

Wissenschaftliches Gutachten:

# Optimierung der Ausregelung von Leistungsungleichgewichten

für die:

Bundesnetzagentur für  
Elektrizität, Gas,  
Telekommunikation,  
Post und Eisenbahnen

eingereicht von:

Technische Universität Dortmund  
Lehrstuhl für Energiesysteme und Energiewirtschaft  
Emil-Figge-Straße 70  
44221 Dortmund

in Zusammenarbeit mit:

E-Bridge Consulting GmbH  
Meckenheimer Allee 67-69  
53115 Bonn

Dortmund, 31. August 2009



## Inhaltsverzeichnis

<b>1</b>	<b>Ziel und Struktur des Gutachtens</b>	<b>1</b>
1.1	Ziel des Gutachtens	1
1.2	Struktur des Gutachtens und Bewertungskriterien	1
1.3	Basis des Gutachtens	5
<b>2</b>	<b>Einführung</b>	<b>6</b>
2.1	Regelenergiearten	6
2.2	Heutige Betriebspraxis	7
<b>3</b>	<b>Beschreibung der Konzepte</b>	<b>11</b>
3.1	Konzept 1: Zentrale Leistungs-Frequenz-Regelung (ZNR)	11
3.1.1	Wechselwirkung mit Engpässen	12
3.1.2	Fahrplanmanagement	13
3.1.3	Verhalten bei Großstörungen	14
3.1.4	Anbindung der Sekundärregelleistungs-Anbieter	14
3.1.5	Einbindung der Minutenreserve	15
3.1.6	Vorgesehener Umsetzungszeitplan	15
3.1.7	Zusammenfassung	16
3.2	Konzept 2: Netzregelverbund (NRV)	17
3.2.1	Wechselwirkung mit Engpässen	19
3.2.2	Fahrplanmanagement	20
3.2.3	Störungsmanagement	20
3.2.4	Anbindung der Sekundärregelleistungs-Anbieter	20
3.2.5	Einbindung der Minutenreserve	21
3.2.6	Vorgesehener Umsetzungszeitplan	21
3.2.7	Zusammenfassung	21
<b>4</b>	<b>Technische Machbarkeit</b>	<b>23</b>
4.1	Komplexität der Leistungs-Frequenz-Regelung	23
4.2	Kommunikationseinrichtungen	24
4.3	Weiternutzung heutiger Infrastrukturen	25
4.4	Güte der Ausregelung und Vermeidung des Gegeneinander-Regelns	26
4.5	Auswirkungen auf die vorzuhaltende Regelleistung	29
4.6	Einbindung der Minutenreserve	37

4.7	Handhabung und Nachvollziehbarkeit	38
4.8	Betriebserfahrung	39
4.9	Teilfazit	40
<b>5</b>	<b>Auswirkungen auf die Systemsicherheit</b>	<b>42</b>
5.1	Rückfalloption im Großstörungsfall	42
5.2	Berücksichtigung von Einschränkungen der Übertragungskapazität	45
5.3	Fahrplananmeldungen und DACF-Prozess	50
5.4	Einfluss auf weiterführende Systemführungsaufgaben	52
5.5	Teilfazit	52
<b>6</b>	<b>Gesamtwirtschaftlicher Nutzen</b>	<b>55</b>
6.1	Wegfall des Gegeneinander-Regelns	55
6.1.1	Gegeneinander-Regeln beim Abruf von Sekundärregelleistung (SRL)	55
6.1.2	Gegeneinander-Regeln beim Abruf von Minutenreserveleistung (MRL)	57
6.2	Reduktion der vorzuhaltenden Regelleistung	59
6.3	Wegfall von Fahrplaninformationen unter dem zentralen Regler	60
6.3.1	Wegfall des regelzonenscharfen Fahrplan- und Bilanzkreismanagements	60
6.3.2	Berücksichtigung von Engpässen beim Abruf von SRL	61
6.4	Wegfall von Online-HOBA und Ungewolltem Austausch beim ZNR	62
6.4.1	Online-HoBA	62
6.4.2	Ungewollter Austausch	63
6.5	Betriebskosten	64
6.5.1	Übertragungsnetzbetreiber	64
6.5.2	SRL-Anbieter	65
6.5.3	Sonstige Marktteilnehmer	65
6.5.4	Zusammenfassung	68
6.6	Wesentliche regelmäßige Kosteneinsparungen unter beiden Konzepten	68
6.7	Umstellungskosten	70
6.8	Marktentwicklung	71
6.9	Exkurs: Abschätzung der tatsächlich möglichen Einsparung von Regelleistung	74
<b>7</b>	<b>Zeitplan und Zukunftstauglichkeit</b>	<b>77</b>
7.1	Zeitplan	77
7.2	Zukunftstauglichkeit	81

7.2.1	Zentraler Regler	81
7.2.2	Netzregelverbund	82
7.2.3	Bewertung	83
7.3	Reversibilität und Überführbarkeit in ein anderes Konzept	83
7.4	Internationale Erweiterbarkeit	84
7.5	Möglichkeiten einer Testphase	84
<b>8</b>	<b>Bewertende Zusammenfassung</b>	<b>86</b>
<b>9</b>	<b>Literaturverzeichnis</b>	<b>92</b>

## Begriffsdefinitionen

**Regelleistung:** Als Regelleistung wird die Leistung bezeichnet, die zur Sicherstellung einer ausgeglichenen Leistungsbilanz im Netz vorgehalten wird.

**Regelenergie:** Regelenergie ist diejenige Energie, die zum Ausgleich von Leistungsungleichgewichten in der jeweiligen Regelzone eingesetzt wird [2].

**Ausgleichsenergie:** Die Differenz zwischen dem vereinbarten Fahrplanwert und dem tatsächlichen Bezug oder der tatsächlichen Lieferung von elektrischer Energie eines Bilanzkreises je definierter Messperiode, wobei die elektrische Energie je Messperiode tatsächlich erfasst oder rechnerisch ermittelt werden kann.

**Regelzonensaldo:** Ergibt sich aus der Summe aller Abweichungen zwischen den gemeldeten Fahrplänen und dem tatsächlichen Kundenverbrauch bzw. der tatsächlichen Einspeisung durch Kraftwerke<sup>1</sup> [10].

**Regelzone (Control Area):** Die kleinste Einheit des Verbundsystems, die mit einer Leistungs-Frequenz-Regelung ausgerüstet und betrieben wird. Die Regelzone ist im Bereich der Elektrizitätsversorgung das Netzgebiet, für dessen Primärregelung, Sekundärregelung und Minutenreserve ein ÜNB im Rahmen der „Union für die Koordinierung des Transportes elektrischer Energie“ (UCTE) verantwortlich ist. Jede Regelzone wird physikalisch durch die Orte der Verbundübergabemessungen des Sekundärreglers festgelegt [5].

**Regelblock (Control Block):** Ein Regelblock umfasst eine oder mehrere Regelzonen, die bei der Leistungs-Frequenz-Regelung gegenüber den anderen am System beteiligten Regelblöcken zusammenarbeiten. Er muss die Umsetzung der Summen-Fahrpläne des Regelblocks gegenüber allen anderen Regelblöcken sicherstellen und muss in der Lage sein, die Frequenz nach Frequenzabweichungen auf ihren Sollwert zurückzuführen. Ein Regelblock ist nicht für die Primärregelung verantwortlich; diese Aufgabe verbleibt im Verantwortungsbereich der einzelnen Regelzonen [5], [6].

**Leistungs-Frequenz-Regelung:** Die Leistungs-Frequenz-Regelung bezeichnet ein Regelverfahren, womit ÜNB die zwischen ihnen vereinbarten elektrischen Größen an den Grenzen ihrer Regelzonen im Normalbetrieb und insbesondere im Störfall einhalten. Hierbei strebt jeder ÜNB an, durch einen entsprechenden Eigenbeitrag seiner Regelzone sowohl die Austauschleistung gegenüber den übrigen Regelzonen im vereinbarten Rahmen als auch die Netzfrequenz in der Nähe des Sollwertes zu halten [5].

**DACF:** Zur Vorschau von Lastflussszenarien und zur Erkennung von kritischen Situationen im Übertragungsnetz, die auch auf internationalen Kuppelleitungen auftreten können, ist ein ständiger Informationsaustausch zwischen den ÜNB notwendig. Bei der Beurteilung von Lastflussszenarien ist die Einbeziehung von Lastflüssen in benachbarten Übertragungsnetzen von großer Bedeutung. Daher erfolgt zwischen den ÜNB innerhalb der UCTE ein definierter Datenaustausch (Day-Ahead Congestion Forecast – DACF) [5].

---

<sup>1</sup> Erzeuger (Kraftwerke, Windenergieanlagen)

## Abkürzungsverzeichnis

ACE	Area Control Error
BK	Bilanzkreis
BKV	Bilanzkreisverantwortlicher
BNetzA	Bundesnetzagentur
DACF	Day-Ahead Congestion Forecast
EEG	Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz)
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
HoBA	Horizontaler Belastungsausgleich
L-f-Regler	Leistungs-Frequenz-Regler
MRL	Minutenreserveleistung
NRV	Netzregelverbund
NNE	Netznutzungsentgelte
PRL	Primärregelleistung
RZ	Regelzone
RZS	Regelzonensaldo
SRL	Sekundärregelleistung
StromNZV	Verordnung über den Zugang zu Elektrizitätsversorgungsnetzen (Stromnetzzugangsverordnung)
UCTE	Union for the Co-ordination of Transmission of Electricity
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
ZNR	Zentraler Netzregler / zentraler Leistungs-Frequenz-Regler





# 1 Ziel und Struktur des Gutachtens

## 1.1 Ziel des Gutachtens

Das vorliegende Gutachten soll es der Bundesnetzagentur ermöglichen, zwei verschiedene Konzepte zur Leistungs-Frequenz-Regelung hinsichtlich technischer Machbarkeit, Systemsicherheit, Zeitbedarf und Aufwand der Umsetzung, gesamtwirtschaftlichem Nutzen sowie Umsetzungsrisiken und Zukunftsfähigkeit zu bewerten. Für die beiden Konzepte eines zentralen Netzreglers (ZNR), vorgeschlagen von RWE Transportnetz Strom GmbH (RWE TSO), sowie eines Netzregelverbundes (NRV), vorgeschlagen von EnBW Transportnetze AG (EnBW TNG), der transpower stromübertragungs GmbH (transpower), vormals E.ON Netz GmbH, und Vattenfall Europe Transmission GmbH (VE-T), werden Vor- und Nachteile herausgearbeitet, die als Entscheidungshilfe zur Empfehlung bzw. Umsetzung eines der Konzepte herangezogen werden können.

Bei der Vielzahl der zu betrachtenden Einzelaspekte ist hierbei insbesondere das Ziel, belastbare signifikante Unterschiede herauszuarbeiten, die eine objektive und sachgerechte Beurteilung der beiden Konzepte ermöglichen. Dabei werden nicht nur die grundsätzlichen und strukturellen Unterschiede der beiden Konzepte beschrieben und bewertet, sondern ebenso ihre kurzfristige Umsetzungsfähigkeit sowie ihre Fähigkeit beurteilt, sich zukünftig weiterzuentwickelnden und sich ändernden Anforderungen anzupassen.

Rechtliche Fragestellungen gehen über das Ziel dieses Gutachtens hinaus und werden nicht betrachtet.

## 1.2 Struktur des Gutachtens und Bewertungskriterien

In Kapitel 2 wird die heutige Betriebspraxis der Führung elektrischer Energieübertragungssysteme im Zusammenhang mit der Leistungs-Frequenz-Regelung beschrieben. Das Zusammenspiel innerhalb der UCTE und innerhalb Deutschlands wird beschrieben, um den Status Quo der heutigen Situation zu definieren. Aufbauend auf der heutigen Betriebspraxis können dann zusätzlich erforderliche Infrastrukturen für die zu untersuchenden Konzepte bewertet werden.

Im darauf folgenden Kapitel 3 werden die zwei vorgeschlagenen Konzepte bezüglich ihres inhaltlichen Umfangs und Umsetzungszeitplans, basierend auf den Angaben der ÜNB und zunächst ohne Bewertung beschrieben. Diese Darstellung dient als Grundlage für die detaillierte Bewertung zu den Fragestellungen der technischen Machbarkeit, der Systemsicherheit und des gesamtwirtschaftlichen Nutzens, die in den folgenden Kapiteln detailliert behandelt werden. Abschließend werden die Umsetzungsrisiken und die Zukunftsfähigkeit für die untersuchten Konzepte bewertet. Es werden jeweils die signifikanten Unterscheidungsmerkmale herausgearbeitet sowie Vor- und Nachteile der jeweiligen Konzepte bewertend dargestellt.

Die Vorgehensweise gliedert sich anhand der vom Auftraggeber vorgegebenen Arbeitspakete und deren Einzelaspekte in die folgenden Bewertungskriterien.

Das Kapitel technische Machbarkeit bezieht sich auf die technische Umsetzung der Konzepte und deren einzelner Komponenten und das Verhalten der Regler zur Erreichung des Ziels der Optimierung der Ausregelung von Leistungsungleichgewichten. Es werden die Fragestellungen des Arbeitspaketes 1 und Teile von Arbeitspaket 2 der Ausschreibung behandelt. Im einzelnen werden folgende Aspekte betrachtet:

- *Komplexität der Leistungs-Frequenz-Regelung bzw. der vorgeschlagenen Gesamtkonzepte*  
Hierbei wird analysiert, welche Anpassungen der Reglerstrukturen und -algorithmen erforderlich sind und wie umfangreich und komplex diese sind. Es wird auch untersucht, wie fehleranfällig die Konzepte im Vergleich zur heutigen Struktur sind.
- *Kommunikationseinrichtungen*  
Hierbei ist die Fragestellung, welche neuen Kommunikationseinrichtungen zusätzlich z. B. zwischen den ÜNB, den Leistungs-Frequenz-Reglern, den SRL-Anbietern und den Kraftwerken notwendig sind, bzw. welche entfallen können. Die Zuverlässigkeit dieser Übertragungswege gegenüber heute und die Robustheit der Konzepte bei Störungen im Datenübertragungsweg werden berücksichtigt.
- *Weiternutzung heutiger Infrastrukturen*  
Die Frage ist hier, in wie weit die heute vorhandenen Infrastrukturen weiter genutzt werden können. Können z. B. der bestehende Leistungs-Frequenz-Regler oder entsprechende Strukturen der Ausregelung des Regelblocks Deutschland weiter genutzt werden? Welche Zusatzeinrichtungen sind erforderlich?
- *Güte der Ausregelung und Vermeidung des Gegeneinanderregelns*  
Eines der zentralen Kriterien ist die Güte der Ausregelung und die Vermeidung des Gegeneinanderregelns zwischen den Regelzonen und innerhalb einer Regelzone durch den gegenläufigen Abruf von Regelleistung. Es ist auch die Fragestellung der Stabilität der Leistungs-Frequenz-Regler und deren gegenseitige Beeinflussung zu untersuchen.
- *Auswirkungen auf die vorzuhaltende Regelleistung*  
Eine weitere zentrale Frage betrifft die Auswirkungen beider Konzepte in Bezug auf die vorzuhaltende Regelleistung. Es wird geklärt, wie viel Regelleistung in beiden Konzepten deutschlandweit vorzuhalten ist, um das heutige Sicherheitsniveau mindestens zu halten.
- *Einbindung der Minutenreserve*  
Es wird untersucht, wie die Einbindung der Minutenreserve in die Konzepte erfolgt und wie auch hier der gegenläufige Abruf vermieden werden kann.

- *Handhabung und Nachvollziehbarkeit*  
Es wird sowohl die Handhabung der Konzepte als auch die transparente Nachvollziehbarkeit aus Sicht des oder der Systemführer bewertet.
- *Betriebserfahrung*  
Es wird analysiert, welche Betriebserfahrungen bereits in Hinblick auf die zukünftigen Konzepte vorhanden sind und welche Unsicherheiten hiermit verbunden sind.

Das Kapitel Auswirkungen auf die Systemsicherheit befasst sich mit betrieblichen Aspekten, die über die im vorhergehenden Kapitel diskutierten Fragen hinausgehen. Es werden die Fragen aus Arbeitspaket 2 der Ausschreibung beantwortet. Diese betreffen im einzelnen die folgenden Aspekte:

- *Rückfalloption im Großstörungsfall*  
Es wird der Frage nachgegangen, welchen Einfluss die Umstellung auf die vorgeschlagenen Konzepte bezüglich der Systemsicherheit im Falle von großen Systemstörungen hat und welche Vorkehrungen zu treffen sind. Es wird analysiert und bewertet, wie die Konzepte im Störungsfall agieren, welche Rückfalloptionen notwendig sind und wie das Störungsmanagement gegenüber der heutigen Leistungs-Frequenz-Regelstruktur anzupassen ist.
- *Berücksichtigung von Einschränkungen der Übertragungskapazität*  
Es wird untersucht und bewertet, wie temporäre Einschränkungen der Übertragungskapazitäten bei den Konzepten berücksichtigt werden müssen. Es wird geklärt, ob und wie eine geeignete Verteilung der Regelkraftwerke und der Transport von Regelenergie sichergestellt werden können und wie temporäre Überlastungen bzw. Netzengpässe zu beherrschen sind.
- *Fahrplananmeldungen und DACF-Prozess*  
In diesem Abschnitt werden die vortägigen Netzsicherheitsrechnungen und der Einfluss von Änderungen der Fahrplananmeldungen auf diese betrachtet.
- *Einfluss auf weiterführende Systemführungsaufgaben*  
Es wird gemäß der Aufgabenstellung kurz diskutiert, ob die Konzepte Einflüsse auf weiterführende Systemführungsaufgaben (z.B. die Spannungs-Blindleistungsoptimierung oder die Veränderungen im Systemverhalten bei Schalthandlungen) haben.

Das Kapitel Gesamtwirtschaftlicher Nutzen untersucht und bewertet die Wirtschaftlichkeit beider Konzepte anhand von Einzelaspekten. Darüber hinaus wird die potentielle Entwicklung und der Einfluss auf die Märkte untersucht. Dieses Kapitel behandelt die Fragestellungen aus Arbeitspaket 4 der Ausschreibung. Es werden die folgenden Aspekte betrachtet:

- *Wegfall des Gegeneinander-Regelns*  
Dieser Abschnitt bewertet die durch die Vermeidung des Gegeneinanderregelns erzielbaren Einsparungen monetär und geht hierbei auch auf das Gegeneinanderregeln beim Einsatz von Minutenreserve ein.
- *Reduktion vorzuhaltender Regelleistung*  
Erhebliche Einsparpotentiale werden von einer Verringerung der Leistungsvorhaltung erwartet; das finanzielle Volumen der Einsparpotentiale wird abgeschätzt.
- *Kosten für Engpassmanagement*  
Der Wegfall innerdeutscher Fahrpläne unter dem Konzept des ZNR reduziert die zur Engpassbehebung verfügbaren Handlungsoptionen. Einsatz von Redispatch erlaubt möglicherweise einen SRL-Abruf streng nach Merit Order. Beide Aspekte werden an dieser Stelle untersucht.
- *Wegfall von HoBA und Ungewolltem Austausch*  
Unter dem Konzept des ZNR entfallen der Online-HoBA und die Kompensation des innerdeutschen sog. Ungewollten Austausches. Dieser Abschnitt untersucht mögliche Einsparungen hieraus.
- *Betriebskosten*  
Änderungen der Betriebskosten unter beiden Konzepten werden für ÜNB, SRL-Anbieter und BKV jeweils getrennt betrachtet.
- *Umstellungskosten*  
In diesem Abschnitt werden die Kosten des Übergangs zu den beiden Konzepten einander gegenübergestellt.
- *Marktentwicklung*  
Es erfolgt eine Analyse der möglicherweise unterschiedlichen Auswirkungen auf die Marktentwicklung. Betrachtet werden u. a. die Konsequenzen des Wegfalls von Fahrplanvorlaufzeiten unter dem ZNR.

Das Kapitel Zeitbedarf, Umsetzungsrisiken und Zukunftstauglichkeit befasst sich mit der Umsetzung und den langfristigen Entwicklungen beider Konzepte. Der Inhalt dieses Kapitels umfasst die Fragestellungen von Arbeitspaket 3 der Ausschreibung.

- *Zeitbedarf*  
Der Zeitbedarf zur Umsetzung der Konzepte wird anhand der Angaben der ÜNB plausibilisiert und bewertet. Es wird untersucht, ob sich signifikante zeitliche Unterschiede und Risiken für die Umsetzung der Konzepte ergeben.
- *Umsetzungsrisiken*  
Gegenstand dieser Untersuchung ist die Frage, ob sich neben den möglichen zeitlichen Unwägbarkeiten aus der Umsetzung beider Konzepte auch anderweitige Risiken aus technischer, betrieblicher und Marktsicht ergeben können.

- *Zukunftstauglichkeit*

Über die Umsetzungsphase hinausgehend wird hier die mittel- und langfristige Zukunftstauglichkeit der Konzepte untersucht. Es wird auch untersucht, ob die Konzepte ineinander überführbar sind, welches die größere Flexibilität bietet und welches langfristig das größere Potential besitzt.

### 1.3 Basis des Gutachtens

Als Basis der Begutachtung wurden mehrere Gesprächsrunden mit den ÜNB geführt. Die Gespräche haben einerseits mit Vertretern von RWE TSO und andererseits mit Vertretern von EnBW TNG, transpower und VE-T stattgefunden. Vorab wurde ein Diskussionsleitfaden erstellt, anhand dessen die wesentlichen im vorherigen Abschnitt dargestellten Fragestellungen besprochen wurden. Einige der Fragen mussten im Verlaufe der Gutachtenerstellung weiter vertieft werden. Die ÜNB haben jeweils ihre Konzepte anhand von Präsentationen erläutert und es wurden Gesprächsprotokolle angefertigt, die mit den beteiligten Parteien abgestimmt wurden.

Im Verlaufe der Gutachtenerstellung haben zahlreiche bilaterale Kontakte zu den jeweiligen Vertretern per Telefon und E-Mail stattgefunden, um einzelne Aspekte zu klären. Zu einzelnen Aspekten und Fragen wurden zum Teil auch schriftliche Stellungnahmen erstellt.

Im Rahmen der Erstellung des Gutachtens wurden auch Telefoninterviews mit Marktteilnehmern geführt. Die Bundesnetzagentur schlug die Marktteilnehmer vor, vergewisserte sich bei diesen hinsichtlich deren Bereitschaft zur Teilnahme und stellte den Gutachtern die Kontaktinformationen zur Verfügung. Insgesamt wurden Interviews mit neun Marktteilnehmern geführt, die alle als Bilanzkreisverantwortliche (BKV) am Markt aktiv sind. Von den interviewten Parteien konnten fünf auch die Perspektive eines Anbieters bzw. potentiellen Anbieters von Sekundärregelleistung in die Gespräche einbringen.

Für die Gespräche mit den Marktparteien wurden mit der Bundesnetzagentur abgestimmte Gesprächsleitfäden entwickelt, in denen die wesentlichen Fragen zusammengestellt wurden. Die Leitfäden wurden den kontaktierten Marktparteien rechtzeitig vor den Telefon-Interviews zur Vorbereitung zur Verfügung gestellt. Ebenso wurden in Abstimmung mit den jeweils betroffenen ÜNB Beschreibungen der beiden untersuchten Konzepte erstellt und den Interview-Teilnehmern zur Vorbereitung zugesandt.

Die Aussagen der Marktteilnehmer wurden von den Gutachtern zusammengefasst und sind im Wesentlichen in die Wirtschaftlichkeitsanalyse (Einsparungen durch zentrales Fahrplanmanagement, Umstellungskosten, etc.) resp. in den Abschnitt „Marktentwicklung“ (Auswirkungen des Wegfalls einer Vorlauffrist für innerdeutsche Fahrplananmeldungen unter dem Konzept des Zentralen Reglers etc.) eingegangen. Einige der Teilnehmer stellten den Gutachtern zusätzlich noch schriftliche Einschätzungen zur Verfügung.

## 2 Einführung

Zur Gewährleistung einer ausreichenden Zuverlässigkeit der Versorgung der Verbraucher mit elektrischer Energie ist die Vorhaltung von Leistungsreserven erforderlich. Reservebedarf entsteht, wenn in der momentanen Leistungsbilanz die Summe der tatsächlichen Leistungen von der Summe der erwarteten (geplanten) Leistungen abweicht. Diese Abweichung kann sowohl auf Seite der Netzlast zum Beispiel durch die Ungenauigkeit in der Lastprognose als auch auf Seite der Erzeugung durch Kraftwerksausfälle, Windenergieeinspeisung entstehen. Der Ablauf der Leistungs-Frequenz-Regelung ist im UCTE-Operation Handbook [3] für die

- Primary Control (Primärregelung)
- Secondary Control (Sekundärregelung)
- Tertiary Control (Minutenreserve)

beschrieben.

Nach [5], [6] (TransmissionCode 2007) sind heute die vier Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) für den stabilen Betrieb des Übertragungsnetzes in Deutschland verantwortlich.

### 2.1 Regelenergiearten

#### Primärregelung

Eine störungsbedingte Abweichung von der Netzfrequenz, zum Beispiel bei einem Kraftwerksausfall, aktiviert innerhalb von wenigen Sekunden Leistungen an allen primär-geregelten Kraftwerken. Der Einsatz der Primärregelung erfolgt automatisch durch die frequenzabhängige Leistungsregelung in den Erzeugungseinheiten und muss jederzeit zur Verfügung stehen.

Die Bereitstellung der Primärregelleistung (PRL) erfolgt nach dem Solidaritätsprinzip durch alle im UCTE-Gebiet synchron miteinander verbundenen Regelzonen und wird gemäß den Regelungen der UCTE [3], [4] auf die beteiligten Regelzonen gemäß deren Anteilen an der gesamten Nettostromerzeugung verteilt.

#### Sekundärregelung

Die Sekundärregelung löst die Primärregelung ab und führt die Frequenz sowie die Übergabeleistungen zu benachbarten Regelzonen wieder auf ihren Sollwert zurück. Die Primärregelung muss gemäß UCTE-Regeln spätestens innerhalb von 15 Minuten nach Aktivierung wieder in voller Höhe und dann dauerhaft zur Verfügung stehen. Um dieses sicherzustellen, müssen die beteiligten Erzeugungseinheiten, direkt oder indirekt über die Hauptschaltleitwarte des Anbieters (z.B. bei einem Zusammenschluss mehrerer Erzeugungseinheiten zu einem Pool), informationstechnisch an den Leistungs-Frequenz-Regler der jeweiligen Regelzone angebunden sein. Dazu erhält der Leistungs-Frequenzregler die aktuelle Frequenzabweichung zum Sollwert sowie Abweichung der Lastflüsse an allen Kuppelstellen der Regelzone von den geplanten Austauschprogrammen in nahezu sekundlichem Zeitraster. Auf Grundlage dieser Messwerte und der Sollwerte der

Frequenz und der Austauschprogramme bestimmt der als Proportional-Integral-Regler (PI-Regler) ausgeführte Leistungs-Frequenz-Regler die Sollwertvorgaben für die Sekundärregelleistung (SRL) und übermittelt diese online an die Erzeugungseinheiten bzw. Anbieter-Pools, um die Einspeiseleistung entsprechend den aktuellen Vorgaben des zentralen Leistungs-Frequenz-Reglers zu erhöhen oder zu reduzieren. Die Sollwertvorgaben werden dabei mit Zykluszeiten von 1 bis 4 Sekunden berechnet und an die Erzeugungseinheiten bzw. Anbieter-Pools weitergegeben.

### Minutenreserve

Die Minutenreserve wird zur Ablösung der Sekundärregelung und damit zur Wiederherstellung eines ausreichenden Sekundärregelbandes eingesetzt. Die Minutenreserveleistung (MRL) wird zur Zeit manuell durch den jeweiligen ÜNB von den Anbietern abgerufen. Im Gegensatz zur Sekundärregelung ist die Minutenreserve ein Fahrplanprodukt, so dass innerhalb einer Viertelstunde die zu erbringende Leistung konstant ist.

## **2.2 Heutige Betriebspraxis**

Die heutige Betriebspraxis im deutschen Verbundnetz basiert auf den UCTE-Regeln. Dort ist das Verhalten der ÜNB im Zusammenhang mit der Systemverantwortung festgelegt. Damit werden auch die Kooperationsmöglichkeiten der ÜNB geregelt.

Die folgenden zwei Dokumente sind hierbei relevant:

- UCTE Operation Handbook, einschließlich des Multi-Lateral-Agreement (MLA)
- Empfehlungen der UCTE Arbeitsgruppe „Ad hoc Group - Geographical Distribution of Reserves“.

Eine Organisationseinheit gemäß UCTE ist die sog. Control Area (Regelzone). Diese stellt ein in sich abgeschlossenes Netzsystem dar, welches dazu dient, eine mögliche Netzstörung technisch zu begrenzen. Alle ÜNB haben sich zur Sicherstellung der verbundweiten Kooperation in einer multilateralen Vereinbarung zur Einhaltung der Regularien verpflichtet [3].

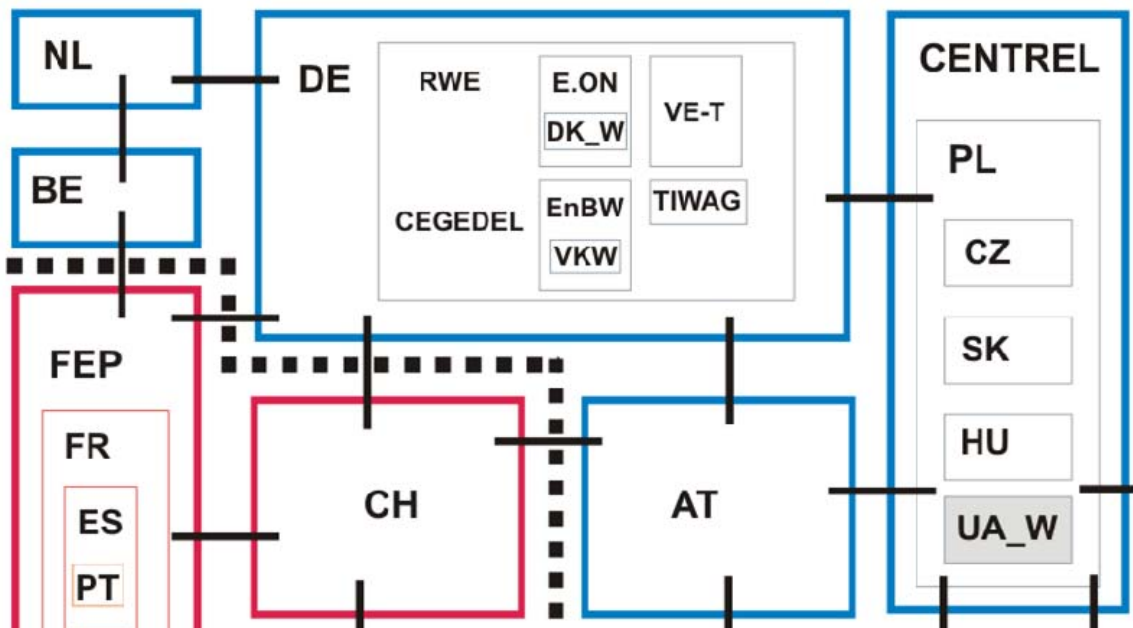
Gemäß UCTE besteht der gesamte Synchronverbund aus einzelnen sog. Control Blocks (Regelblöcken), die wiederum Control Areas (Regelzonen) enthalten können. Bezogen auf die Situation in Deutschland entsprechen die Netzgebiete der vier deutschen ÜNB zusammen mit Teilen Dänemarks, Luxemburgs und Österreichs einem Regelblock, wobei die ÜNB jeweils für ihre Regelzone verantwortlich sind.

Im synchron zusammen geschalteten Verbundnetz tragen die einzelnen nationalen und internationalen ÜNB gemeinsam die Verantwortung für den sicheren Systembetrieb mit den wesentlichen Qualitätsmerkmalen wie Frequenz- und Spannungsstabilität. Jeder ÜNB ist dabei verantwortlich für die eigene Regelzone [1]. Der ÜNB ist zu einer jederzeit ausreichenden Vorhaltung von Primär-, Sekundärregel- und Minutenreserveleistung verpflichtet [1], [5].



Für die Implementierung der Sekundärregelung bestehen drei unterschiedliche Ansätze [3]. Bei einer zentralisierten Organisation existiert ein Sekundärregler für den gesamten Regelblock. In einem pluralistischen System ist ein Blockkoordinator für den gesamten Regelblock gegenüber der UCTE verantwortlich, wobei die untergeordneten ÜNB jeweils ihre eigene Regelzone ausregeln. Die Aufgaben des Regelblockführers werden mit den an seinem Leistungs-Frequenz-Regler befindlichen Kraftwerken durchgeführt. Bei einer hierarchischen Organisation ist ein übergeordneter zentraler Leistungs-Frequenz-Regler vorhanden, welcher die unterlagerten Regler beeinflusst.

Der deutsche Regelblock (Control Block) ist derzeit als pluralistisches System organisiert. RWE TSO koordiniert als Regelblockführer die pluralistische Regelung von Leistung und Frequenz für die vier deutschen Regelzonen (EnBW TNG, RWE TSO, transpower und VE-T) incl. den angrenzenden Netzgebieten von Tiwag, VKW (beide Österreich), Cegedel (Luxemburg) und DK\_W (westlicher Teil Dänemarks). In Abbildung 1 ist die Einbindung des deutschen Regelblocks und die darin enthaltenen Regelzonen in das umliegende UCTE-Netz dargestellt.



**Abbildung 1: Regelblöcke und Regelzonen (Quelle: UCTE)**

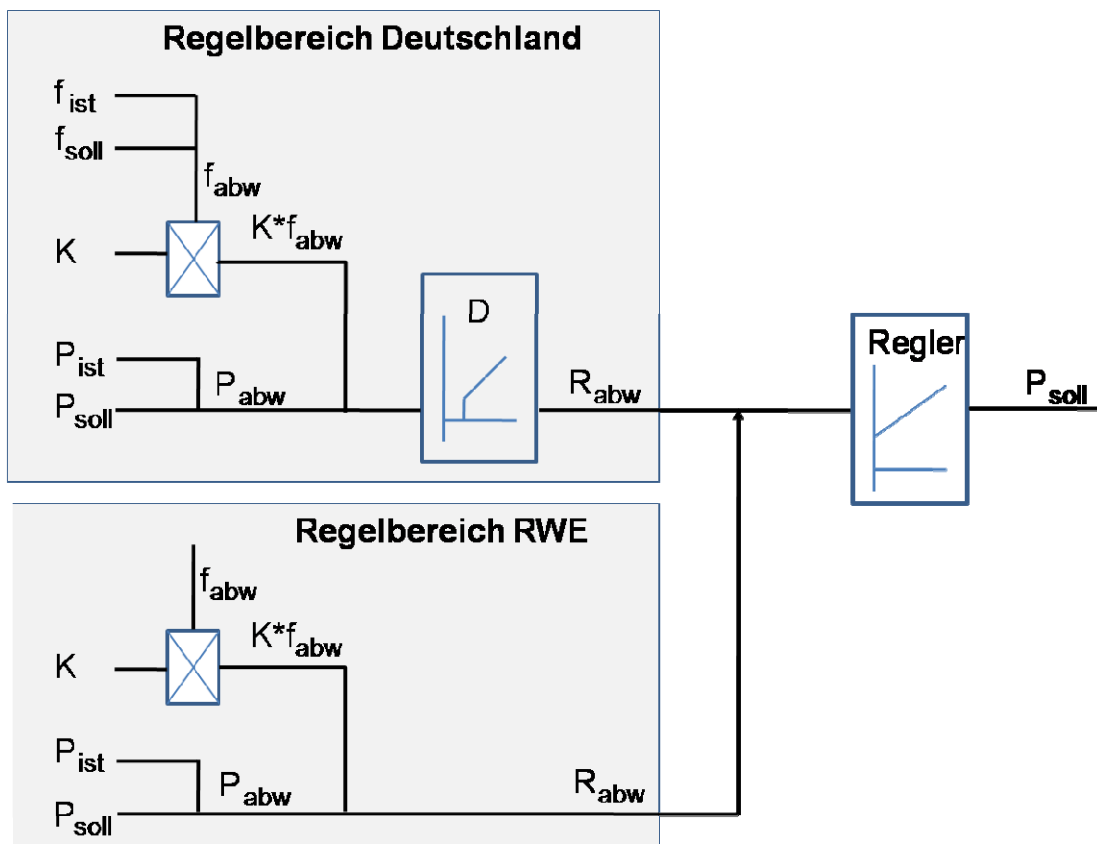
RWE TSO ist bisher verantwortlich für die Ausregelung des deutschen Regelblocks innerhalb der UCTE. In dieser Verantwortung betreibt RWE TSO heute den Leistungs-Frequenz-Regler für den deutschen Regelblock.

Innerhalb des deutschen Regelblocks regelt jeder ÜNB jeweils für seine Regelzone den Import bzw. Export mit den benachbarten Regelzonen, einschließlich ausländischer Regelzonen.

Das Prinzip der Blockregelung Deutschlands in Verbindung mit dem Leistungs-Frequenz-Regler von RWE TSO ist in Abbildung 2 dargestellt. Die Regelabweichungen der Regelzone RWE TSO und des Regelblocks Deutschland werden getrennt voneinander anhand der



Randintegrale bestimmt. Die vorzeichenrichtige Differenz beider Größen entspricht dem Eingangssignal des Leistungs-Frequenz-Reglers von RWE TSO.



**Abbildung 2: Prinzipschaltbild des Regelzonenreglers von RWE TSO in Verbindung mit dem Blockregler Deutschland<sup>2</sup>**

Für die Ausregelung des Regelblocks Deutschland wird keine zusätzliche Regelleistung vorgehalten, sondern „lediglich“ auf die Regelreserve von RWE TSO zurückgegriffen.

Die ausgeschriebenen Regelleistungen werden heute in Deutschland für jede einzelne Regelzone so dimensioniert, dass für den Verbundbetrieb mit einer Defizitwahrscheinlichkeit von rund 0,1 % die für jede einzelne Regelzone vorgehaltene Sekundärregel- und Minutenreserveleistung ausreicht. Die Defizitwahrscheinlichkeit von 0,1 % bedeutet, dass statistisch betrachtet die Regelleistung in einer Regelzone für ca. 9 Stunden pro Jahr nicht ausreicht. Das heißt konkret, dass im Mittel in 9 Stunden eines Jahres die vorgehaltene Regelleistung nicht ausreicht, um die Leistungsungleichgewichte auszugleichen. In diesen Fällen kann ein Übertragungsnetzbetreiber auf Basis einer Aushilfsvereinbarung auf Minutenreserveleistung eines anderen Übertragungsnetzbetreibers zugreifen, die nach „Können und Vermögen“ bereitgestellt wird. Alternativ kann der Übertragungsnetzbetreiber Notreserve aus noch nicht voll ausgelasteten Kraftwerken bzw. bis zur minimalen Einspeiseleistung von Kraftwerksbetreibern ebenfalls nach „Können und Vermögen“ aktivieren. Hierbei wird unterstellt, dass statistisch gesehen nicht mehrere ÜNB im gleichen

<sup>2</sup> Quelle: RWE TSO

Zeitraum unter einem Mangel an Regelleistung leiden. Die gegenseitige Unterstützung der ÜNB führt de facto zu einer höheren Versorgungszuverlässigkeit.

Die Dimensionierung der vorzuhaltenden Sekundärregelleistung ist immer ein Kompromiss aus Wirtschaftlichkeit und Systemsicherheit und liegt heute in der Verantwortung der einzelnen ÜNB. Die aktuell seitens der ÜNB einheitlich angewandte Dimensionierungsmethodik wurde Ende 2008 durch den Gutachter Consentec im Rahmen eines durch die Bundesnetzagentur beauftragten Gutachtens [8] bestätigt.

### 3 Beschreibung der Konzepte

Im folgenden Kapitel werden die untersuchten Konzepte auf Grundlage der von den ÜNB beschriebenen Funktionsweisen dargestellt. Es werden zunächst ausschließlich die Konzepte beschrieben und keine Bewertungen seitens der Gutachter vorgenommen.

#### 3.1 Konzept 1: Zentrale Leistungs-Frequenz-Regelung (ZNR)

Das Konzept 1 sieht eine direkte messtechnische Erfassung des Leistungsungleichgewichtes (Randintegral) der vier deutschen Regelzonen (incl. des Netzgebietes Luxemburgs und der VKW) vor. Das Prinzip der zentralen Leistungs-Frequenz-Regelung zeigt Abbildung 3. Das oben erläuterte Randintegral über alle vier Regelzonen bzw. die daraus resultierende Regelabweichung ( $\Delta P$ ) sowie die Frequenzabweichung sind die Eingangsgrößen für den zentralen Regler. Die heute im Blockregler Deutschland enthaltenden weiteren Netzgebiete können aus dem Randintegral des deutschen Regelblocks heraus genommen oder gemäß dem pluralistischen Regelkonzept wie heute mit geregelt werden<sup>3</sup>. Der Einsatz der Regelkraftwerke bzw. der SRL-Anbieter erfolgt auf Grundlage einer deutschlandweiten Merit-Order-Liste.

