

Schriftenreihe des Energie-Forschungszentrums Niedersachsen

efzn

Energie-Forschungszentrum
Niedersachsen

Technische Mindesterzeugung des Kraftwerksparks bis zum Jahr 2030 in Niedersachsen und Deutschland

Lennart Beushausen, Bernd Engel, Julian Gollenstede,
Florian Rauscher, Julia Seidel, Dirk Turschner,
Daniel Unger, Hans-Peter Beck (Hrsg.)

Band 48



Cuvillier Verlag Göttingen



Schriftenreihe des Energie-Forschungszentrums Niedersachsen (EFZN)

Band 48

© EFZN 2017

Das EFZN ist ein gemeinsames
wissenschaftliches Zentrum der
Universitäten:





Technische Mindesterzeugung des Kraftwerksparks bis zum Jahr 2030 in Niedersachsen und Deutschland



Im Auftrag von:



Niedersächsisches Ministerium für
Umwelt, Energie und Klimaschutz
Hannover

Abschlussbericht zum Angebot: MU-technischer_must_run_2016-10
Goslar, den 30. Juni 2017



Bibliografische Information der Deutschen Nationalbibliothek

Die Deutsche Nationalbibliothek verzeichnet diese Publikation in der Deutschen Nationalbibliografie; detaillierte bibliografische Daten sind im Internet über <http://dnb.d-nb.de> abrufbar.

1. Aufl. - Göttingen: Cuvillier, 2017

© CUVILLIER VERLAG, Göttingen 2017

Nonnenstieg 8, 37075 Göttingen

Telefon: 0551-54724-0

Telefax: 0551-54724-21

www.cuvillier.de

Alle Rechte vorbehalten. Ohne ausdrückliche Genehmigung des Verlages ist es nicht gestattet, das Buch oder Teile daraus auf fotomechanischem Weg (Fotokopie, Mikrokopie) zu vervielfältigen.

1. Auflage, 2017

Gedruckt auf umweltfreundlichem, säurefreiem Papier aus nachhaltiger Forstwirtschaft.

ISBN 978-3-7369-9626-7

eISBN 978-3-7369-8626-8



AUFTRAGGEBER

Niedersächsisches Ministerium für
Umwelt, Energie und Klimaschutz
Archivstraße 2
30169 Hannover

AUFTRAGNEHMER



Energie-Forschungszentrum
Niedersachsen (EFZN)

Am Stollen 19A
38640 Goslar
Tel.: 05321 3816-8000
Fax: 05321 3816-8009
E-Mail: jpspringmann@efzn.de
Web: www.efzn.de



TU Braunschweig
Institut für Hochspannungstechnik und
Elektrische Energieanlagen - elenia
Schleinitzstraße 23
38106 Braunschweig
Tel.: 0531 391-7737
Fax: 0531 391-9737
E-Mail: elena@tu-braunschweig.de
Web: www.elena.tu-bs.de



TU Clausthal
Institut für Elektrische Energietechnik und
Energiesysteme
Leibnizstraße 28
38678 Clausthal-Zellerfeld
Tel.: 05323 72-2299
Fax: 05323 72-2104
E-Mail: info@iee.tu-clausthal.de
Web: www.iee.tu-clausthal.de

Projektleitung: Prof. Dr.-Ing. Hans-Peter Beck

Autoren:

Dr. Ing. Dirk Turschner (TUC - IEE)
Lennart Beushausen, M.Sc. (TUC - IEE)
Julian Gollenstede, M.Sc. (TUC - IEE)

Prof. Dr.-Ing. Bernd Engel (EFZN, elenia)
Florian Rauscher, M.Sc. (TU BS - elenia)
Julia Seidel, M.Sc. (TU BS - elenia)
Dipl.-Wirtsch.-Ing. Daniel Unger (TU BS - elenia)



Inhaltsverzeichnis

Nomenklatur	iv
Zusammenfassung	1
1. Status Quo in Niedersachsen.....	3
1.1. Stand der Forschung und Definition	3
1.2. Ursachen und Gründe für Must-Run	4
2. Zukunftsszenario 2030 aufbauend auf historischen Datensätzen 2012-2015	7
2.1. Methodik und Zusammenfassung grundlegender Ergebnisse der zugrundeliegenden Studien: „Szenarien zur Energieversorgung in Niedersachsen im Jahr 2050“ und „Zusatzgutachten zeitlich höher aufgelöste Szenarien“	7
2.2. Einleitung und Vorgehensweise	9
2.3. Methodik und Modellentwicklung	10
2.4. Darstellung und Analyse der Jahresdauerlinien 2012-2015	15
2.5. Entwicklung der Zukunftsszenarien 2020-2030	17
2.6. Kraftwerksflexibilisierungsmaßnahmen	21
2.7. Berechnung und Entwicklung der technischen Mindesterzeugung und deren Einsatzdauer	27
3. Systemstabilisierungspotenzial aus Erneuerbaren Energien und Speichern im Zukunftsszenario 2030.....	29
3.1. Direkt gekoppelte Anlagen	29
3.2. Indirekt gekoppelte Anlagen	30
3.3. Bereitstellung von Blindleistung zur statischen Spannungshaltung	36
3.4. Kurzschlussleistung.....	38
4. Must-Run aus Niedersachsen	40
4.1. Stromerzeugung und Preise am 8. Mai 2016	40



4.2. Analyse der konventionellen Kraftwerke Niedersachsens am 8. Mai 2016	40
4.3. Kosten- und Erlösanalyse der produzierenden Erzeugungseinheiten	45
4.4. Regelleistung am 8. Mai 2016.....	46
4.5. Fazit zum 8. Mai 2016	47
4.6. Einspeisesituationen der niedersächsischen Kernkraftwerke (KKW) vom 28. - 30. November 2015	47
4.7. Fazit der Einspeisesituation der nieders. KKW zum 28. - 30. November 2015	49
Tabellenverzeichnis	I
Abbildungsverzeichnis.....	II
Literaturverzeichnis	V



Nomenklatur

Symbol	Einheit	Bedeutung
di	-	Differentielle Größe i
$E_{rot i}$	$J = W \cdot s$	Rotationsenergie des Körpers i
E_0	$J = W \cdot s$	Rotationsenergie bei f_0
f	$Hz = \frac{1}{s}$	Frequenz
f_0	$Hz = \frac{1}{s}$	Sollfrequenz des Übertragungsnetzes
\bar{H}_{Netz}	s	Durchschnittliche Netzanlaufzeit
H_{krit}	s	Minimale (kritische) Netzanlaufzeit
H_i	s	Netzanlaufzeit des Körpers i
H_{Netz}	s	Durchschnittliche Netzanlaufzeit des Betrachtungsgebiets
J	$kg \cdot m^2$	Massenträgheitsmoment/ Inertialmoment
P_{EE}	W	El. Leistungserzeugung aus EE-Quellen
P_{konv}	W	El. Leistungserzeugung konventioneller Kraftwerke
$P_{konv Exp}$	W	Exportierte Leistung konventioneller Kraftwerke
P_{min}	W	Mindesterzeugung
p_{min}	-	spezifische Minimallast: $p_{min} = \frac{P_{min}}{P_{nenn}}$
P_{M-res}	W	Momentanreserveleistung
$P_{M-res Dargebot}$	W	Dargebot der Momentanreserveleistung
$P_{M-res krit}$	W	Minimale Momentanreserveleistung
P_{Netz}	W	Im Netzgebiet befindliche Wirkleistung
P_{Res}	W	Residuallast
$P_{Verbrauch}$	W	Niedersächsischer el. Leistungsverbrauch
$S_{Nenn i}$	VA	Nennscheinleistung des Generators i
S_{Netz}	VA	Im Betrachtungsgebiet befindliche Scheinleistung
$\Delta P_{Stör}$	W	Spontane Lastaufschaltung
$\Delta p_{Stör}$	%	Relative spontane Lastaufschaltung
$\omega = 2\pi f$	$Hz = \frac{1}{s}$	Rotationsgeschwindigkeit
ω_0	$Hz = \frac{1}{s}$	Sollrotationsgeschwindigkeit des Übertragungsnetzes



Abkürzung	Bedeutung
Abb.	Abbildung
Abs.	Abschnitt
BRD	Bundesrepublik Deutschland
DEA	Dezentrale Energie-Anlagen
EE	Erneuerbare Energien
EEA	Erneuerbare Energie Anlagen
El.	Elektrische
FGH	Forschungsgemeinschaft für Elektrische Anlagen und Stromwirtschaft
GKN	Kernkraftwerk Neckarwestheim
HGÜ	Hochspannungsgleichstromübertragung
KKW	Kernkraftwerk
KW	Kraftwerk
KWK	Kraft Wärme Kopplung
Konv.	Konventionelle
MRL	Minutenreserveleistung
Mrd.	Milliarden
M-Res	Momentanreserve
MPPT	Maximum Power Point Tracker
PRL	Primärregelung
PVA	Photovoltaikanlagen
RONT	Regelbarer Orts-Netz-Transformator
SDL	Systemdienstleistung(en)
SRL	Sekundärregelung
STATCOM	Static Synchronous Compensator
SVC	Static Var Compensation
VISMA	Virtuelle Synchronmaschine
VSG	Virtual Synchronous Generator
WEA	Windenergieanlagen
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber





Zusammenfassung

In der Literatur existiert keine einheitliche Definition des Begriffes Must-Run. In dieser Kurzstudie wird Must-Run wie folgt definiert: Must-Run, oder konventionelle Mindesterzeugung, bezeichnet die notwendige Kapazität an im Betrieb befindlichen konventionellen Kraftwerken, welche zu einem bestimmten Zeitpunkt für einen sicheren und stabilen Netzbetrieb erforderlich ist. Diese Mindesterzeugung ist aus netztechnischer Sicht notwendig, um die Systemsicherheit zu gewährleisten. Aufgaben zur Systemsicherheit umfassen die Systemdienstleistungen, welche aktuell zum großen Teil von konventionellen Kraftwerken erbracht werden. An dieser Stelle wird demnach zwischen technisch erforderlichem Must-Run und betriebsbedingter Erzeugung unterschieden. Letztere umfasst bspw. auch die prozessbedingte Erzeugung. Aktuelle Studien geben eine minimale, konventionelle Erzeugung von ca. 20-30 GW in Deutschland an. Diese konventionellen Mindesterzeuger schränken die Möglichkeit für die Einspeisung aus erneuerbaren Energien ein.

Um eine Aussage zur konventionellen Mindesterzeugung und deren Entwicklung zu treffen, wurden Publikationen der ÜNB als Grundlage herangezogen.

Mit Hilfe der EE-Erzeugung aus den Jahren 2012-2015, den Ergebnissen der Simulation ReLoS und den extrapolierten auf Niedersachsen bezogenen EE-Anteilen der BRD konnten stundenaufgelöste Zeitverläufe der Stützjahre 2020, 2025 und 2030 erzeugt und analysiert werden. Bei diesem Modellansatz wird in erster Näherung angenommen, dass Niedersachsen einen Anteil von 10% an der Gesamtleistung Deutschlands besitzt.

Die Ergebnisse zeigen, dass aus energetischer Sicht durch den Zubau der EE-Anlagen ab 2020 alle konventionellen Kraftwerke wenige Stunden im Jahr vollständig vom Netz genommen werden könnten, da zu diesen Zeitpunkten die EE-Anlagen ausreichend elektrische Leistung anbieten. 2030 könnten sinngemäß alle konventionellen Kraftwerke für ca. 1150 h abgeschaltet werden.

Da EE-Anlagen derzeit noch keinen Beitrag zur Momentanreserve erbringen, müssen konventionelle Kraftwerke bis auf weiteres diese Systemdienstleistung mittelfristig übernehmen. Die Erbringung aus EE-Anlagen ist grundsätzlich möglich, über Pilotanlagen müssen die Voraussetzungen für eine weitere Entwicklung und letztlich eine Realisierung geschaffen werden.

Der Beitrag zur Momentanreserve ist dabei stets proportional zur eingespeisten Erzeugungsleistung. Es ergeben sich daraus die in Tabelle 1 gezeigten Min/Max-Werte. Diese sind aufbauend auf den Modellansätzen dieser Kurzstudie jeweils für Niedersachsen und Deutschland, basierend auf deren spezifischen Kraftwerkspark, berechnet worden:

Tabelle 1: Technische Mindesterzeugung S_{MR} zur Aufrechterhaltung des Frequenzgradienten von 2 Hz/s bis 2030 bei Ausbau von EE-Anlagen.

¹Niedersachsen; ²Deutschland; Netzanlaufzeiten entnommen aus: [50Hertz 2014], [ENTSO-E 2016]

	2015		2020		2025		2030	
	Min	Max	Min	Max	Min	Max	Min	Max
$S_{MR N}/GVA^1$	0,51	1,13	0,60	1,06	0,42	0,96	0,39	1,40
$S_{MR D}/GVA^2$	4,9	10,8	5,5	9,7	4,2	9,6	3,9	14,0

Da in den im Rahmen dieses Gutachtens vorgenommenen Berechnungsansätzen keine EE-Drosselung, auch nicht bei einer Übererzeugung, vorgesehen ist, sind die Maximalwerte von



besonderer Wichtigkeit. Durch die Proportionalität von technischer Mindesterzeugung und Last im Übertragungsnetz müssen bei hohen Einspeisungen von EE-Anlagen mehr konventionelle Kraftwerke am Netz betrieben werden als bei mittleren Leistungen. Dabei ist es zukünftig notwendig, den Teillastbetrieb der konventionellen Kraftwerke von heute, der im Durchschnitt ca. bei 50% der Nennleistung liegt, zukünftig auf unter 35% zu verringern.

Durch diese Maßnahmen kann eine konventionelle Mindesterzeugung, wie in der oberen Tabelle dargestellt, erlangt werden. Weitere Reduktionsmöglichkeiten dieser Mindesterzeugung sind mit bis dahin speziell für diesen Einsatz ausgelegten, zertifizierten EE-Anlagen, einer weiteren Verringerung des Teillastbetriebs oder einer Installation hoch flexibler neuerer Erzeugungstechnologien ggf. mit Speichereinbindungen denkbar.

Eine Analyse des Szenarios für 2030 ergibt, dass mit den zu Grunde gelegten Erzeugungsstrukturen keine Erhöhung der konventionellen Mindesterzeugung gegenüber 2015 notwendig ist. Dies gilt unter der Voraussetzung, dass das Potential der EE-Anlagen zur Erbringung weiterer Momentanreserve genutzt werden kann. Die benötigten Verfahren zur Erbringung der Systemstabilisierungspotenziale von EE-Anlagen werden anhand von Forschungsergebnissen, die aus der einschlägigen Literatur entnommen worden sind, und exemplarischen Lösungen aufgezeigt. Zur Analyse des niedersächsischen Kraftwerksparks wurden Zeiträume mit sehr hoher EE-Einspeisung gewählt, um den Bedarf an Must-Run sowie die Lastgänge der einzelnen Kraftwerke zu untersuchen. Als Beispieltag wurde u.a. der 8. Mai 2016 ausgewählt, an dem zusätzlich eine geringe Last vorhanden war.

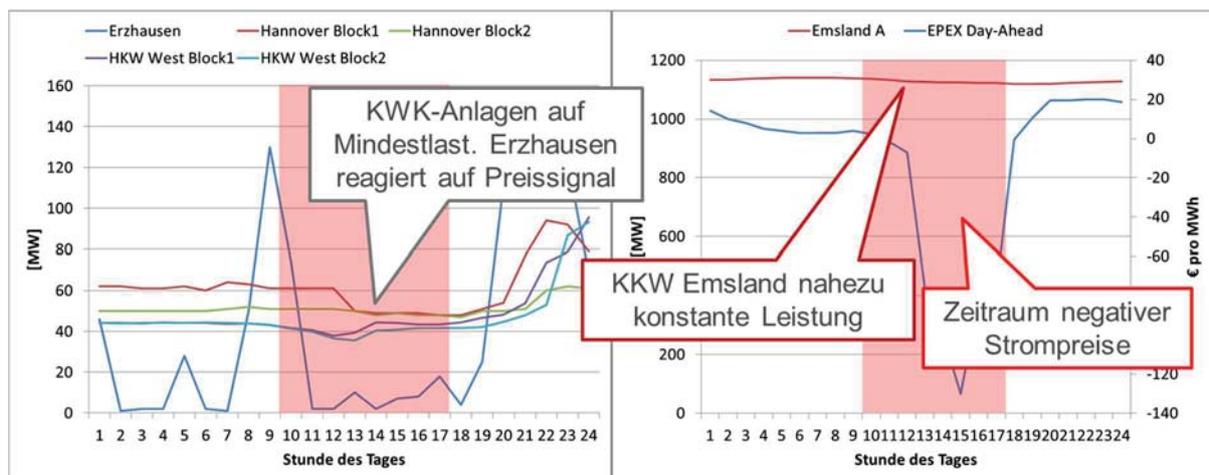


Abbildung 1: Fahrweise der am 8. Mai 2016 im Betrieb befindlichen niedersächsischen Kraftwerke (roter Bereich: negative Strompreise)

An den betrachteten Tagen (Abbildung 1) werden verschiedene Fahrweisen der Kraftwerke deutlich. Insgesamt schalten 9 von 15 betrachtete niedersächsische Kraftwerke über 100 MW am 8. Mai 2016 ab und reagieren damit offensichtlich auf Preissignale des Energiemarktes. Während das KKW Grohnde aufgrund einer Revision stillstand, reagiert das KKW Emsland trotz deutlich negativer Preise am EPEX Day-Ahead- und Intraday-Markt nicht mit einer Leistungsreduzierung, obwohl es technisch dazu in der Lage ist. Weitere Analysen von anderen Zeiträumen unterstützen dieses Erkenntnis. Bei den anderen im Betrieb befindlichen Kraftwerken (KWK-Anlagen) sind weitere Restriktionen, z.B. durch Wärmeversorgung, Prozessdampf oder Netzrestriktionen zu berücksichtigen.

Bislang ungenutztes Potential zur weiteren Reduzierung konventioneller Mindesterzeugung und somit eine Erhöhung der einspeisbaren Leistung aus erneuerbaren Energien sind vorhanden.



1. Status Quo in Niedersachsen

Die systemsichernden Maßnahmen, wie etwa die Bereitstellung von Kurzschlussleistung oder Regelleistung, wurde bisher zu einem Großteil von konventionellen Kraftwerken übernommen. In Zeiten einer hohen Einspeisung aus regenerativen Erzeugern ist es teilweise notwendig, dass konventionelle Erzeuger rein zur Bereitstellung von Systemdienstleistungen weiter betrieben werden müssen. Dies wird als konventionelle Mindesterzeugung bzw. Must-Run bezeichnet.

In dieser Metastudie wird der Fokus auf das Bundesland Niedersachsen und seinen Kraftwerkspark gelegt. Es wird herausgearbeitet, wie der Begriff Must-Run zu definieren und interpretieren ist, welche Aufgaben Must-Run Kraftwerke übernehmen und ob diese zukünftig auch von erneuerbaren Erzeugern oder Speicherkraftwerken zur Verfügung gestellt werden können. Der Schwerpunkt der Untersuchungen liegt hierbei in der Analyse historischer Fahrpläne von Kraftwerken und auf theoretischen Betrachtungen zur Bereitstellung von Momentanreserve.

1.1. Stand der Forschung und Definition

In der Literatur spielt die **konventionelle Mindesterzeugung**, *Must-Run* genannt, bislang lediglich eine kleine Rolle. Es existieren nur wenige Studien, die sich mit diesem Thema eingehend auseinandersetzen.

In [FGH 2012] ermittelte die Forschungsgemeinschaft für Elektrische Anlagen und Stromwirtschaft (FGH) e. V. im Auftrag der vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber die zu diesem Zeitpunkt notwendige technische Mindesterzeugung zur Sicherung der Systemstabilität in Deutschland. Als *Mindesterzeugung* wird hier der aus Netz- und Systemsicht technisch notwendige, konventionelle Kraftwerksbetrieb bezeichnet, woraus die Systemdienstleistungen erbracht werden müssen. Die FGH kommt in dieser Studie zu einer Mindestwirkleistungserzeugung aus konventionellen Kraftwerken von bis zu 25 GW in Deutschland.

Zwei Jahre später veröffentlichte die Agora Energiewende die Analyse „Negative Strompreise – Ursachen und Wirkungen“ [Agora 2014]. Da negative Strompreise eine Übererzeugung implizieren, nimmt die konventionelle Mindesterzeugung hier ebenfalls eine wichtige Rolle ein. Auf Basis ausgewählter Tage mit negativen Strompreisen wurde der aktive Kraftwerkspark untersucht und die Gründe analysiert, weshalb die Kraftwerke Strom produziert haben. An diesen Tagen wurde eine konventionelle Kraftwerksleistung von bis zu 28 GW erzeugt. Darin enthalten sind sowohl die Leistung zur Sicherung der Systemstabilität als auch die Leistung wärmegeführter Anlagen zur Kraft-Wärme-Kopplung (KWK).

Im Jahr 2016 wurde als Auftrag der deutschen Übertragungsnetzbetreiber erneut eine Studie zur konventionellen Mindesterzeugung veröffentlicht [Consentec 2016]. Hier wird zwischen Mindesterzeugung aufgrund netz- oder systemtechnischer Anforderungen und einem Kraftwerkseinsatz durch dezentrale Einsatzentscheidung der Betreiber unterschieden, der ähnlich der Mindesterzeugung wirkt. An den drei untersuchten Beispieltagen konnte eine konventionelle Mindesterzeugung in Höhe von 25-30 GW ermittelt werden. An mehreren betrachteten Tagen wurde in der Studie häufig eine konventionelle Erzeugung von knapp 20 GW festgestellt. Eine Zuordnung zu den einzelnen Ursachen konnte nicht getroffen werden.



Im März 2017 hat die Bundesnetzagentur (BNetzA) einen „Bericht über die Mindesterzeugung“ [BNetzA 2017] herausgegeben. Mindesterzeugung wird in diesem Bericht als „die aus netztechnischen Gründen von konventionellen Kraftwerken mindestens einzuspeisende Leistung“ bezeichnet. Dies umfasst die Leistung, welche zur Bereitstellung aller Systemdienstleistungen notwendig ist. Alle anderen Gründe für konventionelle Erzeugung, die auch bei negativen Preisen am Spotmarkt vorhanden ist, wird „konventioneller Erzeugungssockel“ genannt. Als Mindesterzeugung werden an fünf Beispieltagen Werte von 3,2 - 4,6 GW herausgearbeitet. Diese umfassen jedoch nicht die Bereitstellung von Spannungshaltung und Kurzschlussleistung, die mit der aktuellen Datenlage nicht quantifiziert werden können. Daher ist der tatsächliche Wert höher als der angegebene. An den Beispieltagen ist insgesamt eine konventionelle Erzeugung i.H.v. 23,4 - 28,1 GW am Netz.

In dieser Studie bezeichnet **Must-Run** bzw. konventionelle Mindesterzeugung die notwendige Kapazität an im Betrieb befindlichen konventionellen Kraftwerken (Must-Run Units), die zu einem bestimmten Zeitpunkt für einen sicheren und stabilen Netzbetrieb erforderlich ist. Diese Definition impliziert eine **aus netztechnischer Sicht notwendige Mindesterzeugung** aus konventionellen Kraftwerken, um die Systemsicherheit zu gewährleisten. Aufgaben zur Systemsicherheit umfassen die Systemdienstleistungen, welche aktuell zum großen Teil von konventionellen Kraftwerken erbracht werden. Unter diesen Systemdienstleistungen werden die Frequenzhaltung, die Spannungshaltung, der Netzwiederaufbau und die Betriebsführung zusammengefasst. Eine betriebswirtschaftlich bedingte Erzeugung, wie z. B. Kostenoptimierungen durch Stromerzeugung, wird unter Must-Run nicht berücksichtigt.

Die systembedingte Notwendigkeit von Must-Run Kapazitäten begrenzt zurzeit den Ausbau von bzw. die Erzeugung aus erneuerbaren Energien. Solange konventionelle Kraftwerke benötigt werden, um die Sicherheit des Stromnetzes zu gewährleisten, kann bspw. aufgrund von Netzengpässen nur entsprechend weniger Energie aus erneuerbaren Erzeugungsanlagen eingespeist werden. Dies kann wiederum zu Abregelungen regenerativer Erzeuger führen. Weiterhin ist es möglich, dass eine Energieproduktion, die unabhängig von Energiepreisen geführt wird, den Markt verzerrt. Daher ist es unerlässlich, die Aufgaben der Must-Run Units auf die aktiven Erzeugungseinheiten, und somit auch erneuerbare Erzeuger, umzuverteilen. Nur so kann die konventionelle Mindesterzeugung zukünftig reduziert und sowohl die energiepolitischen als auch die Klimaziele der Bundesregierung eingehalten werden.

1.2. Ursachen und Gründe für Must-Run

Die Ursachen für konventionelle Mindesterzeugung können vielfältig sein. Sie tritt trotz negativer Preise am Spotmarkt auf. Für die weitere Betrachtung ist es an dieser Stelle notwendig, zwischen Kraftwerken zu unterscheiden, welche für den Erhalt der Systemstabilität zwingend erforderlich sind und Kraftwerken, die aus betriebsbedingten Gründen Leistung erzeugen [Consentec 2016].

Unter **technisch erforderlichem Must-Run** werden folgende Ursachen zusammengefasst:

- Bereitstellung von Systemdienstleistungen (z. B. Spannungshaltung, Frequenzhaltung)
- Vorhaltung von Besicherungsleistung für die Regelleistungsbereitstellung
- Redispatch (Hochfahren von Kraftwerken hinter dem Netzengpass)

Die **betriebsbedingte Erzeugung** umfasst:

- Technologisch bedingte Mindesterzeugung
- Kein stromgeführter Kraftwerkseinsatz
- Optimierung der Strombezugskosten



- Bereitstellung von Systemdienstleistungen
- Vorhaltung von Besicherungsleistung für die Regelleistungsbereitstellung

Die betriebsbedingte Erzeugung kann darüber hinaus in prozessbedingte und betriebswirtschaftliche Fahrweisen unterteilt werden (vgl. Abbildung 2). Prozessbedingt müssen insbesondere kleinere Erzeugungsanlagen laufen, wenn ein nachgelagerter Industrieprozess den erzeugten Dampf für Industrieprozesse benötigt.

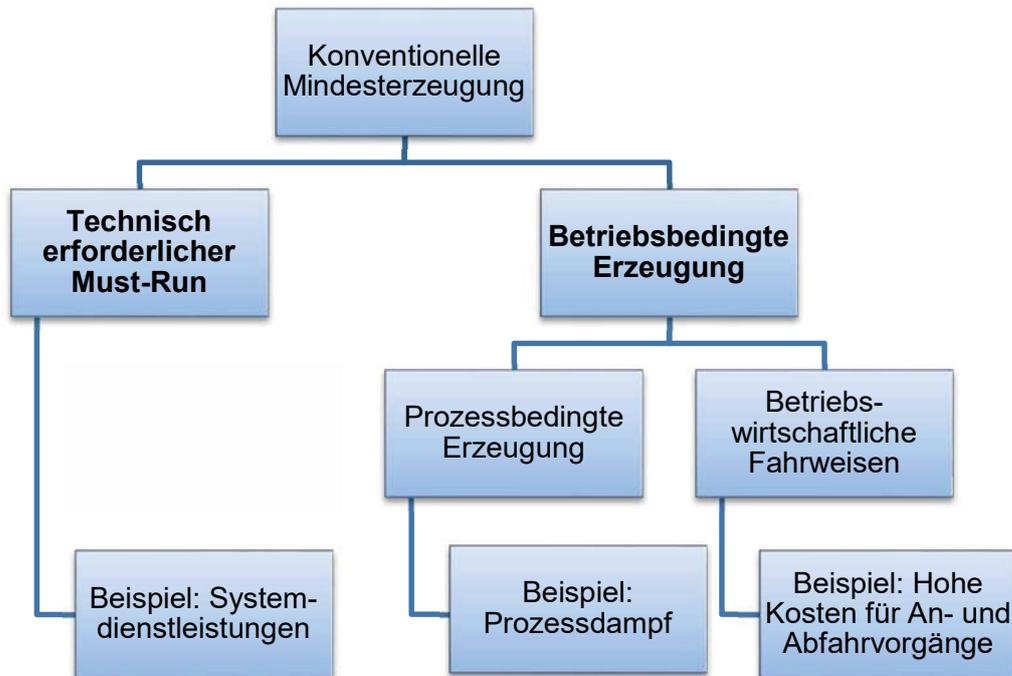


Abbildung 2: Technisch erforderlicher Must-Run verglichen mit der betriebsbedingten Erzeugung

Weiterhin können zusätzliche, unternehmensinterne Ursachen eine konventionelle Erzeugung bedingen. Hierunter fallen z. B. die Personalstruktur, ein hoher zeitlicher und/ oder finanzieller Aufwand oder Spekulationen auf höhere Börsenpreise. Diese Faktoren können jedoch nicht quantifiziert werden. Sie nehmen in den nachfolgenden Untersuchungen keine Rolle ein, da diese sich auftragsgemäß auf den technisch erforderlichen Must-Run fokussiert.

