Flex4Energy* ist es, dass der VNB im kritischen bzw. gestörten Zustand seines Netzes Flexibilität nutzen kann, um einen ungestörten Betrieb herbeizuführen. Die einzelnen Flexibilitätsanlagen sind dabei an festen örtlichen Lokalitäten im Netz gebunden. Der Zählpunkt ist die Stelle im Netz, an der Energie entnommen oder in das Netz eingespeist wird. Jede Zählpunktbezeichnung wird einmalig und eindeutig für einen bestimmten Zählpunkt (z. B. Abnahmestelle, Aus- bzw. Einspeisestelle oder Übergabestelle) vergeben. Sie besteht aus 33 Stellen, die sich aus folgenden Bestandteilen zusammensetzt [38]:

- Internationale Länderkennung gemäß ISO 3166-1 (2 Stellen, alphabetisch)
- VDEW-Stromnetzbetreibernummer (6 Stellen, numerisch, rechtsbündig angeordnet sowie nach links mit Nullen aufgefüllt)
- Postleitzahl (5 Stellen, numerisch)
- Zählpunktnummer (20 Stellen, alphanumerisch)
- Bsp. D E 0 0 0 0 9 1 9 5 4 4 8 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 4 9 6 9 7 2 4 6

Das Problem bei der Nutzung einer Flexibilität zur Erbringung netzdienlicher Systemdienstleistung besteht darin, dass die derzeitige Zählpunktbezeichnungen keine netztechnische Abhängigkeiten aufweisen. Zur Verdeutlichung dieses Problems wird folgendes Beispiel aufgezeigt:

Aufgrund einer zu hohen Betriebsmittelauslastung einer Leitung XY kommt es zu einem kritischen Zustand. Eine Flexibilitätsanlage soll vom VNB genutzt werden um die Auslastung zu reduzieren. Hier stellt sich die Frage, ob diese Anlage mit der Zählpunktbezeichnung DE0000919... in der Lage ist die Auslastung an der Leitung XY zu reduzieren.

Um die netztechnischen Abhängigkeiten zu berücksichtigen, müssen die einzelnen Zählpunktbezeichnungen bestimmten Netzbereichen zugeordnet werden.

Diese Zuordnung muss aufgrund von möglichen Veränderungen der Schaltzustände sowie aufgrund der zugrundeliegenden Grenzwertverletzung flexibel ausgelegt werden. Um das zu realisieren wird im Folgenden die Funktion der Inzidenzmatrix erläutert, die den topologischen Bezug herstellt.

Zuordnung von Leitungen und Knoten durch eine Inzidenzmatrix

Eine Inzidenzmatrix ermöglicht die Abbildung der Netztopologie [27], [29]. Dabei werden Zweige und Knoten innerhalb einer Matrix einander zugeordnet. Zweige stellen dabei die Leitungen und Transformatoren dar. Knoten dagegen sind Verknüpfungspunkte der Zweige und werden durch Zählpunkte, Sammelschienen in Schaltanlagen oder Verteilstationen realisiert.

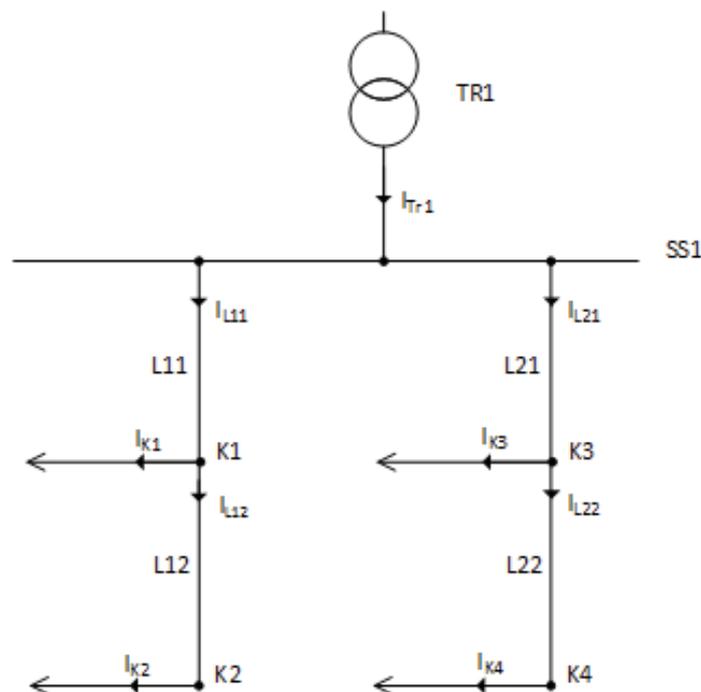


Abbildung 4.5: Beispiel eines Strahlennetzes

Abbildung 4.5 zeigt ein Beispiel eines einfachen Strahlennetzes, bestehend aus einem Transformator (TR1), einer Sammelschiene (SS1) und zwei Stichleitungen mit jeweils zwei Knoten. An jedem Knoten ist ein Abgang (z. B. ein Hausanschluss) angeschlossen.

Auf dieser Basis wird die Inzidenzmatrix in Tabelle 4.2 gebildet. Die Spalten stellen dabei die Zweige und Zeilen die Knoten dar. Ist ein Zweig mit einem Knoten direkt verbunden, dann wird die entsprechende Zelle mit einer "1" gekennzeichnet. Bei einer "0" ist der Zweig nicht mit dem Knoten verbunden.

Tabelle 4.2: Inzidenzmatrix des Strahlennetzes

	TR1_US	L11	L12	L21	L22
SS1	1	1	0	1	0
K1	0	1	1	0	0
K2	0	0	1	0	0
K3	0	0	0	1	1
K4	0	0	0	0	1

Beispiel einer Grenzwertverletzung an L21 (Auslastungsgrad > 100%)

Aus der Inzidenzmatrix in Tabelle 4.2 geht hervor, dass die Leitung L21 mit der Sammelschiene SS1 und dem Knoten K3 verbunden ist. Der Knoten K3 ist mit der Leitung L22 verbunden, die wiederum an den Knoten K4 angeschlossen ist. An der Sammelschiene sind neben der Leitung 21, der Transformator TR1 sowie die Leitungen L11 angeschlossen. Die Leitung L11 ist mit dem Knoten K1, der wiederum mit der Leitung L12 verbunden ist. Diese Leitung ist an den Knoten K2 angeschlossen.

Aus dieser Analyse der Inzidenzmatrix geht hervor, dass die Leitung L11 nur über die Sammelschiene mit den Leitungen L21 verbunden ist. Die Knotenpunktregel besagt, dass die Summe aller ein- und ausgehenden Ströme eines Knotens den Wert null ergeben muss [29]. Somit ergeben sich die Ströme nach Tabelle 4.3.

Tabelle 4.3: Einzelne Ströme nach der Knotenpunktregel

SS1: $I_{TR1} - I_{L11} - I_{L21} = 0 \rightarrow I_{TR1} = I_{L11} + I_{L21}$	
K1: $I_{L11} = I_{L12} + I_{K1}$	K3: $I_{L21} = I_{L22} + I_{K3}$
K2: $I_{L12} = I_{K2}$	K4: $I_{L22} = I_{K4}$

Daraus lässt sich schließen, dass nur die Ströme der Knoten K3 und K4 Einfluss auf den Auslastungsgrad an Leitung L21 nehmen und bilden somit den Netzbe- reich. Bei der Präqualifikation einer Flexibilitätsanlage wird deren Zählpunkt- bezeichnung einem Knoten zugeordnet. Die Indikatoren beziehen sich auf ein- zelne Zweige (Auslastungsgrad) oder Knoten (relative Spannungsabweichung). Anhand der Inzidenzmatrix lassen sich alle Zählpunktbezeichnungen identifizie- ren, die Einfluss auf den Netzzustand nehmen und bilden bei einer Grenzwert-

verletzung den Netzbereich. Die Netzzustandsphasen beziehen sich daher auf den jeweiligen Netzbereich, in der die Grenzwertverletzung auftritt. Auf Basis der Netzbereiche können Angebote gesperrt werden, die den Netzzustand in diesem Bereich negativ beeinflussen. Des Weiteren werden diese identifizierten Zählpunktbezeichnungen im Angebotsmatching genutzt, um die richtige Flexibilität zu akquirieren und die Anfrage des VNB zu bedienen. Die Granularität der Inzidenzmatrix spielt bei der Bildung von Netzbereichen eine entscheidende Rolle. In dem Beispiel nach Abbildung 4.5 sind die einzelnen Leitungen in Segmente aufgeteilt. Bei der Behebung von Spannungsabweichungen hat dies den Vorteil, dass die Leitungssegmentierung eine differenziertere Auswahl der Netzbereiche ermöglicht. Wird dagegen die Leitung nicht segmentiert, könnten Flexibilitätsanlagen akquiriert werden, die keinen Beitrag zur Behebung einer Spannungsabweichung erbringen. Die Verantwortung für die Granularität und deren Aktualität hat der VNB zu tragen.

4.4 Rechte und Pflichten des Verteilnetzbetreibers

Auf Grundlage der einschlägigen Gesetze und den zuvor klassifizierten Netzzustandsphasen werden in diesem Abschnitt die Rechte und Pflichten des VNB definiert.

Normaler Netzzustand:

Aufgrund der Entflechtung von vertikalen EVU ("Unbundling") nach §7 EnWG darf der VNB nicht am Energiehandel teilnehmen, sofern keine Gefährdung der Sicherheit bzw. Zuverlässigkeit der Energieversorgung vorliegt. Ausgenommen davon sind EVU mit weniger als 100.000 Kunden gemäß §7 Abs. 2 EnWG. [6] Der VNB darf somit in dieser Netzzustandsphase nicht am Flexibilitätsmarkt aktiv werden.

Gefährdeter Netzzustand:

Der Gesetzgeber hat mit den §§13 ff. EnWG die rechtliche Rahmenbedingungen geschaffen, die den Netzbetreibern erlauben Maßnahmen zu treffen, die den sicheren und zuverlässigen Betrieb bei einer Gefährdung oder Störung der Energieversorgung gewährleisten. Gemäß §13 Abs. 2 und §14 Abs. 1 EnWG kann der VNB Maßnahmen einleiten, die zur Anpassung der Einspeisung, Übertragung und Abnahme dienen. [6] In dieser Netzzustandsphase kann der VNB, aufgrund einer potenziellen Gefährdung des siche-

ren und zuverlässigen Netzbetriebs, Flexibilitätsangebote sperren, die den Netzzustand weiter negativ beeinflussen können. Die Entschädigung des Anbieters der Flexibilität kann im Vorfeld vertraglich ausgeschlossen werden. Des Weiteren hat der VNB das Recht eigene Flexibilitätsanfragen aufzugeben, umso der Gefährdung entgegenwirken. Kommt es in diesem Fall zu einer Einzelvereinbarung zwischen VNB und Anbietern können die Kosten gemäß §21 Abs. 2 EnWG auf die Netzentgelte umgelegt werden [6]. Weiter ist zu klären inwiefern die Anbieter von reduzierten Netzentgelten Gebrauch machen können.

Gestörter Netzzustand:

Nach §14a EnWG können unterbrechbare Verbrauchseinrichtungen direkt von Seiten des VNB oder indirekt durch Dritte auf Forderung des VNB gesteuert werden, sofern dies vertraglich vereinbart ist [6]. Die Betreiber dieser unterbrechbaren Verbrauchseinrichtungen haben in diesem Fall ein Recht auf reduzierte Netzentgelte. Für Anlagen aus erneuerbaren Energien, die mit einer ferngesteuerten Reduzierung gemäß §9 Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) ausgestattet sind, kann der VNB die Einspeiseleistung bei einem Netzengpass nach §14 Abs. 1 EEG reduzieren. Wird eine solche EE-Anlage von Seiten des VNB abgeregelt, erhält der Betreiber gemäß §15 Abs. 1 EEG eine Entschädigung. [7]

Versorgungsunterbrechung:

Der VNB kann auf Grundlage §17 Abs. 1 der Niederspannungsanschlussverordnung (NAV) die Versorgung, aufgrund betriebsnotwendiger Arbeiten oder zur Vermeidung eines drohenden Netzzusammenbruchs, unterbrechen. Bei ungeplanten Versorgungsunterbrechungen hat der Anlagenbetreiber ein Recht auf Entschädigung des Vermögensschadens (geldwerter Nachteil), wenn gemäß §18 Abs. 1 Nr. 1 NAV Vorsatz oder grobe Fahrlässigkeit vorliegt. Die Haftung des Vermögensschadens ist bei sonstigen Fahrlässigkeiten ausgeschlossen. Hinsichtlich eines Sachschadens hat der Anlagenbetreiber ein Recht auf Entschädigung gemäß §18 Abs. 1 Nr. 2, wenn Vorsatz oder Fahrlässigkeit vorliegt. [8] Bis zum Inkrafttreten der Mittelspannungsanschlussverordnung gelten die Bedingungen der NAV ebenso für den Anschluss an Mittelspannungsnetzen.

Kapitel 5

Verifikation des Konzepts

In diesem Kapitel wird das zuvor spezifizierte Konzept verifiziert. Dies erfolgt auf Basis eines Referenznetzes in der Mittelspannungsebene, das mittels dem Netzberechnungsprogramm *PowerFactory* simuliert wird. Dabei fließen synthetische Last- und Erzeugungsprofile mit ein. Durch den weiteren Zubau von dezentralen Erzeugungsanlagen wird die Häufigkeit und die Dauer von Grenzwertverletzungen untersucht.

5.1 Referenznetz

Für die Simulation wird ein Referenznetz genutzt, das die reale Netztopologie praktisch widerspiegelt. Zur Anwendung kommt das CIGRE Benchmarknetz¹ der Mittelspannungsebene und ist in Abbildung 5.1 grafisch dargestellt. Das Netz wird versorgt von zwei Netzkupplungstransformatoren und koppeln die Hochspannungsebene (externes Netz) mit der Mittelspannungsebene. Durch eine offene Trennstelle am Knoten K8 ist das Netz in zwei Netzsegmente aufgeteilt. Bei der Simulation wird ausschließlich das Netzsegment 1 betrachtet, das durch den Transformator TR1 versorgt wird. Leitungen (Kabel) verbinden in Form eines offenen Ringnetzes 11 Netzknoten, an denen Abgänge als aggregierten Lasten der Niederspannungsebene angeschlossen sind. An den Knoten 3 bis 11 wird jeweils die Leistung aus PV-Anlagen in das Netz eingespeist. Ebenso wie bei den Lasten werden diese aggregiert und jeweils als ein Abgang dargestellt.

¹CIGRE (International Council on Large Electric Systems) gründete eine Task Force C6 in der Verteilnetze untersucht werden, mit dem Ziel, die technischen Einflüsse und Anforderungen von verteilter Erzeugung und deren Auswirkung auf die Effizienz, die Netzkosten sowie auf die Umwelt zu analysieren.

- Leitungen

Im Referenznetz der Mittelspannungsebene werden ausschließlich der Kabeltyp NA2XS2Y 3x1x150 mm eingesetzt. Freileitungen kommen nicht zum Einsatz. Die Betriebsmitteldaten zu diesem Kabeltyp sind in Tabelle 5.1 dargestellt.

