

---

# Perspektive: Energiesicherheit im Kern- und Wirkungsraum des Rheinischen Reviers

---

Ein Impulspapier im Auftrag der IHK Aachen,  
IHK zu Köln und IHK Mittlerer Niederrhein



Version: 1.0  
Stand: 11.04.2022  
Redaktionsschluss: 06.04.2022

Impulspapier im Auftrag der:

**Industrie- und Handelskammer Aachen**

Theaterstraße 6 -10  
52062 Aachen  
[www.aachen.ihk.de](http://www.aachen.ihk.de)

*Ansprechpartner*

Raphael Jonas  
Tel.: +49 (0)241 4460 271  
E-Mail: [raphael.jonas@aachen.ihk.de](mailto:raphael.jonas@aachen.ihk.de)

**Industrie- und Handelskammer zu Köln**

Unter Sachsenhausen 10-26  
50667 Köln  
[www.ihk-koeln.de/](http://www.ihk-koeln.de/)

*Ansprechpartner*

Thorsten Zimmermann  
Tel.: +49 (0)221 1640 4000  
E-Mail: [thorsten.zimmermann@koeln.ihk.de](mailto:thorsten.zimmermann@koeln.ihk.de)

**Industrie- und Handelskammer Mittlerer Niederrhein**

Nordwall 39  
47798 Krefeld  
[www.mittlerer-niederrhein.ihk.de](http://www.mittlerer-niederrhein.ihk.de)

*Ansprechpartner*

Dominik Heyer  
Tel.: +49 (0)2151 635 395  
E-Mail: [dominik.heyer@mittlerer-niederrhein.ihk.de](mailto:dominik.heyer@mittlerer-niederrhein.ihk.de)

Erstellt von der:

**SME-Management GmbH**

QUIRINUS Forum in Heppendorf  
Am Schlehdorn 5-7  
50189 Elsdorf-Heppendorf  
[www.sme-management.de](http://www.sme-management.de)

*Ansprechpartner:innen*

Kurt Vetten EUR ING.  
Dr. Stefan Röder  
Prof. Dr. Beate Braun  
Tim Breuer  
Tel.: +49 (0)2271 5059-140  
E-Mail: [mail@sme-management.de](mailto:mail@sme-management.de)

## Vorwort

Zum Zeitpunkt der Beauftragung dieses Impulspapiers durch die drei Industrie- und Handelskammern Aachen, zu Köln und Mittlerer Niederrhein Ende Dezember 2021 war nicht abzusehen, dass sich bis zum Tag der Präsentation der Ergebnisse Mitte April 2022, die geopolitische Lage derart ändern würde. War der gesetzlich verankerte Ausstieg aus der Kohleverstromung bis 2038 für die energiesensitiven Unternehmen im Kern- und Wirkungsraum ohnehin schon eine enorme technisch-wirtschaftliche Herausforderung, so wurde diese durch den Beginn des Russland-Ukraine-Konflikts am 24.02.2022 nochmals deutlich größer. In bislang beispielloser Geschwindigkeit müssen z. T. langfristig wirkende, investitionsintensive Entscheidungen über die Sicherstellung der zukünftigen Energieversorgung getroffen werden. Hinzu kommt, dass die regionale Wirtschaft vielerorts schon umfangreiche Maßnahmen für einen rationelleren Energieeinsatz umgesetzt und umfangreiche Investitionsprogramme für die Substitution fossiler Primärenergieträger zur Treibhausgasemissionsminderung auf den Weg gebracht hat. In diesem Rahmen gesetzte Prämissen stehen in Frage und müssen überdacht werden.

In rund 50 persönlich geführten, teilstrukturierten Interviews spiegeln Unternehmer:innen aus den Branchen Maschinenbau, Lebensmittelproduktion, Chemie, Papierherstellung, Gesundheitswesen, Finanzdienstleistungen etc. deutlich die Belange, Sorgen und Nöte aber auch den Willen und die Entschlossenheit der Wirtschaft wider, auch in dieser akuten Krisensituation einen aktiven Beitrag für „Klimaschutz *und* Energiesicherheit“ zu leisten. Es geht aber auch der dringende Appell an die handelnden Akteure in Politik und Verwaltung, die für mehr Energiesouveränität erforderlichen Schritte jetzt schnell und konsequent einzuleiten. Die interviewten Unternehmer:innen haben in diesem Zusammenhang darum gebeten, eine Szenario-basierte Einschätzung hinsichtlich der regionalen Stromerzeugungskapazitäten unter dem Aspekt einer dauerhaft kritischen Gasversorgungslage abzugeben. Aus diesem Grund wurde dieses Impulspapier noch um einen entsprechenden Exkurs ergänzt.

Aus den Interviews wurde zudem deutlich, dass die fortwährende Gewährleistung von Energiesicherheit über den Zubau erneuerbarer Energien-Anlagen und den Netzaus-/umbau hinaus gehen muss. Die im allgemeinen Diskurs häufig außen vor gelassene Erfüllung von technisch und betriebsorganisatorisch äußerst anspruchsvollen Anforderungen an die Netz- und Systemstabilität sowie insbesondere an die Erhaltung der Versorgungsqualität, gilt es mehr in den Fokus zu rücken. Hier sind wesentliche Fragen noch ungeklärt. Das vorliegende Impulspapier beleuchtet deshalb diesbezügliche, verständnisrelevante Begrifflichkeiten, Zusammenhänge und Auswirkungen infolge der Transformation des regionalen Elektrizitätsversorgungssystems.

Wir wünschen Ihnen eine erkenntnisreiche Lektüre und freuen uns auf einen konstruktiven Austausch!

Ihre

*Kurt Vetten – Stefan Röder – Beate Braun – Tim Breuer*

## Danksagung

An dieser Stelle danken wir ausdrücklich all denjenigen, die durch ihre fachliche Einschätzung, ihre Bereitschaft zu einem Interview oder durch die Einbringung ihrer Erfahrungen aus der unternehmerischen Praxis wertvolle inhaltliche Anregungen für dieses Impulspapiers gegeben haben. Diese Unterstützung ist insbesondere in Anbetracht der Situation, in der dieses Papier erstellt wurde, nicht hoch genug wert zu schätzen. Alle angefragten Personen standen vor völlig neuen Herausforderungen und sahen sich mit Situationen und Entscheidungsnotwendigkeiten konfrontiert, die es zuvor noch nicht gab. Nichtsdestotrotz nahmen sie sich Zeit für einen intensiven Austausch. Danke!

Den engagierten Teilnehmenden des Online-Workshops „Klimaschutz und Energiesicherheit“ (16. Februar 2022) danken wir für ihre Fragen, Anregungen und Anmerkungen.

Unser Dank gilt auch Prof. Dr. Hans-Wilhelm Schiffer (RWTH Aachen) sowie Herrn Dr. Lutz Bendel für ihre kollegialen Feedbacks und die Unterstützung bei der Informationsrecherche. Wir danken zudem Carsten Krause und Alexandra Seliger (Elogen GmbH) sowie Stefan Garcke (VDE Renewables GmbH). Vielen Dank auch dem VIV e.V. - Vereinigte Industrieverbände von Düren, Jülich, Euskirchen & Umgebung e.V., namentlich Frau Sandra Kinkel, für die Erlaubnis die Presseerklärung des Verbands vom 17.03.2022 in den Anhang aufnehmen zu dürfen und so weitere Stimmen der Unternehmen zu hören.

Dem Team von der Kerith GbR (Düsseldorf), namentlich seinen Gründern und Inhabern Lucas Elias Küpper, Joshua Küpper sowie Philip Otten und dem Projektmanager Maximilian Staib, danken wir für die Unterstützung bei der Erstellung der Modellierung „Stromerzeugungskapazitäten“, die den Aktualitätsgrad des Impulspapiers noch erhöhen konnte. Des Weiteren danken wir der tetraeder.solar GmbH, hier namentlich Frau Sarah Matheisen, Frau Friederike Torunsky und Dr. Stephan Wilforth, für die kurzfristige Unterstützung bei der exemplarischen Analyse und Vorbewertung ausgewählter PV-Freiflächenpotenziale.