1.3. Konventioneller Kraftwerkspark Niedersachsens

Der konventionelle Kraftwerkspark in Niedersachsen besteht hauptsächlich aus Kernkraftwerken, Steinkohle- und Gaskraftwerken. Abbildung 3 zeigt eine Übersicht über den Kraftwerkspark unter Berücksichtigung von KWK-Anlagen.

In Niedersachsen findet keine Stromerzeugung aus Braunkohle mehr statt. Das Braunkohlekraftwerk im Helmstedter Revier, das Kraftwerk Buschhaus mit einer Erzeugungsleistung von 352 MW, stellte zum vierten Quartal 2016 seinen Betrieb ein und befindet sich aktuell in der Sicherheitsbereitschaft nach §13g EnWG.

Im Jahr 2016 sind zwei Kernkraftwerke in Niedersachsen am Netz. Das Kernkraftwerk Grohnde mit einer Erzeugungsleistung von 1360 MW wird spätestens zum Ende 2021 abgeschaltet. Als zweites existiert das Kernkraftwerk Emsland mit einer Erzeugungsleistung von 1335 MW, welches spätestens Ende 2022 abgeschaltet werden soll.

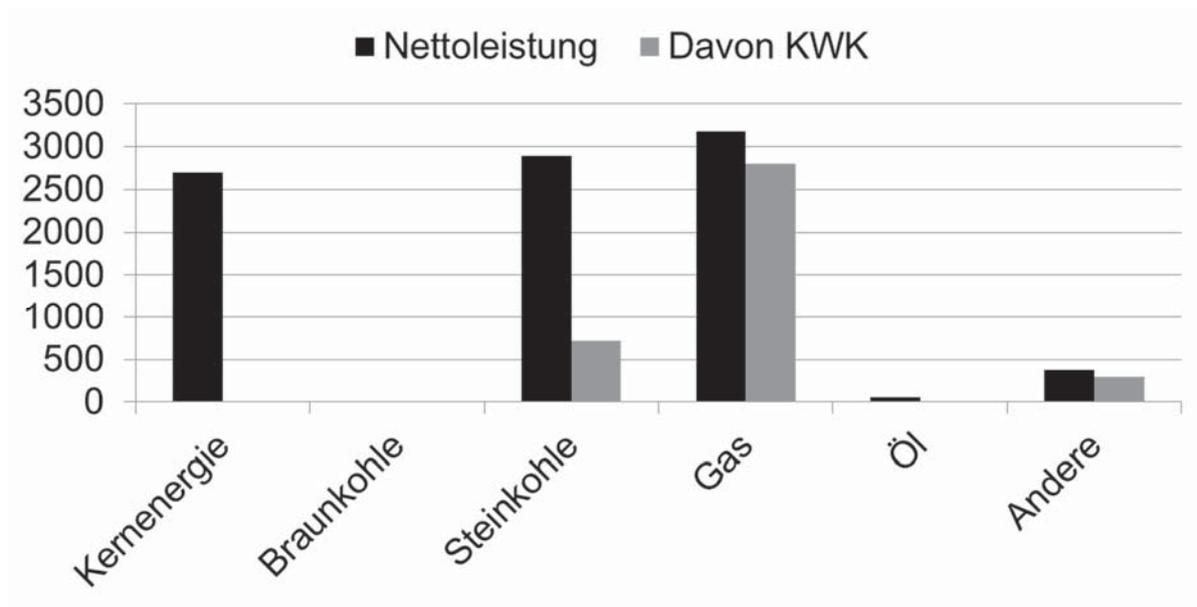


Abbildung 3: Niedersächsischer, konventioneller Kraftwerkspark mit Anteil an KWK-fähigen Kraftwerken über 100 MW (Datenquelle: [BNetzA 2016])

Der Großteil der niedersächsischen Erzeugungsleistung besteht somit aus Steinkohle und Gaskraftwerken. Ein Neubau neuer Großkraftwerke findet momentan nicht statt. Inwiefern eine Realisierung für das geplante Steinkohlekraftwerk in Stade mit einer Erzeugungsleistung von 900 MW durchgeführt wird, ist fraglich.

KWK-Anlagen erzeugen Wärme für Heizzwecke (Fernwärme oder Nahwärme) oder für Produktionsprozesse (Prozesswärme bzw. Dampf). Kraftwerken an Erzeugungsstandorten, welche keine weitere Möglichkeit der Wärmeerzeugung bieten und/oder nicht über Wärmespeicher verfügen, werden wärmegeführt gefahren. Die Stromerzeugung ist dabei sekundär und dient der Wirkungsgraderhöhung. Dies führt dazu, dass der erzeugte Strom auch zu jeder Zeit verkauft werden muss. Während negativer Strompreise kann ein wärmegeführtes Kraftwerk je nach Wärmebedarf und Regelbarkeit seine Erzeugungsleistung reduzieren, muss aber dennoch seine Mindestleistung an den Energiemärkten handeln.

Unter den Punkt „Kein stromgeführter Kraftwerkeinsatz“ aus Abschnitt 1.2 fallen demnach auch Kraftwerke, welche wärmegeführt betrieben werden. Durch die Kraft-Wärme-Kopplung kann der Gesamtwirkungsgrad von Kraftwerken erhöht werden.



2. Zukunftsszenario 2030 aufbauend auf historischen Datensätzen 2012-2015

2.1. Methodik und Zusammenfassung grundlegender Ergebnisse der zugrundeliegenden Studien: „Szenarien zur Energieversorgung in Niedersachsen im Jahr 2050“ und „Zusatzgutachten zeitlich höher aufgelöste Szenarien“

Das im Auftrag des Niedersächsischen Ministeriums für Umwelt, Energie und Klimaschutz erstellte Gutachten „Szenarien zur Energieversorgung in Niedersachsen im Jahr 2050“ [Faulstich 2016-1] stellt zwei Energieszenarien für Niedersachsen im Jahr 2050 vor. Das erste Szenario beschreibt eine zu 100 Prozent auf erneuerbaren Energien (EE) basierende Energieversorgung. Es beinhaltet neben dem Stromsektor auch die Bereiche Wärme, Verkehr und stoffliche Erzeugung (z.B. synthetische Kunststoffe). Dieses Szenario führt zu minimalen Treibhausgasemissionen, lediglich Verrottung (z.B. pflanzliche Bestandteile, Moore) trägt zu Treibhausgasemissionen bei.

Das zweite Szenario bezieht sich auf im Vergleich zu 1990 um 80 Prozent verringerte Treibhausgasemission in Niedersachsen. Der Anteil der EE an der sektor-übergreifenden Energieversorgung liegt in diesem Szenario bei 79,5 Prozent. Da allerdings vorwiegend die stoffliche Nutzung fossiler Energieträger z.B. für Prozesswärme und nicht deren Verstromung berechnet wurde, wird die elektrische Energie in diesem Szenario noch zu 94 Prozent aus EE zur Verfügung gestellt.

Dies zeigt eindeutig, dass zu einer Verringerung der Treibhausgasemission der elektrische Sektor vorrangig vor dem stofflichen Sektor zu betrachten ist.

Um einen Ausbaupfad aufzuzeigen wird zunächst der jeweilige Energiesystemaufbau in 2050 postuliert und mit Hilfe linearer Erzeugerzuwächse Zwischenschritte in 10-Jahres-Schritten über sog. Backcasting ermittelt.

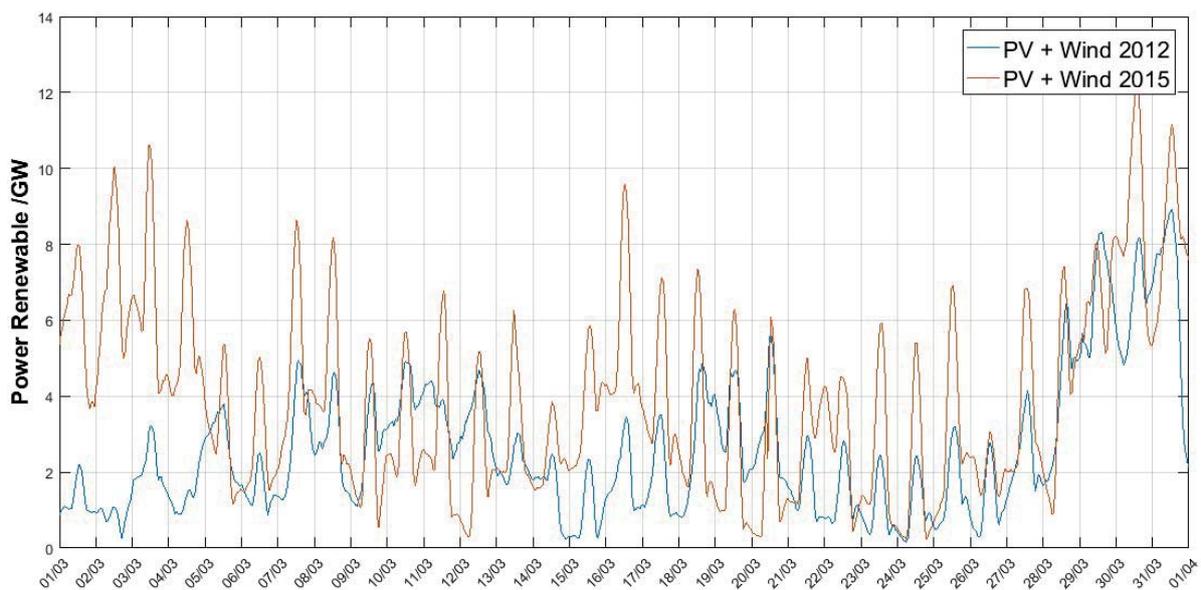


Abbildung 4: Leistungsbereitstellung durch Wind- und Solarenergie im März 2012 im Vergleich zu 2015 bei angewandtem Solidaransatz



Um eine höhere Auflösung zu gewährleisten, wird im in einem Zusatzgutachten eine stündliche Berechnung vorgenommen [Faulstich 2016-2]. Außerdem wurden die Wetterdaten über einen Zeitraum von fünf Jahren (2011-2015) in das Modell übernommen um Fluktuationen der solaren Einstrahlungsverhältnisse und Windbedingungen zu erfassen. Durch wetterbedingte Leistungsschwankungen ergibt sich ein veränderter Bedarf an Speicherkapazität, der fast 80 Prozent höher liegt und rund 11 Prozent des durchschnittlichen jährlichen Verbrauchs 2050 ausmacht.

Das kostengünstigste Szenario verwendet keine elektrischen Kurzzeitspeicher und kaum Solarthermieanlagen. Die Betrachtung der Systemstabilität aus Sicht der Systemdienstleistungen und der Momentanreserve, die Themenschwerpunkt dieser Ausarbeitung ist, ist allerdings in diesem rein energetischen Szenario ausgeblendet. Der Speicherbedarf wird hier allein durch Langzeitspeicher gedeckt und als dezentralisierte Wasserstoffspeicher ausgeführt.

Von Bedeutung ist das Verhalten eines zu 100 Prozent auf EE basierenden Energiesystems in Hinblick auf Netzstabilität und Erbringung von Systemdienstleistungen. Systemdienstleistungen sichern Frequenzhaltung, Spannungshaltung, Versorgungswiederaufbau und Betriebsführung, wobei der Fokus im Zusatzgutachten auf ersteren beiden liegt. Die Momentanreservebereitstellung, als Teilgebiet der Frequenzhaltung, wird heute durch die rotierenden Massen der konventionellen Kraftwerke gestellt. In einem zu 100 Prozent auf EE basierenden Szenario kann die Bereitstellung von Momentanreserve theoretisch durch eine Kombination anderer Technologien gewährleistet werden (z.B. Pumpspeicher, Windkraft, PV-Anlagen und Lithium-Ionen-Batterien). Bei vielen Komponenten besteht allerdings noch Forschungsbedarf. Im Gegensatz zur Frequenzhaltung kann die Spannungshaltung nur lokal erfolgen und ist Lastabhängig. Sowohl im Übertragungsnetz als auch im Verteilnetz wird diese über Blindleistungseinspeisung gesichert, wobei in letzterem schon heute dezentrale Energieanlagen einen Beitrag zur Spannungshaltung leisten. Auf Übertragungsebene erfordert der Wegfall konventioneller Kraftwerke alternative Ansätze, wie beispielsweise die Befähigung stillgelegter Kraftwerke oder neuer Wasserstoffkraftwerke zum Betrieb als Phasenschieber oder den Einsatz von HGÜ-Konvertern für die Spannungshaltung. [Faulstich 2016-2].

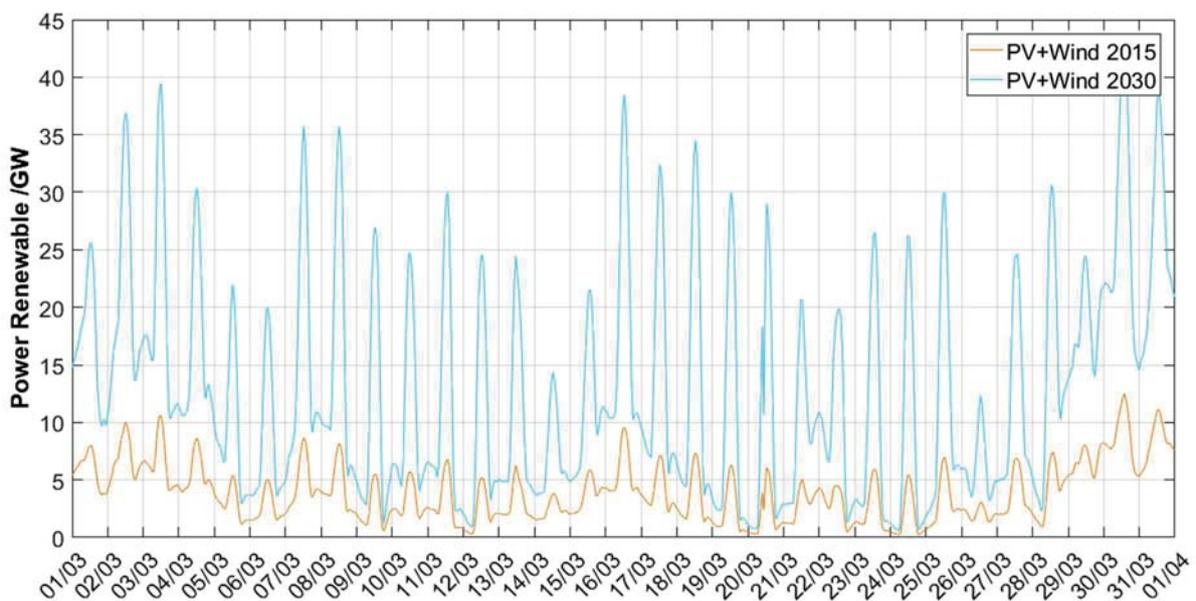


Abbildung 5: Exemplarische Leistungseinspeisung durch Wind- und Solarenergie im März 2015 gegenüber postulierten Werten für 2030 bei linearem EE-Zubau in Niedersachsen unter gleichen Umweltbedingungen (Quelle Datensätze: [Faulstich 2016-2])



2.2. Einleitung und Vorgehensweise

Zur Entwicklung zukünftiger Energieszenarien wird auf Stützjahre in 5 Jahresabschnitten zurückgegriffen.

Als erstes Stützjahr für die Berechnungen gelten die Stromerzeugungs- und Verbrauchsdaten aus 2012-2015. Diese Größen wurden aus stündlichen Messwerten der Agora Energiewende, einer gemeinsamen Initiative der Stiftung Mercator und der European Climate Foundation, für Deutschland berechnet [Agora 2016].

Die Fähigkeit eines elektrischen Energiesystems träge auf Leistungsänderungen und damit auf Frequenzänderungen zu wirken ist derzeit fast ausschließlich abhängig von den im Netz befindlichen rotierenden Massen. Die bei einer Frequenzänderung abgegebene bzw. aufgenommene Leistung ist die Momentanreserve.

Im Folgenden wird aus den historischen Daten aus 2012-2015 [Agora 2016] und den für Niedersachsen hergeleiteten Modellparametern die Systemstabilität auf Grundlage der Momentanreserve betrachtet. Da eine elektrische Erzeugung oberhalb des momentanen Verbrauchs, durch die Einspeisung höherer Kraftwerksleistung und damit auch eines Mehrbetriebs rotierender Massen, ein höheres Maß an Momentanreserve und damit Systemstabilität hervorruft, wird das Energiesystem verinselt. Dadurch können im Modell konventionelle Kraftwerke keine elektrische Energie exportieren, EE-Einspeisungen werden hingegen nicht beschränkt. Dies entspricht einer „worst-case“ Betrachtung, welches auch für die Zukunftsszenarien angewandt wird.

Grenzwerte für die zu Grunde liegenden Frequenzgradienten werden hergeleitet und mit internationalen Grenzwerten verglichen.

Die Entwicklung dieser Zukunftsszenarien bis 2030 wird mit Hilfe der Berechnungen aus [Faulstich 2016-2] fortgeführt. Eine Sektorkopplung, wie sie im vorigen Abschnitt beschrieben ist, ist aus den Berechnungen entfernt und mit Hilfe erzeugter Datensätze aus den Ausbauzielen für EE der Bundesregierung (EEG 2017) ersetzt worden.

Anschließend wird mit Hilfe eines Teillastbetriebs konventioneller Kraftwerke [Görner 2016] [Renneberg 2011] und Kraftwerksflexibilisierungsmaßnahmen nach [Görner 2016] eine technische Mindesterzeugung hergeleitet, die in der Lage ist die zuvor ermittelten Grenzwerte unter den gewählten Annahmen einzuhalten.

Diese Mindesterzeugung bezieht sich auf den jeweiligen realen Kraftwerkspark Niedersachsens und Deutschlands für Anlagen größer 100 MW [BNetzA 2016]. Da die konventionelle Mindesterzeugung zur Aufrechterhaltung der Systemträchtigkeit proportional zur im Netz befindlichen Leistung ist, können in Jahresdauerlinien Mindesterzeugungen angegeben werden, diese ermöglichen neben der Ermittlung der Höhe dieser Mindesterzeugung auch einen Rückschluss auf die Einsatzhäufigkeiten.



2.3. Methodik und Modellentwicklung

2.3.1. Momentanreservebereitstellung

Die Momentanreserve ist eine sehr kurzfristig verfügbare Leistungsreserve in einem elektrischen Energieübertragungssystem, welche bei Frequenzänderungen bereitgestellt wird. Sie ergibt sich heutzutage fast ausschließlich aus der Trägheit rotierender Massen in Generatoren, die an das Übertragungsnetz angeschlossen sind.

Die Wirkungsweisen der Frequenzhaltungsmechanismen können anhand ihrer Reaktion auf einen starken Lastsprung (vgl. Abbildung 6) voneinander abgegrenzt werden. Dargestellt sind diese Mechanismen (unten) und deren Resultat auf die Netzfrequenz (oben) jeweils über dem dazugehörigen Zeitverlauf.

Während eines Erzeugungsausfalls, z.B. bei unzureichender Prognose von EE-Anlagen, bei einem Störfall in einem konventionellen Kraftwerk oder einer spontanen, starken Verbrauchszunahme, kann die primäre Regelleistung (PRL) auf Grund der Zeitverzögerung beim Hochfahren von konventionellen Kraftwerken nicht rechtzeitig bereitgestellt werden.

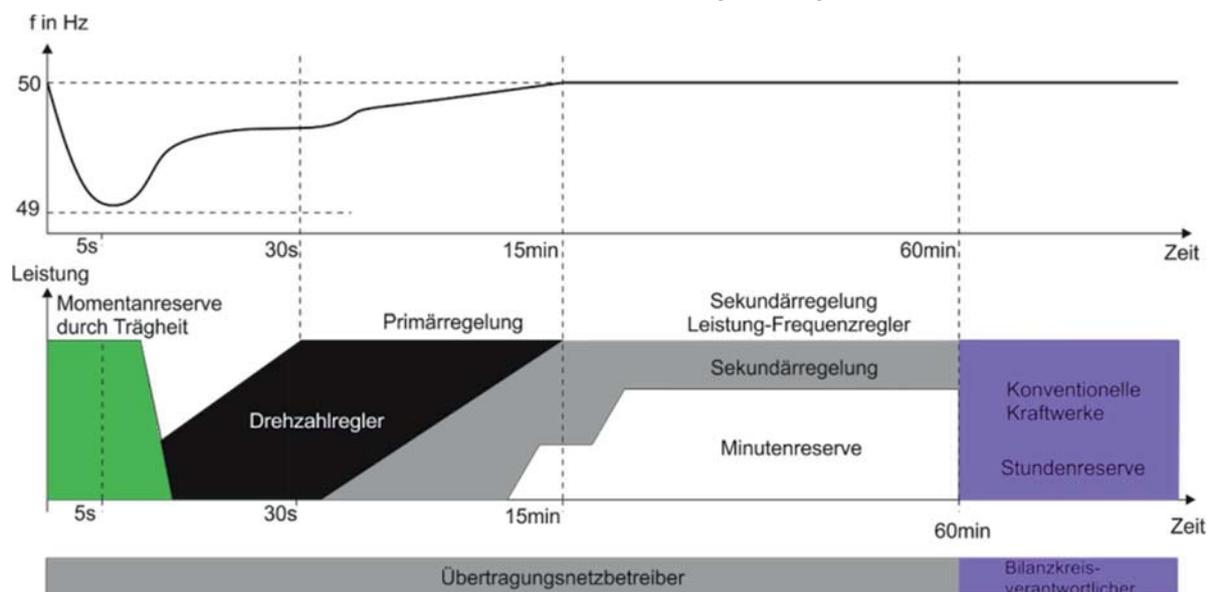


Abbildung 6: Einordnung und Wirkungsweise der Momentanreserve in die Frequenzhaltungs-SDL bei einem spontanen Frequenzeinbruch (Eigene ergänzte Darstellung, Original: [Gasch 2005]).

Während der Aktivierungszeit bis zur vollen Erbringung der PRL wird heutzutage das Leistungsdefizit aus der kinetischen Energie der Generatoren, inkl. des angeschlossenen Turbinensatzes, verwendet. Die rotierenden Massen werden während der Energieentnahme abgebremst. Alle im Verbundnetz befindlichen Massen reagieren gemeinsam auf große Leistungssprünge in diesem Netz. Klingt die Primärregelleistung nach 15 Minuten wieder ab, übernehmen Sekundärregelung, Minuten- und Stundenreserve den Ausgleich des Leistungsdefizits und regeln die Frequenz auf Ihren Sollwert von 50 Hz wieder ein.

Aus heutiger Sichtweise lässt sich zusammenfassend sagen:

Die Zurverfügungstellung kinetischer Energie zur Abschwächung des Frequenzeinbruchs in einem elektrischen Versorgungsnetz, die z.B. durch die spontane Verbrauchszunahme hervorgerufen wurde, bis durch Anpassung der Kraftwerksleistung Produktion und Verbrauch im Gleichgewicht stehen (PRL), wird als Momentanreserve verstanden.



2.3.2. Grundlagen

Bevor die Regelleistung in der Lage ist, auf einen Lastsprung oder Erzeugungsausfall im Übertragungsnetz zu reagieren, kann das Leistungsdefizit aus der Bremsung vom elektromechanischen Triebstrang der Kraftwerksgeneratoren ausgeglichen werden.

Allgemein ist die jeweilige Energie einer rotierenden Masse i :

$$E_i = \frac{1}{2} J_i \omega_0^2 \quad (1)$$

In der Kraftwerkstechnik hat sich die sog. Netzanlaufzeit H , also der Quotient aus der Rotationsenergie eines Körpers $E_{rot\ i}$, in diesem Fall der Generator des Kraftwerks i und des dazugehörigen Turbinenteils und der Anschlussscheinleistung der Erzeugungsanlage $S_{Nenn\ i}$ etabliert:

$$H_i = \frac{E_{rot\ i}}{S_{nenn\ i}} \quad (2)$$

Mit Hilfe des gewichteten arithmetischen Mittels kann die Netzanlaufzeit für das gesamte Betrachtungsgebiet ermittelt werden:

$$H_{Netz} = \sum_{i=1}^n \frac{H_i \cdot S_i}{S_{Netz}} \quad (3)$$

Eine Studie der vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) aus dem Jahr 2014 [50Hertz 2014] und eine weitere des Verbands Europäischer Übertragungsnetzbetreiber [ENTSO-E 2016] leiten eine Grenze des maximal zulässigen Frequenzgradienten von 2 Hz/s her um die zulässigen Frequenzgrenzen nicht zu verletzen.

Die überwiegende Mehrheit von EE-Anlagen besitzt keine rotierenden Massen, welche direkt an das Netz gekoppelt sind (Abs. 3.2). Eine Ausnahme bei Windenergieanlagen (WEA) ist z.B. das Dänische Konzept. Dieses verlor allerdings aus wirtschaftlichen Gründen stark an Marktanteil und ist dann ca. ab 2008 nur noch vernachlässigbar auf dem deutschen Markt abgesetzt worden [Rohrig 2014].

Tabelle 2: Maximal zulässige Frequenzgradienten anderer Netzregionen ¹[Dena 2016]²[Schnettler 2015]

Netzregion	Maximal zul. Frequenzgradient
Belgien	1 Hz/s (Messintervall 100 ms) ²
Dänemark	2,5-3,5 Hz/s (Messintervall 200 ms) ²
Großbritannien	0,5-1 Hz/s ²
Irland	0,5 Hz/s ¹
Kanada	4,0 Hz/s ¹

In den Berechnungen der ÜNB wird das Verbundnetz auf einen spontanen Leistungssprung, sowohl positiv als auch negativ, von $\Delta p = 10\%$ ausgelegt.

Die Trägheit des Systems auf diese Störung und damit die durchschnittliche Netzanlaufzeit \bar{H} darf einen maximalen Frequenzgradienten von $\frac{df}{dt} = 2 \frac{Hz}{s}$ nicht überschreiten. Dieser Wert ist regional unterschiedlich in verschiedenen Teilen der Welt (vgl. Tabelle 2).

Eine Verletzung dieses Grenzwertes kann zu Instabilitäten, Notabschaltmaßnahmen oder Aufschwingvorgängen zwischen Kraftwerken führen, die stets zu vermeiden sind.



Allgemein kann der Frequenzgradient bestimmt werden zu:

$$\frac{d\omega}{2\pi dt} = \frac{df}{dt}$$

$$dt = \frac{dE}{dP}$$

Somit folgt linearisiert im Arbeitspunkt von $f_0 = 50 \text{ Hz}$ und E_0 :

$$\frac{df}{dt} = \frac{df dP}{dE} \approx \frac{f_0 \Delta P_{\text{Stör}}}{E_0} \quad (4)$$

Wird die Definition der Netzanlaufzeit H_{Netz} eingesetzt, ergibt sich der Frequenzgradient im Arbeitspunkt zu:

$$\frac{df}{dt} \approx \frac{f_0 \Delta P_{\text{Stör}}}{S_{\text{Netz}} H_{\text{Netz}}} \quad (5)$$

Bei einer geringen Blindleistungsabgabe ist der $\cos(\varphi) \approx 1$ und damit $S_{\text{Netz}} \approx P_{\text{Netz}}$. Diese Vereinfachung erlaubt es ohne eine Information der aktuell im Betrieb befindlichen Kraftwerke direkt den Frequenzgradienten eines Systems aus den gegebenen Wirkleistungsverläufen, die z.B. von Analyseplattformen wie [Agora 2016] angeboten werden, direkt zu ermitteln.

Für spätere Betrachtungen, im Besonderen der Einbindung von PV-Potenzialen, ist es hilfreich eine minimale Netzträgheit H_{krit} auf eine Momentanreserveleistung P_{M-res} zu beziehen.