Tabelle 5.1: Betriebsmitteldaten des Kabeltyps NA2XS2Y 3x1x150 mm

Bezeichnung	R'	L'	C'	I _{be}
	[Ω/km]	[mH/km]	[μF/km]	[A]
NA2XS2Y 3x1x150 mm	0.206	0.61	0.25	319

R' Widerstandsbelag

L' Induktivitätsbelag

C' Kapazitätsbelag

I_{be} Zulässige Strombelastung bei Verlegung in Erde

Die entsprechenden Leitungslängen sind in Tabelle 5.2 aufgelistet und verbinden die einzelnen Netzknoten des Referenznetzes.

Tabelle 5.2: Leitungslängen des Netzsegment 1

Von Knoten	Nach Knoten	Länge	Von Knoten	Nach Knoten	Länge
i	j	[km]	i	j	[km]
K1	K2	2,82	K6	K7	0,24
K2	K3	4,42	K7	K8	1,67
K3	K4	0,61	K8	K9	0,32
K3	K8	1,3	K9	K10	0,77
K4	K5	0,56	K10	K11	0,33
K5	K6	1,54	K11	K4	0,49

- Transformatoren

Die Spannung wird von der Hochspannungsebene (110 kV) mittels eines Netzkupplungstransformators auf die Mittelspannungsebene (20 kV) transformiert. Die Betriebsmitteldaten des Transformators sind in der Tabelle 5.3 aufgelistet.

Tabelle 5.3: Betriebsmitteldaten des 20 kV Transformators

Bezeichnung	S_n [MVA]	P_{cu} [kW]	P_{Fe} [kW]	I_k [%]	Schaltgruppe [-]
TR1	25	125	20	12	Yyn5
TR2	25	125	20	12	Yyn5

S_n	Bemessungsscheinleistung
P_{Cu}	Kupferverluste
P_{Fe}	Eisenverluste
I_k	Kurzschlussstrom

5.2 Synthetische Lastprofile

Die synthetischen Lastprofile von Haushalten werden mittels des Simulationsprogramms *LoadProfileGenerator*² generiert. Dabei wird das Verhalten von Personen anhand bestimmter Aktivitäten (Arbeitszeiten, Schlafgewohnheiten, Kochen, u. a.) berücksichtigt. Auf Basis dieser Verhaltensstruktur wird die Nutzung von Haushaltsgeräten ermittelt und der Energieverbrauch berechnet. Im Vergleich zu anderen Simulationsprogrammen, wie z. B. das Open-Source Modell der Loughborough University, hat es den Vorteil, dass Lastprofile einer kompletten Siedlung (Anzahl Haushalte und Einwohner) über einen Zeitraum von einem Jahr simuliert werden können. Diese aggregierten Lastprofile können bei der Berechnung des Lastflusses einfach als Abgang im Referenznetz eingesetzt werden. Die Basisdaten der verschiedenen Siedlungen sind in Tabelle 5.4 aufgeführt.

²Der *LoadProfileGenerator* wurde von Noah Pflugradt im Rahmen eines Forschungsprojektes an der TU Chemnitz entwickelt

Tabelle 5.4: Siedlungen im Netzsegment 1

Bezeichnung	Anschluss MS-Netzknuten	Anzahl Haushalte	Anzahl Anwohner	Energieverbrauch [MWh/a]
Siedlung 1	Knoten 1	620	1480	22,195
Siedlung 3	Knoten 3	550	1800	28,121
Siedlung 4	Knoten 4	410	1340	20,019
Siedlung 6	Knoten 6	590	1460	20,324
Siedlung 8	Knoten 8	690	2060	30,278
Siedlung 9	Knoten 9	470	1140	19,059
Siedlung 10	Knoten 10	640	1760	25,399
Siedlung 11	Knoten 11	850	2200	36,589

Die synthetischen Lastprofile der Gewerbegebiete werden mittels der Standardlastprofile (SLP) generiert. Zum Einsatz kommen SLP, wenn keine registrierte Leistungsmessung erfolgt. SLP sind repräsentative Lastprofile, die für unterschiedlichen Kundengruppen (Haushalt, Landwirtschaft und Gewerbe) angewendet werden, bei denen jeweils ein ähnliches Abnahmeverhalten anzunehmen ist [17]. Der Profiltyp GO ist dabei der gewogene Mittelwert aus den Profiltypen G1 bis G6 und sind in Tabelle 5.5 näher beschrieben.

Tabelle 5.5: Beschreibung der Standardlastprofile für Gewerbe

Profiltyp	Beschreibung
G0	Gewerbe allgemein, Mittelwert der Gesamtgruppe
G1	Gewerbe, werktags 8 bis 18 Uhr (z. B. Büros, Arztpraxen, Werkstätten etc.)
G2	Gewerbe, überwiegender Verbrauch in den Abendstunden (z. B. Abendgaststätten, Freizeiteinrichtungen, Sportvereinen, Fitnessstudios, Solarien etc.)
G3	Gewerbe durchlaufend (z. B. Kühllhäuser, Pumpen, Gemeinschaftsanlagen, Zwangsbelüftung etc.)
G4	Gewerbe, Läden aller Art, Friseur
G5	Gewerbe, Bäckerei mit Backstube
G6	Gewerbe mit Wochenendbetrieb (z. B. Gaststätten, Ausflugslokale, Kinos, Sporteinrichtungen etc.)

Der Leistungsfaktor wird sowohl für die Gewerbegebiete als auch für die Siedlungen als konstanter Wert angenommen und beträgt $\cos\phi = 0,9$. Im folgenden Abschnitt werden die zur Anwendung kommenden synthetischen Erzeugungsprofile erläutert.

5.3 Synthetische Erzeugungsprofile

Auf Basis von Wetterdaten an der Messtation Frankfurt/Main werden synthetische Erzeugungsprofile für die PV-Erzeugung und eine Windkraftherzeugung für das Jahr 2013 berechnet. Die Wetterdaten sind vom Deutschen Wetterdienst (DWD) im viertelstündigen Raster und beinhaltet die Globalstrahlung auf eine horizontale Fläche sowie die Windgeschwindigkeiten in einer Höhe von 10 m [15].

5.3.1 Photovoltaik-Erzeugungsprofil

Aus der Globalstrahlung auf eine horizontale Fläche wird, mittels des Systemwirkungsgrads und einem Korrekturfaktor (Neigungswinkel, Ausrichtung), das PV-Erzeugungsprofil nach folgender Formel berechnet:

$$P_{PV} = H * \eta_{PV} * K(\beta, \gamma) * A * 10^{-6} \quad (5.1)$$

- P_{PV} : Erzeugungsleistung [MW]
- H : Globalstrahlung auf horizontale Fläche [W/m^2]
- η_{PV} : Systemwirkungsgrad der PV-Anlage
- $K(\beta, \gamma)$: Korrekturfaktor für Neigungswinkel und Ausrichtung
- A : Fläche der PV-Anlage [m^2]

Der Systemwirkungsgrad wird in der Berechnung als konstanter Wert angenommen und beträgt $\eta_{PV} = 0,135$ [13]. Der Korrekturfaktor berücksichtigt den Neigungswinkel (Abweichung von horizontaler Ebene) sowie die Ausrichtung (Himmelsrichtung) der PV-Anlage. Tabelle 5.6 zeigt die Werte des Korrekturfaktors für verschiedene Neigungswinkel und Ausrichtungen. Diese Werte wurden experimentell durch fest montierte Anlagen gewonnen [25].

Für die einzelnen PV-Erzeugungsprofile wird angenommen, dass 60 % der PV-Anlagen nach Süden, 30 % nach Süd-Ost oder Süd-West und 10 % nach Ost oder West ausgerichtet sind. Diese 60-30-10 Verteilung gilt ebenso für den Neigungswinkel der PV-Anlagen. Das bedeutet, dass 60 % einen Neigungswinkel von 30° ,

Tabelle 5.6: Korrekturfaktor $K(\beta, \gamma)$ für PV-Anlagen

Ausrichtung/ Neigungswinkel	Süd	Süd-Ost Süd-West	Ost West
30°	1,12	1,10	0,98
45°	1,11	1,09	0,93
60°	1,08	1,05	0,84

30 % einen Neigungswinkel von 45° und 10 % der Anlagen einen Neigungswinkel von 60° besitzen.

Die Fläche der PV-Anlagen im Niederspannungsnetz werden statistisch anhand der durchschnittlich installierten Leistung pro Anwohner ermittelt. Daraus ergibt sich für die jeweiligen Siedlungen eine installierte Leistung pro Anwohner von 0,2393 kWp/Anwohner [34]. Dabei benötigt ein kWp eine durchschnittliche Fläche von 10 m². In Tabelle 5.7 sind Flächen der PV-Anlagen des Referenznetzes angegeben. Die PV-Anlage am Netzknoten 7 ist eine Freiflächenanlage, die ihre Leistung direkt in das Mittelspannungsnetz einspeist.

Bezeichnung	Anschluss MS-Knoten	Anzahl Anwohner	Fläche [m ²]
PV 1	Knoten 1	1480	3541,6
PV 3	Knoten 3	1800	4307,2
PV 4	Knoten 4	1340	3206,6
PV 6	Knoten 6	1460	3493,8
PV 7	Knoten 7	-	12700
PV 8	Knoten 8	2060	4929,6
PV 9	Knoten 9	1140	2728,0
PV 10	Knoten 10	1760	4211,7
PV 11	Knoten 11	2200	5264,6

Tabelle 5.7: Aggregierte Flächen der PV-Anlagen

5.3.2 Windkraft-Erzeugungsprofil

Die Generierung des Windkraft Erzeugungsprofil erfolgt auf Basis von Windgeschwindigkeiten und der Leistungskennlinie einer Windkraftanlage (WKA). Die zur Verfügung stehenden Messwerte der Windgeschwindigkeiten sind in 10 m Höhe [15]. Durch die folgende Formel werden die Windgeschwindigkeiten auf einer Nabenhöhe von 70 m berechnet [13]:

$$v_2 = v_1 * (h_2/h_1)^a \quad (5.2)$$

v_2 : Windgeschwindigkeit der Höhe h_2 [m/s]

v_1 : Windgeschwindigkeit der Höhe h_1 [m/s]

h_2 : Nabenhöhe der Windkraftanlage [m]

h_1 : Höhe der Messwerte [m]

a : Rauigkeitsfaktor [-]

Der Rauigkeitsfaktor ist ein Korrekturfaktor, der die Oberflächenbeschaffenheit auf der Erde berücksichtigt. Beispielsweise ist der Rauigkeitsfaktor einer Wasseroberfläche $a = 1$, da die Luft gleichmäßig strömt und nicht beeinflusst wird. Bei der Berechnung wird ein Rauigkeitsfaktor von $a = 0,3$ angenommen, dies entspricht einem Gelände mit gleichförmig gestreuten Hindernissen von 10 bis 15 m Höhe, z. B. Wohnsiedlungen, kleine Städte, Wälder, Gebüsch und kleinen Feldern mit Büschen und Hecken. [13]

Nach Berechnung der Windgeschwindigkeiten auf der Nabenhöhe, erfolgt die Ermittlung der Leistung der WKA. Abbildung 5.2 zeigt die Leistungskennlinie der WKA Enercon 70 [18].

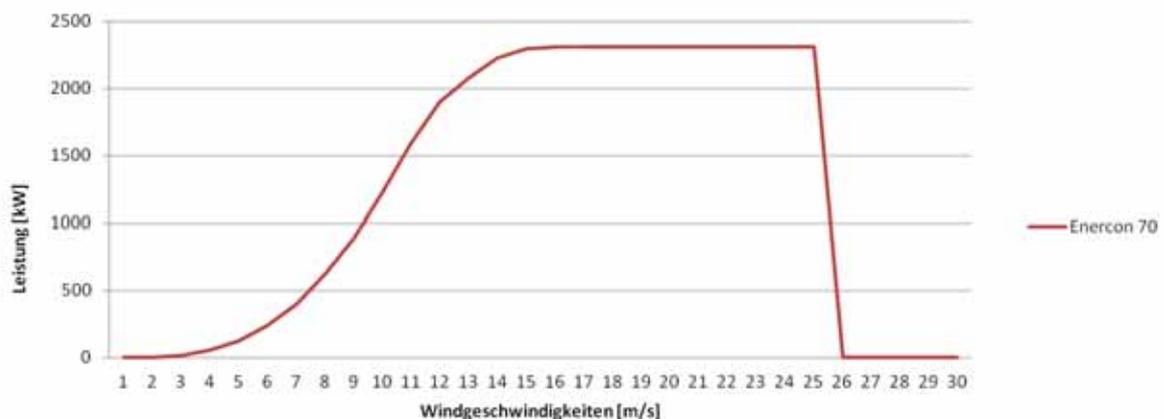


Abbildung 5.2: Leistungskennlinie der Windkraftanlage Enercon 70

Aus der Leistungskennlinie und den Windgeschwindigkeiten auf 70 m Höhe wird das Windkraft-Erzeugungprofil mittels des Berechnungsprogramms *Matlab* generiert. Der Leistungsfaktor wird dabei als konstanten Wert angenommen und beträgt $\cos\phi = 1$.

5.4 Beschreibung des Szenarios

Als Ausgangsszenario wird das Netzsegment 1 des Referenznetzes simuliert. Dies beinhaltet zum aktuellen Zeitpunkt alle Siedlungen und aggregierten PV-Anlagen. Der Anteil an dezentralen Erzeugungsanlagen soll durch den Zubau von drei WKA vom Typ Enercon 70 an dem Mittelspannungsknoten K7 sowie von zwei WKA des selben Typs am Knoten K5 gesteigert werden. Dabei ist zu untersuchen, ob der Zubau zu thermischen Überlastungen oder Spannungsbandverletzungen führt. Bezüglich der thermischen Überlastung ist zu beachten, dass stets die N-1 Sicherheit gegeben sein muss. Beide Transformatoren sowohl im Netzsegment 1 als auch im Netzsegment 2 haben die gleiche Bauart und Größe. Daher ist der Grenzwert des Auslastungsgrads auf 50 % begrenzt (vgl. 4.2.2). Dieser Grenzwert gilt ebenso für die Leitungen. Bezüglich der relativen Spannungsabweichungen liegen die Grenzwerte bei $\pm 5\%$, da hier das Spannungsband aufgrund der starren Kopplung zwischen den Netzebenen aufgeteilt wird (vgl. Abschnitt 4.2.2).

Im folgenden Abschnitt werden die Simulationsergebnisse sowohl für das Ausgangsszenario (ohne WKA) als auch für das Szenario mit WKA aufgezeigt und analysiert.

5.5 Simulationsergebnisse

In diesem Abschnitt wird die relative Spannungsabweichung der einzelnen Netzknoten im Netzsegment 1 sowie der Auslastungsgrad des Transformators und der Leitungen betrachtet. Die Ergebnisse bezüglich der relativen Spannungsabweichung sind in der Hilfsmaßeinheit *pu* (per unit) angegeben und beziehen sich auf einen jeweiligen Bezugswert. Dieser Bezugswert ist im Referenznetz die Nennspannung (20 kV) des Mittelspannungsnetzes. Unter Berücksichtigung der zulässigen Spannungsabweichung beträgt die obere Spannungsgrenze $1,05 pu$ und die untere Spannungsgrenze $0,95 pu$. Die Ergebnisse bezüglich des Auslastungsgrads werden in Prozent angegeben.

5.5.1 Ergebnisse für das Ausgangsszenario

Relative Spannungsabweichung:

Aus den Ergebnissen geht hervor, dass sowohl die maximale als auch die minimale Spannungen am Knoten 11 auftreten. Abbildung 5.3 zeigt die relative Spannungsabweichung am Knoten 11 über das simulierte Jahr.