---

# Inhaltsverzeichnis

<b>ABKÜRZUNGS- UND SYMBOLVERZEICHNIS</b>	<b>I</b>
<b>ABBILDUNGSVERZEICHNIS</b>	<b>IV</b>
<b>TABELLENVERZEICHNIS</b>	<b>IV</b>
<b>AUF EINEN BLICK</b>	<b>VI</b>
<b><u>1 EINFÜHRUNG</u></b>	<b><u>1</u></b>
<b><u>2 ENERGIEWENDE UND STROMVERSORGUNG IM KERN- UND WIRKUNGSRAUM DES RHEINISCHEN REVIER</u></b>	<b><u>2</u></b>
2.1 RHEINISCHES REVIER IM ÜBERBLICK	2
2.2 ENERGIEWENDE UND STROMVERSORGUNG IM RHEINISCHEN REVIER	3
<b><u>3 ENERGIESICHERHEIT</u></b>	<b><u>14</u></b>
3.1 VORBEMERKUNG UND ALLGEMEINE HERAUSFORDERUNGEN	14
3.2 VERSORGUNGS- UND SYSTEMSICHERHEIT	17
3.2.1 FREQUENZHALTUNG	20
3.2.2 SPANNUNGSHALTUNG	21
3.2.3 NETZ- UND VERSORGENSWIEDERAUFBAU	23
3.3 VERSORGUNGSQUALITÄT	23
3.3.1 VORBEMERKUNGEN	23
3.3.2 VERSORGUNGSZUVERLÄSSIGKEIT	24
3.3.3 SPANNUNGSQUALITÄT	27
3.3.4 DIENSTLEISTUNGSQUALITÄT	29
3.4 ZWISCHENFAZIT	29
3.5 EXKURS – GESICHERTE ELEKTRISCHE LEISTUNG UNTER DEM ASPEKT EINER DAUERHAFT KRITISCHEN GASVERSORGUNGSSITUATION	30
<b><u>4 IMPULSE FÜR DEN ERHALT DER REGIONALEN ENERGIESICHERHEIT UND VERSORGUNGSQUALITÄT AUS SICHT ENERGIESENSITIVER UNTERNEHMEN</u></b>	<b><u>36</u></b>
4.1 KURZFRISTIG-ORIENTIERTE IMPULSE	36
4.1.1 PLANUNGS- UND INVESTITIONSSICHERHEIT (WIEDER) HERSTELLEN	36
4.1.2 ENERGIESICHERHEITS-CHECK SOFORT DURCHFÜHREN	37
4.1.3 REGIONALE ENERGIESOUVERÄNITÄT STEIGERN	38
4.1.4 REGIONALEN KAPAZITÄTSMARKT AUFBAUEN UND HIERDURCH VERFÜGBARKEIT GESICHERTER ERZEUGUNGS- UND SPEICHERKAPAZITÄTEN ANREIZEN	42
4.1.5 AKTEURE VERNETZEN UND INFORMATIONSBASIS VERBESSERN	44

---

<b>4.2 MITTEL- BIS LANGFRISTIG ORIENTIERTE IMPULSE</b>	<b>44</b>
4.2.1 RISIKOMANAGEMENT UM EIN TECHNISCHES VERSORGUNGSQUALITÄTSMONITORING-SYSTEM ERGÄNZEN	44
4.2.2 NETZAUSBAU BESCHLEUNIGEN – MIT INTELLIGENZ STATT NUR KUPFER	46
4.2.3 NACHFRAGEFLEXIBILISIERUNG VORANTREIBEN	48
4.2.4 KOMPETENZEN STÄRKEN UND QUALIFIZIERUNGSOFFENSIVE STARTEN	51
<b>5 ZUSAMMENFASSUNG</b>	<b>52</b>
<b>LITERATURVERZEICHNIS</b>	<b>56</b>
<b>ANHANG</b>	<b>62</b>

---





---

## Abkürzungs- und Symbolverzeichnis

a	Jahr
ARegV	Anreizregulierungsverordnung
ASIDI	Average System Interruption Duration Index
ASIFI	Average System Interruption Frequency Index
BMWi	Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (heute: Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz)
BNetzA	Bundesnetzagentur
bspw.	beispielsweise
bzw.	beziehungsweise
CELID	Customer Experiencing Long Interruption Durations
CEMI	Customer Experiencing Multiple Interruptions
CO <sub>2</sub>	Kohlendioxid
dav.	davon
EE	Erneuerbare Energien
EEG	Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien („Erneuerbare-Energien-Gesetz“)
ENS	Energy Not Supplied
ENTSO-E	European Network of Transmission System Operators for Electricity
ENWG	Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung
EUR	Euro
f.	folgende
ff.	fortfolgende
ggü.	gegenüber
GHD	Gewerbe, Handel, Dienstleistungen
GmbH	Gesellschaft mit beschränkter Haftung
GW	Gigawatt
H <sub>2</sub>	Wasserstoff
ha	Hektar
HöS	Höchstspannung
HS	Hochspannung
InvKG	Investitionsgesetz Kohleregionen

---

i. S. v.	im Sinne von
IuK	Informations- und Kommunikationstechnik
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
KWKG	Gesetz für die Erhaltung, die Modernisierung und den Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung
MAIFI	Momentary Average Interruption Frequency Index
mglw.	möglicherweise
min	Minuten
Mio.	Million
MW	Megawatt
MWh	Megawattstunde
MWp	Megawatt Peak
MWIDE	Ministerium für Wirtschaft, Innovation, Digitalisierung und Energie des Landes Nordrhein-Westfalen
NABEG	Netzausbaubeschleunigungsgesetz
NRW	Nordrhein-Westfalen
PPA	Power Purchase Agreement
resp.	respektive
S	Seite
s	Sekunde
SAIDI	System Average Interruption Duration Index
TJ	Terrajoule
u. a.	unter anderem
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
USV	Unterbrechungsfreie Stromversorgung
u. U.	unter Umständen
var	Voltampere reaktiv
vgl.	vergleiche
vglw.	vergleichsweise
VNB	Verteilernetzbetreiber
VoLL	Value of Lost Load
WAMS	Wide Area Monitoring System
z. B.	zum Beispiel



---

## Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1:	Lage des Rheinischen Reviers in NRW	2
Abbildung 2:	Ableitung der gesicherten Leistung von der Nettoleistung der Stromerzeugungsanlagen am deutschen Strommarkt	4
Abbildung 3:	Installierte und gesicherte elektrische Leistung in Deutschland per 15.11.2021	5
Abbildung 4:	Stromerzeugungsanlagen im Kern- und Wirkungsraum des Rheinischen Reviers differenziert nach Primärenergieträgern und Spannungsebenen	6
Abbildung 5:	Stilllegungspfad für die Braunkohlekraftwerke	7
Abbildung 6:	Stilllegungspfad für die Braunkohlekraftwerke in der Region für die Pfade 2038 und 2030	8
Abbildung 7:	Energiesicherheitsrisiko Deutschlands im Vergleich zum OECD-Durchschnitt	15
Abbildung 8:	Szenario 1: Entwicklung der Stromerzeugungskapazitäten ohne geforderte gesicherte Leistung	31
Abbildung 9:	Szenario 2: Entwicklung der Stromerzeugungskapazitäten mit geforderter gesicherter Leistung	32
Abbildung 10:	Szenario 3 – Entwicklung der Stromerzeugungskapazitäten mit geforderter gesicherte Leistung unter Anbetracht einer Gasmangellage	34
Abbildung 11:	Verteilung der PV-Freiflächenpotenziale auf Ebene der Gemeinden des Landkreises Düren	40
Abbildung 12:	PV-Freiflächenpotenzial für EEG/PPA am Beispiel der Gemeinde Merzenich	41

## Tabellenverzeichnis

Tabelle 1:	Abschaltjahre und -leistung für Kohlekraftwerke in ausgewählten EU-Staaten	8
Tabelle 2:	Lastmanagementpotenzial für NRW bis 2045 inkl. Rechenzentren (Angaben in MW)	11



---

## Auf einen Blick

Im Südwesten von Nordrhein-Westfalen bilden die Kreise Düren, Euskirchen, Heinsberg, der Rhein-Erft-Kreis und der Rhein-Kreis Neuss sowie die Städteregion Aachen und die Stadt Mönchengladbach<sup>1</sup> den Kernraum des Rheinischen Reviers. Seit vielen Jahrzehnten stellen die Mitarbeiter:innen der hier ansässigen Braunkohlewirtschaft, ihrer Zulieferbetriebe und der Netzbetreiber insbesondere Strom für energiesensitive Industrie- und Gewerbeunternehmen zuverlässig zur Verfügung. Hiervon profitieren auch Unternehmen im energetischen Wirkungsraum des Rheinischen Reviers, der sich mittlerweile nicht nur auf die Kreise und kreisfreien Städte Viersen, Krefeld, Duisburg, Düsseldorf, Mettmann, Leverkusen, Köln, Bonn, Rhein-Sieg Kreis, Oberbergischer Kreis, Rheinisch-Bergischer Kreis, sondern sogar bis ins Sauer- und Siegerland, ins Ruhrgebiet, ins Münsterland und bis nach Rheinland-Pfalz und Teile Hessens erstreckt.