Die heutigen Leistungs-Frequenz-Regler der vier Regelzonen können bei Einsatz des zentralen Leistungs-Frequenz-Reglers nicht mehr eingesetzt werden. Pro Synchrongebiet kann ein Frequenzregler nach Angaben von RWE TSO für den Fall einer Großstörung für einen Netzwiederaufbau hilfreich sein. Eine systemtechnische Rückfalloption mit dezentralen Leistungs-Frequenz-Reglern ist bei diesem Konzept nicht erforderlich<sup>4,5</sup>.

Für die zentrale Ausregelung sind die folgenden Größen relevant:

- Messung des Randintegrals an den Grenzen der vier deutschen Regelzonen (incl. Luxemburg und VKW)
- eine redundante Frequenzmessung an mindestens zwei räumlich getrennten Stellen
- Sollwerte für Übergabeleistung an der Regelblockgrenze und Frequenz
- leittechnische Anbindung der SRL-Anbieter an den zentralen Regler
- Dimensionierung der Regelparameter (P-I-Anteil, Integrationszeitkonstante, etc.)

Das ZNR baut strukturell auf dem heute bereits eingesetzten Leistungs-Frequenz-Regler auf. Die Komplexität des Regelkreises inkl. der Ermittlung der Regelabweichung verringert sich gegenüber dem heutigen Konzept, da die messtechnische Abgrenzung der innerdeutschen Grenzen entfallen kann. Es sind keine Veränderungen an den Reglerstrukturen und Algorithmen erforderlich. Da RWE TSO als Regelblockführer bereits heute über die benötigte

---

<sup>3</sup> Besprechungsprotokoll vom 13.02.2009 mit RWE TSO

<sup>4</sup> E-Mail-Nachricht von Herrn Dr.-Ing. Frank Reyer vom 12.02.2009

<sup>5</sup> Besprechungsprotokoll vom 13.02.2009 mit RWE TSO

Infrastruktur, datentechnische Anbindung des Reglers zu allen Kuppelleitungen von Deutschland zum Ausland verfügt, ist eine Realisierung kurzfristig machbar<sup>6</sup>.

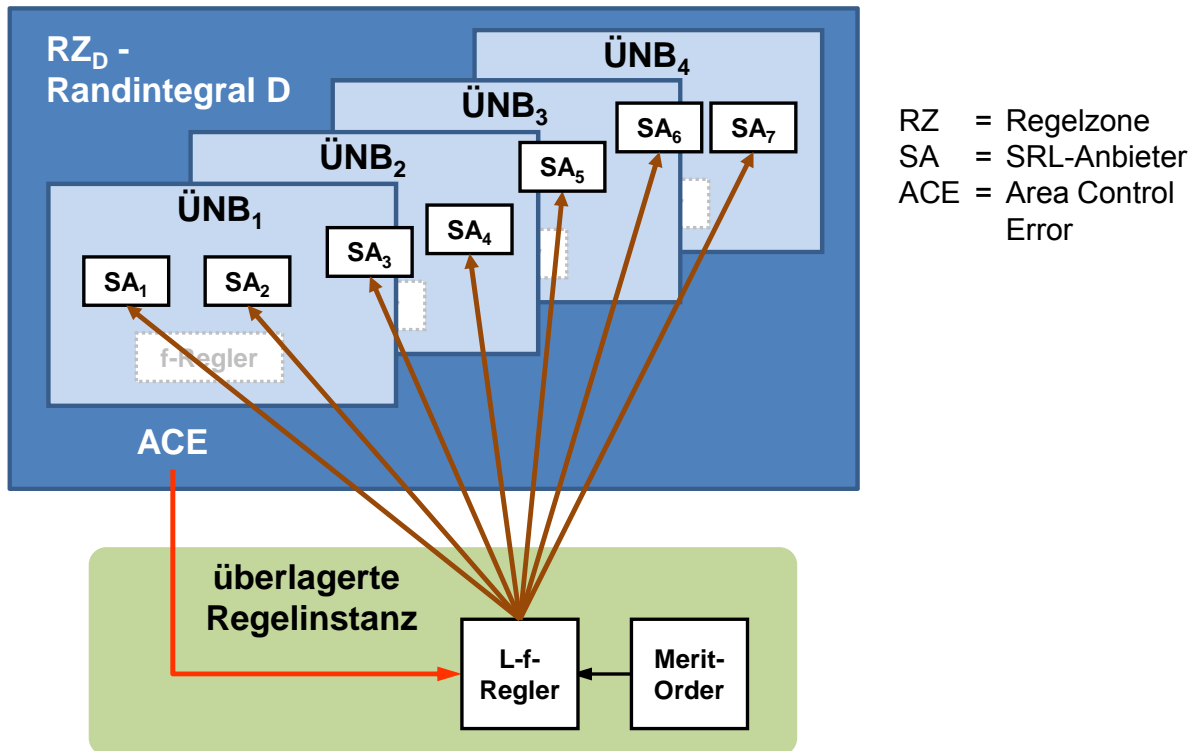


Abbildung 3: Prinzip des zentralen Reglers

### 3.1.1 Wechselwirkung mit Engpässen

Der Abruf der Regelenergie erfolgt auf Basis einer einheitlichen, deutschlandweit geltenden Merit-Order-Liste, so dass immer der deutschlandweit günstigste Anbieter aktiviert wird. Dies führt dazu, dass die Sekundärregelenergie gegenüber heute verstärkt über die Grenzen der heutigen Regelzonen abgerufen wird. Allerdings wird der sich durch den Transport von Regelenergie einstellende und den handelsbedingten Leistungsflüssen überlagerte Fluss in der Regel nicht zu einem Engpass führen, wenn nicht schon ohnehin aufgrund der Handelsgeschäfte ein Engpass zu besorgen ist. Dies ist dadurch begründet, dass die über die Regelzonengrenzen stattfindenden handelsbedingten Energieflüsse deutlich mehr als zehnmals größer sind als potenzielle Energieflüsse infolge einer deutschlandweiten Regelenergieerbringung<sup>7</sup>. In diesem Zusammenhang ist zur Berücksichtigung von temporären Engpässen zwischen und auch innerhalb der heute bestehenden Regelzonen ein neues Konzept zu entwickeln. Hierzu wird von RWE TSO vorgeschlagen, auf Basis potenzieller physikalischer Engpässe ein Regionenmodell zu entwickeln<sup>8</sup>. Diese Regionen müssen und werden nicht vollständig mit der heutigen Regelzonenstruktur korrespondieren. Zur Entwicklung dieses Regionenmodells kann auf ein bereits existierendes Modell der vier

<sup>6</sup> Antworten auf den Fragenkatalog der Gutachter, RWE TSO vom 12.02.2009

<sup>7</sup> E-Mail-Nachricht von Herrn Dr.-Ing. Hendrik Neumann, RWE TSO, vom 18.03.2009

<sup>8</sup> Besprechungsprotokoll vom 13.02.2009 mit RWE TSO

deutschen ÜNB zurückgegriffen werden, welches aus planerischen Gesichtspunkten Mitte 2007 erstellt worden ist. Die Pools der Regelenergieanbieter müssen dann je definierter Einspeiseregion gebildet werden. Die ÜNB beobachten im Rahmen ihrer Netzführung die Belastung ihrer Netzelemente sowie die (n-1)-Sicherheit und entscheiden darüber, bis zu welcher Höhe Regelleistung aus den Regionen exportiert bzw. importiert werden kann. Diese Abregelregeln können im zentralen Regler neben der Merit-Order-Liste hinterlegt werden.

Dieses Regionenmodell<sup>9</sup> ist eine Ziellösung, die allerdings gemäß den Angaben von RWE TSO keine zwingende Voraussetzung für die Realisierung des zentralen Leistungs-Frequenz-Reglers ist. Bis zur vollständigen Realisierung des Regionenmodells werden die Regionen in Form der heutigen Regelzonen abgebildet.

Im Rahmen der ständigen Prozessverbesserung ist auch aktuell die Entwicklung einer gemeinsamen ÜNB-übergreifenden Plattform für Netzsicherheitsrechnungen in der Umsetzung.

### 3.1.2 Fahrplanmanagement

Da für den ZNR als Eingangsgröße ausschließlich die aggregierten Fahrpläne zwischen Deutschland und dem Ausland erforderlich sind, kann innerhalb von Deutschland auf regionenscharfe Fahrpläne im Zusammenhang mit der Leistungs-Frequenz-Regelung verzichtet werden. Lieferungen ins Ausland sind wie bisher anzumelden. Fahrpläne werden heute für die Abrechnung der Bilanzkreise verwendet. Darüber hinaus werden Fahrpläne ebenfalls zur Erstellung des Day Ahead Congestion Forecast (DACF) genutzt, um die zu erwartende Lastflusssituation des folgenden Tages zu prognostizieren.

Auf der Basis der zentralen Leistungs-Frequenz-Regelung kann das gesamte Bilanzkreis- und Fahrplanmanagement zentralisiert werden. Innerdeutsche Fahrpläne zwischen den Regelzonen wären somit zukünftig nicht mehr erforderlich, ebenso müssten Bilanzkreisverantwortliche nur noch je einen Bilanzkreis für Deutschland einrichten und bewirtschaften und nicht wie heute, je einen pro Regelzone. Bausteine hierfür sind ein zentrales Fahrplanmanagement für Deutschland und ein einheitlicher Ausgleichsenergiepreis für Deutschland, der sich aus dem zentralen Regelkonzept in logischer Konsequenz ergibt. Zur Umsetzung des einheitlichen Bilanzkreismanagements ist kein Verrechnungsmechanismus unter den deutschen ÜNB erforderlich. Vielmehr können die Kosten und Erlöse aus der Bilanzkreisabrechnung direkt mit den zentral abgerechneten

---

<sup>9</sup> E-Mail-Nachricht von Herrn Dr.-Ing. Hendrik Neumann, RWE TSO, vom 18.03.2009:  
Das von RWE TSO vorgeschlagene Regionenmodell basiert auf einer Aufteilung des deutschen Netzgebietes in einzelne Regionen anhand von physikalischen Engpässen. Die Pools der Regelenergieanbieter werden, anstatt wie bisher vorgesehen pro Regelzone, dann pro definierte Einspeiseregion gebildet. Der Abruf von Regelleistung erfolgt durch den ZNR gemäß einer deutschlandweiten Merit-Order unter Berücksichtigung der zu erwartenden Netzbelastung. So kann z. B. der Fall eintreten, dass zunächst das günstigere Angebot eines Poolanbieters zur Erbringung positiver SRL aus bestimmten Regionen übersprungen werden muss, da ein weiterer Export aus dieser Region aus netzsicherheitstechnischen Gründen nicht möglich ist.  
Ein derartiges Regionenmodell wurde bereits 2007 von den 4 ÜNB gemeinsam mit einem planerischen Focus entwickelt. Es ist noch zu untersuchen, welche Regionengrenzen im Hinblick auf ein effizientes Engpassmanagement und die Poolbildung von Regelenergieanbietern relevant sind und welche Regionen ggf. zusammengelegt werden können.

Kosten der Regelarbeit verrechnet werden. Die Datenerhebung zur Bilanzkreisabrechnung kann aus organisatorischen Gründen weiterhin wie bewährt dezentral auf Basis der bisherigen Regelzonenstruktur erfolgen, die wiederum auf der Datenbereitstellung aus den Verteilnetzen beruht.

Im Zusammenhang mit dem zentralen Fahrplanmanagement entfallen die Istwertaufschaltungen aus Gemeinschaftskraftwerken und der Windeinspeisung auf die Leistungs-Frequenz-Regler der einzelnen ÜNB.

### 3.1.3 Verhalten bei Großstörungen

Im Hinblick auf Großstörungen spielt die Sekundärregelung keine wesentliche Rolle. Unmittelbar nach einer Großstörung wird die Frequenzstabilität zunächst durch die rotierenden Massen und anschließend durch die Netzstatik (Frequenzabhängigkeit der Last und Primärregelleistung) sowie durch frequenzabhängigen Lastabwurf bestimmt. Nach Erreichen eines stationären Frequenzwertes wird mit Hilfe manuell aktivierter Kraftwerksleistung ein annäherndes Erreichen des Frequenzsollwertes angestrebt. Die Leistungs-Frequenz-Regelung ist bei Großstörungen zu blockieren (UCTE OH Policy 5), um unkontrollierte Leistungsflüsse zu vermeiden. Bei derartigen Störungen (Ausfall von Teilnetzen, Inselnetzbildung oder Lastabwurf) ist die Ausregelung der Austauschprogramme in Form der entsprechenden Randintegrale nicht mehr möglich.

Im Falle einer Großstörung, die eine Auftrennung des deutschen Übertragungsnetzes zur Folge hat, würden heute zunächst die Leistungs-Frequenz-Regler der heutigen vier Regelzonen deaktiviert. Anschließend wird eine Leitwarte eines ÜNB oder auch ein einzelnes Kraftwerk als „Frequenzleader“, das heißt als Verantwortlicher für die Frequenzregelung, pro Synchrongebiet bestimmt, um die Frequenz zu stabilisieren und die Frequenzhaltung mit den Verbundpartnern zu koordinieren. Somit ist eine dezentral vorgehaltene Leistungs-Frequenz-Regelung als Rückfalloption nicht erforderlich<sup>10</sup>. Darüber hinaus ist eine auf die Ausregelung der einzelnen Regelzonen abgestimmte Leistungs-Frequenz-Regelung als Rückfalloption nicht praktikabel. Im Fall von Inselnetzbildungen müssen die Grenzen der aufgetrennten Gebiete nicht mit den Kuppelstellen der Regelzonen übereinstimmen<sup>11</sup>. Bei Auftrennung von Netzgebieten ist die Ausregelung von Austauschprogrammen ohnehin nicht mehr sinnvoll möglich.

### 3.1.4 Anbindung der Sekundärregelleistungs-Anbieter

Beim ZNR sind alle SRL-Anbieter informationstechnisch an den zentralen Leistungs-Frequenz-Regler anzubinden. Sofern RWE TSO die Rolle des zentralen Reglers übernimmt, sind heute bereits, außer der E.ON Energy Trading, alle anderen SRL-Anbieter bei RWE TSO in Brauweiler informationstechnisch angebinden. Der Kraftwerkspool eines Anbieters wird an den zentralen Leistungs-Frequenz-Regler angeschlossen. Im Fall einer Großstörung

---

<sup>10</sup> E-Mail-Nachricht von Herrn Dr.-Ing. Hendrik Neumann RWE TSO vom 18.03.2009

<sup>11</sup> siehe Störung vom 04.11.2006 mit der Bildung von drei getrennten Inseln durch die Netze von E.ON, APG und weiteren UCTE-Partnern

kann eine zweite informationstechnische Anbindung der Regelleistungskraftwerke an dezentrale Frequenzregler sinnvoll sein (siehe Kapitel 5.1).

Die Beschaffung der Regelleistung erfolgt bereits heute über eine gemeinsame, zentrale Internetplattform. Nach dem Konzept des zentralen Reglers würden auch der Abruf der Regelenergie und die nachgelagerte Abrechnung einheitlich durch die zentrale Regelinstanz erfolgen. Die Abrechnung der Regelarbeit ist eng mit dem Abruf verbunden, da die entsprechenden abzurechnenden Mengen mit dem Regelverantwortlichen abzustimmen sind. Die Aufgabe der Präqualifikation kann dezentral beim Anschluss-ÜNB verbleiben. Somit hat der Anschluss-ÜNB die Verantwortung, die Qualität der Regelenergieerbringer in seinem Netz sicherzustellen.

### **3.1.5 Einbindung der Minutenreserve**

Der Abruf von Minutenreserve soll beim ZNR nach den gleichen Kriterien wie heute erfolgen. Sollte sich die aktivierte SRL über einen längeren Zeitraum auf einem hohen Niveau befinden und wird dies auch für den nachfolgenden Zeitraum erwartet, so wird MRL zur Ablösung der eingesetzten SRL und zur Wiederherstellung freier SRL abgerufen. Der Abruf erfolgt nach der Merit-Order Liste unter Berücksichtigung eventueller, durch die ÜNB gemeldeter temporärer Engpässe. Hierbei kann ebenfalls das Regionenmodell zur Anwendung kommen. Der Abruf von MRL wird auch heute schon regelzonenübergreifend getätigt, ohne dass der abrufende ÜNB Informationen über den jeweiligen Netzzustand des Anschluss-ÜNB hat.

### **3.1.6 Vorgesehener Umsetzungszeitplan**

Der folgende Zeitplan zur Umsetzung des ZNR ist vorgesehen<sup>12</sup>:

#### Vorbereitung: 3 Monate

- Abstimmung einer vertraglichen Regelung unter den ÜNB zur Durchführung der zentralen Leistungs-Frequenz-Regelung
- Überführung der Rahmenverträge für MRL auf RWE TSO (sind heute beim Anschluss-ÜNB)
- Anschluss des Anbieters E.ON Energy Trading an den zentralen Regler und Abschluss des Rahmenvertrages mit RWE TSO (ist heute bei Anschluss-ÜNB transpower)
- schrittweise Vervollständigung der am zentralen Regler angebotenen Pools
- Zusammenführung der Bilanzkreisverträge bei RWE TSO

#### Einführung einer gemeinsamen Regelzone

- Zentrale Regelung durch RWE TSO; dezentrale Regler werden neutral gestellt (deaktiviert).
- Anbindung aller SRL-Anbieter an zentralen Regler; zentraler Abruf MRL

---

<sup>12</sup> E-Mail-Nachricht von Herrn Dr.-Ing. Frank Reyer, RWE TSO, vom 25.03.2009

- zentrales Fahrplanmanagement, deutschlandinternes Fahrplanmanagement entfällt
- BKV können deutschlandweit einen einheitlichen Bilanzkreis bilden
- falls einzelne BK aus systemtechnischen Gründen die Umstellung nicht innerhalb von drei Monaten durchführen können, so können auch weiterhin mehrere BK geführt werden. Der Austausch zwischen diesen BK erfolgt dann über interne Fahrpläne.

### 3.1.7 Zusammenfassung

Die zentralen Aussagen von RWE TSO zum ZNR sind, dass das Gegeneinander-Regeln systemimmanent vollständig vermieden wird<sup>13</sup>. Die dezentralen Leistungs-Frequenz-Regler sind in diesem Konzept nicht mehr erforderlich und werden durch den zentralen Leistungs-Frequenz-Regler ersetzt. Im Hinblick auf das Störungsmanagement bei Großstörungen (Blackout) können evtl. dezentrale Frequenz-Regler mit einer entsprechenden Informationsanbindung der Regelleistungsanbieter für den Netzwiederaufbau mit den angrenzenden Netzgebieten hilfreich sein, sind aber prinzipiell nicht erforderlich.

Vor dem Hintergrund, dass das Engpassmanagement auch heute in Deutschland nicht zufriedenstellend gelöst ist und der Tatsache, dass der Abruf von Regelenergie mit der Einführung des ZNR (und genauso beim NRV) gegenüber heute verstärkt über die Regelzongrenzen getätigt wird, ist ein deutschlandweit organisiertes Engpassmanagement in Form eines Regionenmodells anzustreben. Die vollständige Implementierung dieses Modells ist aber keine zwingende Voraussetzung für die Realisierung eines ZNR. In der Übergangszeit bis zur vollständigen Realisierung des Regionenmodells werden die heutigen Regelzonen als Regionen abgebildet.

Ein zentraler Aspekt einer deutschen Regelzone ist, dass das gesamte Bilanzkreis- und Fahrplanmanagement zentralisiert werden kann. Innerdeutsche Fahrpläne sind bei Einführung des ZNR nicht mehr erforderlich, ebenso müssen Bilanzkreisverantwortliche nur noch einen Bilanzkreis für Deutschland führen und bewirtschaften. In diesem Zusammenhang entfällt auch der im Rahmen des EEG heute durchgeführte unverzügliche horizontale Belastungsausgleich sowie historisch bedingte Istwertaufschaltungen von Gemeinschaftskraftwerken, die bilanziell in mehreren Regelzonen einspeisen. Des Weiteren ergibt sich eine effizientere Marktgestaltung durch ein deutschlandweites Markt- und Abrechnungssystem für Regel- und Ausgleichsenergie.

Durch die Realisierung einer deutschen Regelzone und dem hiermit verbundenen Wegfall von innerdeutschen Fahrplananmeldungen steht dem Markt ein uneingeschränkter deutschlandweiter Handel zur Verfügung. Hiermit verbunden sind auch weitreichende marktrelevante Veränderungen wie z. B. der Wegfall von Vorlaufzeiten beim Intraday-Handel.

---

<sup>13</sup> mit Ausnahme der auf die Trägheit insbesondere thermischer Kraftwerke zurückzuführenden Übergangszeiträume bei Vorzeichenänderungen des Regelsignals



### 3.2 Konzept 2: Netzregelverbund (NRV)

Das von den drei ÜNB EnBW TNG, transpower und VE-T entwickelte Konzept des Netzregelverbundes (NRV) ist modular aufgebaut (4 Module) und optimiert die Ausregelung von Leistungsungleichgewichten in einem Verbund von Regelzonen. Die dezentrale Regelzonenstruktur bleibt bei diesem Konzept bestehen (vgl. Abbildung 4). Der Blockregler Deutschland braucht für die Umsetzung des NRV nicht verändert werden. Die abrechnungstechnische Struktur bzgl. des UCTE-Verbundes mit der Aggregation der vier deutschen Regelzonen zu einem Regelblock kann beibehalten werden.

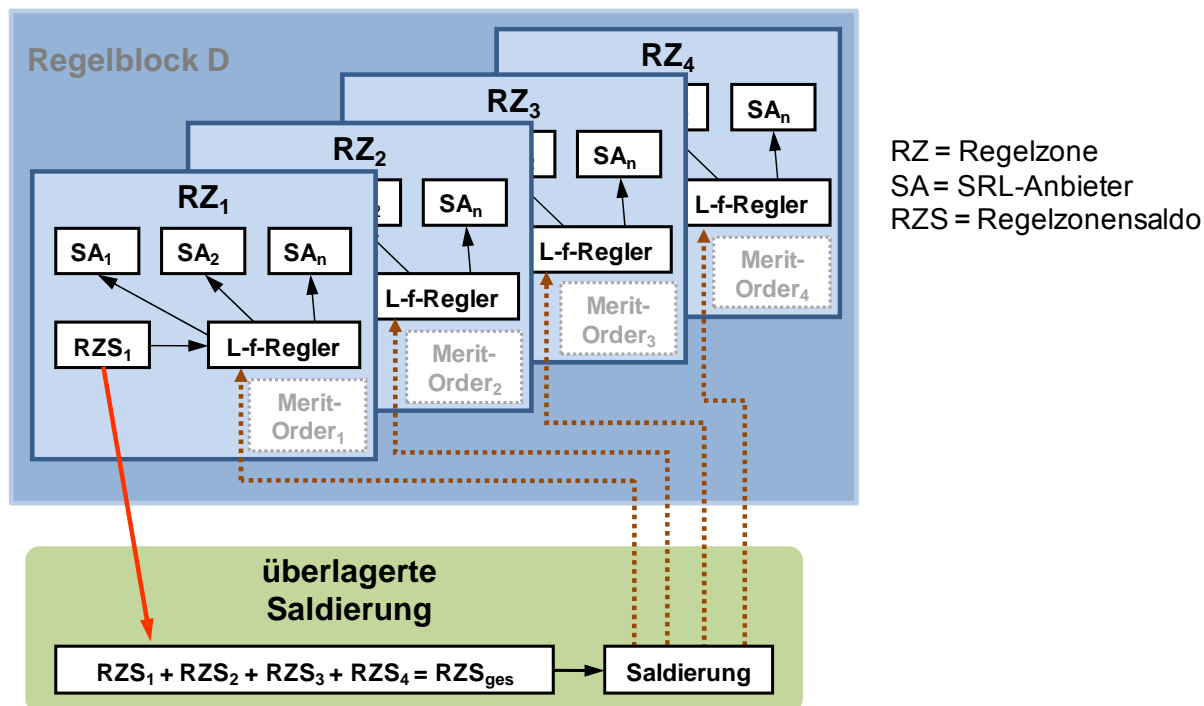


Abbildung 4: Prinzip des Netzregelverbundes

Die Regelzonensalden der einzelnen Regelzonen werden wie heute einzeln erfasst und informationstechnisch an eine übergeordnete Instanz (Saldierer) übertragen. Der Saldierer ermittelt die gesamte abzurufende Sekundärregelleistung für alle beteiligten Regelzonen. Auf Grundlage des gesamten Regelzonensaldos werden aus dem positiven oder negativen Bedarf Korrekturwerte für die dezentralen Leistungs-Frequenz-Regler berechnet.

Der Saldierer berechnet derzeit alle 4 Sekunden die Werte für die Kompensation gegenläufiger Regelzonenbilanzen sowie ggf. zu leistende Aushilfe und übermittelt diese an die angeschlossenen ÜNB. Derzeit arbeiten die Regler der beteiligten ÜNB mit Zykluszeiten von 1 bis 4 Sekunden<sup>14</sup>. Eine Harmonisierung wird nicht angestrebt, da diese nach Einschätzung der beteiligten ÜNB und gemäß [9] nicht notwendig ist und darüber hinaus aufgrund der erheblich größeren maßgeblichen Zeitkonstanten im Regelkreis keine Vorteile bringen würde.

<sup>14</sup> E-Mail Nachricht von Herrn Dr. Peter Hoffmann, transpower, vom 02.06.2009

Die Zeitkonstante der Regelkraftwerke ist wesentlich größer als die Berechnung der Korrekturwerte und die Kommunikation zwischen den Reglern. Somit kann der NRV das vorhandene Potential zur Vermeidung des Gegeneinander-Regelns immer vor dem Abruf von Sekundärregelleistung voll ausschöpfen. Implementiert wurde zusätzlich eine Begrenzer-Schaltung für die Austauschleistung zwischen den beteiligten Regelzonen. Diese ermöglicht, bei netzbedingten Störungen oder Engpässen, den Austausch auf die technisch zulässige Austauschleistung richtungsabhängig zu begrenzen oder komplett zu deaktivieren. Damit lässt sich das Verhalten des NRV an die jeweilige Netzsituation anpassen. Für den Abruf der Sekundärregelleistung ist wie heute der jeweilige ÜNB verantwortlich. Die aktuellen Austauschleistungen stehen bei den beteiligten Netzbetreibern online in der jeweiligen Warte zur Verfügung.

Für die Einführung des NRV ist eine schrittweise Umsetzung vorgesehen:

Das **Modul 1** verhindert den gegenläufigen Abruf von Sekundärregelleistung in Echtzeit. In Modul 1 werden alle Leistungsungleichgewichte der drei Regelzonen addiert und so das saldierte Regelzonensaldo ermittelt. Dieser saldierte Regelzonensaldo wird pro rata – unter Berücksichtigung ggf. begrenzter Austauschaldi – auf die beteiligten Regelzonen durch Veränderung der Sollwerte für die Austauschleistungen verteilt. Dieses Modul ist seit Dezember 2008 vollumfänglich operativ. Nach Angaben der drei beteiligten ÜNB kann durch den NRV ebenso viel Regelarbeit eingespart werden, als würde ein ZNR die heutigen vier Regelzonen als eine Regelzone ausregeln. Eine Erweiterung auf weitere Regelzonen ist bei diesem Konzept möglich.

Mit dem **Modul 2** stellen sich die Regelzonen im NRV ihre freien Sekundärregelleistungsreserven gegenseitig zur Verfügung, wenn ihre eigenen Leistungsreserven ausgeschöpft sind. Mit diesem Modul wird eine gemeinsame, regelzonenübergreifende Dimensionierung der vorzuhaltenden Regelleistung für alle teilnehmenden Regelzonen möglich. Dieses Modul ist seit Mai 2009 in Betrieb. Die Dimensionierung entspricht der einer zentralen Ausregelung, unter der Berücksichtigung, dass keine engpassbedingte Einschränkung hinsichtlich des Austausches zwischen den Regelzonen erfolgt. Im Rahmen von Modul 2 wurde auch ein gemeinsamer Preis für Ausgleichsenergie in allen beteiligten Regelzonen eingeführt.

Mit dem **Modul 3** schaffen die ÜNB ein einheitliches Marktgebiet für Sekundärregelleistung innerhalb der am NRV beteiligten Regelzonen. Alle Anbieter von Sekundärregelleistung werden informationstechnisch nur noch an ihren jeweiligen Anschluss-ÜNB angebunden, der automatisch auch immer den Abruf durchführt. Damit sind die an ihren Anschluss-ÜNB informationstechnisch angebotenen Sekundärregelleistungseinheiten automatisch auch bei allen anderen am NRV teilnehmenden Regelzonen präqualifiziert und können ihre Regelleistung in allen beteiligten Regelzonen anbieten. Die ÜNB gewährleisten untereinander den Transport der Regelleistung über zentrale Ist-Wert-Aufschaltungen. Dadurch entfällt die IT-technische Anbindung der Anbieter an den Abruf-ÜNB („Regelzonenverfügbarkeit“) als Vergabekriterium. Dadurch, dass die physikalische und informationstechnische Anbindung vom Anbieter nur noch zum Anschluss-ÜNB besteht,

entstehen einfachere Strukturen und Zuordnungen als dies heute der Fall ist. Eine Präqualifikation bei einem ÜNB ist in allen teilnehmenden Regelzonen ohne zusätzliche leittechnische Anbindung resp. Präqualifikation gültig. Ein Gebot wird automatisch in allen teilnehmenden Regelzonen berücksichtigt.

Im Rahmen des **Moduls 4** erfolgt der Abruf der SRL aus einer gemeinsamen Merit-Order-Liste, so dass immer der deutschlandweit nächst günstigste Anbieter abgerufen wird.

Eine Erweiterung auf weitere Regelzonen ist je Modul bei diesem Konzept jederzeit möglich, auch um die Teilnahme von RWE TSO sicherzustellen. Insbesondere bei Modul 1 ist auch eine Erweiterung für ausländische Regelzonen, auch über Engpässe hinweg, möglich und wird derzeit aktiv durch die drei ÜNB verfolgt.

### 3.2.1 Wechselwirkung mit Engpässen

Der NRV bietet bei Netzengpässen additiv zu den heute bereits bestehenden Handlungsoptionen nach § 13 Abs. 1 EnWG zusätzliche marktbezogene Eingriffsmöglichkeiten in die Lastflusssteuerung.

Das Konzept NRV sieht hierfür für den Regelleistungsaustausch zwischen den Regelzonen die Möglichkeit richtungsabhängiger Grenzwerte vor, durch welche die Optimierung zwischen den Regelzonen bei auftretenden Netzengpasssituationen kurzfristig und stufenweise eingeschränkt werden kann. Dadurch kann zur Vermeidung von Redispatch die wirtschaftliche Einsatzoptimierung der Module 1 und 4 eingeschränkt werden. Das Setzen von Grenzwerten führt dabei dazu, dass richtungsabhängig der Umfang der Optimierung reduziert wird. Erst wenn eine Einschränkung der Module 1 und 4 nicht ausreicht, um die Engpasssituation zu beherrschen, kann im letzten Schritt auch noch Modul 2 eingeschränkt werden. Im Extremfall (Grenzwert Null) entfällt die Optimierung und die teilnehmenden Regelzonen fallen in den heutigen autarken Betrieb zurück.

Darüber hinaus bleiben beim NRV durch Beibehaltung der RZ-scharfen Fahrplananmeldungen heute erfolgreich angewandte marktbezogene Maßnahmen zur Engpassbeseitigung gemäß § 13 Abs. 1 EnWG vollumfänglich erhalten.

- Präventive Einschränkung des Intraday-Handels, um sich abzeichnende Netzengpässe nicht zu verschärfen und somit Redispatch zu vermeiden.
- Selektive Einschränkung des Intraday-Handels als flankierende Maßnahme beim Einsatz von regelzonenübergreifendem Redispatch. Dadurch kann, ohne den gesamten Intraday-Handel in Deutschland zu stoppen, selektiv eine Redispatch-Maßnahme abgesichert werden.
- Engpassvermeidender EEG-Bilanzausgleich. In Regelzonen mit klar abzugrenzenden Leistungsflüssen ist dieses ein wirksames Mittel zur Vermeidung EEG-bedingter Netzengpässe.
- Countertrading innerhalb Deutschlands

### 3.2.2 Fahrplanmanagement

Regelzonenübergreifende Fahrpläne liefern Informationen über Lastflüsse und bieten die Möglichkeit für eine höhere Genauigkeit bei der Netzsicherheits- und Engpassberechnung (DACF). Auf den DACF-Datensätzen basiert die UCTE-weite Netzsicherheitsrechnung. Darüber hinaus bilden die DACF-Datensätze eine wichtige Grundlage zur Bestimmung der auktionierten Transportkapazitäten. Eine Verschlechterung der heutigen DACF-Qualität hätte daher diesbezüglich negative Auswirkungen. Nicht vorgesehen ist daher im NRV ein für ganz Deutschland zentralisiertes Fahrplanmanagement. Die Fahrplananmeldungen erfolgen unverändert wie heute. Im laufenden Betrieb ist daher der Sekundärregelleistungsaustausch zwischen Regelzonen steuer- bzw. begrenztbar (s. o.); der jeweilige Systemführer kennt den Systemzustand in seiner Regelzone und kann durch korrektive Fahrplanmaßnahmen einen Redispatch teilweise vermeiden.

Mit der Umsetzung von Modul 2 wurde auch ein einheitlicher Preis für Ausgleichsenergie eingeführt. Damit werden Abweichungen der Bilanzkreise in den beteiligten Regelzonen praktisch saldiert und die Kosten und Risiken für BKV verringert. Dies entspricht in seinen kommerziellen Konsequenzen der Einführung des zentralen Fahrplanmanagements beim ZNR. Die Notwendigkeit der Abgabe von regelzonenscharfen Fahrplänen bleibt allerdings weiterhin bestehen.

### 3.2.3 Störungsmanagement

Das Störungsmanagement entspricht der heutigen Vorgehensweise. Netzführungsverantwortung und Einsatz der Regelkraftwerke erfolgen weiterhin deckungsgleich für die dezentrale Regelzone durch den jeweiligen ÜNB. Die Systemverantwortung kann auch im Störfall dezentral wahrgenommen werden. Es erfolgt keine Trennung zwischen zentraler und dezentraler Systemverantwortung. Jeder ÜNB hat im Störfall direkten autarken Zugriff auf die in seiner Regelzone angeschlossenen, physikalisch wirksamen Regelkraftwerke.

Durch das Modul 3 befinden sich zwangsläufig alle regelfähigen SRL-Kraftwerke permanent am Leistungs-Frequenz-Regler der einzelnen Regelzone, bzw. Netzregion. Im Störfall ist daher keine Umschaltung zwischen einem zentralen Leistungs-Frequenz-Regler und einem dezentralen Frequenzregler notwendig, vielmehr muss in dem Fall nur der Leistungspfad deaktiviert werden.

Ist der Saldierer selber die Fehlerursache, so kann dieser jederzeit abgeschaltet werden und die dezentralen Leistungs-Frequenz-Regler regeln wie bisher weiter.

### 3.2.4 Anbindung der Sekundärregelleistungs-Anbieter

Wie unter Modul 3 bereits beschrieben werden alle Anbieter von Sekundärregelleistung informationstechnisch nur noch an ihren jeweiligen Anschluss-ÜNB angebunden. Die Präqualifikation ist somit für alle Regelzonen gegeben.

Die Anbindung von regelzonenübergreifenden Poolanbietern ist zur Erreichung der Mindestangebotsleistung gewährleistet.

### 3.2.5 Einbindung der Minutenreserve

Für den Abruf von Minutenreserve wurde von den drei beteiligten ÜNB ein gemeinsames operatives Betriebskonzept erarbeitet und implementiert<sup>15</sup>. Der Abruf von Minutenreserve erfolgt dezentral durch die am NRV beteiligten ÜNB nach gleichen Kriterien und Regeln. Dabei orientiert sich der dezentrale Abruf der Minutenreserve nicht mehr ausschließlich am lokalen SRL-Bedarf der einzelnen Regelzonen sondern am summarischen SRL-Bedarf des NRV in Kombination mit dem lokalen SRL-Bedarfs. Ein Abruf von MRL erfolgt, wenn der summarische SRL-Bedarf im NRV eine vorgegebene Grenze der Gesamt-SRL übersteigt. In diesem Fall rufen die Regelzonen MRL ab, deren individueller Bedarf ebenfalls die vereinbarte Grenze übersteigt. Hierdurch wird verhindert, dass unterschiedliche gegenläufige Abrufe erfolgen. Dieses gemeinsame operative Betriebskonzept für den MRL-Abruf ist Teil des Moduls 2 (siehe Abschnitt 4.6).

### 3.2.6 Vorgesehener Umsetzungszeitplan

Für die Umsetzung des NRV ist der folgende Zeitplan seitens der beteiligten ÜNB vorgesehen<sup>16</sup>:

Modul 1 (seit 12.2008 umgesetzt): Vermeidung des gegenläufigen Abrufs von SRL in Echtzeit, richtungsabhängige Einschränkungen aufgrund von Netzengpässen sind möglich

Modul 2 (seit 05.2009 umgesetzt)<sup>17</sup>: Regelzonenübergreifende Dimensionierung der Regelleistungsvorhaltung durch gegenseitige Aushilfe der teilnehmenden Regelzonen. Des Weiteren wurden im Rahmen von Modul 2 die Modalitäten der Weitergabe der durch die Saldierung von SRL-Abrufen realisierten Einsparungen an die Bilanzkreisverantwortlichen festgelegt; für die am NRV beteiligten Regelzonen wird seither ein einheitlicher Ausgleichsenergiepreis bestimmt.

Modul 3 (zwei Monate nach der Umsetzung von Modul 2): einheitliches Marktgebiet für SRL, informationstechnische Anbindung der Anbieter nur an den jeweiligen Anschluss-ÜNB. Die Anbieterrahmenverträge sind zu ergänzen. Die Internetplattform ist zu ertüchtigen bzgl. Stammdaten, Eingangsprüfung, Ergebnisinformationen und etwaige Zweitausschreibungen.

Modul 4 (zwei Monate nach der Umsetzung von Modul 3): Abruf von SRL auf Basis einer gemeinsamen Merit-Order-Liste. Die hierfür erforderliche Infrastruktur ist noch zu entwickeln und zu implementieren.<sup>18</sup>

### 3.2.7 Zusammenfassung

Die zentralen Aussagen der am NRV beteiligten Unternehmen sind, dass ein Gegeneinander-Regeln<sup>19</sup> vermieden wird. Das heute in Betrieb befindliche Modul 1 spart

---

<sup>15</sup> E-Mail-Nachricht von Herrn Jens Langbecker, EnBW TNG, vom 17.06.2009

<sup>16</sup> E-Mail-Nachricht von Herrn Jens Langbecker, EnBW TNG, vom 18.03.2009

<sup>17</sup> E-Mail-Nachricht von Herrn Dr. Peter Hoffmann, transpower, vom 02.06.2009

<sup>18</sup> E-Mail-Nachricht von Herrn Dr. Peter Hoffmann, transpower, vom 28.08.2009 – Modul 4 geht ca. 1 Monat später als vorgesehen in Betrieb. Hintergrund sind die umfangreichen Inbetriebnahmetests.

<sup>19</sup> mit Ausnahme der auf die Trägheit, insbesondere thermischer Kraftwerke zurückzuführenden Übergangszeiträume bei Vorzeichenänderungen des Regelsignals

damit Regelarbeit. Eine Reduzierung des vorzuhaltenden Regelleistungsbedarfs ist allerdings mit Modul 1 nicht möglich. Erst mit der Einführung von Modul 2 kann die Regelleistung niedriger dimensioniert werden. Nach der gemeinsamen Dimensionierung des Regelleistungsbedarfs steht die Leistung allen beteiligten Regelzonen zur Verfügung. Bei aktivem Modul 1 erfolgt die Kompensation der Gegenläufigkeit unmittelbar, bei ausgeschaltetem Modul 1 erst dann, wenn die zur Verfügung stehende Regelleistung in einer Regelzone an ihre Grenzen stößt. Sind alle vier Module in Betrieb, so ergeben sich in Bezug auf die vorzuhaltende Regelleistung sowie die abgerufene Regelarbeit vergleichbare Einsparungen wie beim ZNR.

Das Störungsmanagement kann wie heute durchgeführt werden. Im Gegensatz zum ZNR wird kein zentrales Fahrplanmanagement implementiert, jedoch wurde ein einheitlicher Ausgleichsenergiepreis mit Modul 2 eingeführt.

Ab Modul 3 ist der Anschluss-ÜNB alleiniger Vertrags- und Abruf-ÜNB. Hierzu ist die Internetplattform zu ertüchtigen bzgl. Stammdaten, Eingangsprüfung, Ergebnisinformationen und etwaigen Zweitausschreibungen. Ab Modul 4 erfolgt der SRL-Abruf nach einer gemeinsamen Merit Order.