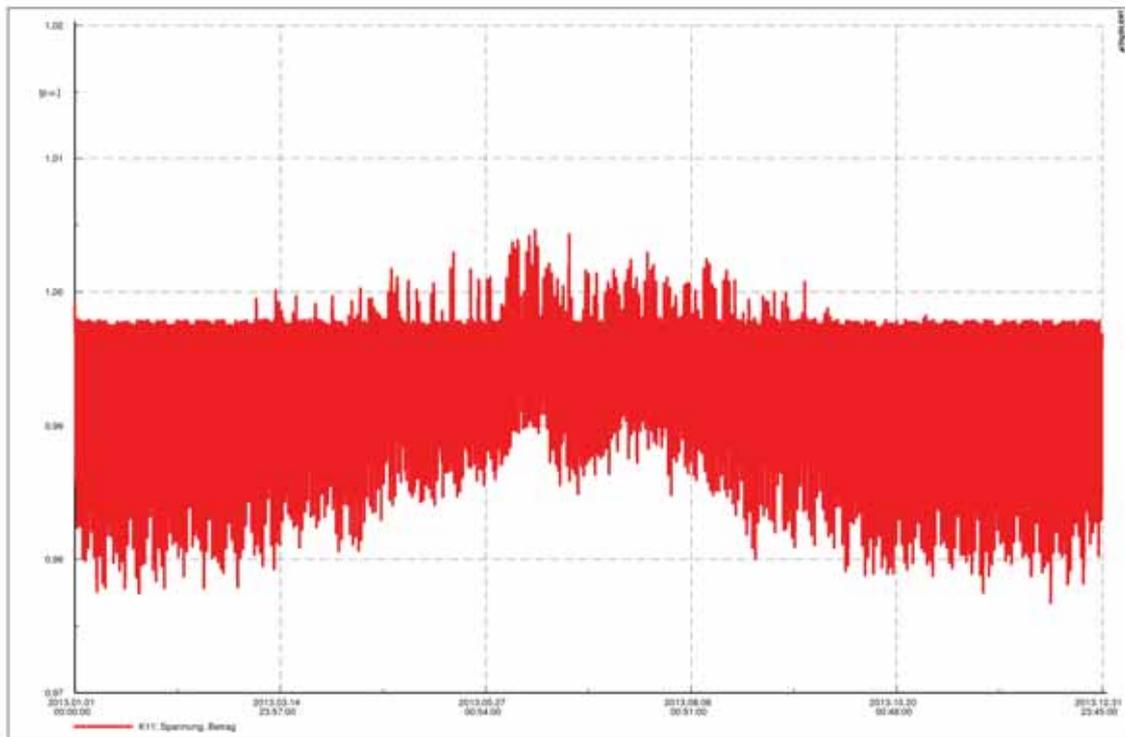


Abbildung 5.3: Zeitreihe der relativen Spannungsabweichung (Knoten 11 über ein Jahr)

Aus dem Diagramm ist zu erkennen, dass die Spannung zumeist geringer ist als die Nennspannung. In den Sommermonaten kommt es gelegentlich zu einer Spannungserhöhung. Abbildung 5.4 zeigt die relative Spannungsabweichung am 13.06. An diesem Tag um 14:45 Uhr erreicht die Spannung ihren maximalen Wert von $1,005 \text{ pu}$.

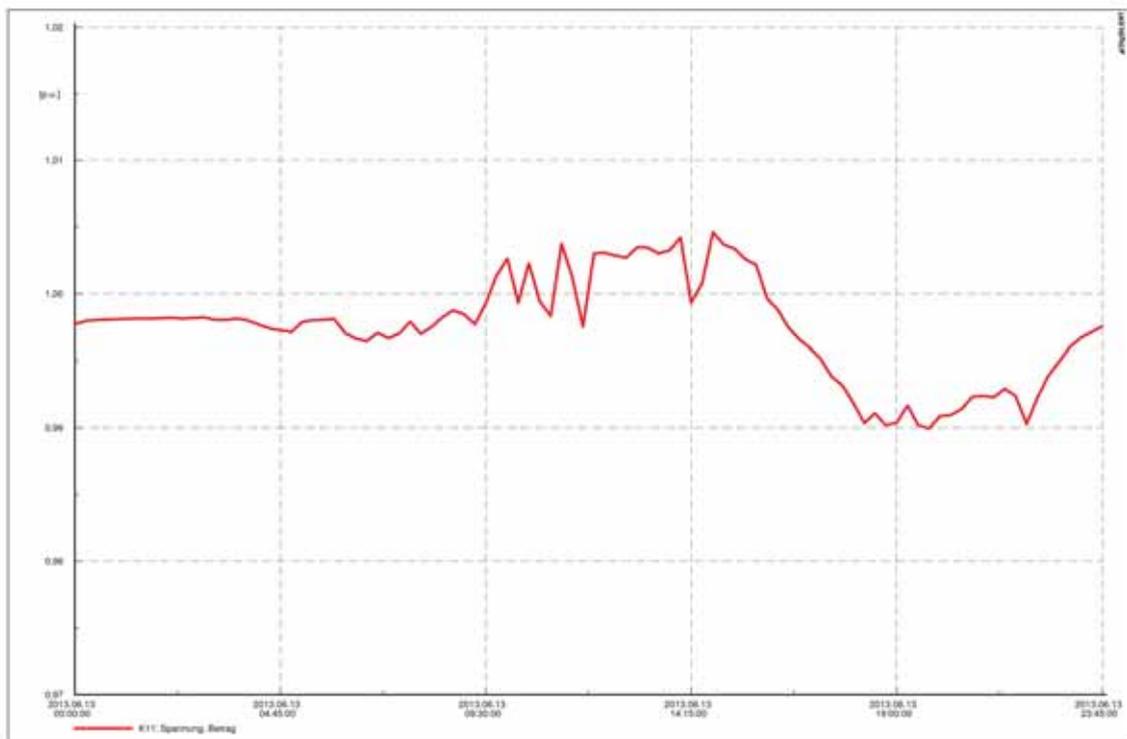


Abbildung 5.4: Zeitreihe der relativen Spannungsabweichung (Knoten 11 am 13.06)

Diese Spannungserhöhung lässt sich auf die hohe Einspeisung der PV-Anlagen bei gleichzeitig niedrigem Verbrauch zurückführen und ist in Abbildung 5.5 dargestellt. Die grüne Linie stellt die Einspeisung aus den aggregierten PV-Anlagen am Knoten 11 dar, wogegen die rote Linie den Verbrauch der Siedlung 11 darstellt. Es ist klar zu erkennen, dass in der Mittagszeit die Einspeisung höher ist als der Verbrauch. Daher kommt es zu einer Spannungserhöhung über die Nennspannung von 20 kV.

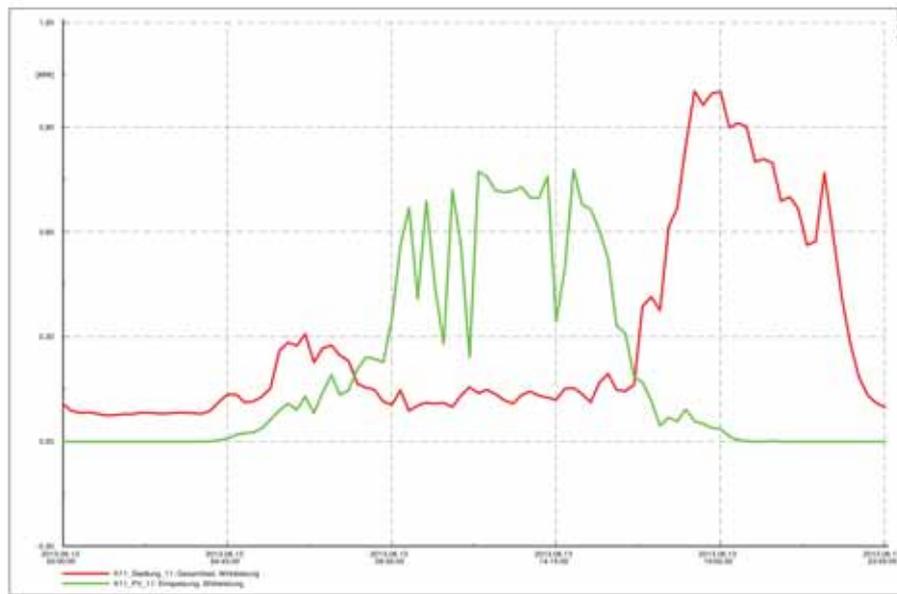


Abbildung 5.5: Zeitreihe der Einspeisung/Verbrauch (Knoten 11 am 13.06)

Die niedrigste Spannung wird am 13.12 um 18:15 Uhr erreicht und beträgt ca. $0,977 \text{ pu}$ (vgl. Abbildung 5.6). Diese Spannungsabsenkung ist zurückzuführen auf eine geringe Einspeisung bei gleichzeitig hohem Verbrauch.

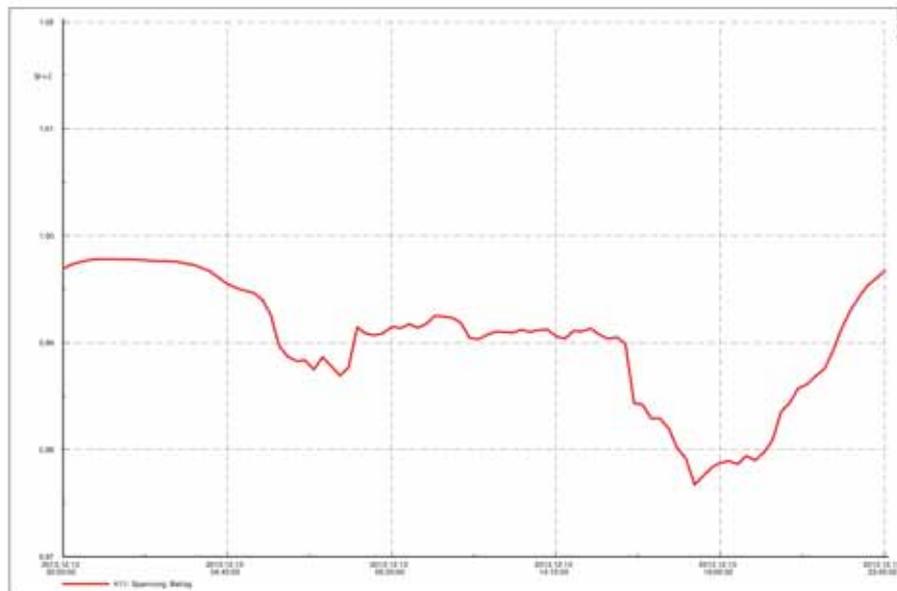


Abbildung 5.6: Zeitreihe der relativen Spannungsabweichung (Knoten 11 am 13.12)

Es lässt sich die Aussage treffen, dass es im Ausgangsszenario zu keiner Spannungsverletzungen kommt. Daher kann die Netzzustandsphase zu jedem Zeitpunkt als "normaler Netzzustand" eingestuft werden.

Auslastungsgrad:

Aus den Simulationsergebnissen geht hervor, dass der Auslastungsgrad von Leitungen am 13.12 um 18:15 Uhr den höchsten Wert erreicht. Diese tritt an der Leitung L12 auf und beträgt 27,36% (vgl. Abbildung 5.7). Da der Auslastungsgrad kleiner 50 % beträgt, ist die N-1 Sicherheit zu jeder Zeit gegeben.

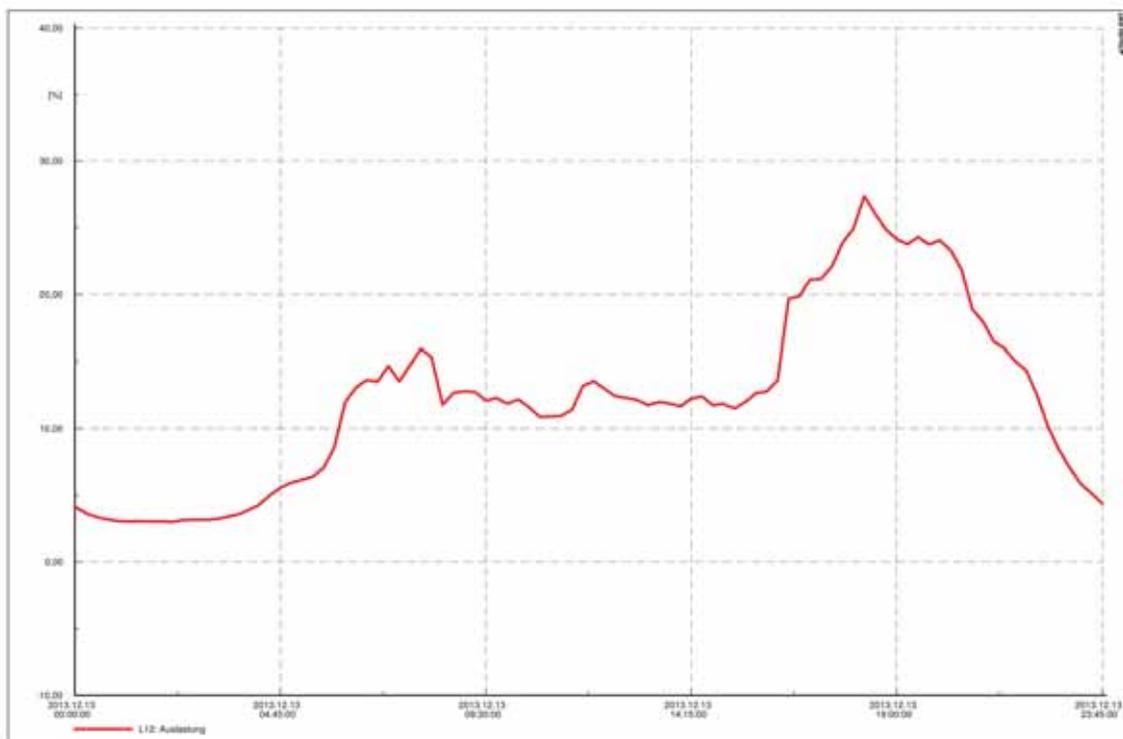


Abbildung 5.7: Zeitreihe Auslastungsgrad (L12 am 13.12)

Der Auslastungsgrad des Transformators TR1 erreicht ebenfalls die höchste Auslastung am 13.12 um 18:15 Uhr. Diese beträgt 39,50 % (vgl. Abbildung 5.8). Somit ist auch hier die N-1 Sicherheit zu jeder Zeit gegeben.