Mit dem gesamtgesellschaftlich gefundenen Kompromiss über den Ausstieg aus der Kohleverstromung bis spätestens 2038 und dessen gesetzlicher Verankerung verändert sich das regionale Elektrizitätsversorgungssystem im Kernraum des Rheinischen Reviers fundamental. Auf der Höchstspannungsebene für Versorgungssicherheit, Netz- und Systemstabilität eingesetzte mit regional gewonnener Braunkohle befeuerte Kraftwerke werden schrittweise stillgelegt bzw. endgültig abgeschaltet. An ihre Stelle tritt ein überwiegend dezentral-strukturiertes „Kraftwerk“ in der Fläche, bestehend aus einer Vielzahl miteinander vernetzter, größtenteils fluktuierend in die regionalen Stromverteilnetze Erneuerbare-Energien-Anlagen (EE-Anlagen). Aus (elektro-)technischer und energiewirtschaftlicher Sicht war und ist dieser Transformationspfad bis 2038 sehr ambitioniert. Laut Koalitionsvertrag der Bundesregierung ist vorgesehen, das Ambitionsniveau nochmals anzuheben, indem der Ausstieg aus der Kohleverstromung „idealerweise“ um weitere acht Jahre auf 2030 vorgezogen werden soll. Dieses Impulspapier ist im ersten Quartal 2022 unter den Eindrücken des sich verschärfenden Ukraine-Russland Konflikts entstanden. Es widmet sich den potenziellen markt- und systembezogenen Auswirkungen eines nochmals vorgezogenen Kohleausstiegs aus Sicht der im Kern- und Wirkungsraum des Rheinischen Reviers ansässigen energiesensitiven Industrie- und Gewerbeunternehmen. Hierzu wurden neben vorhandenen Ergebnissen aus substanzwissenschaftlichen Studien insbesondere auch empirische Ergebnisse aus einer teil-strukturierten, leitfadengestützten Befragung<sup>2</sup> von rund 50 Unternehmensvertreter:innen einbezogen.

Folgende Kernaussagen lassen sich festhalten:

- Entgegen früheren Annahmen werden die **Strombedarfsmengen und auch die Jahreshöchstlast aufgrund der verschärften Klimaschutzziele und der damit einhergehenden Elektrifizierungsbestrebungen in den unterschiedlichen Verbrauchssektoren steigen.**

---

<sup>1</sup> Vgl. Deutscher Bundestag (2020).

<sup>2</sup> Die Befragung wurde aus Effizienzgründen und aufgrund der Corona-Schutzauflagen überwiegend per Telefon oder mittels audiovisuellem Konferenzsystem durchgeführt.

- 
- Es ist ferner damit zu rechnen, dass der „**Green Deal**“<sup>3</sup> der EU auch in den Nachbarländern zu **verstärkten Umbaumaßnahmen in den jeweiligen Kraftwerksparks führen wird**. Aus Sicht der energiesensitiven Unternehmen im Kern- und Wirkungsraum stellt sich somit die Frage, in welchem Ausmaß hinreichende und verlässliche Stromimporte von Seiten der europäischen Nachbarn auch zukünftig sicher zur Verfügung stehen werden.
  - **Der Ausbau der Erneuerbare-Energien-Anlagen muss deutlich forciert werden, um die regionale Energiesouveränität wieder zu erlangen.** Dazu liefern der zwischen der NRW-Landesregierung und insbesondere den Kommunen geschlossene Reviervertrag<sup>4</sup> sowie der Gigawatt-Pakt<sup>5</sup> zwar wichtige Impulse, aber es kommt jetzt mehr denn je darauf an, die notwendigen Ausbaumaßnahmen konkret anzugehen. Hierzu müssen auf EU-Ebene die Klage- und Einspruchsmöglichkeiten im Rahmen von Planungs- und Genehmigungsprozessen dringend überarbeitet und sodann in nationales Recht überführt werden.

Auf nationaler Ebene ist eine **Überarbeitung einschlägiger Gesetze und Normen** (z. B. Baugesetzbuch) notwendig. Vorhaben zum Bau von EE-Anlagen aus einem übergeordneten gesellschaftlichen Interesse heraus müssen mit Priorität versehen und folglich seitens der Kommune vorrangig bearbeitet werden können. **Insbesondere der Ausbau von WKA könnte durch eine Genehmigungsfiktion deutlich beschleunigt werden.**

Insbesondere die **Kommunen** im Kern- und Wirkungsraum des Rheinischen Reviers **brauchen dringend Unterstützung** bei der Bearbeitung entsprechender Vorhaben. **Ausbauvorhaben im Bereich regenerativer Energien** müssen aus einem **übergeordneten gesellschaftlichen Interesse heraus jetzt priorisiert und mit Vorrang bearbeitet** werden. Zur Beschleunigung der Prozesseffizienz sollten bspw. heute schon erfolgreich eingesetzte, **digital-gestützte Verfahren zur flächenscharfen planungsrechtlichen Vorbewertung** eingesetzt werden.

**Auch durch Veränderungen bei den EE-Bestandsanlagen lässt sich kurzfristig die regionale Energiesouveränität steigern.** Zu prüfen ist bspw., ob sich die Erzeugungsleistung von Windkraftanlagen (WKA) durch Hard- und Softwareanpassungen steigern lässt oder Abschaltvorgaben zeitweise geändert werden können. Flexiblere Betriebsvorgaben für Biomasseanlagen sollten ebenfalls diskutiert werden.

- **Durch ihre fortgesetzten Bemühungen um einen rationellen Energieeinsatz tragen die energiesensitiven Unternehmen ihrerseits maßgeblich zu mehr regionaler Energiesouveränität bei.** Insbesondere die jüngsten Preisanstiege lassen bislang unwirtschaftliche Energieeffizienz-Investitionen attraktiver erscheinen. Es gilt allerdings zu berücksichtigen, dass die Unternehmen in der Vergangenheit bereits in erheblichem Maße Energieeffizienz-Maßnahmen umgesetzt haben, um wettbewerbsfähig zu bleiben.

---

<sup>3</sup> Vgl. Europäische Kommission (2019)

<sup>4</sup> Vgl. Ministerium für Wirtschaft, Innovation, Digitalisierung und Energie des Landes Nordrhein-Westfalen (2021a)

<sup>5</sup> Vgl. MWIDE (2022).

---

Die „Low-hangingFruits“ sind häufig schon geerntet. Weitere Maßnahmen sind investitionsintensiv und werden Zeit in Anspruch nehmen, weil auch hier Materialengpässe und der Fachkräftemangel limitierend wirken dürften.

- Mit einem deutlichen Fragezeichen zu versehen sind die tatsächlichen Potenziale zur **Nachfrageflexibilisierung** auf Ebene der energiesensitiven Industrie- und Gewerbeunternehmen. Zahlreiche **Best-Practice-Beispiele zeigen zwar die ökonomischen Nutzenpotenziale** unterschiedlicher Flexibilitätsoptionen auf, aber es existiert ein **Zielkonflikt zwischen Prozesseffizienz und -flexibilität**. Die Interviewpartner:innen äußerten Informationsbedarf bezüglich der technisch-wirtschaftlichen Aufwendungen und möglicher negativer Auswirkungen auf die Produktionskontinuität für den Fall einer dargebotsabhängigen Ausrichtung der eigenen Leistungserstellung. Diesem Bedarf könnte durch die **Etablierung eines entsprechenden unabhängigen Informations- und Experten Netzwerks** Rechnung getragen werden. Überdies sollten möglichst schnell durch eine **Reform von § 19 (2) der Stromnetzentgeltverordnung** gezielte Anreize für energiesensitive Industrie- und Gewerbeunternehmen zur Nachfrageflexibilisierung geschaffen werden. Hier könnte **im Kern- und Wirkungsraum des Rheinischen Reviers zeitlich befristet das Instrument der sog. Experimentierklausel** angewendet werden, um dann positive Erfahrungen schnell für ganz Deutschland verfügbar zu machen.
- **Am gesetzlich fixierten Ausstiegspfad aus der Braunkohle-basierten Stromerzeugung im Rheinischen Revier bis 2038 sollte festgehalten werden.** Ein Vorziehen des Ausstiegs auf das Jahr 2030 erscheint unrealistisch. Die ursprünglich vorgesehene Strommengenkompensation durch flexible erdgas-befeuerte Kraftwerke steht wegen des aktuellen Russland-Ukraine-Konflikts in Frage. Gemäß Fortschrittsbericht Energiesicherheit vom 25.3.2022 strebt die Bundesregierung zwar die massive Verringerung der Energieabhängigkeit Deutschlands von Russland in hohem Tempo an und bereits bis Sommer 2024 ist auf Basis der eingeleiteten Maßnahmen eine Reduktion des Beitrags von russischem Gas auf nur noch 10 % des Gasverbrauchs möglich, aber klar ist auch, dass die auf den Weg gebrachten Maßnahmen Zeit brauchen, um ihre Wirkung zu entfalten. Zahlreiche systemrelevante Unternehmen, z. B. aus der Chemie- und Lebensmittelbranche, haben diese Zeit nicht und brauchen jetzt Sicherheit. **Vor diesem Hintergrund ist es unabdingbar, zu überprüfen, welche Braunkohlekraftwerke durch Verlängerung der Sicherheitsbereitschaft oder durch Anpassung des Stilllegungspfad aus dem Kohleverstromungsbeendigungsgesetz (KVBG) einen Beitrag zur Gewährleistung einer sicheren Stromversorgung leisten könnten.**
- Vielfach im öffentlichen Diskurs nachrangig behandelt wird die Sorge der energiesensitiven Unternehmen im Kern- und Wirkungsraum des Rheinischen Reviers hinsichtlich **ausreichend verfügbarer elektrischer Leistung** – und zwar **insbesondere während einer „Dunkelflaute“**. In einer solchen Situation tragen Windkraft- und PV-Anlagen wenig bis nichts zur Stromerzeugung bei. Für derartige Engpasssituationen müssen zur Abdeckung der Residuallast folglich nach gegenwärtigem Stand von Wissenschaft und Technik schnell regelbare Kraftwerksanlagen und Speichersysteme permanent vorgehalten werden. Diesbezügliche **kapazitätsbezogene Investitionen werden jedoch im gegenwärtigen Energy-only-Marktdesign nicht getätigt**. Um Energie- und Versor-