Dazu wird zunächst die minimale Netzträgheit H_{krit} definiert zu:

$$H_{\text{krit}} = \frac{\Delta P_{\text{Stör}}}{P_{\text{Netz}}} \cdot \frac{f_0}{H_{\text{Netz}}} = \Delta p f_0 \frac{dt}{df_{\text{krit}}} = 2,5s \quad (6)$$

wobei: $\Delta p = 10\%$; $\frac{df_{\text{krit}}}{dt} = \frac{2\text{Hz}}{s}$; $f_0 = 50\text{Hz}$

Durch Umstellung der Gleichung (4) kann nun die minimale Momentanreserveleistung zu

$$P_{M-res \text{ krit}} = H_{\text{krit}} \cdot P_{\text{Netz}} \frac{df_{\text{krit}}}{dt f_0} = 10\% \cdot P_{\text{Netz}} \quad (7)$$

bestimmt werden. Die dargebotsabhängige Momentanreserve-Leistung für einen relativen Leistungssprung von $\Delta p = 10\%$ beträgt demnach:

$$P_{M-res \text{ Dargebot}} = \sum_{i=1}^n \frac{H_i \cdot S_i}{f_0} \frac{df_{\text{krit}}}{dt} \quad (8)$$

Erstellung von Jahresdauerlinien

Ein in der Energiewirtschaft gebräuchliches Mittel um z.B. in einem bestimmten Netzgebiet, den Leistungsbedarf auf der Basis der jeweiligen Nutzungszeit darzustellen ist der Einsatz von Jahresdauerlinien, diese stellen nach Ihrem Betrag sortiert, in diesem Fall stundenscharfen, Leistungen über den Zeitraum von einem Kalenderjahr dar.

In diesem Gutachten wird dieses Mittel eingesetzt, um die Quantität der Momentanreserve-Leistungsversorgung $P_{Mres \text{ Dargebot}}$ abzuschätzen. Dazu wird diese mit den dazugehörigen Größen aus minimaler Momentanreserveleistung $P_{Mres \text{ krit}}$ und der Residuallast P_{Res} verglichen, diese ergibt sich aus der Differenz von Verbrauch $P_{\text{Verbrauch}}$ und EE-Einspeisung P_{EE} und zeigt die Restmenge konventioneller Kraftwerksleistung P_{konv} zur Deckung des Leistungsbedarfs an:

$$P_{Res} = P_{\text{Verbrauch}} - P_{EE} \quad (9)$$



2.3.3. Grenzen des Modellansatzes und getroffene Annahmen

Die Berechnungen sind in mehrere Abschnitte unterteilt: Zunächst werden alle Jahreslastverläufe der betrachteten Jahre „2012-2015“, „2020“, „2025“ und „2030“ erstellt. In diesen Darstellungen werden anschließend kritische Bereiche näher analysiert.

Infinitesimale Kraftwerke zur Bereitstellung von Momentanreserve ohne Teillastbetrieb:

Bei der folgenden Betrachtung von Jahresdauerlinien sind mit Ausnahme von Abbildung 8 keine Kraftwerkseinsatzpläne zugrunde gelegt. Daher sind das Dargebot $P_{Mres\ Dargebot}$ und die minimale Momentanreserve-Leistung $P_{Mres\ krit}$ aus der dazugehörigen konventionell erzeugten Leistung der im gesamten Netzgebiet befindlichen Wirkleistung P_{Netz} ermittelt worden.

Diese Herangehensweise stellt damit gleichzeitig eine worst-case Betrachtung dar, wodurch eine Reduktion der Ausgangsleistung durch einen Teillastbetrieb zunächst vernachlässigt wird.

Zur Abschätzung der Auswirkungen eines möglichen Teillastbetriebs und der daraus resultierenden Maximierung der dargebotenen Momentanreserve $P_{Mres\ Dargebot}$ aus konventionellen Kraftwerken wird diese mit Hilfe einer separaten Berechnung betrachtet.

Diese Herangehensweise dient dazu, das gesamte Netzgebiet zu beobachten, um aus historischen Daten mögliche Bereiche mit geringer Momentanreserve-Bereitstellung zu definieren. Des Weiteren gewährleistet diese Herangehensweise eine direkte Vergleichbarkeit zwischen historischen und zukünftigen Szenarien, da dort keine Kraftwerkseinsatzpläne bekannt sein können.

Gleichsetzung der Schein- und Wirkleistung

Da es keine Datengrundlage zur angebotenen Scheinleistung der Kraftwerke gibt, wird in diesen Berechnungen Schein- und Wirkleistung gleichgesetzt.

Der Ansatz (vgl. Gl. (6)), welcher es ermöglicht direkt aus den Leistungsdaten Rückschlüsse auf die eingesetzten Kraftwerke zu schließen, setzt Wirk- und Scheinleistung gleich. Bei einem minimalen $\cos(\varphi) = P/S$, also bei einer hohen Blindleistungseinspeisung bedeutet dies bezogen auf den niedersächsischen und deutschen Kraftwerkspark, einen Wertebereich von $\cos(\varphi) = 0,85 \dots 0,95$ [BNetzA 2016] einen dadurch um max. 15% höheren minimalen Must-Run, mithin handelt es sich um eine konservative Abschätzung.

Verwendung eines durchschnittlichen Kraftwerksparks

Mit Hilfe von [Görner 2016] und [Tielens 2015] lassen sich besonders geeignete Technologien mit hohen Netzanlaufzeiten und gleichzeitigen tiefen Mindesterzeugungen P_{min} ermitteln. Doch um die realen Bedingungen im Netzgebiet besser darzustellen, wird anstelle mit einer Einzeltechnologie zu rechnen der Ansatz eines durchschnittlichen Kraftwerksparks verfolgt.



Annahme durchschnittliche Netzanlaufzeit: $\bar{H} = 6s / 10s$

Zur Berechnung des konventionellen Must-Run wird die Netzanlaufzeitkonstante auf den Wert $\bar{H} = 6s$ festgelegt [Anderson 2003]. Weitere Quellen (50Hertz 2014; ENTSO-E 2016) gehen von konservativeren Werten von $\bar{H} = 10s$ aus.

Da der zweite Parameter für Berechnungen vom Verband Europäischer Übertragungsnetzbetreiber für eigene Berechnungen herangezogen wurde, allerdings keine Literaturstelle gefunden werden konnte, welche diesen Erfahrungswert bestätigt, wird dieser in einer alternativen Berechnung zur Mindesterzeugung berücksichtigt und beide parallel verwendet.

Allgemein besitzen nach [Tielens 2015], [vgl. Abbildung 7] kleinere Kraftwerke tendenziell eine höhere Netzanlaufzeit H und tragen somit in Relation zu ihrer Anschlussleistung stärker zur Momentanreservebereitstellung bei als große Kraftwerke.

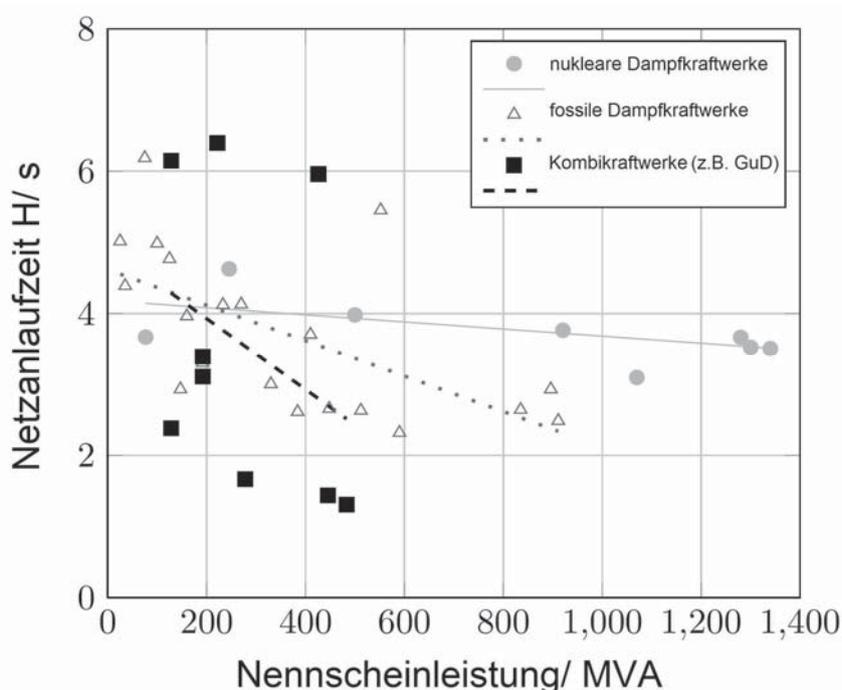


Abbildung 7: Netzanlaufzeiten von konventionellen Kraftwerken (veränderte Darstellung nach: [Tielens 2015]). Allgemein sind eine große Streuung der Netzanlaufzeit bei vergleichbarer Nennscheinleistung und ein abnehmender Trend für Kraftwerke größerer Anschlussleistung zu erkennen.

Exportsperr für konventionell erzeugte Leistung

Allgemein ist die Momentanreserveleistung im derzeitigen Erzeugungssystem proportional zu den rotierenden Massen konventioneller Kraftwerke, somit bewirkt ein Stromexport aus einem betrachteten Netzgebiet eine Erhöhung der rotierenden Masse und dadurch auch eine höhere Netzanlaufzeit H , wünschenswert ist, wenn eine hohe Trägheit im Netzgebiet angestrebt wird.

Durch den gewählten worst-case Ansatz muss jedoch von jedem Netzgebiet eine alleinige Bereitstellung aller versorgungssicherheitsrelevanten Dienstleistungen gewährleistet werden. Bei der betrachteten elektrischen Verinselung Niedersachsens kann nicht mehr an den Beiträgen rotierender Massen benachbarter Länder partizipiert werden. Darüber hinaus, kann kein konventioneller Strom in Phasen von hohen EE Einspeisungen über die Systemgrenzen hinaus exportiert werden. Dies führt zu einer Abschaltung von konventioneller Kraftwerksleistung

bei hohen EE Erträgen und das wiederum zur Reduktion von Momentanreserveleistung. EE Anlagen werden allerdings auch bei einer Übererzeugung nicht abgeregelt. Diese, im Rahmen der vorliegenden Untersuchung getroffenen Annahme, trägt zu einer deutlichen Bedarfserhöhung von Momentanreserve bei.

2.4. Darstellung und Analyse der Jahresdauerlinien 2012-2015

2.4.1. Historische Daten aus 2012-2015

Mit den Modellansätzen aus Abs. 2.3.3 wird die Momentanreserveleistung als Maß für den technischen Must-Run am Beispiel Niedersachsens in den letzten Jahren analysiert.

In Abbildung 8 lässt sich die Jahresdauerlinie Niedersachsens für die historischen Daten aus 2015 entnehmen. Diesen stellen die statistischen nach Betrag sortierten Häufigkeiten der Residuallast P_{Res} quantitativ zum zugehörigen Dargebot an Momentanreserve $P_{M-Res Dargebot}$ aus konventionellen Kraftwerken und der minimalen Momentanreserveleistung $M_{Res krit}$ dar.

Der Residuallastverlauf kann in drei wesentliche Bereiche eingeteilt werden (vgl. Abbildung 8):

- Maximale Residuallast (I): Zeitbereiche hoher elektrischer Nachfrage besonders aus konventioneller Kraftwerksleistung in einem Zeitabschnitt mit überproportionaler Steigung.
- Linearbereich (II): Mittlere bis hohe Lastzustände mit mittlerem Ertrag aus EE (vgl. Ausgleichsgerade).
- Minimale Residuallast (III): Schwachlast- und mittlere Lastsituationen mit hohem Aufkommen an EE.

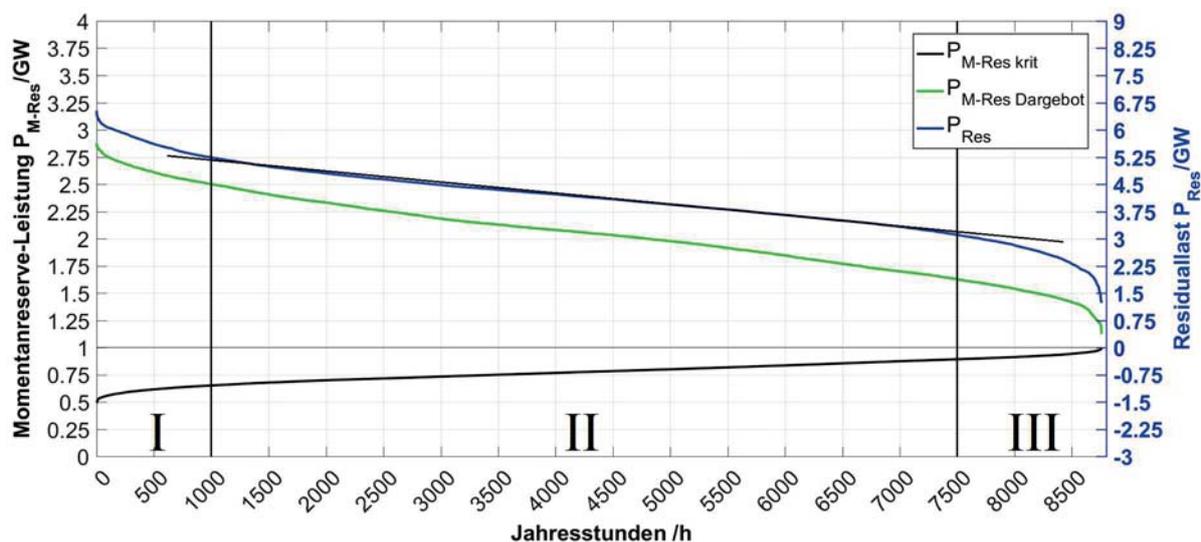


Abbildung 8: Darstellung der Jahresdauerlinien Niedersachsens des Referenzjahrs 2015 inkl. Export aus Überproduktion konventioneller Kraftwerke (Datenquelle [Agora 2016]). Die Einteilung besteht aus den drei Teilbereichen: Maximale Residuallast (I), Linearbereich (II) und Bereich minimaler Residuallast (III).

Die angebotene Momentanreserve $P_{M-Res Dargebot}$ der eingesetzten konventionellen Kraftwerke ist nach Abbildung 8 zu jedem Zeitpunkt oberhalb der minimalen Momentanreserve $P_{M-Res krit}$, auch in Zeitabschnitten erhöhter Einspeisung EE (Bereich III) können zu jeder Stunde ausreichend Reserven vorgehalten werden. Die zu jedem Zeitpunkt positive



Residuallast zeigt an, dass auf den Einsatz von konventionellen Kraftwerken zur Deckung des Leistungsbedarf in 2015 zu keinem Zeitpunkt im Jahr verzichtet werden konnte.

Um in Niedersachsen jedoch eine minimale konventionelle Erzeugung zu erreichen, wird der Export konventioneller Leistung in den folgenden Abschnitten auf $P_{kon.Exp.} = 0$ gesetzt. Diese Betrachtung führt zu einer Reduktion der Kraftwerksleistung, was wiederum das Dargebot an Momentanreserve verringert.

Exportsperr für konventionelle Kraftwerksleistung

Wird nun der Leistungsexport für konventionell erzeugte Leistung auf $P_{konv Exp} = 0$ eingeschränkt, verändert sich das Leistungsangebot im Verbundnetz und das Dargebot $P_{M-Res Dargebot}$ sinkt auf einen durchschnittlich 0,22 GW tieferen Wert (vgl. Abbildung 9). Der Leistungsexport über die Ländergrenzen im Jahresmittel 2015 betrug 0,66 GW (BRD: 6,6 GW [Agora 2016]). 2015 war die erforderliche minimale Momentanreserve jederzeit vorhanden.

Bei dieser Betrachtungsweise sinkt die angebotene Momentanreserve teilweise unter den dargestellten Minimalwert von $P_{M-Res krit}$. Dieser kann zukünftig durch geeignete Maßnahmen (wie in Abs. 2.6 beschrieben) ausgeglichen werden.

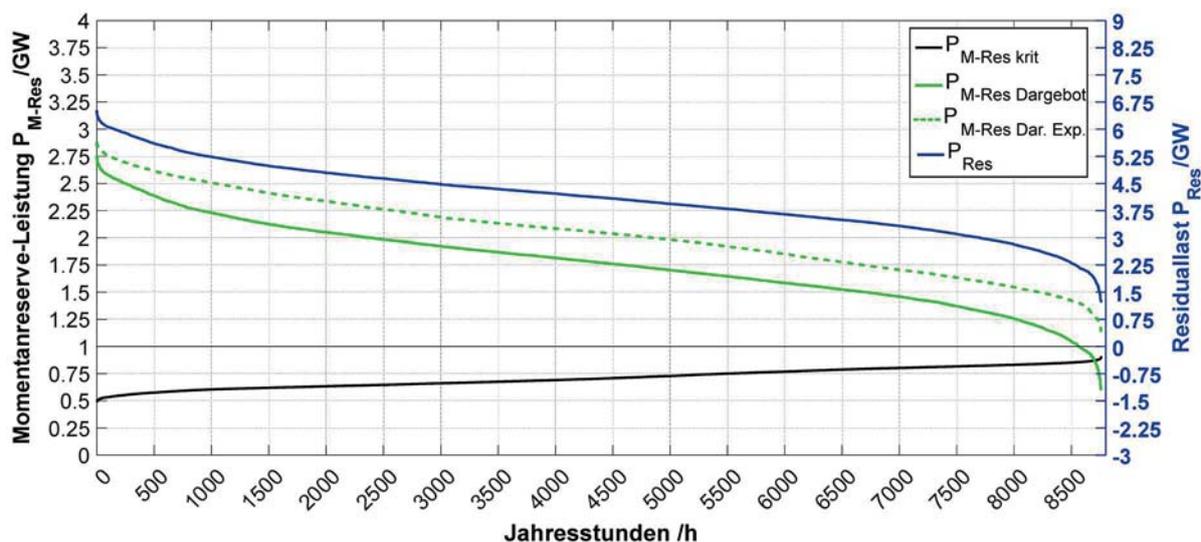


Abbildung 9: Darstellung der Jahresdauerlinien Niedersachsens: Referenzjahr 2015 reduziert um den Export konventionell erzeugter Leistung über die Republikgrenzen. Zum Vergleich ist das Momentanreservedargebot aus Abbildung 8 gestrichelt hinzugefügt (Ursprüngliche Datenquelle: [Agora 2016]).

Entwicklung der Jahresdauerlinien in 2012 bis 2015 mit Modellannahmen

In Abbildung 10 ist ein Detailausschnitt der Jahresdauerlinien von 2012 bis 2015 aufgetragen. Dieser zeigt jeweils die 250 h im Jahr mit den geringsten Residuallasten.

Somit sind in diesem Bereich Stunden mit mittlerer Lastsituation und mit mittleren bis hohen Anteilen an EE dargestellt. Diese Verläufe lassen direkt Rückschlüsse auf drei Tendenzen zu: Die minimale Momentanreserve $P_{M-Res krit}$ ist proportional zur erzeugten Leistung und für Bereiche ohne Übererzeugung (Export) auch zum Verbrauch. Diese Ganglinien lassen sich aufgrund der lediglich um 5% voneinander abweichenden Verläufe, zu einem vergleichbaren Verbrauch im Betrachtungszeitraum annähern.

Gleichzeitig sinkt im Vergleich zwischen den Jahresganglinien das Momentanreserve-Dargebot, welches in Näherung proportional zur Leistungserzeugung konventioneller Kraftwerke ist. Dies ist direkt aus dem Leistungsgleichgewicht konventioneller Kraftwerksleistung, EE und dem elektrischen Verbrauch begründet, da diese zusammen ohne einen Export immer ausgeglichen sind.

Der steigende Anteil EE spiegelt sich ebenfalls in der Reduktion der Residuallastkennlinien wieder, da zu diesen Zeitpunkten weniger Kraftwerke für das beschriebene Leistungsgleichgewicht betrieben werden müssen.

Diese beobachteten Eigenschaften führen zu den Auswirkungen, die mit Hilfe des rot markierten Bereichs hervorgehoben sind. In diesem Bereich können konventionelle Kraftwerke ohne einen Teillastbetrieb keine ausreichende Momentanreserve bereitstellen. Dies bedeutet im Rückschluss und im Ausblick auf die nächsten Jahre allerdings, dass mit Hilfe von koordinierten Teillastbetrieb noch zu definierender Kraftwerke keinerlei Grenzwertüberschreitungen auftreten sollten. Die in den nächsten Abschnitten dargestellten Entwicklungen bis 2030 mit einem Ausbau auf insg. 50% erneuerbare Energien in Deutschland zeigen eine Fortführung dieser Tendenzen auf. Im Folgenden werden mögliche Lösungen / Lösungsansätze vorgestellt. Konventionelle Kraftwerke in einem definierten Must-Run Betrieb sind eine verfügbare Lösung. Langfristig wird es erforderlich, das Potenzial von EE-Anlagen und Speichern zu nutzen.

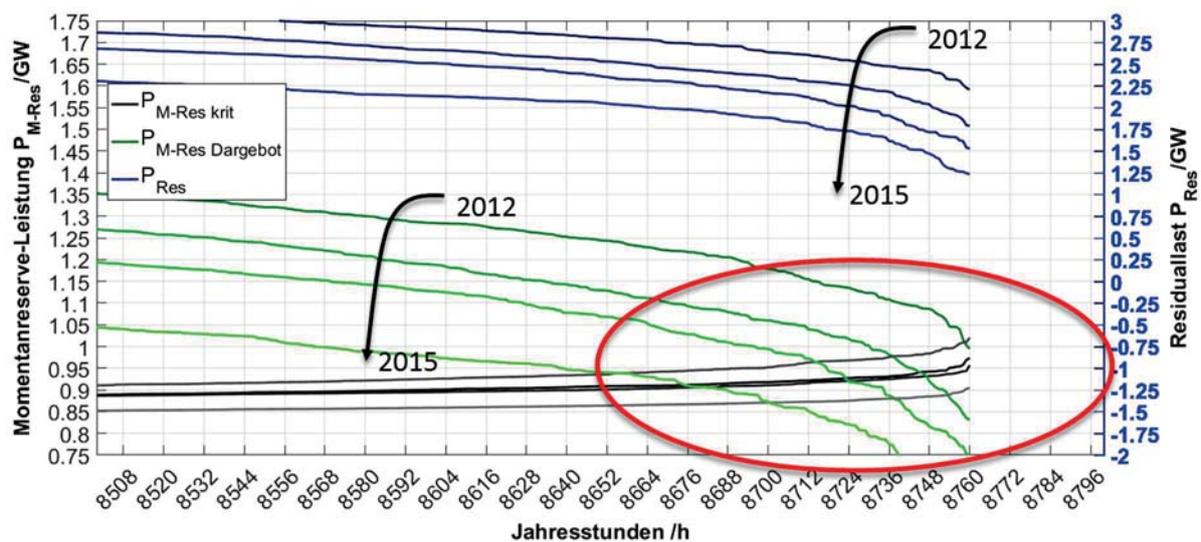


Abbildung 10: Auswertung der historischen Jahresdauerlinien Niedersachsens: Detailansicht von 250h mit geringster Residuallast. Alle Ganglinien sind um den Export elektrischer Leistung über die Republikgrenzen reduziert. Im Vergleich zwischen den Jahresganglinien ist eine allgemeine Reduktion des Momentanreserve Dargebots zu beobachten. Diese Eigenschaft ist auf den Ausbau EE und den damit reduzierten Einsatz konventioneller Kraftwerke zurückzuführen. Eine Unterschreitung kann auch in den nächsten Jahren (vgl. Abs. 2.5) z.B. mit einem definierten Teillastbetrieb konventioneller Kraftwerke der allgemeinen Versorgung und von Industriekraftwerken verhindert werden.

2.5. Entwicklung der Zukunftsszenarien 2020-2030

Da nicht für Bundesländer, sondern nur für Deutschland Datensätze zur Stromerzeugung zur Verfügung stehen, wird bei der Berechnung unterstellt, dass 10% davon auf Niedersachsen entfallen. Dies entspricht ungefähr dem Bevölkerungsanteil von Niedersachsen, der 9,6% beträgt.



Die allgemeine Notwendigkeit zur Verwendung eines solchen Ansatzes liegt an erhältlichen Datensätzen, welche nur für Deutschland erhältlich sind und die nicht für einzelne Bundesländer zur Verfügung stehen.

Fokus auf den elektrischen Energiesektor

Für ein auf 100% auf erneuerbaren Energien aufbauendem Szenario 2050 ist es erforderlich nicht nur eine elektrische Versorgung (vgl. Abbildung 11 schwarze Kopplungen) zu gewährleisten, sondern auch den thermischen (rot) und stofflichen Sektor (gelb) mit einzubeziehen. Da in diesem Gutachten ausschließlich eine Entwicklung des elektrischen Teilsystems betrachtet werden soll, ist die Sektorkopplung aus dem Modellansatz entfernt worden. Der postulierte Speicherausbau wird allerdings anteilig beibehalten.

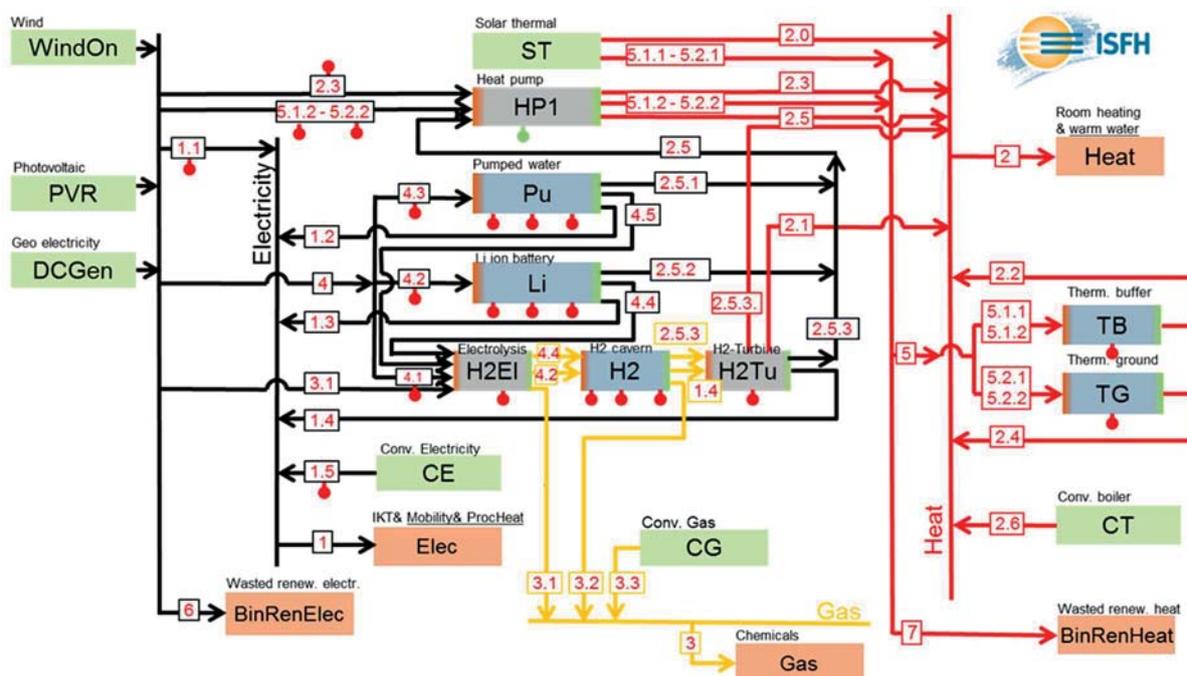


Abbildung 11: Grundlegendes Modell der Sektorenkopplung zwischen elektrischer, thermischer und stofflicher Energie als Grundlage des Gutachtens [Faulstich 2016-2].

Als weitere Randbedingung für diese Betrachtung werden die mittleren Ausbauziele der Bundesregierung, im Besonderen der Anteil an erneuerbaren Energien am Stromverbrauch aus dem EEG 2017, zu Grunde gelegt:

Tabelle 3: Anteil erneuerbarer Energien bis 2030 aus (EEG 2017) und gewählte Modellparameter. ¹[Agora 2016]; ²linear interpoliert aus angrenzenden Stützjahren; ³mittlerer Wert aus EEG 2017.

Jahr	EEG 2017	Gewählt:
2015		32,5 % ¹
2020		37,5 % ²
2025	40-45 %	42,5 % ³
2030		50,0 % ²
2035	55-60 %	



Die Ergebnisse dieser Berechnungen unter Verwendung der in Tabelle 3 dargestellten EE-Anteile wird in den Jahresdauerlinien in Abbildung 12 dargestellt.