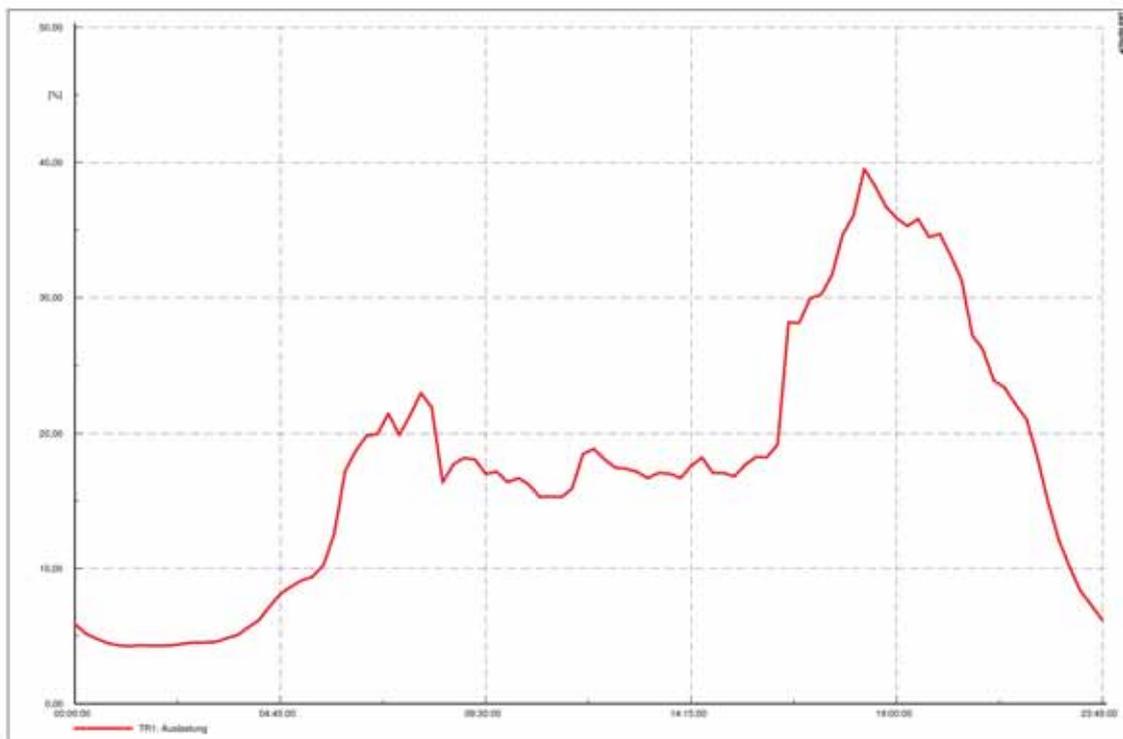


Abbildung 5.8: Zeitreihe Auslastungsgrad (TR1 am 13.12)

Die Ergebnisse verdeutlichen, dass es im Ausgangsszenario zu keiner Grenzwertverletzung kommt. Sofern keine Versorgungsunterbrechungen auftreten, befindet sich das Netzsegment 1 zu jedem Zeitpunkt des simulierten Jahres im "normalen Netzzustand". Somit ist der Flexibilitätshandel in diesem Netzbereich uneingeschränkt möglich.

Im folgenden Abschnitt werden die Ergebnisse der Simulation für das Szenario mit dem Zubau der WKA an den Netzknoten K5 und K7.

5.5.2 Ergebnisse für das Szenario mit WKA

Relative Spannungsabweichung:

Die maximalen Spannungsabweichungen treten am Knoten K7 auf. Dabei wird die höchste Spannung am 23.06 um 12:30 Uhr erreicht und beträgt $1,021 pu$. Die niedrigste Spannung tritt dagegen am 13.12 um 18:15 mit einem Wert von $0,978 pu$ auf. Abbildung 5.9 zeigt die Spannung am Knoten K7 über ein Jahr.

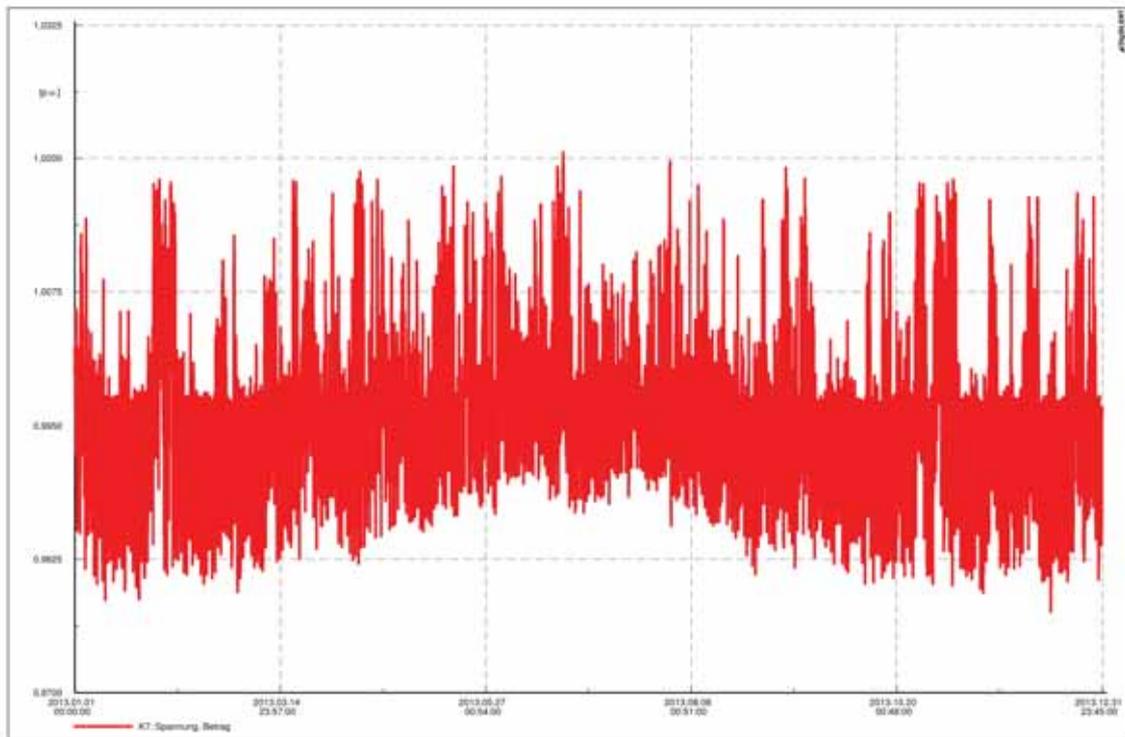


Abbildung 5.9: Zeitreihe relative Spannungsabweichung (K7)

Für dieses Szenario lässt sich die Aussage treffen, dass es durch den Zubau der WKA zu keinem Zeitpunkt des simulierten Jahres zu einer Spannungsbandverletzung kommt.

Auslastungsgrad:

Die maximale Auslastung der Leitungen wird am 23.06 um 12:30 Uhr an L12 erreicht und beträgt 42,86 %. In Abbildung 5.10 ist der Auslastungsgrad der Leitung L12 dargestellt.

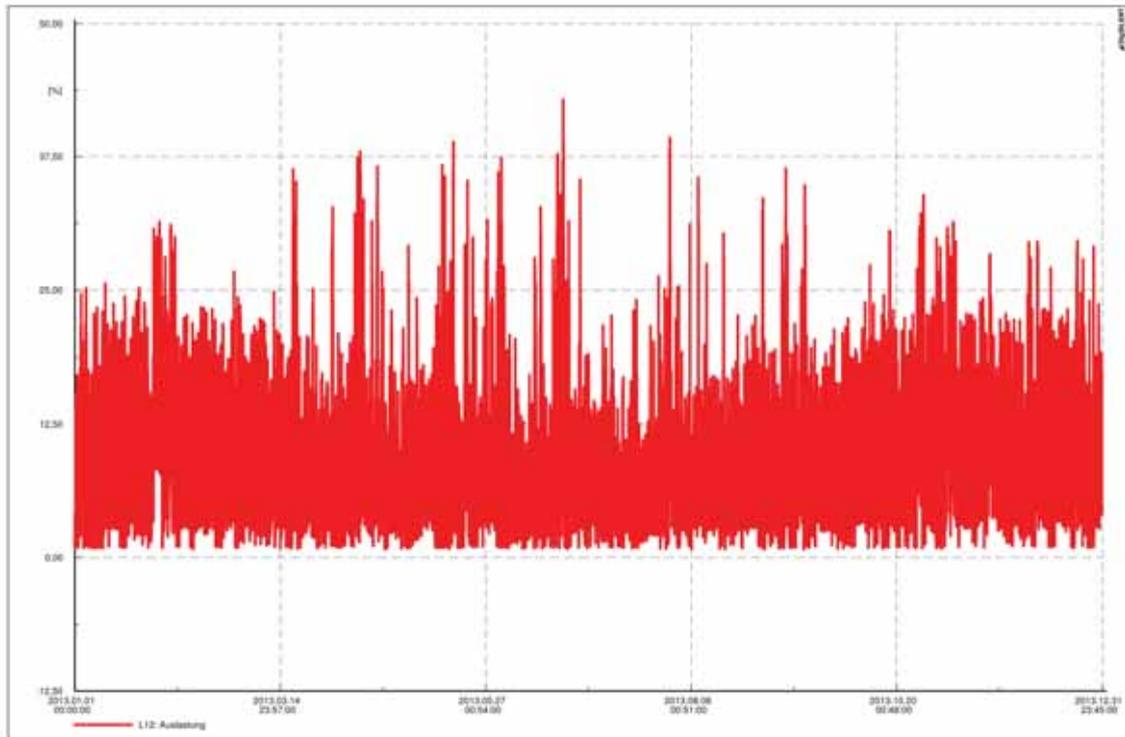


Abbildung 5.10: Zeitreihe Auslastungsgrad (L12)

Da der Auslastungsgrad der Leitungen zu jedem Zeitpunkt kleiner 50 %, ist die N-1 Sicherheit stets gegeben. Ein Ausfall einer Leitung führt somit zu keiner Versorgungsunterbrechung, da die Leistung durch andere Leitungen übertragen werden kann.

Die maximale Auslastung des Transformators TR1 wird ebenfalls am 23.06 um 12:30 erreicht und beträgt 58,23 %. Abbildung 5.11 zeigt die Auslastung über das simulierte Jahr.

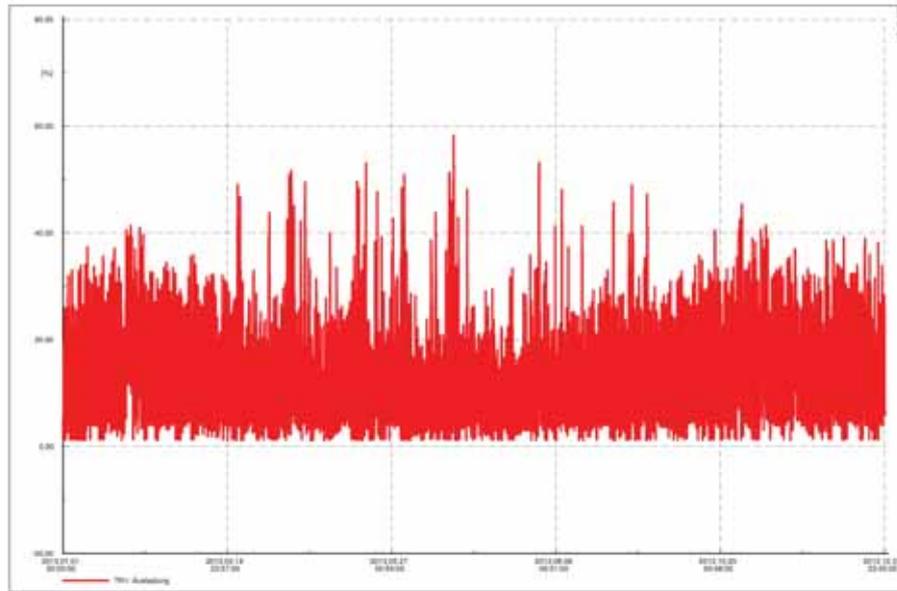


Abbildung 5.11: Zeitreihe Auslastungsgrad (TR1)

Es lässt sich erkennen, dass der Grenzwert von 50 % zu mehreren Zeitpunkten im Jahr überschritten wird. Somit ist die N-1 Sicherheit zu verschiedenen Zeitpunkten nicht gewährleistet.

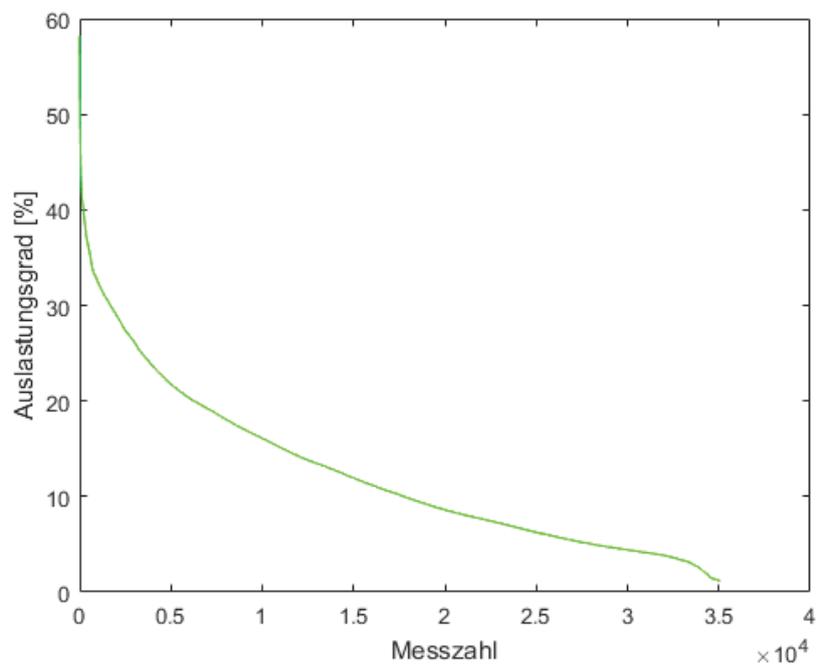


Abbildung 5.12: Verteilung der Auslastung am TR1

Abbildung 5.12 zeigt die Verteilung der Auslastungen des Transformators TR1.

Aus dem Diagramm lässt sich die Aussage treffen, dass die Anzahl von Grenzwertverletzungen des Auslastungsgrad relativ gering ist. Es lässt sich aber nicht erkennen, ob die Zeitpunkte aufeinander folgen, was die benötigte Energiemenge des Flexibilitätsbedarfs zur Vermeidung der Grenzwertverletzung erhöht. Die einzelnen Zeitpunkte und Werte der Grenzwertverletzungen sowie der Flexibilitätsbedarf sind in Tabelle 5.8 aufgelistet.

Tabelle 5.8: Grenzwertverletzungen des Auslastungsgrads TR1

Datum	Uhrzeit	Auslastung	Flexibilitätsbedarf
11.04	12:15	50,91%	-0,2275 MVA
12.04	11:00	50,44%	-0,11 MVA
12.04	11:30	51,78%	-0,445 MVA
15.05	12:45	53,07%	-0,7675 MVA
01.06	14:00	50,89%	-0,2225 MVA
21.06	11:15	50,82%	-0,205 MVA
21.06	13:30	50,67%	-0,167 MVA
21.06	15:00	51,39%	-0,3475 MVA
23.06	12:30	58,23%	-2,0575 MVA
23.06	15:00	52,66%	-0,665 MVA
31.07	09:45	50,24%	-0,06 MVA
31.07	10:15	51,54%	-0,385 MVA
31.07	10:30	50,21%	-0,0525 MVA
31.07	11:00	53,20%	-0,8 MVA

Zu diesen Zeiten ist der VNB berechtigt Flexibilitäten zu nutzen, da hier Grenzwertverletzungen des Auslastungsgrads auftreten. Ist die Reaktionszeit größer als die verbleibende Zeit bis zum Eintritt der Grenzwertverletzung, wird der Netzbereich (Netzsegment 1) als "kritischer Netzzustand" eingestuft. Der VNB kann in dieser Phase am Flexibilitätshandel teilnehmen. Ist die Reaktionszeit dagegen kleiner als die verbleibende Zeit bis zum Eintritt der Grenzwertverletzung, wird der Netzbereich als "gefährdeter Netzzustand" eingestuft. Der VNB kann unmittelbar auf Flexibilitätsanlagen in dem Netzsegment 1 zugreifen, um die Grenzwertverletzung zu verhindern. Durch die Nutzung von Flexibilität in der angegebenen Höhe kann die Auslastung auf 50 % reduziert werden. Die Verteilung der einzelnen Auslastungen unter Nutzung der Flexibilität ist in Abbildung 5.13 dargestellt.

