

KURZSTUDIE

**BETRACHTUNGEN ZUR MINDESTERZEUGUNG  
VON BRAUNKOHLEKRAFTWERKEN IM  
KONTEXT DES NETZBETRIEBS**

- SYSTEMMEHRWERT DURCH HÖHERE FLEXIBILITÄT -

## **Auftraggeber**

---

Ministerium für Wirtschaft und Energie des Landes Brandenburg  
Heinrich-Mann-Allee 107  
14473 Potsdam

## **Auftragnehmer**

---

Brandenburgische Technische Universität Cottbus-Senftenberg  
Fachgebiet Energieverteilung und Hochspannungstechnik (EVH)  
Fachgebiet Dezentrale Energiesysteme (DES)  
Prof. Dr.-Ing. Harald Schwarz  
Lehrgebäude 3E  
Siemens-Halske-Ring 13  
03046 Cottbus

Brandenburgische Technische Universität Cottbus-Senftenberg  
Fachgebiet Kraftwerkstechnik (KWT)  
Prof. Dr.-Ing. Hans Joachim Krautz  
BTU Cottbus - Senftenberg  
Mehrzweckgebäude, Raum 106  
Universitätsstraße 22  
03046 Cottbus

## **Bearbeiter**

---

Dr.-Ing. Matthias Klatt (KWT)  
Dr.-Ing. Klaus Pfeiffer (DES)  
Dipl.-Ing. Martin Bendig (EVH)  
M. Sc. Kristian Platta (EVH)  
Dipl.-Ing. David Matzekat (EVH)

Cottbus, 26.02.2018

## Inhaltsverzeichnis

---

Abbildungsverzeichnis.....	IV
Tabellenverzeichnis.....	V
Abkürzungsverzeichnis.....	VI
1 Kurzfassung.....	1
2 Einleitung.....	6
3 Betrieb von Elektroenergieversorgungsnetzen.....	13
3.1 Netzbetriebliche Grundlagen.....	13
3.2 Systemdienstleistungen – Status Quo.....	14
3.2.1 Arten von Systemdienstleistungen.....	14
3.2.2 Heutige Rolle erneuerbarer Erzeugungsanlagen.....	15
3.3 Abschätzung der SDL-Bereitstellung im Jahr 2023.....	25
3.3.1 Frequenzhaltung.....	25
3.3.2 Spannungshaltung.....	31
3.3.3 Netzwiederaufbau.....	32
3.3.4 Weitere Aspekte.....	32
3.4 Versorgungssicherheit.....	35
4 Mindesterzeugung von Braunkohlekraftwerken.....	40
4.1 Kraftwerkstechnische Grundlagen.....	40
4.1.1 Funktionsweise thermischer Kraftwerke.....	40
4.1.2 Technische Mindesterzeugung.....	41
4.2 Besonderheiten von Braunkohlekraftwerken.....	43
5 Netz- und systemdienlicher Betrieb von Braunkohlekraftwerken.....	45
5.1 Flexibilität – Status Quo.....	45
5.2 Flexibilität – Weitere Erhöhung.....	47
5.3 Flexibilität – Wirtschaftliche Bewertung.....	49
6 Zusammenfassung und Ausblick.....	52
Literaturverzeichnis.....	VIII

## Abbildungsverzeichnis

---

Abbildung 1: Methodik der Kurzstudie .....	1
Abbildung 2: Konventioneller Erzeugungssockel .....	2
Abbildung 3: Konventioneller Erzeugungssockel .....	9
Abbildung 4: Methodik der Kurzstudie .....	10
Abbildung 5: Präqualifizierte Leistung an den Regelleistungsmärkten .....	16
Abbildung 6: Bereitstellung von Momentanreserve – konventionelle und EE-EZA.....	17
Abbildung 7: Varianten der PQ-Diagramme am Netzanschlusspunkt .....	19
Abbildung 8: Wind- und PV-Einspeisung im Netzgebiet BB der MITNETZ STROM (2015).....	20
Abbildung 9: Übersicht zum regulatorischen Rahmen .....	23
Abbildung 10: Methodik der Regelleistungsmodellierung .....	26
Abbildung 11: Mehrstufige Potenzialabschätzung .....	27
Abbildung 12: Schematisches Regelleistungspotenzial – PV .....	28
Abbildung 13: Schematisches Regelleistungspotenzial – Wind .....	28
Abbildung 14: Modellierungsergebnisse in einer Beispielwoche (Wind) .....	29
Abbildung 15: Ergebnisdarstellung der Regelleistungsmodellierung .....	30
Abbildung 16: Veränderungen beim Organisations- und Kommunikationsaufwand .....	34
Abbildung 17: Gesicherte Erzeugungsleistung in Deutschland.....	35
Abbildung 18: Gesicherter Beitrag von EE-EZA zur Lastdeckung .....	36
Abbildung 19: Gleichzeitigkeiten und Grenzkuppelkapazitäten in Europa.....	37
Abbildung 20: Einfacher Wasser/Dampfkreislauf mit Überhitzung.....	40
Abbildung 21: Simulation des Geschwindigkeitsfeldes in einer Brennkammer .....	42
Abbildung 22: Schwerpunkte des kraftwerkstechnischen Flexibilitätsprogramms.....	45

## **Tabellenverzeichnis**

---

Tabelle 1: Wesentliche Erkenntnisse der Kurzstudie .....	4
Tabelle 2: Änderungen an den Regelleistungsmärkten .....	22
Tabelle 3: Heutige SDL-Bereitstellung durch Wind- und Photovoltaikanlagen .....	24
Tabelle 4: Spezifische Investitionskosten der Flexibilisierung .....	49
Tabelle 5: Wesentliche Parameter der Ertragsbewertung.....	50
Tabelle 6: Kostenparameter für Li-Ion-Batterien.....	51
Tabelle 7: Wesentliche Erkenntnisse der Kurzstudie - Zusammenfassung.....	56

## Abkürzungsverzeichnis

---

BMWi	Bundesministerium für Wirtschaft und Energie
BNetzA	Bundesnetzagentur
CCS	Carbon Capture & Storage
CCU	Carbon Capture & Utilization
EE	Erneuerbare Energien
EE-EZA	Erzeugungsanlagen auf Basis erneuerbarer Energiequellen
ENTSO-E	European Network of Transmission System Operators for Electricity (Vereinigung europäischer Übertragungsnetzbetreiber)
EEVS	Elektroenergieversorgungssystem
EZA	Erzeugungsanlage
FNN	Forum Netztechnik/Netzbetrieb im VDE
HGÜ	Hochspannungsgleichstromübertragung
HS	Hochspannung
HöS	Höchstspannung
LEAG	Lausitz Energie AG
MRL	Minutenreserveleistung
MS	Mittelspannung
NS	Niederspannung
NWA	Netzwiederaufbau
OPK	Opportunitätskosten
PRL	Primärregelleistung
PSW	Pumpspeicherkraftwerk
RL	Regelleistung
SDL	Systemdienstleistung
SRL	Sekundärregelleistung
TAB	Technische Anschlussbedingungen
TAR	Technische Anschlussrichtlinie
TC	Transmission Code
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
VNB	Verteilnetzbetreiber

VDE	Verband der Elektrotechnik, Elektronik und Informationstechnik
VDE-AR	VDE-Anwendungsregel
VDN	Verband der Netzbetreiber

## 1 Kurzfassung

### Zielstellung, Methodik und Abgrenzung

Zielstellung der Kurzstudie ist es, einen technischen Beitrag zur Diskussion in Deutschland über die konventionelle Mindestenerzeugung zu leisten. Hierbei soll die gesamte Bandbreite von Ursachen und technischen Hintergründen für die konventionelle Mindestenerzeugung aus netzbetrieblichen und kraftwerkstechnischen Blickwinkeln beleuchtet werden. So wird eine ausgewogene und technisch fundierte Sichtweise auf die Gesamthematik vermittelt. Zu diesem Zweck werden zunächst die netzbetrieblichen und kraftwerkstechnischen Aspekte getrennt voneinander untersucht und anschließend zusammengeführt. Den Schwerpunkt bildet hierbei das Aufzeigen von Abhängigkeiten und Wechselwirkungen ohne Konzentration und Detailanalyse des Kraftwerkeinsatzes an ausgewählten Tagen.

Die beschriebene Vorgehensweise ist in Abbildung 1 schematisch dargestellt.

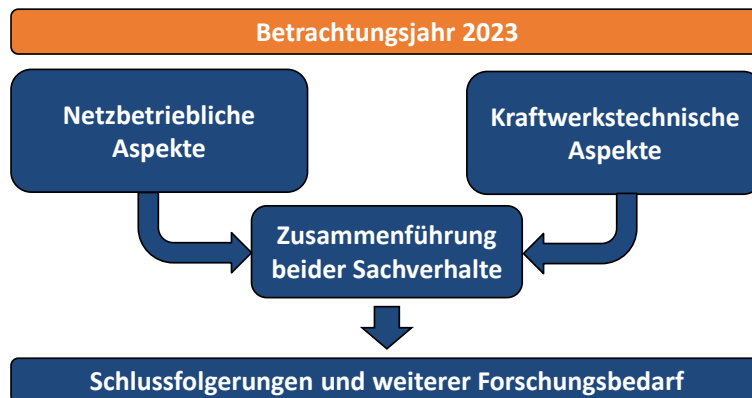


Abbildung 1: Methodik der Kurzstudie

Der Fokus der Studie liegt auf grundsätzlichen Betrachtungen, von denen ausgehend allgemeingültige Aussagen abgeleitet werden können.

### Betrachtungszeitraum

Im Anschluss an grundsätzliche Betrachtungen unter aktuellen Rahmenbedingungen werden die Untersuchungen auf das Betrachtungsjahr 2023 ausgeweitet. So ist es möglich, die absehbaren technischen und regulatorischen Entwicklungen bis zum Jahr 2023 zu untersuchen. Der Betrachtungszeitraum von 5 Jahren bildet dabei eine Situation ab, in welcher der geplante Ausstieg aus der Kernenergienutzung abgeschlossen ist und die Braunkohleblöcke aus der Sicherheitsbereitschaft endgültig stillgelegt wurden. Hinsichtlich des Netzausbauzustands sind die geplanten Hochspannungsgleichstromübertragungsleitungen (HGÜ) im Übertragungsnetz im Jahr 2023 mit hoher Wahrscheinlichkeit noch nicht in Betrieb.



## Begrifflichkeiten

Um die für den Netzbetrieb erforderlichen Systemdienstleistungen (SDL) erbringen zu können, muss ein Kraftwerk (wie jede andere Erzeugungsanlage) in Betrieb sein. Anlagen- und verfahrenstechnisch bedingt erfordert dies mindestens den Betrieb bei technischer Mindestleistung. Darauf aufbauend werden Leistungsscheiben für positive und negative Regelleistung (Primär-, Sekundär-, Minutenreserveleistung), Besicherung und Redispatch vorgehalten (SDL-Erbringung). So ergeben sich ein kraftwerkstechnologisch bedingter Leistungssockel sowie netzbetrieblich erforderliche Leistungsvorhaltungen. Der konventionelle Erzeugungssockel beinhaltet bereits etwaige Prozessdampf- und Fernwärmeverpflichtungen sowie die Bereitstellung von Momentanreserve, Blindleistung und Kurzschlussleistung. Die beschriebenen Zusammenhänge sind in Abbildung 2 schematisch dargestellt.

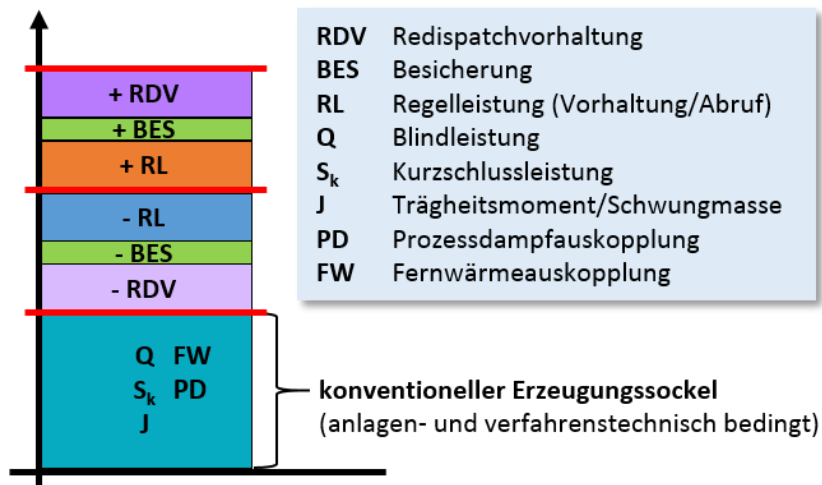


Abbildung 2: Konventioneller Erzeugungssockel

Quelle: in Anlehnung an [1]

## **Wesentliche Erkenntnisse der Studie**

Konventionelle Kraftwerke und insbesondere Braunkohlekraftwerke liefern heute und mindestens bis zum Jahr 2023 einen unverzichtbaren Beitrag zur Systemsicherheit im Elektroenergieversorgungssystem (EEVS), da die Umsetzung von Alternativen zur anforderungsgerechten SDL-Bereitstellung innerhalb dieses Untersuchungszeitraumes nicht im erforderlichen Umfang realisiert werden kann. Kurzfristig ist daher ein Abschalten nicht möglich. Selbst mittelfristig müssen erst äquivalente Alternativen geschaffen werden, bevor konventionelle Kraftwerke vom Netz genommen werden können. Für einige SDL-Arten, wie zum Beispiel die Momentanreserve, existieren derzeit noch gar keine praxistauglichen Alternativlösungen in großtechnischem Maßstab. Darüber hinaus sind für die neu auszurichtenden betrieblichen Prozesse der SDL-Beschaffung aus dezentralen Erzeugungsanlagen auf Basis erneuerbarer Energieträger (EE-EZA) robuste Strukturen und Plattformen aufzubauen bzw. deren Entwicklung weiter voranzutreiben.

Die Transformation der Erzeugungsstruktur muss langfristig umgesetzt und sorgfältig geplant werden. Mögliche Anreize für alternative Technologien müssen im Voraus angegangen werden. Ein überstürztes und kurzfristiges Handeln gefährdet dagegen die Systemsicherheit und damit die Versorgungssicherheit.

Neben der eigentlichen Kernaufgabe der Stromerzeugung und der Bereitstellung von Systemdienstleistungen und Blindleistung liefern konventionelle Kraftwerke auch weitere Produkte wie Fernwärme und Prozessdampf. Eine Abschaltung konventioneller Kraftwerke führt damit auch zu weitreichenden Veränderungen in den unterlagerten Prozessketten (z. B. im Wärmemarkt) und unweigerlich zu einem zusätzlichen Investitionsbedarf für Anschlusslösungen.

Aus netzbetrieblicher Sicht besteht weiterhin die Notwendigkeit einer konventionellen Mindestenerzeugung, um im Verbund mit EE-EZA das EEVS sicher betreiben zu können. Aussagen zur möglichen Abschaltung konventioneller Erzeugungskapazitäten sollten sich demnach nicht nur an reinen Wirkleistungsbilanzen orientieren, sondern alle netzbetrieblichen und kraftwerkstechnischen Aspekte miteinbeziehen.

Die wesentlichen Erkenntnisse der Kurzstudie sind in gekürzter Form in Tabelle 1 zusammengefasst. Eine detaillierte Darstellung der Untersuchungsergebnisse erfolgt in Kapitel 6.

Wesentliche Erkenntnisse der Kurzstudie	
<b>Untersuchungsgebiet</b>	
<b>Frequenzhaltung</b>	Regelleistungspotenziale von Wind- und Photovoltaikanlagen sind stark eingeschränkt große Defizite bei der Deckung des Regelleistungsbedarfes
<b>Momentanreserve und Kurzschlussleistung</b>	Momentanreserve: keine Potenziale von Wind- und Photovoltaikanlagen (Stand der Technik) Kurzschlussleistung: Beiträge begrenzt auf Bemessungsstrom der EE-EZA Alternativen: bis 2023 keine großtechnischen Alternativen zu konventionellen Kraftwerken vorhanden
<b>Spannungshaltung</b>	Wind- und PV-Erzeugungsanlagen können den Blindleistungsbedarf nicht vollständig decken alternative Blindleistungsquellen technisch möglich, jedoch bis 2023 nicht im erforderlichen Umfang umsetzbar
<b>Netzwiederaufbau</b>	aktuell keine Einbeziehung von Wind- und Photovoltaikanlagen in die Netzwiederaufbaukonzepte
<b>Versorgungssicherheit</b>	gesicherte Erzeugungleistung in Deutschland wird bis zum Jahr 2023 weiter sinken Verlass auf Nachbarstaaten z.B. während Dunkelflauten aufgrund hoher Gleichzeitigkeiten kaum möglich
<b>Flexibilitätserhöhung von Kraftwerken</b>	Flexibilitätssteigerung kann auch durch unkonventionelle, technologische Lösungen erfolgen für Wirtschaftlichkeitsbetrachtung müssen auch Mehrfachnutzung und Ersatzinvestitionen berücksichtigt werden
<b>Organisation und Kommunikation</b>	konventionelle Kraftwerke bieten alle SDL-Arten zentral aus einer Hand gestiegene Komplexität durch zunehmende Dezentralität erfordert robuste Organisationsstrukturen sowie ein umfangreiches Monitoring

Tabelle 1: Wesentliche Erkenntnisse der Kurzstudie

Für die weitere Betrachtung der erforderlichen Mindesterzeugung und deren Auswirkungen auf das EEVS sind verschiedene Ansätze zur Weiterentwicklung denkbar. Photovoltaikanlagen leisten bisher keinen Beitrag zur Bereitstellung von Regelleistung. Die Anpassung des regulatorischen Rahmens auf einen kürzeren Ausschreibungszeitraum und kürzere Produktlängen könnte zukünftig eine höhere Verfügbarkeit bewirken. Auch die Frage, wie EE-EZA in zukünftige Netzwiederaufbaukonzepte (NWA) integriert werden können, wird mit zunehmender EE-Kapazität an Bedeutung gewinnen.

Ein ebenfalls wichtiger Punkt ist die weiterführende Betrachtung der Thematik Momentanreserve und Kurzschlussleistung im Fall von störungsbedingten Systemauftrennungen („Systemsplit“). Es ist demzufolge erforderlich, dass über leistungselektronische Umrichter angeschlossene EE-EZA zukünftig einen Beitrag zu diesen Systemdienstleistungsarten leisten.

Neben den netzbetrieblichen und kraftwerkstechnischen Aspekten spielen weitere Argumente ebenfalls eine wichtige Rolle, welche einem vorschnellen Abschalten konventioneller Kraftwerke entgegenstehen. Besonders die Untersuchung der Auswirkungen auf die Versorgungssicherheit steht dabei im Vordergrund, da hier eine europäische Gesamtbetrachtung nötig ist. Dies bezieht sich auch auf die Importabhängigkeit fossiler Brennstoffe im Gesamtverbund und der damit verbundenen Diversifizierung der Erzeugungsstruktur und des Brennstoffbezugsportfolios. Weiterhin sollte zukünftig auch die Fernwärme- und Prozessdampfbereitstellung konventioneller Kraftwerke mitbetrachtet werden. In einem von EE-EZA dominierten System muss diese Versorgung anderweitig sichergestellt werden.

Zusätzlich zu den rein technischen Aspekten sind auch die sozialen und regionalen Gegebenheiten zu beachten. So stellt der Betrieb konventioneller Kraftwerke ein komplexes System aus Lieferketten, Prozessen und Vertrieb dar, welches regional tief in die bestehenden Wirtschaftsstrukturen eingebettet ist. Gerade im eher industrieschwachen Nordosten Deutschlands sind konventionelle Kraftwerke ein wichtiger direkter und indirekter Arbeitgeber und tragen zu einem Großteil der Wirtschaftsleistung bei.

## 2 Einleitung

---

### Motivation

Die deutsche Stromversorgung befindet sich in einem gesellschaftlich induzierten Transformationsprozess. So soll der Anteil der aus Erzeugungsanlagen auf Basis erneuerbarer Energien (EE-EZA) bereitgestellten elektrischen Energie am Bruttostromverbrauch in Deutschland auf mindestens 80 % steigen (Zwischenziele - 2025: 40-45 %, 2035: 55-60 %). Aufgrund der Charakteristika der erneuerbaren Stromerzeugung, wie

- begrenzte mittel-, langfristige Planbarkeit der Bedarfsdeckung,
- fehlende oder unzureichende Spannungsregelfähigkeit/Spannungshaltung,
- dargebotsabhängige Regelleistungs- und Blindleistungsbereitstellung,
- unzureichende Schwarzstartfähigkeit und Netzwiederaufbaufähigkeit,
- fehlende oder unzureichende Kurzschlussstrombereitstellung sowie
- aufwändige Steuerung dezentraler Erzeugungsanlagen,

ist die Tatsache weitgehend unbestritten, dass die konventionelle Stromerzeugung auf absehbare Zeit unabdingbarer Bestandteil einer stabilen und ökonomisch ausgewogenen Stromerzeugung sein wird.

Zielstellung der Kurzstudie ist es, einen technischen Beitrag zur Diskussion in Deutschland über die Thematik der konventionellen Mindesterzeugung in der Perspektive bis zum Jahr 2023 zu leisten. Hierbei soll die gesamte Bandbreite von Ursachen und technischen Hintergründen für die konventionelle Mindesterzeugung aus netzbetrieblichen und kraftwerks-technischen Blickwinkeln beleuchtet werden. So kann eine ausgewogene und technisch fundierte Sichtweise auf die Gesamtthematik vermittelt werden.

### Weitere Studien zum Thema

Die Thematik der konventionellen Mindesterzeugung und der damit verbundenen Frage, ob und wie EE-EZA zukünftig konventionelle Kraftwerke in allen Bereichen des Elektroenergieversorgungssystems (EEVS) ersetzen können, ist wichtiger Forschungsschwerpunkt verschiedener Institutionen und Forschungseinrichtungen. Je nach Betrachtungsweise und Ausgangspunkt erfolgt die Bewertung einer nötigen Mindesterzeugung anhand verschiedener Kriterien.

Im „**Bericht über die Mindesterzeugung**“ stellt die Bundesnetzagentur (BNetzA) ein gesamtumfassendes Konzept zur Betrachtung einer notwendigen Mindesterzeugung vor. Der Bericht umfasst dabei neben erzeugungstechnischen Aspekten auch die Bereiche Redispatch, Regelleistung, Systemdienstleistungen, Besicherung und Spannungshaltung. Der Kernpunkt der Studie ist die Analyse und Quantifizierung einer Mindestleistung anhand ausgewählter

Stunden im Jahr 2015 mit verschiedenen Marktsituationen, Wettereinflüssen und Netzzuständen. Dabei wird grundsätzlich eine Mindesterzeugung von 3,2 bis 4,6 GW für erforderlich gehalten. Weiterhin werden zukünftige Entwicklungspunkte in der Spannungshaltung und Kurzschlussicherheit diskutiert und der generelle Einfluss konventioneller Kraftwerke im EEVS dargestellt.