Für den Einsatz von Minutenreserve wurde ein gemeinsames technisches Betriebskonzept erstellt. Der Abruf von MRL orientiert sich nicht mehr an dem Bedarf der einzelnen Regelzone sondern an dem Gesamtbedarf aller beteiligten Regelzonen.

Die heutigen Regelzonen und die Wahrnehmung der Systemverantwortung bleiben unverändert bestehen und die Stabilität der Regelung in NRV entspricht der heutigen Situation.

## 4 Technische Machbarkeit

Im folgenden Kapitel werden die in der Aufgabenstellung angeführten Punkte bezüglich der technischen Machbarkeit beider Konzepte untersucht. Dabei werden die relevanten Unterscheidungsmerkmale herausgearbeitet und im Detail analysiert. Dazu gehören u.a. die Komplexität der technischen Umsetzung, die technische Effizienz bei der Vermeidung des Gegeneinander-Regelns sowie die Dimensionierung der Regelleistung. Der Analyse folgt ein Teilfazit, in dem die wesentlichen Punkte hervorgehoben und bewertet werden.

### 4.1 Komplexität der Leistungs-Frequenz-Regelung

In diesem Abschnitt wird zunächst die Komplexität der reinen Leistungs-Frequenz-Regelung betrachtet. Zusätzliche Funktionen, die ebenfalls einen Einfluss auf die Komplexität haben, werden in gesonderten Abschnitten untersucht.

Der zentrale Leistungs-Frequenz-Regler bzw. zentrale Netzregler (ZNR) baut strukturell auf den heute bereits eingesetzten Reglertypen auf. Die Komplexität des Regelkreises inkl. der Ermittlung der Regelabweichung verringert sich gegenüber der heutigen Praxis, da die messtechnische Abgrenzung der innerdeutschen Regelzongrenzen entfallen kann und die Ansteuerung der SRL-Anbieter von dem zentralen Leistungs-Frequenz-Regler aus erfolgt. Mit dem Wegfall der innerdeutschen Regelzongrenzen können auch die heutigen, historisch bedingten Istwertaufschaltungen (Gemeinschaftskraftwerke) entfallen. Die erforderlichen Messwerte des Leistungs-Frequenz-Reglers entsprechen überwiegend denen der heutigen Ausgestaltung des Reglers für den Regelblock Deutschland bei RWE TSO, der beim ZNR nicht mehr explizit zu berücksichtigen ist, da dieser mit dem einen zentralen Regler zusammenfällt. Allerdings müssen die heute im Blockregler Deutschland enthaltenen weiteren Netzgebiete aus dem Randintegral des deutschen Regelblocks heraus genommen oder gemäß dem pluralistischen Regelkonzept wie heute mit geregelt werden. Die regelungstechnische Stabilität des nach dem klassischen Frequenzkennlinienverfahren funktionierenden Konzeptes entspricht dem Stand der Technik und wird auch in anderen Ländern der UCTE zuverlässig angewandt. Für die zeitnahe Umsetzung liegen bereits alle notwendigen Messgrößen der Kuppelleitungen von Deutschland zum Ausland vor, wobei zu beachten ist, dass heute die Netzgebiete Cegedel (Luxemburg), Tiwag und VKW (Österreich) sowie Energienet.dk (Dänemark West) im Regelblock Deutschland enthalten sind. Laut Aussage von RWE TSO können diese Gebiete wie heute pluralistisch mitgeregelt werden, was auch technisch plausibel ist<sup>20</sup>. Die Leistungsflüsse auf den Kuppelleitungen sowie die Abweichungen der einzelnen Regelgebiete können messtechnisch erfasst und entsprechend abgerechnet werden. Damit ergeben sich nach Ansicht der Gutachter keine wesentlichen zusätzlichen technischen Anforderungen. Ggf. müssen die informationstechnische Anbindung und Verarbeitung der Messdaten neu strukturiert werden.

---

<sup>20</sup> Besprechungsprotokoll mit RWE TSO vom 13.02.2009



Im Konzept 2, dem Netzregelverbund (NRV), wird die Komplexität der Leistungs-Frequenz-Regelung durch eine zusätzliche Instanz zur Verknüpfung der einzelnen Regelzonensalden tendenziell erhöht. Dies erhöht ebenfalls die Komplexität bei der Ermittlung der Regelabweichungen als Eingangsgrößen der vier Leistungs-Frequenz-Regler, da durch die zentrale Saldierung ein angepasstes Sollsignal per Istwertaufschaltung an die einzelnen Regler übertragen wird. Diese zusätzliche Datenübertragung nutzt jedoch bereits vorhandene Kommunikationsverbindungen, die mit fortschreitender Entwicklung in der Informationstechnik zunehmend einfacher zu etablieren sind. Des Weiteren gehört deren Betrieb zu der technischen Kernkompetenz von Netzbetreibern und ist daher in diesem Zusammenhang nicht als kritischer Faktor einzustufen. Die Parametrierung der einzelnen Leistungs-Frequenz-Regler entspricht dem Status Quo, da nur ein zusätzlicher bzw. angepasster Sollwert übertragen wird, so dass auch die Regelzyklen nicht verändert werden müssen. Die regelungstechnische Stabilität ist mathematisch, simulationstechnisch [9] und durch den seit Dezember 2008 laufenden Betrieb auch praktisch nachgewiesen. Im Modul 4 ist zusätzlich die Berücksichtigung der Arbeitspreise in einer gemeinsamen Merit-Order-Liste erforderlich, um so den Abruf zu koordinieren. Auch diese Koordinierung resultiert ausschließlich in einer Anpassung der Sollwerte für die einzelnen Regler. Durch die Saldierung kann der heutige übergeordnete Blockregler für Deutschland entfallen, wodurch sich eine geringfügige Verringerung der gesamten Komplexität ergibt. Die ausländischen Regelzonen können analog zur Behandlung beim ZNR in das Konzept integriert werden.

Im Bezug auf die Komplexität der Leistungs-Frequenz-Regelung stellt der ZNR aufgrund der direkten Erfassung der Regelgröße und der direkten Ansteuerung der SRL-Anbieter die einfachere Alternative dar. Allerdings sind diese Vorteile gering, da beim NRV größtenteils auf bereits heute vorhandene und bewährte Einrichtungen zurückgegriffen werden kann. Die zusätzliche Datenübertragung stellt aus technischer Sicht kein Problem dar. Aus der Vereinfachung des Gesamtsystems beim ZNR folgt auch eine geringere Fehleranfälligkeit, die jedoch als eher theoretisch einzuordnen ist. Sämtliche systemrelevanten Einrichtungen sind sowohl heute als auch in den beiden betrachteten Konzepten redundant auszulegen, so dass die technische Fehleranfälligkeit kein Entscheidungskriterium darstellt. Beide Konzepte sind mit geringem technischen Aufwand basierend auf heutiger Technologie umsetzbar. In Summe ergibt sich hieraus kein nennenswertes Differenzierungskriterium.

## 4.2 Kommunikationseinrichtungen

Beim ZNR müssen alle SRL-Anbieter mit dem zentralen Leistungs-Frequenz-Regler verbunden sein. Der ZNR erfordert keine zusätzliche Übertragung von Messwerten zwischen den Leitwarten, da die Erfassung des Randintegrals des deutschen Regelblocks mit heute bereits vorhandenen direkten Kommunikationseinrichtungen und Nachrichtenwegen erfolgt. Zusätzlich ist für den Fall von Inselnetzbildungen und den Netzwiederaufbau nach einem Blackout die Anbindung der SRL-Anbieter an den Frequenz-Regler des jeweiligen Anschluss-ÜNB hilfreich und seitens der ÜNB empfohlen (siehe Kapitel 5). Dementsprechend müssen sich neue Anbieter sowohl an den zentralen Leistungs-Frequenz-



Regler als auch an den jeweils dezentralen Frequenz-Regler anschließen, wodurch sich ein erhöhter informationstechnischer Aufwand ergibt.

Beim NRV müssen die einzelnen Regelzonensalden an den Saldierer übermittelt werden. Zusätzlich ist die Übertragung der vom Saldierer berechneten Korrekturwerte an alle vier Regelzonen erforderlich. Die Datenübertragung zwischen den ÜNB muss bereits heute redundant und hoch zuverlässig ausgestaltet sein, so dass durch die im NRV zusätzlich zu übertragenden Informationen keine Einschränkungen bzw. Risiken zu erwarten sind. Im Rahmen des Poolkonzeptes ist darüber hinaus für die RZ-übergreifende Erbringung von SRL noch die Übertragung von Kontrollwerten zwischen Anschluss- und Abruf-ÜNB erforderlich. Allerdings kommen RZ-übergreifende Pools nur für Kleinanbieter in Frage, um die für die Erbringung von Sekundärregelung erforderliche Mindestangebotsgröße von 10 MW erreichen zu können. Größere Anbieter können je RZ einen Pool bilden, da die Module 3 und 4 für ein einheitliches Marktgebiet und damit einen einheitlichen Markt sorgen. Allerdings ist der mehrfache Aufwand in allen Regelzonen zu berücksichtigen. Für die Umsetzung von Modul 4 müssen dementsprechend zusätzlich die Arbeitspreise der Anbieter an zentraler Stelle erfasst und entsprechend verrechnet werden. Die Anzahl der leittechnischen Anbindungen der SRL-Anbieter kann beim NRV durch Modul 3 reduziert werden, da ausschließlich die heute bestehende Anbindung zum Anschluss-ÜNB genutzt wird. Neue Anbieter müssen diese eine Anbindung zum Anschluss-ÜNB aufbauen, agieren dann aber in einem gemeinsamen Markt.

Bezüglich der erforderlichen Kommunikationseinrichtungen sind für den NRV zusätzliche Datenübertragungen zwischen den ÜNB vorzunehmen. Aufgrund der heute vorhandenen, zuverlässigen informationstechnischen Einrichtungen sind keine Risiken für den Betrieb zu erwarten. Beim ZNR kann es im Großstörungsfall hilfreich sein, dass die SRL-Anbieter sowohl eine Anbindung an den zentralen als auch an den jeweiligen dezentralen Regler der ÜNB haben, wohingegen im NRV ausschließlich eine Anbindung an den Anschluss-ÜNB erforderlich ist. Zusammenfassend ergibt sich bei beiden Konzepten ein ähnlicher Aufwand für die Kommunikationsinfrastrukturen.

### **4.3 Weiternutzung heutiger Infrastrukturen**

Wie bereits erläutert, basiert der zentrale Leistungs-Frequenz-Regler im ZNR auf dem heutigen Regler für den Regelblock Deutschland. Daher ist die Infrastruktur zur Erfassung der Leistungsflüsse auf den Kuppelleitungen in die Nachbarländer bei RWE TSO vorhanden und kann weitergenutzt werden. Falls die zentrale Regelung an anderer Stelle aufgebaut werden soll, ist diese Infrastruktur neu zu implementieren, was einen höheren Umsetzungsaufwand zur Folge hat, technisch jedoch unproblematisch ist.

Im NRV werden die bestehenden Leistungs-Frequenz-Regler in den Regelzonen weitergenutzt. Die Implementierung des übergeordneten Saldierers ist zusätzlich erforderlich, dieser ist jedoch mitsamt der Übertragung der Istwertaufschaltungen zwischen den derzeit beteiligten ÜNB bereits realisiert. Die weiteren Module erfordern Anpassungen

des Saldierers, wie z. B. die zentrale Erfassung der Arbeitspreise der SRL-Anbieter, jedoch keine grundsätzlichen Veränderungen des Systems.

Für beide Konzepte ist die technische Machbarkeit basierend auf weitestgehend vorhandener Infrastruktur gewährleistet.

#### **4.4 Güte der Ausregelung und Vermeidung des Gegeneinander-Regelns**

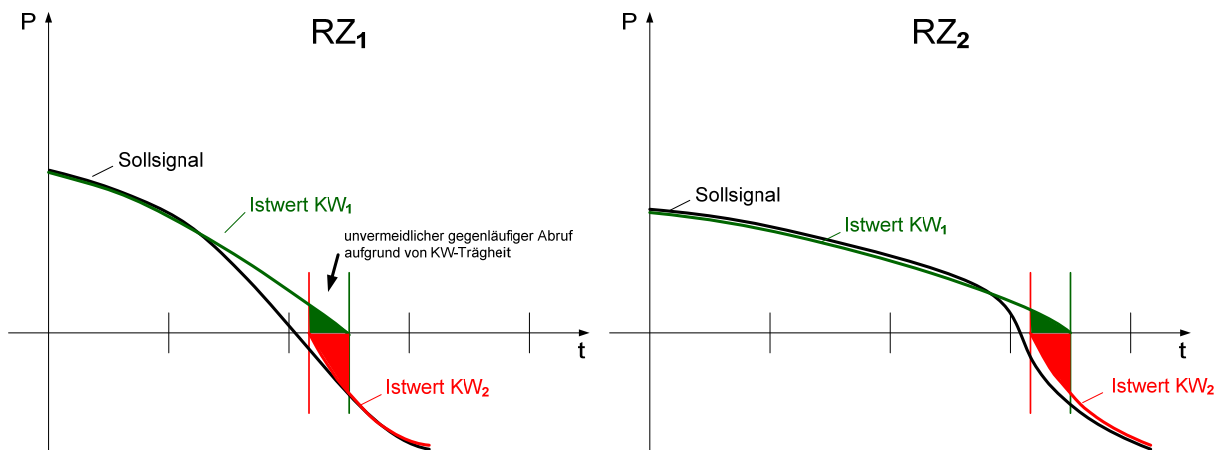
Bei der heutigen Struktur in Deutschland mit vier einzelnen Regelzonen kommt es vor, dass eine Regelzone positive SRL abrufft, während eine andere Regelzone gleichzeitig negative SRL einsetzt. Ein Hauptziel bei der Entwicklung der beiden betrachteten Konzepte ist die Vermeidung dieses sog. Gegeneinander-Regelns. Darüber hinaus kann es bei ungünstigem SRL-Abruf durch die Kraftwerksträgheit, d. h. dass z. B. negative Regelleistung benötigt wird, weil ein Kraftwerk eines Erbringers positiver Regelleistung noch nicht heruntergefahren ist, auch vorkommen, dass innerhalb einer Regelzone übergangsweise gleichzeitig positive sowie negative SRL abgerufen wird. Auch dieses soll soweit wie möglich vermieden werden. Die Regelgüte soll hierbei dem heutigen Systemzustand mindestens entsprechen und die Vorgaben der UCTE erfüllen. Unter der Güte der Ausregelung ist die Einhaltung der vorgegebenen Geschwindigkeit des Ausregelns durch die Regelenergie erbringenden Anlagen bei Vermeidung von Schwingungen und Überschwüngen zu verstehen.

Maßgeblich für die Schnelligkeit der Ausregelung von Leistungsungleichgewichten und damit die Wirkung des Regelblocks Deutschland auf das Ausland ist die Regelfähigkeit der Kraftwerke. Aufgrund der angestrebten gemeinsamen Merit-Order-Liste in beiden Konzepten stehen für die Regelung grundsätzlich dieselben Anbieter bzw. Kraftwerke zur Verfügung. Wie bereits ausgeführt wurde, werden beim NRV bereits ab Modul 1 die Regelzonensalden der vier Regelzonen zunächst getrennt erfasst und anschließend wird der tatsächliche Abruf von SRL koordiniert. Damit wird zum einen das Gegeneinander-Regeln zwischen den Regelzonen vermieden und zum anderen – nach vollständiger Umsetzung des NRV-Konzeptes mit Modul 4 – der jeweils günstigste Anbieter aus der Merit-Order-Liste ausgewählt. Daher sind an dieser Stelle die Signallaufzeiten zwischen Saldierer und Leistungs-Frequenz-Regler sowie die Verarbeitungszeiten zu betrachten, die beim ZNR prinzipiell nicht entstehen.

Die Güte der Ausregelung wird durch die Trägheit der Kraftwerke beschränkt. Die SRL muss spätestens nach 30 s anfangen zu wirken und der Regelzonensaldo muss spätestens nach 15 min ausgeregelt sein (vgl. UCTE-Operation Handbook, Policy 1). Die Verzögerung bis zur Anpassung der Sollwerte durch den Saldierer beim NRV liegt bei 4 Sekunden und ist begrenzt durch die Taktung der einzelnen Regler (siehe Abschnitt 3.2), so dass die Güte der Ausregelung entsprechend der im ZNR ist.

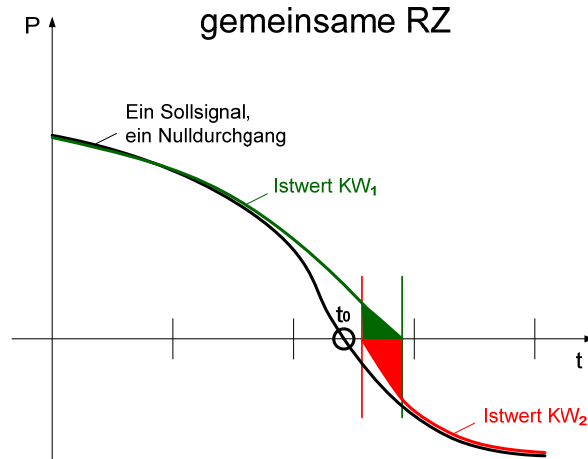
Neben dem Gegeneinander-Regeln zwischen den Regelzonen, welches in beiden Konzepten vollständig vermieden werden kann, muss zusätzlich noch der kurzfristige gegenläufige Abruf von positiver und negativer SRL innerhalb einer Regelzone betrachtet werden. Dieser Effekt kann immer dann auftreten, wenn das Regelsignal einen

Nulldurchgang aufweist und die Kraftwerke unterschiedlicher SRL-Anbieter für positive und negative SRL ihre Arbeitspunkte mit unterschiedlicher Trägheit verändern. So kann es zu Situationen kommen, in denen ein Kraftwerk noch positive SRL liefert, während ein anderes Kraftwerk bereits negative SRL erbringt oder umgekehrt. Aufgrund der Zeitkonstanten der Leistungs-Frequenz-Regler (aus regelungstechnischer Sicht handelt es sich um Proportional-Integral-Regler – PI-Regler) ist dieser Effekt zwar gering, jedoch bei jeder der heutigen Regelzonen anzutreffen. Abbildung 5 zeigt diesen Effekt beispielhaft für zwei getrennt geregelte Regelzonen. In jeder der Regelzonen kommt es bei einem Nulldurchgang des Sollsignals zu einem gegenläufigen Abruf von SRL. Der Istwert des  $KW_1$  (grüne Kurve) ist noch nicht auf null zurückgeführt, während das  $KW_2$  (rote Kurve) bereits kurz nach dem Nulldurchgang des Sollsignals SRL liefert. Dieses Beispiel ist nicht maßstabsgerecht gezeichnet, da eine quantitative Bestimmung dieses Effektes ohne eine detailliert nachgebildete und parametrisierte Systemmodellierung nicht möglich ist. Es soll ausschließlich zur Veranschaulichung der Wirkungsweise bei einer gemeinsamen Regelzone bzw. bei der Saldierung dienen.



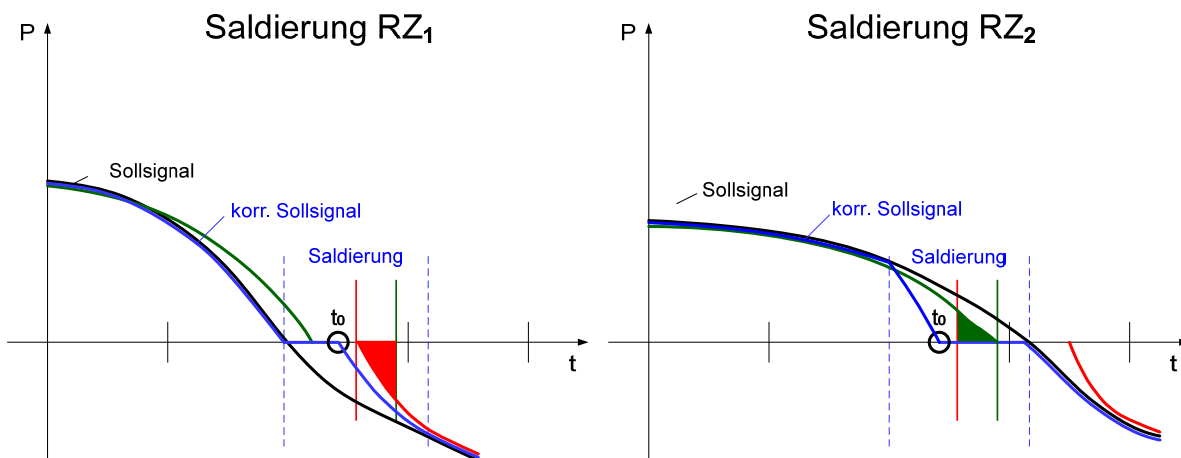
**Abbildung 5: Gegenläufiger Abruf von SRL bei getrennten Regelzonen**

Werden die beiden dargestellten Regelzonen gemeinsam wie beim ZNR ausgeregelt, existiert definitionsgemäß nur ein Sollsignal, das in dem dargestellten Zeitbereich auch nur einen Nulldurchgang aufweist, vgl. Abbildung 6. Dieser liegt zeitlich zwischen den Nulldurchgängen der getrennten Regelzonen. Dementsprechend kommt es höchstens einmal zu einem gegenläufigen Abruf von SRL. Über die Energiemengen aufgrund der im Vergleich zur Situation mit zwei getrennten Regelzonen veränderten Steilheit des Sollsignals kann und soll an dieser Stelle keine Aussage getroffen werden. Da es jedoch seltener zu Nulldurchgängen kommt, ist eine tendenzielle Verminderung der gegenläufigen Energiemengen zu erwarten.



**Abbildung 6: Gegenläufiger Abruf von SRL bei einer gemeinsamen Regelzone**

Werden gemäß dem Konzept des NRV die Regelzonensalden zunächst getrennt voneinander erfasst und unverzüglich saldiert, ist für den diskutierten Effekt nur der Nulldurchgang des gesamten Verbundes wirksam. Zur Veranschaulichung ist in Abbildung 7 neben dem originären Sollsignal, das identisch zu dem bei getrennten Regelzonen ist, auch das durch den Saldierer korrigierte Sollsignal dargestellt. Beim Nulldurchgang von RZ<sub>1</sub> ist das Sollsignal von RZ<sub>2</sub> noch positiv, so dass das korrigierte Sollsignal in RZ<sub>1</sub> bei null bleibt, während der Abruf von positiver SRL in RZ<sub>2</sub> reduziert wird. In diesem Zeitbereich kann es daher nicht zu einem gegenläufigen Abruf kommen. Erst nach dem Nulldurchgang des korrigierten Sollsignals zum Zeitpunkt  $t_0$ , dieser ist zeitgleich zu dem Nulldurchgang bei einer gemeinsamen Regelzone, wird negative SRL in RZ<sub>1</sub> abgerufen. Da aufgrund der Trägheit der Kraftwerke in RZ<sub>2</sub> noch positive SRL erbracht wird, obwohl das korrigierte Sollsignal bereits bei null ist, kommt es zu einem gegenläufigen Abruf. Diese Darstellung soll verdeutlichen, dass es auch im NRV nur bei einem Nulldurchgang des gesamten Sollsignals analog zum ZNR zu einem gegenläufigen Abruf von SRL kommen kann. Trotz der rein qualitativen Betrachtung erscheint es plausibel, dass auch die Energiemengen aufgrund der resultierenden Steilheit der Sollsignale in beiden Konzepten identisch sind.



**Abbildung 7: Gegenläufiger Abruf von SRL bei Saldierung zweier Regelzonen**

Für die Güte der Ausregelung und der Vermeidung des Gegeneinanderregelns lässt sich daher feststellen, dass beide Konzepte zu einem identischen Verhalten führen. Der maßgebliche Einflussfaktor auf die Schnelligkeit der Ausregelung und die nach UCTE-Operation Handbook, Policy 1 geforderte Ablösung der Primärregelung sind die an der Regelung beteiligten Kraftwerke. Auch bei großen Leistungsungleichgewichten werden in beiden Konzepten nach vollständiger Umsetzung dieselben Anbieter auf Basis der gemeinsamen Merit-Order-Liste ausgewählt und abgerufen, so dass sich an dieser Stelle keine Unterschiede ergeben.

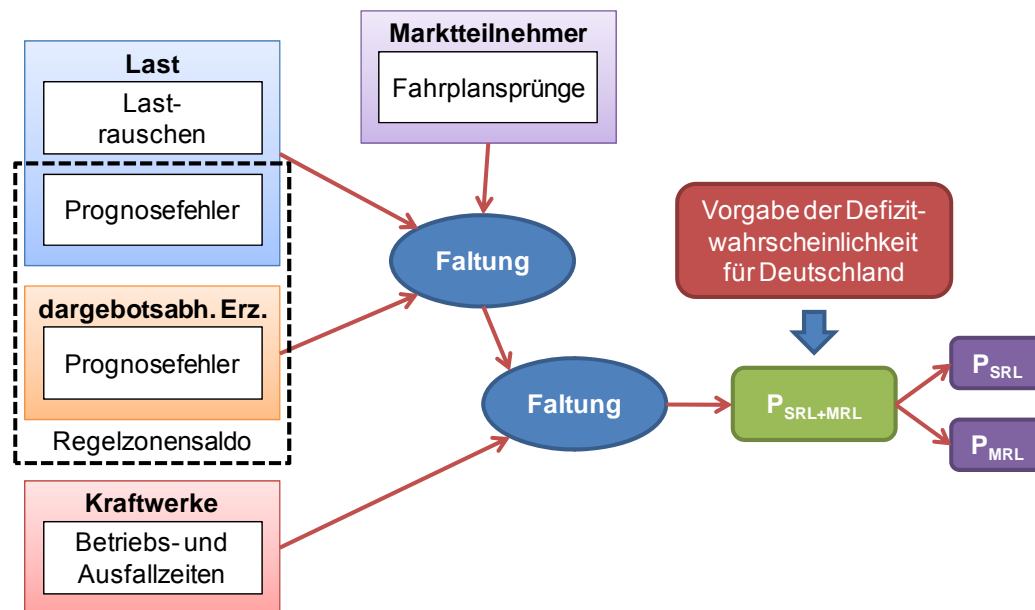
Von der Universität Stuttgart wurde in [9], S. 23 für den NRV ein Effizienzfaktor von rund 94 % simulationstechnisch ermittelt. Dieser Wert bezieht sich jedoch nur auf diejenigen Zeitintervalle, in denen getrennte Regelzonen gegeneinander regeln. In diesen Situationen kann das tatsächliche Gegeneinander-Regeln mit einer Effizienz von 94 % vermieden werden. Es handelt sich bei dem angegebenen Wert dementsprechend um eine bedingte Wahrscheinlichkeit. Bezogen auf den gesamten Betrachtungszeitraum liegt die Effizienz je nach Wahl der Simulationsparameter bzw. je nach Häufigkeit dieser Situationen im Bereich von 98 bis 99 %. Bedingt durch die kurzen Signallaufzeiten zwischen Reglern und Saldierer und der im Verhältnis dazu großen Trägheit der Regelkraftwerke kann wie bereits oben ausgeführt von einem identischen Erbringungsverhalten der SRL in beiden Konzepten ausgegangen werden. Eine simulationstechnische Ermittlung der absoluten Effizienz und ein Vergleich mit der Ausregelung bei einer gemeinsamen Regelzone ist nicht möglich, da zu diesem Zweck die unterschiedlichen Parameter jedes einzelnen, an der Regelung beteiligten Kraftwerkes modelliert werden müssten. Da diese Parameter z. T. unbekannt oder mit hohen Unsicherheiten behaftet sind, ist eine Simulation an dieser Stelle nicht zielführend.

Der identische Abruf bei einer identischen Güte der Regelung innerhalb Deutschlands hat auch eine identische Dimensionierung der vorzuhaltenden Regelleistung zur Folge. Die Bestimmung dieser Leistung und die dabei relevanten Einflussparameter werden im folgenden Abschnitt im Detail diskutiert.

Zusammenfassend ist festzuhalten, dass sich die beiden Konzepte im Sinne der Regelgüte sowie der Vermeidung des Gegeneinanderregelns nicht unterscheiden.

#### **4.5 Auswirkungen auf die vorzuhaltende Regelleistung**

Die für die Dimensionierung der vorzuhaltenden Sekundärregel- und Minutenreserveleistung relevanten Einflussfaktoren sowie deren Verknüpfung im Faltungsalgorithmus sind in Abbildung 8 dargestellt. Auf die Unsicherheiten bei der Quantifizierung der einzelnen Parameter bzgl. der gemeinsamen Dimensionierung wurde bereits in [8] hingewiesen. An dieser Stelle soll daher nur herausgearbeitet werden, ob die Dimensionierung in beiden Konzepten in gleicher Weise zu erfolgen hat.



**Abbildung 8: Dimensionierung der Sekundärregel- und Minutenreserveleistung**

Die vorzuhaltende Regelleistung ergibt sich unabhängig vom gewählten Konzept aus den in Abbildung 8 dargestellten Einflussfaktoren. Im Folgenden wird für jeden einzelnen Faktor herausgearbeitet, ob sich die Parametrierung zwischen den beiden Konzepten systematisch unterscheidet. Dabei werden grundsätzliche Aussagen aus dem Consentec-Gutachten [8] übernommen und darauf aufbauend mögliche Unterscheidungskriterien abgeleitet. Für den NRV liegt dabei die bereits oben getroffene Annahme zugrunde, dass der Saldierer die einzelnen Regelzonensalden unverzüglich erfasst und entsprechende Sollwertanpassungen vornimmt. Durch das Modul 2 ist gewährleistet, dass die im NRV vorgehaltene SRL jederzeit und vollständig allen Regelzonen zur Verfügung steht. Auf die genauen Implikationen für die Dimensionierung durch die Möglichkeit zur regionalen Einschränkung des Abrufs wird an späterer Stelle eingegangen.

#### Kraftwerksausfälle

Aufgrund der statistischen Unabhängigkeit der einzelnen Ereignisse kann sowohl für den Übergang von vier getrennten zu einer Regelzone als auch für den NRV mit den Ausfallhäufigkeiten für den gesamten deutschen Kraftwerkspark gerechnet werden, vgl. [8], S. 47. Die Stabilisierung der Frequenz nach einem Kraftwerksausfall wird unabhängig vom gewählten Konzept durch die Primärregelung gewährleistet, die sich im Vergleich zu heute nicht ändert.

#### Prognosefehler

Auf die grundsätzlichen Unsicherheiten bzgl. der Skalierbarkeit der Prognosefehler für die Last und die dargebotsabhängige Erzeugung wird in [8] hingewiesen. Unabhängig davon ergeben sich zwischen den beiden Konzepten jedoch keine Unterschiede, da dieser Faktor einen recht langsamen Verlauf aufweist und damit vor allem die vorzuhaltende MRL beeinflusst. Mögliche Potentiale zur Saldierung der SRL werden beim NRV im Vorfeld automatisch realisiert, so dass die Situation bei der manuellen Entscheidung zum Abruf von

MRL in beiden Konzepten identisch ist, wenn der Minutenreserve-Abruf beim NRV harmonisiert oder im Rahmen eines integrierten Abrufkonzeptes erfolgt. Ein möglicher gegenläufiger Abruf von MRL lässt sich dann beim NRV ausschließen und muss daher bei der Dimensionierung nicht berücksichtigt werden. Unter diesen Voraussetzungen sind keine Unterschiede aufgrund des Prognosefehlers in Bezug auf die Höhe der vorzuhaltenden Regelleistung erkennbar.

#### Lastrauschen

Für das Lastrauschen gilt analog zu den Prognosefehlern, dass die Skalierbarkeit bzw. die Korrelation zwischen Netzregionen unsicher ist. Ebenso gibt es unter der erneuten Annahme der vernachlässigbaren Signallaufzeiten zwischen Saldierer und Reglern im NRV keinen Unterschied bezüglich der Dimensionierung. Gegengerichtete Abweichungen durch das Lastrauschen werden vor dem Abruf von SRL durch den Saldierer erfasst und entsprechend zwischen den betroffenen Regelzonen ausgetauscht.

In [8] wird in der Fußnote auf S. 15 darauf hingewiesen, dass Reservebedarf aufgrund von regelzoneninternen Fahrplanveränderungen mittelbar über das Lastrauschen berücksichtigt wird. Durch den Wegfall regelzonenübergreifender, innerdeutscher Fahrpläne fällt dieser Einflussfaktor im ZNR definitionsgemäß weg, was durch eine tendenzielle Erhöhung der Parameter des Lastrauschens zu kompensieren ist. Die genaue Auswirkung auf die Parameter und die mögliche Durchmischung einzelner Effekte kann nur durch eine detaillierte Analyse von tatsächlichen Messwerten ermittelt werden und soll daher an dieser Stelle nicht vertieft werden. Im NRV sind die weiterhin vorhandenen regelzonenübergreifenden Fahrpläne jedoch für die Vorhaltung und den Abruf von SRL nicht relevant, was im folgenden Abschnitt begründet wird. Dadurch sind die Parameter des Lastrauschens in beiden Konzepten identisch und auch die innerdeutschen Fahrplanveränderungen müssen in gleicher Weise im Lastrauschen berücksichtigt werden.

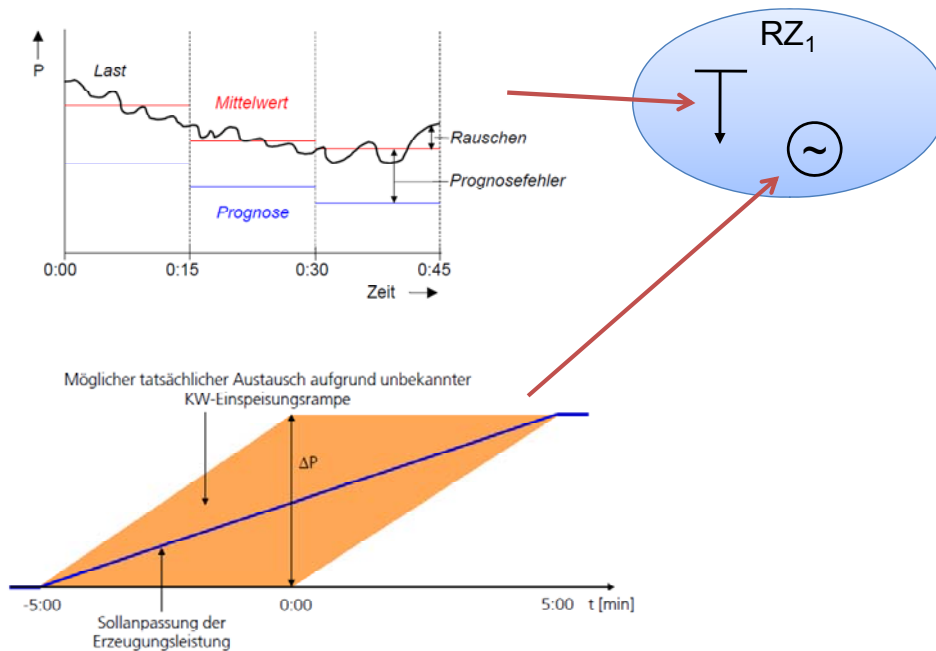
#### Fahrplansprünge

Wie im vorherigen Abschnitt bereits angesprochen wurde, sind die weiterhin vorhandenen regelzonenübergreifenden, innerdeutschen Fahrpläne im NRV für die Dimensionierung der SRL nicht zu berücksichtigen. Fahrplansprünge werden gemäß [8] mithilfe des sog. Rampenmodells berücksichtigt und fallen ausschließlich in den Einsatzbereich der SRL. Beim ZNR werden diese aufgrund des Wegfalls regelzonenübergreifender, innerdeutscher Fahrplananmeldungen definitionsgemäß reduziert, da nur Fahrplananmeldungen ins Ausland berücksichtigt werden. Im NRV existieren zwar weiterhin regelzonenübergreifende, innerdeutsche Fahrplananmeldungen, diese sind aufgrund der unverzüglichen Saldierung für den Abruf und damit auch die Dimensionierung der Regelleistung nicht relevant. Dieser Sachverhalt soll anhand des folgenden Beispiels erläutert werden.

Innerhalb einer (gemeinsamen) Regelzone überlagern sich das Lastrauschen und die Unsicherheit bzgl. der KW-Einspeisungsrampen. Gemäß Abbildung 9 muss nur die verbleibende Differenz, das Randintegral von  $RZ_1$ , ausgeregelt werden. Im Dimensionierungsalgorithmus wird dieses Verhalten anhand geeigneter Parameter für das Lastrauschen berücksichtigt (implizite Berücksichtigung des Fahrplansprunges). Da jeder



Kraftwerksbetreiber für sein Erzeugungsportfolio einen internen Fahrplan bzw. eine Einsatzstrategie auf Basis der getätigten Handelsgeschäfte erstellt, kommt es unabhängig von regelzonenübergreifenden Fahrplananmeldungen zu Änderungen der Arbeitspunkte der einzelnen Erzeugungsanlagen im Viertelstundenraster. Diese sind immer mit den durch das Rampenmodell abgebildeten Unsicherheiten verbunden.

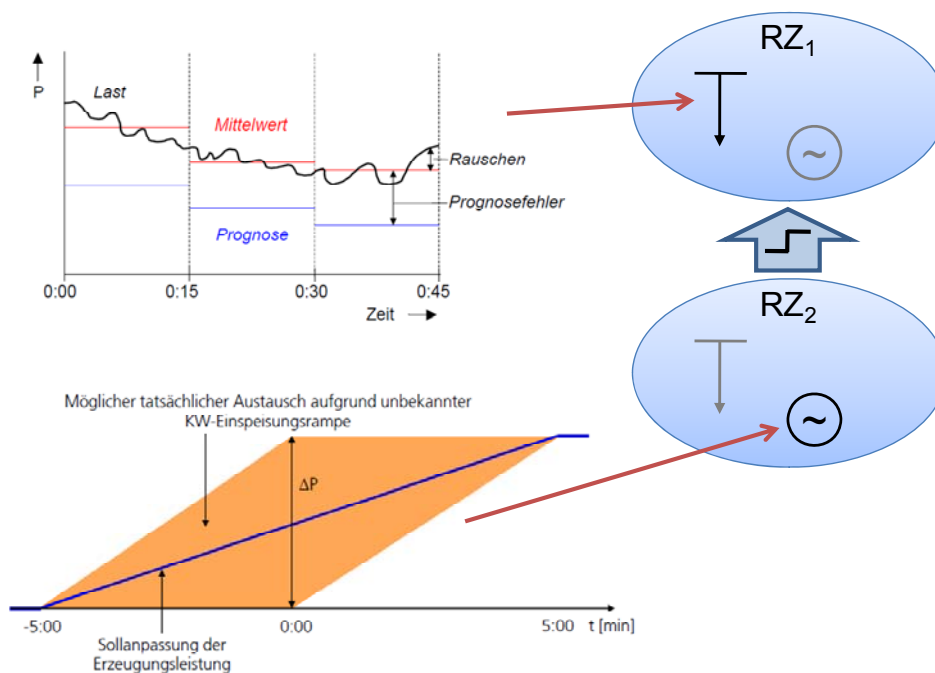


**Abbildung 9: Einfluss von Fahrplansprüngen (regelzonenintern)**

Im Gegensatz zu regelzoneninternen Fahrplansprüngen werden bei regelzonenübergreifenden Fahrplansprüngen das Lastrauschen und die Unsicherheit bzgl. der KW-Einspeisungsrampen in jeder Regelzone getrennt erfasst und ausgegeregelt, vgl. Abbildung 10. Um den zu zeigenden Effekt extrahieren zu können, wird hier angenommen, dass die Erzeugungseinheiten in  $RZ_1$  keinen Fahrplansprung und die Last in  $RZ_2$  kein Rauschen aufweisen. Damit liegen alle lastseitigen Unsicherheiten ausschließlich in  $RZ_1$  und alle erzeugungsseitigen in  $RZ_2$ .

Die Sollwerte der Austauschleistung in den Reglern beider beteiligten RZ werden in gleicher Weise an den Fahrplansprung angepasst, und stimmen dementsprechend zu jedem Zeitpunkt überein. Durch die getrennte Regelung wird jedoch in  $RZ_1$  ausschließlich das dort vorliegende Lastrauschen ausgegeregelt und in  $RZ_2$  ausschließlich die Abweichungen aufgrund der Anpassung des Arbeitspunktes (Rampenmodell). Durch die in diesem Fall nicht mögliche Überlagerung beider Einflussfaktoren wird mehr Regelleistung abgerufen. Daher müssen regelzonenübergreifende Fahrplansprünge im Gegensatz zu regelzoneninternen explizit bei der Dimensionierung der SRL berücksichtigt werden. Das ursächliche Verhalten der Last und der Erzeugungseinheiten (Istwerte) ändert sich jedoch im Vergleich zu der Situation in Abbildung 9 nicht.