Die Tendenzen aus den historischen Daten in Abs. 2.4, nämlich eine Reduktion konventioneller Kraftwerks- und dazu proportional die dargebotene Momentanreserveleistung $P_{M-Res\ Dargebot}$ von 2020 (oben) über 2025 (mittig) nach 2030 (unten), setzen sich fort, sodass aus energetischer Sicht (nicht aus Sicht der jederzeitigen Bereitstellung ausreichender Systemdienstleistungen) konventionelle Kraftwerke für mehrere Stunden im Jahr ganz außer Betrieb gesetzt werden können. In der Darstellung ist dies ab dem Nullpunkt der Residuallastkennlinie der Fall. Die ermittelten hypothetischen Abschaltzeiten sind in folgender Tabelle angegeben:

Tabelle 4: Aus Sicht der zu erzeugenden Energiemenge ist es nicht notwendig zu jeder Zeit im Jahr Kraftwerke einzusetzen. Daraus ergeben sich mögliche Abschaltzeiten für alle konventionellen Kraftwerke:

Jahr	Mögliche Abschaltung aller konventioneller Kraftwerke im Netzgebiet aus energetischer Sicht /h
2015	0
2020	1
2025	300
2030	1150

Während dieser Abschaltzeiten stünden keine rotierenden Massen und daher auch keine Momentanreserve für einen Fehlerfall zur Verfügung. Um die Systemstabilität zu gewährleisten muss daher in diesen Zeitabschnitten, auch ohne einen energetischen Bedarf im Netzgebiet zu besitzen, eine Mindestmenge an konventionellen Kraftwerken mit möglichst kleiner Einspeisung verbleiben. In den folgenden Abschnitten wird dieser Mindestbedarf an konventioneller Kraftwerksscheinleistung ermittelt, mit zukünftigen Flexibilisierungsmaßnahmen versehen und ein Ausblick auf 2030 gewährt. Der in der Abbildung 12 zu erkennende Restwert von ca. $P_{M-Res} = 60\ MW$ wird aus rotierenden Maschinen, wie z.B. Biogasanlagen, Tiefen-Geothermie, Pumpspeichern oder Laufwasserkraftwerken, die ganzjährig zur Verfügung stehen, bereitgestellt.

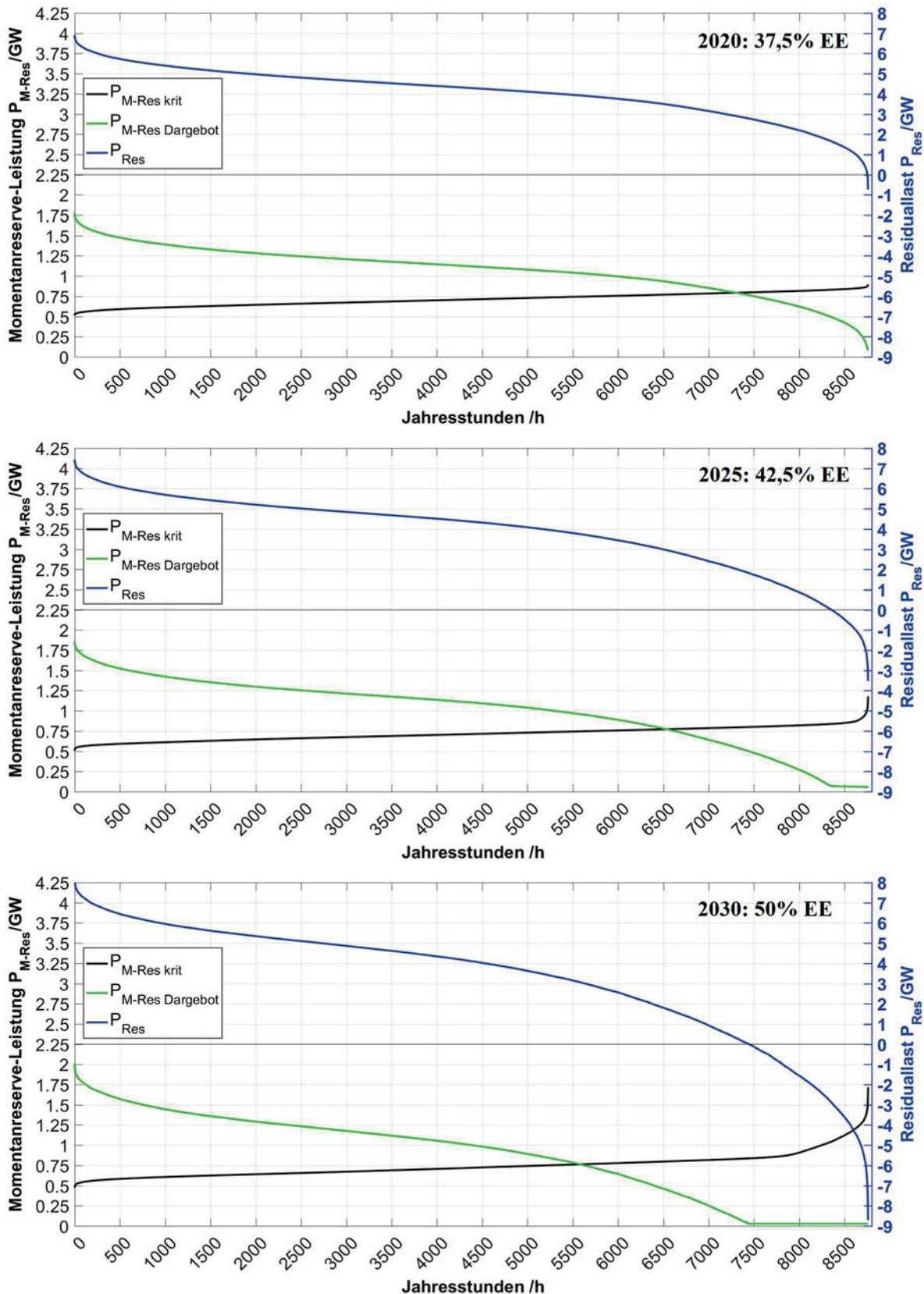


Abbildung 12: Auswertung der aus den Modelldaten erzeugten Residuallastkennlinien zur technischen Mindesterzeugung in Niedersachsen bei geringem Speicherausbau nach [Faulstich 2016-2]. Die sich aus den Wetterverhältnissen einstellenden EE-Leistungs-Angebote werden durch konventionelle Kraftwerke ergänzt, so dass eine Versorgung aller Netzteilnehmer gewährleistet ist. Durch den stetigen Zubau von EE ist es bis zu ca. 1150 h im Jahr 2030 nicht mehr nötig zu jedem Zeitpunkt konventionelle Kraftwerke zu betreiben um ausreichend elektrische Leistung anzubieten. Da allerdings zu diesen Zeitpunkten keine Momentanreserve angeboten werden kann, muss ein Mindestmaß an konventionellen Kraftwerken weiterhin am Netz betrieben werden.



2.6. Kraftwerksflexibilisierungsmaßnahmen

Für eine zukünftige ökonomische und ökologische Nutzung konventioneller Kraftwerke, müssen diese möglichst flexibel nachrangig zur Erzeugung erneuerbarer Energieträger einsetzbar sein. Um die Möglichkeiten dieser Kraftwerke genauer abschätzen zu können, werden sogenannte Flexibilisierungsabschätzungen durchgeführt. Der Fokus wird auf bereits installierte Kraftwerke gelegt, um diese weiterhin nutzbar zu halten und an die Anforderungen der nächsten Jahre anzupassen. Die stündlich aufgelösten EE-Erzeugungsleistungen und prognostizierten Verbräuche aus [Faulstich 2016-2] ermöglichen eine Bestimmung der erforderlichen Kraftwerksleistung. Dadurch kann eine quantitative Abschätzung hinsichtlich geforderter Leistungsgradienten und Mindesterzeugung (Must-Run) des niedersächsischen Kraftwerksparks getroffen werden.

Ein flexibler Betrieb konventioneller Kraftwerke kann unter verschiedenen Bedingungen notwendig werden. Einerseits ist naturgemäß die Einspeisung durch PV-Anlagen morgens und abends geringer, andererseits können unvorhergesehene Wetterereignisse, wie plötzlich auftretende Windflauten oder generelle Wetterfehlprognosen eine kurzfristige Nachfrage der konventionellen Erzeuger erfordern. Auch irreguläre Sonderereignisse, menschgemacht (z.B. sportliche Großereignisse) oder natürlich (z.B. totale Sonnenfinsternis, März 2015), können dazu führen, dass die durch regenerativen Erzeugungseinheiten bereitgestellte Energie nicht ausreicht.

Dadurch ergeben sich zukünftig neue Anforderungen an den konventionell bereitgestellten Kraftwerkspark. Im besten Fall ist die Mindestlast eingesetzter Kraftwerke möglichst gering, damit Kraftwerke möglichst schnell auf Nennleistung hochgefahren werden können, um bei Bedarf entstehende Ungleichgewichte zwischen Angebot und Nachfrage schnell ausgleichen zu können. Außerdem liefern konventionelle Großkraftwerke durch ihre rotierenden Massen einen Beitrag zur Momentanreserve und mit ihrer Blindleistungseinspeisung zur Spannungstabilisierung. Dieser muss zu jedem Zeitpunkt zur Stabilisation des Netzes bereitstehen.

Besonders flexibel einsetzbar sind zum Beispiel GuD-Kraftwerke (Gas- und Dampfturbinen-Kraftwerke) (vgl. Abbildung 13). In einem GuD-Kraftwerk sind die Prinzipien aus Gas- und Dampfkraftwerk miteinander kombiniert. In einer Gasturbine werden durch Verbrennung eines Luft-Gas-Gemisches sehr heiße Abgase erzeugt, die wiederum als Wärmequelle für einen nachgeschalteten Abhitzekessel dienen. Dieser dient dann als Wärmeerzeuger für die Dampfturbine. Mit elektrischen Wirkungsgraden größer 60 Prozent gehören GuD-Kraftwerke zu den effizientesten konventionellen Kraftwerken.

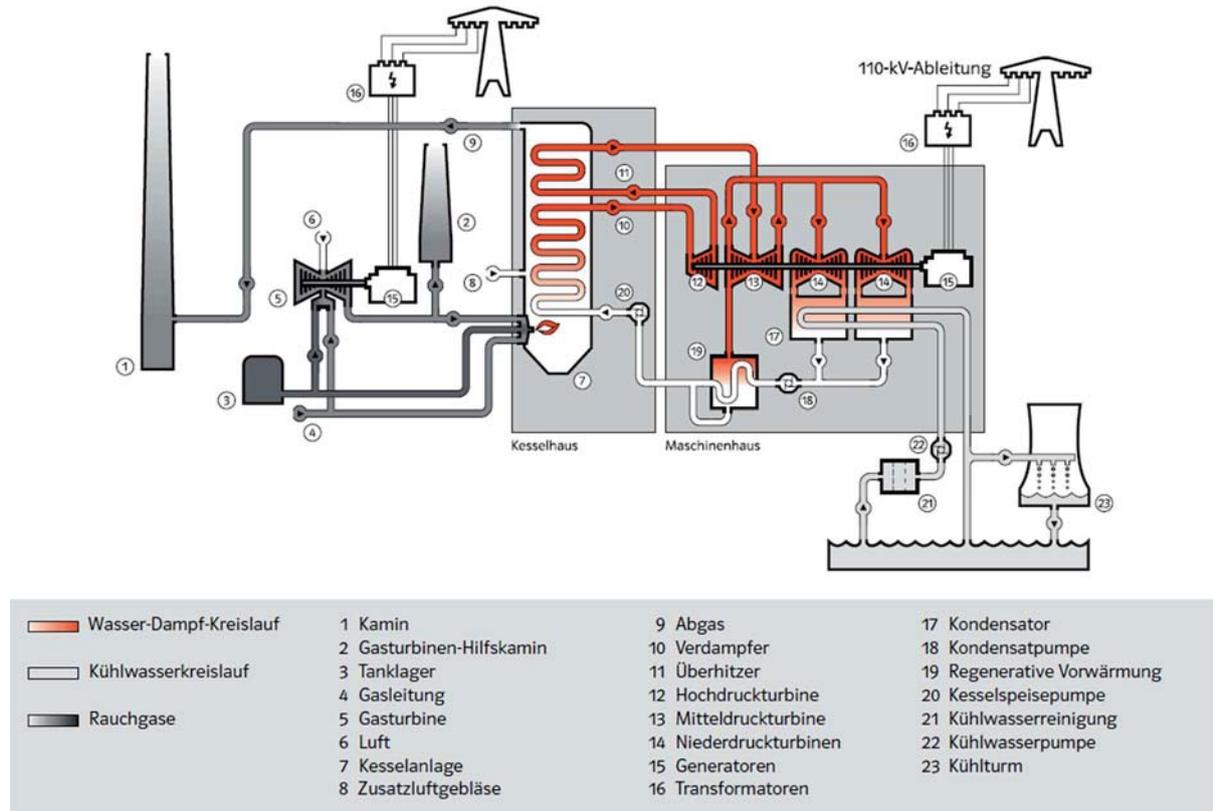


Abbildung 13: Exemplarisches Funktionsschema am Beispiel des Gaskraftwerks Franken [Görner 2016]

Dabei liefert die Gasturbine etwa zwei Drittel und die Dampfturbine ein Drittel der elektrischen Leistung. Wird die im Dampfkreislauf entstehende Abwärme genutzt (industrielle Prozesse, Fernwärmenetz), werden Brennstoffwirkungsgrade von bis zu 90 Prozent erreicht (Kraft-Wärme-Kopplung) [Görner 2016].

In dem nachfolgend abgebildeten Kombi-Block mit GuD-Prozess liegt der leistungsmäßige Schwerpunkt auf dem Dampfprozess und die vorgeschaltete Gasturbine wirkt unterstützend. Die Vorschaltung einer Gasturbine bewirkt einen erhöhten Wirkungsgrad und eine gesteigerte Flexibilität des Gesamtkraftwerks.

Obwohl GuD-Kraftwerke auf Grund ihrer flexiblen Einsatzmöglichkeiten für die Regelung des Versorgungssystems eine entscheidende Rolle spielen, sind sie momentan in vielen Fällen durch die vermehrte Einspeisung aus regenerativen Quellen nicht wirtschaftlich einsetzbar [Görner 2016].

Die Einsatzmöglichkeiten für den Teillastbetrieb ergeben sich aus der Bewertung unterschiedlicher Faktoren: Der möglichen Minimallast, dem Wirkungsgrad der Anlage bei Minimallast und dem Lasttransienten, also der Geschwindigkeit in der eine Anlage hochfahren kann. Folgend werden gängige Technologien miteinander verglichen und bewertet. Die Bewertung bringt unterschiedliche Kraftwerkstypen mit verschiedenen SDL-Bereitstellungs- und Effizienzmöglichkeiten in Verbindung. Wichtig für eine minimale konventionelle Mindestenerzeugung ist dabei eine möglichst geringe spezifische Minimallast p_{\min} .



Für die im niedersächsischen Netzgebiet eingesetzten Kernkraftwerke ist die Betrachtung gesondert vorzunehmen. Obwohl bei den Kernkraftwerken schnelle Leistungsänderungen, vor allem im Bereich oberhalb von 80 Prozent der Nennleistung möglich ist (bis zu 10% P_N /min) und Leistungserhöhungen und -reduzierungen von 50 Prozent zwischen 50 und 100 Prozent der Nennleistung (bzw. umgekehrt) in maximal einer Viertelstunde, realisierbar sind [Hundt 2009], wird die Flexibilisierung der Kernkraftwerke durch die Begrenzung der Anzahl möglicher Lastwechsel eingeschränkt (vgl. Tabelle 6).



Tabelle 5: Technische Daten der verschiedenen Kraftwerkstypen (Görner 2016)

Technologie	2013		2023 (Flexibilisierung von Altanlagen)		2023 (Neubau)		Bezug: 2013		Ta _{ηB}
	η _{min} [%]	η [%]	η _{min} [%]	η [%]	η _{min} [%]	η [%]	PRL	RL EE	
GuD	η _{min} [%]	47-53	49-55	57-59					
	η [%]	52-58	54-60	62-63					
	P _{min} [%P _N]	40-65	40-55	40-45					
	Δp/t [%P _N /min]	2-8	2-9	9-10					
Braunkohle	η _{min} [%]	35	39	40					
	η [%]	37	42	45					
	P _{min} [%P _N]	50	40/15	15					
	Δp/t [%P _N /min]	3	5	5					
Steinkohle (100 bis 300 MW / 600 MW Klasse)	η _{min} [%]	35 / 36	37 / 38	40 / 42					
	η [%]	37-38 / 40	38 / 43	45 / 46					
	P _{min} [%P _N]	40 / 40	25 / 25	17,5 / 17,5					
	Δp/t [%P _N /min]	3 / 3	4 / 4	6 / 6					
Öl	η _{min} [%]	21-39							
	η [%]	40-43							
	P _{min} [%P _N]	10-20	10						
	Δp/t [%P _N /min]	3-5	5-7						
Gas	η _{min} [%]	20-30							
	η [%]	30-40							
	P _{min} [%P _N]	25-30	14-20						
	Δp/t [%P _N /min]	10-200	20-200						
Motoren-KW	η _{min} [%]	32-34	32-34	32-34					
	η [%]	43-44	44-45	44-46					
	P _{min} [%P _N]	15	15	15					
	Δp/t [%P _N /min]	7 bis 15 45 ab 15 % P _N	7 bis 15 45 ab 15 % P _N	7 bis 15 45 ab 15 % P _N					

Überdurchschnittlich geeignet
Durchschnittlich geeignet
Unterdurchschnittlich geeignet

Legende:

η_{min}: Netto-Minimalast-Wirkungsgrad
η: Netto-Wirkungsgrad im Bestpunkt
P_{min}: spezifische Minimalast
Δp/t: Lasttransient
PRL: Primärregelleistung
RL EE: Regelleistung bei hoher EE-Erzeugung
η_B: Betriebswirkungsgrad als Bezug zwischen η_{min} und η_{max}

Entscheidungsgrundlage: Bei Angabe von Bereichswerten wird der Mittelwert als Bewertungsgrundlage gewählt. Die am höher angegebenen Werte werden „grün“ markiert, die im Mittelfeld „gelb“ und die geringere „rot“. PRL bedarf möglichst hoher Lasttransienten. Dazu benötigt RL EE eine möglichst niedrige P_{min}. Bei η_B wird die Summe aus η und η_{min} betrachtet. (Tabelle: (Görner 2016))



Die Anzahl der Lastwechsel aus Tabelle 6 wird auf die gesamte Lebensdauer angenommen und auf die besonders ermüdungsrelevanten Bauteile bezogen. Eine zusätzliche Ermüdungsüberwachung sorgt für eine Sicherheitsredundanz. Da der Betrieb deutscher KKWs in der bisherigen Betriebszeit überwiegend konstant gehalten wurde, sind noch große Materialermüdungsreserven vorhanden. Ein Rechenbeispiel aus der Zeitschrift internationaler Kernenergie [Ludwig 2010] zeigt auf, das heutige KKWs grundsätzlich noch täglich einen Lastwechsel zum Ausgleich von z.B. Winderzeugung erbringen könnten [Renneberg 2011].

Tabelle 6: Zulässige Häufigkeit von Lastwechseln für KWU-Druckwasserreaktoren [Renneberg 2011], [Ludwig 2010]

Art der Lastzyklen		Häufigkeit der Lastzyklen ¹⁾	
Sprungförmig: um 10%		100.000	
Rampenförmig:	100-80-100 %	100.000	2)
	100-60-100 %	15.000	3)
	100-40-100%	12.000	

¹⁾ Die Lastzyklen des anormalen Betriebs und der Störfälle sind hierin nicht enthalten

²⁾ \triangleq ca. 7 Zyklen pro Tag

³⁾ \triangleq ca. 1,2 Zyklen pro Tag

Lastwechsel im Bereich der Primärregelung sind bereits in Deutschland erprobt und erweisen sich durch Leistungshübe von in der Regel maximalen 5% der Nennleistung als unproblematisch für die Haltbarkeit von KKWs. Dadurch besteht die Möglichkeit relativ schnelle Leistungsänderungen durchzuführen. Diese kleinen Lastrampen werden in der Regel an die Netzfrequenz gekoppelt und ohne Eingriff eines Operators durchgeführt. Größere Lastrampen werden hingegen meist manuell vorgegeben. In Abbildung 14 ist als Beispiel der Betrieb des Kernkraftwerk Neckarwestheim (GKN 1) aus dem Jahr 2009 dargestellt. In der Darstellung sind unterschiedlichste Lastzustände, sowie eine Abschaltung, die durch Wartungs- und Reparaturarbeiten auftrat, aufgezeigt. Während des Betriebs konnten Lastgradienten von 2% P_{Nenn} /min erreicht werden. Dies entspricht bei dem vorgestellten KKW einer Leistungsänderung von ca. 400 MW innerhalb einer Viertelstunde und könnte damit beispielsweise zum Ausgleich von Windschwankungen genutzt werden [Ludwig 2010].

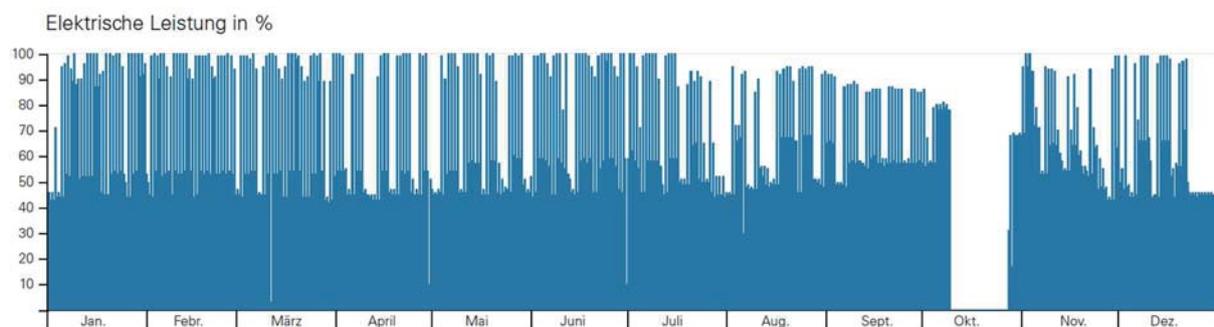


Abbildung 14: Betrieb des Kernkraftwerks Neckarwestheim I (GKN I) im Jahr 2009 [Ludwig 2010]



2.6.1. Flexibilisierungsmaßnahmen angewandt auf den niedersächsischen Kraftwerkspark

Diese Flexibilisierungsmaßnahmen werden exemplarisch am niedersächsischen Kraftwerkspark für Analgen größer 100 MW angewandt und in der folgenden Tabelle dargestellt:

Tabelle 7: Berechnungsbeispiel: Technische Daten des niedersächsischen Kraftwerksparks nach Abs. 2.6 für Kraftwerke mit $S_{nenn} \geq 100$ MW (¹Kraftwerkspark Niedersachsen: [BNetzA 2016]; ²Teillastoptimierung: [Görner 2016]; ³zusätzlicher Druckluftspeicher implementiert; ⁴elektrisch außer Betrieb genommen, allerdings startbereit)

Technologie ¹	Kraftwerk ¹	Nennleistung ¹ P_N [MW]	Angesetzte Minimal- last ² P_{min} [MW]
Pumpspeicher	Erzhausen	220	o.A.
Kernenergie	Grohnde	1360	816
Kernenergie	Emsland	1336	801,6
Steinkohle	Wilhelmshaven Uniper	757	273
Steinkohle	Wilhelmshaven ENGIE	731	263
Steinkohle	Mehrum Block3	690	242
Steinkohle	Hannover Block1	136	48
Steinkohle	Hannover Block2	136	48
Steinkohle	HKW West Block1	138,5	48
Steinkohle	HKW West Block2	138,5	48
GUD	Emsland B	475	238
GUD	Emsland C	475	238
GUD	Emsland D	887	444
Erdgas	Huntorf ³	321	80
Erdgas	Herrenhausen ⁴	102	25,5

In der aufgeführten Kraftwerksliste für Niedersachsen wurde die Minimallast anhand der prozentualen Mittelwerte aus Tabelle 5 für 2015 exemplarisch berechnet. Die KKW's wurden mit einem zyklischen Wechsel von 100% auf 60% (60% auf 100%) der Nennleistung berücksichtigt, da dieser Betriebszustand geringe Materialermüdungserscheinungen aufweist. Zu berücksichtigen ist allerdings, dass das AWK Grohnde spätestens zum 31.12.2021 und das KKW Emsland spätestens zum 31.12.2022 abgeschaltet werden soll. Das GUD Emsland Block B und C sind jeweils in 116 MW Gas- und 359 MW Dampfleistung unterteilt und abkoppelbar. Da [Görner 2016] jedoch nicht zwischen abkoppelbar und nicht abkoppelbaren GUDs unterscheidet, wurden hier nur die Parametersätze für ein Kombikraftwerk angenommen. Hervorzuheben ist außerdem, dass die Wirkungsgrade den Werten aus dem Jahr 2013 entsprechen, also zunächst keine technische Entwicklung einbezogen ist.



2.6.2. Abschätzung der spezifischen Mindestleistung des niedersächsischen und deutschen Kraftwerksparks

Um Berechnungen im Teillastbetrieb mit einem durchschnittlichen Kraftwerkspark zu ermöglichen wird die spezifische Mindestleistung p_{min} über alle im jeweiligen Betrachtungsgebiet befindlichen Kraftwerke größer 100 MW gemittelt:

$$p_{min} = \sum_{i=1}^n \frac{P_{min i}}{P_{Netz}} \quad (10)$$

Für die spezifische Mindestleistung p_{min} ergeben sich nach [Görner 2016] und [BNetzA 2016] folgende Werte für Niedersachsen und Deutschland:

Tabelle 8: durchschnittliche spezifische Mindestleistung in Niedersachsen (Index N) und Deutschland (Index D) (Teillastoptimierung: [Görner 2016]; Kraftwerkspark Niedersachsen/ Deutschland: [BNetzA 2016]); bedingt durch die geplante Stilllegung der niedersächsischen Kernkraftwerke, sind die Werte ab 2025 ohne diese Kraftwerke berechnet.

	2015	2020	2025	2030
$p_{min N}/\%$	49	47	33	33
$p_{min D}/\%$	47	43	33	33

2.7. Berechnung und Entwicklung der technischen Mindesterzeugung und deren Einsatzdauer

Mit Hilfe der in Abs. 2 hergeleiteten Methodik können die Jahresdauerlinien aus Abs. 2.4 und 2.5 in Bezug auf eine minimale technische Mindesterzeugung hin analysiert werden.

Werden diese Modellansätze in (8) eingesetzt und nach der Mindesterzeugung umgestellt, wird die folgende Formel zur Berechnung der konventionellen Mindesterzeugung S_{MR} erhalten:

$$S_{MR} = \frac{p_{min} \cdot P_{M-Res} \cdot \omega_0}{\bar{H}_{Netz} \cdot \omega_{krit}} \quad (11)$$

Somit können mit Hilfe der ermittelten durchschnittlichen spezifischen Mindestleistungen p_{min} , den Ganglinien des Momentanreserve-Bedarfs P_{M-Res} , den durchschnittlichen Netzanlaufzeiten \bar{H}_{Netz} und den Frequenzparametern $\frac{\omega_0}{\omega_{krit}}$ Ganglinien zum Einsatz der konventionellen Mindesterzeugung am Beispiel von Niedersachsen erzeugt werden. Diese sind in Abbildung 15 dargestellt.

Die Entwicklung zeigt eine deutliche Reduktion der durchschnittlichen Mindesterzeugung von 2015-2025 und eine gleichzeitige Erhöhung des Maximalwerts für einige Stunden in wenigen Stunden des jeweiligen Jahres. Da sich die mit Hilfe des Modells berechneten Verbrauchsdaten nur wenig erhöhen, ist diese Reduktion auf die Kraftwerksmodernisierung und für die Datenreihen von 2025 zusätzlich auf die Abschaltung der Kernkraftwerke zurückzuführen. Bedingt durch deren vergleichsweise hohe Anschlussleistung und geringen Möglichkeiten häufig in einen tiefen Teillastbetrieb zu fahren, besitzt die geplante Abschaltung im Kraftwerkspark des jeweiligen Betrachtungsgebiets eine hohe Auswirkung auf die konventionelle Mindesterzeugung.