Die Studie **„Versorgungssicherheit europäisch denken“** des Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) vom November 2017 verfolgt einen europäischen Ansatz. Der europäische Strommarkt gewinnt durch den steigenden Energieaustausch über die Grenzkuppelleitungen immer mehr an Bedeutung und Deutschland spielt als zentraler Dreh- und Angelpunkt eine wichtige Rolle für die gesamteuropäische Versorgungssicherheit. Dabei sind laut BMWi nationale Leistungsbilanzen/gesicherte Leistungen wenig aussagekräftig und grenzüberschreitende Analysen notwendig. Die Autoren dieser Studie stellen fest, dass bis zum Jahre 2020 7 GW an Kohlekraftwerkskapazitäten abgeschaltet werden können, ohne die Versorgungssicherheit zu gefährden. Gründe hierfür sieht das BMWi in den hohen Überkapazitäten und der belastenden Wirkung von Kohlekraftwerken auf das Stromnetz. Auch ohne Einbeziehung europäischer Partner steht laut BMWi im Jahr 2023 genug Erzeugungskapazität zur Lastdeckung bereit.

Dagegen setzt die Analyse **„Kohleausstieg, Stromimporte und -exporte sowie Versorgungssicherheit“** von Agora aus dem Jahr 2017 auf Klimaschutzargumente. Den Ausgangspunkt der Untersuchung bildet die Verfehlung des CO<sub>2</sub>-Emissionsziels bis 2020 und der große Anteil von Braunkohlekraftwerken an dieser Situation. Zentraler Hebel ist die Emissionsminderung durch Abschalten der ältesten Braunkohlekraftwerke bis zum Jahr 2020. Bis zu 8,4 GW können laut Agora unter Wahrung der Versorgungssicherheit abgeschaltet werden trotz zeitgleichem Atomausstieg. Dies liegt laut Agora an den vorhandenen Überkapazitäten sowie dem Umstieg auf klimafreundlichere Gaskraftwerke. Das Abschalten der Kraftwerke verringert ebenso die deutschen Stromexporte und vermindert das Verdrängen umweltfreundlicherer Erzeugungsanlagen aus dem Markt durch Braunkohlekraftwerke.

Die Studie **„Kalte Dunkelflaute“** von Energy Brainpool von Mai 2017 untersucht den Einfluss sog. Dunkelflauten auf das EEVS. Anhand wettertechnischer Untersuchungen wird dabei das Auftreten solcher Zeiträume analysiert und der Einfluss auf die Versorgungssicherheit diskutiert. Dabei identifiziert Energy Brainpool Probleme, sodass beispielsweise ein europäischer Ausgleichseffekt über die Grenzkuppelkapazitäten nicht ausreichend zum stabilen Betrieb des Systems beiträgt. Eine Substitution fossiler Kraftwerke im In- und Ausland führt so zu erheblichen Versorgungsproblemen.

Anschließend werden verschiedene Lösungen anhand ihrer Systemkosten und Machbarkeit analysiert. In einem von erneuerbaren Energien (EE) dominierten EEVS werden mittel- und langfristige Flexibilitätsoptionen benötigt, beispielsweise in Form von Gasspeichern und der

Verbrennung von regenerativen Gasen. Nach Ansicht der Verfasser hat dabei vor allem das Elektrolyseverfahren die höchsten Erfolgsaussichten und soll zukünftig mit ca. 43 GW Kapazität bis zum Jahr 2040 ausgebaut werden.

Die **Stiftung Umweltrecht** veranstaltete im September 2017 einen Workshop zur Mindestenerzeugung unter Einbeziehung verschiedener Diskussionsbeiträge aus Wirtschaft und Forschung. Der Begriff der Mindestenerzeugung wurde dabei von den Workshopteilnehmern als komplex bezeichnet und er benötigt eine sowohl netztechnische als auch ökonomische Betrachtungsweise. Vor allem das Verhalten konventioneller Kraftwerke während negativer Strompreise am Großhandelsmarkt stand im Mittelpunkt der Diskussion. Hier konnte mit 20 GW eine Art Mindestniveau ermittelt werden.

Im zweiten Teil der Diskussion standen die Flexibilisierung von Kraftwerken sowie der eigentliche Kraftwerksbetrieb im Vordergrund. Um Dienstleistungen für das Netz und Stromkunden erbringen zu können, müssen konventionelle Kraftwerke mit einer bestimmten Leistung betrieben werden. Hierbei spielen neben technischen Gründen, wie z. B. Regelleistungsvorhaltung, die Besicherung von Regelleistung und Bilanzkreisen oder Wärmelieferverpflichtungen, auch ökonomische Gründe wie Wiederanfahrkosten eine Rolle. Eine klare Trennung von technischen und ökonomischen Gründen ist nicht möglich. Beide Effekte fließen in die Meldung der Mindestproduktionsmengen von den Kraftwerksbetreibern an die Netzbetreiber ein. Diese Meldungen haben die Netzbetreiber weitestgehend plausibilisiert. Zudem gebe es regulatorische Gründe aus dem Emissionsschutzrecht und dem Atomrecht, die eine weitere Einsenkung von Kraftwerksleistung verbieten.

Allerdings wurden Maßnahmen genannt, die schon heute zur Reduktion der Mindestenerzeugung führen und realisierbar sind. Hierzu gehört die Abschaffung der Vergütung für dezentrale Einspeisung bei negativen Preisen, Maßnahmen zur Reduktion des industriellen Eigenbedarfs in Phasen mit negativen Preisen und die Flexibilisierung von KWK-Anlagen durch Wärmespeicher und Elektroheizer. Weiterhin wurde erläutert, dass die Mindestenerzeugung derzeit zu etwa 75 % aus Kraftwerksleistung von Kernenergie- und Braunkohlekraftwerken besteht. Mit dem Kernenergieausstieg und der Sicherheitsbereitschaft scheiden in den kommenden Jahren mehr als 10 GW solcher Kraftwerksleistung aus dem Markt aus. Allerdings dürfte die Mindestenerzeugung nicht im gleichen Umfang absinken, wenn andere konventionelle Kraftwerke mit technischer Mindestenerzeugung (z. B. Erdgaskraftwerke) die von diesen Kapazitäten erbrachten Dienstleistungen übernehmen müssen.

### **Betrachtungszeitraum dieser Kurzstudie**

Im Anschluss an grundsätzliche Betrachtungen unter aktuellen Rahmenbedingungen werden die Untersuchungen auf das Betrachtungsjahr 2023 ausgeweitet. So ist es möglich, die absehbaren technischen und regulatorischen Entwicklungen bis zum Jahr 2023 zu untersuchen.

Der Betrachtungszeitraum von 5 Jahren bildet dabei eine Situation ab, in welcher der geplante Ausstieg aus der Kernenergienutzung abgeschlossen ist und die Braunkohleblöcke aus der Klimareserve (bzw. Sicherheitsbereitschaft) endgültig stillgelegt wurden. Hinsichtlich des Netzausbauzustands sind die geplanten HGÜ-Leitungen im Übertragungsnetz im Jahr 2023 voraussichtlich noch nicht in Betrieb.

### Begrifflichkeiten

Um die für den Netzbetrieb erforderlichen Systemdienstleistungen erbringen zu können, muss ein Kraftwerk (wie jede andere Erzeugungsanlage) in Betrieb sein. Kraftwerkstechnisch bedingt erfordert dies mindestens den Betrieb bei technischer Mindestleistung. Darauf aufbauend werden Leistungsscheiben für positive und negative Primärregelleistung (PRL), Sekundärregelleistung (SRL) und Minutenreserveleistung (MRL) sowie Besicherung und Redispatch vorgehalten (SDL-Erbringung). So ergeben sich ein kraftwerkstechnisch bedingter Leistungssockel sowie netzbetrieblich erforderliche Leistungsvorhaltungen. Der konventionelle Erzeugungssockel beinhaltet bereits etwaige Prozessdampf- und Fernwärmeverpflichtungen sowie die Bereitstellung von Momentanreserve, Blindleistung und Kurzschlussleistung. Die beschriebenen Zusammenhänge sind in Abbildung 3 schematisch dargestellt.

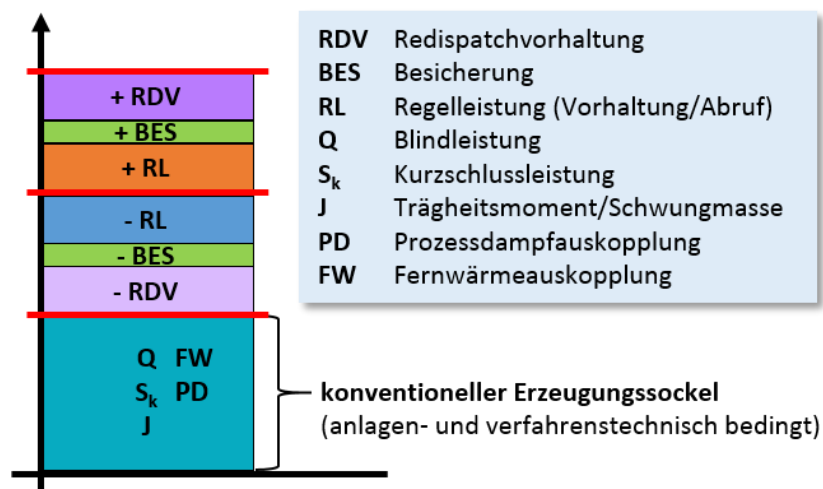


Abbildung 3: Konventioneller Erzeugungssockel

Quelle: in Anlehnung an [1]

Eine tiefere Beschreibung der kraftwerkstechnischen Zusammenhänge hinsichtlich des konventionellen Erzeugungssockels erfolgt in Kapitel 4.



### Methodik der Kurzstudie

Zur Untersuchung der Mindesterzeugung konventioneller Kraftwerke wurden die folgenden Untersuchungsschwerpunkte der Kurzstudie herausgearbeitet.

1. Netzbetriebliche Notwendigkeit für den Betrieb konventioneller Kraftwerke zur Wahrung der Systemsicherheit (kurz- und mittelfristig).
2. Möglichkeiten, mit EE-EZA die Aufgaben konventioneller Kraftwerke heute und im Zieljahr 2023 zu übernehmen.
3. Technische Möglichkeiten und wirtschaftliche Anreize zur Senkung der Mindesterzeugung konventioneller Kraftwerke.

Im Mittelpunkt der Untersuchungen steht hierbei das Aufzeigen von Abhängigkeiten und Wechselwirkungen ohne Detailanalyse des Kraftwerkseinsatzes an ausgewählten Tagen. Aufgrund des begrenzten Umfangs der Kurzstudie können ebenfalls keine umfangreichen Netzberechnungen durchgeführt werden. So ist es im Rahmen der Kurzstudie nicht möglich, den Bedarf an Kurzschlussleistung, Regelleistung, Blindleistung und Momentanreserve zu quantifizieren. Auch die erforderlichen Mindestkapazitäten an konventionellen Kraftwerken können nicht ermittelt werden. Vielmehr werden grundsätzliche Betrachtungen durchgeführt, um generelle Aussagen ableiten zu können. Eine standortscharfe Potenzialanalyse konventioneller Kraftwerke ist nicht Bestandteil der Untersuchungen.

Um die genannten Schwerpunktthemen umfassend untersuchen zu können, wird im Rahmen der Kurzstudie der konventionelle Erzeugungssockel sowohl aus netzbetrieblicher als auch aus kraftwerkstechnischer Sicht untersucht. Hierbei liegt der Fokus auf der Bereitstellung von Systemdienstleistungen (netzbetrieblich) und der weiteren Erhöhung der Flexibilität konventioneller Kraftwerke (kraftwerkstechnisch). Zu diesem Zweck werden zunächst die netzbetrieblichen und kraftwerkstechnischen Aspekte in zwei separaten Studienteilen getrennt voneinander untersucht und die Ergebnisse anschließend im Kapitel 6 zusammengeführt. Abbildung 4 stellt die Methodik der Kurzstudie schematisch dar.

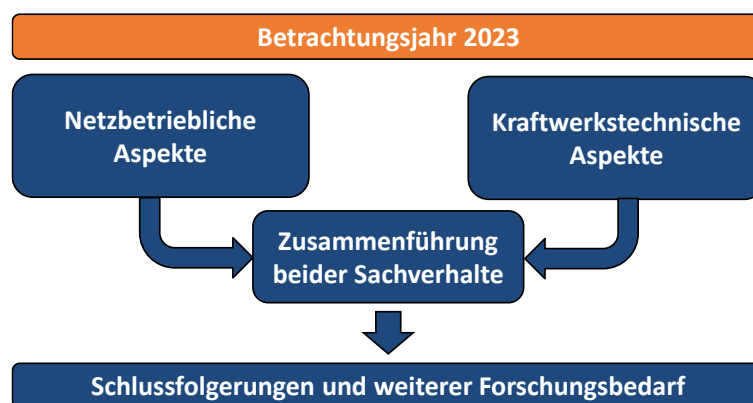


Abbildung 4: Methodik der Kurzstudie

### Teil I: Netzbetriebliche Aspekte

- netzbetriebliche Grundlagen
- aktuelle SDL-Bereitstellung (heutige Rolle der EE-EZA)
- Abschätzungen zur SDL-Bereitstellung im Jahr 2023
- Aspekte der Versorgungssicherheit
- Untersuchung von Alternativtechnologien für die SDL-Bereitstellung

### Teil II: Kraftwerkstechnische Aspekte

- kraftwerkstechnische Grundlagen
- Fernwärme- und Prozessdampfbereitstellung
- heutige Flexibilitätsmaßnahmen (z. B. flexGen-Programm)
- zukünftig mögliche Flexibilitätsmaßnahmen

Ausgehend von der heutigen Leistungsflexibilität wird herausgearbeitet, mit welchen technologischen Veränderungen die Mindesterzeugung der Braunkohlekraftwerke weiter abgesenkt werden kann.

Schließlich wird exemplarisch der Einsatz eines Braunkohleblocks mit niedrigerem Erzeugungssockel am – für 2023 antizipierten – Strommarkt simuliert, um den Marktwert der gewonnenen Flexibilität zu bestimmen und diesen den Investitions- und Betriebskosten gegenüberzustellen. Zudem wird die Frage diskutiert, in welchem Umfang die evaluierten Maßnahmen mit Blick auf 2023 realistisch implementiert werden können.

Basierend auf den netzbetrieblichen und kraftwerkstechnischen Untersuchungsergebnissen werden abschließend im Kapitel 6 zukünftige Problemfelder aufgezeigt und Schlussfolgerungen abgeleitet. So dienen die Ergebnisse dieser Kurzstudie als Grundlage für weitere Untersuchungen und Diskussionen zum Thema konventionelle Mindesterzeugung.



# TEIL I

## NETZBETRIEBLICHE ASPEKTE

DR.-ING. KLAUS PFEIFFER

DIPL.-ING. MARTIN BENDIG

M. SC. KRISTIAN PLATTA

DIPL.-ING. DAVID MATZEKAT

## 3 Betrieb von Elektroenergieversorgungsnetzen

---

### 3.1 Netzbetriebliche Grundlagen

In diesem kurzen einleitenden Abschnitt wird auf einige wesentliche Besonderheiten des Betriebes elektrischer Energieversorgungsnetze eingegangen.

Der sichere und zuverlässige Betrieb von elektrischen Energieversorgungsnetzen erfordert, dass betriebliche Grenzwerte im Netz, wie Frequenz und Spannung, sowohl im Normalbetrieb als auch in Störungssituationen eingehalten werden.

Elektrische Energie hat die Besonderheit, dass sie im Energieversorgungsnetz nicht gespeichert werden kann. Infolgedessen ist die Bereitstellung und Abnahme von Elektroenergie zeitlich aneinandergelockt. Das Gleichgewicht zwischen bereitgestellter und abgenommener elektrischer Wirkleistung muss zu jedem Zeitpunkt gewahrt bleiben, damit die Elektroenergie mit gleichbleibender Frequenz zur Verfügung steht. Ist die Wirkleistungsbilanz nicht ausgeglichen, kommt es zu Abweichungen von der Normfrequenz, die im europäischen Verbundnetz 50 Hz beträgt. Ein erzeugungsseitiges Übergewicht ( $\text{Erzeugung} > \text{Last}$ ) zieht eine Erhöhung der Netzfrequenz über 50 Hz nach sich, während ein lastseitiges Übergewicht ( $\text{Erzeugung} < \text{Last}$ ) das Absinken der Netzfrequenz unterhalb des Normwertes zur Folge hat. Die Änderung der Frequenz stellt somit ein Maß für das Leistungsungleichgewicht zwischen Erzeugung und Verbrauch dar. Zu große Frequenzabweichungen können zu Beschädigungen von elektrischen Betriebsmitteln bis hin zu einem überregionalen Blackout führen.

Abweichungen des Wirkleistungsgleichgewichtes werden zunächst durch die in den rotierenden Massen der Turbinen-Generator-Sätze konventioneller Kraftwerke gespeicherten Energie, der sogenannten Momentanreserve, gedeckt. Im weiteren Verlauf müssen die momentanen Abweichungen fortlaufend mittels kontinuierlich anpassbarer Einspeisungen aus zentralen und dezentralen Erzeugungsanlagen kompensiert werden. Diese sogenannte Regelernergie wird in drei Produktkategorien unterteilt: Primärregelleistung, Sekundärregelleistung (automatische, sekundenschnelle Aktivierung durch Leistung-Frequenz-Regler) und Minutenreserveleistung (manuelle Aktivierung). Sie werden heute vorrangig von konventionellen Erzeugungsanlagen bereitgestellt, die überwiegend an das Übertragungsnetz angeschlossen sind. Zunehmend beteiligen sich aber auch dezentrale Anlagen aus unterlagerten Netzebenen über die Zusammenfassung zu Anlagenpools an der Bereitstellung von Regelernergie.

Neben der Frequenz ist die Betriebsspannung eine weitere wesentliche Kenngröße für den Netzbetrieb. In jeder Netzebene (Höchst-, Hoch-, Mittel- und Niederspannungsebene) muss die Spannung innerhalb vorgeschriebener Grenzen (zulässige Spannungsbänder) gehalten werden. Über- oder Unterschreitungen dieser Grenzen können zur spannungsmäßigen Überbeanspruchung von Betriebsmitteln im Netz oder in Kundenanlagen bzw. im Extremfall bis

hin zu stabilitätsgefährdenden Spannungsabweichungen (Spannungskollaps) führen. Eine wesentliche Einflussgröße zur Einhaltung des zulässigen Spannungsniveaus ist die Regelung der Blindleistung. Netzbetriebsmittel haben einen vom jeweiligen Belastungszustand des Netzes abhängigen Blindleistungsbedarf, der Rückwirkungen auf die Betriebsspannung hat. Die Bereitstellung der erforderlichen Blindleistung zur Deckung des auslastungsbedingten aktuellen Blindleistungsbedarfes steht daher in einem unmittelbaren Zusammenhang mit der Spannungshaltung.

Man unterscheidet zwischen statischer und dynamischer Spannungshaltung. Als statische Spannungshaltung werden die spannungshaltenden Maßnahmen während des Normalbetriebes bezeichnet, bei denen die betrieblich bedingten langsamen Spannungsänderungen innerhalb der zulässigen Grenzen gehalten werden. Unter der dynamischen Spannungshaltung ist die Spannungshaltung bei Spannungseinbrüchen infolge von Netzfehlern zu verstehen.

Im Gegensatz zur Frequenzhaltung ist die Spannungshaltung eine lokale/regionale Thematik, da die in den jeweiligen Netzebenen angeschlossenen Erzeuger und Verbraucher die Spannung lokal beeinflussen. Insofern trägt zunächst jeder Netzbetreiber die Verantwortung für die statische Spannungshaltung in seinem Netz selbst. Darüber hinaus besteht zunehmend das Erfordernis, die Spannungshaltung zwischen den Netzebenen zu koordinieren.

Der Zuwachs dezentraler volatiler Erzeugungsanlagen bedingt eine höhere und wechselhaftere Netzbelastung, wodurch sich deutliche Auswirkungen auf den damit verbundenen Blindleistungsbedarf des Netzes ergeben. Die statische Spannungshaltung wird demzufolge aufgrund der steigenden dynamischen Änderung von Netzsituationen zunehmend komplexer.

Zur Gewährleistung eines sicheren Netzbetriebes unter Berücksichtigung der vorgenannten technisch-physikalischen Zusammenhänge müssen sogenannte Systemdienstleistungen erbracht werden. Hierauf wird in den nachfolgenden Kapiteln ausführlich eingegangen.

## **3.2 Systemdienstleistungen – Status Quo**

### **3.2.1 Arten von Systemdienstleistungen**

Damit eine sichere und zuverlässige Elektrizitätsversorgung gewährleistet werden kann, sind die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) verpflichtet, die Erbringung von SDL anzufordern. Diese werden von den Anlagenbetreibern erbracht und von den ÜNB vergütet sowie koordiniert. So legen die ÜNB fest, wann welcher Anlagenbetreiber welche Dienstleistung bereitstellen muss.

Gemäß des Transmission Code 2007 (TC) des Verbands der Netzbetreiber (VDN) werden unter SDL in der Elektrizitätsversorgung diejenigen Leistungen verstanden, welche für die Funktionstüchtigkeit des Systems unbedingt erforderlich sind und für welche die Netzbetreiber, zusätzlich zur Übertragung sowie Verteilung elektrischer Energie, Verantwortung tragen. Sie bestimmen damit die Qualität der Stromversorgung und umfassen:

- die **Frequenzhaltung**,
- die **Spannungshaltung**,
- die **System- und Betriebsführung** sowie
- den **Versorgungswiederaufbau**.

Die ÜNB sind dafür verantwortlich, die Spannung und Frequenz im Übertragungsnetz innerhalb gewisser Toleranzbänder zu halten. Ferner ist es erforderlich, nach Auftreten von Störungen die definierten Netzparameter umgehend wiederherzustellen. Gründe für eine Abweichung der Netzkenngößen liegen unter anderem in Last- und Einspeiseschwankungen sowie Prognosefehlern und Kraftwerksausfällen. Die ÜNB sind dazu verpflichtet, die Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems zu gewährleisten. Hierzu stehen ihnen nach Absatz 1 des TC 2007 netz- und marktbezogene Maßnahmen und nach Absatz 2 Notmaßnahmen zur Verfügung. Dazu gehören neben Schalthandlungen und der Ausnutzung von Toleranzbändern auch der Einsatz von Redispatch und Regelenergie. Im Rahmen dieser Kurzstudie liegt der Fokus auf der Frequenz- und Spannungshaltung.