---

gungssicherheit zu gewährleisten, muss das heutige Strommarktdesign um Anreizkomponenten für Investoren und Betreiber von gesicherten Stromerzeugungskapazitäten und Speichersystemen ergänzt werden. **Bezogen auf die Stromerzeugungskapazitäten sind insbesondere aus ökonomischen Erwägungen kurz- bis mittelfristig flexible Gaskraftwerke in Ergänzung der bestehenden Kohlekraftwerke, die ebenfalls gesicherte und flexibel einsetzbare Leistung bieten, unverzichtbar. Solange eine CO<sub>2</sub>-arme, breit diversifizierte – vor allem auf erneuerbaren Energien basierte – Stromerzeugung einschließlich ausreichend Speicherkapazitäten noch nicht hinreichend verfügbar ist, können Braunkohlekraftwerke durch Verlängerung der Sicherheitsbereitschaft oder durch Anpassung des Stilllegungspfads aus dem Kohleverstromungsbeendigungsgesetz einen wichtigen Beitrag zur Gewährleistung der Sicherheit der Stromversorgung leisten. Eine diesbezügliche Prüfung hat die Bundesregierung angekündigt.** Gleichzeitig muss an den Entscheidungen und hieran geknüpften Planungen bezüglich der drei Tagebaue im Rheinischen Revier festgehalten werden. Dies bedeutet zugleich, dass bei ausbleibenden Kompensationseffekten durch die CO<sub>2</sub>-arme Gaskraftwerkskapazitäten der Pfad für den Ausbau von EE-Anlagen und den Aufbau der regionalen Wasserstoffwertschöpfungskette noch ambitionierter werden wird.

- Die im Exkurs „Gesicherte elektrische Leistung unter dem Aspekt einer dauerhaft kritischen Gasversorgungssituation“ entwickelten Szenarien zeigen, dass das **Rheinische Revier heute gesicherte Leistung über die Region hinweg bereitstellt. Der Wegfall dieser gesicherten Leistung hat somit potenziell auch überregional Einfluss.** Die erste Optimierung führt überdies vor Augen, dass bei ausschließlichem Ausbau von EE-Anlagen ohne Berücksichtigung von gesicherten Stromerzeugungskapazitäten die Region zum Importeur gesicherter Leistung würde. Soll diese Situation vermieden werden, kann bis auf Weiteres nicht auf gesicherte Leistung aus thermischen Kraftwerken verzichtet werden. Unter der Annahme, dass Erdgas befeuerte Kraftwerkskapazitäten dauerhaft preislich nicht wettbewerbsfähig sein sollten, ergibt das dritte Szenario die Notwendigkeit eines nochmal deutlich beschleunigten Aufbaus von Wasserstoff-basierten Kraftwerkskapazitäten. Um dies möglichst treibhausgasneutral zu realisieren, ist zuvor der Aufbau genügend regenerativ basierter Stromerzeugung erforderlich.
- Für die Verbesserung der regionalen Energiesouveränität erfolgsentscheidend ist **der Aus- bzw. Umbau der Elektrizitätsversorgungsnetze.** Neben den Übertragungsnetzen muss der Fokus auch auf die Stromverteilernetze gerichtet werden. Am Bedarf für Maßnahmen zur Netzengpassbewirtschaftung zeigt sich, wie herausfordernd die Integration der volatil ins Stromnetz einspeisenden EE-Anlagen über alle Netzebenen ist und bleibt. Dies unterstreicht auch die hohe Dringlichkeit von Aus- und Umbaumaßnahmen. Zudem wird deutlich – und das zeigt auch der aktuelle Umsetzungsstand zum Redispatch 2.0 – wie komplex das Zusammenspiel zwischen Übertragungs- und Verteilernetzbetreibern und in zunehmendem Maße auch deren Netzanschlusskunden wird. In diesem Zusammenhang bedarf es **eines intensiveren Wissenstransfers zwischen den beteiligten Akteuren sowie vertiefter Kommunikations- und Koordinierungsprozesse.** Die Stromnetzbetreiber im Kern- und Wirkungsraum des Rheinischen Reviers

---

sollten über geeignete Anreizmechanismen weiter darin bestärkt werden, die **Digitalisierung ihrer (Verteil-) Netze** voranzutreiben, um hierdurch **Netz- und Infrastrukturplanungs- sowie Netzbetriebsführungsprozesse weiter beschleunigen** zu können.

- Ständig neu aufkeimende Debatten um ein **zeitliches Vorziehen des Ausstiegs aus der Verstromung fossiler Primärenergieträger führt zu zeit- und damit kostenintensiven Anpassungsbedarfen im Bereich der Netzplanung**. Sowohl die Betreiber der Stromnetze selbst als auch der Erzeugungs- und Verbrauchsanlagen brauchen jedoch langfristig stabile Rahmenbedingungen.
- den geführten Interviews geht hervor, dass die **Sensitivität von Stromkunden hinsichtlich der Versorgungs- und Systemsicherheit sowie einiger Parameter der Versorgungsqualität zunimmt**. Die ausschließliche Orientierung am SAIDI-Wert als kunden-/systembezogene Kenngröße für die Beurteilung der Versorgungsqualität in puncto Versorgungsunterbrechungen ist aus dem Blickwinkel von stromsensitiven Gewerbe- und Industriekunden unzureichend. Im Zuge der weiteren Stilllegung konventioneller Stromerzeugungskapazitäten und gleichzeitigem Ausbau Umrichter-gekoppelter Stromerzeugungsanlagen muss **ein regionales technisches Versorgungsqualitäts-Monitoringsystem aufgebaut werden**, mit dessen Unterstützung schneller auf mögliche negative Versorgungsqualitätsveränderungen reagiert werden kann. Zudem müssen **Daten über die regionale Stromerzeugung und den -verbrauch in den unterschiedlichen Sektoren schneller als bislang zur Verfügung** stehen und der zukünftige regionale Strombedarf in regelmäßigen Abständen mit ggf. veränderten Prämissen ermittelt werden.
- Die Interviews haben ferner ergeben, dass in der hiesigen Unternehmerschaft viel für Klimaschutz und Energiesicherheit getan wird. Dies allein schon deshalb, weil Kunden, Mitarbeiter:innen und Anteilseigner bereits seit Längerem ein deutlich höheres Anspruchsniveau an die Erfüllung von Nachhaltigkeitsvorgaben stellen. Energiesicherheit erhöht das ohnehin schon hohe Komplexitätsniveau der Thematik zusätzlich. Dass „Strom aus der Steckdose“ kommt, wird nicht mehr als Selbstverständlichkeit angesehen. Es ist zum Top-Management-Thema geworden. Klar ist aber auch, dass die Sicherheit und Stabilität der eigenen Stromversorgung in vielen, gerade kleinen und mittleren energiesensitiven Unternehmen bislang häufig nicht zu den Kernkompetenzen zählt. Hier besteht Bedarf an **überbetrieblichen Informations- und Vernetzungsformaten**, aber auch einer **praxisorientierten Qualifizierungsoffensive**.
- **Zahlreiche Unternehmer:innen brachten im Rahmen der Interviews vor dem Hintergrund einer konkret drohenden Gasmangellage ihre Sorge zum Ausdruck, dass der Einsatz von Erdgas kurz- bis mittelfristig im Bereich der Prozesswärmebereitstellung nicht substituierbar ist. Gerade die Unternehmen aus der Grundstoff-Industrie hoben den elementaren Rohstoff Gas für die stoffliche Nutzung hervor.**

In den teils sehr bewegenden Gesprächen wurde deutlich, dass neben der Voraussetzung einer sicheren Stromversorgung auch die Gasversorgung für viele, meist energieintensive, Betriebe existentiell ist und damit verbundene Folgen, wie z. B. Betriebsstilllegungen, Kurzarbeit und Einbruch der nationalen Industrieproduktion in Deutschland, sehr zeitnah eintreten würden. Investitionen in alternative Technologien (z. B. Strom-

---

oder Wasserstoff-basierte Anlagen) scheiden kurz- bis mittelfristig als Lösung häufig aus, zumal derzeit keine Planungs- und Investitionssicherheit besteht. Die befragten Unternehmen gaben für eine Umstellung der teils komplexen Wärmeprozesse und stofflichen Nutzung des Erdgases benötigte Zeiträume von fünf bis fünfzehn Jahren an.