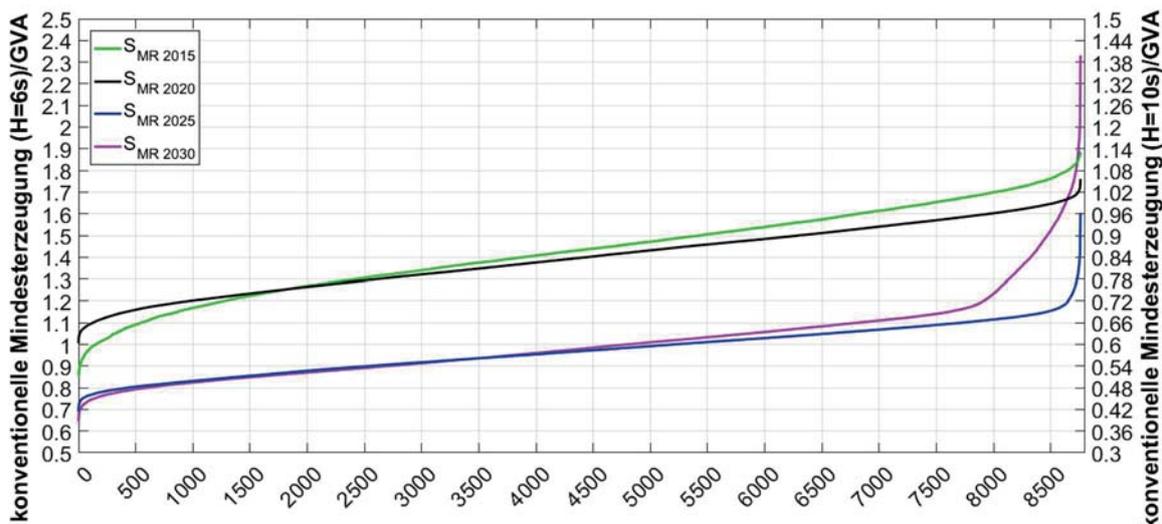


Abbildung 15: Zeitabhängigkeit der konventionellen Mindesterzeugung: Entwicklung der technischen Mindesterzeugung bis 2030 unter Berücksichtigung der Modellannahmen. Es ist eine allgemeine Reduktion von 2015-2025 zu erkennen, die vorwiegend auf eine mögliche Kraftwerksmodernisierung und der geplanten Abschaltung aller KKW zurückzuführen ist. Für die Erhöhung der technischen Mindesterzeugung in den letzten 500h (besonders in 2030) ist hingeeben auf eine EE-Erzeugung zurückzuführen die oberhalb des Verbrauchs im betrachteten Netzgebiet ist.

Die Erhöhung der in den letzten Stunden der Dauerlinien zu erkennenden Verläufe ist auf eine Erzeugung der EE-Einspeiser zurückzuführen die über dem Bedarf liegt, die in diesen Berechnungen keinen Beitrag an der Erbringung von Momentanreserve liefert und nicht gedrosselt wird.

Auf Grund der Tatsache, dass aus Gründen der Versorgungssicherheit zu jedem Zeitpunkt im Jahr die maximale technische Mindesterzeugung vorgehalten werden muss, diese allerdings nur für wenige Stunden im Jahr verwendet wird, ist zu prüfen, ob diese Spitzen gekappt oder notwendige technische Mindesterzeugung dafür andernorts bereitgestellt wird.

Die Extremwerte der in Abbildung 15 dargestellten Mindesterzeugungen durch konventionelle Kraftwerke sind für beide Netzgebiete und -Anlaufzeiten H in der folgenden Tabelle dargestellt:

Tabelle 9: Technische Mindesterzeugung S_{MR} zur Aufrechterhaltung des Frequenzgradienten von 2 Hz/s bis 2030 bei Ausbau von EE-Anlagen in Niedersachsen (Index N) und Deutschland (Index D) ¹empfohlene Netzanlaufzeit laut [Anderson 2003]; ²Netzanlaufzeit laut: [50Hertz 2014], [ENTSO-E 2016].

	2015		2020		2025		2030	
	Min	Max	Min	Max	Min	Max	Min	Max
$S_{MR N} / GVA^1$	0,85	1,87	1,00	1,77	0,70	1,60	0,65	2,33
$S_{MR D} / GVA^1$	8,10	17,90	9,2	16,20	7,00	16,00	6,50	23,30
$S_{MR N} / GVA^2$	0,51	1,13	0,60	1,06	0,42	0,96	0,39	1,40
$S_{MR D} / GVA^2$	4,90	10,80	5,50	9,70	4,20	9,60	3,90	14,00



3. Systemstabilisierungspotenzial aus Erneuerbaren Energien und Speichern im Zukunftsszenario 2030

Im Folgenden werden die Verfahren der postulierten Erzeugungsstrukturen aus dem Energieszenario 2050 auf ihre Fähigkeiten zur Bereitstellung der geforderten Systemdienstleistungen untersucht. Dabei erfolgt eine Unterscheidung in direkt und indirekt gekoppelte Anlagen.

3.1. Direkt gekoppelte Anlagen

Direkt gekoppelte Anlagen, wie thermische Kraftwerke und netzsynchrone Phasenschieber wirken durch die Trägheit der rotierenden Massen unmittelbar nach einem Störungsereignis dämpfend auf Frequenzänderungen ein. Um einen zusätzlichen Bedarf an Momentanreserve für eine bestimmte Netzregion zu decken, stehen heute aus erneuerbaren Technologien unterschiedliche technische Lösungen zur Verfügung [Dena 2016].

Ein mögliches Anwendungsfeld der Tiefen-Geothermie ist bspw. das sog. Hot-Dry-Rock-Verfahren. Im Energieszenario 2050 [Faulstich 2016-1] wird die Netzanschlussleistung dieser Technologie mit 500 MW angegeben. Sowohl diese Technologie als auch Pumpspeicher, BHKW und Laufwasserkraftwerke können zur Systemdienstleistungsbereitstellung herangezogen werden. Besonderer Beachtung gilt außerdem dem Phasenschieberbetrieb. Dieser wird folgend genauer definiert.

3.1.1. Phasenschieber

Eine Möglichkeit, das Energieversorgungssystem durch erneuerbare, direkt gekoppelte Anlagen zu stabilisieren, ist die Nutzung von rotierenden bzw. synchronen Phasenschiebern. Der sogenannte „Phasenschieberbetrieb“ wird hierbei in der Regel durch Synchronmaschinen umgesetzt, die nicht über eine Turbine angetrieben werden, sondern synchron mit der Netzfrequenz rotieren. Dabei wird keine Wirkleistung in das Netz eingespeist. Es gibt verschiedene Möglichkeiten einen rotierenden Phasenschieber zu installieren. So können zum einem die noch bestehenden Generatoren aus stillgelegten Kraftwerken umgerüstet und genutzt werden. Hierbei wird der Turbosatz zwischen der Turbine und dem Synchrongenerator getrennt. Diese Maßnahme ist am ehemaligen Kernkraftwerksstandort „Biblis Block A“ im Netzgebiet von Amprion durchgeführt worden. Im Prinzip könnte diese Lösung auch auf Wasserstoffspeicherkraftwerke übertragen werden.

Eine Alternative zur Umrüstung eines vorhandenen Kraftwerkes ist der Neubau eines rotierenden Phasenschiebers. Im Vordergrund steht hierbei jedoch üblicherweise nicht die Erhöhung der Momentanreserve, sondern die Möglichkeit lokaler Blindleistungsbereitstellung. Rotierende Phasenschieber sind abgesehen vom Optimierungspotential zur verbesserten Bereitstellung von Momentanreserve ausgereift und können damit auch zur Spannungshaltung herangezogen werden [Dena 2016]. Wird bei einem potenziellen Umbau eines Kraftwerks der Turbinenstrang entfernt, besitzt der rotierende Phasenschieber allerdings nur geringes Potential um Momentanreserve bereit zu stellen seine Trägheitskonstante liegt im Bereich: $H=1...1,25s$ [Kothari 2003].



3.2. Indirekt gekoppelte Anlagen

Über Umrichter einspeisende EE-Anlagen, sog. indirekt gekoppelter Anlagen, tragen z.B. durch die gestufte Netztrennung oberhalb der Frequenz von 50,2 Hz bereits heute zur Stabilisation des Netzes durch Frequenzhaltung bei [SMA 2016]. Durch Konzepte für synthetische Schwungmasse mithilfe schneller Leistungsänderung an umrichtergekoppelten Erzeugungsanlagen stehen noch weitergehende Möglichkeiten zur Frequenzhaltung zur Verfügung. Es besteht allerdings zukünftiger Handlungsbedarf in Forschung und Entwicklung um dieser Aufgabenstellung gerecht zu werden.

Heutige Anlagen können auf Frequenzänderungen nach einer Zeitverzögerung zwischen 50 ms und 500 ms durch eine Leistungserhöhung oder -reduzierung reagieren und der Frequenzänderung entgegenwirken [Dena 2016].

Netzsynchrone Wechselrichter in indirekt gekoppelten Anlagen, können als Stromquellen modelliert werden. Allerdings ist eine definierte Wirk- und Blindleistungseinspeisung in einer Spannungsquellen-Charakteristik Gegenstand einer gezielten Einspeisung. Solche Wechselrichter können in großer Anzahl parallel betrieben werden, sofern Amplitude und Frequenz z.B. durch einen Kraftwerksgenerator vorgegeben werden. Diese Betriebsweise wird vorwiegend in herkömmlichen PVA (vgl. Kap. 3.2.1 f.) und WEA (vgl. Kap. 3.2.3) verwendet, welche keinen Beitrag zur Frequenz- und Spannungshaltung leisten [Bialasiewicz 2008]. Wird in dezentralen Anlagen jedoch eine entsprechende Regelung verwendet, sind diese nun netzstützenden Wechselrichter in der Lage, einen Beitrag zur Frequenz- und Spannungshaltung zu leisten. Dieses Prinzip einer geregelten Spannungsquelle kann sowohl in Microgrids angewandt als auch auf ein Verbundnetz übertragen werden [Dena 2016].

Lösungsansätze, um die gewünschte Trägheit in einen Umrichter zu implementieren, sind in wissenschaftlichen Artikeln unter den Namen „Virtual Synchronous Generator (VSG)“ und „Virtuelle Synchronmaschine (VISMA)“ veröffentlicht [Visscher 2008] [Chen 2011] [Chen 2016]. Ein entsprechendes internationales Patent hinsichtlich der VISMA-Technologie hält die TU Clausthal [Beck 2007].

Die Wechselbeeinflussung von Umrichtern (strom- und spannungsgeregelt) mit konventionellen Kraftwerksgeneratoren in großen Verbundnetzen wurde bislang nicht dokumentiert. Daher bleibt zu prüfen, inwieweit sich ein elektrisches System, bestehend aus mehreren Spannungsebenen mit unterschiedlichen Übertragungsverhältnissen und Schalthandlungen bei verändernden Netztopologien, durch derartige Technologien stabil betreiben lässt.

Bisherige Veröffentlichungen über simulatorische Untersuchungen zu Reaktionszeiten eines Systems, bestehend aus einem Wechselrichter als Spannungsquelle mit Anschluss an ein starres Modellnetz, zeigen zudem auf, dass eine Veränderung der Wirkleistungseinspeisung auf einen Frequenzsprung im Sekundenbereich liegt und damit zur Erbringung von Momentanreserve eine zu geringe Dynamik aufweist [Dena 2016] [Calabria 2015] [D'Arco 2013]. Für die Erbringung aller sonstiger SDL ist diese Dynamik jedoch vollkommen ausreichend.

3.2.1. Photovoltaik-Anlagen (PVA)

Wie auch bei Windenergieanlagen (WEA), die mit hochdynamischen Umrichtern an das Netz geschaltet sind, kann eine dynamische Regelung auf Frequenzänderungen eine Leistungseinspeisung bereitstellen. Da PVA über keine natürlichen Energiespeicher verfügen, müsste die potenzielle Regelleistung zu jeder Zeit durch eine Leistungsreserve vorgehalten werden, selbst dann, wenn diese nicht zum Einsatz kommt.

3.2.2. Betriebsführungsanpassung von PVA

In der traditionellen Verwendung einer PV-Anlage besteht die Herausforderung einen möglichst wirtschaftlichen Betriebszustand in jedem möglichen Zeitpunkt zu gewährleisten. Photovoltaik-Anlagen besitzen nicht in jedem Betriebspunkt eine optimale Leistungsabgabe. Strom und Spannung müssen zueinander eingestellt werden, um ein optimales Betriebsverhalten zu gewährleisten. Diese Aufgabe übernimmt ein sog. Maximum-Power-Point-Tracker (MPPT), der möglichst die maximal verfügbare Leistung in das Netz einspeisen lässt. Das Verlassen dieses Punktes ist im Regelfall nicht erwünscht und verringert die Anlagenerträge. Zur Bereitstellung von Systemdienstleistungen muss allerdings von dieser Betriebsführung in Höhe der anzubietenden Reserveleistung abgewichen werden.

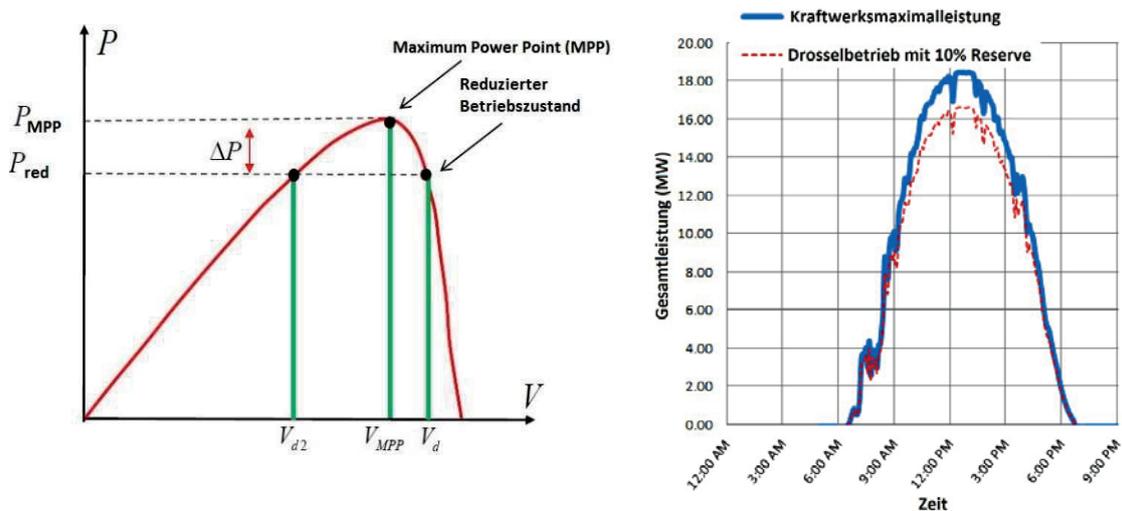


Abbildung 16: Fast-Frequency-Response durch Arbeitspunktverschiebung bei Photovoltaik-Anlagen (links); Original: [Rahmann 2014]. Tagesleistungsgang des Solarkraftwerks „Illumina PV Plant“ in Guayama Puerto Rico. Durch den Drosselbetrieb lässt sich eine Leistungsreserve bei Bedarf einspeisen (rechts); Original: [Gevorgian 2016].

Wie in Abbildung 16 (links) dargestellt wird statt des üblichen Betriebspunktes der maximalen Leistungsabgabe P_{MPP} ein anderer Zustand mit reduzierter Leistung P_{red} angefahren. Die Leistungsreserve (ΔP) kann mit Hilfe spezieller Regel-Algorithmen beispielsweise die Trägheit simulieren und Momentanreserve auch ohne einen Energiespeicher, wie z.B. eine rotierende Masse in einem Kraftwerksgenerator, bereitstellen [Rahmann 2014]. Im Falle eines Frequenzabfalls ist eine schnelle Regelung in der Lage die PVA bis zur maximalen Leistungsabgabe hochzufahren und einem Frequenzabfall entgegen zu wirken, einer Frequenzerhöhung entgegen die Regelung hingegen mit weiterer Reduktion der abgegebenen Leistung.

Über diese Leistungsreserve können mit entsprechenden Regel-Algorithmen alle erwünschten SDL bereitgestellt und auch auf die unterschiedliche SDL aufgeteilt werden. Dabei ist die Höhe der jeweils vorzuhaltenden Reserve von unterschiedlichen Faktoren im Regelkreis abhängig. In Abhängigkeit von dem Einspeisemix der instantan verfügbaren Erzeuger, ist dabei eine notwendige Reserveleistung zu berechnen. Dabei sind für die jeweilige Anlage die eigene Trägheit, Prognosetoleranzen und sonstige Arten erzeugter SDL ausschlaggebend. Die Momentanreserve nimmt hierbei wieder eine besondere Funktion ein. Wenn ein hohes Aufkommen an konventioneller Kraftwerksleistung vorliegt, erzeugen diese alleine ausreichend Momentanreserve. Wenn nur wenig konventionelle Kraftwerke an der Leistungszufuhr beteiligt sind, dann müssen EE Anlagen zwangsläufig auch Momentanreserve bereitstellen.



Der US-Konzern AES Corp. aus Arlington Virginia errichtete und betreibt einen 20MW Solarpark „Illumina PV Plant“ in Puerto Rico, der eine solche Regelreserve zur SDL-Bereitstellung betreibt [Gevorgian 2016].

Mit Hilfe einer Wetterdatenanalyse erlaubt der Drosselmechanismus dieses PV-Kraftwerks die optimale Nutzungsweise in einem reduzierten Leistungsbereich (vgl. Abbildung 16 rechts). Wird eine Frequenzänderung an dem Netzanschlusspunkt gemessen, stellt die Regelung instantan die Leistung nach und wirkt Frequenzänderungen entgegen. Aussagen über das dynamische Verhalten ließen die Quellen nicht zu.

Dieser Mechanismus ist prinzipiell auch bei Klein- und Dachanlagen denkbar und ist lediglich eine regelungstechnische Herausforderung (vgl. Kap. 3.2.).

3.2.3. Windenergieanlagen (WEA)

In den Energieszenarien 2050 wird ein Anteil von 72,2% der niedersächsischen Bruttostromerzeugung durch WEA postuliert [Faulstich 2016-1], die sowohl On- wie auch Offshore erzeugt werden soll.

Zwar lässt sich die technische Weiterentwicklung bis 2050 nicht vorhersagen, doch können unterschiedliche SDL Bereitstellungsmöglichkeiten, wie bspw. die Momentanreserve-bereitstellung, mit den heutzutage angewandten technischen Mitteln durch Analysen bewertet werden. Im Allgemeinen kann jede WEA während des Betriebs eine rotierende Masse, nämlich ihren Rotor, zur Verfügung stellen. Mit der Abbremsung dieses Rotors kann Momentanreserve ähnlich gegenüber dem Mechanismus bei konventionellen Kraftwerken bereitgestellt werden.

Alle heutzutage eingesetzten Anlagentypen sind drehzahlvariabel und mit einem Umrichter voll (Direktantrieb und permanent erregter Synchrongenerator) oder teilweise (doppelt gespeiste Asynchronmaschine) an das Verbundnetz gekoppelt [Heldt 2012]. Dies macht alle drei Anlagentypen elektrisch auf die Erbringung von SDL, inklusive der Momentanreserve gesehen vergleichbar.

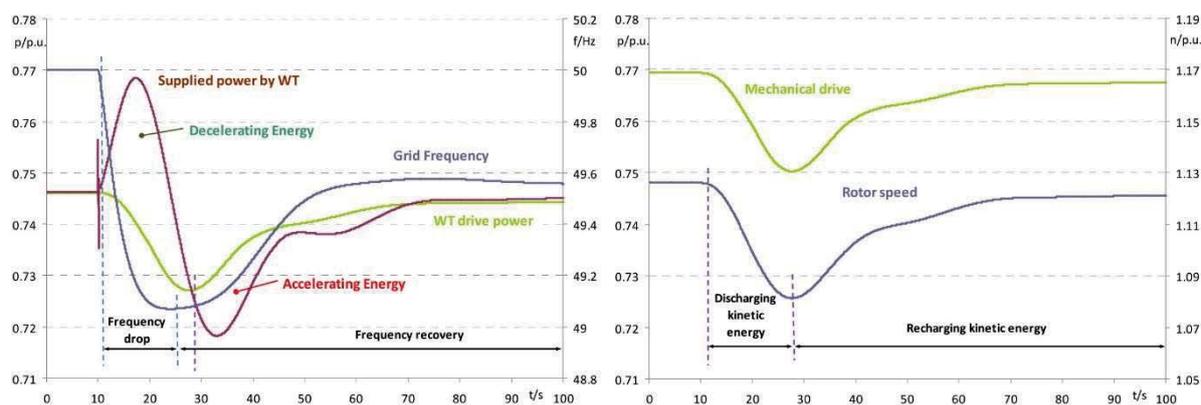


Abbildung 17: Anwendungsbeispiel zur Regelleistungsbereitstellung aus Windenergieanlagen; links: erhöhte Leistungseinspeisung als Wirkung auf einen Frequenzeinbruch; rechts: Abbremsung des mechanischen Strangs der WEA als Reaktion auf die erhöhte Leistungsabgabe [Erlich 2010].

Die Verwendung eines Umrichters ermöglicht allen vorgestellten Typen sowohl eine Blindleistungs- als auch eine Wirkleistungsbereitstellung. Unter der Annahme, dass der Generator, die Umrichter-Elektronik und der WEA-Struktur einen kurzzeitigen Überlastbetrieb zur Bereitstellung von SDL standhalten können. Laborversuche und Simulationen zeigen neben der SDL



Bereitstellung im längeren Sekundenbereich auch die generelle Eignung von WEA zur Momentanreservebereitstellung (Erlich 2010; Muljadi 2012; Mullane 2005; vgl. Abbildung 18). Darüber hinaus werden kommerzielle Anlagen mit Frequenzstabilisierungsmechanismen bereits heute angewandt [Jewe converters 2015].

Messdaten zeigen die Reaktion der Anlage auf einen Frequenzeinbruch [Jewe converters 2015], die WEA erhöht ihre Leistungsabgabe durch Abbremsung des Rotors um ungefähr 10% über eine Zeitspanne von etwa 10s [Beekmann 2013]. Ähnliche Leistungserhöhungen und Angebotsdauern werden ebenfalls von amerikanischen Anbietern angeboten [GE 2009].

Speziell lassen sich hinsichtlich ihrer Momentanreserve-Bereitstellungsfähigkeiten die Betriebsphasen von Windenergieanlagen sehr gut mit denen von konventionellen Kraftwerken vergleichen. Ein Maß für diese Größe ist die Anlaufzeitkonstante H , sie wird aus dem Quotienten von Rotationsenergie E_{rot} und der Anschlussleistung P_{Nenn} gebildet. Konventionelle Dampf-Kraftwerke besitzen abhängig vom eingesetzten Generator und der verwendeten Turbine eine Anlaufzeitkonstante $H=3...8$ s [Anderson 2003], Windenergieanlagen besitzen typischerweise Werte zwischen $H=2...6$ s [Ackermann 2012]. Dies bedeutet, dass WEA im Nennbetrieb bezogen auf Ihre Nennleistung P_{Nenn} eine ähnliche Rotationsenergie im Vergleich zu konventionellen Kraftwerken speichern. Somit ist die theoretisch verfügbare Momentanreserve von einer WEA mit einer Leistung von 1MW vergleichbar mit der von 1 MW konventioneller Kraftwerksleistung.

3.2.4. Systemdienstleistungsbereitstellung unter besonderer Berücksichtigung der Momentanreservebereitstellung aus Kurzzeitspeichern

Speicher, wie z.B. Batteriespeicher oder Schwungmassenspeicher, können durch eine zuvor implementierte Regelung zur Frequenzhaltung beitragen. Die über Umrichter an das Netz gekoppelten Anlagen können im Bedarfsfall sehr schnell (einige Netzperioden) eine zusätzliche Leistung in das Netz einspeisen bzw. Leistung aufnehmen. Somit bieten Speicher die Möglichkeit schnelle Leistungsänderungen für das Netz bereitzustellen. Die mögliche Dauer der Ein- oder Ausspeisung ist von der Kapazität des Speichers abhängig [Dena 2016].

Wie in Abbildung 6 dargestellt, wird Momentanreserve im vollen Umfang für einen Zeitbereich von wenigen Sekunden definiert. Der Wert von 30 s stellt dabei die maximale Anlaufzeit für die Primärregelleistung dar und gibt die zeitliche Obergrenze dieser Systemdienstleistung wieder. Energiespeicher sind durch ihre Flexibilität von großem Interesse, jedoch muss der jeweilige Speicher immer auf eine geplante SDL-Bereitstellung angepasst werden. Im Folgenden wird die Bereitstellung einer SDL am Beispiel der schwierigen Momentanreservebereitstellung genauer erläutert. Dabei sind Energiespeicher von besonderem Interesse, welche eine Entladezeit von ca. 30 s ermöglichen. Speicher mit schnelleren Entladungszeiten verwenden nicht ihr volles technisches Potenzial und neigen dazu, zu geringe Energiemengen speichern zu können. Speicher mit längeren Entladungszeiten als 30 s sind im Zuge eines Leistungsabrufs nicht vollständig entladbar, somit würde ungenutzte elektrische Energie im Speicher zurückbleiben. In Kombination mit anderen Aufgaben, z.B. als Kurzzeitspeicher für den PV-Lastspitzenausgleich und gleichzeitigem Angebot von Momentanreserve, sind auch Speicher mit langsameren Entladeraten einsetzbar.

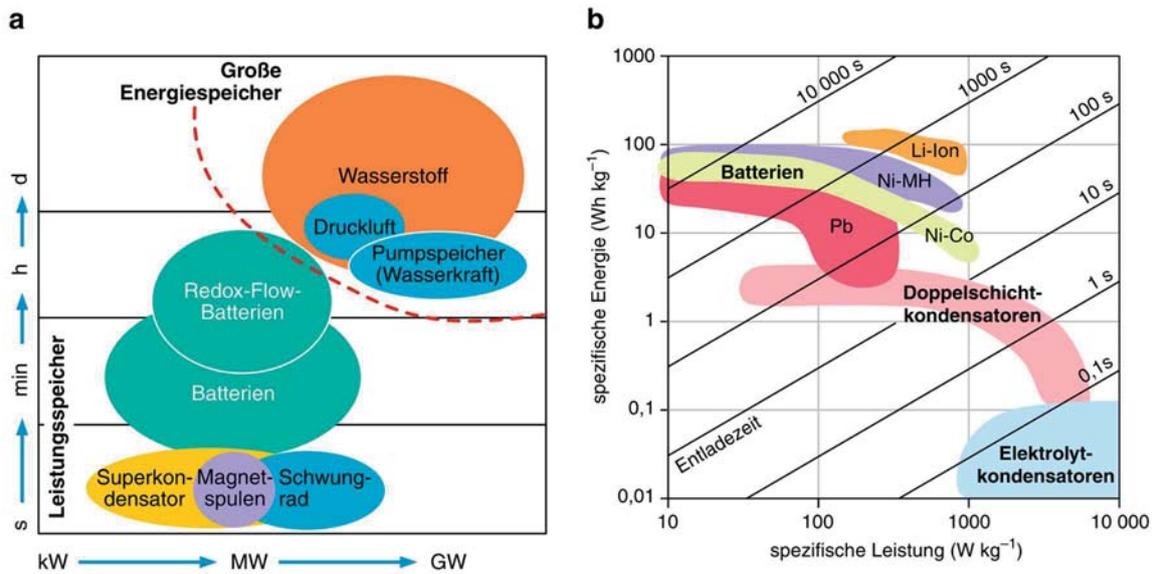


Abbildung 18: a: Leistung, Zeitbereich und Energiedichte verschiedener Speichertechnologien; b: Leistungsdaten von Batterien im RAGONE-Diagramm [Kurzweil 2015].

In Abbildung 18 a und b sind diverse Speichertechnologien in der aktuellen Entwicklung vorgestellt. Abbildung 18 a beinhaltet eine Technologieübersicht, welche Kondensatortechnologien und einige Batteriespeicher, wie auch Großenergiespeicher wie Wasserstoff-/Druckluft- und Pumpspeicher beinhaltet. Da sich der Fokus im Bereich der Momentanreservebereitstellung, wie im oberen Abschnitt angedeutet, auf die Bereitstellung von Kurzzeitenergie bezieht, sind wie in Abbildung 18 b zu erkennen, besonders Doppelschichtkondensatoren, Ni-Co-, Ni-MH- und Li-Ion-Akkumulatoren von großem Interesse. Pb-Technologien sind zwar ausgereift, werden allerdings auf Grund ihrer geringen Lebensdauer [Elsner 2015] für derartige Anwendungen mit geringen Periodendauern und hohen Zyklenzahlen uninteressant.

Demzufolge zeigt dieses Diagramm, dass bereits mit heutigen Speichertechnologien eine Momentanreservebereitstellung denkbar ist.

Das Verbesserungspotenzial der Speichertechnologien scheint bei weitem noch nicht ausgeschöpft zu sein. In einer kürzlich erschienenen Publikation wird beispielsweise an der Möglichkeit geforscht, Li-Ion-Akkumulatoren mit bis zu einer 6-fachen Energiedichte auszustatten [Publish industry 2016]. Die Möglichkeit einer großtechnischen Anwendung ist allerdings aus heutigen Erkenntnissen noch nicht absehbar. Dieses Beispiel zeigt allerdings, inwiefern Entwicklungen in Schlüsseltechnologien, technologischen Fortschritt richtungsweisend beeinflussen können.

Heutzutage wird die Technologie bereits in Großbritannien angewandt: Unter der „Flexible Enhanced Frequency Response“ versteht der Übertragungsnetzbetreiber National Grid aus dem Vereinigten Königreich eine neue Systemdienstleistung zur Frequenzstabilisierung, sie beinhaltet Primärregelleistung in Höhe von 200 MW (zukünftig 600 MW) [Solar Media 2016].