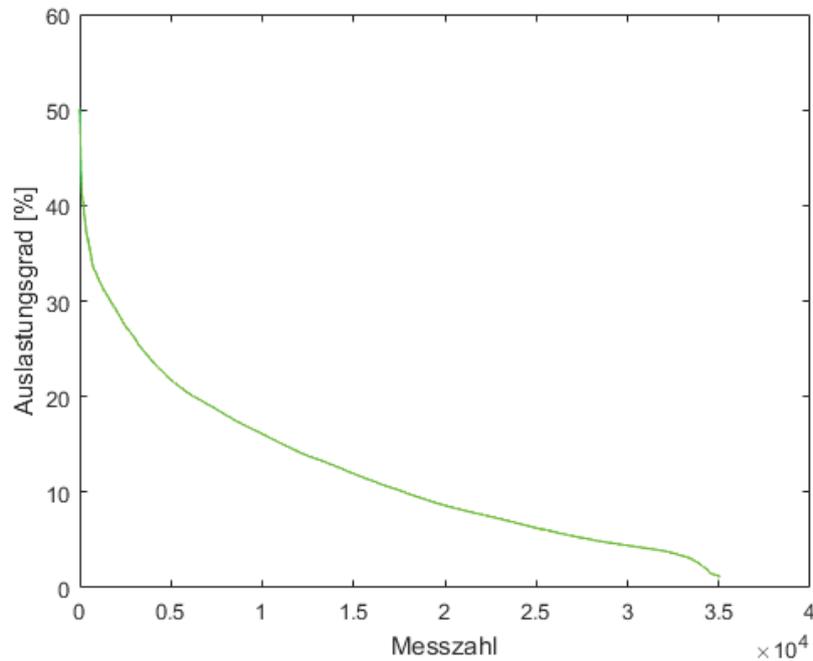


Abbildung 5.13: Verteilung der Auslastung am TR1 bei Nutzung der Flexibilität

Durch den Zubau der WKA kommt es an 14 Zeitpunkten im Jahr zu Grenzwertverletzungen des Auslastungsgrads. Den höchsten Flexibilitätsbedarf zur Vermeidung der Grenzwertverletzung wird am 23.06 um 12:30 Uhr erreicht und beträgt -2,0575 MVA. Diese Leistung wird über eine kurze Dauer von 15 min benötigt und entspricht einer Energiemenge von -0,514 MWh. Die längste Grenzwertverletzung tritt am 31.07 ab 10:15 Uhr auf und beträgt lediglich 30 min. Dabei wird eine relativ geringe Leistung von -0,385 MVA (10:15 Uhr) und -0,0525 MVA (10:30 Uhr) für jeweils 15 min benötigt. Dies entspricht einer Energiemenge von -0,096 MWh und -0,013 MWh. In Netzgebieten mit solch geringen Grenzwertverletzungen, bietet die Nutzung von Flexibilität eine Möglichkeit, die Potenziale von Energieanlagen effizient zu nutzen und somit einen Netzausbau zeitlich zu verschieben oder sogar zu vermeiden. Eine Aussage bezüglich der Wirtschaftlichkeit bedarf aber noch weiteren Untersuchungen. Diese sind nicht Gegenstand dieser Arbeit und wird daher ausgegrenzt. Die Häufigkeit des Auftretens von Grenzwertverletzung kann als Indikator für einen notwendigen Netzausbau dienen. Das bedeutet, je häufiger die Grenzwertverletzungen auftreten, desto notwendiger ist der Netzausbau.

Kapitel 6

Modellierung des Teilsystems "Netzzustandsidentifikator"

Nach der Verifikation des Konzepts erfolgt in diesem Kapitel die Modellierung des Teilsystems *Netzzustandsidentifikator* (vgl. Abbildung 3.2). Als Modellierungssprache wird die Unified Modelling Language (UML) genutzt. Die UML ist eine durch die ISO standardisierte, objektorientierte und weit verbreitete Notationsschrift, die anfänglich zur Darstellung, Entwicklung und Analyse komplexer Software-Architekturen Verwendung gefunden hat [32]. Im Folgenden werden zur Grobmodellierung Anwendungsfälle definiert, die mittels Sequenzdiagramme visualisiert werden. Eine Schnittstellenbeschreibung dient der Definition von Daten und deren Parameter die zwischen den Teilsystemen ausgetauscht werden müssen. Grundlage für diese Modellierung bietet die einfache Black-Box in Abbildung 6.1, in der die Input- und Outputdaten grob strukturiert sind.



Abbildung 6.1: Black-Box Modellierung

6.1 Anwendungsfälle

Anwendungsfälle (*engl. Use Cases*) dienen der grundsätzlichen Identifikation von Kernfunktionalitäten, die das System zur Erfüllung der Aufgabe leisten muss [23], [33]. Für das Teilsystem NZI werden fünf Kernfunktionalitäten identifiziert, die in Abbildung 6.2 mittels eines Anwendungsfalldiagramms festgehalten sind. In den Ovalen stehen die einzelnen Anwendungsfälle, wogegen die Akteure als Person dargestellt sind. Diese können aber nicht nur Personen repräsentieren, sondern auch beteiligte Teilsysteme, die mit dem betrachteten System interagieren.

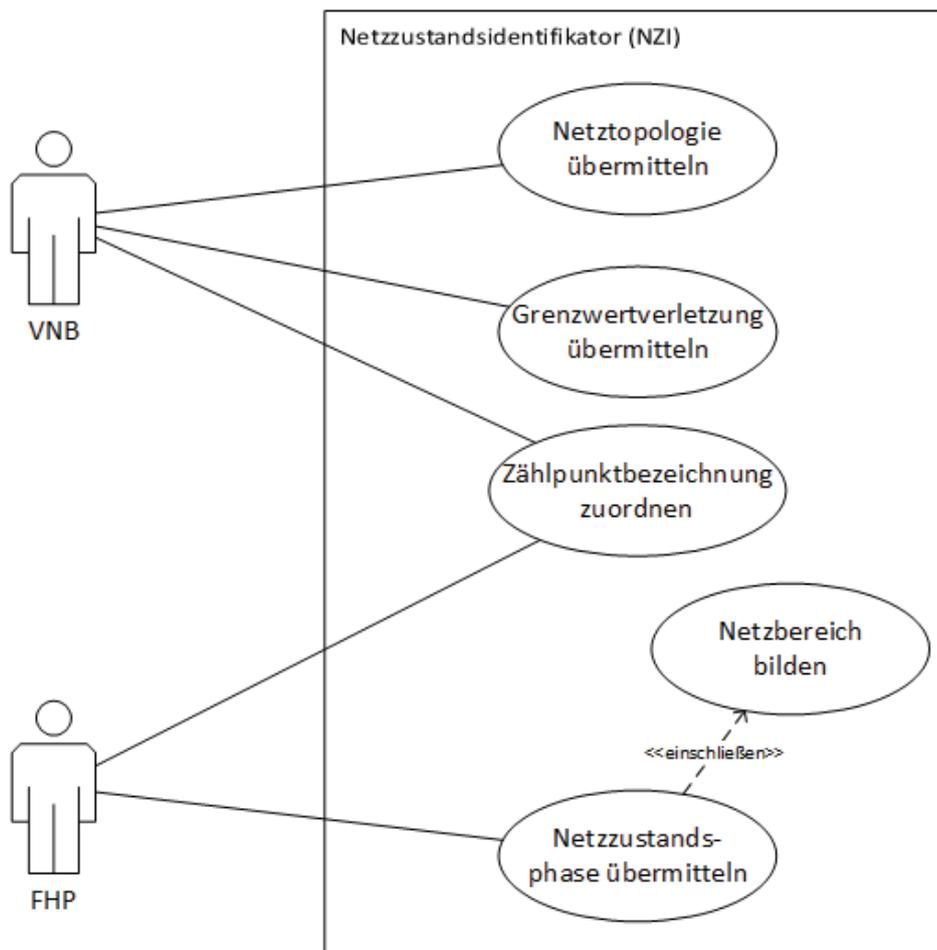


Abbildung 6.2: Anwendungsfalldiagramm

Der Anwendungsfall *“Netzzustandsphase übermitteln”* schließt den Anwendungsfall *“Netzbereich bilden”* mit ein. Das bedeutet, dass bei der Ausführung des Anwendungsfalles *“Netzzustandsphase übermitteln”*, der eingeschlossene Anwendungsfall ebenfalls ausgeführt werden muss.

Auf Basis dieser Grundstruktur können im Folgenden die identifizierten Anwendungsfälle vertieft werden. Dazu dient die Schablone zur detaillierten Beschreibung der Anwendungsfälle in Tabelle 6.1 [nach 23].

Tabelle 6.1: Schablone zur Beschreibung der Anwendungsfälle

Anwendungsfall ID:	Eindeutige Identifikationsnummer (ID) des Anwendungsfalls
Name:	Kurze prägnante Beschreibung aus Nomen und Verb
Beschreibung:	Kurze Beschreibung, was mit dem Anwendungsfall auf welchem Weg erreicht werden soll
Akteure:	Welche Akteure sind beteiligt
Vorbedingungen:	Was muss erfüllt sein, damit der Anwendungsfall gestartet werden kann
Ergebnis:	Wie sieht das mögliche Ergebnis aus
Standardablauf:	Welche einzelnen Schritte durchläuft der Anwendungsfall, dabei wird nur der typische Ablauf dokumentiert
Alternativablauf:	Welche Alternativen existieren zum typischen Ablauf
Auslöser:	Durch was wird der Anwendungsfall ausgelöst

Zur Visualisierung der Anwendungsfälle dienen Sequenzdiagramme, die die Interaktionen zwischen den beteiligten Akteuren zur Erfüllung der jeweiligen Aufgabe in der zeitlichen Reihenfolge des Datenaustauschs darstellen [30].

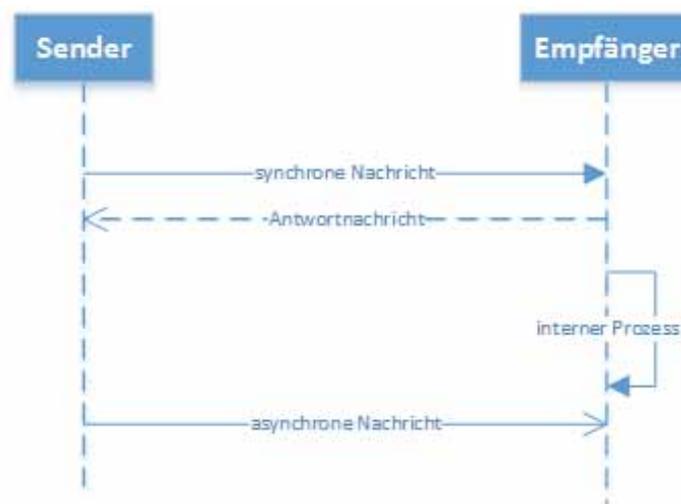


Abbildung 6.3: Notationsübersicht eines UML-Sequenzdiagramms

Abbildung 6.3 zeigt die wesentlichen UML-Elemente, die bei der Modellierung Anwendung finden. Das einfache Sequenzdiagramm besteht aus zwei Akteuren, dem *Sender* und *Empfänger*. Die gestrichelten, vertikalen Linien stellen die zeitliche Reihenfolge des Ablaufs dar. Eine *synchrone Nachricht* wird vom Sender an den Empfänger übermittelt und bedarf einer *Antwortnachricht*. *Interne Prozesse* erfordern keinen Datenaustausch zwischen den Akteuren. Als Beispiel sind hier innere Berechnungs- oder Optimierungsmethoden anzuführen. Im Gegensatz zu *synchronen Nachrichten* erfordert eine *asynchrone Nachricht* keine Antwort von Seiten des Empfängers.



Abbildung 6.4: Darstellung von Operatoren (links Alternative, rechts Schleife)

Zur Anwendung kommen auch alternative Handlungs- bzw. Entscheidungsmöglichkeiten oder Schleifen. Deren Darstellung erfolgt mit sogenannten *Operatoren* und sind in Abbildung 6.4 aufgezeigt. Als Beispiel eines *alt-Operators* ist hier ein Prüfungsvorgang anzuführen. Ist die erste Bedingung erfüllt (z. B. Prüfung erfolgreich), wird diese Alternative ausgeführt. Ist dagegen die zweite Bedingung erfüllt (z. B. Prüfung fehlgeschlagen), wird die entsprechende Alternative ausgeführt. Der *loop-Operator* dient dazu, Iterationen oder sogenannte Schleifen innerhalb eines Sequenzdiagramms darzustellen.

In den folgende Abschnitten werden die einzelnen Anwendungsfälle detailliert auf Basis der Schablone in Tabelle 6.1 beschrieben. Ebenso erfolgt die Modellierung der Interaktionen zwischen den Akteuren anhand des aufgezeigten Sequenzdiagramms.

6.1.1 Netztopologie übermitteln

In diesem Abschnitt wird der Anwendungsfall *Netztopologie übermitteln* modelliert. Die Netztopologie wird dabei in Form einer Inzidenzmatrix abgebildet und vom VNB an das Teilsystem übermittelt. Auslöser einer solchen Interaktion ist die erstmalige Registrierung eines VNB oder Änderungen der Netztopologie aufgrund von Ausbaumaßnahmen oder Schalthandlungen. In Tabelle 6.2 ist dieser Anwendungsfall detailliert beschrieben.

Tabelle 6.2: Anwendungsfall *Netztopologie übermitteln*

Anwendungsfall ID:	AF01
Name:	Netztopologie übermitteln
Beschreibung:	Der VNB übermittelt die Netztopologie in Form einer Inzidenzmatrix an den NZI. Diese wird anschließend in der Datenbank abgespeichert. Die Inzidenzmatrix dient dabei der Zuordnung von Zweigen und Netzknoten, auf Basis derer die Netzbereiche gebildet werden können.
Akteure:	VNB
Vor-Bedingung:	Der VNB ist an der FHP registriert und angemeldet.
Ergebnis:	Die Inzidenzmatrix ist in der Datenbank gespeichert.
Standardablauf:	<ol style="list-style-type: none">1. VNB sendet die Netztopologie an den NZI.2. NZI prüft die Netztopologie auf Plausibilität.3a. NZI speichert die Netztopologie in der Datenbank ab.4a. NZI sendet eine Erfolgsmeldung an den VNB.
Alternativablauf:	<ol style="list-style-type: none">3b. NZI sendet eine Fehlermeldung bei erfolgloser "Prüfung der Netztopologie an den VNB.
Auslöser:	<ul style="list-style-type: none">- Nach erstmaliger Registrierung des VNB an der FHP.- Bei Änderung der Netztopologie.