Ein freiwilliger oder erzwungener Verzicht auf Gaslieferungen führt sehr schnell zur Stilllegung des Gesamtbetriebes oder bestenfalls zur Reduzierung des Betriebs auf einzelne Prozessstränge. Bei Redaktionsschluss dieses Impulspapiers hatte das zuständige Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK) die erste der drei Stufen des Notfallplans Gas, die „Frühwarnstufe“, ausgerufen und ein Krisenteam eingerichtet. Die Bundesnetzagentur (BNetzA) hat auf Weisung des BMWK vorübergehend die Gazprom Germania Gruppe als Treuhänderin übernommen. Die Gazprom Germania GmbH betreibt in Deutschland kritische Infrastrukturbereiche und hat damit eine herausragende Bedeutung für die Gasversorgung.

In der Warnstufe 3 des Notfallplans Gas, der „Alarmstufe“, sind nur noch private Haushalte, kritische Infrastrukturen, wie bspw. Krankenhäuser, Pflegeeinrichtungen, die Feuerwehr und die Polizei, besonders geschützt. Für die Industrie gibt es grundsätzlich keinen Schutz. Die BNetzA wird in dieser Stufe zum „Bundeslastverteiler“. In Abstimmung mit den regionalen Netzbetreibern wird die Verteilung von Gas festgelegt. Im Ernstfall könnte dann auch die Abschaltung von Industriekunden angeordnet werden. Hierbei soll die Systemrelevanz der jeweiligen Branche berücksichtigt werden. Eine gesonderte Befragung der regionalen Netzbetreiber hat ergeben, dass diese sehr umsichtig reagieren und mit den betroffenen Unternehmen in einem Dialog stehen, um im Ernstfall gemeinsam vorbereitet zu sein. Die notwendige Vorlaufzeit für ein geordnetes Abfahren der Produktion und die betriebene Gasnetzinfrastruktur im Unternehmen werden bei der Durchführung der Versorgungsunterbrechung besonders im Auge gehalten.

- **Die energiesensitiven Unternehmen müssen schnell finanziell entlastet werden.** Die Senkung der EEG-Umlage zur Mitte des Jahres ist ein wichtiger Schritt. Das Steuer- und Umlagesystem muss dringend überarbeitet werden. Eine Absenkung der Stromsteuer auf das europäische Mindestniveau wäre dabei ein wichtiger weiterer Entlastungsschritt. Hinsichtlich der zu tätigen Investitionen in mehr Klimaschutz und Energiesouveränität sollten neben einer unkomplizierten und schnell wirkenden Investitionsförderung insbesondere auch Anpassungen in der Abschreibungssystematik auf den Weg gebracht werden.



---

# 1 Einführung

Der Energiewende stellt die Wirtschaft im energetischen Kern- und Wirkungsraum des Rheinischen Reviers vor große Herausforderungen. Für die in der Region ansässigen Unternehmen ist klar: Wir wollen unseren Beitrag zur Erreichung der Klimaschutz- und Energiewendeziele leisten. Gleichzeitig nimmt vor allem im produzierenden Gewerbe und in der Industrie die Sorge hinsichtlich der Energie- und Versorgungssicherheit sowie insbesondere der Versorgungsqualität zu.

An dieser komplexen Problematik setzt das vorliegende Impulspapier an. Primäres Ziel ist es, die potenziellen Auswirkungen eines mglw. nochmals zeitlich vorgezogenen Ausstiegs aus der Braunkohleverstromung auf die Sicherheit und Zuverlässigkeit der Stromversorgung zu beleuchten.

Anspruch dieses Impulspapiers ist es nicht, dass sehr facettenreiche Themenfeld vollumfänglich bearbeiten und auf spezifische Einzelprobleme DIE eine Antwort geben zu können. Vielmehr ist es der Anspruch, Problembereiche zu benennen und Handlungsfelder aufzuzeigen. Auf dieser Grundlage werden Impulse kurz-, mittel- und langfristige orientierte Impulse zum Erhalt der regionalen Energiesicherheit gegeben werden, die dann von den betroffenen Akteuren weiterverfolgt werden.

Das von der SME Management GmbH (SME) erstellte Impulspapier basiert u. a. auf Befragungen von rund 50 Vertreter:innen aus *energiesensitiven* Unternehmen im energetischen Kern- und Wirkungsraum des Rheinischen Reviers. Die Ergebnisse aus den Gesprächen wurden durch Erfahrungen aus Betriebsbegehungen sowie durch Literaturrecherchen und die Sichtung vorhandener wissenschaftlicher Untersuchungen ergänzt.

---

## 2 Energiewende und Stromversorgung im Kern- und Wirkungsraum des Rheinischen Reviers

### 2.1 Rheinisches Revier im Überblick

Seit jeher ist der sichere Zugang zu preiswerter Energie einer der wichtigsten Faktoren für den wirtschaftlichen Erfolg von Unternehmen und Staaten. Deutschlands Aufstieg zu einer der erfolgreichsten Wirtschaftsnationen der Welt ist deshalb eng verbunden mit dem Rheinischen Revier. Ganz im Südwesten von Nordrhein-Westfalen gelegen, hat sich hier über hundert Jahre hinweg eine ganz besondere „Energie-DNA“ rund um die Gewinnung, Verstromung und Veredelung von Braunkohle herausgebildet. Vor allem die hohe regionale Versorgungs- und Systemsicherheit sowie die Qualität des Elektrizitätsversorgungssystems waren zahlreichen, *energiesensitiven* Unternehmen<sup>6</sup> aus unterschiedlichen Branchen wichtige Gründe, sich im sogenannten rund 2.500 km<sup>2</sup> großen „Kernraum“ des Rheinischen Reviers, zu dem die Kreise Düren, Euskirchen, Heinsberg, der Rhein-Erft-Kreis und der Rhein-Kreis Neuss sowie die Städtereion Aachen und die Stadt Mönchengladbach zählen<sup>7</sup>, anzusiedeln.

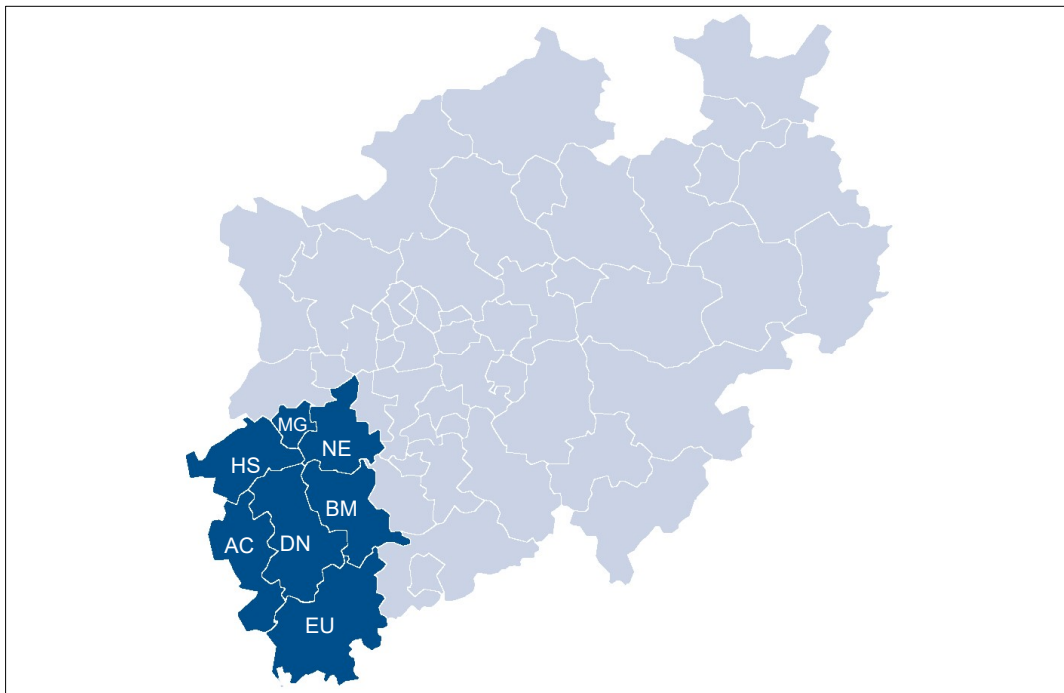


Abbildung 1: Lage des Rheinischen Reviers in NRW

Die Leitbranchen im energetischen Kernraum des Rheinischen Reviers sind Logistik, Ernährungs- und Getränkewirtschaft, Ver- und Entsorgung, Chemie, Gummi/Kunststoff, Papier/Pappe, Technische Instandhaltung, Textilien/Leder, Druckerzeugnisse. In diesen Leitbranchen sind rund 137.000 Menschen beschäftigt. Dies entspricht rund der Hälfte der noch vorhandenen Industriearbeitsplätze im Rheinischen Revier.<sup>8</sup>