#### **3.2.2 Heutige Rolle erneuerbarer Erzeugungsanlagen**

Um die Funktionstüchtigkeit und Zuverlässigkeit des EEVS jederzeit garantieren zu können, müssen alle Erzeugungsanlagen Systemverantwortung übernehmen und auf Anweisung der Netzbetreiber bei Bedarf verschiedene Systemdienstleistungen erbringen. Regelungen hierzu finden sich neben dem TC 2007 ebenfalls in den Anwendungsregeln des FNN sowie den jeweiligen technischen Anschlussbedingungen der Verteilnetzbetreiber (VNB).

Historisch war die SDL-Bereitstellung ausschließlich Aufgabe der konventionellen Erzeugungsanlagen. Mit einem steigenden Anteil an erneuerbaren Erzeugungskapazitäten im EEVS stellt sich jedoch zunehmend die Frage, inwiefern auch EE-EZA einen Teil der Systemverantwortung übernehmen können bzw. müssen. Relevant ist auch die Fragestellung, ob die SDL-Bereitstellung allein mit EE-EZA umsetzbar ist, oder ob und in welchem Umfang der Weiterbetrieb konventioneller Erzeugungsanlagen aus netzbetrieblicher Sicht notwendig ist.

Um diese Fragen zu beantworten, gibt dieses Kapitel einen kurzen Überblick über die heutige Beteiligung von Wind- und Photovoltaikanlagen an der SDL-Bereitstellung. Abschließend werden weitere Möglichkeiten zur SDL-Bereitstellung aufgezeigt und aus netzbetrieblicher Sicht bewertet.

## Frequenzhaltung

Wie in Kapitel 3.1 beschrieben, muss die Frequenz im deutschen Stromnetz jederzeit innerhalb bestimmter Toleranzbänder gehalten werden. Verantwortung tragen diesbezüglich die ÜNB. Hierfür steht den ÜNB der Einsatz von Regelleistung und Momentanreserve zur Verfügung. Während die Momentanreserve eine intrinsische Eigenschaft rotierender Massen (Massenträgheitsmoment) darstellt, wird der Einsatz von Regelleistung über die Regelleistungsmärkte von allen vier deutschen ÜNB gemeinsam koordiniert.

Hinsichtlich der Bereitstellung von Regelleistung wird in Primärregelleistung, Sekundärregelleistung und Minutenreserveleistung unterschieden. Der Einsatz von jeder der drei Regelleistungsarten wird über einen separaten Regelleistungsmarkt koordiniert. Um eine Regelleistungsart bereitstellen zu können, müssen die Erzeugungsanlagen für jeden Regelleistungsmarkt eine separate Präqualifikation durchlaufen. Hierbei werden seitens der ÜNB verschiedene technische Anforderungen an die Erzeugungsanlagen gestellt. Beispielhaft seien hier Leistungsgradienten, Sicherheitsniveaus und Mindestleistungen genannt.

Historisch war die Regelleistungsbereitstellung Aufgabe der konventionellen Erzeugungsanlagen. In den letzten Jahren sind jedoch auch vermehrt EE-EZA an den Regelleistungsmärkten aktiv. Abbildung 5 gibt einen Überblick über die aktuelle Anbieterstruktur auf den deutschen Regelleistungsmärkten (Stand 11/2017).

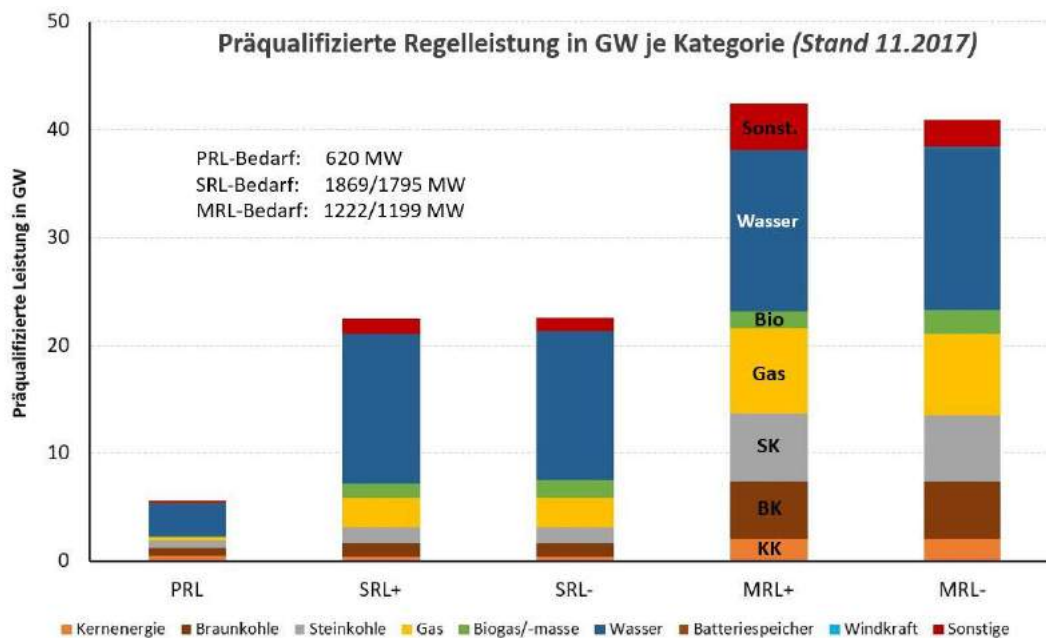


Abbildung 5: Präqualifizierte Leistung an den Regelleistungsmärkten

Quelle: [2]

Es zeigt sich, dass auch unter heutigen Rahmenbedingungen Regelleistung vorwiegend durch konventionelle Erzeugungsanlagen und Energiespeicher bereitgestellt wird. Allein die Anlagen auf Basis von Biomasse leisten einen signifikanten Beitrag zur Regelleistungserbringung.

Für Photovoltaikanlagen existiert auch heute keine regulatorische Grundlage zur Teilnahme an den Regelleistungsmärkten, sodass diese keinen Beitrag leisten können. Seit Dezember 2015 ist es jedoch Betreibern von Windenergieanlagen möglich, sich im Rahmen einer Pilotphase an der Bereitstellung von negativer Minutenreserveleistung zu beteiligen. Bis heute (Stand 12.02.2018) sind hierfür ca. 90 MW an Windenergieanlagen präqualifiziert und können so theoretisch einen Beitrag zur Regelleistungsbereitstellung leisten. Ob sich Windenergieanlagen jedoch auch in der Praxis aktiv an den Märkten beteiligen, hängt von den finanziellen Anreizen ab. Die wesentlichen Einflussgrößen sind hierbei die Erlöse aus den Leistungs- und Arbeitspreisen für Minutenreserveleistung sowie die Opportunitätskosten durch den Entfall der jeweiligen EEG-Vergütung im Rahmen der Direktvermarktung (Marktprämie). Auch sind für die Bereitstellung von Regelleistung der Aufbau von zusätzlicher Expertise sowie verschiedene technische Aufrüstmaßnahmen erforderlich. Die hierfür notwendigen Investitionen müssen ebenfalls durch die Gewinne an den Regelleistungsmärkten amortisiert werden.

Die zukünftigen Potenziale von Wind- und Photovoltaikanlagen zur Bereitstellung von Regelleistung werden detailliert im Kapitel 3.3.1 untersucht.

Die Bereitstellung von Momentanreserve durch Windenergieanlagen ist lange noch nicht Stand der Technik. Derzeit wird Momentanreserve durch konventionelle Kraftwerke bereitgestellt (siehe Abbildung 6). Hierbei erfolgt die Netzanbindung direkt über Synchrongeneratoren, welche systemstützend (intrinsisch) und verzögerungsfrei positive als auch negative Momentanreserve bereitstellen können. Mögliche Leistungsungleichgewichte im Netz können durch positive und negative Beschleunigung der rotierenden Schwungmassen verzögerungsfrei ausgeglichen werden. Das Ein- bzw. Ausspeichern von kinetischer Energie dient hierbei als Kurzzeitenergiespeicher.

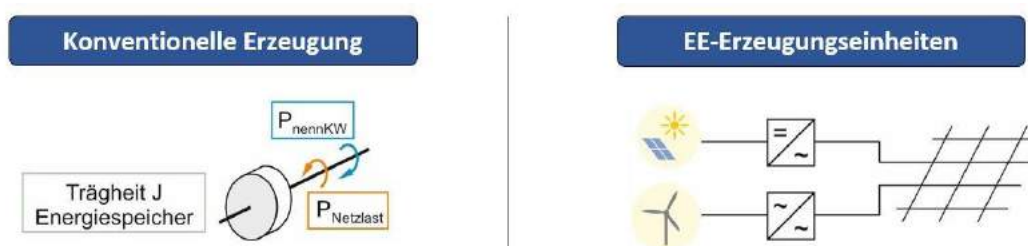


Abbildung 6: Bereitstellung von Momentanreserve – konventionelle und EE-EZA

Dagegen erfolgt die Netzanbindung von EE-EZA über leistungselektronische Umrichter mit unterschiedlichen dynamischen Eigenschaften gegenüber konventionellen Kraftwerken. Die zukünftige Zunahme erneuerbarer Erzeugungskapazität führt zu einer Abnahme rotierender Massen im Netz und das Gesamtsystem reagiert somit sensitiver. Die Abnahme von Schwungmassen führt dabei grundsätzlich zu höheren Frequenzgradienten und damit zu ei-



ner möglichen Gefährdung der Netzfrequenzstabilität. Im zusammengeschalteten europäischen Verbundsystem sind für den derzeitigen Auslegungsstörfall jedoch keine Probleme zu beobachten [3].

In der Literatur [4] werden zukünftige Ansätze zur Nutzung der synthetischen Schwungmassen aus Windenergieanlagen in Modellbetrachtungen durch das Abbilden einer entsprechenden Windinertia-Kennlinie aus Netzsicht beschrieben. Aktuell leisten Wind- und Photovoltaikanlagen jedoch keinen Beitrag zur Momentanreserve.

#### **Spannungshaltung**

Analog zur Frequenz muss auch die Spannung jederzeit innerhalb bestimmter Grenzwerte gehalten werden. Eine Möglichkeit der Netzbetreiber hierfür ist die Vorgabe einer anforderungsgerechten Blindleistungseinspeisung aller an das Stromnetz angeschlossenen Erzeugungsanlagen. Da der Großteil der Wind- und Photovoltaikanlagen in der Verteilnetzebene angeschlossen ist, fällt dies in den Verantwortungsbereich der jeweiligen Anschlussverteilnetzbetreiber. Regelungen hierzu finden sich heutzutage in den Technischen Regeln für den Anschluss von Kundenanlagen (VDE-Anwendungsrichtlinien 41).

Für die Spannungshaltung in der Hochspannungs (HS)- und Höchstspannungs (HöS)-Ebene ist nur das Blindleistungsverhalten von dezentralen Erzeugungsanlagen mit Anschluss in der HS-Ebene maßgebend. Demzufolge soll sich im Folgenden nur auf die Ausführungen in der Technischen Anschlussregel (TAR) Hochspannung [5] konzentriert werden. Maßgeblich für die Spannungshaltung sind die dortigen Vorgaben für die Verfahren zur Blindleistungsbereitstellung sowie entsprechende Varianten für PQ-Betriebsdiagramme, in denen die Mindestanforderungen an die induktive und kapazitive Blindleistungsbereitstellung in Abhängigkeit der momentanen Wirkleistungseinspeisung dargestellt sind (siehe Abbildung 7).

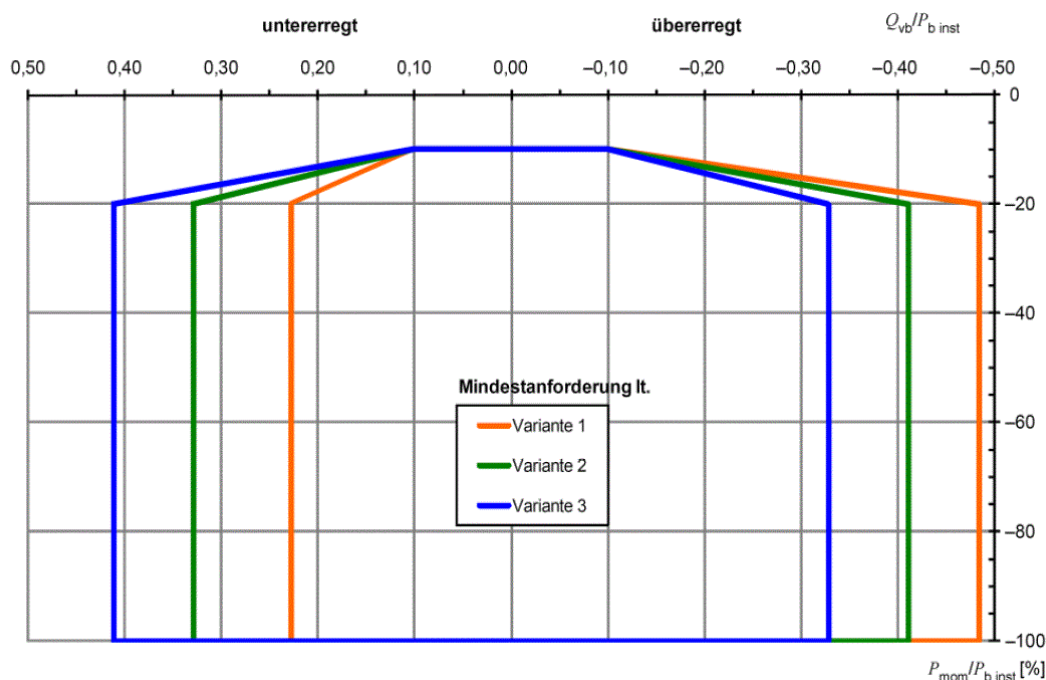


Abbildung 7: Varianten der PQ-Diagramme am Netzanschlusspunkt  
Quelle: [5]

Die TAR Hochspannung und somit die Blindleistungsforderungen an erneuerbare Erzeugungsanlagen in der Hochspannungsebene sind erst seit 2015 in Kraft. Entsprechend dem Inbetriebnahmedatum und der zum damaligen Zeitpunkt geltenden Technischen Anschlussbedingungen wurden unter Umständen keine Blindleistungsanforderungen an die erneuerbaren Erzeugungsanlagen gestellt. Dies betrifft überwiegend Altanlagen mit einem Inbetriebnahmedatum bis zum Jahr 2008. Erst danach sind Vorgaben hinsichtlich netzbetreiberspezifischer statischer Blindleistungsanforderungen gemacht worden. Da sich demzufolge Altanlagen mit einem Inbetriebnahmedatum vor 2009 nicht an der Blindleistungsbereitstellung beteiligen, kann deren theoretisch vorhandenes statisches Blindleistungspotenzial für den Netzbetrieb zunächst nicht genutzt werden. Erst Anlagen mit einem Inbetriebnahmezeitpunkt ab dem Jahr 2009 müssen sich an der Blindleistungsbereitstellung beteiligen. Dies führt zu der Tatsache, dass trotz einer Vielzahl von installierten EE-EZA das statische Blindleistungspotenzial dieser Anlagen zum gegenwärtigen Zeitpunkt in Summe vergleichsweise gering ist.

Es kann festgehalten werden, dass sich Wind- und Photovoltaikanlagen bereits heute an der Spannungshaltung beteiligen, deren aktueller Beitrag zur statischen Spannungshaltung jedoch vergleichsweise überschaubar ist und sich auf sogenannte Übergangs- und Neuanlagen beschränkt.

Ein weiterer wichtiger Sachverhalt im Zusammenhang mit den statischen Blindleistungspotenzialen aus EE-EZA ist deren zeitliche Verfügbarkeit. Aus den PQ-Diagrammen für EE-EZA in Abbildung 7 ist zu erkennen, dass die Blindleistungseinspeisung dieser Anlagen im Bereich  $P/P_{inst} < 0,2$  abhängig von der momentanen Wirkleistungseinspeisung ist. Entsprechend den

aktuellen Anforderungen müssen EE-EZA bei keiner bzw. geringer Wirkleistungseinspeisung im Bereich kleiner 10% ihrer Bemessungsleistung keine Blindleistung einspeisen.

Der Großteil der EE-EZA sind Windenergie- und Photovoltaikanlagen, deren Wirkleistungseinspeisung dargebotsabhängig und somit stark volatil ist. Um die Auswirkungen dieser Volatilität auf die Verfügbarkeit der Blindleistungspotenziale dieser Anlagen zu untersuchen, wurde beispielhaft die Summen(wirkleistungs)einspeisung der Wind- und Photovoltaikanlagen im Netzgebiet Brandenburg der MITNETZ STROM analysiert (Bezugsjahr 2015). Auf Basis dieser Einspeiseprofile wurde die theoretisch abrufbare statische Blindleistung aus diesen Anlagen ermittelt. Die Ergebnisse lassen sich anschaulich in einer geordneten Jahresdauerlinie darstellen (siehe Abbildung 8).

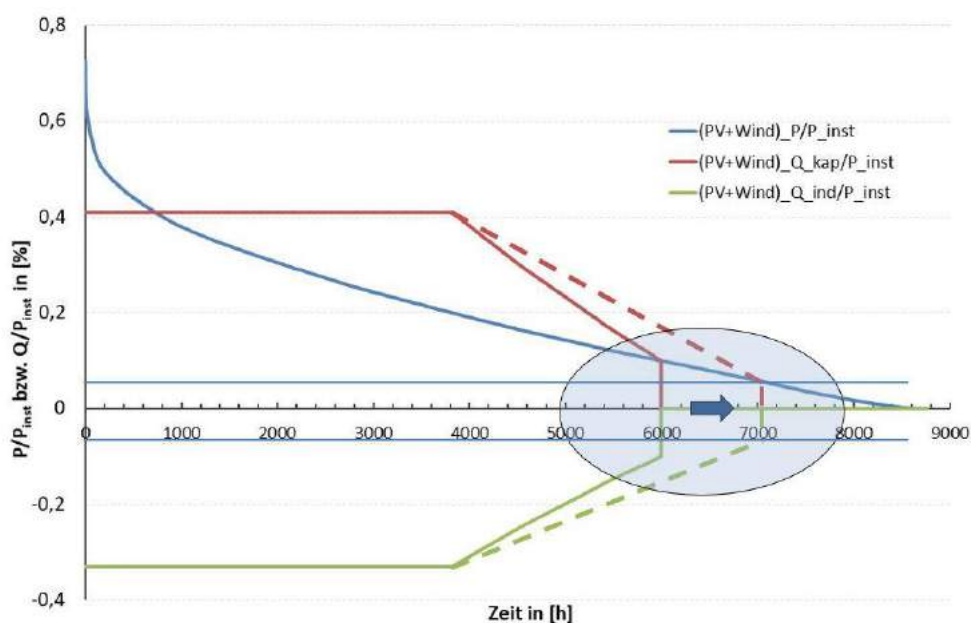


Abbildung 8: Wind- und PV-Einspeisung im Netzgebiet BB der MITNETZ STROM (2015)

Es ist ersichtlich, dass über einen längeren Zeitraum innerhalb des Betrachtungsjahres keine Blindleistungsbereitstellung durch Wind- und Photovoltaikanlagen möglich ist. Nur für ca. 6.000 h ist das Blindleistungspotenzial verfügbar, davon ca. 3.900 h mit dem maximalen Wert entsprechend der vorgegebenen PQ-Diagrammvariante (siehe Abbildung 7). Das entspricht einer Nichtverfügbarkeit des Blindleistungspotenzials aus diesen Anlagen von ca. 30 % der Zeit eines Jahres.

Die Ergebnisse für die zeitliche Verfügbarkeit der Blindleistungspotenziale sind nahezu unabhängig von der installierten Leistung der EE-EZA, da deren Volatilitätscharakter unverändert bleibt. Somit lassen sich die vorstehend getroffenen Aussagen prinzipiell auch auf die zukünftig verfügbaren Blindleistungspotenziale für EE-Prognosen übertragen, wenn man mögliche räumliche Ausgleichseffekte ausklammert, da Blindleistung ein lokales/regionales Thema ist.

Eine Erhöhung der zeitlichen Verfügbarkeit ist somit nur über eine Änderung des PQ-Diagramms möglich. Diesem Umstand wird mit der neuen TAR Hochspannung, die aktuell in einer Entwurfsfassung 2017 [6] vorliegt, Rechnung getragen. Das dortige PQ-Diagramm für Erzeugungsanlagen beginnt bereits bei  $P/P_{\text{inst}} = 0,05$ , wodurch sich die zeitliche Verfügbarkeit der Blindleistungspotenziale erhöht (gestrichelte Linien in Abbildung 8). Dennoch verbleibt ein Zeitbereich im Jahr von ca. 1.500 h ohne Blindleistungseinspeisung.

Die Blindleistungseinspeisung konventioneller Kraftwerke kann bereits bei deren marktbaasierten Einsatz mitgeleistet werden. Die Vorhaltung zusätzlicher (Wirk)Leistungsscheiben für die Blindleistungseinspeisung ist demzufolge nicht erforderlich. Lediglich in Ausnahmefällen kann es erforderlich sein, aufgrund von spannungsbedingtem Redispatch aus Spannungshaltungsgründen Kraftwerke am Netz laufen zu lassen.

Eine Betrachtung der zukünftigen Beiträge von Wind- und Photovoltaikanlagen zur Spannungshaltung erfolgt in Kapitel 3.3.2.

#### **Netzwiederaufbau**

Sollten über einen längeren Zeitraum signifikante Grenzwertverletzungen der elektrischen Betriebsparameter auftreten, kann dies durch kaskadierende Auslösungen von Schutzrichtungen zum vollständigen Zusammenbruch der Elektroenergieversorgung führen. Konkrete Ursachen hierfür umfassen unter anderem:

- witterungsbedingte Beeinträchtigungen einzelner Netzelemente,
- unerwartete Ausfälle großer Kraftwerksleistungen durch technische Störungen,
- Angriffe auf Netz-, Erzeugungs- oder Verbrauchsinfrastrukturen.

Für dieses seltene aber dennoch mögliche Ereignis müssen jederzeit schwarzstartfähige Erzeugungsanlagen zur Wahrung der Systemsicherheit zur Verfügung stehen. So kann die Elektroenergieversorgung nach einer flächendeckenden Großstörung wiederhergestellt werden.

Für die Koordinierung des Netzwiederaufbaus sind die Übertragungsnetzbetreiber in Zusammenarbeit mit den Verteilnetzbetreibern verantwortlich. Derzeitige Netzwiederaufbaukonzepte basieren ausschließlich auf schwarzstartfähigen konventionellen Kraftwerken sowie Pumpspeicherkraftwerken. Unter Anwendung eines top-down Ansatzes wird ausgehend vom Übertragungsnetz sukzessive die Stromversorgung wiederaufgebaut. EE-EZA leisten hierzu aufgrund ihres volatilen, nicht an den aktuellen Leistungsbedarf anpassbaren Einspeisecharakters aktuell keinen Beitrag.