3.2.5. Dargebotsabhängige Momentanreservebereitstellung

Die in Tabelle 3 dargestellten EE-Anteile für die Stützjahre bis 2030 unterscheiden sich qualitativ in ihren Energiespeichertechnologien voneinander. Da die grundlegende Struktur der vorgeschlagenen Erzeugungsanlagen ähnlich ist, lassen sich die Jahre hinsichtlich ihres Momentanreservebedarf quantitativ miteinander vergleichen.

Mit der Annahme, dass maximal 5 % der Abgabeleistung von PV-Anlagen zur Bereitstellung von Momentanreserve genutzt werden kann, wäre bei Nutzung von zusätzlichen Speichern ausreichend Momentanreserveleistung vorhanden.

Die vorausgegangenen Varianten stellen prinzipielle Lösungsmöglichkeiten dar, welche mit Bezug auf die in der Literatur und Forschung ermittelten Hinweise, besonders wegen der ungelösten Regel- und Stabilitätsfragestellungen bisher nicht ausreichend erprobt sind.

Aufgrund der Erfahrungen bezüglich der Momentanreserve, beruhend auf dem Einsatz rotierender Massen aus Kraftwerksgeneratoren, wird für die folgende exemplarische Beispielsrechnung ein möglichst hoher Anteil an Anlagen mit rotierenden Massen vorgesehen. Dazu soll die Fähigkeit der Kraftwerksgeneratoren zur Bereitstellung von Momentanreserve (vgl. Abs. 2.6) zunächst aus bewährten Technologien durch Erweiterung des Teillastbereichs mit der Unterstützung von stochastischen Einspeisern erweitert werden. Unterstützend zu dem kontinuierlichen, ganzjährigen Angebot an Leistungsreserven werden hierzu technisch sinnvolle Potenziale von WEA und PVA addiert [Faulstich 2016-1]. Um die Fähigkeiten der Technologien in Bezug auf die Jahresdauerlinie zu illustrieren, werden die Anteile der fluktuierenden Einspeiser so gewählt, dass diese im Spitzenlastzeitpunkt jeweils einen ähnlichen Anteil an Momentanreserve bereitstellen. Da die Drosselung von PVA Leistungsverluste hervorruft, sollte vorrangig das Potenzial der WEA abgerufen werden. Diese können ihre rotierenden Massen zum Bereithalten der Momentanreserve nutzen. Aus der Darstellung lässt sich entnehmen, dass mit diesem Momentanreserve-Leistungsmix noch nicht zu jeder Stunde im Jahr

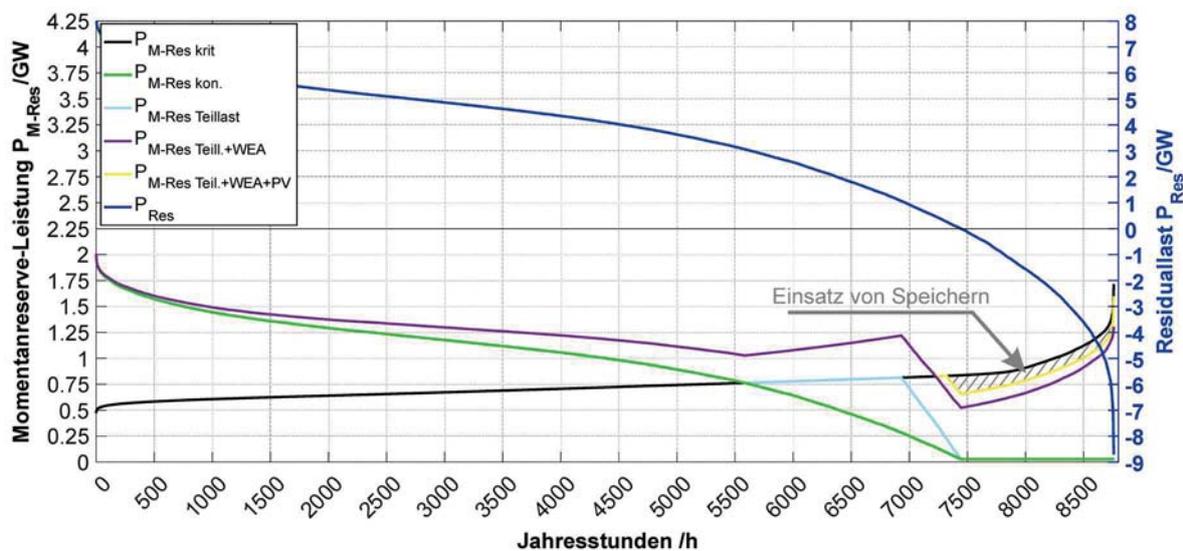


Abbildung 19: Exemplarische Berechnung 2030: Möglichkeit zur Integration aller dargebotsabhängiger Leistungsquellen zur Momentanreservebereitstellung mit der Unterstützung von Li-Ion Speichern zur Aufrechterhaltung der Systemstabilität in Anlehnung an Abbildung 12. Die hier dargestellten Fähigkeiten der Kraftwerke werden durch WEA $P_{M-Res Wind}$, PVA $P_{M-res PV}$ ergänzt. Aus der Darstellung lässt sich entnehmen, dass mit diesem Momentanreserve-Leistungsmix noch nicht zu jeder Stunde im Jahr Stabilitätsgrenzen eingehalten werden können. Der erforderliche technische Einsatz von Speichern ist Gegenstand weiterer Forschung.



Stabilitätsgrenzen eingehalten werden können. Der noch verbleibende Bedarf an Momentanreserveleistung kann beispielsweise durch die Erweiterung der Wechselrichteranschlussleistung an den Netzkoppelstellen mit Li-Ion Speicher dargeboten werden (vgl. Abbildung 6).

Die in Abbildung 20 dargestellte Grafik zeigt einen detaillierten Ausschnitt der Abbildung 19. Hierbei werden die kritischen Bereiche bzgl. der Bereitstellung von Momentanreserve genauer betrachtet. Nach Zeitdauer „A“, bei 5583 h, schneidet die durch konventionelle KW bereitgestellte Momentanreserve die notwendige Leistungsbereitstellung $P_{M-Res\ krit}$, wenn nur Abschaltungen und kein Teillastbetrieb möglich sind. Durch den zusätzlichen Teillastbetrieb $P_{M-Res\ Teillast}$ von KW, kann ausreichend Momentanreserve bis zum Punkt „B“ (6930 h) bereitgestellt werden. In Zeiten geringer konventioneller Kraftwerksleistung, kann ausreichend Momentanreserve durch die WEA und den Teillastbetrieb $P_{M-Res\ Teill. + WEA}$ bis nach Zeitdauer „C“ (7226 h) bereitgestellt werden. Unter Verwendung Leistungsreduktionen der PVA bei einer maximalen Drosselung von 5 % der Anschlussleistung, kann ausreichend Momentanreserve bis zu 7322 h in Punkt „D“ zur Verfügung gestellt werden. Über diesen Zeitpunkt hinaus steht durch die bisherigen Möglichkeiten nicht mehr ausreichend Momentanreserve zur Verfügung und der bilanzierte Restbedarf muss durch den Einsatz von Speichern abgedeckt werden (vgl. schraffierte Fläche). Es besteht hier weiterer Forschungsbedarf. Ab dem Zeitpunkt „E“ (7444 h) ist außerdem die EE Erzeugung höher als der Verbrauch und die zugeführte Leistung durch konventionelle KW ist nicht vorhanden. Da immer 10 % Momentanreserve vorgehalten werden muss, steigt der Anteil notwendiger Momentanreserve.

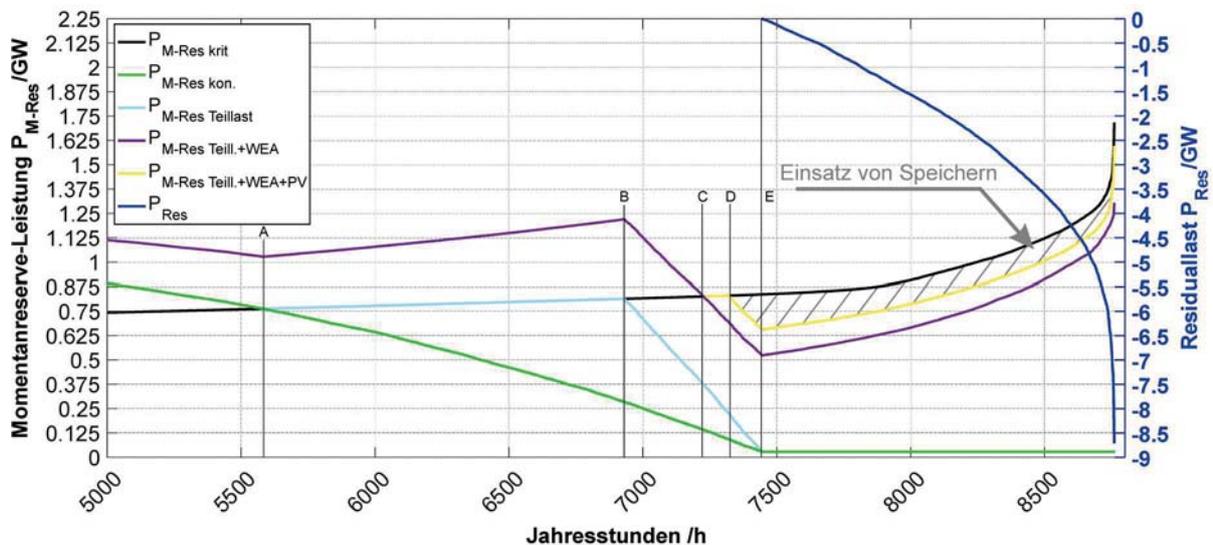


Abbildung 20: Detailansicht zur Exemplarische Berechnung 2030: Möglichkeit zur Integration aller dargebotsabhängiger Leistungsquellen zur Momentanreservebereitstellung mit der Unterstützung von Li-Ion Speichern zur Aufrechterhaltung der Systemstabilität in Anlehnung an „A“: Konventionelle KW werden abgeschaltet und stellen die Momentanreserve nicht mehr zur Verfügung. Wenn die konv. KW jedoch in den Teillastbetrieb gehen, könne diese bis B noch ausreichend Momentanreserve bereitstellen. Bis „C“ können die WEA den Bedarf decken. Bis „D“ kann durch die Ergänzung von PV mit MPP-Verschiebung ausreichend Momentanreserve bereitgestellt werden. Nach Zeitdauer „E“ erbringen konv. KW keinerlei Residuallast mehr. Die durch Speicher zu deckende Restresiduallast ist im grau schraffierten Bereich wiederzufinden.

3.3. Bereitstellung von Blindleistung zur statischen Spannungshaltung

Für den stabilen Netzbetrieb und zum Schutz von Personen, Betriebsmitteln und Endverbrauchergeräten wird die Spannung durch verschiedene Mittel in dem zulässigen Spannungsband von $\pm 10\%$ der Nennspannung [IEC 2002] beim Endverbraucher gehalten. Dies erfolgt heute zu einem großen Teil durch die planerische Auslegung der Versorgungsnetze, betrieblich



durch die Blindleistungsbereitstellung der konventionellen Kraftwerke und die gezielte Stufung von Transformatoren. Darüber hinaus werden Blindleistungskompensationsanlagen und Spannungsregler im Stromnetz eingesetzt.

Der Rückbau von konventionellen Erzeugungsstrukturen (Stilllegung und geringere Betriebszeiten) kann zu einer sich vergrößernden Deckungslücke in der Blindleistungsbereitstellung führen. Im zweiten Entwurf des Netzentwicklungsplans 2013 ist dieses Problem näher erläutert [NEP 2013]. Die Bereitstellung von Blindleistung aus dem Verteilnetz wird allerdings nicht direkt in Betracht gezogen, sondern nur ergänzend aufgeführt [NEP 2012].

Werden DEA zukünftig zur Spannungshaltung im Rahmen der Netzplanung berücksichtigt, ist es sinnvoll, eine Blindleistungseinspeisung auch ohne Wirkleistungseinspeisung zu fordern. Diese Möglichkeit wird heutzutage durch die geltenden Richtlinien nicht berücksichtigt [Dena 2014; BDEW 2008; VDE 2015].

3.3.1. Übertragungsnetz

Die Spannungshaltung im Übertragungsnetz wird heutzutage durch die Steuerung von Großkraftwerken mittels Blindleistungseinspeisung realisiert. Dabei kann die Spannungshaltung im Gegensatz zur Frequenzhaltung nicht global den Transport, sondern nur lokal im jeweiligen Netzabschnitt erfolgen. Der Blindleistungsbedarf eines Übertragungssystems ist lastabhängig. Große Leistungstransite, z.B. verursacht durch die Verteilung erzeugter Windenergie, werden somit den Bedarf an Blindleistung erhöhen. Der Wegfall vieler konventioneller Kraftwerksanlagen erfordert auf Übertragungsnetzebene alternative Lösungsansätze [Dena 2014]:

- ▶ Installation zusätzlicher Kompensationsanlagen (Drosselspulen, Kondensatorbänke, Static Var Compensator (SVC), STATCOM)
- ▶ Ertüchtigung stillgelegter Kraftwerke und neuer Wasserstoffspeicherkraftwerke zum Phasenschieberbetrieb
- ▶ Einsatz von HGÜ-Konvertern
- ▶ Spannungsbedingter Redispatch (Einsatz marktbasierter stillstehender Kraftwerke mit technisch minimaler Wirkleistungseinspeisung)
- ▶ Stufung von Transformatoren
- ▶ Änderung der Netztopologie (z.B. Leitungsabschaltungen)
- ▶ Lastabschaltungen als Notfallmaßnahme

3.3.2. Verteilnetz

Durch die Wirkleistungseinspeisung von dezentralen Energieanlagen (DEA) auf Verteilnetzebene wird die Spannung im Verteilnetz lokal angehoben. Um diesem Effekt entgegenzuwirken, wird bereits heute von DEA ein Blindleistungsbeitrag gefordert.

Um das Potenzial der Blindleistungseinspeisung von DEA zu erhöhen, besteht zudem die Möglichkeit, die Auslegung der Wechselrichter auf eine höhere maximale Scheinleistung anzupassen, um bei maximaler Wirkleistungseinspeisung zusätzlich Blindleistung einspeisen zu können. Zu beachten ist jedoch, dass die Überdimensionierung der Wechselrichter Auswirkungen auf die Wirtschaftlichkeit der Anlage hat. Besondere Vorteile weist hier der regelbare Ortsnetztransformator (RONT) auf. Dies gilt insbesondere dann, wenn Blindleistungseinspeisung auf den unteren Spannungsebenen des Verteilnetzes nicht vergütet wird. Heute geltende Richtlinien schreiben eine Blindleistungsbereitstellung durch DEA grundsätzlich nur bei gleich-



zeitiger Wirkleistungseinspeisung vor. Ein Beitrag zur Spannungshaltung auf Verteilnetzebene, z.B. bei Nacht durch PVA, ist heute nicht vorgesehen. Ein Blindleistungsbedarf kann jedoch auch in Zeiten bestehen, in denen die Einspeisung aus EE gering ist.

Neben dieser vorgestellten Technologie existiert eine Vielzahl anderer Technologien zur Einhaltung der vorgeschriebenen Spannungsgrenzwerte der IEC60038. Die Auswahl einer geeigneten Technologie obliegt, wie bei der statischen Spannungshaltung, dem jeweiligen Netzbetreiber und muss im Einzelfall betrachtet werden. Diese Technologien stehen bereits heute am Markt zur Verfügung.

Bei voranschreitendem Ausbau der erneuerbaren Energien in Niederspannungsnetzen bestehender Leitungssysteme, steigt die Notwendigkeit aktiver Spannungshaltungssysteme in Verteilnetzen weiter an [Dena 2014].

3.3.3. Zeitgleicher Beitrag zur Spannungs- und Frequenzhaltung

Durch die Dezentralisierung von elektrischen Erzeugungsanlagen wird ein Großteil dieser Anlagen im Verteilnetz angeschlossen. Daher ist es denkbar, mit den oben aufgeführten Technologien zu einer teilweise dezentralisierten Erbringung von Systemdienstleistungen (SDL) zu kommen, die auch in höhere Spannungsebenen wirken können.

Erfolgt die Erbringung von SDL für das Übertragungsnetz zukünftig auch durch Verteilnetze, ist es sinnvoll, sowohl die Frequenzhaltung als auch die Spannungshaltung zeitgleich zu betrachten. So hat beispielsweise ein veränderter Wirkleistungsfluss durch RL-Erbringung im Übertragungsnetz direkten Einfluss auf das Spannungsniveau und somit auf den Blindleistungsbedarf der Übertragungsnetzknotten.

Wird eine Erbringung zukünftig auch auf Verteilnetzebene bereitgestellt, so ist zu beachten, dass diese nicht nur eine Auswirkung auf die Wirk- und Blindleistungsflüsse zur Spannungs- und Frequenzhaltung des Übertragungsnetzes hat, sondern dass auch Auswirkungen auf die Verteilnetzebene selbst zu berücksichtigen sind [Dena 2014].

3.4. Kurzschlussleistung

Heutzutage wird die Kurzschlussleistung in Fehlerfällen üblicherweise durch konventionelle KW bereitgestellt. Dabei dürfen dreipolige Netzanschlüsse im Nahbereich der Erzeugungseinheit 150 ms im gesamten Betriebsbereich nicht überschreiten. Durch den Ausbau EEA ist die zur Verfügung stehende Kurzschlussleistung bereits stark zurückgegangen und wird sich grundsätzlich zukünftig weiter verringern. Über Umrichter angeschlossene Anlagen, wie PV und WEA können maximal mit ihrem Betriebsstrom zur Bereitstellung von Kurzschlussleistung beitragen. Da diese Anlagen jedoch den bekannten Fluktuationen starker wetter- und tageszeitabhängiger Schwankungen unterliegen, müssen die Möglichkeiten für Umrichter zur Kurzschlussleistungseinspeisung ohne dazugehörige Wirkleistungseinspeisung genauer betrachtet werden [Dena 2014, Schnettler 2015]. Über Umrichter gekoppelte Energiespeicher können hier zukünftig eine tragende Rolle bzgl. der Leistungsbereitstellung über Umrichter spielen.

Zurzeit kann Kurzschlussleistung auch aus dem benachbarten Ausland bereitgestellt werden. Da konventionelle KW jedoch zukünftig auch im Ausland weniger zur Bereitstellung von Kurzschlussleistung zur Verfügung stehen sollten, die Erbringung jedoch zum sicheren Betrieb bei der Erfassung von Netzfehlern notwendig ist, müssen weitere Maßnahmen getroffen werden. [Dena 2014, Schnettler 2015].



Einige der möglichen Maßnahmen sind bereits durch den geplanten Ausbau im Drehstromübertragungsnetz getroffen worden. Nach Untersuchungen der RWTH Aachen [Schnettler 2015] reichen diese Ausbaumaßnahmen im Norden Deutschlands für den Zeitraum von 2019 bis 2023 nicht nur zur Kompensation der Kurzschlussleistung aus, sondern sorgen sogar für eine Erhöhung der Kurzschlussleistung in dem betrachteten Netzraum Niedersachsen. Auch das Abschalten des KKW Grohnde (spätestens 31.12.2021) und Emsland (spätestens 31.12.2022) kann dabei kompensiert werden. Inwieweit die HGÜ Erweiterung, insbesondere durch Offshore Windparks förderlich ist, lässt sich schwer sagen [Schnettler 2015]. Ob ein kurzzeitiger Überlastbetrieb von Umrichtersystemen für eine Kurzschlussleistungsbereitstellung genutzt werden kann, soll an der TU Clausthal in Form einer Dissertation untersucht werden.



4. Must-Run aus Niedersachsen

In diesem Abschnitt werden zwei besondere Zeiträume im Hinblick auf die Erzeugungsstruktur mit Fokus auf den niedersächsischen Kraftwerkspark analysiert und bewertet. Als erste Lastsituation wurde der 8. Mai 2016 gewählt. Aufgrund des Wochentags (Sonntag) war die Last relativ gering, gleichzeitig gab es eine sehr hohe Einspeisung aus den fluktuierenden Erzeugern Wind und PV. Als zweiter Zeitraum werden drei aufeinander folgende Tage betrachtet (28. bis 30. November 2015), an denen es durch einen Sturm mehrere Maßnahmen zum Einspeisemanagement als auch Redispatch-Maßnahmen gab.

4.1. Stromerzeugung und Preise am 8. Mai 2016

Am 8. Mai 2016 gab es in Deutschland eine besondere Lastsituation. Etwa 90% der Last konnten an diesem Tag über die Mittagszeit durch die Einspeisung aus erneuerbaren Energien gedeckt werden. Abbildung 21 zeigt den Erzeugungs- und Lastverlauf über diesen Tag.

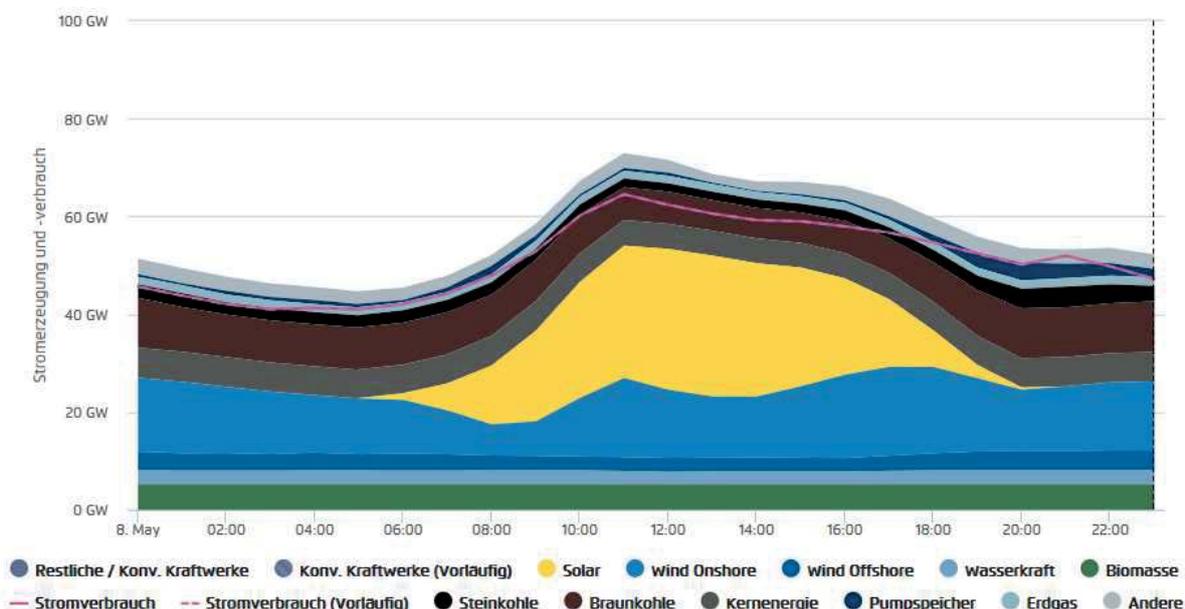


Abbildung 21: Stromerzeugung und -verbrauch am 8. Mai 2016 [Agora 2016]

Die hohe Einspeisung aus regenerativen Erzeugern in Kombination mit der relativ geringen Last führt zu deutlich negativen Preisen am Spotmarkt. Die Preise der Day-Ahead Auktion sanken in der Mittagszeit auf -130,09 €/MWh, am Intraday-Markt sogar auf -155,52 €/MWh. Insgesamt blieben die Preise am Spotmarkt über sieben Stunden hinweg im negativen Bereich. Bei diesen Tiefstpreisen wurden dennoch etwa 14 GW konventionell erzeugt [ISE 2016]. Nachfolgend wird der Betrieb des niedersächsischen, konventionellen Kraftwerksparks am 8. Mai 2016 analysiert. Hierbei wird betrachtet, welche Kraftwerke sich am Netz befanden, welche Kraftwerke möglicherweise auf Preissignale reagiert haben sowie die potentiellen Gründe für die jeweiligen Fahrweisen.

4.2. Analyse der konventionellen Kraftwerke Niedersachsens am 8. Mai 2016

Zur weitergehenden Untersuchung wird das Verhalten der Kraftwerke näher analysiert, welche am 8. Mai 2016 während des Zeitraums mit negativen Preisen Strom erzeugt haben. Sie werden anschließend in den folgenden Unterkapiteln einzeln betrachtet.



Tabelle 10 liefert einen Überblick über die niedersächsischen Kraftwerke mit einer Nennleistung über 100 MW.

Tabelle 10: Betriebsweise niedersächsischer Kraftwerke über 100 MW am Muttertag [EEX 2017]

BNetzA Nr	Typ	Name	KWK	Betrieb am 8. Mai 2016	Betrieb bei neg. Preisen am 8. Mai 2016
BNA0558	Pumpspeicher	Erzhausen	Nein	Ja	Ja
BNA0251	Kernenergie	Grohnde	Nein	Nein (Revision)	Nein
BNA0607	Kernenergie	Emsland A	Nein	Ja	Ja
BNA1061	Steinkohle	Wilhelmshaven	Nein	Nein	Nein
BNA1674	Steinkohle	Wilhelmshaven EN-	Nein	Nein	Nein
BNA0464	Steinkohle	Mehrum Block3	Nein	Nein	Nein
BNA0420	Steinkohle	Hannover Block1	Ja	Ja	Ja
BNA0421	Steinkohle	Hannover Block2	Ja	Ja	Ja
BNA1076a	Steinkohle	HKW West Block1	Ja	Ja	Ja
BNA1076b	Steinkohle	HKW West Block2	Ja	Ja	Ja
BNA0603/0604	Erdgas GUD	Emsland B	Ja	Nein	Nein
BNA0602/0605	Erdgas GUD	Emsland C	Ja	Nein	Nein
BNA0606	Erdgas GUD	Emsland D	Ja	Nein	Nein
BNA0239	Erdgas	Huntorf	Nein	Nein	Nein
BNA0419	Erdgas	Herrenhausen ¹	Ja	Nein	Nein
BNA0439	Braunkohle	Buschhaus	Nein	k.A. ²	k.A. ²
BNA0418	Erdgas GUD	Hannover GKL	Ja	k.A. ²	k.A. ²
BNA0918b	Erdgas	Dow Stade	Nein	k.A. ²	k.A. ²

¹ elektrisch außer Betrieb genommen ²Daten nicht in [EEX 2017] veröffentlicht

Nachfolgend werden die am 8. Mai 2016 betriebenen Kraftwerke einzeln auf ihre Fahrweise an diesem Tag hin untersucht.

Kernkraftwerk Emsland

Abbildung 20 zeigt den Fahrplan des Kernkraftwerks Emsland sowie den Day-Ahead Preis an der EPEX für den 8. Mai 2016. Die Stunden mit negativen Strompreisen sind in Rot hinterlegt.

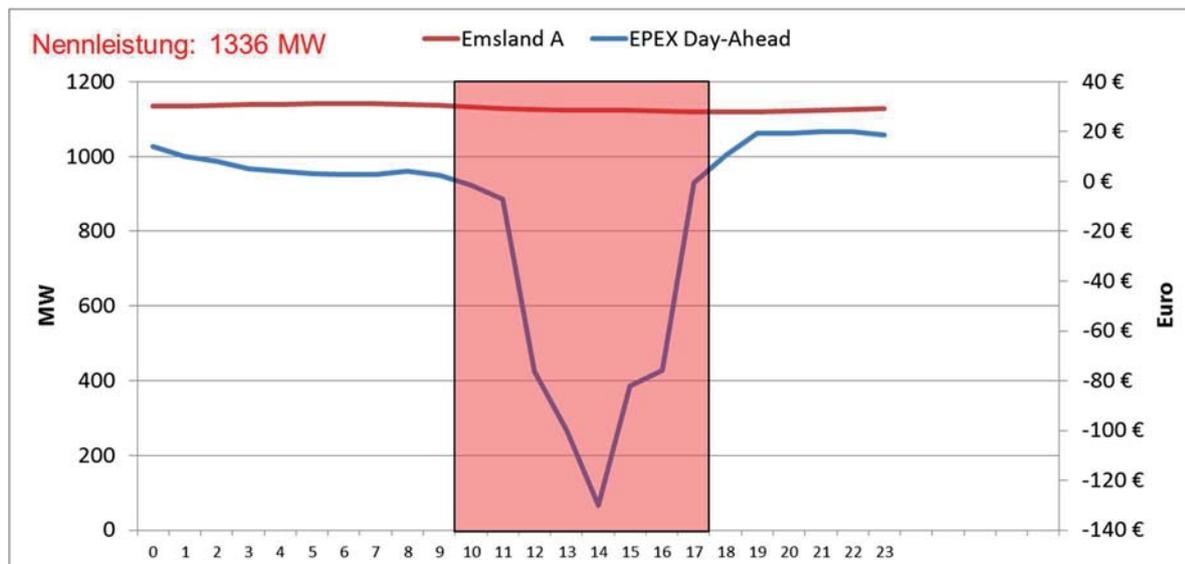


Abbildung 22: Fahrplan und Day-Ahead-Preis Kernkraftwerk Emsland (Datenquelle: EEX 2017)

Offensichtlich wurden keine Leistungsänderungen in Abhängigkeit des Day-Ahead Preises durchgeführt. Dafür kann es technische und betriebswirtschaftliche Gründe geben. Aus technischer Sicht kann eine Leistungsänderung generell oder speziell zu dem betrachteten Zeitpunkt nicht möglich gewesen sein. Aufgrund der anstehenden Revision des Kraftwerks ab dem 21.05.2016 hätte eine Leistungsreduktion möglicherweise negative Auswirkungen darauf haben können. Aus betriebswirtschaftlicher Perspektive könnte eine Leistungsminderung zu höheren Kosten führen als der Handel bei negativen Preisen. Mangels weiterer Details kann darüber keine Aussage getroffen werden.