---

<sup>6</sup> Energiesensitiv deshalb, weil aus Sicht von Unternehmen – nicht nur die Menge an nutzbarer Energie (z. B. elektrische Arbeit), sondern auch die permanente Verfügbarkeit im Sinne gesicherter (Kraftwerks-)Leistung erfolgsbeeinflussend ist.

<sup>7</sup> Vgl. § 2 InvKG. Deutscher Bundestag (2020).

<sup>8</sup> Vgl. Zukunftsagentur Rheinisches Revier GmbH (2021, S. 17).

---

Infolge der ebenfalls über Jahrzehnte hinweg aufgebauten, weit verzweigten Transport- und Verteilnetzinfrastrukturen dehnt sich der energetische Wirkungsraum des Rheinischen Reviers auch auf die Kreise und kreisfreien Städte Viersen, Krefeld, Duisburg, Düsseldorf, Mettmann, Leverkusen, Köln, Bonn, Rhein-Sieg Kreis, Oberbergischer Kreis, Rheinisch-Bergischer Kreis, sondern sogar bis ins Sauer- und Siegerland, ins Ruhrgebiet, ins Münsterland und bis nach Rheinland-Pfalz und Teile Hessens aus.

## **2.2 Energiewende und Stromversorgung im Rheinischen Revier**

Am 5. Oktober 2016 hat auch Deutschland das neue Klimaschutzabkommen von Paris ratifiziert. Leitziel ist die Begrenzung der Erderwärmung auf „deutlich unter“ zwei Grad Celsius – wenn möglich sogar auf 1,5 Grad Celsius – im Vergleich zum vorindustriellen Zeitalter. Die jüngste Novelle des Klimaschutzgesetzes sieht für Deutschland im Einklang mit dem 1,5 Grad Ziel vor, bis 2030 65 % Treibhausgasminderung gegenüber 1990 und im Jahr 2045 volle Treibhausgasneutralität zu erreichen.

Einen wesentlichen Beitrag hierzu sollen verschärfte Anstrengungen im Rahmen der Energiewende leisten. Als Energiewende wird die „dauerhafte Versorgung von Wirtschaft und Gesellschaft mit Energie [...] aus nachhaltig nutzbaren, erneuerbaren oder regenerativen Quellen (erneuerbare Energien)“<sup>9</sup> bezeichnet. Grundlage für die Energiewende sind neben den Beschlüssen über den Ausstieg aus der Kernenergie und der Beendigung der Verstromung fossiler Primärenergieträger, der Ausbau von EE-Anlagen, die forcierte Nutzung von grünem Wasserstoff sowie verstärkte Anstrengungen zum rationelleren Energieeinsatz.

Obschon die Energiewende mehr als nur den Strombereich umfasst, steht dieser im Fokus der weiteren Ausführungen, weil die Veränderungen hier in besonderem Maße Auswirkungen auf den Betrieb und die Wettbewerbsfähigkeit der Unternehmen im Kern- und Wirkungsraum des Rheinischen Reviers haben.

Insgesamt verfügte Deutschland am 15.11.2021 am Strommarkt über eine Nettostromerzeugung<sup>leistung</sup> von ca. 222,3 GW (siehe Abbildung 2). Der Großteil hiervon entfiel mit 134 GW auf EE-Anlagen und immerhin noch 88,2 GW auf konventionelle Anlagen. Weitere rund 10,5 GW an Kraftwerksleistung befanden sich außerhalb des Strommarktes (z. B. in der sog. Sicherheitsbereitschaft oder Netzreserve).

---

<sup>9</sup> Bundeszentrale für politische Bildung (2016).

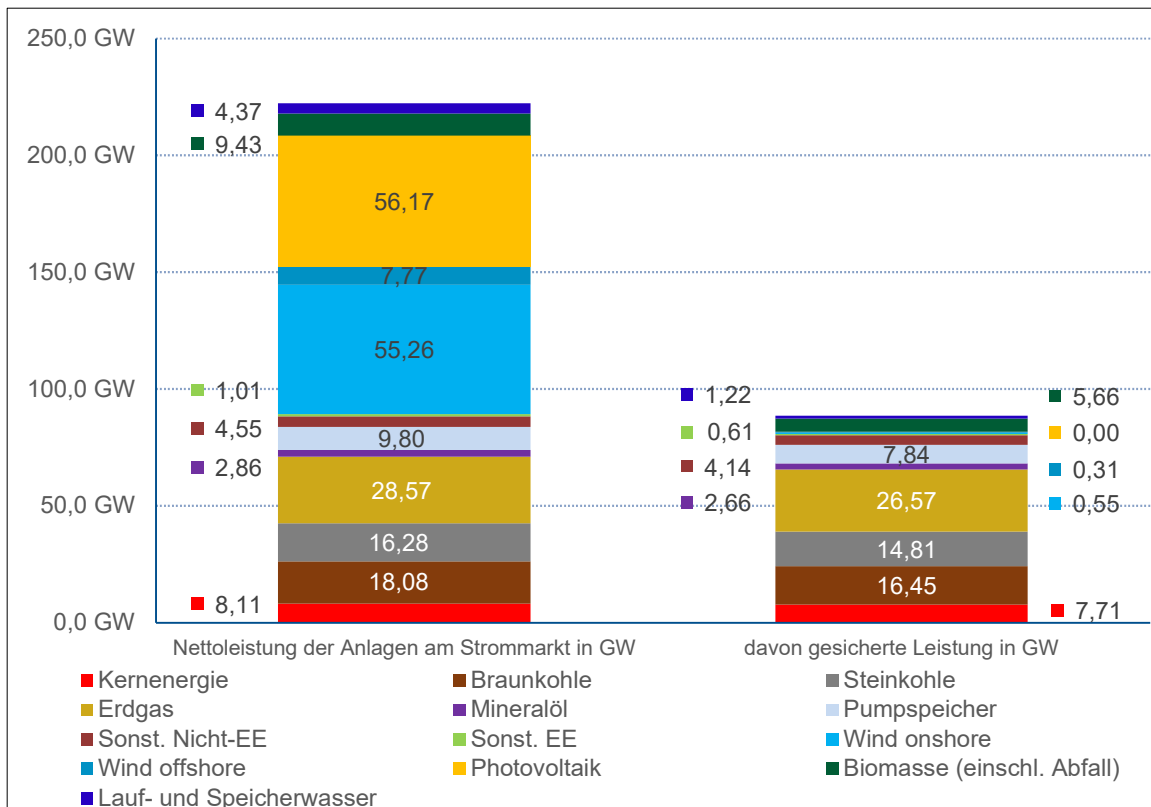


Abbildung 2: Ableitung der gesicherten Leistung von der Nettoleistung der Stromerzeugungsanlagen am deutschen Strommarkt<sup>10 / 11</sup>

Am 30.11.2021 erreichte Deutschland laut BNetzA auf Basis von Angaben der vier deutschen ÜNB die Jahreshöchstlast von 81,37 GW, wobei Schätzungen davon ausgehen, dass diese noch höher – bei rund 85 GW – gelegen haben dürfte. Diese Betrachtung ist wichtig, weil es aus Sicht der Endnutzer darauf ankommt, ob zum Zeitpunkt der Jahreshöchstlast ein hinreichendes Maß an Stromerzeugungsleistung sicher zur Verfügung steht. Insoweit ist nicht nur die Summe der installierten Stromerzeugungsleistung bedeutsam, sondern der Blick auf den Anteil der gesicherten Leistung. Bei konventionellen Stromerzeugungsanlagen auf Grundlage der Primärenergieträger Kohle und Gas liegt der Anteil der gesicherten Leistung an der installierten Kapazität bei mehr als 90 %. Demgegenüber ist für Photovoltaik-(PV-)Anlagen ein Anteil von Null und für Windkraftanlagen (WKA) ein Anteil von weniger als 10 % anzusetzen. Größere Anteile an gesicherter Leistung bezogen auf die installierte Kapazität versprechen Wasserkraft, Biomasse und Geothermie, jedoch sind diese nur begrenzt skalierbar.<sup>12</sup> Per 15.11.2021 betrug die gesicherte Nettoleistung am deutschen Strommarkt rund 88,5 GW. Zu-