#### **Regulatorische Rahmenbedingungen**

Die Einzelheiten der SDL-Bereitstellung sind in verschiedenen Gesetzestexten, Normen, Vorschriften und Richtlinien festgeschrieben. Um der stetigen Veränderung der Anforderungen an EZA und Netznutzer Rechnung zu tragen, werden diese stets angepasst. So wurden im Juni

2017 durch die Beschlusskammer 6 der Bundesnetzagentur der regulatorische Rahmen für die Regelenergiemärkte überarbeitet, um diese für volatile Erzeugungsanlagen (EZA) weiter zu öffnen. Eine Übersicht der umgesetzten Änderungen für die Sekundär- und Minutenreserveleistung kann Tabelle 2 entnommen werden. Bezüglich der Bereitstellung von Primärregelleistung gab es keine Anpassungen.

Kriterien	MRL	SRL
Aktivierung	100 % der Angebotsgröße nach 15 Minuten	100 % der Angebotsgröße nach 5 Minuten
Leistungsgradient	-	mindestens +/- 2 % von $P_n$ pro Minute
Zeitverfügbarkeit/ Zuverlässigkeit	100 % über den gesamten Angebotszeitraum	95 % über den gesamten Angebotszeitraum
Ausschreibungsfrist	kalendertäglich (neu)	
Produktlänge	6 x 4 Stunden (neu)	
Mindestangebotsgröße	5 MW bei einem Gebot je RZ auch: 1 bis 4 MW (neu)	
Auflösung der Datenübermittlung	1 Minute	3 bis 5 Sekunden je nach Datenpunkt
Poolung von Anlagen	nur innerhalb der Regelzone (neu)	
Besicherung	nur innerhalb der Regelzone durch präqualifizierte EZA	

Tabelle 2: Änderungen an den Regelleistungsmärkten

Quelle: Zusammenstellung aus verschiedenen öffentlich verfügbaren Dokumenten

Auch die Regeln der europäischen und deutschen Übertragungsnetzbetreiber (z. B. der Transmission Code 2007) sowie verschiedene technische Anwendungsregeln des FNN (VDE) werden aktuell überarbeitet. Schwerpunkte sind der Abbau von Hürden hinsichtlich der Integration von EE-EZA in die Stromnetze. Abbildung 9 gibt einen Überblick über den regulatorischen Rahmen hinsichtlich der SDL-Bereitstellung. Hier ist auch zu erkennen, welche Vorschriften aktuell überarbeitet werden.

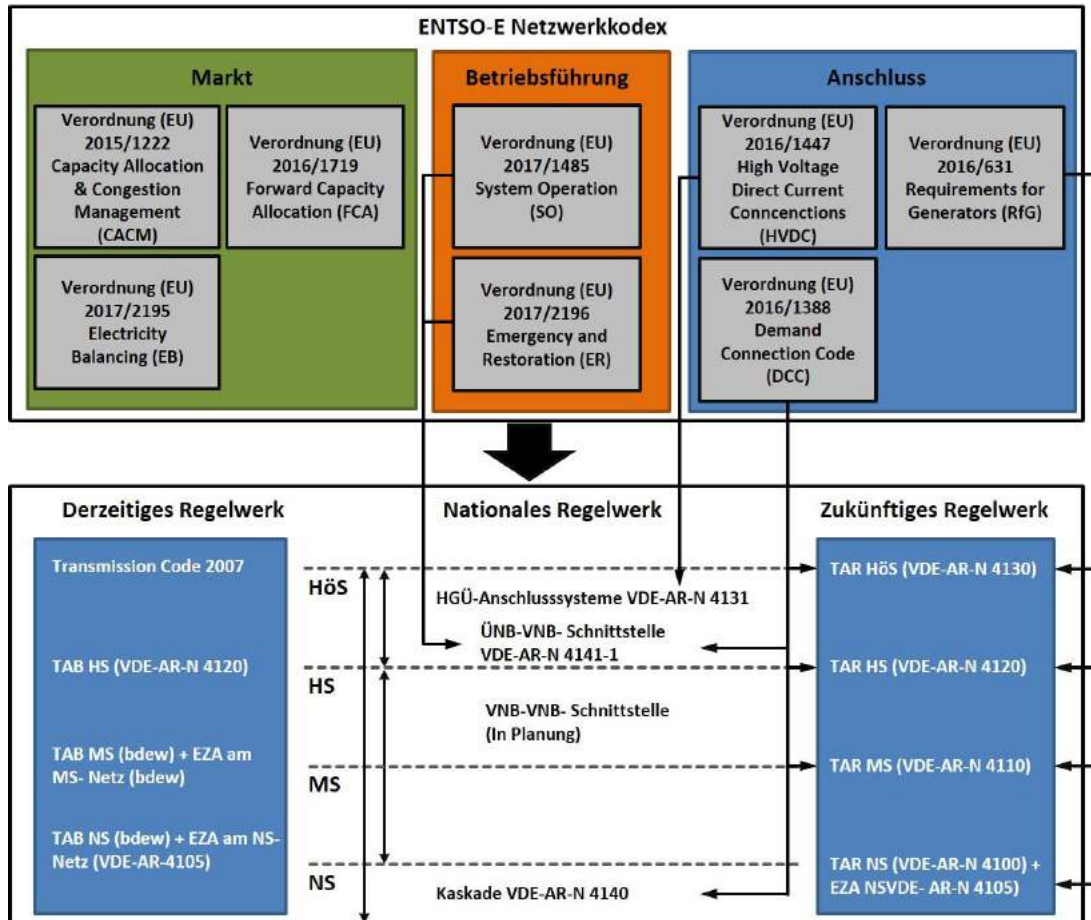


Abbildung 9: Übersicht zum regulatorischen Rahmen

Quelle: eigene Darstellung in Anlehnung an [7] und [8]

### Schlussfolgerungen

Unter derzeitigen Rahmenbedingungen beteiligen sich Wind- und Photovoltaikanlagen nur in sehr begrenztem Maße an der Frequenz- und Spannungshaltung. So konnten einzelne Windparks bereits für den Minutenreservemarkt präqualifiziert werden. Jedoch leisten bei der Bereitstellung von Regelleistung konventionelle Erzeugungsanlagen sowie Biomasseanlagen nach wie vor den größten Beitrag.

Gemäß den jeweiligen Technischen Anschlussbedingungen (TAB) leisten Wind- und Photovoltaikanlagen mit einem Inbetriebnahmedatum um das Jahr 2008 bereits heute einen Beitrag zur Spannungshaltung. In heutige Netzwiederaufbaukonzepte sind EE-EZA allerdings aufgrund ihres volatilen Einspeisecharakters nicht integriert.

Ob und in welchem Maße EE-EZA in die SDL-Bereitstellung miteinbezogen werden können, hängt sowohl von technischen als auch von regulatorischen Rahmenbedingungen ab. Darüber hinaus müssen z. B. für die Bereitstellung von Regelleistung auch finanzielle Anreize für die Anlagenbetreiber existieren. Fehlen diese, kommt es auch bei technischem Vermögen

der Anlagen und den passenden regulatorischen Rahmenbedingungen zu keinem Beitrag für die Frequenzhaltung.

Gründe für den begrenzten Beitrag von Wind- und Photovoltaikanlagen zur SDL-Bereitstellung liegen neben technischen Restriktionen auch in der aktuellen Ausgestaltung der regulatorischen Rahmenbedingungen. Hier müssen in den kommenden Jahren die Weichen für die weitere Integration von EE-EZA in die Stromnetze gestellt werden. Dies betrifft sowohl die Märkte für Regelleistung als auch eine Anpassung der einschlägigen Gesetze, Normen und Vorschriften, speziell im Hinblick auf den geforderten Beitrag zur Spannungshaltung.

Eine abschließende Zusammenfassung der beschriebenen Zusammenhänge zur heutigen SDL-Bereitstellung mit EE-EZA kann Tabelle 3 entnommen werden.

Heutige SDL-Bereitstellung			Windanlagen	Photovoltaikanlagen	Bemerkungen
Frequenzhaltung	technisch	PRL	Ja	(Ja)	Abhängigkeit vom Primärenergieträger
		SRL	Ja	(Ja)	
		MRL	Ja	(Ja)	
	regulatorisch	PRL	Nein	Nein	
		SRL	Nein	Nein	
		MRL	Ja	Nein	
	Praxis	PRL	Nein	Nein	
		SRL	Nein	Nein	
		MRL	(Ja)	Nein	kaum Abrufe
Spannungshaltung	technisch		Ja	Ja	
	regulatorisch		Ja	Ja	
	Praxis		Ja	Ja	
Netzwiederaufbau	technisch		Nein	Nein	
	regulatorisch		(Nein)	(Nein)	Keine Vorgaben und Verpflichtungen
	Praxis		Nein	Nein	

Tabelle 3: Heutige SDL-Bereitstellung durch Wind- und Photovoltaikanlagen

In den folgenden Kapiteln werden hierzu die zukünftigen Entwicklungen und Beiträge von Wind- und Photovoltaikanlagen genauer untersucht. So soll die Frage beantwortet werden, welchen Beitrag EE-EZA zukünftig zur SDL-Bereitstellung leisten können.

### 3.3 Abschätzung der SDL-Bereitstellung im Jahr 2023

In diesem Kapitel soll die Frage beantwortet werden, welchen Beitrag EE-EZA zukünftig zur SDL-Bereitstellung leisten können. Hierbei wird auf die folgenden Aspekte näher eingegangen:

- Frequenzhaltung (Regelleistung und Momentanreserve)
- statische Spannungshaltung,
- Netzwiederaufbau,
- Kurzschlussleistung,
- Organisation und Kommunikation.

Ziel der Untersuchungen ist es, möglichst zuverlässige Aussagen zu erhalten, um einen technischen Beitrag zur Diskussion über die Notwendigkeit des Betriebs konventioneller Kraftwerke leisten zu können. Die Untersuchungsergebnisse können dann als Grundlage für weitere Untersuchungen und Fachdiskussionen dienen.

Hierzu werden die absehbaren technischen und regulatorischen Entwicklungen bis zum Jahr 2023 untersucht. Der Betrachtungszeitraum von 5 Jahren bildet dabei eine Situation ab, in welcher der geplante Ausstieg aus der Kernenergienutzung abgeschlossen und die Braunkohleblöcke aus der Klimareserve (bzw. Sicherheitsbereitschaft) endgültig stillgelegt wurden.

Abschließend wird untersucht und bewertet, welche großtechnischen Alternativen zur SDL-Bereitstellung existieren und mittelfristig auch im erforderlichen Umfang implementiert werden können.

#### 3.3.1 Frequenzhaltung

In einem zukünftigen EEVS können und müssen EE-EZA einen wesentlichen Beitrag zur Frequenzhaltung leisten. Dabei stellt sich die grundsätzliche Frage von Potenzialen und Grenzen hinsichtlich der Bereitstellung von Regelleistung. Mithilfe eines eigens für diese Untersuchungen entwickelten Modells soll dabei das verfügbare Potenzial zur Regelleistungsbereitstellung abgeschätzt und genauer analysiert werden.

Die Basis bildet dabei das Referenzjahr 2017, charakterisiert durch die tatsächliche Energieeinspeisung durch Wind- und Photovoltaikanlagen sowie die benötigten Regelleistungsbedarfe (Ausschreibungsvolumina). Darauf aufbauend erfolgt die Prognose einer Einspeisezeitreihe für das Zieljahr 2023 und die Bestimmung des tatsächlich nutzbaren EE-Potenzials zur Deckung des Regelleistungsbedarfes. Die dabei entstehende mehrstufige Potenzialabschätzung beinhaltet verschiedene Beschränkungen und Verfügbarkeitsfaktoren. Abschließend er-



folgt der Vergleich zwischen dem praktisch nutzbaren EE-Potenzial und dem erwarteten Regelleistungsbedarf im Jahr 2023. Als Ergebnis der Untersuchungen können dann mögliche Defizite bei der Deckung des Regelleistungsbedarfes identifiziert werden. So ist es möglich, Aussagen darüber abzuleiten, welchen Beitrag EE-EZA im Jahr 2023 zur Regelleistungserbringungen leisten können. Die beschriebenen Zusammenhänge der Modellierung sind in Abbildung 10 schematisch dargestellt.

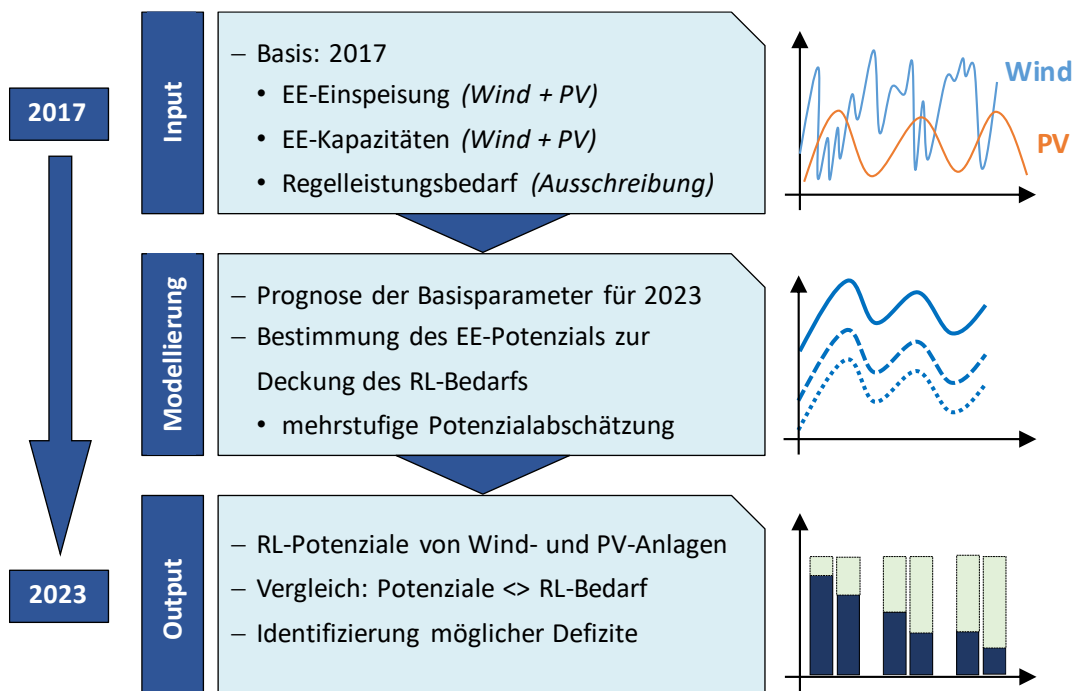


Abbildung 10: Methodik der Regelleistungsmodellierung

Für die Modellierung wurden dabei verschiedene Rahmenbedingungen gesetzt:

1. EE-EZA sollen zu 100 % die benötigte Regelleistung erbringen.
2. EE-EZA müssen sowohl positive als auch negative Regelleistung gleichzeitig erbringen bzw. vorhalten können.
3. Der Zubau an EE-Kapazitäten orientiert sich an dem Zubaukorridor des EEG.
4. Der Regelleistungsbedarf wird sich bis zum Jahr 2023 nicht signifikant ändern.
5. Die Regelleistung soll ausschließlich in Deutschland erbracht werden.
6. Die Zeitscheiben der Erbringung müssen mit dem derzeitigen regulatorischen Rahmen übereinstimmen.

Die modelltechnische Bestimmung des praktisch nutzbaren EE-Potenzials erfolgt über zwei Zwischenschritte auf Basis der installierten EE-Leistung und der maximalen EE-Einspeisung im Jahr 2023 (siehe Abbildung 11).

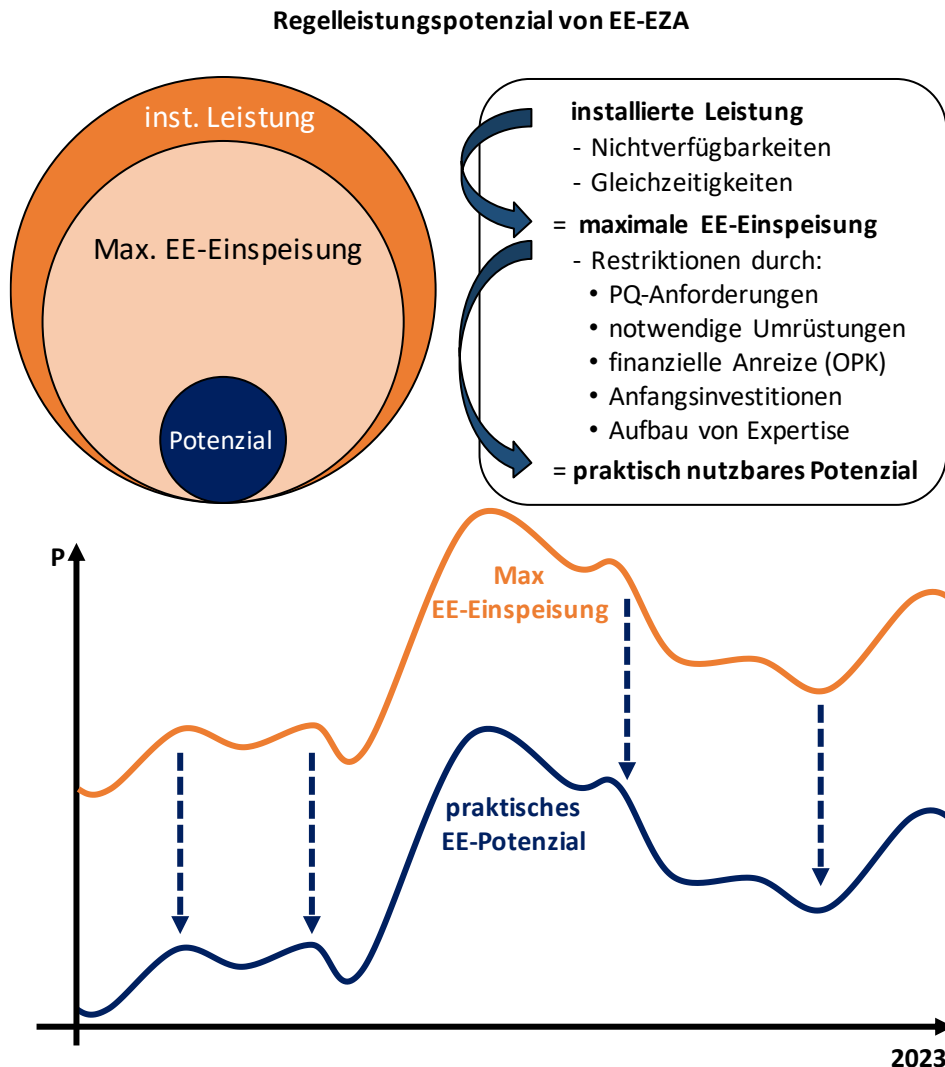


Abbildung 11: Mehrstufige Potenzialabschätzung

Im ersten Schritt der Abschätzung wird aus der installierten EE-Leistung die maximal mögliche EE-Einspeisung errechnet. Dabei werden verschiedene Nichtverfügbarkeiten und Gleichzeitigkeiten beachtet, da nicht alle installierten EE-EZA in Höhe ihrer Bemessungsleistung gleichzeitig Energie einspeisen können und somit auch nicht in der Lage sind, Regelleistung bereitzustellen. Der zweite Modellschritt setzt die technischen und wirtschaftlichen Restriktionen um, die das tatsächlich nutzbare Potenzial identifizieren. Ein Großteil der Einschränkungen kann dabei auf die Nichterfüllung der Präqualifikationsanforderungen zurückgeführt werden. Ferner werden weitere Faktoren wie finanzielle Anreize, technische Umrüstmaßnahmen sowie der Aufbau der erforderlichen Expertise berücksichtigt.

Das Ergebnis der Modellierung ist eine EE-Potenzialkurve für das Jahr 2023, aus der abgeleitet wird, ob die verschiedenen Regelleistungsarten erbracht werden können. Dabei wird nach PRL, SRL und MRL sowie nach positiver und negativer Regelrichtung unterschieden. Der Fokus der Untersuchungen liegt dabei auf Wind- und Photovoltaikanlagen.

Beim Vergleich zwischen dem EE-Potenzial und dem Regelleistungsbedarf müssen die Potenzialkurve sowie deren Abstufungen für positive und negative Regelleistung einen Wert größer Null aufweisen. Ist dies nicht der Fall, kann für den betreffenden Zeitraum die Regelleistung nicht vollständig erbracht werden (siehe Abbildung 12 und Abbildung 13). Im Sinne der Auswertung zählen diese Zeitabschnitte als Regelleistungsdefizite.