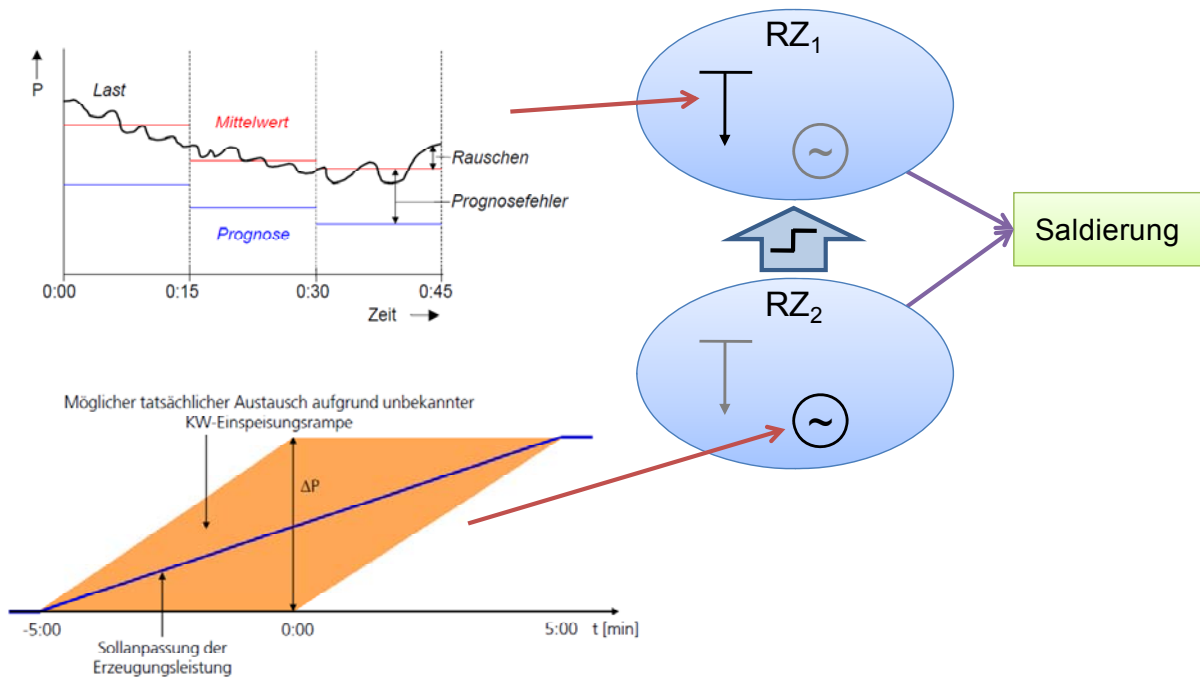




**Abbildung 10: Einfluss von Fahrplansprüngen (regelzonenübergreifend, ohne Saldierung)**

Im NRV werden bei Fahrplansprüngen zwischen zwei beteiligten Regelzonen das Lastrauschen und die Unsicherheit bzgl. der KW-Einspeisungsrampen in jeder Regelzone getrennt erfasst. Aufgrund der unverzüglichen Saldierung wird jedoch analog zu regelzoneninternen Fahrplansprüngen nur die verbleibende Differenz ausgeregelt, vgl. Abbildung 11. Es wird demnach, unabhängig vom vorherigen Zustand der Regelzonen, nicht mehr Regelleistung als bei einem regelzoneninternen Fahrplansprung abgerufen, so dass diese nicht explizit in die Dimensionierung einfließen müssen. Die Notwendigkeit der expliziten Modellierung ergibt sich aus der in Abbildung 10 dargestellten, fehlenden Möglichkeit zur Überlagerung der erzeugungs- und lastseitigen Unsicherheiten. Ebendiese Überlagerung wird jedoch durch die unverzügliche Saldierung im NRV sichergestellt.

Zusammenfassend lässt sich für den Vergleich zwischen ZNR und NRV festhalten, dass im ZNR definitionsgemäß keine innerdeutschen, regelzonenübergreifenden Fahrplansprünge existieren und diese dementsprechend auch nicht in der Dimensionierung der Regelleistung berücksichtigt werden. Im NRV kommt es ebenso wie in der heutigen Situation zu diesen Fahrplansprüngen. Durch die unverzügliche Saldierung können die erzeugungs- und lastseitigen Unsicherheiten jedoch gemeinsam ausgeregelt werden, so dass die innerdeutschen, regelzonenübergreifenden Fahrplansprünge bei der Dimensionierung der Regelleistung nicht explizit berücksichtigt werden müssen. In beiden Konzepten sind ausschließlich Fahrplanlieferungen ins Ausland gemäß der im Consentec-Gutachten beschriebenen Methodik einzubeziehen.



**Abbildung 11: Einfluss von Fahrplansprüngen (regelzonenübergreifend, mit Saldierung)**

Der horizontale Belastungsausgleich (HoBA) der Einspeisung aus erneuerbaren Energien zwischen den vier deutschen RZ stellt de facto eine innerdeutsche Fahrplanlieferung dar. Diese entfällt beim ZNR vollständig, beim NRV wird der Belastungsausgleich beibehalten, ist jedoch wie alle anderen innerdeutschen, regelzonenübergreifenden Fahrplansprünge für den Abruf und die Dimensionierung nicht relevant. Die schwankende Einspeisung selbst muss jedoch, wie bereits ausgeführt wurde, unabhängig vom Regelkonzept bei der Dimensionierung (Prognosefehler bzw. kurzfristige Abweichungen) berücksichtigt werden.

#### Defizitwahrscheinlichkeit

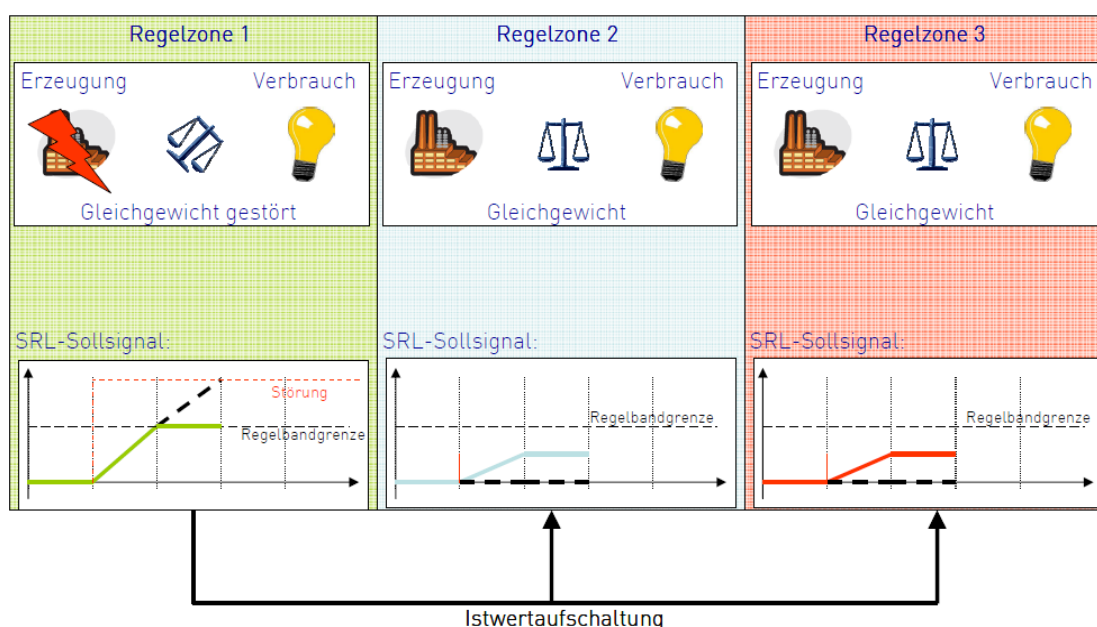
Die für die Dimensionierung von SRL und MRL relevanten Einflussfaktoren werden in beiden Konzepten in exakt gleicher Weise berücksichtigt. Für den NRV ist dabei die vernachlässigbare Verzögerung durch die Signallaufzeiten zwischen den dezentralen Reglern und dem Saldierer der entscheidende Punkt. Auf die endgültige Dimensionierung hat gemäß [8] die vorgegebene, maximal tolerierbare Defizitwahrscheinlichkeit einen entscheidenden Einfluss. Diese ist jedoch wiederum unabhängig von dem gewählten Konzept. Wie im folgenden Abschnitt erläutert wird, hat auch die Möglichkeit zur Einschränkung der gegenseitigen Aushilfe im NRV keine Rückwirkung auf die resultierende Defizitwahrscheinlichkeit.

#### Implikationen des Netzregelverbundes auf die Dimensionierung

Nach Aussage der drei beteiligten ÜNB<sup>21</sup> stellt das Modul 2 auch bei einer vorherigen Einschränkung der gegenseitigen Aushilfe zur Vermeidung des Gegeneinander-Regelns (Online-Saldierung) sicher, dass die im gesamten NRV vorgehaltene SRL allen Regelzonen

<sup>21</sup> E-Mail-Nachricht von Herrn Dr. Peter Hoffmann, transpower, vom 30.03.2009

zu 100 % zur Verfügung steht. Eine mögliche Einschränkung der Aushilfe ist nur so lange wirksam, wie in jeder Regelzone ein ausreichend freies Regelband vorhanden ist. Ist das Leistungsdefizit in einer Regelzone, z.B. aufgrund eines Kraftwerksausfalls, größer als das Regelband, so wird diese Situation durch Modul 2 erkannt und die zusätzlich notwendige SRL in den anderen Regelzonen aktiviert, wodurch die Einschränkung aufgehoben wird, vgl. Abbildung 12. Die Einschränkung der Aushilfe stellt damit nur eine temporäre Maßnahme dar, um stark ausgelastete Betriebsmittel durch Regelleistungsflüsse kurzfristig nicht weiter zu belasten und um einen notwendigen Redispatch hinauszuzögern bzw. den zeitlichen Handlungsspielraum zu vergrößern. Eine Beschränkung von Modul 2 führt dann in der Konsequenz dazu, dass nicht mehr alle ÜNB auf alle SRL-Reserven zugreifen können. In der Praxis soll dieser Fall nach Aussage der drei beteiligten ÜNB vermieden werden, die Begrenzung des Moduls 2 wurde aus Sicherheitsgründen dennoch vorgesehen<sup>22</sup>.



**Abbildung 12: Funktionsweise Modul 2 des Netzregelverbundes (Quelle: EnBW TNG)**

Dieser Implementierung liegt der Ansatz zugrunde, dass die Einschränkung der Aushilfe dazu dienen soll, potentielle Engpässe für eine bestimmte überschaubare Zeit nicht zu verschärfen und so auch die (n-1)-Sicherheit des Netzes zu gewährleisten. Im Normalfall kann dieses eingehalten werden, da bei einer gleichmäßigen Verteilung der verfügbaren Regelleistung jede Regelzone für sich regelfähig ist, wobei zu beachten ist, dass aufgrund der gemeinsamen Dimensionierung die verfügbare Regelleistung im Vergleich zu heute geringer ist. Kommt es jedoch zu einer größeren Störung, muss das resultierende Leistungsungleichgewicht unverzüglich ausgeglichen werden. In diesem Fall kann kurzfristig mehr Leistung (v. a. PRL aber auch SRL) übertragen werden, da sich das Netz zuvor in einem (n-1)-sicheren Zustand befand. Im Anschluss an den Einsatz von SRL ist diese durch

<sup>22</sup> E-Mail-Nachricht von Herrn Dr. Peter Hoffmann, transpower, vom 02.06.2009

MRL abzulösen, um zum einen das Regelband freizugeben und zum anderen die Leistungsflüsse durch einen möglichst regionalen Abruf der MRL wieder zu reduzieren.

Durch dieses Vorgehen steht im NRV analog zum ZNR jederzeit die gesamte vorgehaltene SRL zur Verfügung, so dass die Dimensionierung in gleicher Weise durchzuführen ist. Die Möglichkeit zur Einschränkung der Aushilfe hat dabei den Vorteil, dass die Regelleistungsflüsse eingeschränkt werden können, solange in jeder Regelzone ein ausreichend freies Regelband zur Verfügung steht. Dieser Vorteil ist jedoch als sehr gering einzustufen, da die durch den Abruf von SRL bedingten Leistungsflüsse im Normalbetrieb niedrig sind und im Störfall wie oben beschrieben in beiden Konzepten regelzonenübergreifend abgerufen werden muss.

Beide vorgestellten Konzepte ermöglichen den wirtschaftlich optimalen Einsatz der vorgehaltenen Regelleistung. Durch die Durchmischung der Leistungsungleichgewichte der einzelnen Regelzonen ist eine vollständige Nutzung der Synergie bzgl. der Reduzierung der Gesamtregelleistung möglich (siehe Tabelle 1). Vor allem die Überlagerung des statistischen Ausfallverhaltens der Kraftwerke bei der gemeinsamen Dimensionierung hat einen großen Einfluss auf die resultierende Reduktion der positiven Gesamtregelleistung (SRL + MRL) sowie die Verschiebung von der Sekundärregel- zur Minutenreserveleistung.

Nach den Analyseergebnissen des von Consentec erarbeiteten Gutachtens ergeben sich die Reduzierungen der Leistungsvorhaltung gemäß Tabelle 1. Diese Werte gelten für die Umsetzung beider Konzepte als realistisch<sup>23</sup>.

**Tabelle 1: Reduktion der Leistungsvorhaltung bei gemeinsamer Dimensionierung [8]**

	$\Delta$ SRL	$\Delta$ MRL	$\Delta$ GRL
Positiv	-1206 MW	+805 MW	-409 MW
Negativ	-557 MW	-469 MW	-1026 MW

Zusammenfassend lässt sich bzgl. der Dimensionierung festhalten, dass durch Modul 2 des NRV die vorzuhaltende SRL und MRL sowie die Defizitwahrscheinlichkeit als Eingangsparameter in beiden Konzepten identisch sind. In beiden Konzepten ist jedoch ggf. die Berücksichtigung von temporären Netzengpässen zu implementieren (Kernanteile,

<sup>23</sup> Die angepassten Ausschreibungen der drei am NRV beteiligten ÜNB für Juni 2009 zeigen, dass derzeit nicht das gesamte Potential bei der Reduktion der Leistungsvorhaltung ausgeschöpft werden kann. Dies lässt sich v. a. durch die Nicht-Teilnahme von RWE TSO erklären. Des Weiteren werden nach Aussage der ÜNB für die aktuellen Ausschreibungen Eingangsparameter auf Basis des Jahres 2008 verwendet. Im Consentec-Gutachten und in den Ausschreibungen bis Mai 2009 wurden Parameter auf Basis des Jahres 2007 verwendet, so dass sich daraus unvermeidliche Abweichungen ergeben. Diese sind jedoch unabhängig vom gewählten Regelkonzept. Laut E-Mail-Nachricht von Herrn Dr. Peter Hoffmann, transpower, vom 28.08.2009 ist die wesentliche Veränderung gegenüber den Parametern des Jahres 2007 die veränderte Berücksichtigung der EEG-Windprognoseabweichung bei EnBW TNG und transpower. Die Regelleistungsvorhaltung wird erst sukzessive auf die Zielwerte gemäß Dimensionierung für den NRV angepasst. Gründe sind zusätzliche Unsicherheiten aus der Umstellung der E.ON Bilanzkreissystematik und der Umstellung der EEG-Vermarktung. Aus gutachterlicher Sicht ist die Sensitivität der ausgeschriebenen Werte bezüglich der veränderten Eingangsparameter plausibel.

Bildung von Sub-Regelzonen, Regionenmodell). Davon kann abgesehen werden, wenn eine Einschränkung der Übertragung von Regelleistung nicht vorgesehen ist, und wenn die Übertragungsfähigkeit der Regelleistung durch präventive und kurative Engpassmanagement-Maßnahmen sichergestellt wird.

#### 4.6 Einbindung der Minutenreserve

Die Einbindung der Minutenreserve in das Konzept des ZNR ist problemlos möglich. Durch die Nutzung einer gemeinsamen deutschlandweiten Merit-Order-Liste in Verbindung mit dem zentralen Abruf lässt sich eine hohe Effizienz erzielen. Hierzu ist keine zusätzliche Infrastruktur wie der derzeit geplante MOL-Server mehr erforderlich. Vielmehr ist der Abruf der MRL nach einer deutschlandweit einheitlichen Merit-Order-Liste unmittelbar umsetzbar.

Das Konzept des NRV beinhaltet derzeit nicht den zentralen Abruf der Minutenreserve. Von den drei beteiligten ÜNB wurde ein gemeinsames operatives Betriebskonzept erarbeitet<sup>24</sup>, um die Koordination zwischen den einzelnen Verantwortlichen zu erleichtern und einen gegenläufigen Abruf der MRL zu vermeiden. Der MRL-Abruf der drei am NRV beteiligten ÜNB orientiert sich am Gesamtsaldo der am NRV beteiligten Regelzonen und wird in der Regel durch den für die Abweichung verantwortlichen ÜNB durchgeführt. Das Ziel des Betriebskonzeptes ist zum einen, den gegenläufigen Abruf von MRL wirksam auszuschließen und zum anderen dafür zu sorgen, dass immer ausreichend SRL durch den Abruf von MRL freigehalten wird. Der dezentrale Abruf der MRL orientiert sich dabei nicht mehr ausschließlich am lokalen SRL-Bedarf der einzelnen Regelzone, sondern vielmehr am summarischen SRL-Bedarf des gesamten NRV in Kombination mit dem lokalen Bedarf. Ein Abruf von MRL erfolgt, wenn der summarische SRL-Bedarf einen bestimmten Anteil der vorgehaltenen Leistung übersteigt. In diesem Fall rufen die Regelzonen MRL ab, deren individueller Bedarf ebenfalls den vereinbarten Anteil übersteigt. Hierdurch kann wirksam verhindert werden, dass es zu einem gegenläufigen Abruf von MRL kommt. Für den Fall von bestehenden Netzengpässen richten sich die betroffenen ÜNB am lokalen SRL-Bedarf und rufen dementsprechend MRL ab. Dabei kann es in Ausnahmefällen auch zu einem gegenläufigen Abruf kommen.

Das Konzept des operativen Betriebskonzeptes erscheint technisch sinnvoll und praktikabel. Es berücksichtigt die operativen Randbedingungen der Netzführung und ermöglicht den Netzführern eine flexible Handlungsweise. Die Realisierung eines gemeinsamen MOL-Servers bietet in Zukunft weitere Optionen für den Abruf von MRL. Dieser könnte weiter dezentral oder, wenn alle notwendigen Informationen an zentraler Stelle vorliegen, künftig auch zentral erfolgen.

Tatsächlich hat es im Betrachtungszeitraum zwischen Dezember 2008 bis März 2009 in insgesamt acht Viertelstunden einen gegenläufigen Abruf von MRL jeweils zwischen transpower und VE-T gegeben. Nach Auskunft der betroffenen ÜNB ist ein Teil (fünf

---

<sup>24</sup> E-Mail-Nachricht von Herrn Jens Langbecker, EnBW TNG, vom 17.06.2009

Viertelstunden am 09.03.2009) durch die Begrenzung der Austauschleistung aufgrund von Netzengpässen zu erklären, und damit ein bewusst in Kauf genommenes Verhalten. Die anderen Situationen lassen sich durch die zu diesem Zeitpunkt noch nicht erfolgte Umsetzung der Module 2 bis 4, sowie das damals noch zu erarbeitende, gemeinsame Betriebskonzept begründen.

Somit ist festzuhalten, dass bei beiden Konzepten ein koordinierter Abruf der Minutenreserve bei zuverlässiger Vermeidung des gegenläufigen Einsatzes erfolgen kann. Die Unterscheidung der Konzepte aus technischer Sicht ist somit nicht signifikant.

#### **4.7 Handhabung und Nachvollziehbarkeit**

Wie im Abschnitt zur Komplexität bereits herausgearbeitet wurde, ist der ZNR aus regelungstechnischer Sicht einfacher und weist damit auch leichte Vorteile im Bereich der Handhabung auf. Die operative Trennung der Verantwortlichkeit für die Leistungs-Frequenz-Regelung einerseits und den Netzbetrieb mitsamt Schaltverantwortlichkeit und der Beobachtbarkeit in der jeweiligen Leitwarte andererseits ist jedoch generell aber vor allem in der Umsetzungsphase zu berücksichtigen. Dem ZNR fehlen die ortsbezogenen Informationen über z. B. die fehlende Kraftwerksleistung im Störfall sowie die jeweiligen Netzzustände. Diese Informationen zentral zur Verfügung zu stellen würde den Aufbau einer zentralen deutschen Leitwarte mit dem entsprechenden sehr hohen Aufwand bedeuten. Beispielsweise kann bei einer Netzstörung nicht die Ursache und auch nicht die geographische Lage eines größeren Kraftwerksausfalls in Echtzeit erfasst werden, da nur ein Regelzonensaldo für Deutschland verfügbar ist.

Im NRV sind wie heute für jede der beteiligten Regelzonen die jeweiligen Regelzonensalden der eigenen sowie aller anderen Regelzonen bekannt. Sowohl diese als auch die durch den Saldierer angepassten Werte werden an jede beteiligte Leitwarte übermittelt, so dass die Verantwortlichen einen Überblick über den Gesamtzustand des Systems erhalten. Mit der Umsetzung von Modul 4 (gemeinsame Merit-Order-Liste) wird der SRL-Abruf zwar nicht mehr durch den Systemverantwortlichen in der Regelzone initiiert, sondern zentral durch den Saldierer, dennoch ist durch die getrennten Regelzonensalden und die Austauschleistungen zwischen den Regelzonen die Beobachtbarkeit und Transparenz des Systems sichergestellt. Dieser konzeptionelle Aufbau führt auch zu der Möglichkeit, den Austausch von Regelleistung in kritischen Netzsituationen richtungsabhängig einzuschränken bzw. auszusetzen, was im ZNR auch bei Umsetzung eines Regionenmodells nur möglich ist, wenn die entsprechenden Messwerte an den Regionengrenzen zentral vorliegen. Die Bewertung dieser Möglichkeit wird an späterer Stelle im Zusammenhang mit dem Engpassmanagement diskutiert.

Insgesamt bietet der NRV aufgrund der zusätzlichen regionalen Informationen eine höhere Transparenz über regionale Leistungssalden und den regionalen Einsatz der Regelleistung gegenüber dem ZNR. In beiden Konzepten ist die Handhabung des Regelkonzeptes



unproblematisch und die Handlungsweise nachvollziehbar. Die Handlungsweise kann als Information an alle beteiligten ÜNB übermittelt werden.

Zur Schaffung von Transparenz für den Regelenergiemarkt können in beiden Konzepten die abgerufenen SRL-Anbieter sowie die gegenseitige Aushilfe im NRV zeitnah veröffentlicht werden.

#### 4.8 Betriebserfahrung

Dieser Abschnitt behandelt die rein technische Betriebserfahrung bzgl. der zur Diskussion stehenden Regelkonzepte.

RWE TSO ist seit vielen Jahren verantwortlich für die Ausregelung des deutschen Regelblocks innerhalb der UCTE. In dieser Verantwortung betreibt RWE TSO den Leistungs-Frequenz-Regler für den deutschen Regelblock. Bereits im jetzigen Zustand besteht eine informationstechnische Anbindung mit vier von fünf Anbietern von SRL und die Messwerterfassung aller Kuppelleitungen von Deutschland ins Ausland. Der Betrieb gemäß dem Konzept des ZNR ist jederzeit möglich, indem die unterlagerten Regler der anderen deutschen ÜNB abgeschaltet bzw. als reine Frequenzregler weiterhin vorgehalten werden. Prinzipiell wäre der Betrieb des ZNR auch an anderer Stelle durch ein anderes Unternehmen denkbar, was jedoch Implikationen auf die neu zu errichtende Infrastruktur sowie Erfahrung der Verantwortlichen hätte.

Für die Umsetzung des von RWE TSO vorgeschlagenen Regionenmodells liegen keine Betriebserfahrungen vor. Wie ein solches Modell hinsichtlich der Regionen auszugestalten ist und welche Auswirkungen sich auf die Marktteilnehmer ergeben, muss noch untersucht werden. Aufgrund des Wegfalls der innerdeutschen Fahrpläne hat der ZNR auch Auswirkungen auf den DACF-Prozess aller beteiligten ÜNB. Dieser wichtige Aspekt wird an späterer Stelle erneut aufgegriffen.

Im NRV verbleibt die Regelverantwortlichkeit vollständig bei den einzelnen ÜNB und auch die im Betrieb verfügbaren Informationen (Soll- und Ist-Austauschleistung, Regelzonensalden aller beteiligten Regelzonen etc.) verändern sich gegenüber der heutigen Situation nicht. Daher kann auf die langjährige Erfahrung der Verantwortlichen in den einzelnen Leitwarten zurückgegriffen werden. Für die Implementierung des vollständigen NRV (alle Module) kann jedoch auf keine Erfahrungen verwiesen werden, da es sich hierbei um ein neues System handelt<sup>25</sup>. Der laufende Betrieb des Moduls 1 seit Dezember 2008 belegt jedoch zumindest die mathematisch und simulationstechnisch bewiesene Stabilität der Online-Saldierung [9]. Die Beibehaltung der innerdeutschen Fahrpläne sorgt dafür, dass es an dieser Stelle zu keinen Veränderungen hinsichtlich des DACF-Prozesses kommt und somit auf die vorhandene Erfahrung zurückgegriffen werden kann.

---

<sup>25</sup> Zum Zeitpunkt der finalen Überarbeitung dieses Gutachtens Anfang Juli 2009 war das Modul 2 seit einigen Wochen im Dauerbetrieb.

## 4.9 Teilfazit

Beide zur Diskussion stehenden Regelkonzepte, ZNR und NRV, sind technisch machbar und zeitnah umsetzbar. Bei beiden Konzepten, NRV und ZNR, bestehen keine regelungstechnischen Bedenken bezüglich der Stabilität und Robustheit der Regler. Die Nachvollziehbarkeit der Arbeitsweise ist jederzeit voll und ganz gegeben. Geringfügige Unterschiede liegen im Detail vor, die aber keine nennenswerten Entscheidungskriterien bilden. Der technische Aufwand zur Umsetzung der beiden Regelkonzepte ist als eher gering einzuordnen. Die Güte der Ausregelung ist in beiden Konzepten weitestgehend identisch und schöpft das gesamte Potential der Vermeidung des Gegeneinander-Regelns sowohl zwischen den Regelzonen als auch innerhalb der Regelzonen aus. In beiden Fällen wird ein gemeinsames Marktgebiet für die Sekundärregelleistung geschaffen und eine einheitliche Merit-Order-Liste für den Abruf herangezogen. Insbesondere die Dimensionierung der SRL- und MRL-Vorhaltung ist in beiden Fällen identisch.

Der reine ZNR weist eine geringfügig geringere Komplexität auf, die jedoch durch die Vorhaltung dezentraler Frequenzregler für Störungsfälle kompensiert wird. Der NRV benötigt den Saldierer. Somit besitzen beide Konzepte eine zentrale und eine dezentrale Komponente, die jeweils miteinander verbunden sind.

Die Anzahl und Ausprägung der Kommunikationsverbindungen sind in beiden Konzepten weitestgehend vorhanden. Es müssen jeweils nur einige neue Verbindungen, wie zwischen Anbieter-Pools und dem ZNR oder zwischen lokalem Regler und Saldierer beim NRV, geschaffen werden. Kommunikationsverbindungen sind jedoch mit fortschreitender Informationstechnik zunehmend einfacher zu etablieren und deren Betrieb gehört zur technischen Kernkompetenz von Netzbetreibern.

Der ZNR bedingt ein zentralisiertes Fahrplanmanagement und eine Umstellung der Bilanzkreisabrechnungen. Beides macht eine Anpassung der IT-Systeme notwendig, die jedoch keine Einschränkung der technischen Machbarkeit darstellt. Beim NRV bleiben die Systeme wie heute bestehen. Der NRV ist bereits für drei ÜNB in seiner Grundform (Modul 1) implementiert und seit einigen Monaten technisch stabil in Betrieb. Modul 2 wurde zwischenzeitlich auch implementiert.

Der ZNR kann durch Umrüstung der vorhandenen Technologie bei RWE TSO schnell implementiert werden. Die Implementierung an einem anderen Standort würde einen höheren Aufwand erfordern, wäre jedoch technisch grundsätzlich umsetzbar. Der Rückfall zu dezentralen Leistungs-Frequenz-Reglern ist nicht erforderlich, jedoch sollten dezentrale Frequenz-Regler aufrecht erhalten werden.

Der Abruf der Minutenreserve wird beim ZNR zentral durchgeführt. Beim NRV ist ein operatives Betriebskonzept entwickelt worden, welches einen koordinierten Abruf sicherstellt. In beiden Fällen wird dann ein Gegeneinanderregeln vermieden, sowie eine deutschlandweite Dimensionierung und ein einheitliches Marktgebiet gewährleistet.

Aus Sicht der Systemführer der einzelnen ÜNB ist der NRV transparenter, da jederzeit die Aushilfen zwischen den Regelzonen angezeigt werden können, so dass Leistungs-



Frequenz-Probleme schnell lokalisiert werden können. Erst eine zentrale Leitwarte würde beim ZNR eine ähnliche Transparenz bieten. Die Information über den Abruf von Regelleistung der Anbieter kann jedoch auch beim ZNR in die lokalen Leitwarten übertragen werden. Die Nachvollziehbarkeit der Wirkungsweise ist bei beiden Konzepten gleichermaßen gegeben.

Die großen Vorteile einer Umstellung gegenüber heute, die Vermeidung des Gegeneinander-Regelns sowie die reduzierte SRL- und MRL-Vorhaltung, sind in beiden Konzepten identisch, so dass sich hieraus keine Unterscheidung ergibt. In beiden Fällen ist festzuhalten, dass sowohl für den ZNR als auch für den NRV auf in der Praxis bewährte Infrastruktur zurückgegriffen werden kann. Die technischen Umsetzungsrisiken sind daher gering.

## 5 Auswirkungen auf die Systemsicherheit

Im folgenden Kapitel werden die in der Aufgabenstellung angeführten Punkte bezüglich der Systemsicherheit beider Konzepte untersucht. Dabei werden die relevanten Unterscheidungsmerkmale herausgearbeitet und im Detail analysiert. Der Analyse folgt ein Teilfazit, in dem die wesentlichen Punkte hervorgehoben und bewertet werden.

### 5.1 Rückfalloption im Großstörungsfall

Der zentrale Leistungs-Frequenz-Regler im Konzept des ZNR ist redundant vorzuhalten, so dass bei Ausfällen oder Störungen eines Reglers auf eine zweite Implementierung zurückgegriffen werden kann. Daher ist die Rückfalloption für den Ausfall des zentralen Leistungs-Frequenz-Reglers nicht relevant. Selbiges gilt für die vier Leistungs-Frequenz-Regler sowie den Saldierer im NRV.

Im Weiteren wird die Rückfalloption daher im Hinblick auf Großstörungen betrachtet. Unter Großstörungen werden Störungen verstanden, bei denen einzelne oder mehrere Netzbereiche nicht versorgt sind, bei denen ein Lastabwurf in größerem Umfang erfolgt oder sich Netzinseln, d.h. Teilnetze gebildet haben. Die Störung des 04.11.2006 war ein prominentes Beispiel der letzten Zeit in Europa. Aus Sicht der Netzführung ist eine Großstörung ein individuelles Ereignis, welches mit viel Erfahrung und zur Verfügung stehenden Handlungsoptionen behandelt werden muss. Die verantwortlichen Stellen, d. h. die Leitwarten der Übertragungsnetzbetreiber, besitzen die Übersicht über die Netzzustände. Nur von hier aus können zielgerichtete Handlungen initiiert werden.

In den Fällen einer derartigen Störung spielt die Frequenz-Leistungs-Regelung im Gegensatz zur reinen Frequenzregelung keine wesentliche Rolle. Die Frequenzstabilität ist durch die Primärregelung und die wirksame Kraftwerksregelung (Statik) bei Überfrequenz bzw. durch den frequenzabhängigen Lastabwurf zu sichern. Die Leistungs-Frequenz-Regelung ist hingegen bei Großstörungen zu blockieren um unkontrollierte Leistungsflüsse zu vermeiden. Bei derartigen Störungen ist die Ausregelung der Austauschprogramme in Form der entsprechenden Randintegrale nicht mehr möglich. Zum Netzwiederaufbau kann der ZNR im reinen Frequenzmodus betrieben werden. Hierbei ist allerdings zu beachten, dass der ZNR Informationen darüber benötigt, welches Netzgebiet ihm noch zusammenhängend zugeordnet ist und welche Kraftwerke sich darin befinden, auf die er Zugriff hat.

Bei Einführung eines zentralen Leistungs-Frequenz-Reglers ist auch ein zentrales Störungsmanagement bei Großstörungen (Zerfall in mehrere Netzgebiete) aus technischer Sicht theoretisch möglich. Hierzu ist aber eine zentrale Netzleitstelle zwingend erforderlich, in der alle Informationen über den aktuellen Zustand des gesamten Transportnetzes, der sich ggf. ergebenden Inseln und den darin angeschlossenen Kraftwerken enthält. Nur hierdurch wäre gewährleistet, dass notwendige Maßnahmen zur Aufrechterhaltung der Frequenzstabilität zielgerichtet umgesetzt werden. Die zentrale Leitstelle könnte dann auf

Grundlage der Systemzustände (zerfallene Netzgebiete) flexibel auf die entsprechenden Teilnetze reagieren. Damit wäre auch keine zweite informationstechnische Anbindung von SRL-Anbietern neben dem ZNR bei dezentralen unterlagerten Frequenzreglern mehr erforderlich. Die Investitionskosten für eine zentrale Netzleitstelle und die zentrale Anbindung aller Informationen ist allerdings beträchtlich. Insbesondere wäre in diesem Zusammenhang die Systemverantwortung neu zu regeln.

Dem gegenüber kann eine dezentrale Systemführung beim NRV, wenn sich das Netz in Teilnetze auftrennt, im Störfall besser auf den aktuellen Netzzustand reagieren da diese eine bessere Einschätzung aufgrund der Erfahrungen hinsichtlich des Verhaltens ihres Netzgebietes hat. Auch bei Auftrennung innerhalb oder durch eine Regelzone behält die Systemführung den Überblick, wann die Frequenz-Leistungs-Regelung abzustellen ist und welche Einheiten, z. B. einzelne Kraftwerke oder auch ein Frequenzregler, die Frequenzregelung für welches Teilgebiet übernehmen.

Sollte die Großstörung zu einer Netztrennung innerhalb von Deutschland geführt haben, tragen als Rückfalloption die dezentralen Regler der einzelnen Netzbetriebsgebiete im Frequenzmodus zum Netzwiederaufbau der Netzeinseln bei. Eine auf die Ausregelung der einzelnen Regelzonen abgestimmte Leistungs-Frequenz-Regelung als Rückfalloption ist darüber hinaus nicht sinnvoll, da im Fall von Inselnetzbildungen die Grenzen der aufgetrennten Gebiete wahrscheinlich nicht mit den Kuppelstellen der Regelzonen übereinstimmen<sup>26</sup>.

In derartigen Fällen gilt in aller Regel der § 13 Abs. 2 EnWG, so dass der Abruf von SRL und MRL entsprechend der Ausschreibungsergebnisse nicht mehr relevant ist. Vielmehr hat der ÜNB Zugriff auf alle verfügbaren Erzeugungskapazitäten in seinem Netzgebiet. Daher ist es ausreichend, wenn an den dezentralen Reglern nur die Anbieter angeschlossen sind, bei denen der jeweilige ÜNB als Anschluss-ÜNB fungiert. Je nach individuellem Netzwiederaufbaukonzept der Netzbetriebsführungen können auch weitere, üblicherweise nicht an der Sekundärregelung beteiligte Kraftwerke an das Netzleitsystem zur manuellen Sollwertvorgabe im Störfall angeschlossen sein. Damit kann jede Netzbetriebsführung insbesondere den Wiederaufbau des Netzes nach einem Blackout optimal und autark gewährleisten.

Das Systemverhalten im NRV entspricht dem heutigen, da dieselben Leistungs-Frequenz-Regler und dieselben Datenverbindungen zwischen Anschluss-ÜNB und SRL-Anbietern erhalten bleiben. Dementsprechend können die einzelnen Leistungs-Frequenz-Regler zielgerichtet im Störfall im Frequenzmodus betrieben werden, um Inselnetze aufrecht zu erhalten und die Synchronisierung mit anderen Netzteilen vorzubereiten. Die Saldierung ist in diesen Fällen zu deaktivieren.

Im Falle einer Großstörung stehen in jeder Regelzone die verfügbaren Regelkraftwerke bereit, eine Optimierung ist nicht mehr möglich und es wird nur die Frequenz geregelt. Dies

---

<sup>26</sup> siehe Störung vom 04.11.2006

entspricht prinzipiell der heutigen Situation, wobei in beiden Konzepten aufgrund der gemeinsamen Dimensionierung insgesamt weniger Regelleistung zur Verfügung steht. Der NRV behält die heutigen Regelzonen als regelfähige Einheiten bei, der Rückfall (auch teilweise) auf dezentrale Regelung ist möglich. Beim ZNR ist nur ein Rückfall auf dezentrale Frequenzregler möglich. Die Konsequenzen für die Systemführung werden deshalb im Folgenden bzgl. eines möglichen Großstörungsszenarios betrachtet.

*Szenario: Zerfall des UCTE-Synchronegebietes mit der wahrscheinlichen Folge hoher Leistungsungleichgewichte in den verbleibenden synchronen Teilnetzen (s. 04.11.2006).*

Die absolut gesehen zwar geringe Wahrscheinlichkeit, dass Deutschland von einem solchen Fall betroffen wird, ist aufgrund der zentralen Lage und der hohen internen Belastung im deutschen Übertragungsnetz im Vergleich zu anderen UCTE-Partnern groß. Durch volatilere Marktaktivitäten und zunehmende Einspeisung volatiler Energiequellen nimmt diese Wahrscheinlichkeit eher zu.

Fahrpläne sind in einer solchen Situation nicht mehr einzuhalten. Die Aufgabe der Systemführung ist es, die Stabilität des Gesamtsystems zu erhalten und ggf. möglichst schnell eine Wiederversorgung der betroffenen Kunden zu erreichen. Die Sekundärregler werden auf reine Frequenz-Regelung umgeschaltet, wie am 04.11.2006 auch überwiegend geschehen. Anschließend wird ein „Frequenzleader“ pro Synchronegebiet bestimmt, der die Frequenzregelung des jeweiligen Gebietes übernimmt<sup>27</sup>. Dieser befindet sich in der Regel in den ungestörten Netzgebieten. Über die richtige Frequenzsteuerung im Großstörungsfall wird zur Zeit innerhalb der Überarbeitung der Policy 5 des UCTE-Operation Handbook diskutiert<sup>28</sup>.

Zerfällt eine Regelzone in mehrere Teile, kann der automatische Sekundärregler nicht mehr arbeiten, da unklar ist, welchen Teil der Regelzone er steuert. Je größer eine Regelzone ist, also insbesondere auch im Fall des ZNR, desto wahrscheinlicher ist es, dass die komplette an einem Regler angebundene Leistung für die automatische Regelung nicht mehr zur Verfügung steht. Hieraus folgt wiederum, dass zumindest dezentrale Frequenzregler mit angebotenen Kraftwerken als Rückfalloption erhalten bleiben müssen.

Bei der Rückfalloption des NRV auf die Leistungs-Frequenz-Regler der Regelzonen hingegen ist die Wahrscheinlichkeit hoch, dass zumindest einzelne Regelzonen im Verbund intakt bleiben, die Übersicht behalten und auch ihre Regler weiter betreiben können<sup>29</sup>. Dies ersetzt vermutlich nicht die zusätzliche manuelle Aktivierung von Reserve, kann aber gerade in kritischen Situationen mit entsprechender Zeitnot einen Beitrag zur Stabilisierung oder zum Wiederaufbau des Systems leisten. Im NRV sind alle SRL-Anbieter an den jeweiligen Anschluss-ÜNB angeschlossen. Im Großstörungsfall kann zunächst die Saldierung ausgesetzt werden und jeder ÜNB regelt seine Regelzone mit den zur Verfügung stehenden

---

<sup>27</sup> Besprechungsprotokoll mit RWE TSO vom 13.02.2009 (Foliensatz)

<sup>28</sup> E-Mail-Nachricht von Herrn Markus Fürst, EnBW TNG, vom 02.03.2009 (Kommentierung Foliensatz RWE TSO)

<sup>29</sup> siehe Störung am 04.11.2006

Kraftwerken je nach Situation entweder durch Frequenz-Leistungs-Regelung oder durch Frequenzregelung aus.