<sup>10</sup> \* Nettoleistung der Stromerzeugungsanlagen am Strommarkt gemäß Kraftwerksliste der BNetzA, Stand 15.11.2021 (Erneuerbare Energien-Anlagen zum 30.06.2021 erfasst). Zusätzlich hat die BNetzA 10.457 MW-Anlagen außerhalb des Strommarktes erfasst. Dazu zählen u. a. die Anlagen in Sicherheitsbereitschaft und Netzreservekraftwerke. / \*\* Rechnerische Ermittlung unter Ansatz der durchschnittlichen Ausfallraten bei konventionellen Kraftwerken bzw. Nichtverfügbarkeitsraten bei Erneuerbare Energien-Anlagen. Die betragen laut Angabe der Übertragungsnetzbetreiber und von ENTSO-E 5 % bei Kernenergie, 9 % bei Braunkohle und Steinkohle, 7 % bei Erdgas, 72 % bei Laufwasser, 40 %, bei Biomasse, 20 % bei Pumpspeichern, 99 % bei Wind onshore, 96 % bei Wind offshore und 100 % bei Photovoltaik.

<sup>11</sup> Eigene Darstellung nach Bundesnetzagentur (2021c).

<sup>12</sup> Vgl. für den Absatz Schiffer, Ulreich und Zimmermann (2022, 2 f.).



zätzlich der Kraftwerksleistung außerhalb des Strommarkts gab es 2021 somit keine Leistungsengpässe. Die Einbindung Deutschlands in das europäische Übertragungsnetzsystem erlaubt in Engpasssituationen zudem den Zugriff auf im Ausland vorhandene Kapazitäten – sofern es dort keine Engpässe gibt. Abbildung 3 zeigt zusammenfassend die in Deutschland installierte und gesicherte Stromerzeugungsleistung per 15.11.2021.

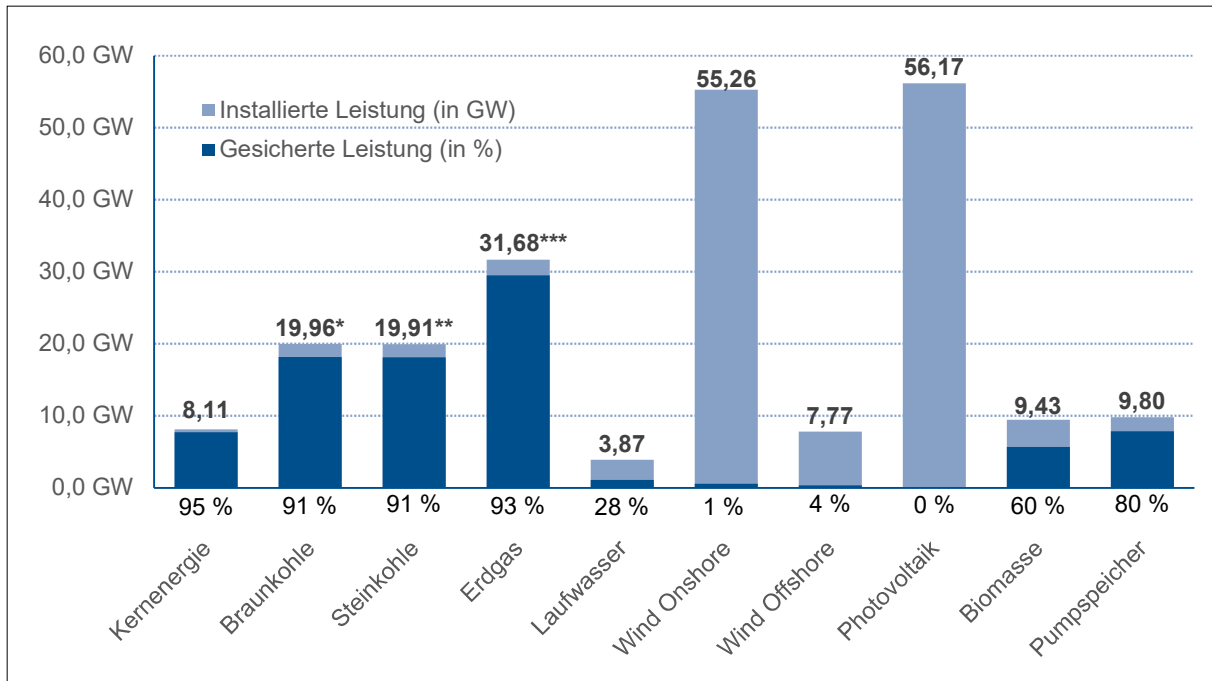


Abbildung 3: Installierte und gesicherte elektrische Leistung in Deutschland per 15.11.2021<sup>13</sup>

Zur Stromerzeugung verfügte NRW laut Kraftwerksliste der BNetzA per 15.11.2021 über Kraftwerke mit einer elektrischen Nennleistung von 40.970 MW. Hiervon entfiel fast die Hälfte auf fossil befeuerte Kraftwerke.<sup>14</sup> Viele dieser Kraftwerke befinden sich im Kernraum des Rheinischen Reviers und speisen von hier aus in die Hoch- und Höchstspannungsnetze ein. Abbildung 4 zeigt die Stromerzeugungsanlagen mit ihren jeweiligen Kapazitäten im Kern- und Wirkungsraum des Rheinischen Reviers differenziert nach Primärenergieträgern und Spannungsebenen. Hier zeigt sich im Vergleich zu früheren Analysen die deutliche Veränderung des regionalen Elektrizitätsversorgungssystems auf der Erzeugungsseite.<sup>15</sup>

<sup>13</sup> Vgl. Bundesnetzagentur (2021c)

\* Davon 1.886 MW in Sicherheitsbereitschaft / \*\* davon 3.633 außerhalb des Strommarktes (Netzreserve) / \*\*\* davon 3.110 MW außerhalb des Strommarktes (1.569 MW Netzreserve und 1.541 MW vorläufig stillgelegte Anlagen); vgl. Bundesnetzagentur, Kraftwerksliste Stand 15.11.2021 (EEG-Anlagen ausgewertet zum 30.06.2021); ÜNB (Ausfallraten bei konventionellen Kraftwerken bzw. Nichtverfügbarkeitsraten bei erneuerbaren Energien laut Bericht der deutschen Übertragungsnetzbetreiber zur Leistungsbilanz 2017 - 2021, 23. Januar 2019 sowie Bericht der deutschen Übertragungsnetzbetreiber zur Leistungsbilanz 2018 – 2022, Stand 18.02.2020), ENTSO-E (laut ENTSO-E variieren die Nichtverfügbarkeiten bei Wind zwischen 96 und 98 %).

<sup>14</sup> Vgl. Bundesnetzagentur (2021c)

Hinweis: EEG-Anlagen wurden zum 30.06.2021 ausgewertet.

<sup>15</sup> Vgl. SME Management GmbH (2015, 24 ff.).