Aus der Literatur wird jedoch ersichtlich, dass das Kernkraftwerk Emsland generell für den Lastfolgebetrieb ausgelegt wurde. Diese Aussage wird durch folgenden Auszug aus einer Pressemitteilung der RWE vom 20.08.2014 gestützt:

„Auch die Lingener Anlage kann in rund 60 Minuten bis zu 850 Megawatt Leistung reduzieren und damit zur Netzstabilität beitragen. Kleinere Netzschwankungen unter 100 Megawatt können vom Kernkraftwerk im Emsland automatisch ausgeglichen werden. Hier spricht man von der Primärregelreserve.“ [RWE 2014]

Das Kraftwerk ist somit technisch in der Lage, seine Leistung zu reduzieren. Einen Hinweis auf die sehr gute Regelbarkeit des Kernkraftwerks Emsland geben die Fahrplandaten für andere Zeiträume. Am 07.08.2016 reduzierte das KKW Emsland seine Leistung in der Mittagszeit (mit gleichzeitig hoher PV- und Windeinspeisung) zeitweise von 1340 MW auf 381 MW [EEX 2017]. In Abbildung 23 sind zudem An- und Abfahrvorgänge an zwei anderen Tagen dargestellt. Ein kontinuierlicher Betrieb in einem Arbeitspunkt unterhalb der Nennleistung scheint somit offensichtlich möglich.

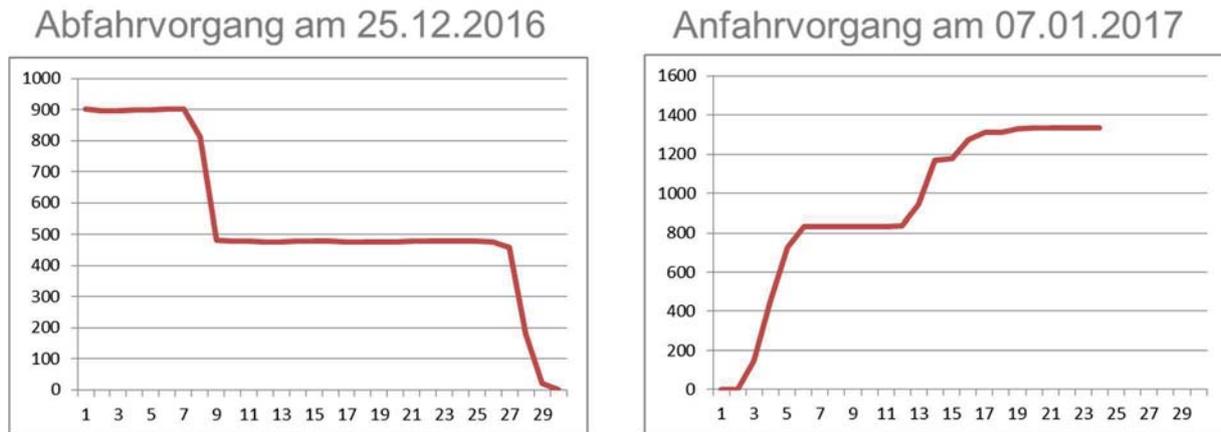


Abbildung 23: Exemplarischer An- und Abfahrvorgang des Kernkraftwerks Emsland (Datenquelle: EEX 2017)

Pumpspeicherkraftwerk Erzhausen

In dem Pumpspeicherkraftwerk Erzhausen werden vier Francis-Spiralturbinen mit einer Leistung von je 55 MW und vier weitere Pumpen betrieben. Fahrplandaten sind nur für die Generatoren verfügbar. Die Betriebsweise der Pumpen lässt sich somit nur indirekt herleiten.

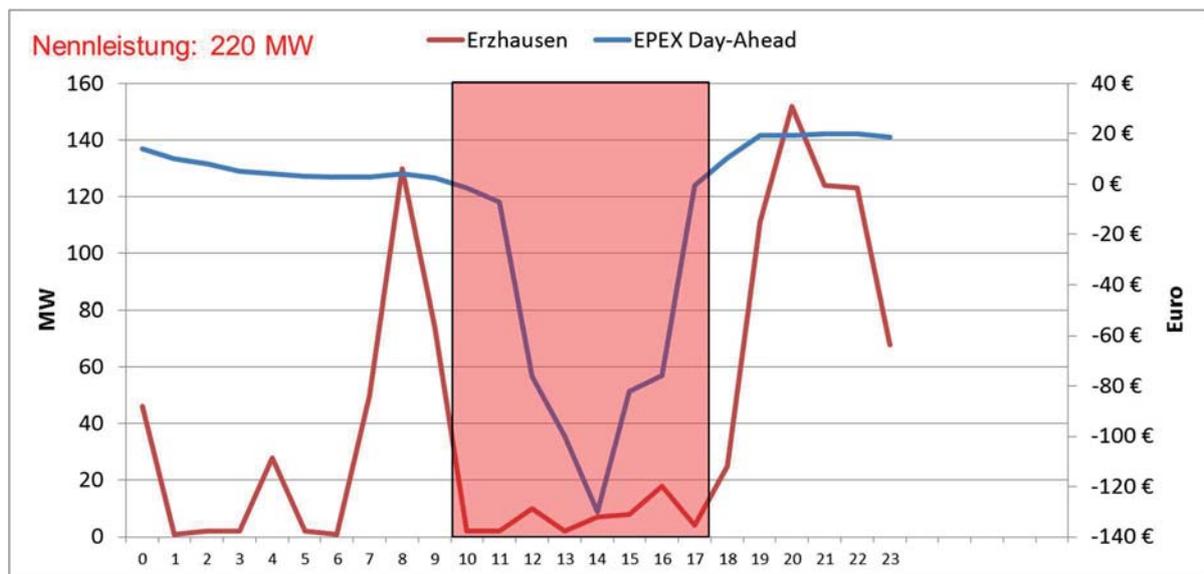


Abbildung 24: Fahrplan und Day-Ahead Preis des Pumpspeicherkraftwerks Erzhausen (Datenquelle: EEX 2017)

Der Fahrplan des Kraftwerks zeigt, dass das Pumpspeicherkraftwerk vor und nach dem Zeitraum negativer Preise Strom erzeugt. Die Erzeugung fällt in den Stunden mit negativen Preisen unter 20 MW. Dieses Verhalten zwischen 10 und 18 Uhr könnte ein Hinweis auf einen Bezug von Energie sein. Das Pumpspeicherkraftwerk würde somit genau dem typischen Wälzbetrieb folgen. Die geringe, aber noch vorhandene Erzeugung während der negativen Preise könnte ein Hinweis auf die Bereitstellung von Primärregelleistung sein.



Gemeinschaftskraftwerk Hannover (Stöcken)

Das Gemeinschaftskraftwerk Hannover besteht aus zwei Blöcken mit einer Erzeugungsleistung von je 136 MW. Betreiber sind die Stadtwerke Hannover AG und die Volkswagen Kraftwerke GmbH. Die KWK-Anlage wird sowohl für die Stromproduktion als auch für die Erzeugung von Fernwärme und Prozesswärme bzw. Raumwärme genutzt.

Abbildung 23 stellt die Fahrplandaten beider Blöcke sowie den Day-Ahead Strompreis dar. Es wird ersichtlich, dass während der negativen Preise die Leistung sichtbar reduziert wird.

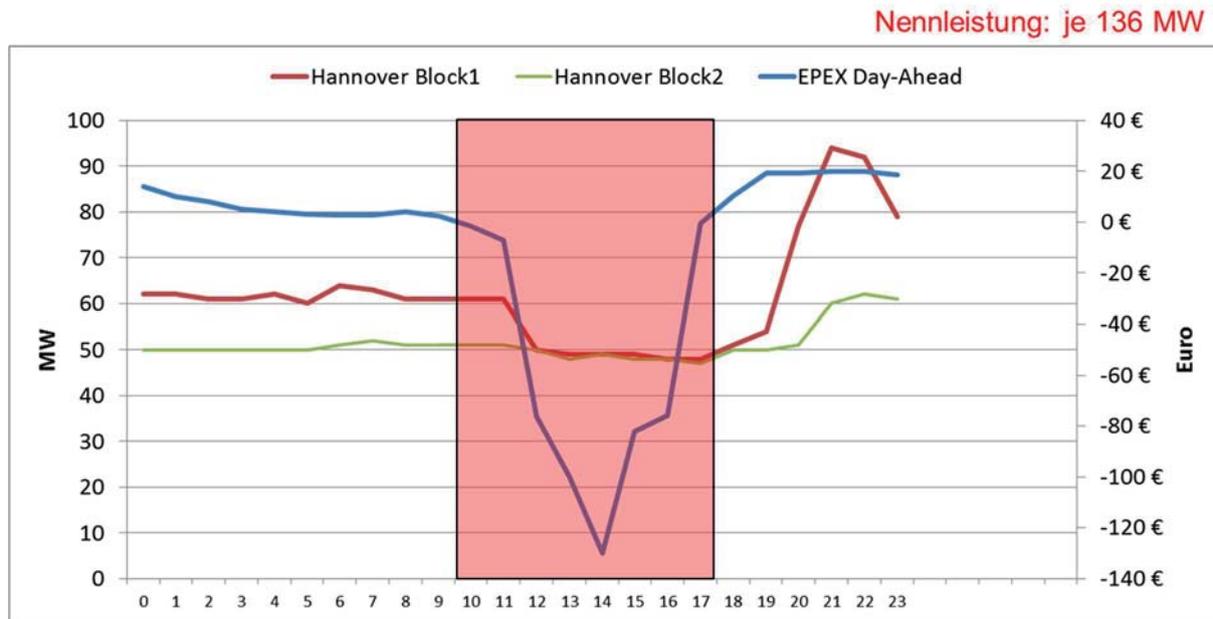


Abbildung 25: Fahrplan und Day-Ahead Preis des Gemeinschaftskraftwerks Hannover (Stöcken) [EEX 2017]

Der Betrieb als KWK-Anlage lässt vermuten, dass der Grund für ein Durchfahren der negativen Preise durch Wärme- oder Dampferzeugungsnwendigkeiten bedingt sein könnte.

Heizkraftwerk Wolfsburg West

Das HKW West in Wolfsburg besteht aus zwei Kraftwerksblöcken mit einer elektrischen Erzeugungsleistung von je 138,5 MW. Das Kraftwerk versorgt die Stadt Wolfsburg und das Volkswagenwerk mit Strom und Wärme.

Abbildung 24 zeigt die Fahrplan- und Strompreisdaten des Kraftwerks. Ähnlich wie bei dem Gemeinschaftskraftwerk Hannover lässt sich vermuten, dass beide Blöcke am Netz bleiben, weil Restriktionen bei der Wärmeversorgung ein Abschalten zu Zeiten negativer Preise verhindern.

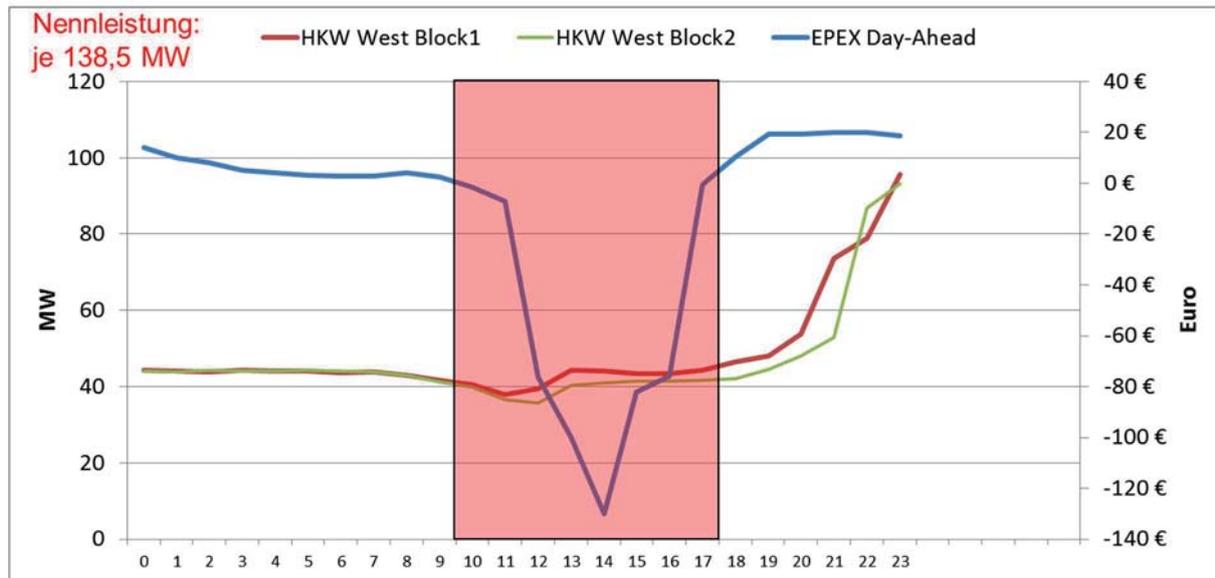


Abbildung 26: Fahrplan und Day-Ahead Preis des HKW Wolfsburg West [EEX 2017]

4.3. Kosten- und Erlösanalyse der produzierenden Erzeugungseinheiten

Tabelle 11 zeigt eine Auswertung über die rechnerisch zu erwirtschaftenden Erlöse bzw. Kosten für den reinen Stromverkauf anhand der veröffentlichten Fahrplandaten am Day-Ahead Markt der EPEX. Sie ist aufgeteilt auf die gesamte am Vortag gehandelte Zeitspanne von 0 bis 24 Uhr und den Zeitraum negativer Preise von 10 bis 17 Uhr. Die Werte sind auf volle Tausender gerundet.

Tabelle 11: Erlösanalyse nach Kraftwerken

Typ	Name	Kosten/Erlös 0-24 Uhr	Kosten/Erlös 10-17 Uhr
Pumpspeicher	Erzhausen	9.000 €	-3.000 €
Kernenergie	Emsland A	-347.000 €	-532.000 €
Steinkohle	Hannover Block1	-11.000 €	-23.000 €
Steinkohle	Hannover Block2	-14.000 €	-23.000 €
Steinkohle	HKW West Block1	-10.000 €	-20.000 €
Steinkohle	HKW West Block2	-9.000 €	-19.000 €

Das Pumpspeicherkraftwerk Erzhausen erwirtschaftet als einzige betrachtete Erzeugungsanlage über den gesamten betrachteten Tag einen Erlös von gut 9.000 Euro. Hierbei werden Erlöse durch das Einspeichern bzw. dem Einkauf am Day-Ahead Markt nicht berücksichtigt. Für alle anderen Anlagen führte der Verkauf von Energie am Day-Ahead Markt zu Kosten von bis zu knapp 350.000 Euro.

Für den Stromverkauf des KKW Emsland in der Zeit von 10 bis 17 Uhr fallen Kosten in Höhe von gut 530.000 Euro an. Ein Teil davon hätte durch eine Leistungsminderung verhindert werden können.



4.4. Regelleistung am 8. Mai 2016

Nachfolgend wird betrachtet, ob die betriebenen Kraftwerke am 8. Mai 2016 in Niedersachsen einen Beitrag zur Regelleistung geleistet haben könnten. An diesem Tag bestand aufgrund der hohen Einspeisung ein ebenfalls hoher Bedarf an negativer Minutenreserveleistung (MRL). In Abbildung 25 sind zum einen die vorgehaltene Leistung negativer und positiver MRL dargestellt und zum anderen die tatsächlichen Abrufe.

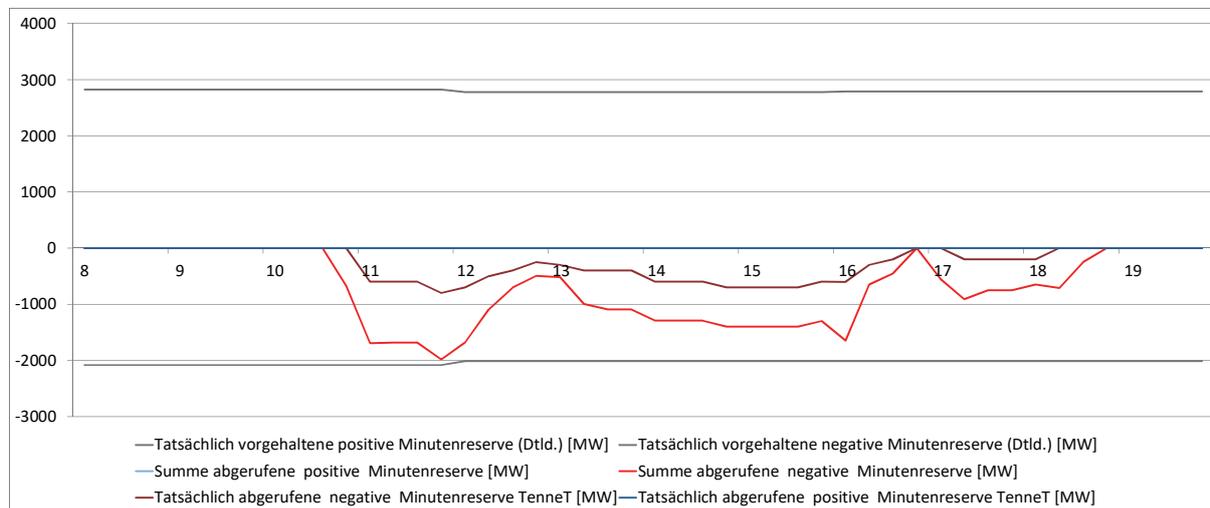


Abbildung 27: Negative Minutenreserveleistung am 8. Mai 2016 zwischen 8 und 20 Uhr

Insbesondere zwischen 10 und 17 Uhr, im Zeitraum negativer Strompreise, wird sehr viel negative MRL abgerufen. Zwischen 11 und 12 Uhr wird die vorgehaltene, negative MRL nahezu vollständig erbracht. Bei den niedersächsischen Kraftwerken ist keine Reaktion erkennbar (vgl. Abschnitt 4.2). Daraus lässt sich ableiten, dass diese Kraftwerke keine negative MRL bereitstellen und somit nicht am Markt für MRL teilnehmen. Eine Bereitstellung von MRL stellt daher keinen möglichen Grund für den Betrieb der Kraftwerke bei Vollast dar.

Für die Sekundärregelleistung (SRL) sieht der Verlauf der Abrufe um die Mittagszeit ähnlich aus (vgl. Abbildung 26). Auch hier ist der Bedarf an neg. SRL insbesondere zwischen 10 und 14 Uhr sehr hoch. Auch eine Bereitstellung von neg. SRL kann damit nahezu ausgeschlossen werden.

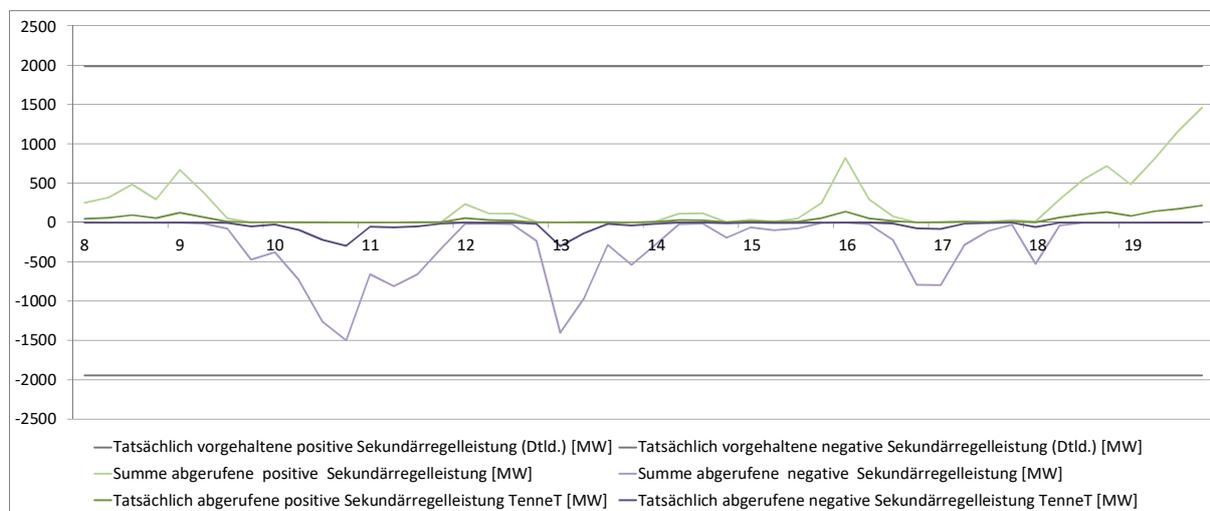


Abbildung 28: Negative Sekundärregelleistung am 8. Mai 2016 zwischen 8 und 20 Uhr



Die durchschnittlichen sowie maximalen Leistungs- und Arbeitspreise für negative MRL am 8. Mai 2016 sind nachfolgend aufgelistet (Tabelle 12). Mit der Bereitstellung von negativer MRL hätten zusätzliche Erlöse erzielt werden können.

Tabelle 12: Mittlerer Leistungspreis und Grenzleistungspreis für negative Minutenreserveleistung am 8. Mai 2016

Zeitscheibe für neg. MRL	Mittlerer Leistungspreis [€/MWh]	Grenzleistungspreis [€/MWh]
0-4 Uhr	7,73	19,40
4-8 Uhr	8,15	20,00
8-12 Uhr	8,94	23,00
12-16 Uhr	26,71	48,28
16-20 Uhr	9,49	22,55
20-24 Uhr	3,43	7,40

Auch die mittleren Arbeitspreise für negative MRL lagen an dem betrachteten Tag vergleichsweise hoch: In der Zeitscheibe von 8-12 Uhr konnten 2.241,79 €/MWh erzielt werden, zwischen 12 und 16 Uhr 2.295,45 €/MWh. Der maximale Arbeitspreis lag in beiden Zeitscheiben bei 99.000 €/MWh.

4.5. Fazit zum 8. Mai 2016

Am 8. Mai 2016 wurden etwa 90% der Last über die Mittagszeit durch die Einspeisung aus erneuerbaren Energien gedeckt. An diesem Tag waren neun der 15 betrachteten niedersächsischen Kraftwerke abgeschaltet. Sie reagierten offensichtlich auf Preissignale der Spotmärkte.

Obwohl das Kernkraftwerk Emsland technisch dazu in der Lage ist, seine Leistung zu reduzieren, erfolgt trotz deutlich negativer Preise am Day-Ahead und Intraday-Markt keine Leistungsanpassung. Das Pumpspeicherkraftwerk Erzhausen hingegen reagiert auf Netz- und Preissignale, während die Kraftwerksparks in Hannover und Wolfsburg möglicherweise Restriktionen durch die Wärme- und/oder Dampfversorgung folgen müssen.

Es wird deutlich, dass Potentiale zur weiteren Reduzierung von konventioneller Erzeugung an diesem Tag mit einer hohen Einspeisung aus erneuerbaren Energien, insbesondere beim Kernkraftwerk Emsland, vorhanden gewesen wären.

4.6. Einspeisesituationen der niedersächsischen Kernkraftwerke (KKW) vom 28. - 30. November 2015

Neben den Erkenntnissen aus der vorangegangenen Analyse wird in diesem Abschnitt das Einspeiseverhalten der niedersächsischen Kernkraftwerke in einem Zeitraum mit Einspeisemanagement-Maßnahmen betrachtet. Es wurden die Tage vom 28.-30. November 2015 gewählt. Innerhalb dieser Zeitperiode trat ein Sturm auf, sodass entsprechend große Leistungen von On- und Offshore-Windparks erzeugt wurden. Zeitweise wurden diese von den Netzbetreibern durch Einspeisemanagement-Maßnahmen abgeregelt, um die Netze nicht zu überlasten.



In Abbildung 27 ist der Einspeiseverlauf über den betrachteten Zeitraum zu sehen. Deutlich sichtbar ist die hohe Windeinspeisung, die durch die mittel- und dunkelblauen Flächen dargestellt ist.

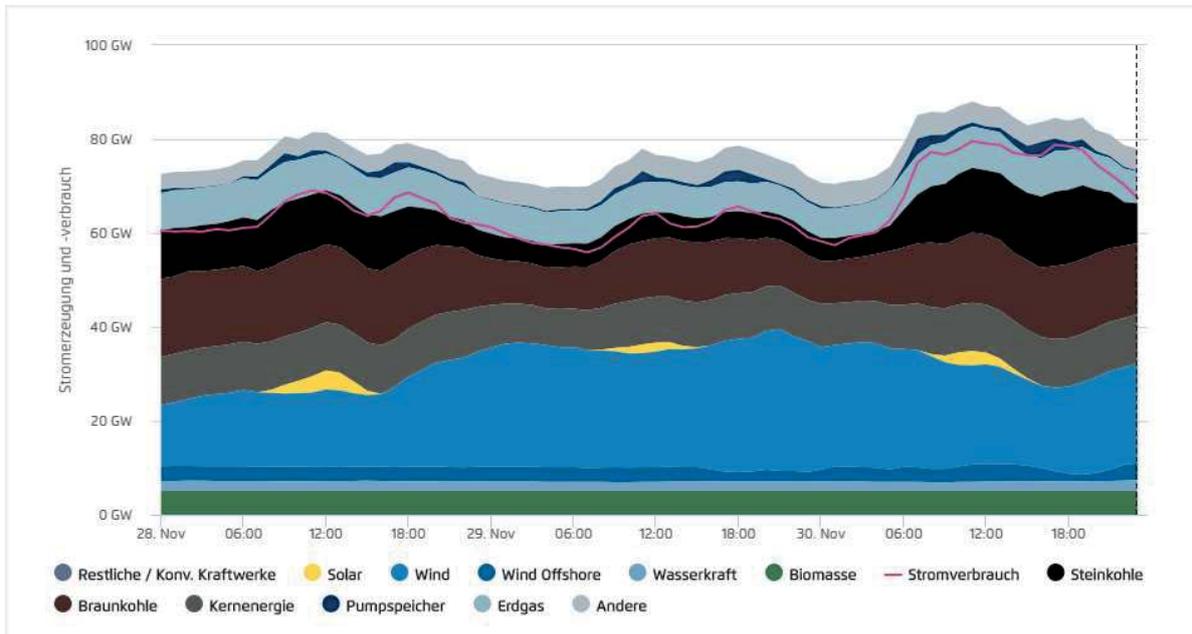


Abbildung 29: Einspeisung vom 28.-30. November 2015 [Agora 2016]

Abbildung 28 zeigt die Fahrplandaten für die Kernkraftwerke Emsland und Grohnde sowie die Preise am Day-Ahead Markt für die drei Tage 28.-30. November 2015. Rot gekennzeichnet sind die Stunden negativer Preise am Spotmarkt. Ebenfalls dargestellt sind die Redispatch-Maßnahmen, welche die Übertragungsnetzbetreiber aufgrund von Netzengpässen durch die starke Windeinspeisung anforderten.