Für den ZNR ist es im Falle einer Inselnetzbildung hilfreich die dezentralen Regler für die betroffenen Netzführungsgebiete im reinen Frequenzmodus für den Netzwiederaufbau zu verwenden, um die Synchronisierung mit den angrenzenden Partnern vorzubereiten. Bei Großstörungen ohne Inselnetzbildung wird entsprechend der UCTE-Regelungen ein zentraler deutscher Regler im Frequenzmodus aktiv und die dezentralen Regler sind zu blockieren, um einen unkontrollierten Leistungsaustausch zu vermeiden. Weitergehende Vorkehrungen sind nicht zu treffen, da zur Aktivierung der dezentralen Regler im o. g. Fall keine Abstimmung hinsichtlich der marktbezogenen Daten erforderlich ist. Zum einen kann im Falle der Anwendung des § 13 Abs. 2 EnWG die aus der Ausschreibung resultierende Merit-Order-Liste außer Kraft gesetzt und der Einsatz der Kraftwerke nach rein technischen Kriterien durchgeführt werden. Zum anderen muss keine Abstimmung des grenzüberschreitenden Fahrplanmanagements erfolgen. Das marktgerechte Ausregeln des grenzüberschreitenden Austausches ist in dieser Situation ohne Bedeutung.

Zusammenfassend ist festzuhalten, dass im Großstörungsfall in beiden Konzepten auf eine dezentrale Frequenzregelung umgeschaltet werden können muss und die dezentralen Leistungs-Frequenz-Regler abgeschaltet werden. Auch für den ZNR wird eine gewisse Anzahl dezentraler Frequenzregler empfohlen. Es liegt nahe, die heutigen dezentralen Regler als reine Frequenzregler aufrechtzuerhalten. Somit besteht zunächst kein Unterschied zwischen den Konzepten. Beim NRV ist es jedoch zusätzlich hilfreich, regionale Informationen über Leistungsdefizite zu erhalten, hierdurch intakte Regelzonen zu identifizieren und durch L-f-Regelung zu stabilisieren sowie anschließend zum weiteren Netzwiederaufbau zu nutzen.

## **5.2 Berücksichtigung von Einschränkungen der Übertragungskapazität**

Ein weiterer zu berücksichtigender Aspekt bei der Ausgestaltung der Leistungs-Frequenz-Regelung in Deutschland ist der Umgang mit (temporären) Beschränkungen der Übertragungskapazität. Daher soll an dieser Stelle zunächst grundsätzlich in das Thema eingeführt werden.

Eine Einschränkung der Übertragungskapazität im Übertragungsnetz, im Folgenden der Einfachheit halber auch als Engpass bezeichnet, liegt vor, wenn die Übertragungsfähigkeit des Netzes für die Marktteilnehmer eingeschränkt ist.

Die ÜNB bewerten die Belastungssituation des Netzes in verschiedenen Zeithorizonten von der operativen Day-Ahead Planung über eine untertägliche Vorschau bis hin zum online Netzbetrieb. Hierbei setzen sie standardisierte Verfahren ein, die auf einem umfangreichen Datenaustausch basieren. Im Rahmen der operativen Planung wird das sog. Day-Ahead Congestion Forecast (DACF) eingesetzt. Hierbei stellt jeder ÜNB in der UCTE zu definierten Zeitpunkten ein komplettes Netzabbild mit Topologie, Knoteneinspeisungen und -lasten stundenscharf zur Verfügung. Auf dieser Basis steht jedem ÜNB zur Lastflussanalyse ein

Abbild des gesamten Verbundnetzes zur Verfügung. Im online Netzbetrieb führen die Übertragungsnetzbetreiber zudem zyklisch Netzsicherheitsrechnungen auf Basis der Messwerte ihrer Leittechnik (SCADA-System) durch. Auch diese Lastflussanalysen basieren auf einem ergänzenden, umfangreichen online Informationsaustausch mit den benachbarten ÜNB.

Liegt kein oder ein nur temporärer Engpass vor, so erfolgt seitens der ÜNB keine Beschränkung des Energietransports zwischen zwei Netzgebieten (keine präventiven Maßnahmen). Die Marktteilnehmer können somit uneingeschränkt zwischen diesen Netzgebieten handeln. Zur Gewährleistung eines sicheren Netzbetriebs führen die ÜNB kontinuierlich Lastflussanalysen durch und wenden bei Verletzungen des (n-1)-Prinzips netz- und marktbezogene Maßnahmen an, um die Einhaltung der betrieblichen Grenzwerte sicherzustellen. Diese kurativen Maßnahmen werden auf konkrete Netzelemente angewandt, um gegen die physischen Ursachen des Engpasses anzugehen. So erfolgt in erster Priorität – falls möglich – eine Anpassung der Netztopologie. In zweiter Priorität erfolgt eine Verschiebung der Kraftwerkseinspeisungen (Redispatch). Besteht beispielsweise ein Engpass zwischen zwei Netzgebieten A und B mit einem Energiefluss von A nach B, so werden Kraftwerke im Netzgebiet A heruntergefahren und Kraftwerke im Netzgebiet B hochgefahren, um einen gegenläufigen Leistungsfluss zu erzeugen. Sind die genannten Netzgebiete unterschiedlichen ÜNB zugeordnet, so spricht man hierbei von einem Cross-Border Redispatch<sup>30</sup>.

Insbesondere an der Grenze zwischen VE-T und transpower haben die ÜNB zur Beschränkung der Übertragungskapazität den Intraday-Handel eingeschränkt, um die Wirkung von Redispatch-Maßnahmen zu erhöhen. Diese Einschränkungen des Intraday-Handels, die eine Einschränkung des Marktes bedeutet, unterstützt die Sicherheit des Netzbetriebs und ist beim Wegfall innerdeutscher Fahrpläne nicht mehr möglich. In solchen Situationen wird der Intraday-Handel durch die beteiligten ÜNB richtungsabhängig eingeschränkt, so dass engpassentlastende Fahrpläne weiterhin angemeldet werden können<sup>31</sup>. Da der EEX-Intraday-Handel derzeit nicht selektiv ausgesetzt werden kann, führt eine engpassbedingte Einschränkung zu einer vollständigen Aussetzung des Handels an der EEX. Es wird jedoch angestrebt, diese Funktion an der EEX zu implementieren.

Die effizienteste Vorgehensweise ist es, das Engpassmanagement zur Behebung von Einschränkungen der Übertragungskapazität mit gemeinsamen Tools grenzüberschreitend für die beteiligten Netzgebiete bzw. ÜNB zu optimieren. Damit kann sichergestellt werden, dass unter Berücksichtigung der Kosten diejenigen Redispatch-Maßnahmen ergriffen werden, die die betroffenen Netzgebiete am stärksten entlasten.

In Deutschland liegen derzeit keine bzw. allenfalls temporäre Engpässe vor. Daher ergreifen die ÜNB keine präventiven Maßnahmen und sprechen keine Einschränkungen für den

---

<sup>30</sup> E-Mail-Nachricht von Herrn Dr.-Ing. Hendrik Neumann, RWE TSO, vom 18.03.2009, Aspekte eines neuen Modells der Leistungs-Frequenz-Regelung

<sup>31</sup> E-Mail-Nachricht von Herrn Dr. Peter Hoffmann, transpower, vom 02.06.2009

Energiehandel im Day-Ahead Bereich aus. Das Engpassmanagement wird wie oben beschrieben mittels netz- und marktbezogener kurativer Maßnahmen inklusive koordiniertem Cross-Border Redispatch durchgeführt<sup>32</sup>.

Ergänzend wird, insbesondere an der Regelzongrenze von VE-T und transpower, als zusätzliche kurative Maßnahme der Intraday-Handel zeitweise ausgesetzt, um zusätzliche Leistungsflüsse aus der Regelzone VE-T zu vermeiden. Diese Entscheidung wird entweder am Vortag oder aber untertäglich auf Basis der zu diesem Zeitpunkt vorliegenden Informationen getätigt und entzieht dem Markt mögliche Handelskapazitäten. Bedarfsweise wird in diesem Zusammenhang auch der Abruf von MRL und seit Einführung des Saldierers im NRV-Konzept auch von SRL eingeschränkt. Eine solche Einschränkung des Intraday-Handels und des Regelleistungsabrufs stellt für temporäre Engpässe nur eine suboptimale Engpassmanagement-Maßnahme dar, da diese nicht am Einspeisemuster der Kraftwerke als tatsächliche physikalische Ursache für die Engpassbildung ansetzt, sondern den gesamten Handel einschränkt. Des Weiteren ist dieser Ansatz nicht sinnvoll auf andere Netzgebiete erweiterbar, da die Regelzongrenzen in aller Regel nicht mit den von potenziellen, temporären Engpässen begrenzten Netzgebieten übereinstimmen.

Ohne Einschränkungen des Intraday-Handels kann der Redispatch jedoch durch die Marktteilnehmer konterkariert werden, in dem nach erfolgtem Redispatch der Markt einen verstärkten Handel entgegen dem Redispatch betreibt und dessen Wirkung ganz oder teilweise aufhebt. Es ist in einer solchen Situation abzuwägen, bis zu welchem Maße die Flexibilität für die Marktteilnehmer aufrechtzuerhalten ist. Die Regelzonen würden somit allerhöchstens zur flankierenden Einschränkung des Intraday-Handels benötigt, die allerdings heute in der Praxis nur zwischen transpower und VE-T sinnvoll anzuwenden ist.

Diese notwendigen Weiterentwicklungen hin zu einem koordinierten Cross-Border-Redispatch betreffen jedoch beide diskutierten Konzepte in gleicher Weise und deren Durchführbarkeit stellt daher kein Unterscheidungsmerkmal dar.

Das innerdeutsche Engpassmanagement ist bereits in der heutigen Situation für die deutschen ÜNB nicht zufrieden stellend gelöst. Es erfolgt eine enge telefonische Abstimmung zwischen den Leitwarten, die zum Teil in Markteinschränkungen der regional begrenzten Abrufmöglichkeiten der MRL und dem Aussetzen des Intraday-Handels resultiert. Problematisch ist hierbei auch, dass die tatsächlichen, physikalischen Engpässe in Deutschland nur in Ausnahmefällen mit der Regelzonenstruktur korrespondieren.

Eine Lastflussprognose aufgrund von Fahrplangeschäften ist beim ZNR schwieriger als im NRV, da Informationen aus den innerdeutschen Fahrplänen wegfallen. Die Prognostizierbarkeit von Lastflüssen im Rahmen der Betriebsplanung hat eine hohe Bedeutung, wie sich z. B. an den kontinuierlichen Bemühungen zur Verbesserung des DACF-Prozesses ersehen lässt. Allerdings verlieren auch im NRV die Fahrplaninformationen an Wert. Bei einem einheitlichen Ausgleichsenergiepreis in allen beteiligten Regelzonen wird

---

<sup>32</sup> E-Mail-Nachricht von Herrn Dr.-Ing. Hendrik Neumann, RWE TSO, vom 18.03.2009, Aspekte eines neuen Modells der Leistungs-Frequenz-Regelung



ein BKV aller Voraussicht nach seinen Schwerpunkt darauf legen, die Gesamtheit aller Bilanzkreise, und nicht mehr wie bisher jeden Bilanzkreis einzeln, ausgeglichen zu bewirtschaften. Denn eine unmittelbare finanzielle Folge für die Über- oder Unterspeisung eines einzigen Bilanzkreises wie bisher durch die Zahlung von Ausgleichsenergie gibt es im Konzept des NRV nicht. Hier wird nur für den Saldo der Bilanzkreise u. U. die Zahlung von Ausgleichsenergiekosten fällig. Insofern dürfte trotz der nach wie vor fortbestehenden Vorgabe der Führung eines ausgeglichenen Bilanzkreises in jeder Regelzone die Sorgfalt und die Umsicht bei den Bilanzkreisverantwortlichen, die sie bisher in die Erstellung der regelzonenübergreifenden Fahrpläne gesteckt haben, nachlassen. Diese Bedenken werden auch von EnBW TNG, transpower und VE-T geteilt.

Die Umsetzung der diskutierten Konzepte, ZNR und NRV, mit einer deutschlandweiten Merit-Order-Liste führen dazu, dass SRL verstärkt regelzonenübergreifend bzw. über größere Distanzen innerhalb der dann gemeinsamen Regelzone beim ZNR abgerufen wird. In diesem Zusammenhang ist es wichtig klarzustellen, dass der Einsatz von Regelleistung keine Maßnahme des Engpassmanagements darstellt. Der Einfluss auf Engpässe ist vergleichsweise gering, da im Vergleich zu den üblichen Lastflüssen die Höhe der durch den Regelleistungseinsatz bedingten zusätzlichen Lastflüsse gering ist. Das Engpassmanagement erfolgt auch zeitlich gesehen vorgelagert zum in Echtzeit stattfindenden Einsatz von Regelleistung und verhindert eine Einschränkung der Übertragungsfähigkeit des Netzes für die Marktteilnehmer.

Heute angewandte marktbezogene Maßnahmen nach § 13 Abs.1 EnWG zur Engpassvermeidung würden bei einer gemeinsamen Regelzone nicht mehr zur Verfügung stehen. Es würden damit faktisch alle Maßnahmen, die auf Fahrplananmeldungen basieren, entfallen, d. h.

- Countertrading zwischen Regelzonen
- Einschränkung EEX-Intraday-Handel
- Ablehnen von Intraday OTC-Geschäften

Konkrete Anwendungen dieser Maßnahmen sind heute z. B.

- Präventive Einschränkung des Intraday-Handels, um sich abzeichnende Netzengpässe nicht zu verschärfen und somit Redispatch zu vermeiden (im Wesentlichen an der Regelzonengrenze VE-T – transpower).
- Einschränkung des Intraday-Handels als flankierende Maßnahme beim Einsatz von regelzonenübergreifendem Redispatch. Dadurch kann, ohne den gesamten Intraday-Handel in Deutschland zu stoppen, selektiv eine Redispatch-Maßnahme abgesichert werden. (Im Wesentlichen an der Regelzonengrenze VE-T – transpower).



- Engpassvermeidender Bilanzausgleich: eine regelzonenscharfe Fahrplananmeldung ist Voraussetzung dafür. Für VE-T ist dieses ein wirksames Mittel im Einsatz gegen windbedingte Netzengpässe<sup>33</sup>. (heute nur bei VE-T)
- Countertrading innerhalb Deutschlands als marktbezogene Maßnahme nach § 13 Abs. 1 EnWG. (heute nur bei VE-T)

Es ist jedoch festzuhalten, dass diese Maßnahmen nur dann sinnvoll zwischen Regelzonen einsetzbar sind, wenn sich die Engpasssituation zwischen Regelzonen befindet und sich eine eindeutige Einflussrichtung der Maßnahme auf den Lastfluss festlegen lässt. Dieses ist wie bereits gesagt derzeit nur in Ausnahmefällen, wie VE-T – transpower, der Fall. Dieser Fall wird mit Inbetriebnahme der neuen Kuppelleitungen (HH – Schwerin und Remptendorf – Redwitz) in wenigen Jahren gelöst sein. Das Redispatch stellt somit für allgemeine Engpassfälle die zielgerichtetere Maßnahme dar.

An den Stellen wo die oben genannten Maßnahmen sinnvoll sind, müsste nach deren Wegfall durch ein erhöhtes Redispatch reagiert werden. Wo und wie oft diese Maßnahmen heute und zukünftig eingesetzt werden kann innerhalb dieses Gutachtens nicht ausreichend geklärt werden. Jedoch kann festgehalten werden, dass nur bei bestimmten Engpassgegebenheiten zwischen Regelzonen diese Maßnahmen überhaupt anwendbar sind und diese keine allgemeingültige Maßnahme zur Engpassbehebung darstellen. Zur Beherrschung der Engpassproblematik ist unabhängig von den Konzepten NRV und ZNR daher ein neuer Ansatz zu entwickeln, welcher jedoch nicht Teil dieses Gutachtens ist.

#### Belastungssteuerung

Beim ZNR könnte auf Basis der heutigen Regelzonengrenzen in stark belasteten Netzsituationen der Abruf von Regelleistung ggf. richtungsabhängig eingeschränkt, bzw. von der Merit-Order-Liste abgewichen werden. Damit könnte eine Verschärfung von bestehenden Engpässen verhindert werden. Derartige Regeln wären nach Aussage von RWE TSO sehr einfach in der Abrufmethodik des zentralen Reglers zu implementieren. Beim ZNR ist jedoch die Ursache für das Leistungsungleichgewicht und damit die Richtung des Regelleistungsflusses unbekannt. Dies könnte nur durch die online Erfassung der Randintegrale der Regionen mit vorheriger Fahrplananmeldung erreicht werden, was jedoch nicht angestrebt wird. Ein andere Möglichkeit ist die Sicherstellung der Beobachtbarkeit des gesamten Systems, um z. B. einen Kraftwerksausfall erkennen zu können, was zu der Notwendigkeit einer zentralen Leitwarte bzw. Betriebsführung führt (siehe Kapitel 5.1).

Auch im NRV führt die Vermeidung des Gegeneinander-Regelns zu zusätzlichen Leistungsflüssen innerhalb Deutschlands. Der NRV ermöglicht die Einschränkung des regelzonenübergreifenden Abrufs von SRL, um belastende Regelleistungsflüsse zu verhindern. Dieses entspricht der Inkaufnahme eines bewussten Gegeneinander-Regelns. Dabei erfolgt keine vollständige Abschaltung der Online-Saldierung, sondern eine bedarfsadäquate Flussbeschränkung. In diesem Fall wird für jede Regelzone die Aushilfe der

---

<sup>33</sup> E-Mail-Nachricht von Herrn Markus Fürst, EnBW TNG, vom 27.03.2009, Fragen zum NRV

Regelleistung in Summe nach oben bzw. unten beschränkt. Eine grenzscharfe Beschränkung ist derzeit nicht vorgesehen. Da aber die Leistungsflüsse durch den Abruf von SRL im Vergleich zu anderen volatilen Leistungsflussveränderungen z. B. durch dargebotsabhängige Einspeisungen relativ gering ausfallen, ist dieses Instrument der Einschränkung allerhöchstens als zeitlich begrenzte Zusatzmaßnahme zu sehen, die gegebenenfalls den Freiraum zum Einsatz von Redispatch verlängert. Ebenso ist diese Einschränkung des regelzonenübergreifenden Einsatzes von SRL nur an wenigen Regelzongrenzen sinnvoll einsetzbar. Es ist festzuhalten, dass der NRV auch ohne dieses Instrument vollständig umsetzbar ist.

### Regionenmodell

Es wird von RWE TSO vorgeschlagen, auf Basis der physikalisch existierenden Engpässe ein Regionenmodell zu entwickeln<sup>34</sup>. Diese Regionen müssen nicht mit der heutigen Regelzonenstruktur korrespondieren. Die Pools der Regelenergieanbieter müssen dann pro definierter Einspeiseregion gebildet werden. Die ÜNB beobachten im Rahmen ihrer Netzführung die Belastung ihrer Netzelemente und die (n-1)-Sicherheit und entscheiden darüber, bis zu welcher Höhe aus den Regionen Regelleistung exportiert bzw. importiert werden kann. Im Engpassfall wird der zentrale Regerverantwortliche über diese Einschränkungen informiert. Der Abruf der Regelleistung (SRL und MRL) erfolgt dann auf Basis der Merit-Order-Liste unter Berücksichtigung der geschilderten netztechnischen Nebenbedingungen. So würde unter Berücksichtigung der Lieferichtung (Export / Import) kein Abruf aus denjenigen Regionen erfolgen, die „jenseits“ des Engpasses liegen. Im Bedarfsfall könnte regionenüberschreitender Redispatch die Einschränkungen der Übertragungskapazitäten wiederherstellen. Dieses Modell entspricht weitestgehend dem Konzept des NRV, nur dass beim Regionenmodell die Regionen engpassbezogen und nicht regelzonenbezogen definiert sind.

Das zu entwickelnde Regionenmodell orientiert sich an den real vorhandenen Engpässen und ist somit plausibler als die heutigen Regelzongrenzen. Eine Lösung für regelzoneninterne Engpässe muss auch beim NRV zusätzlich gefunden werden. Genau wie beim NRV schränkt ein Regionenmodell beim ZNR aber wiederum die Freiheit der Regelenergiemärkte ein und benötigt einen zusätzlichen messtechnischen Aufwand, um wie bei heutigen Regelzonen den Ort des Leistungsdefizits zu ermitteln und den Abruf zu regionalisieren.

## **5.3 Fahrplanmeldungen und DACF-Prozess**

Bereits seit mehreren Jahren tauschen die ÜNB in Europa um 18:00 Uhr eines jeden Tages Lastflussprognosen für den nächsten Tag aus. Der Austausch dieser sog. DACF-Daten erfolgt im UCTE-Lastflussformat. Inhalt der DACF-Datensätze sind stundenscharfe Prognosen der Einspeisungen, Prognosen der Entnahmen und der Topologie jedes

---

<sup>34</sup> E-Mail-Nachricht von Herrn Dr.-Ing. Hendrik Neumann, RWE TSO, vom 18.03.2009, Aspekte eines neuen Modells der Leistungs-Frequenz-Regelung

Netzbetreibers. Entscheidende Eingangsgrößen für die Qualität dieser Lastflussprognosen sind die zu erwartenden Austauschprogramme sowie die Windprognosen der jeweiligen Regelzonen.

Zwischen den Netzen der einzelnen ÜNB werden auf den Verbundübergabestellen sog. X-Knoten fest definiert. Für jeden dieser Knoten schätzt der jeweilige ÜNB den Import oder Export aus seiner Regelzone ab, die Summe über alle X-Knoten entspricht damit dem Randintegral. Die tatsächlichen Flüsse über die Verbundübergabestellen ergeben sich anschließend aus der Lastflussberechnung für das gesamte UCTE-Gebiet. An diesen virtuellen Knoten können die Einzelnetze ähnlich einem Puzzle zusammengesetzt werden, so dass auf Basis dieser Prognosedatensätze eine Lastflussprognose des gesamten UCTE-Netzes erstellt werden kann.

Der Vorteil dieser Methodik besteht darin, dass jeder ÜNB individuell einen Prognosedatensatz für sein Netz gemäß der ihm vorliegenden detaillierten Vorhersagen erstellen kann. Aus dem Zusammenschluss der individuellen Datensätze kann so eine paneuropäische Lastflussvorhersage erstellt werden, die die Vermaschung des Netzes innerhalb Europas korrekt berücksichtigt und die die zum Erstellungszeitpunkt besten Einspeise-, Last-, Topologie- und Windprognosen sowie die geplanten Austauschprogramme enthält.

Dieser zusammengefügte Datensatz ist die Basis von Lastfluss- und Engpassvorhersagen für den nächsten Tag. Diese Ergebnisse bieten den Systemverantwortlichen die Chance, drohende kritische Netzsituationen frühzeitig zu erkennen und Gegenmaßnahmen zu erarbeiten und im Vorfeld abzustimmen. Grundvoraussetzung für qualitativ hochwertige DACF-Datensätze sind gute Prognosen. Die Topologie lässt sich aufgrund der Schaltungsplanung gut voraussagen, für Lastprognosen gibt es Archivdaten und gängige Verfahren. Die Einspeiseprognosen finden in Form der zum Zeitpunkt der Erstellung vorliegenden Kraftwerksfahrpläne Eingang in die DACF-Daten, wobei derzeit diese Kraftwerksfahrpläne häufig eine mindere Qualität aufweisen. Eine planbare und für die Qualität der Prognose wichtige Größe ist der Soll-Austausch für den nächsten Tag, der am Nachmittag zum DACF-Erstellungszeitpunkt verbindlich und zwischen den ÜNB abgestimmt vorliegt. Dieser Wert kann als fester und verlässlicher Wert zur Erstellung der DACF-Daten verwendet werden und beeinflusst maßgeblich die physikalische Wirkung des individuellen Übertragungsnetzes im Zusammenspiel mit den Prognosedatensätzen benachbarter ÜNB.

Ein weiter Vorteil in Bezug auf die Prognosequalität liegt in der Erstellung der Prognosedatensätze für nicht zu große, abgegrenzte Netzgebiete. Sind für diese Netzgebiete die Last sowie der geplante Soll-Austausch bekannt, so kann mit etwas Detailwissen über die Erzeugungsstrukturen im betrachteten Netzgebiet, mit guter Qualität eine knotenscharfe Einspeiseprognose erstellt werden<sup>35</sup>. Die derzeit verfügbaren Einspeisefahrpläne der einzelnen Kraftwerke sind nach Aussage aller vier ÜNB aufgrund ihrer Unverbindlichkeit für die Prognoseerstellung nur bedingt geeignet und müssten daher

---

<sup>35</sup> E-Mail-Nachricht von Herrn Markus Fürst, EnBW TNG, vom 27.03.2009, Fragen zum NRW

bei Wegfall der innerdeutschen, regelzonenübergreifenden Fahrplananmeldungen entsprechend verbessert werden, um eine mindestens gleich hohe Prognosegüte gewährleisten zu können. Die entsprechende Betrachtung eines größeren Netzgebietes führt zwangsläufig zu größeren Unschärfen, da das Detailwissen verloren gehen kann.

Zusammenfassend ist festzuhalten, dass der DACF-Prozess aufgrund seiner regionalen und europäischen Dimension sehr komplex ist, viel Erfahrung erfordert und daher ständig angepasst wird. Ein Wegfall heutiger Eingangsgrößen wie den verbindlichen Regelzonenfahrplänen verschlechtert zunächst die Prognosegenauigkeit. Die Abstützung auf gegenüber heute verbesserte Kraftwerksfahrpläne kann den Informationsverlust jedoch ausgleichen. Die Erfahrung für den veränderten Informationssatz muss angepasst und teilweise neu aufgebaut werden, wodurch beim ZNR übergangsweise ein erhöhter Aufwand und größte Sorgfalt in die Erstellung belastbarer und aussagekräftiger Lastflussinformationen investiert werden muss. Langfristig ist eine Veränderung des Berechnungsprozesses jedoch ohne Einschränkungen möglich.

Durch den Wegfall von regelzonenscharfen Fahrplänen kann sich ggf. die Prognosegüte des DACF verringern. Inwieweit der Verlust von Fahrplaninformationen für die Prognose innerdeutscher Engpässe längerfristig noch von praktischer Relevanz ist, kann im Rahmen dieses Gutachtens nicht quantifiziert werden und ist getrennt zu untersuchen.

#### **5.4 Einfluss auf weiterführende Systemführungsaufgaben**

Die Übertragungsnetzbetreiber nehmen in beiden Konzepten weiterhin weiterführende Systemführungsaufgaben wahr. Die hiermit verbundenen Aufgaben wie beispielsweise Netzführung und Netzsteuerung, Spannungs-Blindleistungsoptimierung, Störungsmanagement und Netzwiederaufbau sind von den Konzepten der Sekundärregelung unberührt.

Beim ZNR wird nur die Leistungs-Frequenz-Regelung aus der Verantwortung der Systemführung der einzelnen Übertragungsnetzbetreiber herausgelöst. Beim NRV verbleibt diese wie heute bei den einzelnen ÜNB.

#### **5.5 Teilfazit**

Wie bereits im vorherigen Kapitel festgestellt, bestehen bei beiden Konzepten, NRV und ZNR, keine regelungstechnischen Bedenken bezüglich der Stabilität und Robustheit und damit der Systemsicherheit der Regler.

Die Vorhaltung dezentraler Frequenzregler ist beim NRV implizit gegeben und beim ZNR zur Systemsicherheit bei Großstörungen empfohlen. Im Großstörungsfall werden die Leistungsfrequenzregler zu reinen Frequenzreglern. Notfalls kann die Frequenzregelung beim Zerfall des Netzes auch durch ein Großkraftwerk innerhalb einer Netzinsel erfolgen. Die Vorhaltung mehrerer regionaler Frequenzregler beim ZNR ist wünschenswert, jedoch allgemein nicht zwingend. Diese könnten aus praktischen Erwägungen den heutigen Reglern entsprechen. In beiden Fällen ist das Vorgehen im Großstörungsfall nahezu identisch. Bei

dem NRV bietet jedoch die regionale Information über Leistungsungleichgewichte die Möglichkeit, intakte Regelzonen automatisiert weiter auszuregeln, und damit ggf. einen zusätzlichen Sicherheitsgewinn.

Ein weiterer sicherheitsrelevanter Aspekt ist das Umstellungsrisiko aus Betriebssicht. Dieses ist beim NRV geringer, da nur eine geringfügige Prozessergänzung durch den Saldierer vorgenommen wird. Beim ZNR fallen betriebliche Eingriffsmöglichkeiten wie die Einschränkung des Abrufs der Regelenergie, die Einschränkung des Intradayhandels (EEX, OTC), das Countertrading oder der engpassvermeidende EEG-Bilanzausgleich weg. Diese Maßnahmen sind jedoch nur bei wenigen bestimmten Engpässen sinnvoll anzuwenden. Dieses trifft z. B. heute auf den Engpass zwischen VE-T und transpower zu. Ein Engpass im Norden zwischen RWE TSO und transpower könnte durch derartige Maßnahmen z. B. nicht eindeutig beeinflusst werden. Ein gezielter Redispatch ist im Allgemeinen eine zielführendere Lösung für einen bestimmten lokalen Engpass. Bei beiden Konzepten könnte jedoch das Engpassmanagement auf das Redispatch beschränkt werden.

Höhere Sorgfalt und Vorsicht ist beim ZNR zunächst bei der Betriebsplanung bezüglich der vortägigen Engpassberechnung (DACF) erforderlich. Hierbei muss auf die Regelzonen-übergreifenden Fahrplaninformationen verzichtet werden. Ersatzweise können Kraftwerksfahrpläne herangezogen werden und in die Berechnung einfließen. Diese müssen belastbar zur Verfügung stehen. Die Anpassung an die wegfallenden Fahrplaninformationen und alleinige Abstützung auf Kraftwerksfahrpläne ist technisch möglich, erfordert jedoch in der Umstellungsphase einen Erfahrungsaufbau.

Der uneingeschränkte Abruf der Regelenergie wird gegenüber anderen volatilen Vorgängen im Netz wie z. B. durch die Leistungsübertragung von Windenergie relativ gering eingeschätzt. Bei durchmischten Merit-Order-Listen ist davon auszugehen, dass bei größeren Mengen abgerufener Regelenergie diese nicht aus einer eng umgrenzten Region kommen. Das heißt, die hierdurch bedingten Leistungsflüsse verteilen sich in gewissem Maße im Netz. Ein sich im (n-1)-Zustand befindliches Netz wird diese Leistungsflüsse aufnehmen können, ohne aufgrund dessen Überlastungen zu erfahren. Das bedeutet, dass der Regelenergieabruf im Normalfall unter der Bedingung einer ausreichend räumlich durchmischten Merit-Order-Liste ohne Informationen des jeweiligen Netzzustands erfolgen kann. Die Durchmischung der Merit-Order-Liste kann basierend auf der heutigen Situation nicht für die Zukunft abgeschätzt werden. Es wird jedoch auch heute Regelenergie über Regelzonen hinweg abgerufen, ohne dass dieses in den Netzsicherheitsrechnungen bzw. Engpassberechnungen berücksichtigt wird, so dass die Annahme plausibel erscheint.

Die regionale Einschränkung des Abrufs der Regelleistung beim NRV ist keine Engpassmanagementmaßnahme an sich, kann jedoch unterstützend wirken und die Freiheit für den Einsatz von Redispatch vergrößern. Das Redispatch als kurzfristige betriebliche Maßnahme ist in der zeitlichen Umsetzung möglicherweise zu langsam, so dass eine Verschärfung einer kritischen Situation durch die Einschränkung des SRL-Abrufs vermieden werden kann. Im ZNR kann eine derartige Einschränkung nicht implementiert werden, da die Online-Informationen über regionale Ereignisse und insbesondere die Orte von

Kraftwerksausfällen fehlen. Dieses wäre nur mit einer zentralen Leitwarte für Deutschland zu erzielen.

Aus der vorhergehenden Argumentation ist abzuleiten, dass der ZNR ohne Engpassmanagement umsetzbar ist und die Vorteile des NRV durch die zusätzlichen Maßnahmen wie die Einschränkung des regelzonenübergreifenden Regelenergieabrufs allerhöchstens gering sind. Ein Engpassmanagement durch Redispatch hat in beiden Konzepten sowohl verstärkt präventiv als auch ggf. verstärkt kurativ zu erfolgen.

Der Abruf der Minutenreserveleistung kann in beiden Konzepten wie bereits erwähnt koordiniert über eine gemeinsame Merit-Order-Liste erfolgen. Beim NRV kann ein regional eingeschränkter Abruf unter Berücksichtigung von Engpässen wiederum einfach umgesetzt werden, der jedoch möglicherweise einen seltenen und eher geringfügigen gegenläufigen Abruf bedingt, wobei jedoch die Transparenz des NRV dieses weitestgehend ausschließt.

Zusammenfassend sind beide Konzepte von der Systemsicherheit her nahezu identisch. Beim NRV stehen weitere Maßnahmen zum Engpassmanagement zur Verfügung, die jedoch nur an wenigen Regelzongrenzen zielführend einsetzbar sind. Mit erfolgtem Ausbau der Kuppelleistung von VE-T zu transpower fällt ein heute dominantes Einsatzgebiet beim NRV für diese Methoden weg. Beim ZNR müssen jedoch belastbare Kraftwerksfahrpläne für die Netzsicherheits- bzw. Engpassrechnung (DACF) zur Verfügung stehen, so dass ausreichend genaue Engpassmanagementmaßnahmen sprich ein ausreichendes Redispatch geplant werden kann.



## 6 Gesamtwirtschaftlicher Nutzen

In diesem Abschnitt des Gutachtens werden die beiden Konzepte unter wirtschaftlichen Aspekten gegenübergestellt. Die wichtigsten Quellen gesamtwirtschaftlicher Wohlfahrtsgewinne sind hierbei die eingesparte Regelarbeit und die Reduktion der vorzuhaltenden Regelleistung. Dabei werden auch die Kosten des Umgangs mit Engpässen (insbesondere im Zusammenhang mit dem SRL-Abruf) untersucht.

An die Diskussion dieser Fragen schließt sich die Untersuchung einer Reihe weiterer, in ihrer Bedeutung untergeordneter Aspekte an. So entfallen unter dem Konzept des ZNR der (Online-) Horizontale Belastungsausgleich ebenso wie die Kompensation des Ungewollten Austausches zwischen den heutigen Regelzonen. Die Konzepte haben auch unterschiedliche Auswirkungen hinsichtlich der (regelmäßig anfallenden) Betriebskosten von ÜNB, SRL-Anbietern und anderen Marktparteien und sie ziehen jeweils unterschiedliche Umstellungskosten nach sich.

Die Unterschiede zwischen den Konzepten werden hinsichtlich der oben genannten Punkte monetär bewertet. Darüber hinaus werden die unterschiedlichen Auswirkungen auf die Marktentwicklung in einem ergänzenden Abschnitt qualitativ gegenübergestellt.

### 6.1 Wegfall des Gegeneinander-Regelns

#### 6.1.1 Gegeneinander-Regeln beim Abruf von Sekundärregelleistung (SRL)

Wie die Analyse im Abschnitt 4.5 gezeigt hat, können die SRL-Abrufe, d.h. das zeitliche Profil der abgerufenen Leistungen resp. Energiemengen, unter beiden Konzepten als näherungsweise identisch angenommen werden. Ein Unterschied in den Kosten des Regelennergieeinsatzes könnte sich in diesem Fall immer noch aus einem unterschiedlichen Gebotsverhalten der Anbieter ergeben. Ein systematisch voneinander abweichendes Gebotsverhalten der Anbieter ist allerdings unter den beiden Konzepten nicht zu erwarten. In beiden Fällen stehen die Anbieter in einem deutschlandweiten Markt mit einer einzigen Merit Order einem einzigen Nachfrager gegenüber. Die weiteren Modalitäten der Beschaffung hat die Bundesnetzagentur in ihrem Beschluss BK6-06-066 [7] detailliert vorgegeben. Insofern ist davon auszugehen, dass beide Konzepte zu physikalischen wie monetär bewerteten Einsparungen von Regelarbeit in gleicher Höhe führen.

Auch wenn sich die beiden Konzepte hinsichtlich der Einsparungen von Regelarbeit nicht unterscheiden, so ist die Abschätzung der absoluten Einsparungen von Interesse. Sie gibt an, welche Kosten durch die Einführung eines der beiden Konzepte gegenüber dem Zustand von vier unabhängigen und unsaldierten Regelzonen allein durch den Wegfall des Gegeneinanderregelns eingespart werden könnten. Bei der Bestimmung der physikalisch saldierbaren Mengen unter dem Zentralen Regler wie unter dem NRV ist zu beachten, dass eine Gegenüberstellung der von den ÜNB veröffentlichten viertelstündlichen

Leistungsmittelwerte der Regelzonensaldi lediglich eine erste Näherung der tatsächlich saldierbaren Energiemengen darstellt<sup>36</sup>. Relevant sind nur die hochaufgelösten, im Messwerterneuerungszyklus des Reglers erfassten Leistungswerte. Die Saldierung dieser (je nach Regler des betreffenden ÜNB mit einer Taktung zwischen 1 und 4 Sekunden pro Wert erfassten) Messwerte führt zu Einsparungen, die sich von den Einsparungen erheblich unterscheiden können, die sich auf Basis der entsprechenden Viertelstundenmittelwerte ergeben. Abschnitt 6.9 erläutert diesen Sachverhalt.

Auf Basis dieser hoch aufgelösten Leistungswerte wurden in der Zeit vom 01. Dezember 2008, 00:00h Uhr, bis 01. März 2009, 00:00h, 122,8 GWh Regelarbeit durch Saldierung eingespart, d.h. jeweils 122,8 GWh positive und 122,8 GWh negative SRA nicht eingesetzt, die anderenfalls hätten eingesetzt werden müssen<sup>37</sup>.

Eine Möglichkeit der Bewertung ist die Nutzung der durchschnittlichen SRL-Arbeitspreise<sup>38</sup> von EUR 135,75 pro MWh für positive SRA und EUR -2,88 pro MWh für negative SRA. Bewertet man die eingesparte Energie mit diesen Preisen, so ermitteln sich die Einsparungen zu rund 17 Mio. Euro in einem Quartal oder rund 68 Mio. Euro in einem Jahr. Die Bewertung mit den hier beschriebenen Durchschnittspreisen liefert eine plausible Abschätzung der eingesparten Kosten und wird im Folgenden für die Betrachtung der Wirtschaftlichkeit zugrunde gelegt<sup>39</sup>.

Die hier genannten Zahlen beziehen sich nur auf die durch den NRV unter Beteiligung von EnBW TNG, transpower und VE-T realisierten Einsparungen. Würde RWE TSO diesem NRV beitreten, so würden sich die möglichen Einsparungen weiter erhöhen. Zur Abschätzung

---

<sup>36</sup> Im Falle des ZNR erfolgt die Saldierung implizit, da dem Regelenergieabruf des zentralen Leistungs-Frequenz-Reglers das Randintegral für eine Regelzone Deutschland zugrundegelegt wird. Im Falle des NRV werden die Randintegrale der einzelnen Regelzonen durch das Saldierungsmodul aufsaldiert und korrigierte Werte als Eingangsgrößen der Regler in den jeweiligen Regelzonen verwendet.

<sup>37</sup> E-Mail-Nachricht von Herrn Jens Langbecker, EnBW TNG, vom 13. März 2009

<sup>38</sup> Es handelt sich konkret um die leistungs- und HT/NT-gewichteten Arbeitspreise der im Zeitraum von Dezember 2008 bis Februar 2009 bezuschlagten SRL-Angebote. Nicht berücksichtigt sind die bezuschlagten Angebote, die nur in der Regelzone RWE TSO verfügbar waren. Die Rohdaten sind auf der Internetplattform der ÜNB; [www.regelleistung.net](http://www.regelleistung.net); verfügbar.

<sup>39</sup> Diese Berechnung könnte die Einsparungen überschätzen, da bei Abruf entsprechend der Merit Order günstigere Angebote häufiger eingesetzt werden. Theoretisch ist es allerdings ebenso möglich, dass die Einsparungen noch über diesem Wert liegen, falls gerade dann saldirt werden kann, wenn die beteiligten Regelzonen bei unterschiedlichen Vorzeichen sehr hohe Leistungsungleichgewichte aufweisen und die Regelarbeit entsprechend teuer ist. Ohne Kenntnis des zeitlichen Verlaufs der hochaufgelösten Leistungswerte ist eine genauere Abschätzung nicht möglich.