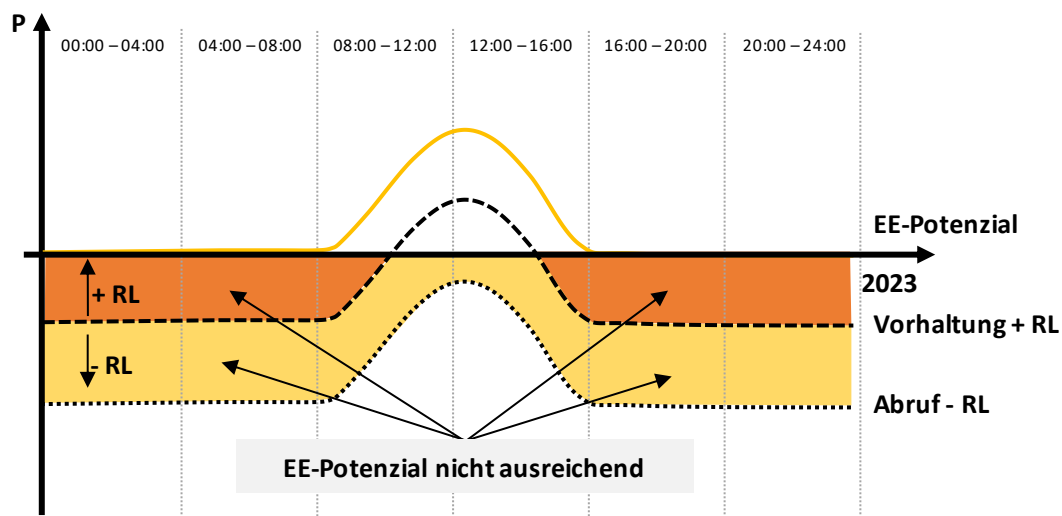


Abbildung 12: Schematisches Regelleistungspotenzial – PV

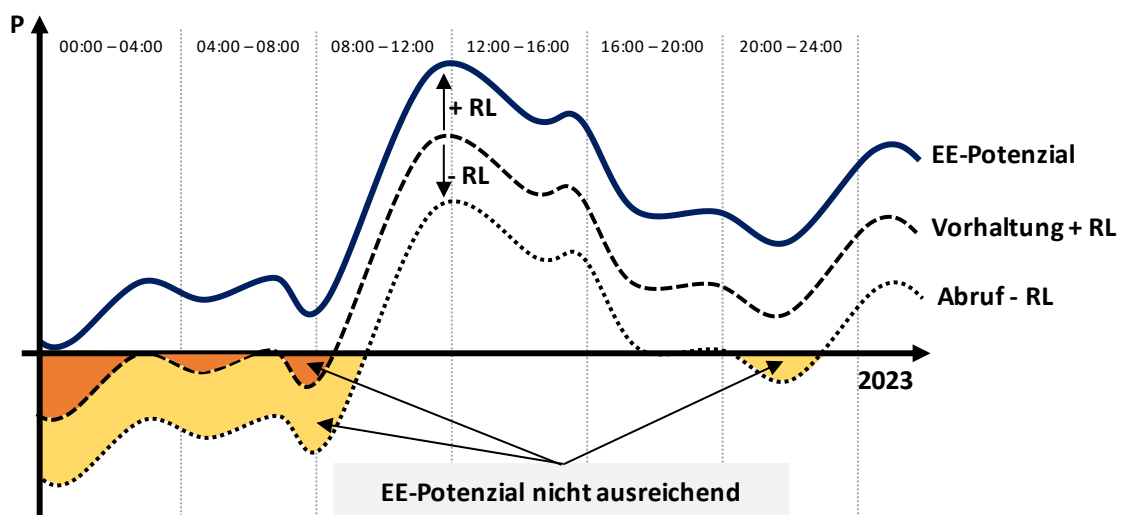


Abbildung 13: Schematisches Regelleistungspotenzial – Wind

Die schematischen Beispiele zeigen, dass Wind- und Photovoltaikanlagen aufgrund ihrer Darbotsabhängigkeit unterschiedlich betrachtet werden müssen. Windenergieanlagen sind

grundsätzlich in der Lage, alle Regelleistungsarten zu erbringen, jedoch mit zeitlichen Einschränkungen. Dagegen sind Photovoltaikanlagen aufgrund ihrer Charakteristik und der derzeit nicht möglichen Präqualifikation nicht in der Lage, zur Regelleistungsbereitstellung beizutragen. Aus diesem Grund wurde beschlossen, die Regelleistungsbereitstellung durch Photovoltaikanlagen ab diesem Modellschritt nicht weiterzuverfolgen. Die nachfolgenden Untersuchungsschritte beziehen sich somit ausschließlich auf Windenergieanlagen.

Die schematische Darstellung der Regelleistungsbereitstellung ist idealisiert und unterscheidet sich von den tatsächlichen Potenzialkurven, die für das Jahr 2023 ermittelt werden konnten. Anhand eines Beispiels aus der Einspeisereihe des Septembers 2023 soll gezeigt werden, wie Windenergieanlagen die benötigte Regelleistung (in diesem Fall: Sekundärregelleistung) bereitstellen können. Hierzu wurde als Zeitraum eine relativ windschwache Woche vom 07.09.2023 bis zum 11.09.2023 ausgewählt (siehe Abbildung 14).

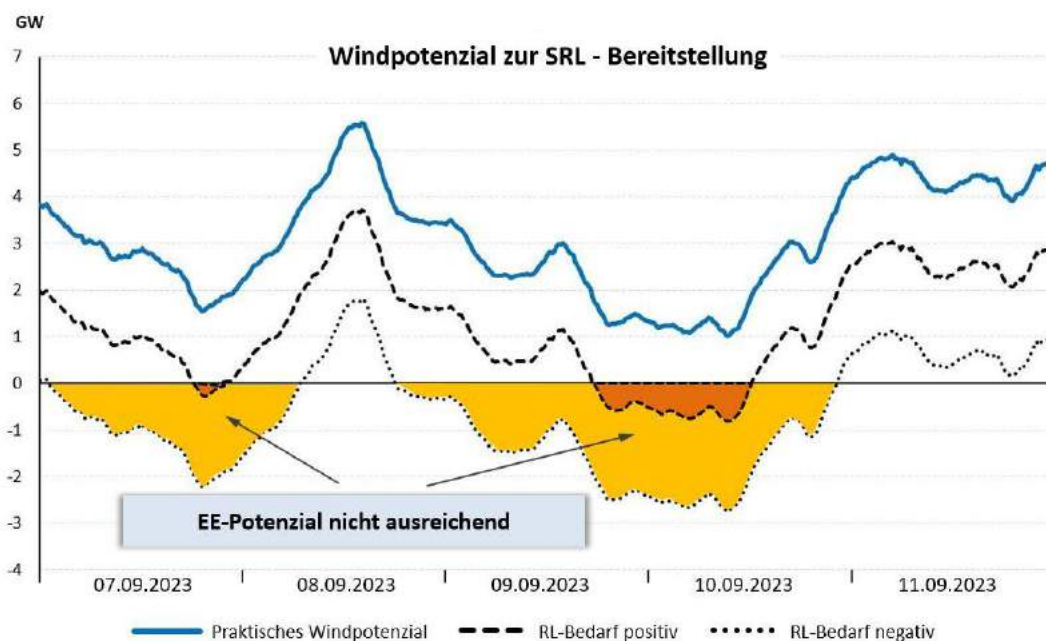


Abbildung 14: Modellierungsergebnisse in einer Beispielwoche (Wind)

Für diesen Zeitraum sind sowohl die Potenzialkurve (blau) als auch die beiden abgestuften Kurven für positive und negative Regelleistung (schwarz gestrichelt) dargestellt. Das Beispiel zeigt, dass das Windpotenzial zeitweise ausreichend ist, SRL sowohl in positiver als auch in negativer Richtung bereitzustellen. Jedoch zeigen die eingefärbten Defizitflächen auch deutlich, dass es Phasen gibt, in denen keine Regelleistung bereitgestellt werden kann.

Die Untersuchung für das Modelljahr 2023 zeigt, dass Windenergieanlagen grundsätzlich in der Lage sind, SRL und MRL sowohl positiv und negativ über einen längeren Zeitraum bereitzustellen. Jedoch unterliegt das Potenzial deutlichen Einschränkungen hinsichtlich der zeitlichen Verfügbarkeit.

Die Auswertung erfolgt für das komplette Untersuchungsjahr unter Berücksichtigung der jeweiligen Produktlängen von 4 Stunden (MRL und SRL). Für jede einzelne SDL und Regelrichtung kann so ein relativer Anteil ermittelt werden, in dem Windenergieanlagen die benötigte Regelleistung komplett zur Verfügung stellen können (siehe Abbildung 15). Hinsichtlich der Bereitstellung von PRL ist dieser Anteil unter aktuellen Rahmenbedingungen sehr gering. Dies ist auf die wöchentliche Ausschreibung und Produktlänge zurückzuführen. Die Auswirkung der aktuellen Ausschreibung ist in Abbildung 15 durch die weißen gestrichelten Linien dargestellt. Zur besseren Vergleichbarkeit und um eine weitere Öffnung der Regelleistungsmärkte abzubilden, wurde beschlossen, die Untersuchung des PRL-Potenzials ebenfalls in 4-Stunden-Blöcken durchzuführen.

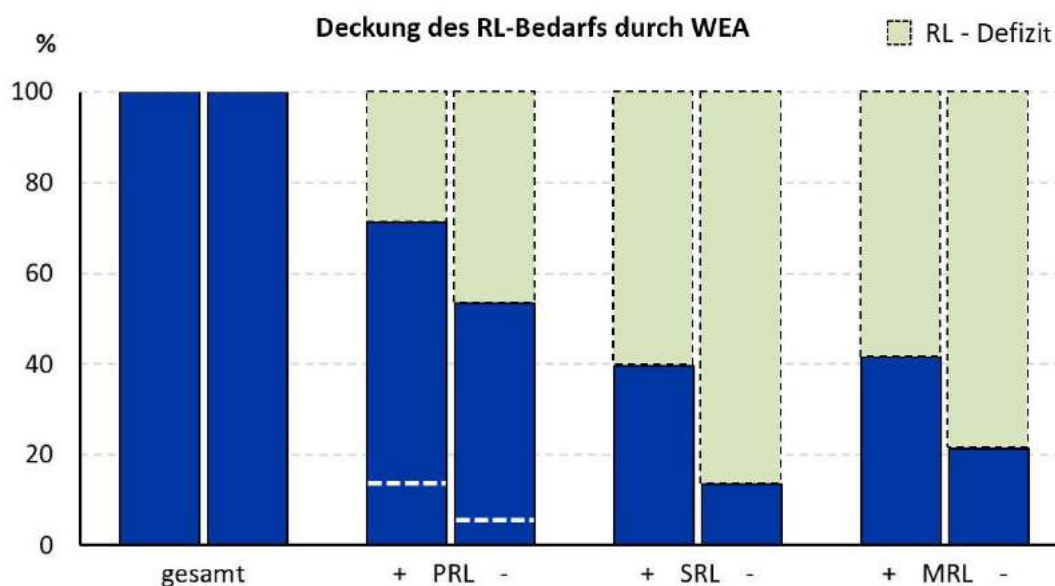


Abbildung 15: Ergebnisdarstellung der Regelleistungsmodellierung

Durch die verschiedenen Restriktionen ist das Regelleistungspotenzial mit EE-EZA deutlich reduziert, jedoch grundsätzlich vorhanden und nutzbar. Für die positive Regelrichtung ergibt sich eine deutliche höhere Verfügbarkeit. Dies ist der Modelllogik geschuldet, nach der zuerst positive Regelleistung vorgehalten wird, bevor dann von diesen Arbeitspunkten negative Regelleistung bereitgestellt werden kann. Unter der Annahme einer PRL-Produktlänge von 4 Stunden weisen Windenergieanlagen hier aufgrund der geringen Ausschreibungsvolumina die größten Potenziale auf. Unter aktuellen Rahmenbedingungen mit PRL-Produktlängen von einer Woche ist eine vollständige Deckung des Regelleistungsbedarfs in nur 13 % (positiv) bzw. 5 % (negativ) der Stunden des Jahres möglich (siehe Abbildung 15; gestrichelte Linien). Für die Erbringung von SRL und MRL sind Verfügbarkeiten in weniger als der Hälfte des Untersuchungsjahres zu erwarten.

Insgesamt ergeben sich große Defizite bezüglich der Regelleistungsbedarfsdeckung durch Windenergieanlagen, vor allem bei der Bereitstellung von negativer Regelleistung. Dies führt zu der Frage nach alternativen Erbringungsarten, um das vorhandene Defizit auszugleichen.

Denkbar wären dabei u.a. Batteriespeicher, die jedoch aus mehreren Gründen bis zum Jahr 2023 nicht im erforderlichen Umfang verfügbar sind und eingesetzt werden können und somit keine kurzfristige Alternative darstellen. Somit kann hinsichtlich der Frequenzhaltung auf kurz- und mittelfristige Sicht nicht auf konventionelle Erzeugungsanlagen, Pumpspeicherkraftwerke und Biomasseanlagen verzichtet werden.

### 3.3.2 Spannungshaltung

Eine der Herausforderungen für den zukünftigen Netzbetrieb ist es, die Spannungshaltung und damit die Blindleistungsregelung zukünftig unabhängiger von konventionellen Kraftwerken zu gestalten.

Ergänzend zur regelbaren Blindleistungsbereitstellung aus konventionellen Kraftwerken sind bereits heute passive Kompensationsbetriebsmittel (Drosselspulen bzw. Kondensatorbänke) in den Netzen vorhanden.

Durch Verlagerung der Erzeugung verlagert sich ebenfalls das Blindleistungspotenzial der regenerativen Erzeugung in die Verteilnetzebene. Die Beiträge dieser Anlagen müssen unbedingt ausgenutzt und zielführend für die netzbetrieblichen Erfordernisse eingesetzt werden. Dies erfordert jedoch den Aufbau eines umfangreichen Blindleistungsmanagements und dessen Koordinierung zwischen Übertragungs- und Verteilnetzbetreiber. Die Entwicklung und Integration derartiger Abläufe sind zeitaufwändige Prozesse, deren Praxistauglichkeit und Robustheit im praktischen Netzbetrieb schrittweise erprobt und weiterentwickelt werden müssen.

In Ergänzung zu den EE-EZA sind zukünftig weitere alternative Blindleistungsquellen in den Netzen zu integrieren. Neben den bereits erwähnten schaltbaren und stufbaren konventionellen Betriebsmitteln bieten sich hier in Zukunft auch aktive leistungselektronische Elemente an, die unter dem Begriff FACTS (Flexible AC Transmission Systems) zusammengefasst werden. FACTS-Elemente stellen in gewisser Weise eine leistungselektronische Weiterentwicklung konventioneller Blindleistungskompensatoren dar. Sie ermöglichen eine sehr schnelle Regelung zur Einhaltung der Spannungs- und Blindleistungsgrenzen. Geeignet hierfür sind als Shuntelement arbeitende Blindleistungskompensatoren mit Thyristorventilen (SVC, Static Var Compensator) oder selbstgeführte Umrichter (STATCOM, Static Synchronous Compensator). Diese Betriebsmittel können neben weiteren Aufgaben (z. B. Verbesserung der statischen und dynamischen Stabilität) die Funktion der Blindleistungsbereitstellung übernehmen. Darüber hinaus bieten sich auch rotierende Phasenschieber für die regelbare Blindleistungserzeugung an. Aktuelle Beispiele im deutschen Übertragungsnetz belegen, dass diese Phasenschieber an Einspeiseknoten ehemaliger Kraftwerke errichtet werden, um die spannungsstützende Wirkung konventioneller Kraftwerke adäquat ersetzen zu können.

### 3.3.3 Netzwiederaufbau

Wie in Kapitel 3.2.2 beschrieben, kommen beim Netzwiederaufbau aktuell ausschließlich konventionelle, schwarzstartfähige Kraftwerke zum Einsatz. Bis zum Betrachtungshorizont 2023 und auch darüber hinaus, sind kurz- und mittelfristig diesbezüglich keine grundlegenden Veränderungen bei den Netzwiederaufbaukonzepten zu erwarten. Dies liegt neben dem volatilen Einspeisecharakter von Wind- und Photovoltaikanlagen vor allem darin begründet, dass im Betrachtungszeitraum ausreichend schwarzstartfähige Erzeugungsanlagen (z. B. Erdgaskraftwerke, Lauf- und Pumpspeicherkraftwerke) zur Verfügung stehen werden. Bis zum Jahr 2023 werden demnach Wind- und Photovoltaikanlagen keinen signifikanten Beitrag zum Netzwiederaufbau leisten können und müssen. Im Falle einer Inselnetzbildung müssten EE-EZA zudem alle SDL-Arten autark bereitstellen können, um einen stabilen Inselnetzbetrieb zu gewährleisten.

Es stellt sich dennoch die Frage, wie EE-EZA langfristig in zukünftige Netzwiederaufbaukonzepte miteinbezogen bzw. wie diese weiterentwickelt werden können. Langfristig gesehen, müssen alle Erzeugungsanlagen im Elektroenergieversorgungssystem einen Teil der Systemverantwortung übernehmen.

Es kann demzufolge geschlussfolgert werden, dass man auf kurz- und mittelfristige Sicht hinsichtlich der Thematik Netzwiederaufbau nicht auf konventionelle, schwarzstartfähige Kraftwerke verzichten kann.

### 3.3.4 Weitere Aspekte

#### Momentanreserve

Eine wesentliche Aufgabe im EEVS ist das stabile Gleichgewicht zwischen Ein- und Ausspeisung von elektrischer Energie. Bei Abweichungen muss das Systemgleichgewicht durch verschiedene Ausgleichsvorgänge wiederhergestellt werden. Nahezu verzögerungsfrei arbeitet hierbei die Momentanreserve durch Änderung der Rotationsenergie der im System auftretenden, rotierenden Schwungmassen konventioneller Kraftwerke.

Die Frequenzstabilität im europäischen Verbundnetz bleibt bis zum Jahr 2023 unter den derzeitigen Entwicklungen grundsätzlich beherrschbar. Einzig der Umgang mit störungsbedingten Systemauftrennungen und den daraufhin erwarteten höheren Frequenzgradienten in den Teilnetzen kann zu Problemen führen [9].

Zur Bewertung der Frequenzstabilität eignet sich die Netzanlaufzeitkonstante, welche ein Maß für die im Netz vorhandenen, rotierenden Schwungmassen darstellt. Die maximale Frequenzabweichung bei einem plötzlichen Störereignis ist abhängig vom Störeinfluss (Leistungsungleichgewicht im Netz) sowie der Netzanlaufzeitkonstante  $T_{\text{Netz}}$ . Der derzeit aktuell

elle Auslegungsstörfall geht von einem maximal zulässigen, störungsbedingtem Frequenzabfall  $df/dt$  von 2 Hz/s sowie einem maximalen plötzlichen Leistungsungleichgewicht von 10 % aus. Hierdurch ergibt sich eine minimal erforderliche Netzanlaufkonstante von  $T_{\text{Netz,min}} = 2,5$  s.

Im Hinblick auf die Systemsicherheit müssen auch mögliche störungsbedingte Systemauftrennungen („Systemsplit“) betrachtet werden. Getrennten Teilsystemen steht dabei nur noch anteilig Schwungmasse zur Verfügung und der störungsbedingte Frequenzgradient steigt. Weiterhin entfallen die vor Störungseintritt fließenden Import- und Exportleistungen. In abgetrennten Systemen können bereits kleinere Störungen abseits des Auslegungsstörfalls die Frequenzstabilität beeinträchtigen [3].

Ein geringerer Anteil an Schwungmassen im System ist grundsätzlich kein Problem, solange das Netz zusammengeschaltet ist und keine Systemauftrennung stattfindet. Jedoch ist auch zukünftig ein Mindestmaß an Schwungmassen nötig, welche voraussichtlich weiterhin durch konventionelle Kraftwerke bereitgestellt werden müssen. Die Bereitstellung von Momentanreserve durch beispielsweise Windenergieanlagen ist dagegen lange noch nicht Stand der Technik. In der Literatur [4] werden Ansätze zur Nutzung der synthetischen Schwungmassen aus Windenergieanlagen in Modellbetrachtungen durch das Abbilden einer entsprechenden Windinertia-Kennlinie aus Netzsicht beschrieben. Dabei wird angenommen, dass die Windenergieanlagen mit einer implementierten Frequenzregelung versehen sind. Demzufolge kann dem Netz nach einem Störungseintritt zusätzliche Leistung zur Verfügung gestellt werden, welche nicht inhärent, aber theoretisch sehr schnell vorliegt. Nach Bereitstellung der synthetischen Schwungmasse muss die ausgespeicherte Rotationsenergie jedoch wieder aufgefüllt werden, was mit einer anschließenden reduzierten Wirkleistungseinspeisung verbunden ist. Eine praktische Umsetzung dieses theoretischen Ansatzes steht bislang aus.

Darüber hinaus sind die Auswirkungen eines solchen Verhaltens auf den Netzbetrieb im Zusammenspiel mit anderen Erzeugungsanlagen umfassend zu untersuchen und die entsprechenden Anforderungen und Spezifikationen aus netzbetrieblicher Sicht zu erarbeiten.

#### **Kurzschlussleistung**

Die Reduktion konventioneller Kraftwerkskapazitäten wirkt sich auch auf die Kurzschlussverhältnisse im Netz aus. Konventionelle Erzeugungsanlagen mit Synchrongeneratoren speisen ein Vielfaches ihres Bemessungsstromes als Kurzschlussstrom im Fehlerfall ein. Dagegen sind umrichtergekoppelte EE-EZA in ihrem Beitrag zum Kurzschlussstrom auf die Höhe ihres Bemessungsstromes begrenzt.

Das Kurzschlussleistungsniveau in Deutschland zeigt bis zum Jahr 2023 ein insgesamt robustes Verhalten ohne signifikante Änderungen. Dabei könnte der mittlere Kurzschlussbeitrag bis 2023 sogar leicht steigen. Ursächlich hierfür ist die Kompensation der Auswirkungen der



Reduktion konventioneller Kraftwerkskapazitäten durch die erwarteten Netzausbaumaßnahmen [9].

Die Höhe der Kurzschlussleistung ist abhängig von der Netztopologie und dem Generatoreinsatz. Ein höherer Vermaschungsgrad der Netze (einhergehend mit einer geringeren Netzimpedanz) führt zu einer allgemein höheren Kurzschlussleistung. Eine Analyse der Kurzschlussleistung in Deutschland zeigt, dass tendenziell keine Verringerung des mittleren Kurzschlussniveaus zu erwarten ist. Die geplanten Netzausbaumaßnahmen kompensieren die Reduktion der Kurzschlussleistung aufgrund der zunehmenden Substitution thermischer Kraftwerke durch umrichtergekoppelte EE-EZA. Trotzdem können lokal Maßnahmen erforderlich sein, um das Kurzschlussniveau auf dem heutigen Niveau zu halten [9].

Eine weitere Folge der stattfindenden Substitution im Erzeugungsbereich ist der vergrößerte regionale Einflussbereich von Netzfehlern. Fehlende Beiträge lokaler Kraftwerke zur Kurzschlussleistung werden durch weiter entfernte Anlagen bereitgestellt. Die Folge ist ein deutlich vergrößerter Spannungstrichter im Fehlerfall. Zukünftige Untersuchungen sollten das Ziel haben, die getätigten Kernaussagen für den Fall einer störungsbedingten Systemauftrennung („Systemsplitt“) im europäischen Verbundnetz zu analysieren und Maßnahmen für den Fall einer Netztrennung zu entwickeln [9].

### Organisation und Kommunikation

Auch in Bezug auf den organisatorischen Aufwand und somit den Aufbau und die Organisation neuer betrieblicher Prozesse bei der SDL-Bereitstellung ergeben sich zahlreiche Herausforderungen. Bisher wurden durch konventionelle Kraftwerke alle benötigten SDL-Arten aus einer Hand angeboten und somit zentral bereitgestellt (siehe Abbildung 16).