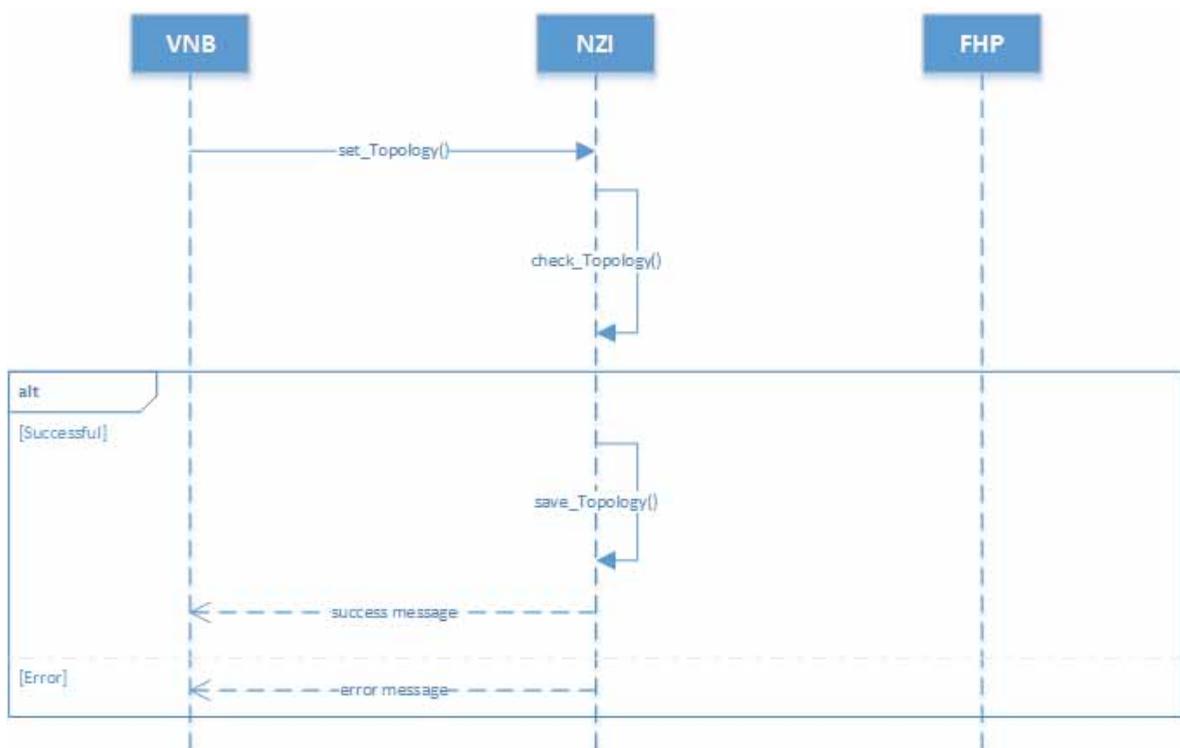


Abbildung 6.5: Sequenzdiagramm *Netztopologie übermitteln*

Zur Visualisierung dieses Anwendungsfalls dient das Sequenzdiagramm in Abbildung 6.5. Die Übermittlung der Netztopologie erfolgt durch den Aufruf der Methode `set_Topology`. Dadurch werden die Daten vom VNB an den NZI übergeben. Nach der Übermittlung erfolgt eine Plausibilitätsprüfung durch den Aufruf der Methode `check_Topology`. Ist diese Prüfung erfolgreich (*Successful*), werden die Daten mittels der Methode `save_Topology` in der Datenbank abgespeichert und eine Erfolgsmeldung (`success message`) an den VNB gesendet. Ist die Prüfung dagegen fehlgeschlagen (*Error*) erfolgt eine Fehlermeldung (`error message`), die an den VNB übermittelt wird.

6.1.2 Zählpunktbezeichnung zuordnen

Dieser Anwendungsfall dient dazu, die einzelnen Zählpunktbezeichnungen der FA den physikalisch verbundenen Netzknoten innerhalb der Netztopologie zuzuordnen. Auslöser dieser Interaktion ist die Präqualifikation einer neuen FA. Tabelle 6.3 zeigt die detaillierte Beschreibung des Anwendungsfalls.

Tabelle 6.3: Anwendungsfall *Zählpunktbezeichnung zuordnen*

Anwendungsfall ID:	AF02
Name:	Zählpunktbezeichnung zuordnen
Beschreibung:	Der VNB übermittelt die Zuordnung von Zählpunktbezeichnungen und Netzknoten an den NZI. Mehrere Zählpunktbezeichnungen können dabei einem Netzknoten zugeordnet werden. Diese Zuordnung dient der Sperrung von Angeboten der FA.
Vor-Bedingung:	<ul style="list-style-type: none">- Der VNB ist an der FHP registriert und angemeldet.- Netztopologie wurde übermittelt.
Ergebnis:	Die Zuordnung von Zählpunktbezeichnungen und Netzknoten ist in der Datenbank abgespeichert.
Akteure:	VNB, FHP
Standardablauf:	<ol style="list-style-type: none">1. FHP übermittelt die Zählpunktbezeichnung der FA an den NZI.2. NZI prüft die Daten auf Plausibilität.3a. NZI übergibt die Zählpunktbezeichnung an den VNB.4a. VNB übermittelt den Netzknoten, an der die FA angeschlossen ist an den NZI.
Alternativablauf:	3b. NZI sendet eine Fehlermeldung an die FHP.
Auslöser:	<ul style="list-style-type: none">- Neue Flexibilitätsanalyse wurde erfolgreich präqualifiziert.

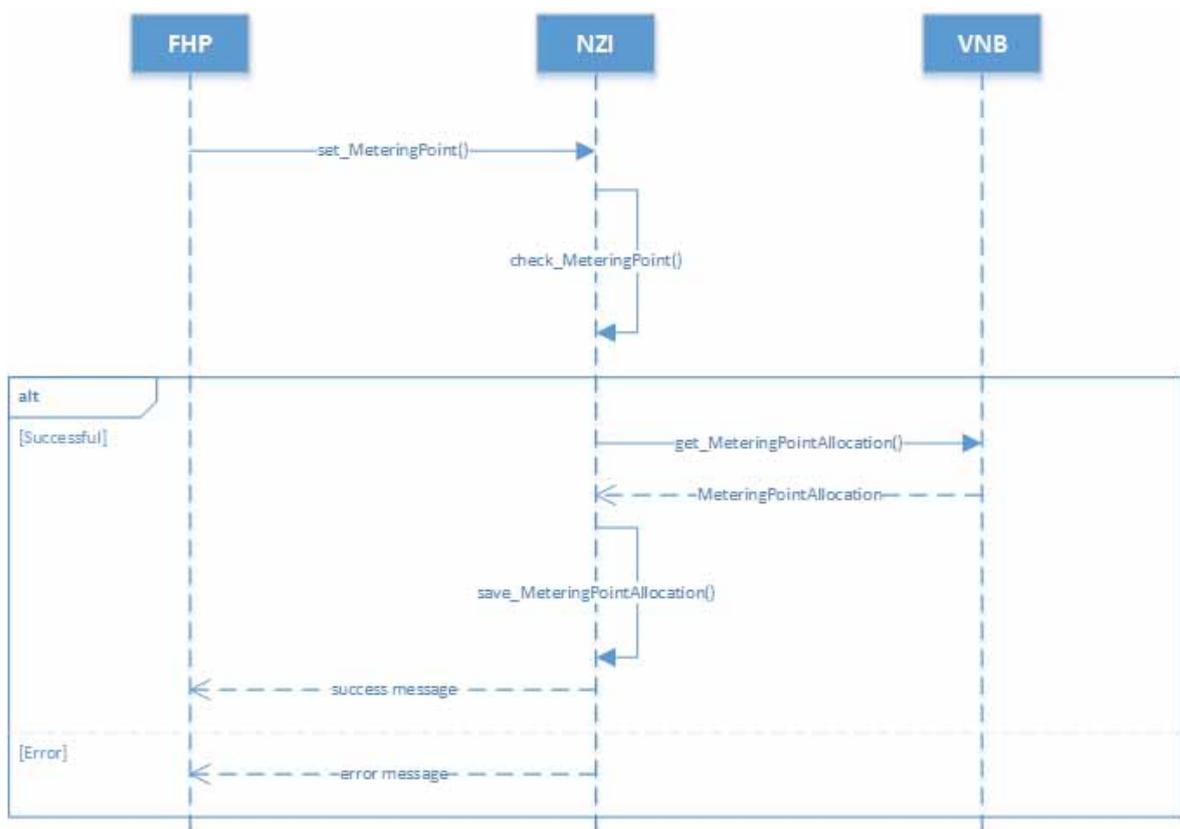


Abbildung 6.6: Sequenzdiagramm *Zählpunktbezeichnung zuordnen*

Abbildung 6.6 zeigt das Sequenzdiagramm des Anwendungsfalls. Die FHP übermittelt die Zählpunktbezeichnung mittels der Methode *set_MeteringPoint* an den NZI. Durch den Aufruf der Methode *check_MeteringPoint* werden die übermittelten Daten geprüft. Ist diese Prüfung erfolgreich (*Successful*), wird die Methode *get_MeteringPointAllocation* aufgerufen und die Zählpunktbezeichnung an den VNB übergeben. Als Rückgabewert erhält der NZI die Bezeichnung des Netzknoten, an den der Zählpunkt angeschlossen ist. Diese Zuordnung wird durch den Aufruf der Methode *save_MeteringPointAllocation* in der Datenbank abgespeichert. Anschließend sendet der NZI eine Erfolgsmeldung (*success message*) an die FHP. Alternativ wird bei fehlgeschlagener Prüfung (*Error*) eine Fehlermeldung (*error message*) an die FHP übermittelt.

6.1.3 Grenzwertverletzung übermitteln

In diesem Abschnitt wird der Anwendungsfall *Grenzwertverletzung übermitteln* modelliert. Kommt es zu einer Grenzwertverletzung, wird diese vom VNB an das Teilsystem NZI übergeben. Tabelle 6.4 zeigt die detaillierte Beschreibung des Anwendungsfalls.

Tabelle 6.4: Anwendungsfall *Grenzwertverletzung übermitteln*

Anwendungsfall ID:	AF03
Name:	Grenzwertverletzung übermitteln
Beschreibung:	Der VNB übermittelt die prognostizierte oder aktuelle Grenzwertverletzung an den NZI. Dabei müssen sowohl der Zeitpunkt und die Dauer als auch der Typ (Spannungsabweichung Auslastungsgrad) und die Lokalität (Zweig Netzknoten), an der die Grenzwertverletzung auftritt, angegeben werden. Der NZI speichert die Grenzwertverletzung in der Datenbank ab.
Akteure:	VNB
Vor-Bedingung:	Der VNB ist an der FHP registriert und angemeldet.
Ergebnis:	Die Grenzwertverletzung ist in der Datenbank abgespeichert.
Standardablauf:	<ol style="list-style-type: none">1. VNB führt im zeitlichen Zyklus eine Prognose bezüglich des Netzzustands durch.2. VNB prüft auf Basis der Prognosen, ob Grenzwertverletzungen auftreten.3. VNB übermittelt die Grenzwertverletzung an den NZI.4. NZI speichert die Grenzwertverletzung in der Datenbank ab.5. NZI übermittelt eine Bestätigung an den VNB.
Alternativablauf:	-
Auslöser:	- VNB prognostiziert eine Grenzwertverletzung.

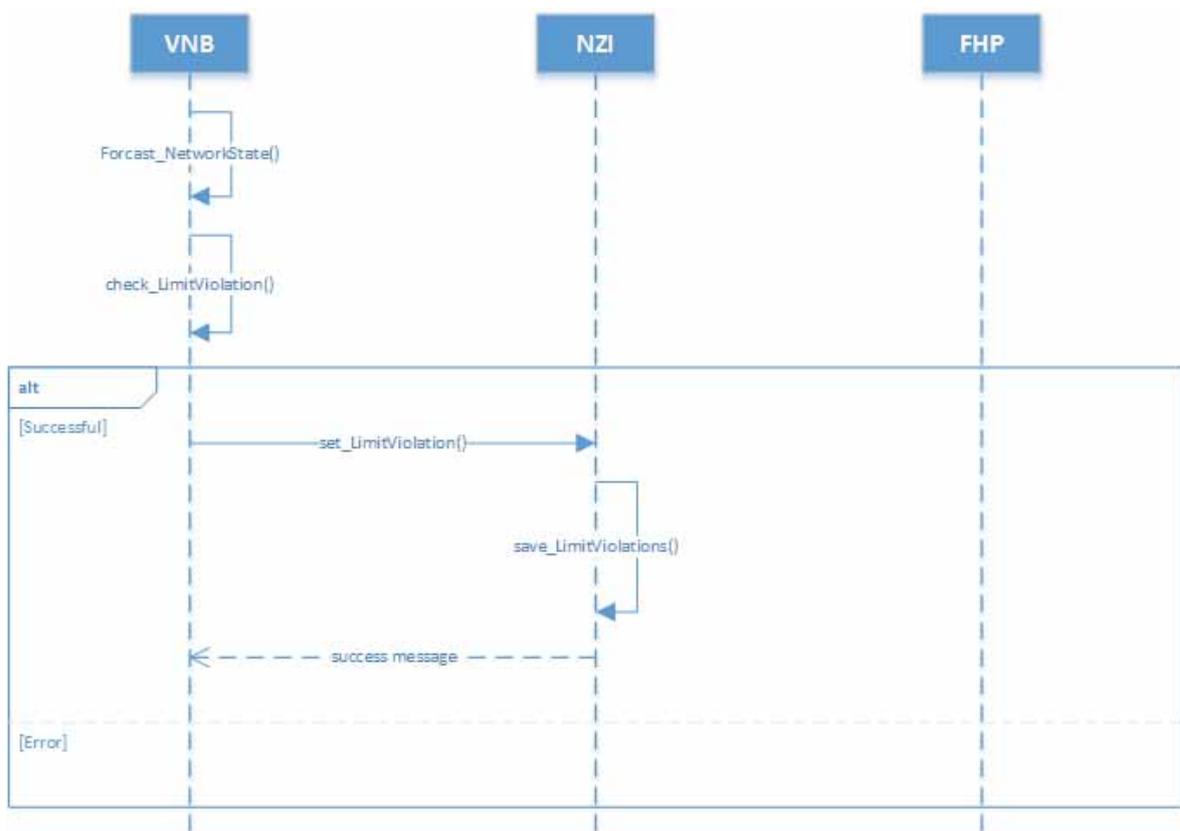


Abbildung 6.7: Sequenzdiagramm *Grenzwertverletzung übermitteln*

In Abbildung 6.7 ist das Sequenzdiagramm zu diesem Anwendungsfall dargestellt. Der VNB prognostiziert die Netzzustände für einen bestimmten Zeitraum mittels der Methode *forecast_NetworkState*. Anschließend wird durch den Aufruf der Methode *check_LimitViolation* geprüft, ob es zu Grenzwertverletzungen kommt. In diesem Fall (*Successful*) übergibt der VNB die Grenzwertverletzung an den NZI mit der Methode *set_LimitViolation*. Der NZI speichert die Grenzwertverletzung durch den Aufruf der Methode *save_LimitViolation* in der Datenbank ab. Anschließend sendet der NZI eine Erfolgsmeldung (*success message*) an den VNB. Treten dagegen keine Grenzwertverletzungen auf (*Error*), werden keine Daten an den NZI übermittelt.

6.1.4 Netzbereich bilden

Die Aufgabe des Anwendungsfalls *Netzbereich bilden* besteht darin, auf Basis der übermittelten Grenzwertverletzung alle Zählpunktbezeichnungen, die Einfluss auf die jeweilige Grenzwertverletzung nehmen zu identifizieren und daraus Netzbereichen zu bilden.