Allerdings kann durchaus eine untere Grenze der Einsparungen bestimmt werden, indem die saldierten Mengen statt mit den Durchschnittspreisen mit den Arbeitspreisen bewertet werden, die zu den minimalen Einsparungen geführt hätten. Für den betrachteten Zeitraum sind die bezuschlagten Angebote bekannt und damit auch die überhaupt in Frage kommenden Arbeitspreise. Die minimale Einsparung ergibt sich aus der Annahme, dass durch die Saldierung der jeweils geringste Arbeitspreis für positive SRA vom ÜNB nicht gezahlt werden musste und der ÜNB den jeweils höchsten positiven Arbeitspreis für negative SRA nicht erhalten hat (bzw. den betragsmäßig geringsten negativen Arbeitspreis für negative SRA nicht zahlen musste). Die Differenz zwischen diesen beiden Preisen beschreibt dann die minimalen, durch die Saldierung einer MWh in der betreffenden Produktzeitscheibe erzielten Einsparungen. In der HT-Zeit des Monats Februar 2009 betrug diese Differenz beispielsweise EUR 56 pro MWh (niedrigster Arbeitspreis für positive SRA von 89 EUR / MWh minus höchster Arbeitspreis für negative SRA von EUR 33 / MWh). Bestimmt man diese Differenz für jede der sechs relevanten Produktzeitscheiben (jeweils HT / NT für Dezember, Januar und Februar) und nimmt an, dass die Saldierung gleichmäßig auf die Produktzeitscheiben verteilt erfolgte, so belaufen sich die Einsparungen auf rund EUR 76 pro saldierter MWh oder 37 Mio. Euro pro Jahr.



wurden die möglichen Einsparungen anhand von Viertelstundenmittelwerten der Leistungsbilanzen der vier Regelzonen aus dem Jahr 2007 untersucht. Die Analyse der Leistungsbilanzen ergab, dass durch den Beitritt von RWE TSO zum Dreier-NRV die Einsparungen um ca. 80% erhöht werden können<sup>40</sup>. Damit beträgt die Einsparung an positiver bzw. negativer SRA durch den Wegfall des Gegeneinanderregelns für den NRV aus vier ÜNB insgesamt ca. 223,5 GWh in jede Richtung. Dies entspricht einer Einsparung von ca. 124 Mio. Euro pro Jahr oder zusätzlichen Einsparungen gegenüber dem Dreier-NRV von ca. 56 Mio. Euro pro Jahr.

Die absoluten Einsparungen hängen von den stochastischen Charakteristika der RZ-Saldi sowie den in den bezuschlagten Angeboten geforderten Arbeitspreisen ab und sind damit potentiell deutlichen Schwankungen unterworfen. Insbesondere dürfte unter beiden Konzepten die Wettbewerbsintensität auf dem Markt für Regelenergie steigen. Dies kann zu sinkenden Preisen und damit auch niedrigeren Kosteneinsparungen führen.

### 6.1.2 Gegeneinander-Regeln beim Abruf von Minutenreserveleistung (MRL)

Der Abruf von Minutenreserve erfolgt im Gegensatz zum automatischen, durch den Leistungs-Frequenz-Regler gesteuerten Abruf der Sekundärregelleistung manuell und geht in jedem Einzelfall auf eine Entscheidung des jeweils verantwortlichen Schaltungingenieurs in der Warte des ÜNB zurück. Im Wesentlichen erfolgt der Einsatz von Minutenreserve, wenn der Schaltungingenieur ein länger andauerndes Leistungsungleichgewicht der Regelzone erwartet, um die Sekundärregelleistung abzulösen und deren Verfügbarkeit wiederherzustellen. Im Falle eines Kraftwerksausfalls liegt es nahe, dass das hieraus resultierende Ungleichgewicht eine gewisse Zeit andauern wird. Auch werden in den Warten Prognosen der dargebotsabhängigen Erzeugung genutzt, die Informationen über die in kommenden Viertelstunden zu erwartende Lage der Regelzone liefern. Die Entscheidung des Schaltungingenieurs über Zeitpunkt des Abrufs und abgerufene Leistung stützt sich auch auf dessen Erfahrung.

Da unter den Regelungen des MRL-Rahmenvertrages ein Abruf eine Dauer von mindestens fünfzehn Minuten hat und überdies die Rampen<sup>41</sup> zu berücksichtigen sind, zieht jeder Abruf die Lieferung resp. den Bezug einer gewissen minimalen Energiemenge nach sich; eine

---

<sup>40</sup> Die Annahme hierbei ist, dass das Verhältnis der Einsparungen bei Beteiligung aller vier ÜNB zu den Einsparungen bei Beteiligung der drei ÜNB EnBW TNG, transpower und VE-T unabhängig davon ist, ob tatsächlich mögliche Einsparungen (Analyse von Leistungswerten im Reglerzyklus) oder theoretische Einsparungen (Analyse von Viertelstundenleistungsmittelwerten) betrachtet werden. Im Jahr 2007 lagen die auf Basis der Viertelstundenleistungsmittelwerte möglichen Einsparungen bei Beteiligung aller vier ÜNB um etwa 82% über denen, die bei Beteiligung der drei ÜNB EnBW TNG, transpower und VE-T theoretisch hätten erzielt werden können. Betrachtet man bspw. die monatlichen Durchschnittswerte, so ergibt sich eine deutliche Streuung um diesen Wert. Um konsistent Durchschnittswerte zu nutzen, wurde der Analyse ein Wert von 82% zugrundegelegt. Es wird also hier die Annahme getroffen, dass auch die tatsächlich möglichen Einsparungen bei Beteiligung von RWE TSO um 82% höher liegen als ohne RWE TSO.

<sup>41</sup> Der MRL-Anbieter hat bei dem heute telefonisch vorgenommenen Abruf 15 Minuten Zeit, um die volle abgerufene Leistung zu erbringen. Diese Leistung hat er für mindestens 15 Minuten zu liefern, vgl. MRL-Rahmenvertrag [§ 8.4 (3)]. Nach dem Endzeitpunkt des Abrufs stehen dem Anbieter weitere 15 Minuten zur Verfügung, um die aktivierte Leistung in vollem Umfang zu deaktivieren. Geht man von symmetrischen, linearen Rampen über die vollen 15 Minuten aus, so entspricht die gelieferte Energiemenge einem Abruf der Leistung über einen Zeitraum von 30 Minuten.

zeitliche oder leistungsmäßige Kürzung des Abrufs ist im Normalbetrieb nicht möglich. Dies gilt insbesondere auch dann, wenn während des Abrufs ein Nulldurchgang erfolgt und das Regelzonensaldo das Vorzeichen wechselt. Durch die relative Langsamkeit der MRL-Erbringung kommt es so auch innerhalb einer Regelzone zu einem Gegeneinanderregeln (MRL wird in eine andere Richtung abgerufen als die SRL). Es ist sogar möglich, dass vorübergehend MRL in verschiedene Richtungen abgerufen wird, wenn sich die Einschätzung hinsichtlich des voraussichtlichen Ungleichgewichts der Regelzone deutlich ändert. Damit ist klar, dass es auch innerhalb einer Regelzone resp. unter dem Konzept des ZNR zu einem Gegeneinanderregeln von MRL und SRL resp. positiver MRL und negativer MRL kommen kann.

Unter dem Konzept des NRV ist das Potential für gegeneinandergerichtete Abrufe von SRL und MRL resp. positiver MRL und negativer MRL dann größer, wenn der Einsatz der Minutenreserve durch die beteiligten ÜNB nicht koordiniert wird. Auch wenn die Saldierung der Bedarfe dazu führt, dass die Sekundärregelleistung nur in eine Richtung abgerufen wird, so könnten unterschiedliche Einschätzungen der beteiligten Regelzonen hinsichtlich der Entwicklung der Leistungsungleichgewichte in den nachfolgenden Viertelstunden dazu führen, dass MRL in unterschiedliche Richtungen abgerufen wird.

Die an dem NRV beteiligten ÜNB haben erklärt, die Problematik gegenläufiger MRL-Abrufe durch die Entwicklung und Implementierung eines „Operativen Betriebskonzepts für den Minutenreserveinsatz“ gelöst zu haben. Ein den Gutachtern zur Verfügung gestellter Entwurf des Konzepts<sup>42</sup> sieht vor, dass der Abruf von MRL weiterhin dezentral durch die einzelnen ÜNB erfolgen soll, allerdings auf Basis gemeinsamer Einsatzregeln (vgl. Abschnitt 3.2.5). Die Implementierung erfolgt (Stand Mitte Juni) auf Basis eines überarbeiteten Konzepts.

Nach Einschätzung der Gutachter sind die vorgesehenen Einsatzregeln im Prinzip geeignet, gegenläufige Abrufe von MRL auf das auch unter dem Konzept des ZNR unvermeidbare Maß zu reduzieren. Es erscheint den Gutachtern als sinnvoll, wenn die am NRV beteiligten ÜNB zunächst Betriebserfahrungen mit dem Einsatzkonzept sammeln und sich in der (telefonischen) Abstimmung zwischen den Warten eine gemeinsame Einsatzphilosophie herausbildet. Die Kosten der in einer solchen Umstellungsphase möglicherweise ungewollt auftretenden gegenläufigen MRL-Abrufe können nach Einschätzung der Gutachter wegen ihrer vorübergehenden Natur und geringen Höhe vernachlässigt werden. Diese Einschätzung stützt sich auf die monetäre Bewertung der im ersten Quartal 2009 erfolgten gegenläufigen MRL-Abrufe<sup>43</sup>. Die entsprechenden Kosten belaufen sich auf rund 120.000 Euro, wobei die Abrufe in nur drei von acht Viertelstunden ungewollt gegenläufig erfolgten und Kosten in Höhe von rund 45.000 Euro verursachten. Auch wenn man davon ausgeht, dass für eine Testphase von ein bis zwei weiteren Quartalen durch ungewollt gegenläufige

---

<sup>42</sup> E-Mail-Nachricht von Herrn Jens Langbecker, EnBW TNG, vom 09. April 2009

<sup>43</sup> Die entsprechenden Abrufdaten wurden den Gutachtern von der Bundesnetzagentur zur Verfügung gestellt; vgl. E-Mail-Nachricht von Herrn Dr. Jochen Patt, BK 6, vom 24. März 2009. Die Bewertung erfolgte auf Basis der arithmetisch gemittelten Arbeitspreise der in der jeweiligen Zeitscheibe bezuschlagten MRL-Gebote.

Abrufe Kosten in ähnlicher Größenordnung anfallen, so können diese im Blick auf die Gesamtbewertung vernachlässigt werden. Systematisch richtig wäre allenfalls eine Berücksichtigung als Umstellungskosten.

## 6.2 Reduktion der vorzuhaltenden Regelleistung

Sowohl unter dem Konzept des Zentralen Reglers wie unter dem NRV kann weniger Regelleistung vorgehalten werden als heute von vier autonom agierenden Regelzonen zusammen. Wie in Abschnitt 4.5 gezeigt wurde, liegen die einzusparenden Leistungen in gleicher Höhe. Das Gebotsverhalten der Anbieter unter den beiden Konzepten – im NRV ab dem Zeitpunkt der Umsetzung des Moduls 4 – dürfte sich ebenfalls nicht unterscheiden, so dass die Einsparungen auch bei monetärer Bewertung in gleicher Höhe liegen dürften. Für die relative Vorteilhaftigkeit der beiden Konzepte und der jeweils realisierten Wohlfahrtsgewinne sind diese Einsparungen damit unerheblich. Wie im Falle der eingesparten Regularbeit ist jedoch auch im Falle der reduzierten Leistungsvorhaltung die absolute Höhe der Einsparungen von Interesse. Im Folgenden soll daher eine Abschätzung versucht werden.

Zur Quantifizierung der einzusparenden Regelleistung wurden die Ergebnisse aus [8] zugrunde gelegt. Unter Verweis auf erhebliche Unsicherheiten waren in diesem Gutachten die in Tabelle 1 dargestellten Einsparungen bei der Regelleistungsdimensionierung für eine Regelzone Deutschland (relativ zu einer separaten Dimensionierung für jede der vier Regelzonen) ermittelt worden<sup>44</sup>.

Da entsprechend der Ergebnisse aus Abschnitt 4.5 unter beiden Konzepten in gleichem Umfang Regelleistung eingespart werden kann, finden die in [8] berechneten Leistungswerte in gleicher Weise Anwendung bei der Abschätzung der unter beiden Konzepten zu realisierenden Einsparungen. Eine indikative Bewertung der Einsparungen kann auf Basis der durchschnittlichen Leistungspreise von 2008<sup>45</sup> vorgenommen werden.

**Tabelle 2: Mittlere Leistungspreise der Kosten der Regelleistungsvorhaltung im Jahr 2008<sup>46</sup>**

SRL+	111 kEUR / MWa
SRL-	59 kEUR / MWa
MRL+	47 kEUR / MWa
MRL-	23 kEUR / MWa

<sup>44</sup> Siehe S. 51 des Consentec Gutachtens

<sup>45</sup> Für positive und negative SRL wurden jeweils alle Zuschläge aus den Angebotslisten herausgefiltert und die gezahlten Leistungspreise über das gesamte Jahr aufsummiert. Als pro Jahr durchschnittlich bezuschlagte Leistung wurde die im Lauf des Jahres jeweils insgesamt bezuschlagte Leistung geteilt durch 24 (12 Monate mal 2 Zeitscheiben pro Monat) berechnet. Der durchschnittliche Leistungspreis ergibt sich dann als Quotient. Die Bestimmung der durchschnittlichen MRL-Leistungspreise erfolgte durch die BNetzA.

<sup>46</sup> Die durchschnittlichen MRL-Leistungspreise wurden von der BNetzA berechnet und den Gutachtern zur Verfügung gestellt.

Damit ergeben sich Einsparungen von rund 141 Mio. Euro pro Jahr durch Verringerung der Leistungsvorhaltung.

Die unter beiden Konzepten vorgesehene Implementierung eines einheitlichen deutschen Marktes für Regelernergie kann zu einer höheren Wettbewerbsintensität, niedrigeren Preisen und damit auch zu geringeren Einsparungen als hier geschätzt führen. Daneben wird natürlich auch die Reduzierung der Nachfrage nach Regelleistung selbst zu niedrigeren Preisen führen; im Falle der positiven Minutenreserveleistung ist vom entgegengesetzten Effekt auszugehen. Schließlich ist nicht auszuschließen, dass auch die Entwicklung der Börsenpreise Einfluss auf die für Regelleistung gezahlten Preise hat. Eine mögliche jährliche Einsparung von rund 141 Mio. Euro ist damit vor allem als Indikation für die Größenordnung des Einsparpotentials zu werten.

## 6.3 Wegfall von Fahrplaninformationen unter dem zentralen Regler

### 6.3.1 Wegfall des regelzonenscharfen Fahrplan- und Bilanzkreismanagements

Unter dem Konzept des Zentralen Reglers entfällt faktisch das regelzonenscharfe Bilanzkreis- und Fahrplanmanagement. Damit enthalten die für die Durchführung von Energiegeschäften abzugebenden Fahrplanmeldungen prinzipiell auch keine netztopologischen Informationen über Quelle und Senke der Stromlieferung mehr. Wie in Abschnitt 5.3 beschrieben werden die in den Fahrplänen enthaltenen Informationen für die tägliche Generierung des DACF genutzt und sind insofern im Blick auf die Vorhersage der Netzbelastung relevant. Ohne die Informationen aus den heutigen deutschlandinternen, regelzonenübergreifenden Fahrplänen reduziert sich prinzipiell die Transparenz der innerdeutschen Lastflüsse. In diesem Abschnitt sollen die finanziellen Konsequenzen des Wegfalls der Fahrplanmeldungen diskutiert werden.

Engpassbehebende Maßnahmen nach § 13 (1) EnWG sind durch den Wegfall der innerdeutschen Fahrpläne nur noch eingeschränkt möglich. Zwei heute teilweise genutzte Maßnahmen der Engpassbehebung stehen mit dem Wegfall der Fahrplaninformationen nicht mehr zur Verfügung: Zum einen kann deutschlandintern kein Countertrading mehr durchgeführt werden. Soweit der Einsatz von Redispatch näher an Echtzeit erforderlich wird und sofern dies teurer ist als das Countertrading entsteht ein Kostennachteil für den Zentralen Regler.

Zum anderen können innerdeutsche Fahrpläne ex definitione nicht mehr gezielt zum Zwecke der Engpassbeseitigung oder Engpassbehebung abgelehnt resp. der Intraday-Handel zu diesem Zweck gestoppt werden<sup>47</sup>. Unter dem Konzept des Zentralen Reglers müssten daher Engpässe stets kurativ durch den Einsatz von Redispatch behoben werden. Die ggf. gegenüber anderen Maßnahmen anfallenden Mehrkosten sind als Nachteil des Zentralen Reglers zu werten. Allerdings entstehen durch die Ablehnung von Handelsgeschäften (wie

---

<sup>47</sup> Prinzipiell könnten Fahrpläne auch am Vortag abgewiesen werden. In der Praxis wird jedoch lediglich der Intraday-Handel - sowohl Direktnominierungen wie Börsengeschäfte - eingeschränkt.

heute praktiziert und wie unter dem NRV auch zukünftig beabsichtigt) Wohlfahrtsverluste, die mit den Kosten des Redispatch zu verrechnen sind.

Schließlich ist durch eine anderweitige Beschaffung von Informationen zur Vorhersage der Lastflusssituation zu vermeiden, dass die durch den Wegfall von Fahrplaninformationen gegenüber heute geringere Transparenz der Lastflüsse des Folgetags Einschränkungen der auf den Interkonnektoren vergebenen Kuppelkapazitäten erforderlich machen.

Die oben genannten engpassbehebenden Maßnahmen werden heute im Wesentlichen an der Regelzonengrenze zwischen transpower und VE-T eingesetzt. Die eingesetzte Leistung ist signifikant, aber die wirtschaftliche Vorteilhaftigkeit gegenüber Redispatch-Maßnahmen ist nicht nachgewiesen und nicht zu quantifizieren. Auch Einschränkungen des Intraday-Handels werden heute lediglich von VE-T eingesetzt. Diese Einschränkungen dienen nach Angaben von VE-T auch dazu sicherzustellen, dass Marktparteien durch Handelsgeschäfte nicht den Effekt von Redispatch-Anweisungen konterkarieren. Wie oben bereits skizziert ist der Wert der Einschränkung des Intraday-Handels aus wirtschaftlicher Sicht kaum zu bestimmen. Der Wegfall dieses Instruments ist vor allem im Blick auf den Systembetrieb und weniger unter wirtschaftlichen Aspekten problematisch. Für Einschränkungen des grenzüberschreitenden Handels gilt schließlich, dass diese ebenso unerwünscht sind wie Einschränkungen des innerdeutschen Handels. Eine pauschale wirtschaftliche Vor- oder Nachteilhaftigkeit ist nicht gegeben.

Zusammenfassend lässt sich damit festhalten, dass theoretisch durch den Wegfall von Fahrplaninformationen im Vortags- wie Intraday-Zeitbereich erhöhte Kosten für das Engpassmanagement unter dem ZNR zu erwarten sind. Diese sind – insbesondere durch den Bezug der Fahrpläne auf die für das Engpassmanagement nur eingeschränkt relevanten Regelzonen – allerdings nicht zu quantifizieren und von eher geringer praktischer Relevanz.

### **6.3.2 Berücksichtigung von Engpässen beim Abruf von SRL**

Unter dem NRV können die ÜNB auf Engpässe, die durch regelzonenüberschreitenden Handel entstehen, dadurch reagieren, dass im Saldierungsmodul Beschränkungen für Lastflüsse zwischen den Regelzonen vorgesehen werden. In einem stark vermaschten Netz erlauben diese Einschränkungen zwar keine genaue Steuerung von Lastflüssen; sie können aber dazu beitragen, zusätzliche Belastungen von Netzelementen durch die Saldierung von Energiemengen resp. den Abruf von SRL zu vermeiden. Der Einsatz von Redispatch kann hierdurch möglicherweise reduziert oder vermieden werden. Allerdings müssten bei Einschränkungen des Abrufs von SRL Abweichungen von der Merit Order in Kauf genommen werden.

Das Konzept des ZNR steht im Prinzip denselben physikalischen Netzengpässen gegenüber wie der NRV. Unter dem ZNR erfolgt der Abruf streng nach Merit Order. Die Netzbetreiber müssten jedoch durch den SRL-Abruf gegebenenfalls verschärfte Engpässe durch den Einsatz von Redispatch wieder beheben. Die relativen Kosten (Abweichen von der Merit Order vs. Abruf nach Merit Order plus Einsatz von Redispatch) hängen neben der Struktur der Merit Order und dem Preis der Redispatch-Leistung auch davon ab, wie sehr ein SRL-

Abruf mit gegebener Leistung einen Engpass verschärft und wie sehr ein Einsatz einer gegebenen Redispatch-Leistung den Engpass wieder entlastet.

Insgesamt hat keines der beiden untersuchten Konzepte im Blick auf die Kosten des Engpassmanagements gegenüber dem anderen einen systematischen Vorteil. In beiden Fällen müsste kurzfristig verfügbare Redispatch-Kapazität zur Verfügung stehen. Engpässe innerhalb der heutigen Regelzonen führen unter beiden Konzepten zu Kosten in gleicher Höhe. Regelzonenüberschreitende Engpässe führen unter dem ZNR strukturell eher zu erhöhten Redispatchkosten, die durch erhöhte Netzentgelte kompensiert werden müssten, während unter dem NRV tendenziell erhöhte Regelarbeitskosten die Folge sind, die wiederum höhere Ausgleichsenergiepreise nach sich ziehen. Gesamtwirtschaftlich betrachtet sind beide Konzepte grundsätzlich nicht unterschiedlich zu bewerten.

## 6.4 Wegfall von Online-HoBA und Ungewolltem Austausch beim ZNR

### 6.4.1 Online-HoBA

Nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) vergütete Strommengen sind von den ÜNB entsprechend des auf die jeweilige Regelzone entfallenden Anteils am gesamten Stromverbrauch Deutschlands zu übernehmen. Diese Aufteilung wird als Horizontaler Belastungsausgleich (HoBA) bezeichnet. Diesem nachgelagert erfolgt der sogenannte vertikale Belastungsausgleich, im Rahmen dessen die Strommengen dem Letztverbraucherabsatz entsprechend auf die Elektrizitätsversorgungsunternehmen (EVU) weitergewälzt werden. Geplant ist, die physische Wälzung an die EVU zum 1. Januar 2010 durch eine rein finanzielle Umlage zu ersetzen.

Insbesondere zur Beherrschung der stark volatilen Windenergieeinspeisung haben die ÜNB den sog. Online-HoBA eingerichtet. Ziel ist es, dass jede Regelzone ihren Teil an den Windeinspeisungen im Rahmen der Bewirtschaftung des EEG-Bilanzkreises selbst ausgleicht. Im Rahmen dieses Verfahrens werden – gestützt auf stichprobenbasierte, repräsentative Hochrechnungen und Prognosen – jeder Regelzone nahezu in Echtzeit Informationen über die jeder Regelzone zugeordneten Windeinspeisungen übermittelt. Der Online-HoBA dient der anteiligen, entsprechend des Letztverbraucherabsatzes in jeder Regelzone erfolgenden Zuordnung der EEG-Strommengen an die ÜNB, die die Strommengen dann in Form eines Bandes an die EVU in ihrer Regelzone weitergeben.

Da unter dem Konzept des Zentralen Reglers nur noch das Randintegral Deutschland als Eingangsgröße für den Regelenergieeinsatz dient, würde der Online-HoBA entfallen. Dadurch können allerdings keine Kosten im nennenswerten Umfang eingespart werden, da der Online-HoBA weder Personal noch IT-Ressourcen<sup>48</sup> bindet. Der Aufwand besteht vielmehr in der Erstellung des Konzepts und der Einrichtung der automatisierten

---

<sup>48</sup> Am 27. März 2009 von Herrn Markus Fürst, EnBW TNG, den Gutachtern per E-Mail übermittelte Stellungnahme



Datenübertragung. Letztere sind offensichtlich abgeschriebene Kosten ("sunk costs"), so dass der Wegfall des Online-HoBA nicht zu Einsparungen führt.

#### 6.4.2 Ungewollter Austausch

Policy 2 des UCTE Operation Handbook verpflichtet die Regelzonen resp. Regelblöcke der UCTE-Synchronzone zur Kompensation des sog. Ungewollten Austausches. Da trotz der Leistungs-Frequenzregelung der einzelnen Regelzonen resp. Regelblöcke ein Abweichen der Ist-Austauschwerte auf den Kuppelstellen von den Soll-Austauschwerten nicht ganz vermieden werden kann, liefern bzw. beziehen Regelzonen in gewissem Umfang ungewollt Energie an benachbarte bzw. von benachbarten Regelzonen. Die Kompensation für zu viel gelieferte (bzw. bezogene) Energie erfolgt auf dem Wege des Naturalaustausches.

Auch der Ungewollte Austausch zwischen den deutschen Regelzonen geht in die UCTE-weite Bestimmung des Ungewollten Austausches und die Berechnung der entsprechenden Kompensationsprogramme ein. Bei dem Ungewollten Austausch zwischen den deutschen Regelzonen handelt es sich zwar hinsichtlich der Energiemengen ex definitione um ein Nullsummenspiel; es entstehen jedoch Transaktionskosten durch die Beschaffung der für den Naturalaustausch benötigten Energiemengen.

Bei Implementierung des ZNR würde der Ungewollte Austausch zwischen den heutigen Regelzonen - anders als unter dem NRV - nicht mehr in die Bestimmung des Ungewollten Austausches der Regelzone Deutschland eingehen und die Transaktionskosten würden sich entsprechend reduzieren. Damit ergibt sich in dieser Hinsicht ein finanzieller Vorteil für das Konzept des ZNR, welcher zu bewerten ist.

Nach Informationen der Bundesnetzagentur hatte der Ungewollte Austausch in der Regelzone EnBW im Zeitraum 01. März 2007 bis 28. Februar 2008 einen Umfang von 99 GWh Import und 117 GWh Export. Für VE-T lagen die entsprechenden Werte im Kalenderjahr 2008 bei 266 GWh Import und 259 GWh Export. Nimmt man an, dass jeweils die Import- und Exportmengen zu den üblichen EEX-Konditionen<sup>49</sup> an der Börse beschafft wurden, so belaufen sich die Transaktionskosten auf EUR 10.800 im Falle von EnBW sowie EUR 26.250 im Falle von VE-T. Diese Zahl ist noch um den Anteil des Ungewollten Austausches mit ausländischen Regelzonen zu korrigieren, der auch nach Implementierung des ZNR weiterhin zu kompensieren wäre. Die Transaktionskosten für den Ungewollten Austausch, die durch die Einführung des Zentralen Reglers entfielen, betragen nach überschlägiger Schätzung einige zehntausend Euro pro Jahr und sind im Vergleich zu den genannten Einsparungen und den Unsicherheiten der wirtschaftlichen Abschätzung zu vernachlässigen.

---

<sup>49</sup> Pro MWh: Börsenentgelt in Höhe von EUR 0,04 sowie ein Clearingentgelt in Höhe von EUR 0,01; Quelle: EEX, Übersicht über Entgelte, Mai 2008

## 6.5 Betriebskosten

In diesem Abschnitt werden die Auswirkungen der beiden Konzepte auf die Betriebskosten der Marktparteien untersucht und monetär bewertet. Unter dem Konzept des ZNR entfallen die heutigen vier Regelzonen zugunsten einer einheitlichen Regelzone Deutschland. Damit entfällt auch für in mehr als einer heutigen Regelzone agierende Marktparteien die Notwendigkeit, in jeder Regelzone einen Bilanzkreis zu führen. Die sich hieraus ergebenden Umstellungen im Fahrplan- und Bilanzkreismanagement führen zu reduzierten Betriebskosten, die im Folgenden untersucht werden. Ein Übergang zu dem Konzept des ZNR betrifft ebenfalls alle Prozesse im Zusammenhang mit der Beschaffung, dem Einsatz und der Abrechnung von Regelenergie. Regelenergie wird heute von jedem der vier ÜNB vorgehalten und eingesetzt. Erfolgt dies zukünftig nur noch durch einen Übertragungsnetzbetreiber können auch an dieser Stelle Betriebskosten eingespart werden.

### 6.5.1 Übertragungsnetzbetreiber

Unter dem Konzept des ZNR soll das Fahrplanmanagement und die Bilanzkreisabrechnung zentral erfolgen. Die Zentralisierung dieser Aufgaben bei RWE TSO wird keinen zusätzlichen Aufwand verursachen<sup>50</sup>. Für die Wahrnehmung der entsprechenden Aufgaben fällt bei den drei anderen ÜNB derzeit ein geschätzter Arbeitsaufwand im Umfang von etwa neun Vollzeitäquivalenten (Personenjahren) an<sup>51</sup>. Die sehr aufwändige Abstimmung der für die Bilanzkreisabrechnung benötigten Ist-Werte mit den Verteilnetzbetreibern kann allerdings zumindest temporär bei den jeweiligen Anschluss-ÜNB verbleiben. Das eigentliche Fahrplanmanagement (Annahme von Fahrplänen und Gegenfahrplänen, Versand von Bestätigungen, Zurverfügungstellung der Sollwerte für die Bilanzkreisabrechnung etc.) ist ebenso wie die Bilanzkreisabrechnung im engeren Sinne hochgradig automatisiert und erfordert manuelles Eingreifen im Wesentlichen beim Auftreten von Eingabefehlern. Wir schätzen daher die effektiv möglichen Einsparungen auf ein Drittel des Personalbedarfs, also drei Vollzeitäquivalente. Ein Vollzeitäquivalent wird pauschal mit Kosten von 100.000 Euro pro Jahr bewertet, so dass sich die geschätzten Einsparungen auf 300.000 Euro pro Jahr belaufen. Durch Einsparungen im IT-Bereich können jährlich zusätzlich etwa 75.000 Euro pro ÜNB eingespart werden<sup>52</sup>. Insgesamt können also die durch die Zentralisierung von Fahrplanmanagement und Bilanzkreisabrechnung bei den ÜNB erzielbaren Einsparungen auf rund 0,5 Mio. Euro pro Jahr geschätzt werden.

Ebenfalls zentralisiert würden unter dem Konzept des ZNR alle Aufgaben im Zusammenhang mit der Beschaffung, dem Einsatz und der Abrechnung von Regelenergie. Lediglich die Durchführung der Präqualifikation soll nach der Vorstellung von RWE TSO bei dem jeweiligen Anschluss ÜNB verbleiben. Die Übernahme dieser Aufgaben für eine Regelzone Deutschland verursacht bei RWE TSO keinen Mehraufwand<sup>53</sup>. Für die

---

<sup>50</sup> E-Mail-Nachricht von Herrn Dr.-Ing. Frank Reyer, RWE TSO, vom 25. März 2009

<sup>51</sup> Von Herrn Markus Fürst, EnBW TNG, am 27. März 2009 per E-Mail übermittelte Stellungnahme der drei ÜNB

<sup>52</sup> Von Herrn Markus Fürst, EnBW TNG, übersandte Stellungnahme der drei ÜNB vom 27. März 2009

<sup>53</sup> E-Mail-Nachricht von Herrn Dr.-Ing. Frank Reyer, RWE TSO, vom 25. März 2009



Wahrnehmung der entsprechenden Aufgaben fällt bei den drei anderen ÜNB derzeit ein geschätzter Arbeitsaufwand im Umfang von etwa fünfzehn Vollzeitäquivalenten an<sup>54</sup>. Geht man davon aus, dass pro Regelzone zwei Vollzeitäquivalente für die Durchführung von Präqualifikationen benötigt werden, so können die möglichen Einsparungen auf Seiten der ÜNB mit etwa 900.000 Euro pro Jahr abgeschätzt werden. Hinsichtlich der IT-Kosten in diesem Aufgabenbereich werden keine Einsparungen erwartet, da es auch unter dem Konzept des Zentralen Reglers für wünschenswert gehalten wird, wenn die heutigen Leistungs-Frequenz-Regler weiterhin für die reine Frequenzregelung im Großstörungsfall zur Verfügung stehen.

Der Wegfall des Online-HoBA unter dem ZNR führt, wie bereits dargelegt, nicht zu Einsparungen.

Damit kann das ÜNB-seitige Einsparpotential unter dem ZNR auf knapp 1,5 Mio. Euro pro Jahr geschätzt werden.

### 6.5.2 SRL-Anbieter

Kosten für die SRL-Anbieter entstehen – abgesehen von den Kosten der Erbringung – aus den Kosten für die Teilnahme an Ausschreibungen, der Aufrechterhaltung von Fernwirkverbindungen zu den jeweiligen Leistungs-Frequenz-Reglern (ZNR resp. LFR des Anschluss-ÜNB unter dem NRV) und die Abrechnung (mit dem Zentralen Regler resp. dem Anschluss-ÜNB). Da unter beiden Konzepten die Kontakte zwischen SRL-Anbietern und ÜNB bei einem ÜNB (dem Betreiber des ZNR resp. dem Anschluss-ÜNB) zentralisiert werden, gehen wir davon aus, dass sich die beiden Konzepte hinsichtlich der Betriebskosten für SRL-Anbieter nicht unterscheiden.

Soweit unter dem Konzept des ZNR ein SRL-Anbieter zukünftig auch zu einem dezentralen, für die Frequenzregelung in Großstörungsfällen genutzten Regler eine redundant ausgelegte Fernwirkverbindung zu unterhalten hätte, wäre mit zusätzlichen Kosten von maximal rund 4.000 Euro pro Pool und Jahr zu rechnen<sup>55</sup>. Selbst wenn die Anzahl der SRL-Anbieter auf zehn steigen sollte, lägen die entsprechenden Kosten von maximal rund 40.000 Euro pro Jahr in einer Größenordnung, die nach Einschätzung der Gutachter deren Vernachlässigung im Rahmen des vorliegenden Gutachtens erlaubt.

### 6.5.3 Sonstige Marktteilnehmer

Unter dem Konzept des Zentralen Reglers würden die heutigen Regelzonen faktisch entfallen und durch eine Regelzone Deutschland ersetzt werden. Entsprechend müsste ein heute regelzonenübergreifend agierender Marktteilnehmer nur einen Bilanzkreis führen (statt wie heute einen Bilanzkreis pro Regelzone<sup>56</sup>). Für eine heute regelzonenübergreifend

---

<sup>54</sup> Von Herrn Markus Fürst, EnBW TNG, am 27. März 2009 per E-Mail übermittelte Stellungnahme der drei ÜNB

<sup>55</sup> Aktuelle Preisauskunft der T-Systems Business Services GmbH. Siehe auch S. 11-12 des Beschlusses BK6-06-066

<sup>56</sup> Profitieren würden von den hier beschriebenen Vereinfachungen nur Bilanzkreisverantwortliche (BKV), die regelzonenübergreifend agieren. Die Anzahl der entsprechenden BKV kann auf Basis der vom BDEW verfügbaren Liste mit EI-Codes abgeschätzt werden; nach Einschätzung der Gutachter ist eine Zahl von

durchgeführte Stromlieferung würde unter dem Konzept des ZNR nur eine Fahrplananmeldung (statt zwei oder mehr) erforderlich.

Die wesentlichen Prozesse, in denen mit Einsparungen zu rechnen ist, sind die folgenden<sup>57</sup>:

- Bilanzkreisvertragsverwaltung
- Prognosen
- Fahrplanmanagement
- Bilanzkreisabrechnung

In den Telefon-Interviews mit den Marktteilnehmern zeigte sich, dass wegen der bevorstehenden Harmonisierung der Bilanzkreisverträge durch die Bundesnetzagentur (Festlegungsverfahren BK6-07-002) das zusätzliche Einsparpotential bei der Bilanzkreisvertragsverwaltung als gering eingeschätzt wurde. Als Vorteil einer Regelzone Deutschland wurde die Beschränkung der Kontakte für Vertragsanpassungen, Nachfragen etc. auf einen ÜNB genannt. Auch die Einsparungen im Bereich der Prognoseerstellung wurden konsistent als von geringerer Bedeutung beschrieben. Spürbare Einsparungen erwarteten die befragten Marktteilnehmer hingegen beim Fahrplanmanagement und bei der Bilanzkreisabrechnung. Es sind zwar beide Prozesse hochgradig automatisiert; dennoch wird von einem Übergang zu einer Regelzone Deutschland eine Entlastung (bspw. wegen einer geringeren Anzahl von manuell zu korrigierenden Fehlern) erwartet. Unter Umständen können beim Fahrplanmanagement Einsparungen auch dadurch realisiert werden, dass Intraday-Fahrplananpassungen generell am folgenden Werktag bis 16:00h nachnominiert werden und Personal für Intraday-Anpassungen nicht mehr vorgehalten zu werden braucht. Diese Möglichkeit besteht heute nur innerhalb einer Regelzone, aber nicht deutschlandweit. Bei der Bilanzkreisabrechnung beispielsweise nutzen heute die ÜNB unterschiedliche Formate, die in einer Regelzone Deutschland durch ein einheitliches Format ersetzt würden.

Die Gutachter sehen die entsprechenden Transaktionskosteneinsparungen als einen Vorteil für das Konzept des ZNR. Die Abschätzung dieser Einsparungen gestaltete sich aufgrund der stichprobenartigen und nur bedingt repräsentativen Auswahl der im Rahmen von Telefon-Interviews kontaktierten Marktteilnehmer schwierig<sup>58</sup>. Die größeren, u. U. in einer Vielzahl von Regelzonen auch europaweit aktiven Marktteilnehmer maßen den Erleichterungen durch eine geringere Anzahl von Fahrplänen und einen geringeren Abrechnungsaufwand tendenziell eher eine untergeordnete Bedeutung bei. Kleinere resp. im Wesentlichen in Deutschland agierende Marktteilnehmer beschrieben die durch eine

---

ehundert relevanten BKV als realistisch anzusehen. Diese Einschätzung wird von allen vier ÜNB geteilt (Besprechung mit RWE TSO vom 20. März 2009 sowie von Herrn Markus Fürst, EnBW TNG, am 27. März 2009 übersandte Stellungnahme der drei ÜNB) und ist im Übrigen ungefähr konsistent mit der unten skizzierten Schätzung.

<sup>57</sup> Bei dem Prozess der EEG-Wälzung ist wegen des Übergangs auf die finanzielle Wälzung zum 01. Januar 2010 nicht mit Einsparungen zu rechnen.

<sup>58</sup> Es wurden Interviews mit neun regelzonenübergreifend tätigen Marktteilnehmern durchgeführt. Eine genaue Abschätzung des Einsparpotentials würde eine umfassende Konsultation des Marktes erfordern, die den Umfang des Gutachtens sprengen würde und im Rahmen dieses Gutachtens nicht zwingend erforderlich ist.

Regelzone Deutschland möglichen Einsparungen hingegen als spürbar. Eine mögliche Erklärung dieses Unterschiedes sehen wir in einem bei den größeren Marktteilnehmern höheren Automatisierungsgrad. Die Aussagen der Marktteilnehmer waren konsistent mit dieser Hypothese.

Es fiel den interviewten Marktteilnehmern schwer, die Einsparungen zu quantifizieren. In einer ersten Interviewrunde war lediglich ein Vertreter eines – großen – Händlers zu einer Schätzung der durch eine Regelzone Deutschland möglichen Einsparungen bereit und schätzte diese auf eine Zehntel Mitarbeiterstelle. Wäre ein Wert dieser Größenordnung repräsentativ, so würde sich hieraus ein Einsparpotential von etwa einer Stunde pro Tag und Marktteilnehmer (0,125 Vollzeitäquivalente bei einem Acht-Stunden-Tag) ergeben. Hochgerechnet auf geschätzte einhundert relevante BKV belaufen sich die entsprechenden Einsparungen auf 1,25 Mio. EUR pro Jahr<sup>59</sup>.

Im Nachgang wurden mit Vertretern von zwei weiteren Marktteilnehmern, die deutlich größere Einsparpotentiale sahen, zusätzliche Interviews geführt. Einer dieser Marktteilnehmer machte plausibel, dass in seinem Hause mit Einsparungen von etwa einem Vollzeitäquivalent im gesamten Bereich des Fahrplanmanagements, etwa einem Viertel Vollzeitäquivalent in der Bilanzkreisabrechnung (incl. Datenplausibilisierung, Rechnungsprüfung etc.) sowie ca. einem Zehntel Vollzeitäquivalent in der Prognose zu rechnen sei. Insgesamt ergeben sich damit Einsparungen von knapp 1,5 Vollzeitäquivalenten bei diesem einen Marktteilnehmer. Aus seiner Kenntnis des Marktes heraus legte dieser Marktteilnehmer auch dar, dass er in etwa 20 bis 25 Unternehmen vergleichbarer Größe mit möglichen Einsparungen in gleicher Höhe rechnet, während in etwa 50 bis 60 weiteren Unternehmen durchschnittlich mit etwa der Hälfte der Einsparungen zu rechnen sei. Konsistent mit der oben wiedergegebenen Aussage sah dieser Marktteilnehmer bei sehr großen Händlern nur ein geringes Einsparpotential<sup>60</sup>. Insgesamt belaufen sich die so abgeschätzten Einsparungen auf 82,5 Vollzeitäquivalente<sup>61</sup> oder rund acht Mio. EUR pro Jahr. Diese Einsparungen könnten allerdings nur dann in vollem Umfang erzielt werden, wenn hinsichtlich der internen Organisation die notwendige Flexibilität gegeben ist.