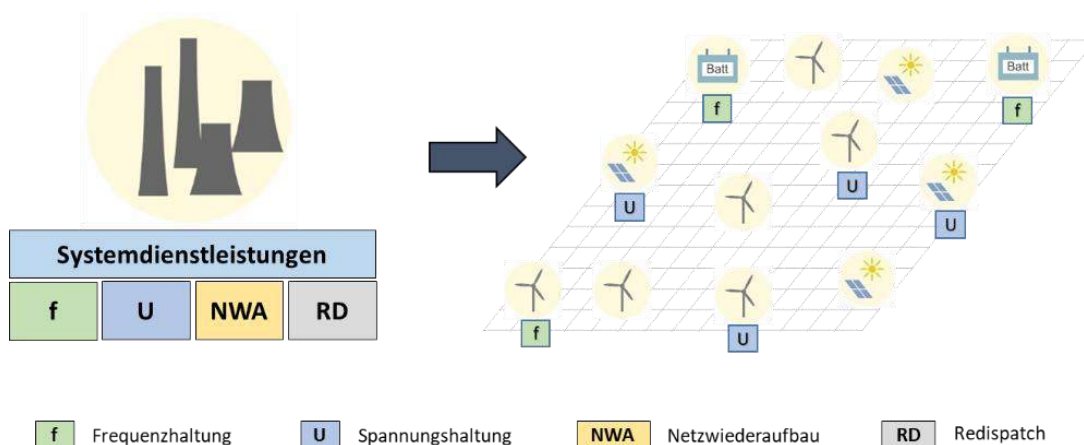


Abbildung 16: Veränderungen beim Organisations- und Kommunikationsaufwand

Durch Ausweitung der SDL-Bereitstellung auf EE-EZA existiert nun eine Vielzahl von Anbietern, die jeweils einzelne SDL-Arten bereitstellen können. Die hierfür notwendige Etablierung

von robusten Prozessen, Plattformen und Märkten erfordert einen langen Zeitraum sowie ein Monitoring für die Verifizierung der zu erbringenden Leistung.

### 3.4 Versorgungssicherheit

Die Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit ist eine der wichtigsten und umfangreichsten Anforderungen an EEVS. Bisher wurde sie hauptsächlich durch konventionelle Erzeugungsanlagen gewährleistet, deren installierte Kapazitäten jedoch zukünftig stark sinken werden. Somit müssen auch EE-EZA einen Beitrag zur Versorgungssicherheit leisten und später in einem vollständig durch EE-EZA dominierten EEVS diese alleine sicherstellen.

Die Quantifizierung der Versorgungssicherheit erfolgt über die Höhe der sogenannten gesicherten Erzeugungsleistung, die in einem EEVS bereitgestellt werden kann (siehe Abbildung 17). Diese sollte die Jahreshöchstlast im Energieverbrauch übersteigen.

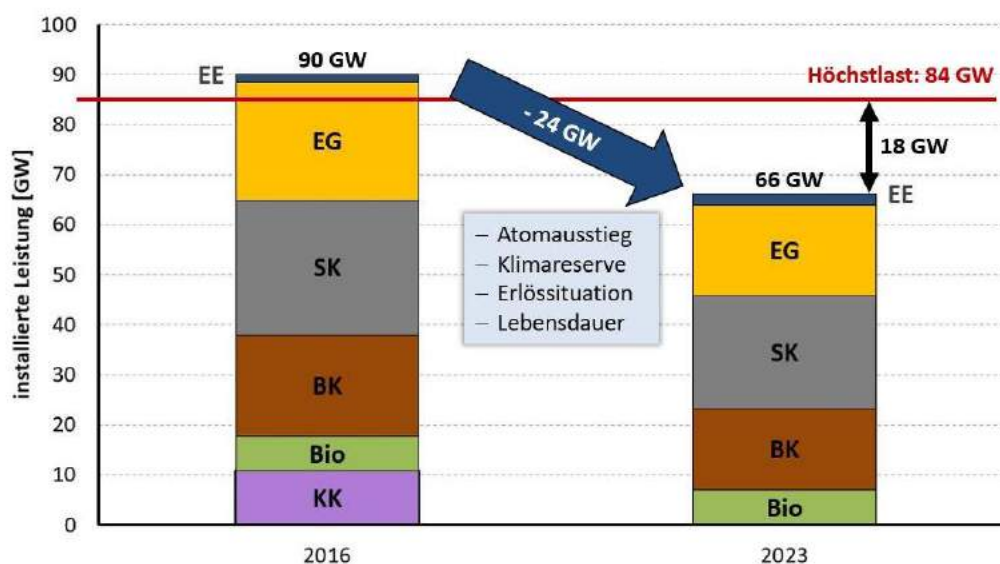


Abbildung 17: Gesicherte Erzeugungsleistung in Deutschland  
 Datengrundlage: [10]

Derzeit liegt die gesicherte Leistung bei ca. 90 GW und somit über der angenommenen Jahreshöchstlast von 84 GW (Annahme Jahreshöchstlast aus NEP 2030). Aufgrund verschiedener Entwicklungen (politisch und regulatorisch) wird die gesicherte Leistung bis zum Jahr 2023 auf ca. 66 GW sinken. Die Gründe hierfür sind unter anderem:

- Kernkraftausstieg (ca. 10 GW),
- Klimareserve von Braunkohlekraftwerken (ca. 2,7 GW),
- Erlössituation am Markt für konventionelle Kraftwerke (Unwirtschaftlichkeit),
- Erreichen des Endes der Lebensdauer der Erzeugungsanlagen.

Auch EE-EZA können gesicherte Erzeugungsleistung bereitstellen, jedoch nur in einem äußerst geringen Volumen. Die Höhe der gesicherten Leistung durch EE entspricht dabei der kleinsten EE-Einspeisung im betroffenen Untersuchungszeitraum von einem Jahr. Eine zukünftig höhere EE-Einspeiseleistung trägt somit nur unwesentlich zur Steigerung bei aufgrund der weiter vorhandenen Dargebotsabhängigkeit von Wind und PV.

Der Einfluss von konventionellen Erzeugungsanlagen auf die Versorgungssicherheit lässt sich besonders an Tagen mit vergleichsweise geringer EE-Einspeisung aus Wind und PV darstellen. Im dargestellten Beispiel aus dem Januar 2018 (siehe Abbildung 18) werden drei Viertel der benötigten Last durch konventionelle Anlagen gedeckt. Dabei entsteht die grundsätzliche Frage, wie das vorhandene Leistungsdefizit bereinigt werden kann, wenn zukünftig EE-EZA die alleinige Versorgung übernehmen sollen.

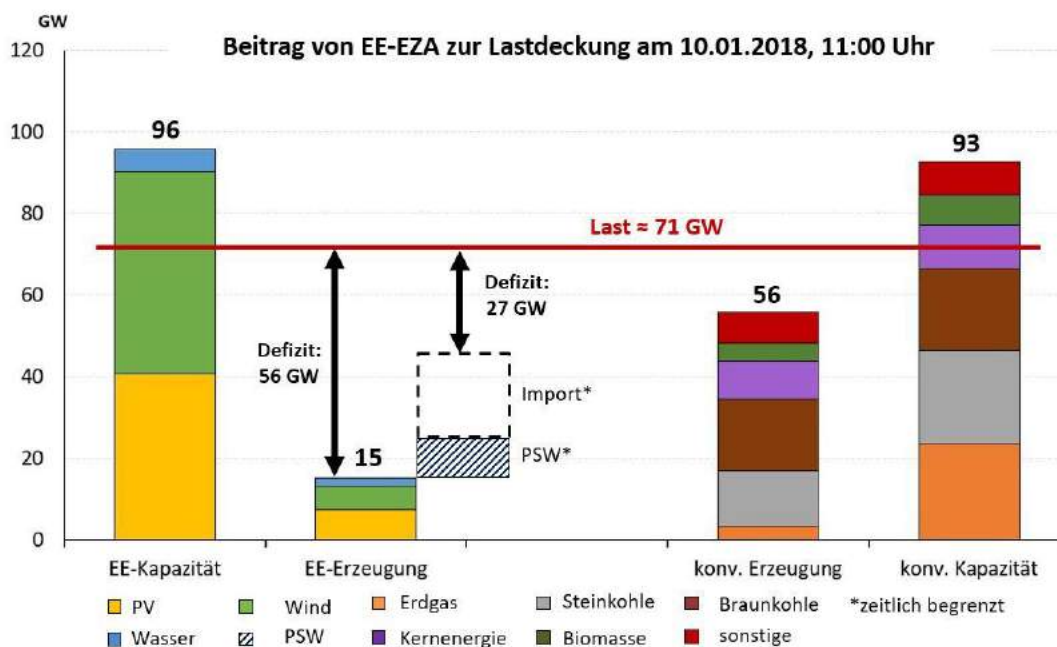


Abbildung 18: Gesicherter Beitrag von EE-EZA zur Lastdeckung  
Datengrundlage: [10] und [11]

Kurzfristig können Pumpspeicherkraftwerke (PSW) für eine zeitlich begrenzte Dauer erhebliche Leistungsdefizite ausgleichen, unter der Voraussetzung, dass vorher Energie zum „Füllen“ der PSW aufgewendet wurde.

Die gesicherte Erzeugungsleistung durch konventionelle Kraftwerke ist und bleibt essentiell wichtig, besonders während Zeiten geringer EE-Einspeisung und anderer Extremsituationen im EEVS. Dargebotsabhängige Erzeugungsanlagen wie Wind und PV können den Leistungsbedarf flächendeckend zu wenig bedienen.

Im Falle eines Leistungsengpasses und somit einer möglichen Gefährdung der Versorgungssicherheit kann elektrische Energie auch aus den benachbarten EU-Staaten über Grenzkuppelleitungen importiert werden. Diese grenzüberschreitenden Kapazitäten sind derzeit auf ca. 20 GW begrenzt (Summe der Transportkapazitäten zwischen Deutschland und den benachbarten Netzgebieten). Aufgrund der physikalischen Flüsse zwischen den einzelnen Netzgebieten kann diese Kapazität jedoch nicht jederzeit vollständig ausgenutzt werden. Eine Situation, in der alle Nachbarstaaten gleichzeitig die maximal mögliche elektrische Energie nach Deutschland exportieren, wird vermutlich selten auftreten. Begründet ist dies durch hohe Gleichzeitigkeiten hinsichtlich der EE-Einspeisung und Stromnachfrage.

Ebenfalls beschränkend auf den Energieaustausch wirkt die Gleichzeitigkeit der Märkte. Tritt in Deutschland eine hohe Energienachfrage auf, ist die Situation in den benachbarten Staaten grundsätzlich ähnlich, sodass ein Energieaustausch nicht zwangsläufig möglich ist (siehe Abbildung 19).

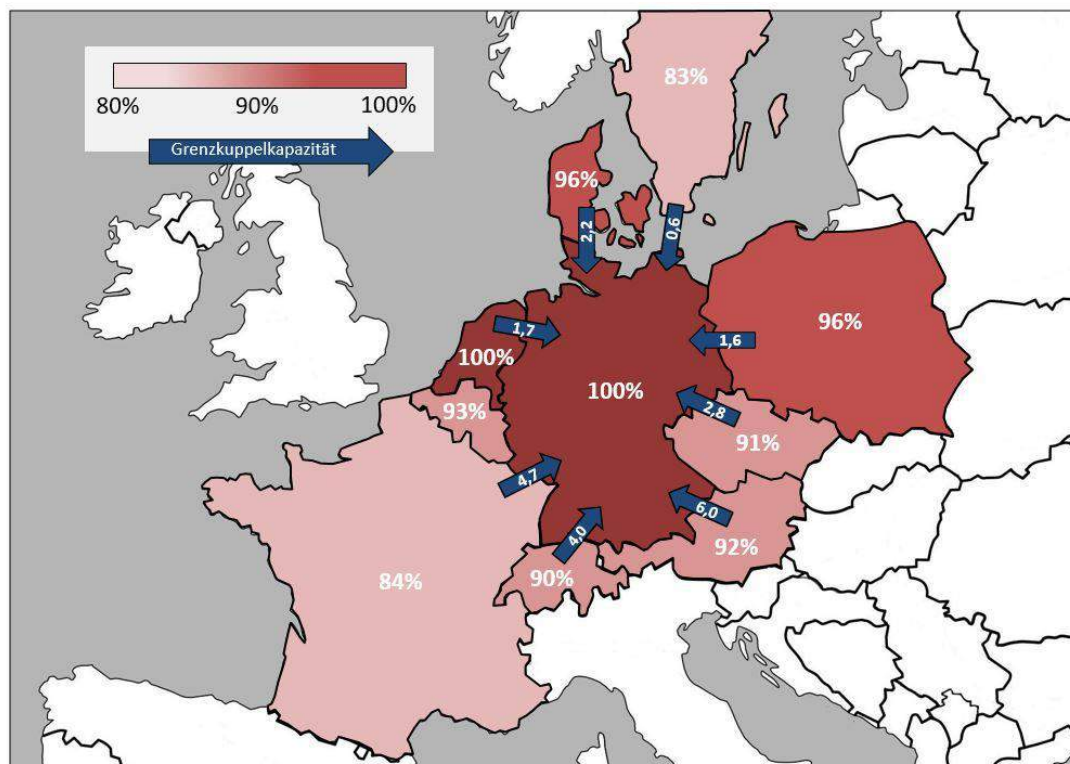


Abbildung 19: Gleichzeitigkeiten und Grenzkuppelkapazitäten in Europa  
 Datengrundlage: [12]

Exemplarisch soll die Auswertung für das Jahr 2017 durchgeführt werden, in dem die Jahreshöchstlast in Deutschland am 13.12.2017 um 17:00 Uhr ihr Maximum erreichte (Referenz 100 %). Die jeweilige Prozentangabe der Nachbarstaaten gibt an, wie hoch die jeweilige Last zu diesem Zeitpunkt war, bezogen auf die jeweils eigene, nationale Jahreshöchstlast. So erreichten die Niederlande in derselben Stunde ihre Jahreshöchstlast und sind daher ebenfalls mit 100 % dargestellt.

Es ist insgesamt ersichtlich, dass (fast) alle Nachbarstaaten bei einer hohen Last in Deutschland ebenfalls stark ausgelastet sind und im Fall eines deutschen Leistungsengpasses keine ausreichenden Reserven haben, die Versorgungssicherheit in Deutschland zu gewährleisten.

Weiterhin ist bei einer möglichen störungsbedingten Systemauftrennung und somit der Abtrennung des deutschen Übertragungsnetzgebietes keine Hilfe aus den Nachbarstaaten möglich, da in diesem Fall die grenzüberschreitende Kuppelkapazität nicht oder nur teilweise zur Verfügung steht.



## TEIL II

# KRAFTWERKSTECHNISCHE ASPEKTE

DR.-ING. MATTHIAS KLATT

## 4 Mindestenerzeugung von Braunkohlekraftwerken

### 4.1 Kraftwerkstechnische Grundlagen

#### 4.1.1 Funktionsweise thermischer Kraftwerke

In fossil gefeuerten thermischen Kraftwerken erfolgt die Umwandlung der chemisch gebundenen Energie des Brennstoffes über die thermische Energie von Wasser bzw. Dampf als Arbeitsmedium im sogenannten Kreisprozess sowie die mechanische Energie der Turbine bis hin zur elektrischen Energie an der Generatorklemme (siehe Abbildung 20).

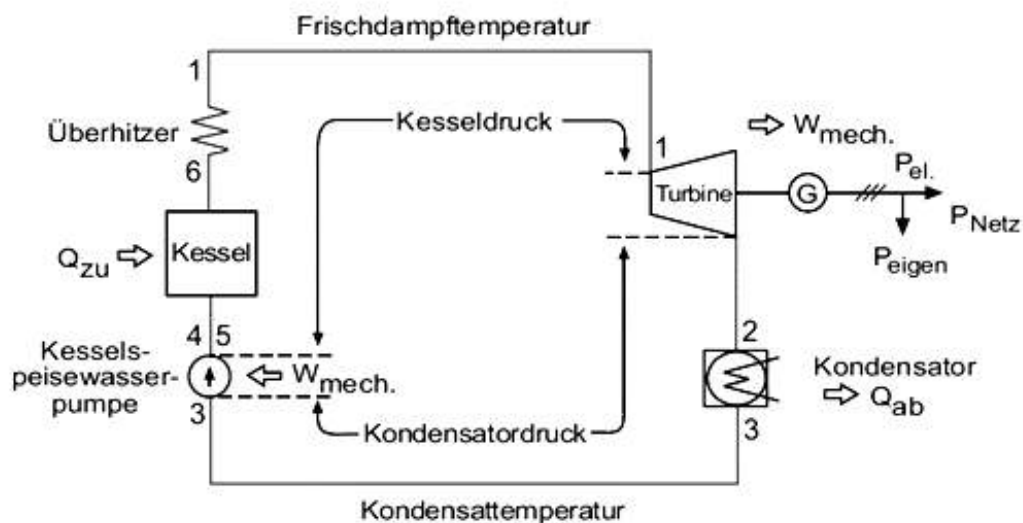


Abbildung 20: Einfacher Wasser/Dampf-Kreislauf mit Überhitzung  
 Quelle: [13]

Der Brennstoff wird nach einer Aufbereitung durch Zerkleinerung und gegebenenfalls Auftrocknung dem Kessel zugeführt und dort verbrannt. Dabei wird thermische Energie als Strahlungswärme der Flamme sowie fühlbare Wärme der entstehenden Verbrennungsgase generiert.

Im Kessel (bzw. Dampferzeuger) wird kaltes, unter Druck stehendes Wasser erwärmt, verdampft und anschließend im Überhitzer in Trockendampf mit Frischdampfparametern überführt. Dieser überhitzte Dampf expandiert in der Turbine unter Abgabe mechanischer Energie bis auf Kondensatordruck. Dabei sinkt die Temperatur bis auf die entsprechende Kondensationstemperatur. Der Dampf wird im Kondensator in die flüssige Phase überführt. Die Kondensationswärme wird über ein Kühlsystem abgeführt. In diesem Zusammenhang spricht man auch vom "kalten Ende" des Kraftwerkes.

Entscheidend für die weiteren Betrachtungen ist, dass das Kraftwerk auf Grund der miteinander verkoppelten Energieumwandlungsprozesse auch anlagentechnisch aus miteinander ver-

koppelten Teilsystemen besteht. Besonders wichtig sind dabei zum einen die Kopplung zwischen Feuerung und Dampferzeugung und zum anderen die Kopplung zwischen Dampferzeugung und Turbinenentspannung, da in diesen Teilprozessen und Kopplungen die technisch-physikalischen Ursachen für eine Mindesterzeugung liegen und der Netzbetrieb mit Systemdienstleistungserbringung nur nach einer endlichen Inbetriebnahmezeit nach Stillstand möglich ist.

### **4.1.2 Technische Mindesterzeugung**

Im Zusammenhang mit den Fragen der technischen Mindestleistung sind die Systemdienstleistungen Frequenzhaltung und Spannungshaltung relevant. Die Frequenzhaltung erfolgt in erster Linie durch Bereitstellung von Momentanreserve und Primär- bzw. Sekundärregelleistung, die Spannungshaltung erfolgt durch Bereitstellung von Blindleistung. Entsprechend den technisch-physikalischen Zusammenhängen, welche im Kapitel 4.1.1 dargestellt wurden, bedingen diese Systemdienstleistungen, dass die Kraftwerksanlagen in Betrieb sind. Die geringste Leistung, bei der diese noch stabil betrieben werden können, bezeichnet man als technische Mindesterzeugung.

Die Faktoren, welche diese technische Mindesterzeugung beeinflussen, sind auf zwei Ebenen zu betrachten - einmal auf der Ebene der Blockanlagen in Bezug auf die Bruttoleistung an der Generatorklemme, das Blockminimum, und zum anderen in Bezug auf die Nettoleistung des Standortes am Netzeinspeisepunkt, das Standortminimum.

#### **Technische Kriterien des Blockminimums**

Aufgrund der drei gekoppelten Teilsysteme Feuerung, Dampferzeugung und Turbinenentspannung (siehe Kapitel 4.1.1), sind auch drei Teilkomplexe technischer Kriterien des Blockminimums zu betrachten.

Aus dem Teilsystem Feuerung ergeben sich Anforderungen an die feuerungstechnische Mindestlast des Kessels und damit an die minimale Brennstoffwärmemenge bzw. den minimalen Brennstoffmassenstrom, welcher der Anlage zugeführt werden muss. Diese Anforderungen betreffen ein stabiles Regime der Mahltrocknung in den einzelnen Kohlemühlen, aber auch die Flammstabilität an den Brennern sowie die Strömungsstruktur in der Brennkammer, da es bei zu geringer Brennerleistung zum Flammabbriss kommt. In der folgenden Abbildung ist eine Simulation zu dem Geschwindigkeitsfeld und damit zur Strömungsstruktur in den verschiedenen Bereichen einer Brennkammer bei relativ gleichmäßiger Belastung der Brenner dargestellt. Sind nun zur Leistungsabsenkung des Kessels auf Grund der Mindestleistung der einzelnen Kohlemühlen einige außer Betrieb, und damit auch die zugehörigen direkt gekoppelten Brenner, kommt es also zu Asymmetrien in den Geschwindigkeits- und Temperaturfeldern und letztendlich zu Strömungsinstabilitäten in der Brennkammer bzw. ungleichmäßiger Wärmestromverteilung auf den Verdampferheizflächen.



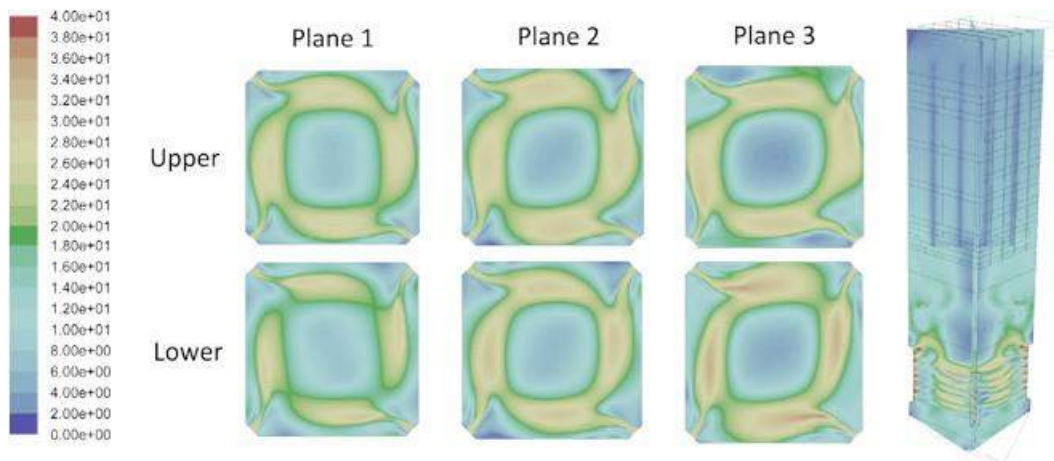


Abbildung 21: Simulation des Geschwindigkeitsfeldes in einer Brennkammer  
 Quelle: [14]

Aus dem Teilsystem Dampferzeuger ergeben sich Anforderungen an den Mindestdurchsatz des Verdampfers. Da feuerungsseitig die technisch minimale Wärmeleistung bestimmt wird, muss diese auch durch die Heizflächen und das im Dampferzeuger zu verdampfende Arbeitsmedium aufgenommen werden - es muss zwischen Feuerung und Verdampfer ein thermisches Gleichgewicht eingestellt werden. Da alle modernen Dampferzeuger nach dem sogenannten Zwangsdurchlaufprinzip arbeiten, gibt es einen direkten, näherungsweise linearen Zusammenhang zwischen Verdampferdurchsatz und Turbinenleistung. Auch kann es aus strömungstechnischen Gründen zur Verletzung des genannten thermischen Gleichgewichtes kommen, sodass ein bestimmter Mindestdurchsatz nicht unterschritten werden darf. Dem kann zumindest zum Teil begegnet werden, in dem man entweder einen Teilstrom des Dampfes nach dem Dampferzeuger über einen Bypass nach Druckreduktion und Quenchung direkt dem Kondensator zuführt (Umleitbetrieb) oder einen Teilstrom analog wieder zum Eingang des Dampferzeugers rückführt (Umwälzbetrieb).