Tabelle 6.5: Anwendungsfall *Netzbereiche bilden*

Anwendungsfall ID:	AF04
Name:	Netzbereiche bilden
Beschreibung:	Der NZI bildet die Netzbereich auf Basis der angegebenen Lokalität einer Grenzwertverletzungen und der aktuellen Netztopologie. Alle Netzknoten die Einfluss auf die Grenzwertverletzung nehmen bilden den jeweiligen Netzbereich und werden in der Datenbank abgespeichert
Akteure:	—
Vor-Bedingung:	Grenzwertverletzung wurde erfolgreich übermittelt
Ergebnis:	Netzbereich bezüglich der Grenzwertverletzung wurde gebildet und abgespeichert.
Standardablauf:	<ol style="list-style-type: none">1. NZI ladet die Grenzwertverletzung aus der Datenbank.2. NZI ermittelt die Lokalität der Grenzwertverletzung (Netzknoten bzw. Zweig).3. NZI ladet die Netztopologie aus der Datenbank.4. NZI ermittelt alle Netzknoten, die Einfluss auf die Grenzwertverletzung haben.5. NZI ermittelt alle Zählpunkte die mit den Netzknoten verbunden sind.6. NZI bildet den Netzbereich auf Basis der ermittelten Zählpunktbezeichnungen.
Alternativablauf:	-
Auslöser:	- Grenzwertverletzung wurde in Datenbank abgespeichert.

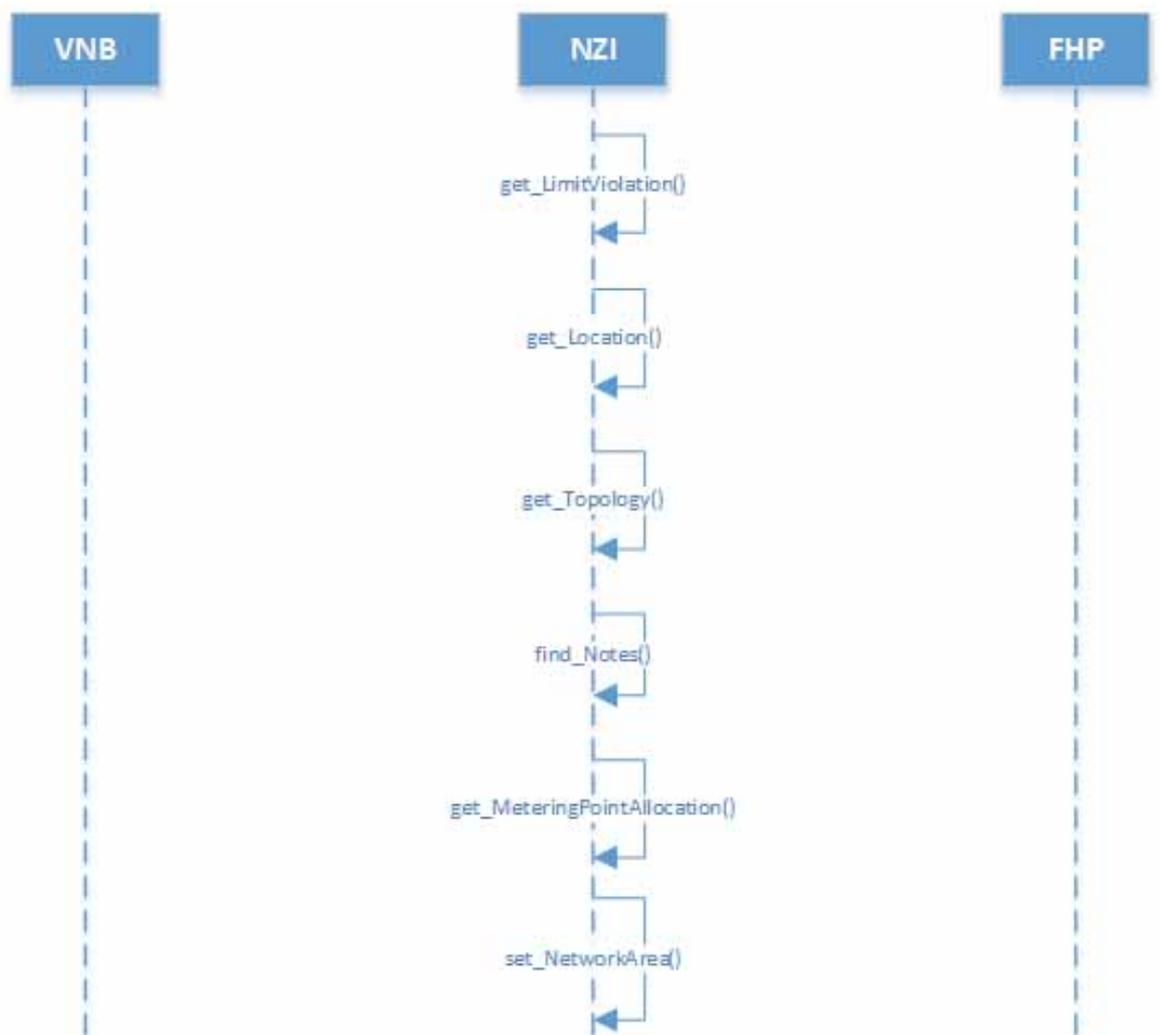


Abbildung 6.8: Sequenzdiagramm *Netzbereich bilden*

Abbildung 6.8 zeigt das Sequenzdiagramm des Anwendungsfalls. Durch den Aufruf der Methode *get_LimitViolation* wird die Grenzwertverletzung aus der Datenbank geladen. Anschließend erfolgt die Identifizierung der Lokalität mittels der Methode *get_Location*. Ist die Lokalität ermittelt, wird die Netztopologie aus der Datenbank durch den Aufruf der Methode *get_Topology* geladen und die betroffenen Netzknoten mittels der Methode *find_Notes* ermittelt. Nach der Ermittlung der Netzknoten werden alle Zählpunkte durch den Aufruf der Methode *get_MeteringPointAllocation* identifiziert und durch die Methode *set_NetworkArea* zu einem Netzbereich zusammengefasst.

6.1.5 Netzzustandsphase übermitteln

In Tabelle 6.5 ist der Anwendungsfall *Netzzustandsphase übermitteln* detailliert beschrieben.

Tabelle 6.6: Anwendungsfall *Netzzustandsphase übermitteln*

Anwendungsfall ID:	AF05
Name:	Netzzustandsphase übermitteln
Beschreibung:	Der NZI ermittelt auf Basis der Eintrittszeit der prognostizierten Grenzwertverletzung die Netzzustandsphase und übergibt diese an die FHP.
Vor-Bedingung:	Netzbereich wurde gebildet.
Ergebnis:	Die Netzzustandsphasen bezüglich der Grenzwertverletzung und des Netzbereichs wurde an die FHP übermittelt.
Akteure:	FHP
Standardablauf:	<ol style="list-style-type: none">1. NZI ladet alle Grenzwertverletzungen aus der Datenbank.2. NZI ermittelt die Netzzustandsphase der einzelnen Grenzwertverletzungen.3. NZI prüft die Netzzustandsphasen auf Änderungen.4a. NZI übermittelt die Netzzustandsphase an die FHP.5a. FHP sendet eine Bestätigungsnachricht an den NZI.6a. NZI ermittelt die Netzzustandsphase der nächsten Grenzwertverletzung.
Alternativablauf:	<ol style="list-style-type: none">4b. NZI ermittelt die Netzzustandsphase der nächsten Grenzwertverletzungen
Auslöser:	- Zeitlicher Zyklus

Das Sequenzdiagramm des Anwendungsfalls ist in Abbildung 6.9 dargestellt. Zuerst werden alle Grenzwertverletzungen mit der Methode *get_AllLimitViolations* aus der Datenbank geladen. Innerhalb einer Schleife werden die Netzzustandsphase der einzelnen Grenzwertverletzungen durch den Aufruf der Methode *calculate_StageOfNetworkState* ermittelt und geprüft, ob sich die Netzzustandsphase geändert hat (Methode *check_hasChanged*).

Ist dies der Fall wird die neue Netzzustandsphase mit der Methode *set_StageOfNetworkState* als Parameter der Grenzwertverletzung gesetzt. Anschließend erfolgt die Übermittlung an die FHP durch den Aufruf der Methode *set_LimitViolation*. Als Antwortnachricht erhält der NZI eine Bestätigung. Danach beginnt der nächste Iterationsschritt innerhalb der Schleife bis alle Grenzwertverletzungen durchgeführt sind (*next_LimitViolation*). Dies erfolgt ebenso, falls sich die Netzzustandsphase nicht geändert hat.

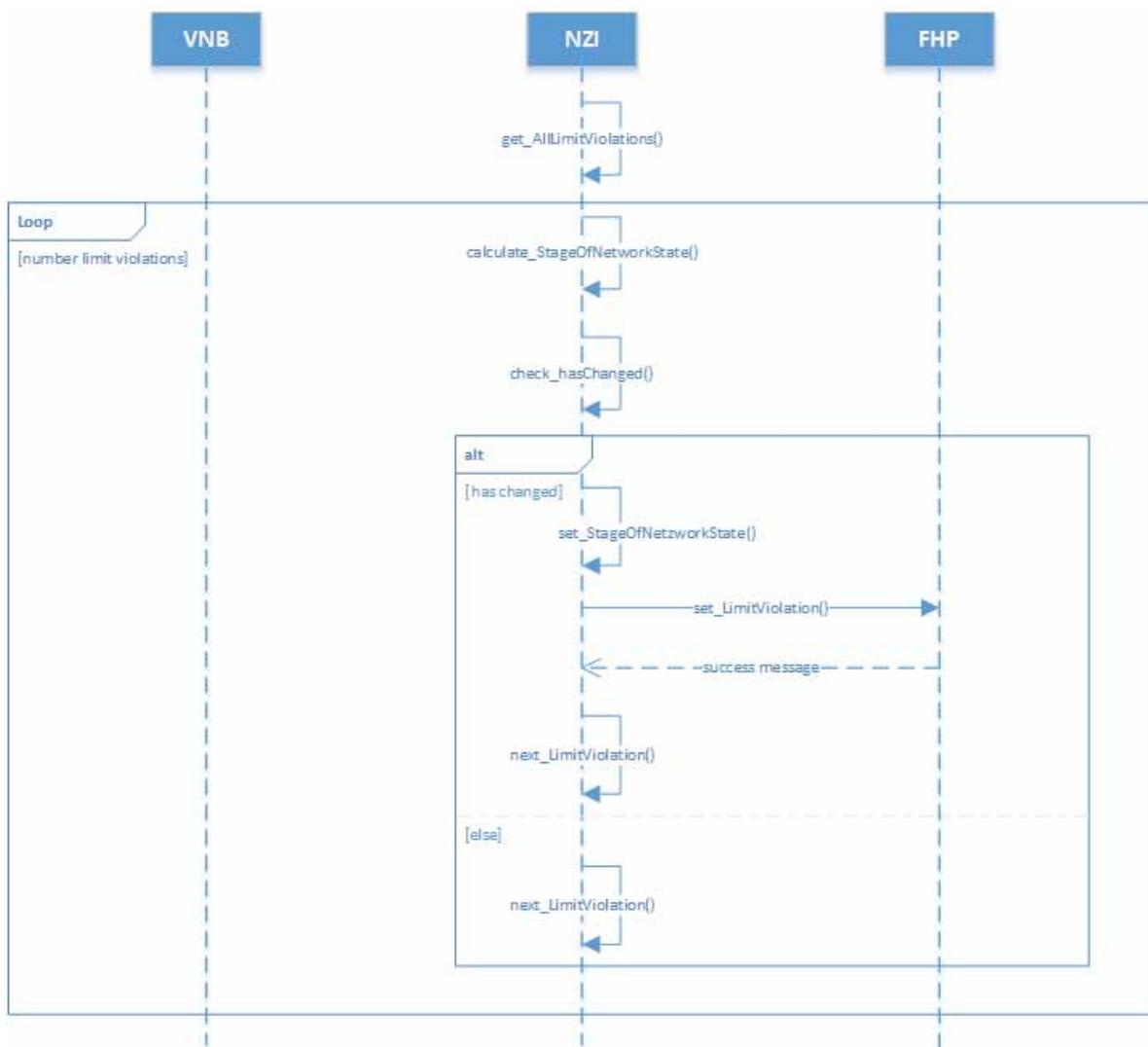


Abbildung 6.9: Sequenzdiagramm *Netzzustandsphase ermitteln*

6.2 Schnittstellenbeschreibung

Auf Grundlage der Anwendungsfälle und Sequenzdiagramme werden in diesem Abschnitt die Objekte modelliert, die zum Austausch der notwendigen Informationen erforderlich sind. In Tabelle 6.7 sind die einzelnen Parameter des Objekts *Topology* beschrieben sowie deren Datentyp definiert. Dieses Objekt dient zum Austausch der aktuellen Netztopologie zwischen dem VNB und dem NZI, wodurch die Bildung von Netzbereichen ermöglicht wird.

Tabelle 6.7: Parameter und Datentypen des Objekts *Topology*

Typ	Beschreibung	Datentyp
id	Identifikationsnummer der Netztopologie	string
operator_number	Identifikationsnummer des Netzbetreibers	integer
starting_time	Zeitstempel des Startzeitpunkts	integer
notes	Ein Array aus Strings, das die IDs aller Netzknoten enthält.	array <string>
branches	Ein Array aus Strings, das die IDs aller Zweige enthält.	array <string>
relationships	Inzidenzmatrix, die Netzknoten und Zweige in Beziehung setzt. Besteht aus einem mehrdimensionalen Array aus Boolean-Werte.	array <boolean>

Für die Zuordnung von Zählpunktbezeichnungen und deren physisch angeschlossenen Netzknoten wird das Objekt *MeteringPoint* benötigt und ist in Tabelle 6.8 näher beschrieben. Dieses Objekt wird sowohl zwischen den Teilsystemen FHP und NZI, als auch zwischen dem VNB und NZI ausgetauscht.

Tabelle 6.8: Parameter und Datentypen des Objekts *MeteringPoint*

Typ	Beschreibung	Datentyp
MeterPoint	Zählpunktbezeichnung	integer
operator_number	Identifikationsnummer des Netzbetreibers	integer
note	Netzknoten des Zählpunkts	string

In Tabelle 6.9 sind die Parameter des Objekts *LimitViolation* beschrieben sowie deren Datentypen definiert. Dieses Objekt dient dem Austausch der Informationen bezüglich der Grenzwertverletzung zwischen VNB und NZI.

Tabelle 6.9: Parameter und Datentypen des Objekts *LimitViolation*

Typ	Beschreibung	Datentyp
id	Identifikationsnummer Grenzwertverletzung	string
operator_number	Identifikationsnummer des Netzbetreibers	integer
timestamp	Zeitstempel der Bearbeitung	integer
starting_time	Zeitstempel des Startzeitpunkts	integer
ending_time	Zeitstempel des Endzeitpunkts	integer
network_element	ID des betroffenen Netzelements (Netzknoten Zweig)	string
type_limitViolation	ID des betroffener Art von Grenzwertverletzung (Auslastungsgrad Spannungsverletzung)	integer
block_Ppos	Sperren von positiver Wirkleistung	boolean
block_Pneg	Sperren von negativer Wirkleistung	boolean
block_Qpos	Sperren von positiver Blindleistung	boolean
block_Qneg	Sperren von negativer Blindleistung	boolean

Für den Austausch der Informationen zwischen NZI und FHP bezüglich der Netzzustandsphase dient das Objekt *NetworkStage* und ist in Tabelle 6.10 näher beschrieben.