In einer zweiten Interviewrunde wurde diese Schätzung den befragten BKV übermittelt und die Teilnehmer erneut gebeten, im Lichte der Schätzung über alle von der Einführung einer Regelzone Deutschland betroffenen Prozesse hinweg die in ihrem jeweiligen Hause möglichen Einsparungen zu beziffern. Zwei BKV sahen sich nicht in der Lage, die möglichen Einsparungen zu quantifizieren. Ein BKV stellte eine schriftliche Antwort zur Verfügung, während die verbleibenden Marktteilnehmer telefonisch Auskunft gaben. Die so erhaltenen zusätzlichen Schätzungen von drei Mal jeweils einem Vollzeitäquivalent und in einem Fall ¼

---

<sup>59</sup>Die Gutachter legen pro Vollzeitäquivalent einen Betrag von 100.000 Euro pro Jahr zugrunde.

<sup>60</sup> Wenn man annimmt, dass es fünf sehr große Händler gibt, so geht der Marktteilnehmer insgesamt von 5 + (20 bis 25) + (50 bis 60) Marktteilnehmern aus, die mit Einsparungen rechnen können. Die Summe bleibt also etwas unter der von den Gutachtern geschätzten Anzahl von etwa 100 relevanten Bilanzkreisverantwortlichen. Angesichts der mit Schätzungen notwendigerweise einhergehenden Unsicherheiten erscheint es den Gutachtern als nicht erforderlich, die Gründe für diese Abweichung näher zu untersuchen.

<sup>61</sup>  $25 \cdot 1,5 \text{ VZÄ} + 60 \cdot 0,75 \text{ VZÄ}$

bis  $\frac{1}{2}$  Vollzeitäquivalent liegen relativ zur Größe der jeweiligen Marktteilnehmer möglicherweise etwas unter der als Erstes skizzierten Zahl, können jedoch noch als mit dieser konsistent angesehen werden.

Im Folgenden legen wir daher die hier hergeleitete Schätzung von acht Mio. EUR zugrunde, da diese uns trotz der geringen Datenbasis und damit einhergehenden Unsicherheit als plausibel und nachvollziehbar erscheint. In der Zusammenfassung gehen wir auf die Frage ein, wie sich von dieser Schätzung abweichende Einsparungen auf die Empfehlung der Gutachter auswirken würden.

Eine einheitliche Regelzone Deutschland führt auch bei der Ausgleichsenergieabrechnung zu finanziellen Vorteilen für die Bilanzkreise, da sich Bilanzkreisabweichungen mit verschiedenem Vorzeichen in verschiedenen Regelzonen kompensieren. Da unter dem Konzept des NRV bereits heute ein einheitlicher Ausgleichsenergiepreis berechnet wird, der den BKV dieselben Vorteile eröffnet, entfällt dieser Aspekt als Differenzierungskriterium.

Eine Verbesserung der Prognosequalität durch eine Betrachtung einer Regelzone Deutschland als Ganzes ist dann unbeachtlich, wenn die Verbesserung lediglich auf die Saldierung von Prognosefehlern zurückgeht. Der gleiche Effekt wird finanziell durch einen einheitlichen Ausgleichsenergiepreis erzielt. Hinsichtlich der Verbesserung der Prognosequalität als solcher wurde die Verfügbarkeit von Daten als eigentlicher Engpass genannt, auf die die Zusammenführung der vier Regelzonen zu einer Regelzone Deutschland keinen Einfluss hat. Insofern ergibt sich hier kein Vorteil für das Konzept des ZNR.

#### **6.5.4 Zusammenfassung**

Insgesamt ist unter dem Konzept des Zentralen Reglers im Vergleich zum NRV mit einer Einsparung von Betriebskosten in Höhe von rund 9,5 Mio. Euro pro Jahr auszugehen.

### **6.6 Wesentliche regelmäßige Kosteneinsparungen unter beiden Konzepten**

Die wesentlichen regelmäßigen Kosteneinsparungen unter beiden Konzepten sind in der folgenden Tabelle zusammengefasst.

**Tabelle 3: Wesentliche regelmäßige Einsparungen**

		Einsparungen pro Jahr [Mio. EUR]	
		Zentraler Regler	Netzregelverbund
Kosten für Systembetrieb	Wegfall des Gegeneinanderregelns (SRL)	56	
	Wegfall des Gegeneinanderregelns (MRL)	< 0,5 (koordinierter Abruf durch gemeinsames Betriebskonzept)	
	Reduktion der vorzuhaltenden Regelleistung	140	
	Wegfall des präventiven Engpassmanagements nach § 13(1) EnWG	theoretischer Nachteil monetär nicht bewertbar	n.a.
	Beschränkung des Regelenergieabrufs beim NRV	n.a.	theoretischer Vorteil monetär nicht bewertbar
	Wegfall des Online-HoBA beim ZNR	theoretischer Vorteil vernachlässigbar	n.a.
	Reduktion des Ungewollten Austausches beim ZNR	theoretischer Vorteil vernachlässigbar	n.a.
Betriebskosten	UNB: Zentralisierung des Fahrplanmanagements und der Bilanzkreisabrechnung sowie der Beschaffung, des Einsatzes und der Abrechnung von Regelenergie	1,5	n.a.
	SRL-Anbieter: Anbindung an einen zentralen Regler	theoretischer Nachteil vernachlässigbar	n.a.
	Sonstige Marktteilnehmer: Vereinfachung durch Wegfall innerdeutscher Fahrpläne	8	n.a.
<b>Summe</b>		<b>205,5</b>	<b>196</b>

Man erkennt, dass die wesentlichen Einsparungen durch den Wegfall des Gegeneinanderregelns sowie durch Einsparungen bei der Leistungsvorhaltung entstehen. Diese Kosteneinsparungen können in beiden Konzepten realisiert werden.

Der Wegfall des präventiven Engpassmanagements beim ZNR sowie die mögliche Beschränkung des Regelenergieabrufs beim NRV führen theoretisch zu Kostenerhöhungen resp. Kosteneinsparungen. Diese lassen sich in der Praxis allerdings nicht quantifizieren. Die wirtschaftlichen Folgen dieser Maßnahmen sind für die relative wirtschaftliche Beurteilung der beiden Konzepte nicht relevant. Die betrieblichen Implikationen wurden in Kapitel 5 analysiert.

In Summe ergibt sich ein moderater Vorteil für das Konzept des zentralen Reglers, der sich vor allem durch geringere betriebliche Kosten beim zentralen Fahrplan- und Bilanzkreismanagement sowie der Beschaffung und Abrechnung von Regelenergie ergibt. Es können allerdings auch diese Kosten im NRV weiter reduziert werden (siehe Abschnitt zur Zukunftstauglichkeit der Konzepte).

## 6.7 Umstellungskosten

Die Umsetzung der beiden Konzepte bedingt unterschiedlichen Aufwand, der in diesem Abschnitt beschrieben und bewertet wird. Würde der NRV auf alle vier ÜNB erweitert, so würden die heute bestehenden Prozesse (insbesondere hinsichtlich von Fahrplan- und Bilanzkreismanagement sowie Beschaffung, Einsatz, und Abrechnung von Regelenergie) praktisch unverändert beibehalten werden. ÜNB-seitig sind die wesentlichen Kosten der Entwicklung des NRV (insbesondere der software- und hardwaremäßigen IT-Infrastruktur) abgeschriebene Kosten ("sunk costs"); sie fallen daher aus dieser Betrachtung heraus. Für die eigentliche Implementierung der Module 3 bis 4, die zum Zeitpunkt der Erstellung des Gutachtens noch nicht umgesetzt waren, fällt gegebenenfalls noch geringer zusätzlicher Aufwand für die Unterstützung durch externe IT-Dienstleister an. Gleiches gilt für evtl. erforderliche Vorbereitungen seitens RWE TSO für eine Beteiligung am NRV. Im Wesentlichen können die anstehenden Arbeiten jedoch durch verfügbares Personal erledigt werden, dessen vorübergehende zusätzliche Arbeitsbelastung nicht bewertet wird, weil sich hieraus keine zusätzlichen Kosten ergeben. Durch die Implementierung von Modul 3 werden Abruf und Abrechnung von SRL-Anbietern beim Anschluss-ÜNB zentralisiert, was eine direkte Anbindung an mehrere Leistungs-Frequenz-Regler überflüssig macht und damit die Kosten des Anbieters reduziert. Die erforderliche Anpassung des SRL-Rahmenvertrags wird nach der Erfahrung der Gutachter eine anbieterseitige Prüfung der entsprechenden Zusatzvereinbarung nach sich ziehen. Die Umsetzung von Modul 3 macht Anpassungen an der Internetplattform der ÜNB, [www.regelleistung.net](http://www.regelleistung.net), nötig; nach erfolgter Programmierung werden Tests stattfinden, an denen auch eine Beteiligung der Anbieter gewünscht ist. Wir erwähnen diese Arbeiten der Vollständigkeit halber, halten die daraus resultierende zeitliche Belastung allerdings nicht für relevant hinsichtlich der relativen Vorteilhaftigkeit der beiden Konzepte. Für die sonstigen Marktteilnehmer ergeben sich gar keine Änderungen gegenüber dem Status Quo.

Die Umsetzung des Konzepts des ZNR zieht demgegenüber (wie im Abschnitt Umsetzungsrisiken skizziert) etwas größeren Umsetzungsaufwand nach sich. Die erforderlichen Abstimmungen zwischen dem ZNR und den ÜNB (bspw. für die Anpassung von Notfallkonzepten; Vereinbarungen für Störungsfälle; mögliche Umstellungen am DACF-Prozess etc.) sollen hier nicht monetär bewertet werden, da dieser temporäre zusätzliche Personalaufwand nicht zu höheren Kosten führt. Der zentrale, von RWE TSO betriebene Regler selbst ist ohne größere Vorbereitungen einsatzbereit. Zeitbedarf und Kosten entstehen jedoch durch die erforderliche Anbindung der E.ON-Kraftwerke an den ZNR, soweit E.ON weiter im SRL-Markt aktiv sein will. Die Kosten hierfür sind insbesondere dann zu vernachlässigen, wenn eine Anbindung als Pool erfolgt und damit nur eine (redundant ausgelegte) Fernwirkverbindung zum ZNR aufzubauen wäre. Der mit der leittechnischen Präqualifikation verbundene Personalaufwand bewegt sich im Rahmen weniger Personentage und führt nicht zu höheren Kosten. Damit kann der Umstellungsaufwand seitens ÜNB und SRL-Anbieter vernachlässigt werden.



Einen gewissen Umstellungsaufwand sehen wir bei den IT-Systemen der BKV. Generell müssen die Systeme an die Änderungen bei Fahrplan- und Bilanzkreismanagement angepasst werden. Diese Änderungen (Vertragsverwaltung; Bilanzkreiszuordnung; Zuordnung von Messdaten für die Abrechnung etc.) werden bei größeren Händlern mit eigenen IT-Abteilungen, die praktisch kontinuierlich ihre Systeme weiterentwickeln, mit relativ geringem zusätzlichen zeitlichen und personellen Aufwand umsetzbar sein. Ein kleinerer Anbieter wies jedoch auf die erforderliche Einbindung externer Dienstleister hin und ging von einer Umsetzungszeit von bis zu sechs Monaten aus. Eine verbindliche Umstellung zu einem bestimmten Stichtag ist lediglich für die BKV erforderlich, die heute nur außerhalb der Regelzone RWE TSO aktiv sind. Die Zusammenführung von Bilanzkreisen zu einem deutschlandweiten Bilanzkreis kann für ca. 80 % der heutigen Bilanzkreise sukzessive erfolgen. Wegen der Heterogenität der von den Marktparteien eingesetzten Systeme ist die Abschätzung der entstehenden Kosten mit besonderer Unsicherheit behaftet; wir gehen davon aus, dass pro BKV durchschnittlich ein Aufwand für externe IT-Dienstleister von einem halben bis einem Personenmonat entsteht. Die finanzielle Belastung für alle BKV beläuft sich entsprechend dieser Schätzung auf ein bis zwei Mio. Euro<sup>62</sup>. Es sei darauf hingewiesen, dass die Interviews mit den Marktparteien den Schluss nahelegen, dass die entsprechenden Kosten im Blick auf die damit letztlich zu erzielende Reduktion von Transaktionskosten bereitwillig in Kauf genommen würden. Das von uns geschätzte Verhältnis von Einsparungen und Umstellungskosten ist konsistent mit dieser Bewertung.

Der Aufwand für die Umsetzung des NRV kann daher nach unserer Einschätzung bei Einbeziehung von RWE TSO vernachlässigt werden. Für den Übergang zum Zentralen Regler wären Kosten in Höhe von ein bis zwei Mio. Euro anzusetzen.

## 6.8 Marktentwicklung

Im Abschnitt „Marktentwicklung“ werden die beiden Konzepte hinsichtlich einer Reihe von Aspekten gegenübergestellt, die sich monetär nur schwer bewerten lassen. Für die SRL-Anbieter bietet beispielsweise das Konzept des ZNR den Vorteil deutschlandweiter Pools, während die Vertreter des NRV nur die Minimalvorgabe der Bundesnetzagentur<sup>63</sup> umsetzen und regelzonenübergreifende Pools nur zur Erreichung der Mindestlosgröße von 10 MW zulassen wollen. Auch wenn dies heute eine eher theoretische Einschränkung ist, kann für die Zukunft nicht ausgeschlossen werden, dass einem SRL-Anbieter unter dem ZNR die Kraftwerkseinsatzoptimierung deutlich erleichtert würde.

Generell ist unter beiden Konzepten durch die Einrichtung eines deutschlandweiten Marktes mit nur einem Nachfrager von einer deutlichen Erhöhung der Wettbewerbsintensität und damit einhergehend niedrigeren Preisen für Regelernergie auszugehen.

---

<sup>62</sup> Ein Personenmonat eines externen IT-Dienstleisters wird mit 20.000 Euro angesetzt. Legt man wiederum 100 betroffene BKV zugrunde, gelangt man zu dem angegebenen Wertebereich.

<sup>63</sup> Vgl. Beschluss BK6-06-066, Ziffer 2.2.7, Seite 45, 1. Absatz, letzter Satz



Ebenfalls unter beiden Konzepten ist mit niedrigeren Ausgleichsenergiekosten zu rechnen, wovon kleinere Bilanzkreise überproportional profitieren dürften.

Unter beiden Konzepten wird durch die reduzierte Leistungsvorhaltung eine gewisse Kraftwerkskapazität freigesetzt, die im Prinzip auf dem Spot-Markt angeboten werden könnte. Die Auswirkungen auf das Großhandelspreisniveau schätzen wir allerdings wegen der relativ geringen Leistung (400 bis 500 MW) und der vermutlich hohen Grenzkosten der betreffenden Kraftwerke als vernachlässigbar ein. Die befragten Marktteilnehmer teilten durchgängig diese Einschätzung.

Ein Unterschied zwischen den Konzepten liegt bei den Vorlaufzeiten für Intraday-Fahrplangeschäfte. Für regelzonenübergreifende Handelsgeschäfte müssen heute bis spätestens 45 Minuten vor dem betreffenden Abrechnungsintervall Fahrpläne angemeldet sein<sup>64</sup>. Erfolgt eine Lieferung ohne Fahrplananmeldung, so führt dies für die beiden Marktparteien zur Berechnung von Ausgleichsenergie in hinsichtlich der Energiemengen betragsmäßig gleicher Höhe (wenn auch mit jeweils unterschiedlichem Vorzeichen). Für regelzoneninterne Handelsgeschäfte gilt zwar keine verkürzte Fahrplan-Vorlauffrist; es ist jedoch möglich, entsprechende Fahrpläne am folgenden Werktag bis 16 Uhr nachzunominieren und so die Berechnung von Ausgleichsenergie zu vermeiden. Konkret bedeutet dies, dass ein Bilanzkreis in der eigenen Regelzone noch bis Echtzeit oder sogar danach handeln und ein beobachtetes oder vermutetes Ungleichgewicht des Bilanzkreises glattstellen kann, wenn eine geeignete Gegenpartei verfügbar ist (bspw. ein Kraftwerksbetreiber, der kurzfristig noch Energie liefern kann, oder ein anderer Bilanzkreis, der ein entgegengerichtetes Leistungsungleichgewicht erwartet). Regelzonenübergreifend ist dies heute nicht möglich und wäre unter dem NRV auch in Zukunft nicht möglich. Es ist zwar wegen des sehr hohen Automatisierungsgrades denkbar, die Fahrplanvorlaufzeiten wie im Falle von Kraftwerksausfällen generell auf 15 Minuten zu verkürzen; ein solches Vorhaben ist jedoch im NRV bisher nicht vorgesehen.

Unter dem Konzept des ZNR hingegen wäre eine Nachnominierung von innerdeutschen Handelsgeschäften generell möglich und die Flexibilität der Marktparteien entsprechend erhöht. Diese Erleichterung betrifft auch die regelzonenübergreifende Reservestellung für Kraftwerkskapazität, die heute bevorzugt innerhalb der jeweiligen Regelzone vorgehalten wird. Ebenso ist von einer Vereinfachung des Intraday-Börsenhandels (Vorlaufzeit heute 75 Minuten vor der jeweiligen Lieferstunde) auszugehen. Ein Wegfall der Vorlauffrist von 45 Minuten wurde denn in den Interviews mit den Marktteilnehmern auch einhellig begrüßt, soweit diese Erleichterung unter dem Aspekt der Systemsicherheit unproblematisch ist.

Unter einem NRV mit einheitlichem Ausgleichsenergiepreis wäre im Prinzip derselbe Effekt zu realisieren, da sich die Ausgleichsenergiekosten für eine regelzonenübergreifende Lieferung stets zu Null saldieren. Allerdings wäre die Abrechnung für die Marktparteien schwierig und ein solches Vorgehen verstößt vermutlich gegen die Verpflichtung zu einer

---

<sup>64</sup> Für grenzüberschreitende Intraday-Geschäfte gelten unterschiedliche Vorlaufzeiten, die mit Ausnahme zur Grenze zur Schweiz die innerdeutschen Vorlaufzeiten deutlich übersteigen.

ausgeglichenen Führung der Bilanzkreise. Alles in allem wäre der Effekt des Wegfalls der Fahrplanvorlaufzeit unter dem NRV nur mit Schwierigkeit und nur eingeschränkt zu replizieren. Damit ist die höhere Flexibilität unter dem ZNR als Vorteil dieses Konzepts zu werten.

Die Gutachter haben auch die Frage geprüft, ob von einem Wegfall der 45-Minuten-Vorlaufzeit eine Belebung des Intraday-Handels in den 45 Minuten vor Echtzeit zu erwarten ist. Hiervon könnte man sich geringere Bilanzkreisungleichgewichte, damit geringere Regelzonensaldi, einen geringeren Bedarf an Regularbeit und sogar die Möglichkeit einer weiteren Reduktion der Leistungsvorhaltung versprechen. Ebenso könnte, wenn sich in diesem Zeitfenster vor Echtzeit ein liquider Markt heranzubildet, der ÜNB möglicherweise auf die Vorhaltung von Minutenreserveleistung verzichten und nur noch Energie nach Bedarf einkaufen.

Wir halten dieses Szenario der Marktentwicklung für von allenfalls theoretischer Relevanz und sind uns keiner Studien bewusst, die den postulierten Effekt auf die Liquidität in der Praxis nachweisen. Bezeichnenderweise sind auch Lobbygruppen, die ein starkes Interesse an minimalen Handelseinschränkungen haben, nicht in der Lage, die theoretisch positiven Effekte des Wegfalls von marginalen Handelseinschränkungen mit empirischer Evidenz zu untermauern<sup>65</sup>.

Die intraday an der EEX gehandelten Strommengen entsprachen im Jahr 2008 etwa 2,3 TWh oder rund 0,5% des gesamten Stromverbrauchs der Bundesrepublik<sup>66</sup>. Die insgesamt intraday gehandelten Strommengen werden von den ÜNB nicht veröffentlicht, dürften aber ebenfalls nicht mehr als einen einprozentigen Anteil an dem gesamten Stromverbrauch ausmachen. Der geringe Anteil des Intraday-Handels unterstreicht, dass Bilanzkreise sich in der Regel lange vor Echtzeit eindecken (wozu sie in allen UCTE-Regelzonen auch verpflichtet sind) und kurz vor Echtzeit nur noch marginale Anpassungen ihres Portfolios vornehmen. Die Eröffnung zusätzlicher Freiheitsgrade bei der Bilanzkreiseindeckung kurz vor Echtzeit ist sicherlich hilfreich, sollte jedoch in ihren Auswirkungen nicht überbewertet werden. Die wirtschaftlichen Vorteile sind vor allem durch den Ausgleichsenergiepreis bestimmt. Durch die Einführung eines einheitlichen Ausgleichsenergiepreises im NRV können – wie oben skizziert – die wirtschaftlichen Vorteile einer sehr kurzfristigen Fahrplananmeldung mit Einschränkungen ebenfalls realisiert werden.

Alles in allem sehen wir hinsichtlich der Marktentwicklung Vorteile für das Konzept des ZNR durch die Ermöglichung deutschlandweiter SRL-Pools sowie des von den Marktteilnehmern gewünschten Wegfalls der heutigen 45-Minuten-Vorlaufzeit für regelzonenübergreifende Handelsgeschäfte (jeweils soweit dies unter dem Aspekt der Systemsicherheit unproblematisch ist). Der gesamtwirtschaftliche Nutzen aus letzterer Maßnahme sollte allerdings nicht überbewertet werden.

---

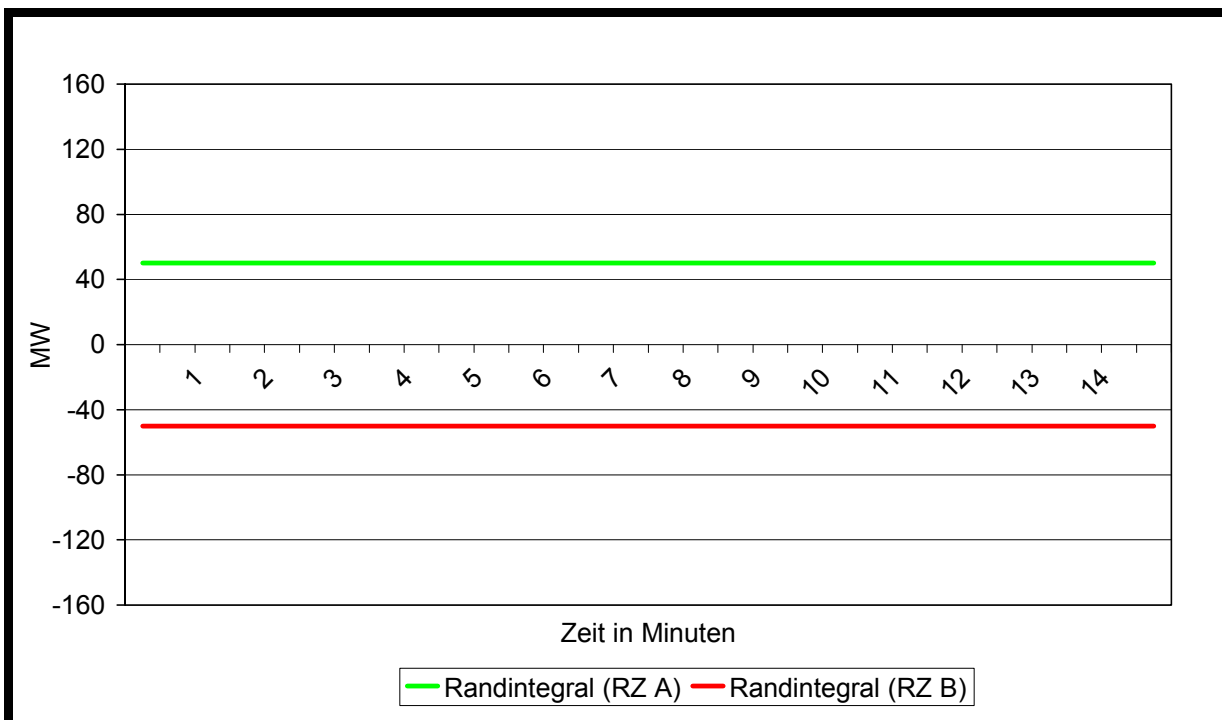
<sup>65</sup> Siehe beispielsweise EFET, Intra-day power markets within and across European national frontiers: A practical approach to facilitate wholesale liquidity. Position paper. December 2006

<sup>66</sup> Quelle der Handelsvolumina ist die Website der Strombörse, [www.eex.com](http://www.eex.com)

## 6.9 Exkurs: Abschätzung der tatsächlich möglichen Einsparung von Regelleistung

Die folgenden Abbildungen illustrieren die im Abschnitt 6.1 gemachte Aussage, dass von Viertelstundenmittelwerten nicht auf tatsächlich saldierbare Energiemengen geschlossen werden kann.

In allen drei Abbildungen beträgt der Viertelstundenleistungsmittelwert von Regelzone A +50 MW und der von Regelzone B -50 MW. Man könnte daher auf Basis dieser Werte annehmen, dass die Saldierung von 50 MW ( $\frac{1}{4}$ -h) möglich ist. Im ersten Beispiel ist dies auch tatsächlich der Fall.



**Abbildung 13: Beispiel 1: 100% Saldierung**

Das zweite Beispiel (Abbildung 14) zeigt jedoch, dass die Viertelstundenmittelwerte die tatsächlich saldierbare Energiemenge überschätzen können. In diesem Beispiel ist überhaupt keine Saldierung möglich.

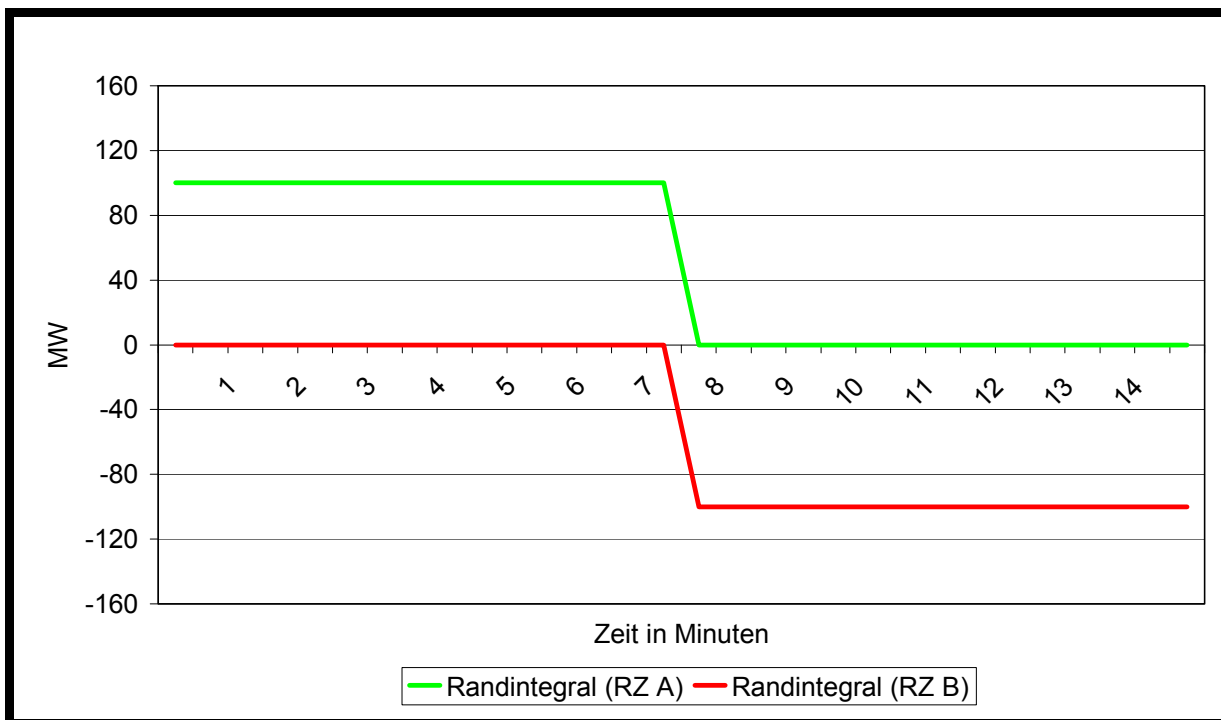


Abbildung 14: Beispiel 2: 0% Saldierung

Doch auch das entgegengesetzte Phänomen ist theoretisch denkbar – das folgende Beispiel in Abbildung 15 illustriert diesen Fall.

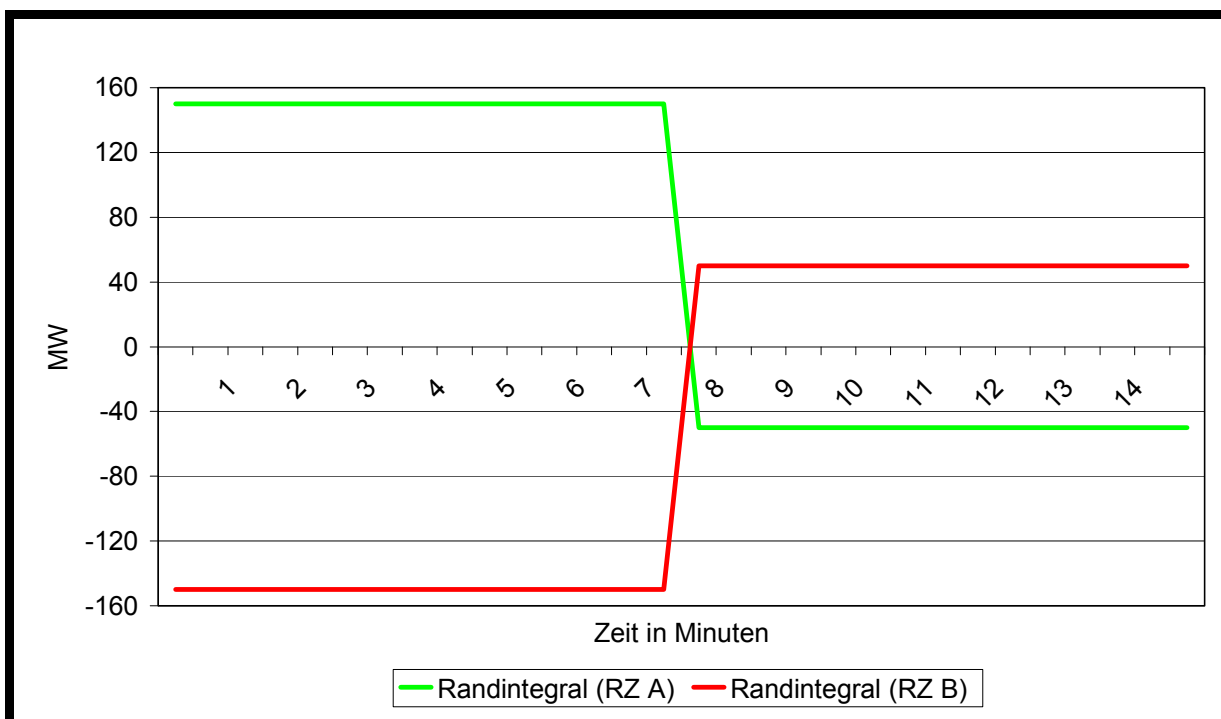


Abbildung 15: Beispiel 3: 200% Saldierung

Eine Abschätzung der tatsächlich möglichen Einsparungen unter dem NRV kann nur auf Basis der hochaufgelösten Werte vorgenommen werden. Diese Werte wurden im Rahmen von Modul 1 jedoch noch nicht aufgezeichnet; diese Aufzeichnung erfolgt erst seit der

Implementierung von Modul 2. Die tatsächlich realisierten Einsparungen wurden aber als Viertelstundenmittelwerte aufgezeichnet und konnten durch Bewertung mit den Regelarbeitspreisen zur Abschätzung der tatsächlich eingesparten Kosten herangezogen werden.

Zu einer exakten Bestimmung der eingesparten Kosten ist – entsprechend der unter anderem vom SRL-Rahmenvertrag zwischen ÜNB und SRL-Anbietern vorgegebenen Abrechnungsregeln – eine ausgesprochen komplizierte, angebotsscharfe Bewertung erforderlich. Die Abschätzung der eingesparten Kosten in Abschnitt 6.1 erfolgt daher durch Bewertung mit Durchschnittspreisen.

## 7 Zeitplan und Zukunftstauglichkeit

### 7.1 Zeitplan

Als Teil des Gutachtens ist auch der Zeitbedarf für die Umsetzung der beiden Konzepte zu bewerten. Die Implementierung des Konzepts des ZNR erfordert nach der Schätzung von RWE TSO eine Vorbereitungszeit von drei Monaten<sup>67</sup>. Dieser Zeitraum ist für die Erledigung der folgenden Aufgaben vorgesehen:

- Vertragliche Regelung zwischen den ÜNB (Dienstleistungsvertrag)
- Übergang der MRL-Rahmenverträge vom jeweiligen Anschluss-ÜNB auf RWE TSO
- Übergang der Bilanzkreisverträge auf RWE TSO
- Leittechnische Anbindung und Präqualifikation der E.ON-Kraftwerke. Der Rahmenvertrag müsste rechtzeitig vor der SRL-Auktion für den Folgemonat unterschrieben sein, damit E.ON die Kraftwerke bei der entsprechenden SRL-Auktion anbieten kann (für den Erbringungszeitraum August 2009 findet diese bspw. am 16. Juli 2009 statt).

Juristische Fragen sind nicht Gegenstand des Gutachtens. Wir sehen daher von einer detaillierten Beurteilung des ersten Punktes ab. Falls ein gemeinsames und von allen Beteiligten akzeptiertes Grundverständnis der Rolle des ZNR als Dienstleister besteht, so ist der hier angesetzte Zeitraum für die Verhandlung eines entsprechenden Vertrages sicherlich als ausreichend einzuschätzen. Die Punkte 2 und 3 sind, insbesondere im Blick auf die Kündigungsregelungen der bestehenden Verträge, juristisch zu prüfen. Vorbehaltlich dieser Prüfung erscheint den Gutachtern der Übergang der entsprechenden Verträge im Blick auf den Zeitplan unkritisch. Die betreffenden Verträge sind im Prinzip standardisiert<sup>68</sup> und der Übergang derselben von einer Vertragspartei auf eine andere ist nach dem Verständnis der Gutachter unproblematisch. Der Zeitraum für die leittechnische Präqualifikation der E.ON Kraftwerke ist jedenfalls dann hinsichtlich des Zeitplans unproblematisch, wenn E.ON eine Pool-Anbindung anstrebt. Falls E.ON auf eine ÜNB-seitige Einzelansteuerung der Kraftwerke besteht, wäre jedes Kraftwerk einzeln an den ZNR anzubinden und leittechnisch zu testen. Bei einer zu erwartenden deutlich zweistelligen Anzahl von Anbindungen stünde unter Umständen weniger als eine Woche pro Kraftwerk zur Verfügung. Da die ÜNB-seitig wie anbieterseitig Beteiligten auch noch andere Aufgaben wahrzunehmen haben, erscheint der zur Verfügung stehende Zeitraum in diesem und nur in diesem Fall als knapp bemessen. Außer den E.ON Kraftwerken sind alle heutigen SRL-Anbieter bereits an den Regler von

---

<sup>67</sup> Besprechung mit RWE TSO vom 20. März 2009; E-Mail-Nachricht von Herrn Dr.-Ing. Frank Reyer, RWE TSO, vom 25. März 2009

<sup>68</sup> Zwischen den Bilanzkreisverträgen könnte es im Prinzip noch kleinere Unterschiede geben; eine Standardisierung des Vertrags durch eine Festlegung der Bundesnetzagentur wird für die nahe Zukunft erwartet

RWE TSO angebunden<sup>69</sup>. Soweit bestehende ÜNB-seitige Einzelansteuerungen durch eine Pool-Ansteuerung ersetzt werden sollen und sich hieraus weiterer Zeitbedarf ergibt, ist dies getrennt vom Übergang auf den ZNR zu bewerten und hinsichtlich der Beurteilung der Realitätsnähe des von RWE TSO vorgeschlagenen Zeitplans unerheblich.

Noch nicht ausreichend berücksichtigt sind von RWE TSO nach Ansicht der Gutachter eine Reihe von praktischen Fragen, unter anderem:

- Auswirkungen auf den DACF-Prozess
- Abstimmungen mit benachbarten ausländischen Übertragungsnetzbetreibern (bspw. hinsichtlich der Vereinbarungen zur Lieferung von Notreserve)
- Koordinierung zwischen Zentralem Regler und Netzbetriebsführungen (bspw. bei Störungen, hinsichtlich der Arbeitsteilung bei Präqualifikationen etc.)
- Abrechnungsfragen

Es handelt sich bei den hier angesprochenen Punkten, deren Implikationen hinsichtlich der Systemsicherheit in Kapitel 5 in diesem Gutachten diskutiert werden, primär um Aufgaben, die abgearbeitet werden müssen, die jedoch die Einhaltung des Zeitplans nicht prinzipiell in Frage stellen. Angesichts der beschränkten personellen Kapazitäten bei den ÜNB und im Blick auf den Aufgabenumfang halten wir eine Umsetzung innerhalb von drei Monaten für ambitioniert, wenn auch nicht unmöglich. Allerdings müssten dann für einen Übergangszeitraum bis geeignete Maßnahmen implementiert sind, um den Wegfall der Fahrplaninformationen zu kompensieren, erhöhte Unsicherheiten bezüglich der Systemsicherheit in Kauf genommen werden.

Hinsichtlich der Einhaltung des Termins hilfreich ist die Tatsache, dass die BKV behelfsmäßig auch ohne größere Umstellungen an den IT-Systemen in das zentrale Fahrplanmanagement starten können. Ebenso hat RWE TSO plausibel gemacht, dass die für die Bilanzkreisabrechnung unerlässlichen Datenlieferungen der Verteilnetzbetreiber von den ÜNB an RWE TSO weitergeleitet werden könnten. Insofern sehen wir keinen Grund, den von RWE TSO vorgelegten Zeitplan anzuzweifeln.

Der Zeitplan der drei ÜNB, die das Konzept des NRV befürworten, wurde den Gutachtern mitsamt einer Reihe von Anlagen zur Verfügung gestellt, die im Folgenden diskutiert werden sollen. Die ÜNB planen die Umsetzung des NRV in vier Modulen, von denen das erste (Vermeidung des Gegeneinanderregelns) seit dem 17. Dezember 2008 und das zweite (gegenseitige SRL-Aushilfe, gemeinsame Dimensionierung, abrechnungstechnische Weitergabe der Einsparungen an die BKV, einheitlicher Ausgleichsenergiepreis) seit dem 05. Mai 2009 in Betrieb ist.

Die drei ÜNB beabsichtigen, einen Kooperationsvertrag zu unterzeichnen. Als Anlage zu dem den Gutachtern übermittelten Projektplan wurde den Gutachtern eine Gliederung dieses Kooperationsvertrags zur Verfügung gestellt. Nach Ansicht der Gutachter sind die

---

<sup>69</sup> Information von RWE TSO anlässlich der Besprechungen vom 13. Februar 2009 und 20. März 2009



wesentlichen Regelungsgegenstände wie der Betrieb des Saldierers, die Abrechnungsfragen, die Beschreibung der Arbeitsteilung oder auch Veröffentlichungspflichten (zur Gewährleistung der Transparenz der Saldierung) in dieser Gliederung aufgeführt. Eine Verhandlung und Unterzeichnung des Vertrags innerhalb von fünf bis sechs Wochen ist nach unserer Auffassung durchaus möglich, zumal die ÜNB schon seit geraumer Zeit bei der Beschaffung von Regelenergie kooperieren und auf diese Erfahrung zurückgreifen können. Eine Vorbedingung hierfür ist ein grundsätzlicher Einigungswille, der nach Einschätzung der Gutachter in den mit den ÜNB geführten Gesprächen deutlich erkennbar war. Die Anpassung der Leistungsdimensionierung wird sukzessive seit der SRL-Ausschreibung für den Erbringungszeitraum Juni 2009 auf die Zielwerte des NRV angepasst. Die Abstimmung des Betriebskonzepts wurde an anderer Stelle (siehe Abschnitt 3.2.5) beschrieben.

Der Projektplan der ÜNB beschreibt auch klar die Aufgaben, die zur Umsetzung von Modul 3 (ausschließliche leit-, vertrags-, und abrechnungstechnische Anbindung eines SRL-Anbieters bei dem jeweiligen Anschluss-ÜNB) innerhalb von zwei Monaten nach Implementierung von Modul 2 erledigt werden müssen. Es sollen alle relevanten Anbieter eine Ergänzungsvereinbarung zum Rahmenvertrag SRL unterzeichnen, die den Gutachtern mitsamt einem Anschreiben zur Verfügung gestellt wurde. Aus eigener Erfahrung ist den Gutachtern bekannt, dass vertragliche Abstimmungen mit den Regelenergieanbietern einen erheblichen zeitlichen Aufwand mit sich bringen können. Der hierfür vorgesehene Zeitraum von etwa drei Wochen erscheint vor diesem Hintergrund zu optimistisch. Wenn die Anbieter realisieren, dass die Umsetzung von Modul 3 für sie mit einer potentiell erheblichen Steigerung der Wettbewerbsintensität und damit einhergehenden niedrigeren Gewinnen verbunden sein könnte, werden sie möglicherweise eine Unterzeichnung hinauszögern. Da der Projektplan bis zum Zeitpunkt der geplanten Implementierung von Modul 3 noch einen gewissen zeitlichen Puffer enthält, erscheint die Einhaltung des Terminplans aber nicht gefährdet.