Aus dem Teilsystem Turbinenentspannung ergeben sich Anforderungen an den Mindestdurchsatz der Turbine, bedingt durch Vermeidung von Strömungsinstabilitäten, durch Parametergrenzen der Turbine und durch Parametergrenzen, welche sich aus Prozessdampf- oder Fernwärmebereitstellung ergeben. Geringe Dampfdurchsätze bedingen Veränderungen in der Strömungsstruktur, insbesondere im Bereich der letzten Turbinenstufen, der Dampfstrom füllt quasi den Durchströmquerschnitt nicht mehr vollständig aus und es entstehen großräumige Wirbelströmungen im Bereich dieser letzten Turbinenstufen. Zum einen können durch diese Wirbel unzulässige Schwingungen in der Beschaufelung der Turbine angeregt werden. Zum anderen wird in diesen Wirbeln durch Dissipation Wärme generiert, welche zu einem für die Beschaufelung unzulässigen Temperaturanstieg führen kann. Wird außerdem noch Prozessdampf oder Fernwärme ausgekoppelt, muss der dazu notwendige

Dampf die Turbine bis zur Entnahmestelle zusätzlich durchströmen, um die Mindestdampfmenge für die letzten Turbinenstufen einzuhalten, was zwangsläufig zu einer höheren Turbinenleistung führt.

### **Technische Kriterien des Standortminimums**

Aus unterschiedlichen Gründen ist das Standortminimum nicht identisch mit dem Blockminimum eines einzelnen Blockes am Standort. Es sind hier Faktoren zu berücksichtigen, die sowohl die Absicherung der Infrastruktur am Standort als auch die Einhaltung vertraglich gebundener Versorgungsaufgaben betreffen, welche über die reine Wirkleistungsbereitstellung hinausgehen.

So kann nicht an allen Standorten mit mehr als einem Kraftwerksblock der Kraftwerksbetrieb auf einen einzelnen Block reduziert werden, um Kesselausfälle abzusichern, aber auch um im Winterbetrieb Frostschutz für wassergefüllte Anlagenbereiche zu sichern.

An den meisten Kraftwerksstandorten ist, z. T. aus historischen Gründen, eine Fernwärmeversorgung benachbarter Städte etabliert, sodass sich zumindest in den Wintermonaten durch die Absicherung dieser Versorgung mit möglichst geringen Ausfallzeiten eine Erhöhung des Standortminimums ergibt. Gleiches trifft über das ganze Jahr auch für Standorte mit Prozessdampfauskopplung zu.

Abschließend sind Sonderaufgaben einzelner Kraftwerksstandorte zu erwähnen, wie z. B. Warmwasserversorgung der Fischwirtschaft, Wärmeversorgung der Gemüswirtschaft, Mitverbrennung von Sekundärbrennstoffen oder Integration von Turbosätzen zur Bahnstromversorgung.

## **4.2 Besonderheiten von Braunkohlekraftwerken**

Die technologischen Besonderheiten von Braunkohlekraftwerken lassen sich am besten durch einen Vergleich mit steinkohlegefeuerten Anlagen verdeutlichen.

Braunkohle hat im Vergleich zu Steinkohle bedingt durch einen geringeren Inkohlungsgrad (relativ "junge" Kohle) und einen hohen Wassergehalt (ca. 55 %) einen deutlich geringeren Heizwert. Das führt zu einem höheren Kohlemassenstrom und damit zu einem höheren Aufbereitungsaufwand in der Zerkleinerung der Rohkohle. So werden Braunkohlekessel mindestens mit sechs, in der Regel aber mit acht Kohlemühlen im Vergleich zu vier bei Steinkohle ausgerüstet. Aufgrund des hohen Wassergehaltes kommt auch eine andere Mahltechnologie zum Einsatz - sogenannte Ventilatormühlen anstatt Schüsselmühlen. Unter anderem aufgrund der Notwendigkeit einer heißen Rauchgasrücksaugung aus der Brennkammer zur Auftrocknung der Rohbraunkohle in den Ventilatormühlen ergibt sich eine direkte Kopplung von Mühlen und Brennern, während Steinkohlemühlen umschaltbar sind.

Eine weitere spezifische Eigenschaft der Braunkohle ist eine relativ geringe Ascheerweichungstemperatur. Daraus resultieren Konsequenzen für die wärmetechnische Auslegung der Brennkammer und der Heizflächen. Insgesamt führt das zu einem höheren Heizflächenbedarf und im Zusammenhang mit einem gleichzeitig höheren Rauchgasvolumenstrom zu einem deutlich größeren Feuerraumvolumen.

Die genannten Besonderheiten führen dazu, dass insbesondere aus den Teilsystemen Feuerung und Dampferzeugung auf Grund der um ca. 45 % höheren Brennstoff- und Rauchgasmassenströme, der niedrigeren Flamm- und Brennkammertemperaturen, dem höheren Heizflächenbedarf und dem notwendigen höheren Kesselbauvolumen für Lastwechselgradienten und insbesondere für die technische Mindestlast der Blöcke schärfere Restriktionen resultieren. Auf der Seite der Dampfturbinenentspannung gibt es keine Unterschiede zu Blockanlagen mit anderen Brennstoffen.

Letztendlich sind für Braunkohleblöcke im Vergleich zu Steinkohleblöcken die Lastwechselgradienten ca. 30-35 % niedriger und die technischen Blockminima ca. doppelt so hoch.

Allerdings sind auch an Braunkohleblöcken eine ganze Reihe von Maßnahmen möglich, um die technische Mindestlast abzusenken und bei Einführung der "indirekten Feuerung" (Erläuterung in der folgenden Aufzählung) sogar auf das gleiche Niveau wie für Steinkohle zu bringen:

- Verbesserte Abstimmung des Zusammenwirkens von Kohlemühle und Brenner im Kraftwerk zur Stabilisierung des Verbrennungsprozesses,
- Umbau und Optimierung der Zünd-/Stütz- und Leistungsfeuerung auf Trockenbraunkohle (TBK),
- zusätzliches Kohlenstaubsilo zwischen Mühle und Brenner (indirekte Feuerung) zur Stabilisierung des Verbrennungsprozesses und zur Reduzierung der erforderlichen minimalen Feuerungsleistung,
- Umwälzeinrichtung für Verdampfer zur Stabilisierung des Verdampfers mittels Anheben der Massenstromdichte.

## 5 Netz- und systemdienlicher Betrieb von Braunkohlekraftwerken

### 5.1 Flexibilität – Status Quo

Mögliche Maßnahmen zur Erhöhung der Flexibilität und zur Senkung der technischen Mindestleistung von Braunkohlekraftwerken sollen am Beispiel des flexGen-Programms der Lausitz Energie AG (LEAG) an den Standorten in Brandenburg und Sachsen aufgezeigt werden [15].

In diesem Zusammenhang wird darauf hingewiesen, dass diese Maßnahmen alle Ebenen von Einzelkomponenten über Funktionsbereiche bis hin zu den Blöcken und Standorten betreffen (siehe Abbildung 22).



Abbildung 22: Schwerpunkte des kraftwerkstechnischen Flexibilitätsprogramms

#### Einzelmaßnahmen am Standort Jänschwalde

1. In Bezug auf das Standortminimum wurde eine Umstellung des kalendarischen auf einen temperaturabhängigen Betrieb vorgenommen, um im Winter bei milden Temperaturen das niedrigere Sommerstandortminimum zu realisieren.
2. An einem Dampferzeuger des Kraftwerkes wurde eine neuartige Zünd- und Stützfeuerung auf der Basis von Trockenbraunkohle integriert. Damit konnten eine Reduzierung der Kesselmindestlast, eine Anhebung von Lastgradienten und eine Optimierung in Bezug auf schwankende Brennstoffqualitäten erreicht werden.
3. Durch Anpassung des Drehzahlverhaltens und Aufwertung der Isolierung der Turbinengehäuse wurde eine Verbesserung der Warmstartfähigkeit realisiert.

4. Für die Erweiterung des Angebotes an Systemdienstleistungen wurden ein Austausch bzw. eine Anpassung von Hardwarekomponenten der Leittechnik vorgenommen.

#### **Einzelmaßnahmen am Standort Schwarze Pumpe**

1. Durch technische Anpassungen am Feuerungsschutzkonzept und an der Leittechnik konnte die Blockmindestlast abgesenkt werden. Mit dem gleichen Ziel wurden technische und betriebliche Rahmenbedingungen für einen modifizierten Stationsbetrieb umgesetzt.
2. Durch Analyse und Systematisierung der Anfahrprozesse wurden eine Verkürzung der Anfahrzeitdauer und eine Reduzierung der Anfahrkosten erreicht.
3. Für die Gewährleistung einer sicheren Prozessdampfauskopplung im gesamten Lastbereich der Blöcke wurde eine Ertüchtigung der Niederdruck-Stauklappe zur Anhebung des Vordruckes vorgenommen.
4. Insgesamt wurden für eine Flexibilisierung des Kraftwerksbetriebes leittechnische Reserven erschlossen.

#### **Einzelmaßnahmen am Standort Boxberg**

1. Durch technische Anpassungen am Feuerungsschutzkonzept und an der Leittechnik konnte die Blockmindestlast abgesenkt werden. Mit dem gleichen Ziel wurden eine Optimierung des unteren Lastbereiches und der Übergang in den Umwälzbetrieb realisiert.
2. Durch Analyse und Systematisierung der Anfahrprozesse wurden eine Verkürzung der Anfahrzeitdauer und eine Reduzierung der Anfahrkosten erreicht.
3. Durch eine Verlagerung der Fernwärme auf Werk IV konnte eine Optimierung des Standortbetriebs erreicht werden.

#### **Einzelmaßnahmen am Standort Lippendorf**

1. Durch Einführung des Umwälzbetriebs wurde eine Absenkung des Blockminimums realisiert.
2. Zur Anhebung der Lastgradienten wurden leittechnische Anpassungen vorgenommen.
3. Durch Analyse und Systematisierung der Anfahrprozesse wurden eine Verkürzung der Anfahrzeitdauer und eine Reduzierung der Anfahrkosten erreicht.
4. Für die Sicherung der Fernwärmeversorgung der Stadt Leipzig wurden Maßnahmen zur Bereitstellung der vertraglich definierten Fernwärmemenge im Blockmindestlastbetrieb umgesetzt.

## 5.2 Flexibilität – Weitere Erhöhung

Neben einer weiteren Optimierung der kraftwerkstechnischen Komponenten und Betriebsweisen, wie sie beispielhaft im vorangegangenen Kapitel dargestellt wurden, besteht die Möglichkeit, insbesondere neben der Senkung der Blockminima das Standortminimum durch die Einkopplung steuerbarer Lasten zu verringern. Diese steuerbaren Lasten können sowohl externe als auch interne Lasten sein, entscheidend für das Standortminimum ist jeweils eine Kombination mit Speichereffekten.

Als externe elektrische Last sind angepasste Betriebsweisen bei der Direktversorgung des Eigenbedarfes der Tagebaue anzusehen. Diese Möglichkeit ergibt sich aus der unmittelbaren räumlichen Nähe von Kraftwerk und Kohlevorkommen, wie es für Braunkohlekraftwerke typisch ist. Ist eine solche Direktversorgung realisiert, so kann bei einer entsprechenden Netz-situation zur Absenkung des Standortminimums die Förderleistung des Tagebaus und damit sein Eigenbedarf erhöht werden, eine ausreichende Dimensionierung der Tagebaugeräte vorausgesetzt. Dabei dient die Brennstofflogistik zwischen Tagebau und Kraftwerk, d.h. Förderbänder bzw. Kohlezüge, aber auch Kohlebunker oder -halden, als Speicherkomponente, so dass diese zusätzlich gewonnenen Brennstoffmengen zu einem Zeitpunkt verbraucht werden können, wenn sich die Netzsituation entspannt hat.

Als externe thermische Last kann eine bestehende Fernwärmeversorgung aus dem Kraftwerk aufgewertet werden. Dazu ist zum einen in das Kraftwerk eine „Power 2 Heat“-Lösung zu integrieren. Zum anderen muss auf der Fernwärmeseite ein thermischer Speicher vorhanden sein, eventuell können auch Speichereffekte in der Fernwärmetrasse genutzt werden.

Als kraftwerksinterne Lasten können weitere „Power 2 X“-Technologien dienen, wie beispielsweise „Power 2 Power“, „Power 2 Gas“ oder „Power 2 Liquid“.

„Power 2 Power“ bedeutet die Integration elektrochemischer Speicher in Form von Großbatterien auf Blei- oder vorzugsweise Li-Ion-Basis. Zukünftig ist auch der Einsatz der Redox-Flow-Technologie bei entsprechender technischer und betrieblicher Reife denkbar, da hier eine Entkopplung von Kapazität und Leistung möglich ist. Schon jetzt werden einzelne Großbatterien netzdienlich für die Erbringung von Primärregelleistung eingesetzt, bei ausreichender Dimensionierung der Kapazität können sie aber auch zum zeitlich befristeten Absenken des Standortminimums genutzt werden.

Die anderen beiden Technologien setzen in jedem Fall die Integration einer Elektrolyseeinheit zur Erzeugung von Wasserstoff voraus. Energetisch am sinnvollsten ist es, diesen Wasserstoff ohne weitere Umwandlungsstufen direkt zu nutzen: Zumischung ins Erdgasnetz, Belieferung der Grundstoffindustrie, Belieferung von Wasserstofftankstellen, Zwischenspeicherung und Rückverstromung mit Brennstoffzellen oder wasserstoffgeeigneten Gasmotoren

bzw. Turbinen, Zwischenspeicherung und Zuführung im eigenen Kraftwerk oder Zwischenspeicherung und Direktverdampferzeugung unter Nutzung des Sauerstoffs aus der Elektrolyse, der andernfalls ungenutzt verworfen wird.

Ist das Kraftwerk mit einer CO<sub>2</sub>-Abscheidung z.B. in Form einer Amin-Rauchgaswäsche nachgerüstet worden, ergibt sich die Möglichkeit, als der Elektrolyse nachgeschaltete Technologiestufe anstelle des früher diskutierten und zumindest gegenwärtig in Deutschland nicht realisierbaren CCS (Carbon Capture & Storage) besser CCU (Carbon Capture & Utilization) zu nutzen. D.h. als „Power 2 Gas“-Variante erfolgt dann die Erzeugung von synthetischem Methan bzw. als „Power 2 Liquid“-Variante die Erzeugung von synthetischem Methanol. Der Vorteil von CCU insbesondere im Vergleich zu elektrochemischen Speichern liegt in den wesentlich höheren Energiedichten der stofflichen Speicher und damit in dem Potential einer deutlicheren Absenkung des Standortminimums auch über größere Zeiträume.

Eine weitere Möglichkeit für steuerbare kraftwerksinterne Lasten ist die Nachrüstung mit einer dampfbeheizten Trockenkohlerzeugung, Trockenkohlesilos und Ersatz der üblicherweise vorhandenen öl- oder gasgefeuerten Anfahr- und Stützbrenner durch Trockenkohlebrenner (siehe z. B. im Kapitel 5.1 den Test im Kraftwerk Jänschwalde). Dies ermöglicht nicht nur den Einsatz der Trocknereinheiten als steuerbare Dampflast und zeitliche Entkopplung von Dampfbedarf und Brennstoffeinsatz über die ausreichend dimensionierten Silos, sondern über den Einsatz der Trockenbraunkohle in den Stützbrennern ein weiteres Absenken des Blockminimums. Dies wird wegen der teilweisen Auftrennung der direkten Zuordnung von Mahltrocknung und Feuerung auch als indirekte Feuerung bezeichnet.

Tabelle 4 enthält eine Übersicht, welche spezifischen Investitionskosten nach aktuellem bzw. in einem kurz- bis mittelfristigen Zeithorizont für ausgewählte Technologien zu erwarten sind. Die Kostenspannen für die einzelnen Technologien ergeben sich zum einen aus Unschärfen der Datenlage, aber auch aus der Abhängigkeit von der zu installierenden Anlagengröße auf Grund einer zu erwartenden Kostendegression.

Parameter	Wert
Wärmeerzeugung (Power 2 Heat)	50 - 100 €/kW <sub>el</sub>
Großbatterie (Li-Ion) <ul style="list-style-type: none"> <li>• Verhältnis nutzbarer Kapazität zu nutzbarer Leistung von 1:1</li> <li>• bei einem Verhältnis von 1:1,5 ca. 30% weniger</li> </ul>	500 - 600 €/kW <sub>el,peak</sub>
Elektrolyse (alkalisch)	800 - 1000 €/kW <sub>el</sub>
Elektrolyse (PEM)	1300 - 1800 €/kW <sub>el</sub>
synthetisches Methan (Power 2 Gas, inkl. alkal. Elektrolyse und CO <sub>2</sub> -Bereitstellung)	1100 - 1400 €/kW <sub>el</sub>
synthetisches Methanol (Power 2 Liquid, inkl. alkal. Elektrolyse und CO <sub>2</sub> -Bereitstellung)	1300 - 1600 €/kW <sub>el</sub>

Tabelle 4: Spezifische Investitionskosten der Flexibilisierung

Datengrundlage: Kosten auf der Basis eigener Schätzungen und Recherchen

Für die Abschätzung betriebswirtschaftlicher bzw. systemdienlicher Auswirkungen der Integration solcher unkonventioneller Maßnahmen zur Erhöhung der Flexibilität im Kapitel 5.3 wurde als Referenztechnologie die Integration einer Großbatterie auf Li-Ion-Basis in einen Kraftwerksblock ausgewählt.

Eine "Power 2 Heat"-Lösung hätte zwar deutlich geringere Investitionskosten, ist aber in der Realisierbarkeit nicht standortuniversell.

Die verbleibenden Technologien weisen durchweg höhere Investitionskosten auf, hier wäre für eine detaillierte Bewertung die Ermittlung der Erlöse aus dem Produktabsatz erforderlich.

### 5.3 Flexibilität – Wirtschaftliche Bewertung

Nachdem die Möglichkeiten zur Flexibilitätserhöhung/Reduzierung der Mindestenerzeugung in den Kapiteln 5.1 und 5.2 technisch skizziert und bewertet wurden, soll nun eine Evaluierung der Wirtschaftlichkeit solcher Maßnahmen beispielhaft erfolgen. Dazu soll die Reduzierung der Mindestenerzeugung an einem 800-MW-Braunkohleblock um 200 MW auf ca. 25 % im Strommarkt 2023 gespiegelt werden, um den Investitionsanreiz bzgl. der Flexibilitätserhöhung für den Anlagenbetreiber zu bewerten. Es erfolgt eine Vergleichsrechnung des erzielbaren Jahres-Deckungsbeitrags (Stromerlöse abzgl. kurzfristige Grenzkosten) des Blocks mit bzw. ohne reduzierte Mindestenerzeugung.

Das hierzu antizipierte Strommarkt-Design 2023 basiert auf der Fortschreibung des Energy-Only-Marktes, in dem die Erlöserwirtschaftung ausschließlich einsatz- bzw. arbeitsabhängig gelingt. Unter der Maßgabe fixierter Commodity-Notierungen (Strom, CO<sub>2</sub>-Zertifikate etc.) aus dem Januar 2018 für 2023 kann – wegen der Wertgleichheit der Terminvermarktung – ein Stromverkauf des Blocks am Spotmarkt modelliert werden. Der Einsatz des KW-Blocks ist



– bei Unterstellung ökonomisch rationalem Verhalten des KW-Betreibers – ohnehin nicht von einer Terminvermarktung berührt.

Das Dispatch-/Optimierungstool vergleicht anhand wesentlicher und weiterer Parameter in Tabelle 5 für alle Stunden des Untersuchungszeitraums (Kalenderjahr 2023) die kurzfristigen Grenzkosten der Stromerzeugung mit dem stündlichen Spotmarktpreis.

Parameter	Wert	Bemerkung
Reduzierung Mindesterzeugung	200 MW	
Strompreis Baseload 2023	37,88 €/MWh	EEX Future vom 13.01.2018
Preis EUA 2023	9 €/t	EEX Future vom 13.01.2018
Struktur der Strompreise (hfc)	EPEX-Spot normiert	Jan. 2017 bis Jan 2018, 169 h mit negativen Preisen

Tabelle 5: Wesentliche Parameter der Ertragsbewertung

Übersteigt der Spot die Grenzkosten, wird der Block mit der vollen, in der jeweiligen Stunde verfügbaren Nettoleistung betrieben und die Differenz aus Spotmarktpreis und Grenzkosten – multipliziert mit der Nettoleistung – ergibt den stündlichen Deckungsbeitrag. Unterschreitet hingegen der Spot die Grenzkosten erfolgt eine Optimierung zwischen den Optionen kein Blockbetrieb (unter Beachtung der Kosten für Ab- und Wiederanfahren) bzw. Blockbetrieb in Mindestleistung unter Inkaufnahme eines temporär negativen Deckungsbeitrags.

Auf diese Optimierung wirkt eine Reduzierung der technisch möglichen Mindesterzeugung durch folgende Effekte:

- a) die Option „Blockbetrieb in Mindestleistung“ wird ökonomisch attraktiver gegenüber der Option „kein Blockbetrieb“,
- b) bei Blockbetrieb in Mindestleistung werden sowohl die Nettoerzeugung als auch der temporär negative Deckungsbeitrag für den Kraftwerksbetreiber kleiner.

Bei Ansatz der Technologie mit den derzeit niedrigsten Kosten (Li-Ion-Batterien) im Kraftwerk wird die eigentliche Nettostromerzeugung gegenüber dem Ausgangszustand nicht kleiner. Die im Mindesterzeugungszeitraum nicht ins Netz eingespeiste Energie wird zu einem späteren (preisträchtigeren) Zeitpunkt verkauft und eingespeist. Zur Vereinfachung wird hier unterstellt, dass die Verkaufserlöse die Erzeugungskosten (einschließlich Verlusten) nicht übersteigen

Im Ergebnis der Bewertung verbessert sich der jährliche Deckungsbeitrag um ca. 1,26 Mio. € bezogen auf 200 MW Mindesterzeugungsabsenkung, mithin ca. 6,3 €/kW · Jahr. Diesem im Strommarkt erzielbaren Ertrag sind nunmehr die Kapital- und Betriebskosten der Flexibilisierungsmaßnahme gegenüberzustellen. Unter Ansatz des Einsatzes der Kosten für Li-Ion-Batterien sind die in Tabelle 6 aufgeführten wesentlichen Parameter in die Berechnung eingegangen.