Tabelle 6.10: Parameter und Datentypen des Objekts *NetworkStage*

Typ	Beschreibung	Datentyp
id	Identifikationsnummer der Netzzustandsphase	string
limitViolation	Objekt der Grenzwertverletzung	object <limitViolation>
type_networkStage	Netzzustandsphase	integer
network_area	Liste aller betroffenen Zählpunktbezeichnungen	array <meteringPoint>

Kapitel 7

Zusammenfassung und Ausblick

Aufgrund der stetig wachsenden Anzahl von dezentralen Erzeugungsanlagen im Verteilnetz verändern sich die Herausforderungen und Aufgaben der Netzbetreiber. Schon heute kommen Verteilnetze an die Grenzen ihrer Aufnahmefähigkeit. Dies resultiert im wesentlichen in lokalen Spannungsverletzungen oder in Verletzungen der Betriebsmittelgrenzen. Zur Vermeidung eines flächendeckenden und kostenintensiven Netzausbaus ("Kupferplatte") ist es notwendig, die vorhandene Energieflexibilität im Netz gezielt zu nutzen. Um dies zu Erreichen, wird im Projekt *Flex4Energy* ein System entwickelt, das Flexibilität im Verteilnetz aggregiert, vermarktet und in die energietechnische Infrastruktur integriert. Damit soll dem Verteilnetzbetreiber eine weitere Möglichkeit geboten werden, Systemdienstleistungen zur Sicherstellung eines sicheren und zuverlässigen Netzbetriebs zu erbringen.

Die Entflechtung von Energieversorgungsunternehmen hat zur Folge, dass zwischen Erzeugung, Vertrieb, Handel und Netzbetrieb strikt getrennt wird. Der Netzbetreiber ist daher nur in kritischen Netzsituationen berechtigt, Maßnahmen einzuleiten, die zur Leistungsanpassung (Verbrauch oder Erzeugung) dienen. Das Ziel dieser Arbeit bestand darin ein Konzept zu entwickeln, das den Netzzustand als Steuerungsindikator einer Handelsplattform für Energieflexibilität berücksichtigt. Dadurch wird dem Verteilnetzbetreiber eine Möglichkeit geboten am neu geschaffenen Flexibilitätsmarkt teilzunehmen und Systemdienstleistungen zur Gewährleistung eines sicheren und zuverlässigen Netzbetriebs zu erbringen. Zur Beurteilung des Netzzustands dienen festgelegte Indikatoren, die sich auf die relative Spannungsabweichung und die thermische Belastung von Betriebsmittel (Auslastungsgrad) beziehen.

Auf Basis dieser Indikatoren konnten vier Netzzustandsphasen klassifiziert werden:

- **Normaler Netzzustand**
- **Gefährdeter Netzzustand**
- **Gestörter Netzzustand**
- **Versorgungsunterbrechung**

Die einzelnen Netzzustandsphasen haben unterschiedliche Auswirkungen auf mögliche Marktaktivitäten sowohl für den Verteilnetzbetreiber, als auch für die übrigen Marktakteure (vgl. Abschnitt 4.2.1). Zur klaren und transparenten Abgrenzung der Netzzustandsphasen wurden Kriterien und Grenzwerte gebildet. Diese beziehen sich auf die Höhe der relativen Spannungsabweichung, die Höhe des Auslastungsgrads, die Dauer bis zum Eintritt einer Grenzwertverletzung sowie die Dauer einer Versorgungsunterbrechung. Es ist zu empfehlen, dass die Kriterien und Grenzwerte sowie die aktuellen Netzzustandsphasen, öffentlich zugänglich gemacht werden. Dadurch kann einerseits ein opportunistisches Verhalten von Seiten des Verteilnetzbetreibers vermieden und andererseits einen diskriminierungsfreien Marktzugang gewährleistet werden.

Bezüglich der einzelnen Netzzustandsphasen ist es notwendig, Netzbereiche zu bilden. Alle in diesem Netzbereich angeschlossenen Flexibilitätsanlagen haben Einfluss auf die jeweilige Grenzwertverletzung. Dies ermöglicht dem Verteilnetzbetreiber gezielt Flexibilitätsangebote der Handelsplattform zu sperren, die den Netzzustand weiter negativ beeinflussen oder Flexibilitätsanfragen aufzugeben, die eine kritische Netzsituation beheben. Die Netzbereiche können auf Basis der jeweiligen lokalen Grenzwertverletzung und einer Inzidenzmatrix gebildet werden (vgl. Abschnitt 4.3). Die Inzidenzmatrix hat den Vorteil, dass die Netztopologie einfach abgebildet und Schalthandlungen im Netz berücksichtigt werden können. Derzeit ist der Übertragungsnetzbetreiber verantwortlich, die Frequenz innerhalb der Grenzwerte zu halten. In Zukunft ist es denkbar, dass auch der Verteilnetzbetreiber an dieser Aufgabe beteiligt ist. Es ist weiter zu untersuchen, inwiefern dieses Konzept ein transparentes und nachvollziehbares Instrument zur Erbringung von Regelleistung bietet.

Die Verifikation des Konzepts erfolgte anhand der Simulation eines Referenznetzes in der Mittelspannungsebene. Durch den Zubau von Windkraftanlagen kommt es an 14 Zeitpunkten eines Jahres zu Grenzwertverletzungen des Auslastungsgrads am Transformator (vgl. Abschnitt 5.5.2). Den höchsten Flexibilitätsbedarf zur Vermeidung der Grenzwertverletzung beträgt -2,0575 MVA. Diese Leistung wird über eine kurze Dauer von 15 min benötigt und entspricht einer Energiemenge von -0,514 MWh. Die längste Grenzwertverletzung beträgt lediglich 30 min. Dabei wird eine relativ geringe Leistung von -0,385 MVA und -0,0525 MVA für jeweils 15 min benötigt. Dies entspricht einer Energiemenge von -0,096 MWh und -0,013 MWh. Die geringe Anzahl von Grenzwertverletzungen eines Jahres sowie deren kurze Dauer zeigen, dass die gezielte Nutzung von Flexibilität durch den Verteilnetzbetreiber eine Alternative gegenüber einem kostenintensiven Netzausbau bieten kann. Derzeit ist der Netzzustand in der Mittelspannungs- und Niederspannungsebene nicht hinreichend überwacht und prognostizierbar. Dies erfordert den flächendeckenden Ausbau von Messeinrichtungen und die Entwicklung von präzisen Prognosewerkzeugen. In weiteren Untersuchungen ist die Wirtschaftlichkeit bezüglich der Nutzung von Flexibilität durch den Verteilnetzbetreiber im Vergleich zu einem Netzausbau zu ermitteln.

Anhand von Anwendungsfällen und Sequenzdiagrammen erfolgte die Modellierung des Teilsystems *Netzzustandsidentifikator*. Dabei wurden fünf Kernfunktionalitäten bestimmt, die zur Identifikation und Übermittlung der Netzzustandsphasen notwendig sind (vgl. Abschnitt 6.1). Welche Informationen zwischen den beteiligten Teilsystemen zur Erfüllung der Aufgabe ausgetauscht werden müssen, konnte in der Schnittstellenbeschreibung definiert werden. Bezüglich einer Pilotierung im Projekt *Flex4Energy* bedarf es einer näheren Spezifizierung der Schnittstellen und verwendeten Protokolle sowie der Implementierung der Algorithmen. Des Weiteren müssen die Prozesse zur Sperrung von Flexibilitätsangeboten sowie die Visualisierung der Netzzustandsphasen in der Flexibilitätshandelsplattform modelliert und implementiert werden.

Literatur

- [1] A. Abdel-Majeed. *Zustandsschätzung in Niederspannungsnetzen mit Hilfe von Smart Metern*. Universität Stuttgart: Institut für Energieübertragung und Hochspannungstechnik, 2012.
- [2] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi). *Moderne Verteilnetze für Deutschland*. <http://www.bmwi.de/DE/Mediathek/publikationen,did=654018.html> - Zuletzt aufgerufen am 17.03.2016.
- [3] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi). *Stromnetz der Zukunft*. <http://www.bmwi.de/DE/Themen/Energie/Netze-und-Netzausbau/stromnetze-der-zukunft,did=292512.html> - Zuletzt aufgerufen am 17.03.2016.
- [4] Bundesnetzagentur (BNetzA). *Bericht zur Auswertung der Netzzustands- und Netzausbauberichte der deutschen Elektrizitätsübertragungsnetzbetreiber*. Bonn, 2011.
- [5] Bundesnetzagentur (BNetzA). *Monitoringbericht 2015*. Bonn, 2015.
- [6] Bundesrepublik Deutschland. *Energiewirtschaftsgesetz (EnWG)*. BGBl. I S. 1970. Letzte Änderung am 19. Februar 2016.
- [7] Bundesrepublik Deutschland. *Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG)*. BGBl. I S. 1066. Letzte Änderung am 29. Juni 2015.
- [8] Bundesrepublik Deutschland. *Niederspannungsanschlussverordnung (NAV)*. BGBl. I S. 2477. Letzte Änderung am 03. September 2010.
- [9] Bundesrepublik Deutschland. *Systemstabilitätsverordnung (SysStabV)*. BGBl. I S. 1635. Letzte Änderung am 21. Juli 2014.
- [10] Bundesrepublik Deutschland. *Verordnung über Vereinbarungen zu Abschaltbaren Lasten (AbLaV)*. BGBl. I S. 2998. Letzte Änderung am 18. Dezember 2015.

- [11] Bundesverband für Energie und Wasserwirtschaft e.V. (BDEW). *Smart Grids Ampelkonzept*. <https://www.bdew.de/internet.nsf/id/smart-grids--smart-meter-de> - Zuletzt aufgerufen am 17.03.2016.
- [12] CIGRE Task Force C6.04.02. *Benchmark Systems for Network Integration of Renewable and Distributed Energy Resources*. CIGRE Task Force C6.04.02: Draftbericht, 2010.
- [13] V. Crastan. *Elektrische Energieversorgung 2*. 2. Aufl. Berlin-Heidelberg: Springer Verlag, 2009.
- [14] Deutsche Energie-Agentur (dena). *dena-Studie Systemdienstleistungen 2030*. http://www.dena.de/fileadmin/user_upload/Projekte/Energiesysteme/Dokumente/dena-Studie_Systemdienstleistungen_2030.pdf - Zuletzt aufgerufen am 10.03.2016. Berlin, 2014.
- [15] Deutscher Wetterdienst (DWD). *Wetterdaten Station Frankfurt Main*. 2015.
- [16] Deutsches Institut für Normung (DIN). *DIN EN 50160:2011-02: Merkmale der Spannung in öffentlichen Elektrizitätsversorgungsnetzen*. Berlin: Beuth Verlag GmbH, 2011.
- [17] E-Control. *Sonstige Marktregeln Strom*. <http://www.e-control.at/documents/20903/-/-/af765977-0df4-4281-9086-8cf8073b48c3> - Zuletzt aufgerufen am 13.03.2016. Wien, 2015.
- [18] Enercon GmbH. *Produktübersicht Windkraftanlagen*. http://www.enercon.de/fileadmin/Redakteur/Medien-Portal/broschueren/pdf/ENERCON_Produkt_de_6_2015.pdf - Zuletzt aufgerufen am 02.04.2016.
- [19] L. Fickert. *Netz Aspekte von dezentralen Erzeugungseinheiten*. Wien: Studie im Auftrag der E-Control GmbH, 2004.
- [20] Flex4Energy. *Begriffsmodell*. Darmstadt: Hochschule Darmstadt, 2015.
- [21] Flex4Energy. *Konzeptbeschreibung*. Darmstadt: Hochschule Darmstadt, 2016.
- [22] K. Heuck, K.-D. Dettmann und D. Schulz. *Elektrische Energieversorgung*. 9. Aufl. Wiesbaden: Springer Verlag, 2013.
- [23] S. Kleuker. *Grundkurs Software-Engineering mit UML*. 1. Aufl. Wiesbaden: Vieweg+Teubner, 2009.
- [24] O. Lang. *Spannungsqualität, ein Durchblick*. Brackel: Device GmbH, 2009.
- [25] B. Laqual. *Abschätzung des möglichen Energieertrags einer Photovoltaikanlage*. Besigheim: Ingenieurbüro für Energieberatung und Solarbau, 2003.

- [26] N. Neusel-Lange. "Dezentrale Zustandsüberwachung für intelligente Niederspannungsnetze". Dissertation. Bergische Universität Wuppertal, 2013. url: <http://d-nb.info/1045118621/34>.
- [27] D. Oeding und B.-R. Oswald. *Elektrische Kraftwerke und Netze*. 7. Aufl. Berlin-Heidelberg: Springer Verlag, 2011.
- [28] C. Oerter. "Autarke, koordinierte Spannungs- und Leistungsregelung in Niederspannungsnetzen". Dissertation. Bergische Universität Wuppertal, 2014. url: <http://d-nb.info/1063115825/34>.
- [29] S. Paul und R. Paul. *Grundlagen der Elektrotechnik und Elektronik 1*. 5. Aufl. Berlin-Heidelberg: Springer Verlag, 2014.
- [30] B. Rumpe. *Agile Modellierung mit UML*. 2. Aufl. Berlin-Heidelberg: Springer Verlag, 2012.
- [31] A. J. Schwab. *Elektroenergiesysteme*. 4. Aufl. Berlin-Heidelberg: Springer Verlag, 2015.
- [32] M. Seidel u. a. *UML @ Classroom*. 2. Aufl. Heidelberg: dpunkt Verlag GmbH, 2012.
- [33] J. Staud. *Geschäftsprozessanalyse*. 3. Aufl. Berlin-Heidelberg: Springer Verlag, 2006.
- [34] Thüringer Energie- und GreenTech-Agentur (ThEGA). *Studie zu lokalen Energiespeicherbedarfen*. Erfurt: Landesentwicklungsgesellschaft Thüringen mbH, 2014.
- [35] Verband der der Bayerischen Energie- und Wasserwirtschaft (VBEW). *Empfehlung zur Richtlinie zum Anschluss von Erzeugungsanlagen an das Niederspannungsnetz*. <https://mediatum.ub.tum.de/doc/683667/683667.pdf> - Zuletzt aufgerufen am 09.02.2016. München, 2009.
- [36] Verband der Elektrotechnik, Elektronik und Informationstechnik (VDE). *Bemessung von Kabeln und Leitungen - DIN VDE 0100-430:2010-10*. Berlin, 2010.
- [37] Verband der Elektrotechnik, Elektronik und Informationstechnik (VDE). *Regionale Flexibilitätsmärkte*. Frankfurt/Main: Energietechnische Gesellschaft im VDE (ETG), 2014.
- [38] Verband der Elektrotechnik, Elektronik und Informationstechnik (VDE). *VDE-AR-N 4400:2011-09: Messwesen Strom (Metering Code)*. Berlin, 2011.

Erklärung

Ich versichere hiermit, dass ich die vorliegende Arbeit selbständig verfasst und keine anderen als die im Literaturverzeichnis angegebenen Quellen benutzt habe. Alle Stellen, die wörtlich oder sinngemäß aus veröffentlichten oder noch nicht veröffentlichten Quellen entnommen sind, sind als solche kenntlich gemacht. Die Zeichnungen oder Abbildungen in dieser Arbeit sind von mir selbst erstellt worden oder mit einem entsprechenden Quellennachweis versehen. Diese Arbeit ist in gleicher oder ähnlicher Form noch bei keiner anderen Prüfungsbehörde eingereicht worden.

Sebastian Schall

Darmstadt, den 29. April 2016