Die drei ÜNB haben in einer weiteren Anlage ebenfalls beschrieben, welche Anpassungen durch Modul 3 an den Angebotsdateien resp. der Ausschreibungsplattform der ÜNB ([www.regelleistung.net](http://www.regelleistung.net)) erforderlich werden. Da das Dokument von dem IT-Dienstleister der ÜNB (und eigentlichen Betreiber der Ausschreibungsplattform) erstellt wurde, sind die Gutachter zuversichtlich, dass eine Auseinandersetzung mit den Fragen der Programmierung in der gebotenen technischen Tiefe erfolgt ist. Vorgesehen ist eine Umsetzung der erforderlichen Änderungen an der Internetplattform einen Monat vor dem Ausschreibungszeitraum, zu dem die Änderungen wirksam werden sollen. Auch dieser Termin scheint uns aus eigenen Erfahrungen mit IT-Projekten dieser Art anspruchsvoll, lässt jedoch noch einen Monat Zeit für Tests unter Einbeziehung der Anbieter bevor Modul 3 in den Echt-Betrieb gehen soll<sup>70</sup>.

---

<sup>70</sup> Unmittelbar vor der Abgabe des Gutachtens wurde am 18. Juni 2009 die erste SRL-Vergabe nach Implementierung des Moduls 3 erfolgreich durchgeführt. Modul 3 ist insofern nicht vollständig implementiert,

Für die Umsetzung von Modul 4, der zentralen Merit-Order-Liste für die SRL, ist eine Inbetriebnahme zwei Monate nach der Umsetzung von Modul 3 vorgesehen. Hierzu werden die Standard-Meilensteine Lastenheft, Programmierung, Integration im Saldierungsmodul, Tests und Inbetriebnahme genannt. Auch wurde den Gutachtern eine E-Mail-Bestätigung des beauftragten Lieferanten, eines namhaften deutschen Elektrokonzerns, zur Verfügung gestellt, der die Implementierung der Software zwei Monate vor dem beabsichtigten Starttermin für Modul 4 zwar nicht im juristischen Sinne zusichert, aber doch explizit in Aussicht stellt<sup>71</sup>.

Aus Sicht der Gutachter sind die wesentlichen für die Umsetzung des NRV, Modul 1 bis 4, erforderlichen Arbeiten identifiziert und deren rechtzeitige Erledigung veranlasst. Wie im Falle des Konzeptes des Zentralen Reglers sind vermutlich noch nicht alle anstehenden Aufgaben bis ins letzte Detail berücksichtigt; so sehen wir beispielsweise auch für den NRV die Notwendigkeit, die geplanten Änderungen mit benachbarten ÜNB, mit denen beispielsweise Notreserve-Verträge bestehen, abzustimmen. Alles in allem stellen wir jedoch den von den drei ÜNB vorgelegten Projektplan nicht grundlegend in Frage. Die Termine sind, wie wir an verschiedenen Stellen deutlich gemacht haben, ohne Zweifel ambitioniert. Da die drei ÜNB unter hohem Druck stehen, termingerecht Ergebnisse vorzuweisen, gehen wir von einer Umsetzung entsprechend des Terminplans aus.

Die dargestellten zeitlichen Unwägbarkeiten der Umsetzung bedingen selbstverständlich auch immer wirtschaftliche Folgen. Wie im Kapitel „Gesamtwirtschaftlicher Nutzen“ dargestellt, bedeutet eine verspätete Umsetzung eines der Konzepte immer einen wirtschaftlichen Verlust in nicht unbeträchtlicher Höhe. Grundsätzlich kann abgeschätzt werden, dass eine Verzögerung der Erweiterung des NRV auf vier ÜNB bzw. der Einführung des ZNR allein durch das Gegeneinanderregeln mit der Regelzone RWE TSO einen Verlust von ca. 4 Mio. Euro pro Monat verursacht. Hinzu kommen Kosten für „erhöhte“ Regelleistungsvorhaltung von ca. 12 Mio. Euro pro Monat. Aus dieser Sichtweise heraus ist es somit sinnvoll, eines der beiden Konzepte möglichst bald vollständig umzusetzen.

Neben diesen Folgen einer verzögerten Umsetzung eines der beiden Konzepte sind drei weitere Aspekte zu betrachten, die nur den ZNR betreffen und alle aus dem Wegfall innerdeutscher Fahrpläne resultieren. Dieses sind zum einen die Umstellung für die Bilanzkreise, zum anderen die Genauigkeit der Engpassprognose und drittens die fehlende Möglichkeit, Engpass verstärkende Fahrplanänderungen innerhalb von Deutschland zu unterbinden.

Die Umstellung der IT-Systeme der Bilanzkreise ist keine unüberwindliche Hürde und führt zu einem Verzögerungspotential, welches als allerdings als gering eingeschätzt wird. Hierbei

---

als den Anbietern gestattet wurde, auf Anfrage bis zur Umsetzung von Modul 4 weiterhin regelzonenspezifische Gebote abzugeben. Diese Einschränkung ist allerdings vorübergehender Natur, so dass Modul 3 als umgesetzt betrachtet werden darf.

<sup>71</sup> Nach Auskunft von Herrn Jens Langbecker, EnBW TNG, mit E-Mail vom 17. Juni 2009 liegt die Umsetzung von Modul 4 im Zeitplan, so dass mit einem Echtbetrieb von Modul 4 ab dem 01. September 2009 zu rechnen ist.

muss das Fahrplan- und Bilanzkreismanagements und die zugehörigen Prozessen wie z. B. Vertragsverwaltung, Bilanzkreiszuordnung, Zuordnung von Messdaten für die Abrechnung etc. angepasst werden.

## 7.2 Zukunftstauglichkeit

In diesem Abschnitt werden die beiden Konzepte zunächst im Hinblick auf ihre Entwicklungsmöglichkeiten untersucht und die Ergebnisse in die Bewertung der Konzepte eingebracht. Unter Entwicklungsmöglichkeiten verstehen wir dabei in erster Linie mögliche Erweiterungen, die in den bislang verglichenen Grundkonzepten nicht vorgesehen waren. Zweitens stellt sich die Frage, inwieweit die beiden Konzepte stetig weiterentwickelt und kontinuierlich verbessert und damit evtl. Umstellungsrisiken verringert werden können. Damit wird insbesondere die Möglichkeit einer Testphase untersucht.

### 7.2.1 Zentraler Regler

Als wesentliche Erweiterungsmöglichkeit wird von den Vertretern des Konzepts des ZNR die Entwicklung eines sog. Regionenmodells für den Abruf von Sekundärregelleistung dargestellt. Dies soll insbesondere die beschriebenen betrieblichen Risiken beim Einsatz von Regelenergie ohne Kenntnis der Erbringungsorte und der Netzbelastung verringern. Konkret wird angeregt, bei Beibehaltung einer einheitlichen Preiszone Deutschland die Regelzone Deutschland in Regionen zu untergliedern, die sich an den tatsächlich bestehenden Engpässen orientieren. Unklar ist, nach welchen Kriterien genau diese Regionen bestimmt werden sollen, wer die Einteilung vornimmt, ob und falls ja in welchem Turnus der Regionenzuschnitt angepasst werden soll etc. Ein von den vier ÜNB gemeinsam entwickeltes „Regionenmodell 2012“ sieht achtzehn Regionen vor, welche aber ausdrücklich nicht den angestrebten Regionen für den SRL-Abruf entsprechen sollen. Eine Zersplitterung des Regelenergiemarktes in achtzehn geographisch voneinander abgegrenzte Teilmärkte ist schon unter wettbewerblichen Aspekten äußerst problematisch.

Eine klare Festlegung der Kriterien für den Zuschnitt der Regionen ist essentiell, um zu verhindern, dass Kraftwerksbetreiber beim Zuschnitt der Regionen systematisch bevorzugt bzw. benachteiligt werden könnten.

SRL-Pools wären unter dem Regionenmodell auf Regionenebene zu definieren, was einen Vorteil des ZNR (uneingeschränkte deutschlandweite SRL-Pools) zunichtemachen würde. Für jede Region wären unter Berücksichtigung der tatsächlich bestehenden Transportkapazitäten Export- und Importlimits für Sekundärregelleistung zu vergeben und dadurch einzuhalten, dass gegebenenfalls durch Abweichen von der Merit Order Abrufe in andere Regionen (Pools) verschoben werden.

Falls der regionenscharfe Abruf der Sekundärregelleistung nicht ausreichend ist, um die Engpassproblematik in den Griff zu bekommen, müsste über weitergehende Maßnahmen nachgedacht werden. Denkbar ist, von den Bilanzkreisen regionenscharfe Fahrplanmeldungen für Handelsgeschäfte zu verlangen, um Fahrplanabweichungen im

Engpassfall zu unterbinden bzw. Bilanzkreisabweichungen entsprechend pönalisieren zu können. Ein ähnliches Modell wird zur Zeit in den Niederlanden implementiert.

Unklar ist weiterhin, wie der ZNR die benötigten Informationen über die Netzauslastung erhalten soll. Vorgesehen ist, diese Informationen von den Übertragungsnetzbetreibern übermitteln zu lassen. Je nach Zuschnitt der Regionen ist hierfür jedoch die Einrichtung eines zusätzlichen Koordinierungsverfahrens bis hin zu zusätzlicher leit- und messtechnischer Infrastruktur erforderlich.

Die Gutachter halten das hier skizzierte Regionenmodell für eine wünschenswerte Weiterentwicklung, welche in der Lage ist, das Problem unkoordinierter Regelleistungsflüsse sowie hieraus möglicherweise resultierender Überlastungen von Netzelementen zu entschärfen. Da allerdings noch eine Reihe von grundsätzlichen Fragen zur Ausgestaltung eines solchen Regionenmodells zu klären bleibt, kann an dieser Stelle keine detailliertere Bewertung erfolgen. Auf Basis der Erfahrung mit einem ähnlichen Vorschlag in den Niederlanden erscheint den Gutachtern die Implementierung eines solchen Modells kurzfristig kaum möglich. Wegen der hiermit verbundenen tiefen Eingriffe in den Regelenergiemarkt erscheint eine Realisierung in einem Zeitraum von wenigen Monaten nicht realistisch.

Eine Nutzung der heutigen Regelzonen als Regionen, die eine kurzfristige Nutzung der existierenden Infrastruktur ermöglichen würde, eignet sich nur bedingt, da die heute existierenden Engpässe nur teilweise entlang der Regelzonengrenzen verlaufen. Zumindest würde der konzeptionelle Nachteil gegenüber dem NRV durch diese Maßnahme – die unmittelbar umsetzbar wäre – verringert.

### **7.2.2 Netzregelverbund**

Aus den Gesprächen mit den Vertretern des NRV ergeben sich aus Sicht der Gutachter drei Entwicklungsmöglichkeiten, für deren Umsetzung es aber noch keine konkreten Pläne gibt. Erstens ließen sich – wie auch unter dem Konzept des Zentralen Reglers – gewisse Funktionen (Fahrplanmanagement, Bilanzkreisabrechnung, Regelenergiebeschaffung etc.) im Prinzip zentralisieren und, soweit vorhanden, auf Skalenerträge zurückgehende Einsparungspotentiale heben. Die Gutachter stehen dieser Möglichkeit mit Skepsis gegenüber, da fraglich ist, ob die möglichen Einsparungen in einem vernünftigen Verhältnis zu dem Aufwand, insbesondere den damit verbundenen betrieblichen Umstellungen, stehen. Angesichts der – wie oben beschrieben – geringen Einsparpotentiale und der strategischen Bedeutung des Systembetriebs erscheint uns im Blick auf mögliche Epidemien, Naturkatastrophen, Terroranschläge und ähnliche Fälle höherer Gewalt eine gewisse personelle Redundanz für uneingeschränkt vertretbar. Allenfalls könnten die Übertragungsnetzbetreiber geeignete Vorbereitungen dafür treffen, einem jeweils anderen Übertragungsnetzbetreiber temporär Aufgaben abzunehmen.

Zweitens haben die drei Übertragungsnetzbetreiber angedeutet, das System der Kompensation für Ungewollten Austausch unter den deutschen ÜNB grundsätzlich zu überdenken. Auch wenn die durch die heutige Praxis entstehenden Transaktionskosten

gering sind, so ist eine Vereinfachung - beispielweise durch Saldierungen unter den ÜNB - denkbar. Soweit entsprechende Vereinbarungen unter den deutschen ÜNB mit den UCTE-Vorschriften konsistent sind, unterstützen die Gutachter diese Bemühungen und halten diese auch kurzfristig für umsetzbar.

Drittens ist eine generelle Verkürzung der Fahrplanvorlaufzeit für innerdeutsche, regelzonenübergreifende Handelsgeschäfte denkbar. Bei Kraftwerksausfällen gilt heute bereits eine Frist von nur 15 (statt 45) Minuten, die im Blick auf den bereits erreichten hohen Automatisierungsgrad generell Anwendung finden könnte, soweit hierbei die Belange der Systemsicherheit ausreichend berücksichtigt werden. Eine solche Verkürzung der Fahrplanvorlaufzeit würde dem Wunsch der Marktteilnehmer nach möglichst großer Flexibilität entgegenkommen und sollte von den ÜNB nach Möglichkeit umgesetzt werden.

### **7.2.3 Bewertung**

Die hier aufskizzierten Entwicklungsmöglichkeiten ändern die grundsätzliche Einschätzung der beiden Konzepte nicht.

Wäre das Regionenmodell für den Abruf von SRL unter dem ZNR kurzfristig einsetzbar, so könnten hierdurch die mit unkoordinierten Regelleistungsabrufen einhergehenden Risiken reduziert werden. Hierdurch würde ein wesentlicher Kritikpunkt der Gutachter abgeschwächt. Wegen der zahlreichen offenen konzeptionellen Fragen ist eine kurzfristige Implementierung innerhalb der nächsten Monate allerdings fraglich.

Die für den NRV beschriebenen Entwicklungsmöglichkeiten stellen sinnvolle, aber inkrementelle Verbesserungen dar, die keine grundsätzliche Neubewertung des Konzepts erfordern.

Möglichkeiten für die Entwicklung des Regelenergiemarktes insgesamt, wie z.B. eine weniger restriktive Präqualifikation von Anbietern oder die Ermöglichung von Regelenergiesdienstleistungen durch Verbrauchersteuerungen (siehe E-Energy Bestrebungen des BMWi) bis hin zur Poolung von Elektrofahrzeugen als Netzdienstleister liegen jenseits der hier betrachteten Konzepte und müssen gesondert evaluiert werden. Beide Konzepte stellen jedoch für diese Entwicklungen keine offenkundigen Hemmnisse dar.

## **7.3 Reversibilität und Überführbarkeit in ein anderes Konzept**

Die Beschreibung des Konzepts des ZNR macht deutlich, dass eine Entscheidung für dieses Konzept realistischerweise als nicht reversibel angesehen werden muss. Mit der Implementierung des ZNR verlieren die heutigen Regelzonen an Bedeutung; die für ein Fahrplan- und Bilanzkreismanagement auf Basis der heutigen Regelzonen erforderliche Infrastruktur ist nicht mehr verfügbar.

Demgegenüber kann eine Entscheidung für den NRV jederzeit rückgängig gemacht oder in das Konzept des ZNR weiterentwickelt werden.

## 7.4 Internationale Erweiterbarkeit

Der NRV ist in den Modulen, die eine ausschließlich wirtschaftliche Optimierung bedeuten (Vermeidung Gegeneinander-Regeln und gemeinsame Merit-Order) grundsätzlich auch über engpassbehaftete Regel- und Preiszonengrenzen hinweg einsetzbar. Dabei könnten die erlaubten Importe und Exporte von Regelleistung bspw. automatisiert aus nicht genutzten grenzüberschreitenden Intraday-Kapazitäten bestimmt und an das NRV-Koordinationsmodul übergeben werden. Mehrere ÜNB haben bereits ihr Interesse am Beitritt zum NRV bekundet, darunter insb. CEPS (Tschechien) und PSE (Polen) auch öffentlich.

Die Erweiterung über Deutschlands Grenzen hinaus erhöht den möglichen ökonomischen Nutzen des NRV bzgl. der Vermeidung des Gegeneinander-Regelns. Es ist jedoch auch beim ZNR prinzipiell möglich, Nachbarnetze über ein NRV-Konzept einzubinden. Bei einem derartigen technischen Mischsystem und einem sehr großen deutschen Partner könnte bei den ausländischen Partnern die Akzeptanz aber geringer sein als bei mehreren deutschen Partnern geringerer Größe. Falls die geringere Größe der deutschen Partner unter dem Konzept des NRV in dieser Hinsicht förderlich ist, so würde der NRV im Blick auf die internationale Erweiterbarkeit einen Vorteil haben. Die Quantifizierung dieses möglichen Vorteils liegt außerhalb dieses Gutachtens.

## 7.5 Möglichkeiten einer Testphase

Das Konzept des NRV könnte als Testkonzept für die Einführung eines Zentralen Reglers dienen, in dem sukzessive die einzelnen Schritte des Zentralen Reglers nachgebildet werden. So kann das Implementierungsrisiko verringert werden. Nach einer Übergangsphase kann dann geprüft werden, ob auf innerdeutsche Fahrpläne verzichtet werden kann, ob und wie ein Regionenmodell zu entwickeln ist und ob die zusätzlichen Einsparungen des ZNR eine entsprechende Umstellung rechtfertigen.

Konkret könnten etwa die folgenden Fragen untersucht werden:

- Durchführung des DACF-Prozesses mit und ohne regelzonenübergreifende Fahrpläne: Wie würde sich das Ergebnis ändern, wenn die Fahrpläne nicht zur Verfügung stünden? Welche kritischen Situationen konnten frühzeitig erkannt werden, die ohne Fahrpläne nicht erkannt worden wären? In welcher Weise wären ausländische ÜNB hiervon betroffen gewesen?
- Soweit Redispatch zur Behebung von Engpässen eingesetzt wird, ist es dann erforderlich, flankierend den Intraday-Handel einzuschränken?
- Wie nützlich sind Kraftwerkseinspeisefahrpläne im Rahmen des DACF-Prozesses? Können diese reguläre innerdeutsche Fahrplananmeldungen verzichtbar machen? Wie hoch ist deren Informationsgehalt (Prognose vs. Istwert)?
- Welche Engpässe (Gefährdungen der n-1 Sicherheit) sind aufgetreten? Sorgfältige Dokumentation aller aufgetretenen Engpässe mit 1. betroffenen Netzelementen, 2.



geografischer Lage (innerhalb einer Regelzone vs. an einer Regelzonen-Grenze), 3. Maßnahmen (Einstellung des Intra-Day-Handels, Redispatch etc.)

- Vorhersage der zukünftigen Lastflüsse (über einen Zeithorizont von fünf bis zehn Jahren) und der damit einhergehenden erwarteten Engpässe, insbesondere deren Lage (innerhalb einer Regelzone vs. an einer Regelzonen-Grenze)
- Belastungen von Netzelementen durch Regelleistungsabrufe (Merit Order und damit auch Abrufe wären unter beiden Konzepten identisch). Bspw. könnte für alle Abrufe  $> X$  MW analysiert werden, ob hierdurch (gegeben sonstige Lastflüsse) ohne eine Einschränkung der Saldierung Netzelemente in unzulässiger Weise überlastet worden wären bzw. in welchem Ausmaß die Transparenz hinsichtlich der Netzsituation durch die ÜNB beim Abruf genutzt werden konnte, um durch Eingriffe in die Merit Order Überlastungen zu vermeiden
- Abschätzung der unter verschiedenen Szenarien effektiv benötigten Redispatch-Kapazität und deren Verfügbarkeit sowie einer Analyse des Preises (ist die verbindliche Zurverfügungstellung von genügend Redispatch-Kapazität auf Kostenbasis auf unabsehbare Zeit sichergestellt?)
- Zusammenfassende Einschätzung: Gibt es einen Kosten-Unterschied zwischen „Abruf nach Merit Order und Engpassmanagement nur durch kurative Maßnahmen wie Redispatch“ und dem unter dem NRV bevorzugten Vorgehen (Berücksichtigung von Engpässen beim Abruf durch Abweichen von der Merit Order)?

Daneben könnte eine solche Testphase auch für die Vorbereitung einer Reihe von Maßnahmen genutzt werden, die zur Umsetzung eines der beiden Konzepte als sinnvoll oder erforderlich erscheinen wie beispielsweise

- Prüfung einer grundsätzlichen Kürzung der Fahrplan-Vorlaufzeit auf 15 Minuten unter dem Konzept des NRV
- Neuregelung der Kompensation des Ungewollten Austausches unter den deutschen ÜNB
- Anbindung aller Regel-Kraftwerke an den Regler von RWE TSO
- Klärung der relevanten juristischen Fragen im Zusammenhang mit der Nutzung eines ZNR als Dienstleister
- Konkretisierung eines Regionenmodells unter dem Konzept des Zentralen Reglers
- Vorbereitung einer möglichen Koordination zwischen ZNR und den Warten der ÜNB



## 8 Bewertende Zusammenfassung

Die Bundesnetzagentur hat am 15.07.2008 ein Festlegungsverfahren eingeleitet mit dem Ziel, den gleichzeitigen, gegenläufigen Einsatz von Regelleistung zu vermeiden. Hierdurch soll der Bedarf an vorzuhaltender und abgerufener Regelleistung verringert werden. Zwei vorgegebene Konzepte, hier als zentraler Netzregler (ZNR) und Netzregelverbund (NRV) bezeichnet, sind in dem vorliegenden Gutachten nach den Hauptkriterien technische Machbarkeit, Systemsicherheit, gesamtwirtschaftlicher Nutzen sowie Zeitbedarf, Umsetzungsrisiken und Zukunftstauglichkeit analysiert und bewertet worden.

Anhand der Aufgabenstellung der BNetzA wurden zu den Beurteilungskriterien detaillierte Fragen und Untersuchungsaspekte erarbeitet, die in persönlichen sowie telefonischen Gesprächen sowie durch E-Mail Kommunikation mit den Netzbetreibern RWE TSO, transpower, EnBW TNG, und VE-T inhaltlich erörtert wurden. Die Ergebnisse dieser Gespräche bilden die Grundlage für die vergleichende Beurteilung der Konzepte.

Der zentrale Netzregler wurde von RWE TSO entwickelt. Dabei wurde unterstellt, dass der zentrale Regler von RWE TSO eingerichtet und betrieben wird. Ebenso wurde von RWE TSO ein Regionenmodell in die Diskussion eingebracht, das dem zentralen Regler weitere Informationen über die Erbringungsorte der Regelenergie und ggfs. über die Lastflüsse im deutschen Übertragungsnetz vermittelt. Die Einführung eines Regionenmodells ist allerdings nach Einschätzung von RWE TSO nicht zwingend erforderlich. Die Gutachter beurteilen deshalb das vorgeschlagene Konzept des zentralen Reglers ohne Regionenmodell. Zusätzlich wird allerdings auch die Notwendigkeit des Regionenmodells beurteilt und ebenfalls diskutiert, ob das Konzept des zentralen Reglers auch von den drei anderen ÜNB umgesetzt werden kann.

Der Netzregelverbund wurde von EnBW TNG, transpower und VE-T entwickelt. Das Konzept besteht aus vier Modulen, von denen Modul 1 und 2 Mitte Mai 2009 bereits umgesetzt waren. Die Dimensionierung der Regelleistung wird sukzessive auf Grundlage der Betriebserfahrungen angepasst. Ähnlich wie beim ZNR, bei dem das Regionenmodell als eine optionale Weiterentwicklung diskutiert wurde, wurden von den drei ÜNB zusätzliche Möglichkeiten der Einführung eines zentralen Fahrplan- und Bilanzkreismanagements sowie einer Zentralisierung der Regelenergieabrechnung beim NRV in die Diskussion eingebracht. Der NRV wurde zunächst in seiner Grundform, d. h. ohne diese Weiterentwicklungsmöglichkeiten beurteilt. Ein zentraler Abruf der Minutenreserve ist im Vorgriff auf den ohnehin geplanten gemeinsamen automatisierten Merit Order-Abruf nicht vorgesehen.

Im Folgenden sind die Ergebnisse der wesentlichen Beurteilungskriterien zusammengefasst.

***Technische Machbarkeit: Beide Konzepte haben geringe technische Risiken und führen zu gleichen Einsparungen an Regelenergie sowie Leistungsvorhaltung.***

Im NRV wird das bestehende Reglerkonzept um eine neue Komponente, den Saldierer, erweitert. Dieses erweiterte Konzept wurde von der Universität Stuttgart wissenschaftlich untersucht. Die Stabilität und die Güte der Ausregelung unter diesem Konzept wurden als denen eines zentralen Reglers gleichwertig beurteilt. Die Saldierung der Regelzonenabweichungen hat ihre Praxistauglichkeit bereits seit Dezember 2008 bewiesen.

Beim ZNR müssen die noch nicht an den zentralen Regler angeschlossenen Regelleistungsanbieter informationstechnisch angebunden werden. Ebenso führt ein zentraler Netzregler zur Einrichtung eines zentralen Fahrplanmanagements.

Beide Konzepte sind redundant auszulegen, so dass keine erhöhte technische Fehleranfälligkeit gegenüber dem heutigen System zu erwarten ist. Die Anzahl zu errichtender und zu betreibender Kommunikationsstrecken ist bei beiden Konzepten ähnlich. Auch hiervon geht kein technisches Risiko aus.

Beide Konzepte basieren damit im Wesentlichen auf vorhandener technischer Infrastruktur und sind aus Sicht der technischen Machbarkeit als ähnlich komplex einzuschätzen.

Für das erste Kernziel der Vermeidung des sog. Gegeneinander-Regelns sind beide Konzepte gleich effizient und schöpfen das gesamte technisch mögliche Potenzial der Vermeidung des Gegeneinander-Regelns aus.

Auch die Dimensionierung der Regelleistung kann in beiden Konzepten identisch für ganz Deutschland erfolgen. Es ergibt sich kein Unterschied bei der Dimensionierung der SRL und der MRL für die beiden Konzepte.

Die Minutenreserve wird in beiden Fällen koordiniert abgerufen, so dass auch hier ein Gegeneinander-Regeln vermieden wird. Beim NRV wird ein operatives Betriebskonzept von den beteiligten ÜNB genutzt, wobei sich der dezentrale Abruf der MRL am summarischen SRL-Bedarf aller am NRV beteiligten ÜNB orientiert. Beim ZNR erfolgt der Abruf zentral.

Die Handhabung beider Konzepte ist ohne Probleme gegeben, wobei der NRV durch die Transparenz der Informationen über den Regelzonen austausch, bzw. deren expliziter Leistungsaushilfe einen zusätzlichen Vorteil für die Betriebssicherheit bieten kann. Die Betriebserfahrung für den NRV wird bereits gesammelt und die unterlagerten dezentralen Sekundärregler bleiben wie bisher bestehen. Beim ZNR besteht bereits Betriebserfahrung durch die Ausregelung des deutschen Regelblocks.

Zusammenfassend ist festzuhalten, dass aus Sicht der technischen Machbarkeit kein nennenswertes Risiko bei beiden Konzepten vorhanden ist und insbesondere eine identische Regelgüte zur Vermeidung des Gegeneinander-Regelns sowie eine identische Dimensionierung und ein identischer Abruf der Regelleistung erzielt werden.

**Systemsicherheit: Die Systemsicherheit ist bzgl. des Einsatzes von Regelenergie in beiden Konzepten gewährleistet. Der Wegfall der innerdeutschen, regelzonenübergreifenden Fahrpläne beim ZNR erfordert eine Anpassung von Betriebsprozessen.**

Das Verhalten im Großstörungsfall ist nahezu identisch, wenn auch beim ZNR dezentrale Frequenzregler vorgehalten werden. Im Großstörungsfall wird der ZNR abgeschaltet und die dezentralen Frequenzregler können für bestimmte Netzinseln aktiviert werden. In einigen möglichen Großstörungsfällen könnte eine dezentrale Leistungs-Frequenz-Regelung wie im NRV möglicherweise den Systemwiederaufbau vereinfachen. Da derartige Fälle jedoch vielfältig und hochkomplex sind und zumeist die Leistungsregelung ohnehin auf eine reine Frequenzregelung umgeschaltet wird, ist dieser Vorteil als marginal zu werten.

Beim ZNR wird die Regelenergie ohne Kenntnis des Erbringungsortes und ohne Berücksichtigung von Netzbelastungen abgerufen. Es ist deshalb theoretisch möglich, dass durch den Abruf von Regelenergie Netzengpässe verstärkt oder zum Teil sogar verursacht werden, die dann von den ÜNB in ihrer Funktion als Netzbetreiber durch Engpassmanagementmaßnahmen wieder aufgehoben werden müssen. Beim NRV ist es prinzipiell, zumindest für zeitlich begrenzte Situationen, möglich, den überregionalen Abruf von Regelenergie einzuschränken. Diese Maßnahme ist jedoch nur dann sinnvoll anzuwenden, wenn durch die Beschränkung des regelzonenüberschreitenden Regelenergieeinsatzes die Veränderung der Lastflüsse wirklich engpassentlastend wirkt. Nach heutiger Erfahrung trifft dies allerdings nur für die Regelzongrenze zwischen transpower und VE-T zu. Da einerseits der Abruf von Regelenergie nur in Sonderfällen Engpässe im deutschen Übertragungsnetz verursacht bzw. hervorruft und andererseits beim Auftreten dieser Sonderfälle die Beschränkung von regelzonenübergreifenden Abrufen von Regelenergie nur bedingt Abhilfe schafft, kann kein nennenswerter Unterschied in der Beeinflussung der Systemsicherheit durch den Abruf von Regelenergie in beiden Konzepten festgestellt werden.

Unterschiede beider Konzepte bezüglich der Systemsicherheit ergeben sich durch den Wegfall der Regelzonenfahrpläne beim ZNR. Hierdurch sind beim ZNR größere Umstellungen vorzunehmen, da Informationen für die Netzsicherheitsrechnungen des DACF einerseits und im Intraday-Zeitbereich andererseits wegfallen. Beim ZNR entfallen betriebliche Eingriffsmöglichkeiten v. a. zum Beheben von Netzengpässen, wie die gezielte Engpass-reduzierende Einschränkung des Intraday-Handels (EEX, OTC), das Countertrading oder der Engpass-vermeidende EEG-Bilanzausgleich. Der DACF-Prozess muss angepasst werden, wodurch sich zumindest in der Übergangsphase Prozessrisiken ergeben, bis sichergestellt werden kann, dass die Qualität des DACF nicht durch den Wegfall der Fahrplaninformationen unzulässig verringert wird. Daher müssen beim ZNR zusätzliche Maßnahmen ergriffen werden, um die durch den Wegfall der Informationen aus regelzonenübergreifenden Fahrplänen möglicherweise auftretenden Risiken für die betriebliche Systemsicherheit zu kompensieren. Eine abschließende detaillierte Beurteilung geht über den Rahmen dieses Gutachtens hinaus, da durch den Wegfall der innerdeutschen

regelzonenübergreifenden Fahrpläne vor allem das Engpassmanagement beeinflusst wird. Dies ist die Aufgabe der vier ÜNB in ihrer Rolle als Netzbetreiber und nicht die Aufgabe des Zentralen Reglers oder des Netzregelverbundes.

Insgesamt sind somit die prozessmäßigen Umsetzungsrisiken bezüglich der Systemsicherheit beim ZNR höher als beim NRV.

***Gesamtwirtschaftlicher Nutzen: Moderate wirtschaftliche Vorteile beim ZNR gegenüber dem NRV.***

Zur Abschätzung des gesamtwirtschaftlichen Nutzens wird von dem Status Quo ausgegangen, in dem Modul 1 des NRV bereits implementiert ist. Durch die Erweiterung des NRV auf vier ÜNB bzw. durch die Einführung des ZNR könnten damit in beiden Konzepten zusätzliche Kosten durch den Wegfall des Gegeneinanderregelns von etwa 56 Mio. € p. a. eingespart werden. Durch die Verringerung der Leistungsvorhaltung könnten zusätzliche Kosten von ca. 140 Mio. € jährlich eingespart werden. Diese Angaben sind indikativ und hängen vor allem von der Preisentwicklung für Regelenergie und von der Höhe der Leistungsvorhaltung ab. Diese Kosteneinsparungen können basierend auf der Analyse der technischen Machbarkeit in beiden Konzepten realisiert werden.

Zusätzlich ist davon auszugehen, dass die Wettbewerbssituation im Regelenergiemarkt in beiden Konzepten in gleicher Weise erhöht wird. Dadurch entsteht zusätzlicher Druck auf den Ausgleichsenergiepreis. Die dadurch zu erwartenden Vorteile für die Bilanzkreise sind in beiden Konzepten identisch.

Durch den Wegfall der innerdeutschen, regelzonenübergreifenden Fahrpläne beim ZNR erleichtert sich das Fahrplan- und Bilanzkreismanagement der Marktparteien und der Systembetreiber. Neue Marktteilnehmer müssen ihren Bilanzkreis nur einmal anmelden und Fahrpläne abgeben und nicht getrennt für jede Regelzone. Dies entspricht in erster Linie den Wünschen der Marktteilnehmer. Diese Erleichterungen führen zu einer erhöhten Flexibilität der Marktteilnehmer und zu Einsparungen im Bereich von einigen Mio. € jährlich bei der Einführung des ZNR. Abweichungen der Einsparungen vom geschätzten Wert in einer realistischen Größenordnung haben keine Auswirkungen auf die Empfehlung.

Diesen Einsparungen stehen einmalige Umsetzungskosten in der Größenordnung von ein bis zwei Mio. € gegenüber. Da diese Umsetzungskosten jedoch nur einmalig auftreten, sind diese Kosten in einem Barwertvergleich gegenüber den Kosteneinsparungen zu vernachlässigen. Es besteht somit ein jährlicher Vorteil für den ZNR, der sich insbesondere aus dem zentralen Fahrplan- und Bilanzkreismanagement und einer Zentralisierung von Regelenergiebeschaffung, -einsatz und -abrechnung ergibt.

***Zeitplan und Zukunftstauglichkeit: Bei Vernachlässigung der bei sofortigem Übergang auf den ZNR erhöhten Prozessunsicherheit beträgt für beide Konzepte der Zeitbedarf für die Umsetzung wenige Monate. Die Einführung des ZNR ist irreversibel, während der NRV als Testphase für eine mögliche spätere Implementierung des ZNR dienen kann.***

Bei dem ZNR sind vor allem die folgenden Umsetzungsschritte zu realisieren: Abstimmung der Koordination zwischen zentralem Regler und ÜNB in Fällen von Engpässen und bei Großstörungen mit Netzerfall, Überführung der Rahmenverträge für SRL und MRL auf eine zentrale Stelle, Anschluss der Regelenergieanbieter an den zentralen Regler, Zusammenführung der Bilanzkreisverträge, Einführung des zentralen Fahrplanmanagements, teilweise Umstellung von BKV auf den zentralen Regler. Die Entwicklung von Maßnahmen zur Kompensation der unter dem ZNR wegfallenden Fahrplaninformationen sowie der sich aus diesen ableitenden Eingriffsmöglichkeiten ist hier noch nicht berücksichtigt.

Beim NRV bleiben die folgenden Umsetzungsschritte zu realisieren: Vollständige Umsetzung der Einführung eines einheitlichen Marktgebietes für SRL (Modul 3) sowie die Umsetzung einer einheitlichen Merit-Order-Liste (Modul 4). Bei Ausdehnung des NRV auf alle deutschen Regelzonen wäre auch RWE TSO in den NRV zu integrieren.

Der veranschlagte Zeitbedarf für die Umsetzung ist in beiden Fällen ähnlich und beträgt wenige Monate. Jeder Monat verspätete Implementierung bedeutet einen wirtschaftlichen Nachteil durch eine Verzögerung der möglichen Einsparungen von ca. 16 Mio. €.

Die Umsetzung wird allerdings unterschiedlich für beide Konzepte beurteilt. Der Übergang zum ZNR benötigt die Implementierung geeigneter Maßnahmen, um den Wegfall der Fahrplaninformationen und der an diese geknüpften Eingriffsmöglichkeiten sowie den Verlust des entsprechenden Erfahrungswissens zu kompensieren. Da diese Maßnahmen vor einer Umsetzung des ZNR entwickelt und getestet werden müssen, um keine Einschränkung der Systemsicherheit zu erlangen, so müssen die hieraus ggf. resultierenden Verzögerungen und die damit verbundenen wirtschaftlichen Nachteile in Kauf genommen werden.

Beide Konzepte lassen sich in Zukunft erweitern. Durch Einführung eines Regionenmodells mit regionenspezifischen Kraftwerkspools der Regelenergieanbieter lässt sich der ZNR auch bei möglichen zukünftigen Netzengpässen betreiben.

Das Konzept eines Regelverbundes könnte zur weiteren Einsparung von Regelenergie auf europäischer Ebene ausgeweitet werden. Allerdings ließe sich auch bei der Wahl des Zentralen Reglers für Deutschland ein Regelverbund auf europäischem Niveau entwickeln. Wir halten deshalb beide Konzepte für gleich zukunftstauglich bzgl. der Weiterentwicklung der Systemregelung auf europäischer Ebene.

Der NRV kann jederzeit in ein Konzept des ZNR überführt werden, jedoch nicht umgekehrt. Der NRV bildet eine Reihe der konzeptionellen Vorteile des ZNR durch eine verstärkte Koordinierung ab. Er gestattet darüber hinaus die schrittweise Einführung wesentlicher Elemente des ZNR. Dadurch können die für den ZNR erwarteten Umsetzungsrisiken

zunächst in der Praxis analysiert und die organisatorischen Fragen des Zentralen Reglers geklärt werden. Perspektivisch kann dann der ZNR umgesetzt werden.

### ***Abschließende Zusammenfassung***

Hinsichtlich der zentralen Fragestellung des Gutachtens, der möglichen Einsparungen von Regelarbeit und der Reduktion der vorzuhaltenden Regelleistung, sind die beiden Konzepte äquivalent.

Einen Vorteil für den ZNR sehen die Gutachter bei den möglichen Einsparungen für die Marktteilnehmer sowie der erhöhten Flexibilität (deutschlandweite Kraftwerkspools; Möglichkeit von Handelsgeschäften bis Echtzeit mit Nachnominierung am folgenden Werktag). Diese Vorteile sind bei einer sofortigen Implementierung des ZNR mit den aus dem Wegfall der regelzonenübergreifenden innerdeutschen Fahrpläne resultierenden Unsicherheiten abzuwägen.

Durch den Wegfall der regelzonenübergreifenden innerdeutschen Fahrplaninformationen beim ZNR können Netzbelastungen zunächst weniger genau im Rahmen des DACF-Prozesses prognostiziert werden. Darüber hinaus stehen im Betrieb die einzelnen Regelzonensalden nicht mehr zur Verfügung. Die hieraus resultierenden betrieblichen Implikationen müssen durch eine anderweitige Beschaffung von Informationen bezüglich Einspeiseprognosen zur Abbildung des Netzzustandes kompensiert werden. Des Weiteren wäre eine Koordinierung zwischen dem ZNR und den Leitwarten der ÜNB zu entwickeln. Ohne vorherige Klärung dieser Aspekte ist die sofortige Umsetzung des ZNR nicht zu empfehlen. Der Umstieg auf eine einheitliche Regelzone Deutschland beim ZNR wäre irreversibel. Der NRV lässt sich hingegen zu einem späteren Zeitpunkt jederzeit in eine einheitliche Regelzone überführen, so dass hier keine Freiheitsgrade verloren gehen.

## 9 Literaturverzeichnis

- [1] Zweites Gesetz zur Neuregelung des Energiewirtschaftsrechts vom 7. Juli 2005
- [2] Verordnung über den Zugang zu Elektrizitätsversorgungsnetzen (Stromnetzzugangsverordnung – StromNZV) vom 25. Juli 2005
- [3] UCTE: UCTE Operation Handbook, einschließlich des Multi-Lateral-Agreement MLA), Last changes: 16.05.2006
- [4] UCTE Ad hoc Group: „Geographical Distribution of Reserves“, July 2005
- [5] VDN: TransmissionCode 2007 – Netz- und Systemregeln der deutschen Übertragungsnetzbetreiber, August 2007
- [6] VDN: TransmissionCode 2003 – Anhang D 1 bis D4
- [7] Bundesnetzagentur, Sekundärregelung, Beschluss Az.: BK6-06-066, 31.08.2007, Bonn
- [8] H.-J. Haubrich, Consentec GmbH: „Gutachten zur Höhe des Regelenergiebedarfs“, 10.12.2008
- [9] Universität Stuttgart: „Optimierung der Inanspruchnahme von Sekundärregelleistung“, 07.11.2008
- [10] Bundesnetzagentur, Leitfaden für die Internet-Veröffentlichungspflichten der Stromnetzbetreiber, Version 1.0, Stand: 22.01.2008