Parameter	Wert	Bemerkung
Batteriekapazität	200 MW	100 % Nutzungsgrad
Investitionskosten	500 €/kW	
Jährliche Betriebskosten	2,5 % der Investition	
Nutzungsdauer	20 Jahre	
Mischzins (Fremd-/Eigenkapital)	5 %	

Tabelle 6: Kostenparameter für Li-Ion-Batterien

Die hieraus abzuleitenden jährlichen Kosten zur Reduzierung der Mindesterzeugung betragen 26,3 Mio. € bzw. 52,6 €/kW · Jahr und übersteigen den jährlichen Deckungsbeitrag deutlich. Unter den getroffenen Annahmen überstieg eine notwendige Förderung sogar die Investitionskosten. Niedrigere Ansätze zu Betriebskosten und Mischzins verbesserten das Ergebnis tendenziell, änderten es gleichwohl nicht grundsätzlich.

Die Wirtschaftlichkeitsbetrachtung erscheint stark vereinfacht, vernachlässigt sie doch einige Effekte der möglichen Gesamtwirtschaftlichkeit der hier angenommenen Batteriespeichertechnik. So bestünde die Möglichkeit, mit einem Batteriespeicher Erträge aus unterschiedlichen Preisniveaus am Spotmarkt und/oder im Regelleistungsmarkt zu erwirtschaften. Diese ökonomische Optimierung unterblieb im Kontext dieser Studie, weil

- hier nur eine Abschätzung der Wirtschaftlichkeit mit Blick auf den Fokus Reduzierung der Mindesterzeugung und keine – sehr komplexe – mikro-ökonomische Projektplanung eines Speicherprojekts zu leisten war,
- die Effekte aus Preisvolatilitäten und Regelleistungserträgen in geschlossenen Märkten erfolgen, mithin eine Verdrängung der Erträge anderer Marktteilnehmer bedeuten, und kaum einen volkswirtschaftlichen Wohlfahrtsgewinn bewirken.

### Schlussfolgerungen

Die Reduzierung der Mindesterzeugung von Braunkohlekraftwerken führt zu tendenziell niedrigerer Stromerzeugung dieser Anlagen in Marktphasen mit niedrigem Strompreisniveau. Eine niedrigere Mindesterzeugung bewirkt geringere finanzielle Einbußen (Deckungsbeitragsverluste) für Kraftwerksbetreiber in Niedrigpreisphasen. Die entstehenden Kapital- und Betriebskosten für die Reduzierung der Mindesterzeugung übersteigen die vermiedenen Verluste deutlich. Somit besteht keine Motivation zur Leistung der entsprechenden Investitionen für die Kraftwerksbetreiber, auch nicht bei einer sehr hohen Förderungsquote.

## 6 Zusammenfassung und Ausblick

---

Im Rahmen dieser Studie wurde zunächst das Erfordernis für den Betrieb konventioneller Kraftwerke anhand der aktuellen und zukünftigen Erbringung von Systemdienstleistungen untersucht. In Kapitel 3.2.2 konnte gezeigt werden, dass Wind- und Photovoltaikanlagen bereits heute einen Beitrag zur Systemdienstleistungsbereitstellung liefern. Dieser Beitrag zur Frequenz- und Spannungshaltung ist unter heutigen Rahmenbedingungen und dem aktuellen Stand der Technik jedoch eingeschränkt. Um das zukünftige Potenzial von EE-EZA zu einem stabilen und sicheren Netzbetrieb ableiten zu können, wurden exemplarische Detailuntersuchungen für das Jahr 2023 durchgeführt. Die daraus abgeleiteten Schlussfolgerungen und Erkenntnisse können wie folgt zusammengefasst werden.

### Frequenzhaltung

**Photovoltaikanlagen** können aufgrund ihres stark fluktuierenden Einspeisecharakters auch im Jahr 2023 **keinen Beitrag** zur Frequenzhaltung leisten, da die geforderten Produktzeitscheiben nicht bedient werden können. Das **Potenzial von Windenergieanlagen ist ebenfalls stark eingeschränkt**. In einzelnen Zeitabschnitten ist es jedoch theoretisch möglich, mit Windenergieanlagen Regelleistung bereitzustellen. Das Potenzial zur Vorhaltung von negativer Regelleistung ist hierbei grundsätzlich geringer, da gleichzeitig zusätzlich auch positive Regelleistung vorgehalten werden muss und die Anlagen somit gedrosselt fahren müssen. Für alle Regelleistungsarten haben die Untersuchungen für das Jahr 2023 eine signifikante Anzahl an Stunden aufgezeigt, in denen der **Regelleistungsbedarf nicht vollständig durch EE-EZA gedeckt** werden kann. Mögliche Alternativen zur Regelleistungsbereitstellung, wie Batteriespeicher, sind bis zum Jahr 2023 nicht im erforderlichen Umfang einsetzbar. Hinsichtlich der Bereitstellung von Momentanreserve sind derzeit keine großtechnischen Alternativen zu rotierenden Massen konventioneller Kraftwerke zu erkennen.

### Spannungshaltung

Im Bereich der Blindleistungsbereitstellung zur Spannungshaltung stehen vor allem die Neuanlagen im Fokus, die nach der VDE AR 4120 verpflichtend zur Spannungshaltung beitragen müssen. In Kombination mit der Verschiebung des Grenzwertes für den Beginn der Blindleistungsbereitstellung von 10 % auf 5 %  $P_{inst}$  (Entwurf VDE AR 4120: 2017) entsteht somit ein Blindleistungspotenzial, welches häufiger zur Verfügung stehen wird.

Dennoch werden auch zukünftig erhebliche Zeiträume verbleiben, in denen das Potenzial nicht ausreicht. Mögliche Alternativen in Form von Kompensationselementen (Drosselspulen und Kondensatorbänke) sind bis zum Jahre 2023 nicht im erforderlichen Umfang einsetzbar. Weitere Alternativen abseits von EE-EZA sind aktive leistungselektronische Elemente, die unter dem Begriff FACTS zusammengefasst werden. Sie stellen eine leistungselektronische Weiterentwicklung konventioneller Blindleistungskompensatoren dar und ermöglichen eine sehr schnelle Regelung zur Einhaltung der Spannungs- und Blindleistungsgrenzen. Kurz- und mittelfristig ist die Realisierbarkeit von FACTS in den Netzen allerdings nicht gegeben.

### **Netzwiederaufbau**

Kurz- und mittelfristig ist eine **Integration von Wind- und Photovoltaikanlagen** in die Netzwiederaufbaukonzepte nur **schwer realisierbar**. Dies ist der Tatsache geschuldet, dass beide Technologien einen ausschließlich volatilen Einspeisecharakter aufweisen. Hinzu kommt die vollständige Abhängigkeit von der Verfügbarkeit des jeweiligen Primärenergieträgers (Problem einer „Dunkelflaute“).

Um ein Wiederherstellen der Stromversorgung jederzeit gewährleisten zu können, bedarf es zuverlässiger, regelbarer Einspeisung von Elektroenergie. Es ist demnach absehbar, dass mit Wind- und Photovoltaikanlagen **kurz- und mittelfristig kein Beitrag zum Netzwiederaufbau** geleistet werden kann. Alternativen zu konventionellen, schwarzstarfähigen Kraftwerken sind beim Netzwiederaufbau bis zum Jahr 2023 und darüber hinaus nicht absehbar.

### **Kurzschlussleistung**

Bezüglich des Kurzschlussstromniveaus in Deutschland ist bis zum Jahr 2023 ein insgesamt robustes Verhalten ohne signifikante Änderungen absehbar. Im Verbundbetrieb ist zunächst keine Verringerung des mittleren Kurzschlussniveaus zu erwarten. Da die Kurzschlussleistung bei zu erwartender Verringerung der Anzahl von Synchrongeneratoren in Deutschland zunehmend aus benachbarten Netzen bereitgestellt wird, ist mit einem vergrößerten regionalen Einflussbereich im Fall von Netzfehlern sowie einem vergrößerten Spannungstrichter zu rechnen.

Besonderes Augenmerk bei zukünftigen Untersuchungen muss auf den Fall einer störungsbedingten Systemauftrennung („Systemsplit“) gelegt werden.

### **Versorgungssicherheit**

Die Untersuchungen der zu erwartenden Kraftwerkskapazitäten im Jahr 2023 haben gezeigt, dass die **gesicherte Leistung weiter sinken wird**. Für Stunden mit sehr geringer Einspeisung aus Wind- und Photovoltaikanlagen kann die gesicherte Leistung weit unter die zu diesem Zeitpunkt auftretende Last sinken. In diesen Fällen wird in Deutschland demnach nicht genug Elektroenergie ins Stromnetz eingespeist, um die Nachfrage vollständig decken zu können.

Die vorhandenen Pumpspeicherkraftwerke in Deutschland weisen zum einen technologiebedingt eine begrenzte Kapazität auf und können zum anderen ihre elektrische Leistung nur über wenige aufeinanderfolgende Stunden in das Stromnetz einspeisen. Auch die Möglichkeit, Strom aus den europäischen Nachbarstaaten zu importieren, ist nicht unbegrenzt möglich. Gründe hierfür sind vor allem die **limitierte Grenzkuppelkapazität** sowie **hohe Gleichzeitigkeiten** hinsichtlich der Last- und Erzeugungssituation. Ein vollständiger Verlass auf Stromimporte aus Europa ist auch im Hinblick auf eine störungsbedingte Systemauftrennung nicht möglich.

Es ist demnach anzuraten, ausreichend gesicherte Leistung in Form von konventionellen Kraftwerken in Deutschland zur Verfügung zu halten. In diesem Zusammenhang muss hinsichtlich der Stilllegung weiterer Kraftwerke die Thematik der Versorgungssicherheit detailliert untersucht werden.

### **Organisation und Kommunikation**

Durch die steigende Dezentralität wird auch der Organisations- und Kommunikationsaufwand bei der Beschaffung von Systemdienstleistungen stark ansteigen. Während von Kraftwerken alle SDL-Arten aus einer Hand bezogen werden können, werden zukünftig verschiedene dezentrale Erzeugungsanlagen jeweils einzelne SDL-Arten bereitstellen. Dies stellt große Herausforderungen an die Netzbetreiber und erfordert robuste Prozesse, Plattformen und Märkten sowie ein laufendes Monitoring der SDL-Erbringung.

### **Schlussfolgerungen der netzbetrieblichen Untersuchungen**

Die Untersuchungen der verschiedenen netzbetrieblichen Aspekte haben gezeigt, dass bis zum Jahr 2023 **Systemdienstleistungen nicht allein durch EE-EZA** bereitgestellt werden können. Mögliche Alternativtechnologien sind bis zum Jahr 2023 nicht im erforderlichen Umfang realisierbar. Für einige SDL-Arten existieren auch aktuell keine alternativen, praxisgerechten Lösungen. Für eine Implementierung von Alternativtechnologien müssen frühzeitig entsprechende Anreize gesetzt werden, sodass deren großtechnischer Einsatz auch nach 2023 einige Zeit in Anspruch nehmen wird. Folglich bedarf es aus netzbetrieblicher Sicht kurz- und mittelfristig konventioneller Kraftwerke, um Systemdienstleistungen vollumfänglich bereitstellen zu können. Das Abschalten konventioneller Kraftwerkskapazitäten ohne adäquaten Ersatz kann somit die Systemsicherheit gefährden und muss im Vorfeld aus netzbetrieblicher Sicht umfassend weiterführend untersucht werden.

### **Kraftwerkstechnische Zusammenfassung**

In Kapitel 4 wurde aufgezeigt, dass es aufgrund der physikalisch-technischen Prinzipien thermischer, fossil gefeuerter Kraftwerke drei Teilsysteme gibt, welche den Leistungsbereich solcher Kraftwerke nach unten limitieren: die Feuerung, die Dampferzeugung sowie die Turbinenentspannung. Außerdem konnte deutlich gemacht werden, worin sich Braunkohlekraftwerke von anderen thermischen Kraftwerken, insbesondere von solchen auf Steinkohlebasis, unterscheiden. Dies wirkt sich am stärksten auf Limitierungen bezüglich der technischen Mindestlast im Bereich der Feuerung aus.

Es konnte aber auch deutlich gemacht werden, dass Fragestellungen zur technischen Mindestlast nicht allein auf die Blockanlagen reduziert werden dürfen, sondern dass immer auch interne und externe Aufgaben des Standortes wie die Fernwärme- und Prozessdampfbereitstellung zu berücksichtigen sind.

Kapitel 5.1 gibt eine Übersicht über realisierbare Maßnahmen zur Erhöhung der Flexibilität und zur Verringerung der technischen Mindestlast in Braunkohlekraftwerken am Beispiel des flexGen-Programms der LEAG. Zum Stand der Technik gehören Optimierung der Leittechnik,

Optimierung des Feuerungsschutzes und Einführung von Umleit- oder Umwälzbetrieb. Die sogenannte indirekte Feuerung mit vorgehaltener Trockenbraunkohle hat in Bezug auf die Absenkung der Blockmindestlast das größte Potenzial und nivelliert die Unterschiede zu Kraftwerken mit anderen Brennstoffen.

In Ergänzung zu konventionellen Maßnahmen für die Steigerung der Flexibilität enthält Kapitel 5.2 Informationen zu unkonventionellen technologischen Lösungen, die eine deutliche Absenkung der Mindestlast ermöglichen, wodurch sich in einem sehr weiten Rahmen das Standortminimum ebenfalls beeinflussen lässt. Für eine Wirtschaftlichkeitsbewertung sollten nicht nur die Investitionskosten und die direkten Nutzeffekte berücksichtigt werden, sondern auch Erlöse aus Mehrfachnutzung sowie aus ansonsten notwendigen Ersatzinvestitionen im Bereich der Standorte zur Sicherung externer Infrastrukturaufgaben.

### **Gesamtfazit der Kurzstudie**

**Konventionelle Kraftwerke** und insbesondere Braunkohlekraftwerke liefern heute einen wichtigen Beitrag zur Systemsicherheit im EEVS. Im untersuchten Zeithorizont **bis zum Jahr 2023** kann daher auf diese Anlagen **nicht verzichtet werden**, da die Umsetzung von Alternativen zur anforderungsgerechten SDL-Bereitstellung innerhalb dieses Zeitraumes nicht realisiert werden kann. **Kurzfristig ist daher ein Abschalten nicht möglich.** Selbst mittelfristig müssen erst äquivalente Alternativen geschaffen werden, bevor konventionelle Kraftwerke vom Netz genommen werden können. Für einige SDL-Arten, wie zum Beispiel die Momentanreserve, existieren derzeit noch gar keine praxistauglichen Lösungen in großtechnischem Maßstab. Darüber hinaus sind für die neu auszurichtenden betrieblichen Prozesse der SDL-Beschaffung aus dezentralen EE-EZA robuste Strukturen und Plattformen aufzubauen bzw. deren Entwicklung weiter voranzutreiben.

Die Transformation der Erzeugungsstruktur muss **langfristig umgesetzt und sorgfältig geplant** werden. Mögliche Anreize für alternative Technologien zur SDL-Erbringung müssen im Voraus angegangen werden. Ein überstürztes und kurzfristiges Handeln gefährdet dagegen die Systemsicherheit sowie die Versorgungssicherheit.

Aus netzbetrieblicher Sicht besteht weiterhin die **Notwendigkeit einer konventionellen Mindesterzeugung**, um im Verbund mit EE-EZA das EEVS sicher betreiben zu können. Aussagen zur möglichen Abschaltung konventioneller Erzeugungskapazitäten sollten sich demnach nicht nur an reinen Wirkleistungsbilanzen orientieren, sondern **alle netzbetrieblichen und kraftwerkstechnischen Aspekte miteinbeziehen.**

In Tabelle 7 sind die wesentlichen Erkenntnisse der Kurzstudie abschließend zusammengefasst.

Wesentliche Erkenntnisse der Kurzstudie	
<b>Untersuchungsgebiet</b>	
<b>Frequenzhaltung</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Regelleistungspotenziale von Wind- und Photovoltaikanlagen sind stark eingeschränkt</li> <li>• es existieren große Defizite bei der alleinigen Deckung des Regelleistungsbedarfs mit EE-EZA</li> </ul>
<b>Momentanreserve und Kurzschlussleistung</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>– bis zum Jahr 2023 keine großtechnischen Alternativen zu konventionellen Kraftwerken vorhanden</li> <li>• weiterer Forschungsbedarf: zukünftiger Beitrag von EE-EZA mit leistungselektronischen Umrichtern</li> </ul>
<b>Spannungshaltung</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Wind- und PV-Erzeugungsanlagen können den Blindleistungsbedarf nicht vollständig decken</li> <li>• Potenzial wird steigen (Anlagenzubau), ist jedoch weiterhin einspeiseabhängig</li> <li>• Einordnung in ein netzebenenübergreifendes Blindleistungsmanagement erforderlich</li> <li>• alternative Blindleistungsquellen realisierbar, jedoch bis 2023 nicht im erforderlichen Umfang umsetzbar</li> </ul>
<b>Netzwiederaufbau</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>– aktuell keine Einbeziehung von Wind- und Photovoltaikanlagen in die Netzwiederaufbaukonzepte</li> <li>• Netzwiederaufbaukonzepte erfordern anforderungsgerechte, regelbare konventionelle Einspeisung</li> <li>• weiterer Forschungsbedarf: mögliche Integration von EE-EZA in die Netzwiederaufbaukonzepte</li> </ul>
<b>Versorgungssicherheit</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>– gesicherte Erzeugungsleistung in Deutschland wird bis zum Jahr 2023 weiter sinken</li> <li>• Verlass auf Nachbarstaaten z. B. während Dunkelflauten aufgrund hoher Gleichzeitigkeiten kaum möglich</li> <li>• ausreichend gesicherte Leistung muss im Inland selbst vorgehalten werden (Betrachtung „Systemsplit“)</li> </ul>
<b>Flexibilitätserhöhung konventioneller Kraftwerke</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>– in Ergänzung zu bisherigen Maßnahmen kann Flexibilitätssteigerung auch durch unkonventionelle, technologische Lösungen erfolgen</li> <li>• deutliche Absenkung der Mindestlast möglich</li> <li>– für Wirtschaftlichkeitsbetrachtung müssen auch Mehrfachnutzung und Ersatzinvestitionen berücksichtigt werden</li> </ul>
<b>Organisation und Kommunikation</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>– konventionelle Kraftwerke bieten alle SDL-Arten zentral aus einer Hand</li> <li>– die gestiegene Komplexität erfordert robuste Organisationsstrukturen sowie ein umfangreiches Monitoring</li> </ul>

Tabelle 7: Wesentliche Erkenntnisse der Kurzstudie - Zusammenfassung

Neben den netzbetrieblichen und kraftwerkstechnischen Aspekten spielen **weitere Argumente** eine Rolle, welche einem vorschnellen Abschalten konventioneller Kraftwerke entgegenstehen. Besonders die Untersuchung der Auswirkungen auf die **Versorgungssicherheit** im EEVS steht dabei im Vordergrund, da hier eine europäische Gesamtbetrachtung notwendig ist. Dies bezieht sich auch auf die **Importabhängigkeit fossiler Brennstoffe** im Gesamtverbund und der damit verbundenen Diversifizierung der Erzeugungsstruktur sowie des Brennstoffbezugsportfolios. Weiterhin muss zukünftig auch **die Fernwärme- und Prozessdampf-bereitstellung** konventioneller Kraftwerke mitbetrachtet werden. In einem von EE-EZA dominierten System muss die Fernwärmeversorgung anderweitig sichergestellt werden.

Zusätzlich zu den rein technischen Aspekten sind auch die **sozialen und regionalen Gegebenheiten** zu beachten. So stellt der Betrieb konventioneller Kraftwerke ein komplexes System aus Lieferketten, Prozessen und Vertrieb dar, welches regional in die bestehenden Wirtschaftsstrukturen tief eingebettet ist. Gerade im eher industrieschwachen Nordosten Deutschlands sind **konventionelle Kraftwerke ein wichtiger direkter und indirekter Arbeitgeber** und tragen zu einem Großteil der Wirtschaftsleistung bei.



## Literaturverzeichnis

---

- [1] ÜNB, „Einführung des ERRP-Planungsprozesses zur Meldung von Kraftwerksdaten an die ÜNB“, Implementation Guide für Deutschland, Version 1.4, September 2013.
- [2] ÜNB, Internetplattform zur Vergabe von Regelleistung, [www.regelleistung.net](http://www.regelleistung.net), letzter Zugriff am 23.02.2018.
- [3] Veröffentlichung der ÜNB, „Auswirkungen reduzierter Schwungmasse auf einen stabilen Netzbetrieb“, April 2014.
- [4] Noll, T., Frequenzstützung durch den Einbezug von Anlagen aus dem Verteilnetz, Dissertation, Technische Universität Dortmund, 2016.
- [5] VDE-AR-N 4120, Technische Bedingungen für den Anschluss und Betrieb von Kundenanlagen an das Hochspannungsnetz (TAB Hochspannung), Januar 2015.
- [6] VDE-AR-N 4120, Technische Anschlussregeln für den Anschluss von Kundenanlagen an das Hochspannungsnetz und deren Betrieb (TAR Hochspannung), Entwurf, Mai 2017.
- [7] VDE (FNN), Internetplattform, <https://www.vde.com/de/fnn/themen/tar/uebersicht>, letzter Zugriff am 23.02.2018.
- [8] ENTSO-E, Network Codes, Veröffentlichungen auf der Internetplattform, [https://electricity.network-codes.eu/network\\_codes/](https://electricity.network-codes.eu/network_codes/), letzter Zugriff am 23.02.2018.
- [9] RWTH Aachen, „Studie zu Aspekten der elektrischen Systemstabilität im deutschen Übertragungsnetz bis 2023“, Institut für Hochspannungstechnik, Studie im Auftrag der Bundesnetzagentur, Juni 2015.
- [10] BNetzA, Kraftwerkliste der Bundesnetzagentur, November 2016.
- [11] BNetzA, Internetplattform SMARD, [www.smard.de](http://www.smard.de), letzter Zugriff am 23.02.2018.
- [12] ENTSO-E, Transparency Platform, [www.transparency.entsoe.eu](http://www.transparency.entsoe.eu), letzter Zugriff am 23.02.2018.
- [13] Schwab, A. J., „Elektroenergiesysteme – Erzeugung, Übertragung und Verteilung elektrischer Energie“, Springer-Verlag, 5. Auflage, 2017.
- [14] Schuhbauer, C., et al., "Coupled simulation of a tangentially hard coal fired 700° C boiler", Fuel 122: 149-163, 2014.
- [15] LEAG, „flexGen - Überblick Aktivitäten bei der LEAG“, unveröffentlicht, 2017.