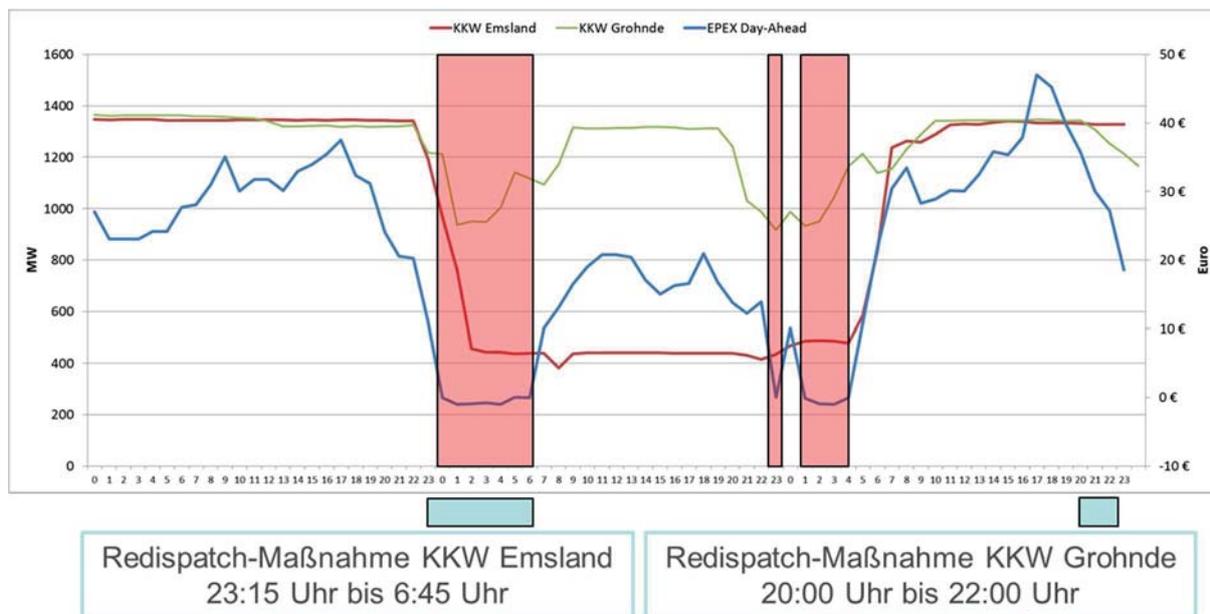


Abbildung 30: Zeitlicher Einspeiseverlauf des KKW Emsland und des KKW Grohnde gegenüber dem Strompreis (Datenquelle: EEX 2017)



Das KKW Emsland reduziert seine Leistung in der Nacht des 28.11.2015 deutlich von etwa 1.370 MW auf ca. 450 MW. Dieser Verlauf ist primär durch die Redispatch-Maßnahme zu erklären. Am 28.11.2015 wurde eine Leistungsreduzierung um 600 MW und am 29.11.2015 um 800 MW angefordert. Trotz einer zwischenzeitlichen Aufhebung des Redispatch-Vorgangs speist das KKW Emsland über den weiteren Tagesverlauf des 29.11.2015 durchgängig ca. 450 MW ein. In den Morgenstunden des 30. November 2015 fährt das KKW Emsland wieder auf seine Nennleistung hoch.

Das KKW Grohnde erfährt erst am Ende des Betrachtungszeitraumes, von 20:00 Uhr bis 22:00 Uhr, eine Redispatch-Maßnahme. Trotzdem reduziert das Kraftwerk bereits vorher seine Leistung von 1.325 MW auf etwa 950 MW in der Nacht des 28.11.2015. Eine Korrelation zu dem negativen Strompreis ist deutlich erkennbar, sodass diese Preissignale ein Grund für die Leistungsreduzierungen in diesen Zeiträumen sein könnten. Sobald der Strompreis wieder in einen positiven Wert übergegangen ist, steigt die eingespeiste Leistung des KKW Grohnde wieder auf die Nennleistung an.

Die Betrachtung der Regelleistungsbereitstellung und -abrufe lässt keine zusätzlichen Schlüsse auf die Fahrweisen der beiden Kernkraftwerke zu.

4.7. Fazit der Einspeisesituation der nieders. KKW zum 28. - 30. November 2015

An den analysierten drei Tagen im November 2015 gab es eine sehr hohe Windeinspeisung insbesondere im Norden Deutschlands, so auch in Niedersachsen. Netzengpässe führten dazu, dass die Übertragungsnetzbetreiber Redispatch- und Einspeisemanagement-Maßnahmen einleiten mussten, um die Netze nicht zu überlasten.

Die Untersuchungen zu der eingespeisten Leistung der beiden niedersächsischen Kernkraftwerke Emsland und Grohnde lassen einige Schlussfolgerungen zu. Kernkraftwerke im Allgemeinen sind technisch in der Lage, ihre Leistung zu reduzieren. Während das KKW Emsland auf Redispatch reagieren muss, passt das KKW Grohnde seine Leistung möglicherweise aufgrund von Preissignalen am Spotmarkt an.

Beide Kernkraftwerke sind technologisch ähnlich und können hohe Gradienten abfahren. Ein Teillastbetrieb der Kernkraftwerke in mehreren Stunden negativer Preise kann dazu führen, dass die konventionelle Erzeugung weiter verringert wird und erneuerbare Energien mehr Leistung einspeisen können. Das Potential zu einer weiteren Leistungsreduzierung ist, wie am 8. Mai 2016, auch vom 28.-30. November 2015 zu erkennen.



Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Technische Mindesterzeugung S_{MR} zur Aufrechterhaltung des Frequenzgradienten von 2 Hz/s bis 2030 bei Ausbau von EE-Anlagen.....	1
Tabelle 2: Maximal zulässige Frequenzgradienten anderer Netzregionen ¹ [Dena 2016] ² [Schnettler 2015]	11
Tabelle 3: Anteil erneuerbarer Energien bis 2030 aus (EEG 2017) und gewählte Modellparameter. ¹ [Agora 2016]; ² linear interpoliert aus angrenzenden Stützjahren; ³ mittlerer Wert aus EEG 2017.	18
Tabelle 4: Aus Sicht der zu erzeugenden Energiemenge ist es nicht notwendig zu jeder Zeit im Jahr Kraftwerke einzusetzen. Daraus ergeben sich mögliche Abschaltzeiten für alle konventionellen Kraftwerke:	19
Tabelle 5: Technische Daten der verschiedenen Kraftwerkstypen (Görner 2016)	24
Tabelle 6: Zulässige Häufigkeit von Lastwechseln für KWU-Druckwasserreaktoren [Renneberg 2011], [Ludwig 2010]	25
Tabelle 7: Berechnungsbeispiel: Technische Daten des niedersächsischen Kraftwerksparks nach Abs. 2.6 für Kraftwerke mit $S_{nenn} \geq 100 MW$ (¹ Kraftwerkspark Niedersachsen: [BNetzA 2016]; ² Teillastoptimierung: [Görner 2016]; ³ zusätzlicher Druckluftspeicher implementiert; ⁴ elektrisch außer Betrieb genommen, allerdings startbereit)	26
Tabelle 8: durchschnittliche spezifische Mindestleistung in Niedersachsen (Index N) und Deutschland (Index D) (Teillastoptimierung: [Görner 2016]; Kraftwerkspark Niedersachsen/ Deutschland: [BNetzA 2016]); bedingt durch die geplante Stilllegung der niedersächsischen Kernkraftwerke, sind die Werte ab 2025 ohne diese Kraftwerke berechnet.	27
Tabelle 9: Technische Mindesterzeugung S_{MR} zur Aufrechterhaltung des Frequenzgradienten von 2 Hz/s bis 2030 bei Ausbau von EE-Anlagen in Niedersachsen (Index N) und Deutschland (Index D) ¹ empfohlene Netzanlaufzeit laut [Anderson 2003]; ² Netzanlaufzeit laut: [50Hertz 2014], [ENTSO-E 2016].	28
Tabelle 10: Betriebsweise niedersächsischer Kraftwerke über 100 MW am Muttertag [EEX 2017]	41
Tabelle 11: Erlösanalyse nach Kraftwerken.....	45
Tabelle 12: Mittlerer Leistungspreis und Grenzleistungspreis für negative Minutenreserveleistung am 8. Mai 2016	47



Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Fahrweise der am 8. Mai 2016 im Betrieb befindlichen niedersächsischen Kraftwerke (roter Bereich: negative Strompreise)	2
Abbildung 2: Technisch erforderlicher Must-Run verglichen mit der betriebsbedingten Erzeugung	5
Abbildung 3: Niedersächsischer, konventioneller Kraftwerkspark mit Anteil an KWK-fähigen Kraftwerken über 100 MW (Datenquelle: [BNetzA 2016]).....	6
Abbildung 4: Leistungsbereitstellung durch Wind- und Solarenergie im März 2012 im Vergleich zu 2015 bei angewandtem Solidaransatz.....	7
Abbildung 5: Exemplarische Leistungseinspeisung durch Wind- und Solarenergie im März 2015 gegenüber postulierten Werten für 2030 bei linearem EE-Zubau in Niedersachsen unter gleichen Umweltbedingungen (Quelle Datensätze: [Faulstich 2016-2])	8
Abbildung 6: Einordnung und Wirkungsweise der Momentanreserve in die Frequenzhaltungs-SDL bei einem spontanen Frequenzeinbruch (Eigene ergänzte Darstellung, Original: [Gasch 2005]).	10
Abbildung 7: Netzanlaufzeiten von konventionellen Kraftwerken (veränderte Darstellung nach: [Tielens 2015]). Allgemein sind eine große Streuung der Netzanlaufzeit bei vergleichbarer Nennscheinleistung und ein abnehmender Trend für Kraftwerke größerer Anschlussleistung zu erkennen.	14
Abbildung 8: Darstellung der Jahresdauerlinien Niedersachsens des Referenzjahrs 2015 inkl. Export aus Überproduktion konventioneller Kraftwerke (Datenquelle [Agora 2016]). Die Einteilung besteht aus den drei Teilbereichen: Maximale Residuallast (I), Linearbereich (II) und Bereich minimaler Residuallast (III).	15
Abbildung 9: Darstellung der Jahresdauerlinien Niedersachsens: Referenzjahr 2015 reduziert um den Export konventionell erzeugter Leistung über die Republikgrenzen. Zum Vergleich ist das Momentanreservedargebot aus Abbildung 8 gestrichelt hinzugefügt (Ursprüngliche Datenquelle: [Agora 2016]).	16
Abbildung 10: Auswertung der historischen Jahresdauerlinien Niedersachsens: Detailansicht von 250h mit geringster Residuallast. Alle Ganglinien sind um den Export elektrischer Leistung über die Republikgrenzen reduziert. Im Vergleich zwischen den Jahresganglinien ist eine allgemeine Reduktion des Momentanreserve Dargebots zu beobachten. Diese Eigenschaft ist auf den Ausbau EE und den damit reduzierten Einsatz konventioneller Kraftwerke zurückzuführen. Eine Unterschreitung kann auch in den nächsten Jahren (vgl. Abs. 2.5) z.B. mit einem definierten Teillastbetrieb konventioneller Kraftwerke der allgemeinen Versorgung und von Industriekraftwerken verhindert werden.....	17
Abbildung 11: Grundlegendes Modell der Sektorkopplung zwischen elektrischer, thermischer und stofflicher Energie als Grundlage des Gutachtens [Faulstich 2016-2].	18



Abbildung 12: Auswertung der aus den Modelldaten erzeugten Residuallastkennlinien zur technischen Mindesterzeugung in Niedersachsen bei geringem Speicherausbaustand nach [Faulstich 2016-2]. Die sich aus den Wetterverhältnissen einstellenden EE-Leistungs-Angebote werden durch konventionelle Kraftwerke ergänzt, sodass eine Versorgung aller Netzteilenehmer gewährleistet ist. Durch den stetigen Zubau von EE ist es bis zu ca. 1150 h im Jahr 2030 nicht mehr nötig zu jedem Zeitpunkt konventionelle Kraftwerke zu betreiben um ausreichend elektrische Leistung anzubieten. Da allerdings zu diesen Zeitpunkten keine Momentanreserve angeboten werden kann, muss ein Mindestmaß an konventionellen Kraftwerken weiterhin am Netz betrieben werden.	20
Abbildung 13: Exemplarisches Funktionsschema am Beispiel des Gaskraftwerks Franken [Görner 2016]	22
Abbildung 14: Betrieb des Kernkraftwerks Neckarwestheim I (GKN I) im Jahr 2009 [Ludwig 2010]	25
Abbildung 15: Zeitabhängigkeit der konventionellen Mindesterzeugung: Entwicklung der technischen Mindesterzeugung bis 2030 unter Berücksichtigung der Modellannahmen. Es ist eine allgemeine Reduktion von 2015-2025 zu erkennen, die vorwiegend auf eine mögliche Kraftwerksmodernisierung und der geplanten Abschaltung aller KKW's zurückzuführen ist. Für die Erhöhung der technischen Mindesterzeugung in den letzten 500h (besonders in 2030) ist hingegeben auf eine EE-Erzeugung zurückzuführen die oberhalb des Verbrauchs im betrachteten Netzgebiet ist.....	28
Abbildung 16: Fast-Frequency-Response durch Arbeitspunktverschiebung bei Photovoltaik-Anlagen (links); Original: [Rahmann 2014]. Tagesleistungsgang des Solarkraftwerks „Illumina PV Plant“ in Guayama Puerto Rico. Durch den Drosselbetrieb lässt sich eine Leistungsreserve bei Bedarf einspeisen (rechts); Original: [Gevorgian 2016].	31
Abbildung 17: Anwendungsbeispiel zur Regelleistungsbereitstellung aus Windenergieanlagen; links: erhöhte Leistungseinspeisung als Wirkung auf einen Frequenzeinbruch; rechts: Abbremsung des mechanischen Strangs der WEA als Reaktion auf die erhöhte Leistungsabgabe [Erlich 2010].	32
Abbildung 18: a: Leistung, Zeitbereich und Energiedichte verschiedener Speichertechnologien; b: Leistungsdaten von Batterien im RAGONE-Diagramm [Kurzweil 2015].....	34
Abbildung 19: Exemplarische Berechnung 2030: Möglichkeit zur Integration aller dargebotsabhängiger Leistungsquellen zur Momentanreservebereitstellung mit der Unterstützung von Li-Ion Speichern zur Aufrechterhaltung der Systemstabilität in Anlehnung an Abbildung 12. Die hier dargestellten Fähigkeiten der Kraftwerke werden durch WEA $PM - Res Wind$, PVA $PM - res PV$ ergänzt. Aus der Darstellung lässt sich entnehmen, dass mit diesem Momentanreserve-Leistungsmix noch nicht zu jeder Stunde im Jahr Stabilitätsgrenzen	



	eingehalten werden können. Der erforderliche technische Einsatz von Speichern ist Gegenstand weiterer Forschung.	35
Abbildung 20:	Detailansicht zur Exemplarische Berechnung 2030: Möglichkeit zur Integration aller dargebotsabhängiger Leistungsquellen zur Momentanreservebereitstellung mit der Unterstützung von Li-Ion Speichern zur Aufrechterhaltung der Systemstabilität in Anlehnung an „A“: Konventionelle KW werden abgeschaltet und stellen die Momentanreserve nicht mehr zur Verfügung. Wenn die konv. KW jedoch in den Teillastbetrieb gehen, könne diese bis B noch ausreichend Momentanreserve bereitstellen. Bis „C“ können die WEA den Bedarf decken. Bis „D“ kann durch die Ergänzung von PV mit MPP-Verschiebung ausreichend Momentanreserve bereitgestellt werden. Nach Zeitdauer „E“ erbringen konv. KW keinerlei Residuallast mehr. Die durch Speicher zu deckende Restresiduallast ist im grau schraffierten Bereich wiederzufinden.	36
Abbildung 21:	Stromerzeugung und -verbrauch am 8. Mai 2016 [Agora 2016]	40
Abbildung 22:	Fahrplan und Day-Ahead-Preis Kernkraftwerk Emsland (Datenquelle: EEX 2017)	42
Abbildung 23:	Exemplarischer An- und Abfahrvorgang des Kernkraftwerks Emsland (Datenquelle: EEX 2017)	43
Abbildung 24:	Fahrplan und Day-Ahead Preis des Pumpspeicherkraftwerks Erzhausen (Datenquelle: EEX 2017)	43
Abbildung 25:	Fahrplan und Day-Ahead Preis des Gemeinschaftskraftwerks Hannover (Stöcken) [EEX 2017]	44
Abbildung 26:	Fahrplan und Day-Ahead Preis des HKW Wolfsburg West [EEX 2017]	45
Abbildung 27:	Negative Minutenreserveleistung am 8. Mai 2016 zwischen 8 und 20 Uhr	46
Abbildung 28:	Negative Sekundärregelleistung am 8. Mai 2016 zwischen 8 und 20 Uhr	46
Abbildung 29:	Einspeisung vom 28.-30. November 2015 [Agora 2016]	48
Abbildung 30:	Zeitlicher Einspeiseverlauf des KKW Emsland und des KKW Grohnde gegenüber dem Strompreis (Datenquelle: EEX 2017)	48



Literaturverzeichnis

- [50Hertz 2014] 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH und TransnetBW GmbH, *Auswirkungen reduzierter Schwungmasse auf einen stabilen Netzbetrieb*, 2014
- [Ackermann 2012] T. Ackermann (Hrsg.), *Wind power in power systems*, 2. ed., Wiley Verlag, 2012
- [Anderson 2003] P. M. Anderson und A. A. Fouad, *Power system control and stability*, Wiley Verlag, 2003.
- [Agora 2014] Agora Energiewende, *Negative Strompreise: Ursache und Wirkungen – Eine Analyse der aktuellen Entwicklungen – und ein Vorschlag für ein Flexibilitätsgesetz*, 2014.
- [Agora 2016] Agora Energiewende (2016), *Agorameter*, Verfügbar unter: <https://www.agora-energiewende.de/de/themen/-agothem-/Produkt/produkt/76/Agorameter/> [Zugriff am 15.9.2016].
- [Beck 2007] H.P.-Beck et al., *Konditionierungseinrichtung für Energieversorgungsnetze*, Patent EP2070174B1, 2007.
- [BDEW 2008] Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V (BDEW), *Technische Richtlinie: Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz, Richtlinie für Anschluss und Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz*, 2008.
- [Beekmann 2013] A. Beekmann, *Verfahren zum Betreiben einer Windenergieanlage*, Patent EP2647840A1, 2013, Verfügbar unter: <https://google.com/patents/EP2647840A1?cl=zh> [Zugriff am 21.9.2016].
- [Bialasiewicz 2008] J. T. Bialasiewicz, Renewable Energy Systems With Photovoltaic Power Generators, *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, Bd. 55, Nr. 7, S. 2752-2758, 2008.
- [BNetzA 2016] Bundesnetzagentur, *Kraftwerkliste Bundesnetzagentur (bundesweit; alle Netz- und Umspannebenen) Stand 10.05.2016*; Internetdokument: [Zugriff am 08.01.17]
- [BNetzA 2017] Bundesnetzagentur, *Bericht über die Mindesterzeugung*; Internetdokument: [Zugriff am 02.06.17]
- [Calabria 2015] M. Calabria, W. Schumacher, J. M. Guerrero, J. C. Vasquez und X. Zhao, *Stability analysis and design of the improved droop controller on a voltage source inverter, IEEE 6th International Symposium on Power Electronics for Distributed Generation Systems (PEDG)* S. 1–9, 2015.
- [Chen 2011] Y. Chen, R. Hesse, D. Turschner und H.-P. Beck, *Improving the grid power quality using virtual synchronous machines*, 2011 International Conference on Power Engineering, Energy and Electrical Drives (POWERENG), S. 1–6, 2011.
- [Chen 2016] Y. Chen, *Virtuelle Synchronmaschine (VISMA) zur Erbringung von Systemdienstleistungen in verschiedenen Netzbetriebsarten*, Dissertation TU Clausthal, Schriftenreihe des Energie-Forschungszentrums Niedersachsen Band 41, Okt. 2016, ISBN 978-3-7369-9331-0
- [Consentec 2016] Consentec GmbH, *Konventionelle Mindesterzeugung – Einordnung, aktueller Stand und perspektivische Behandlung*, 2016.
- [D'Arco 2013] S. D'Arco und J. A. Suul, *Virtual synchronous machines — Classification of implementations and analysis of equivalence to droop controllers for microgrids*, 2013 IEEE Grenoble PowerTech (POWERTECH), S. 1–7, 2013.
- [Dena 2014] Deutsche Energie-Agentur GmbH (Dena), *dena-Studie Systemdienstleistungen 2030, Sicherheit und Zuverlässigkeit einer Stromversorgung mit hohem Anteil erneuerbarer Energien*, Berlin, 2014.
- [Dena 2016] Deutsche Energie-Agentur GmbH (Dena), *Analyse: Momentanreserve 2030 - Bedarf und Erbringung von Momentanreserve 2030*, 2016.
- [Destatis 2016] Statistisches Bundesamt, Internetquelle, Verfügbar unter: <https://www.destatis.de/DE/ZahlenFakten/LaenderRegionen/Regionales/Gemeindeverzeichnis/Administrativ/Aktuell/02Bundeslaender.html> [Zugriff am 12.03.17]
- [EEX 2017] European Energy Eschange AG, Internetquelle, Verfügbar unter: <https://www.eex-transparency.com/homepage/power/germany/production/usage/actual-production-100-mw-> [Zugriff am 08.03.2017]



- [Elsner 2015] P. Elsner und D. U. Sauer, Energiespeicher: Technologiesteckbrief zur Analyse „Flexibilitätskonzepte für die Stromversorgung 2050“, acatech, 2015
- [ENTSO-E 2016] European Network of Transmission System Operators for Electricity, Frequency Stability Evaluation Criteria for the Synchronous Zone of Continental Europe, März 2016
- [Erich 2010] I. Erlich und M. Wilch, *Primary frequency control by wind turbines*, 2010 IEEE Power and Energy Society General Meeting, S. 1–8, 2010.
- [Faulstich 2016-1] M.Faulstich, H.-P. Beck et al., *Szenarien zur Energieversorgung in Niedersachsen im Jahr 2050 - Gutachten*, (Auftraggeber und Herausgeber: Niedersächsisches Ministerium für Umwelt, Energie und Klimaschutz, Hannover, 2016).
- [Faulstich 2016-2] M.Faulstich, H.-P. Beck et al., *Zusatzgutachten zeitlich höher aufgelöste Szenarien; Szenarien zur Energieversorgung in Niedersachsen 2050 - Gutachten*, (Auftraggeber und Herausgeber: Niedersächsisches Ministerium für Umwelt, Energie und Klimaschutz, Hannover, 2016).
- [FGH 2012] Forschungsgemeinschaft für Elektrische Anlagen und Stromwirtschaft (FGH) e.V. in Kooperation mit Consulting für Energiewirtschaft und -technik GmbH und Institut für Elektrische Anlagen und Stromwirtschaft (IAEW) der RWTH Aachen, *Studie zur Ermittlung der technischen Mindesterzeugung des konventionellen Kraftwerksparks zur Gewährleistung der Systemstabilität in den deutschen Übertragungsnetzen bei hoher Einspeisung aus erneuerbaren Energien*, Abschlussbericht, 2012.
- [Gasch 2005] R. Gasch, J. Twele, P. Bade, W. Conrad, C. Heilmann, K. Kaiser, R. Kortenkamp, M. Kühn, W. Langreder, J. Liersch, J. Maurer, A. Reuter, M. Schubert, B. Sundermann und A. Stoffel, *Windkraftanlagen*, 4. Auflage, Wiesbaden, Vieweg+Teubner Verlag, 2005.
- [GE 2009] GE Energy Creative Services, *Fact Sheet: Wind Inertia(TM) Control*, 2009. Verfügbar unter: http://site.ge-energy.com/prod_serv/products/renewable_energy/en/downloads/GEA17210.pdf
- [Gevorgian 2016] B. O. Vahan Gevorgian, *Advanced Grid Friendly Controls Demonstration Project for Utility-Scale PV Power Plants*, National Renewable Energy Laboratory, 2016.
- [Görner 2016] K. Görner, D. U. Sauer (Hrsg.), Konventionelle Kraftwerke. Technologiesteckbrief zur Analyse *Flexibilitätskonzepte für die Stromversorgung 2050*, Schriftenreihe Energiesysteme der Zukunft, Februar 2016
- [Heldt 2012] J. Heldt, *Vorlesung: Sonderprobleme elektrischer Maschinen*, Teil 9: S. 35ff, Tu-Clausthal, 2012.
- [Hundt 2009] M. Hundt, R. Barth, N. Sun, S. Wissel, A. Voß, *Verträglichkeit von erneuerbaren Energien und Kernenergie im Erzeugungssportfolio. Technische und ökonomische Aspekte*, Studie im Auftrag der E.ON Energie AG München, Stuttgart, Oktober 2009
- [IEC 2002] *International Electrotechnical Commission (IEC), INTERNATIONAL STANDARD: IEC 60038*, 2002.07, S. 18, 2002.
- [ISE 2016] Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE (2016), *Energy Charts*, Verfügbar unter: https://www.energy-charts.de/index_de.htm [Zugriff am 22.12.2016].
- [Kothari 2003] D. P. Kothari, I. J. Nagrath, *Modern Power System Analysis*, Tata McGraw-Hill Education, New Delhi, 2003
- [Kurzweil 2015] P. Kurzweil und O. K. Dietlmeier, *Elektrochemische Speicher*, Wiesbaden, Springer Fachmedien Wiesbaden, 2015.
- [Ludwig 2010] H. Ludwig, T. Salnikiova et al, *Internationale Zeitschrift für Kernenergie: Lastwechselfähigkeiten deutscher KKW*; Sonderdruck aus Jahrgang 55 (2010), 2010
- [Muljadi 2012] E. Muljadi, V. Gevorgian, M. Singh und S. Santoso, *Understanding inertial and frequency response of wind power plants*, IEEE Symposium on Power Electronics and Machines in Wind Applications S. 1–8, 2012.
- [Mullane 2005] A. Mullane und M. O'Malley, *The Inertial Response of Induction-Machine-Based Wind Turbines*, IEEE Transactions on Power Systems, Bd. 20, Nr. 3, S. 1496–1503, 2005.
- [NEP 2012] 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH und TransnetBW GmbH, *Netzentwicklungsplan Strom 2012*, 2012.



- [NEP 2013] 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH und TransnetBW GmbH, *Netzentwicklungsplan Strom 2013*, 2013.
- [Publish industry 2016] Publish-industry Verlag GmbH, *Faszination Elektronik: „Lithium-Ionen-Akkus sechsfach stärker, Elektromechanik & Verbindungstechnik - E&E“*, Verfügbar unter: http://industr.com/E-und-E-Magazin/de_DE/news/lithium-ionen-akkus-sechsfach-staerker-1768231?utm_source=Newsletter&utm_medium=Industr-&utm_campaign=HEADER&utm_term=%23010-articleID-1768231&utm_content=more-arrow.png [Zugriff am 21.9.2016].
- [Rahmann 2014] A. C. Claudia Rahmann, *Fast Frequency Response Capability of Photovoltaic Power Plants: The Necessity of New Grid Requirements and Definitions*, Department of Electrical Engineering, energies University of Chile, 2014.
- [Renneberg 2011] W. Renneberg, Grenzen und Sicherheitsrisiken des Lastfolgebetriebs von Kernkraftwerken, Studie im Auftrag von Greenpeace, Bonn, Januar 2011
- [Rohrig 2014] Dr. Kurt Rohrig et al.: Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES), *Windenergiereport Deutschland 2014*“, 2014
- [RWE 2014] RWE Power AG, Internetquelle, Verfügbar unter: <http://www.rwe.com/web/cms/de/2320/rwe-power-ag/presse-downloads/presse-mitteilungen/?pmid=4011725> [Zugriff am 11.1.2017].
- [Schnettler 2015] A. Schnettler, B. Fuchs et al., *Studie zu Aspekten der elektrischen Systemstabilität im deutschen Übertragungsnetz bis 2023*, Aachen, 2015
- [SMA 2016] SMA Solar Technology AG, SystemStabilitätsverordnung – „50,2 Hz Nachrüstung“, Verfügbar unter: https://www.sma.de/fileadmin/Partner/Solaracademy/Downloads/DE/SysStabVerordnung%E2%80%9350.2HzNachruestung_DE-130710_web.pdf [Zugriff am 21.9.2016].
- [Solar Media 2016] Solar Media Limited, *Energy Storage News: Energy storage for fast, flexible enhanced frequency response*, Verfügbar unter: <http://www.energy-storage.news/guest-blog/energy-storage-for-fast-flexible-enhanced-frequency-response> [Zugriff am 21.9.2016].
- [Tielens 2015] Tielens, Hertem, Grid Inertia and Frequency Control in Power Systems with High Penetration of Renewables, 2015
- [Töpler 2016] J. Töpler, J. Lehmann (Hrsg.), *Wasserstoff und Brennstoffzelle. Technologien und Marktperspektiven.*, Springer-Verlag Berlin Heidelberg, 2014
- [VDE 2015] Verband der der Elektrotechnik (VDE), *Werknorm Technische Anschlussbedingungen: „Technische Bedingungen für den Anschluss und den Betrieb von Kundenanlagen an das Hochspannungsnetz (TAB Hochspannung)“*, 2015.
- [Visscher 2008] K. Visscher und S. Haan, *Virtual synchronous machines (VSG's) for frequency stabilisation in future grids with a significant share of decentralized generation, SmartGrids for Distribution, 2008. IET-CIRED. CIRED Seminar, S. 1–4, 2008.*