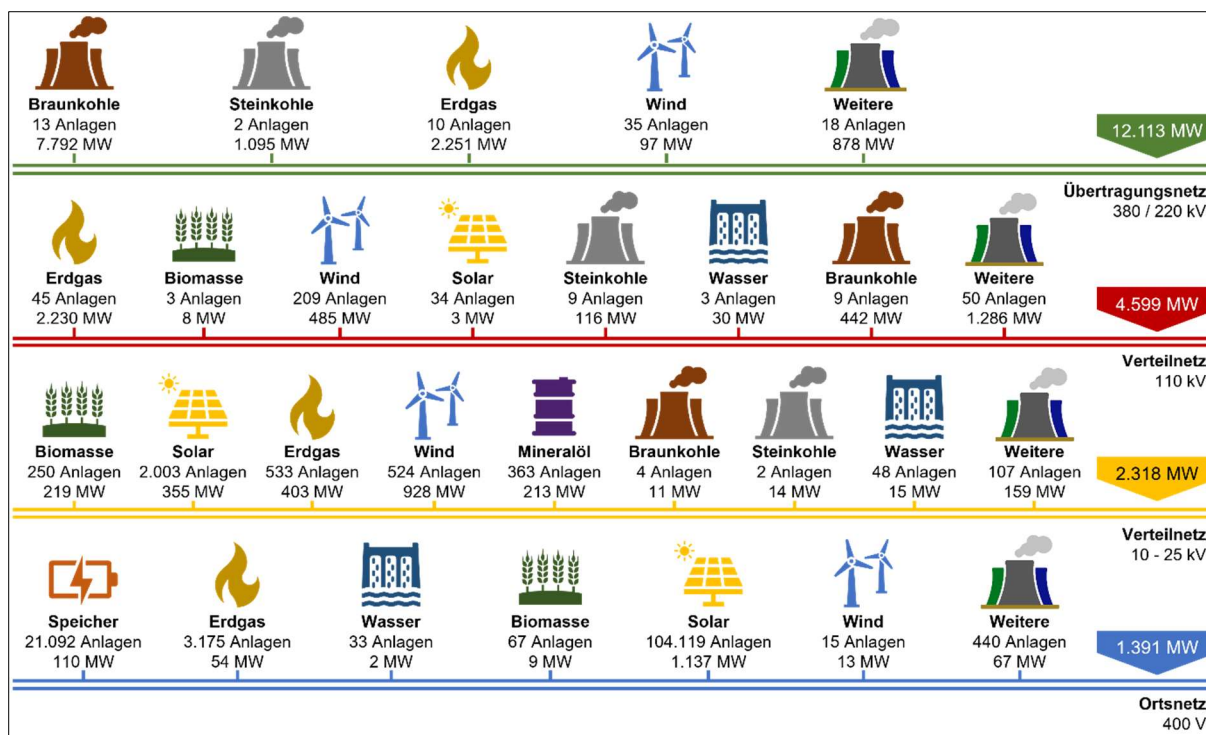


Abbildung 4: Stromerzeugungsanlagen im Kern- und Wirkungsraum des Rheinischen Reviers differenziert nach Primärenergieträgern und Spannungsebenen<sup>16</sup>

Mit dem von der „Kommission für Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung (Kohlekommission – KWSB)“ gefundenen Kompromiss über den Pfad zur Beendigung der Kohleverstromung in Deutschland und dessen weitere Konkretisierung wird dieser Umbau weiter fortgesetzt. Abbildung 5 zeigt den Stilllegungspfad für die Braunkohlekraftwerke in Deutschland insgesamt für den Zeitraum bis 2038. Vorreiter ist hier das Rheinische Revier. So wurden zur Umsetzung des KVBG am Abend des 31.12.2021 die Braunkohle-Kraftwerksblöcke Neurath B, Niederaußem C und Weisweiler E mit einer elektrischen Nettonennleistung von 910 MW abgeschaltet. Zuvor war bereits Ende 2020 der Braunkohle-Kraftwerksblock Niederaußem D mit einer elektrischen Nettonennleistung von 297 MW endgültig stillgelegt worden. Am 1.4.2022 erfolgt am Braunkohlekraftwerksstandort Neurath die Stilllegung eines weiteren Kraftwerksblocks mit einer elektrischen Nettonennleistung von 300 MW. Überdies werden dort bis Jahresende die Braunkohlekraftwerksblöcke mit einer elektrischen Nettonennleistung von 607 MW bzw. 604 MW und die Brikettierung in der Fabrik Frechen abgeschaltet. Im Gesamtjahr 2022 reduziert sich die elektrische Nettonennleistung somit insgesamt um etwa 1.600 MW. Erwähnt sei in diesem Zusammenhang auch der Umstand, dass der Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) Amprion, in dessen Regelzone sich auch die im Rheinischen Revier befindlichen Braunkohle-Kraftwerksblöcke befinden, im Januar 2022 über Kraftwerkskapazitäten in Sicherheitsbereitschaft gemäß § 13g EnWG mit einer Leistung von 884 MW verfügt. Diese wird sich planmäßig am 1.10.2022 reduzieren, wenn die Kraftwerksblöcke Niederaußem E und F endgültig stillgelegt werden. Für den Zeitraum von 2025 bis 2029 sind weitere Stilllegungen

<sup>16</sup> Vgl. Bundesnetzagentur (2022). Die im Marktstammdatenregister eingetragenen Daten sind zum gewählten Stichtag noch nicht vollständig von den zuständigen Netzbetreibern geprüft. Anlagen, die auf den jeweiligen Umspannebenen eingetragen sind, wurden abhängig ihrer Nettolistung einer Spannungsebene zugeordnet.

von Braunkohle-Kraftwerks-blöcken mit einer elektrischen Nettonennleistung von rund 2.900 MW geplant. Die verbleibenden Kraftwerksblöcke mit optimierter Anlagentechnik und dadurch höherem Wirkungsgrad (elektrische Nettonennleistung ca. 3.200 MW) werden planmäßig bis 2038 vom Netz genommen.

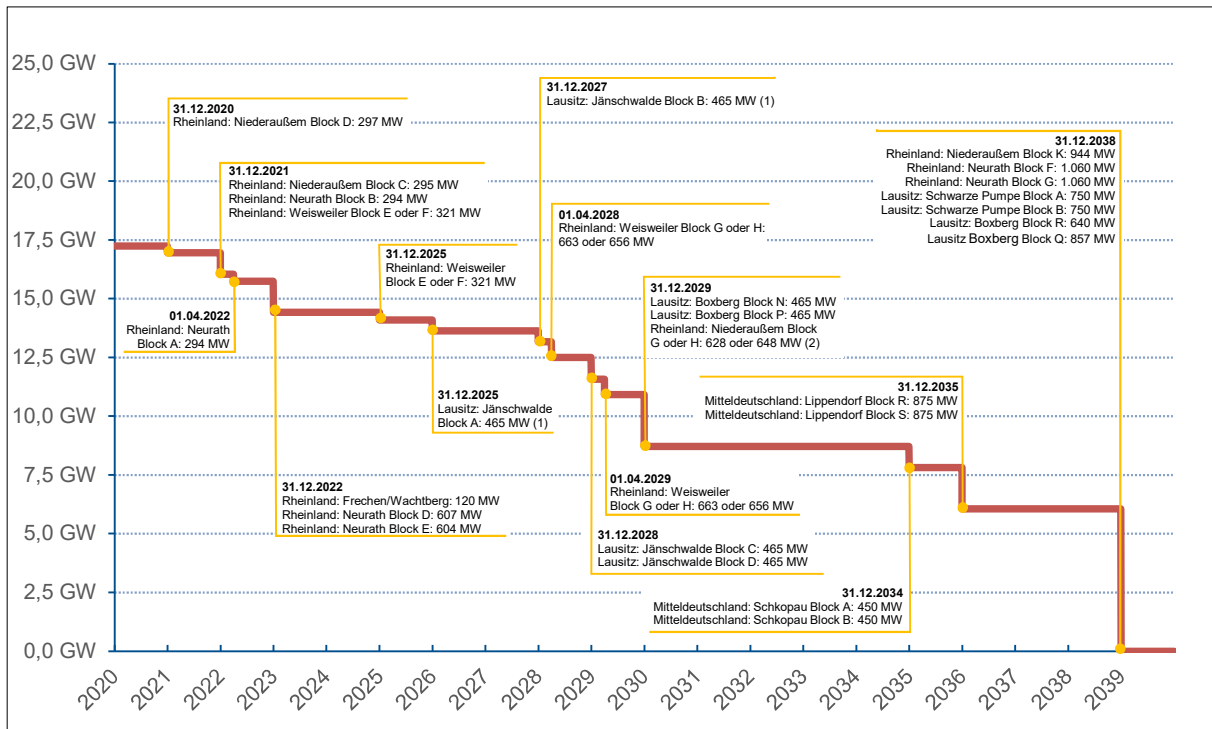


Abbildung 5: Stilllegungspfad für die Braunkohlekraftwerke<sup>17</sup>

Ziel der neuen Bundesregierung ist es laut Koalitionsvertrag, die zuletzt genannten Kraftwerksblöcke im Rheinischen Revier entgegen dem KVBG acht Jahre früher – also bereits 2030 – „idealerweise“ vom Netz zu nehmen. Würde dies tatsächlich so umgesetzt, reduziert sich die **gesicherte elektrische Nettonennleistung<sup>18</sup> in der Region binnen der nächsten acht Jahre um ca. 7,6 GW.**

<sup>17</sup> (1) Sicherheitsbereitschaft bis 31.12.2028 / (2) Ein Block Sicherheitsbereitschaft bis 31.12.2033; Zusammenstellung gemäß BMWi. Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (o.J.).

<sup>18</sup> Gesicherte elektrische Leistung ist die Differenz zwischen verfügbarer elektrischer Leistung und der Systemdienstleistungsreserve. Verfügbare Leistung ist das Delta aus installierter Netto-Engpassleistung und der Summe nichtverfügbarer elektrischer Leistung (bspw. aufgrund von Ausfällen oder Revisionen).

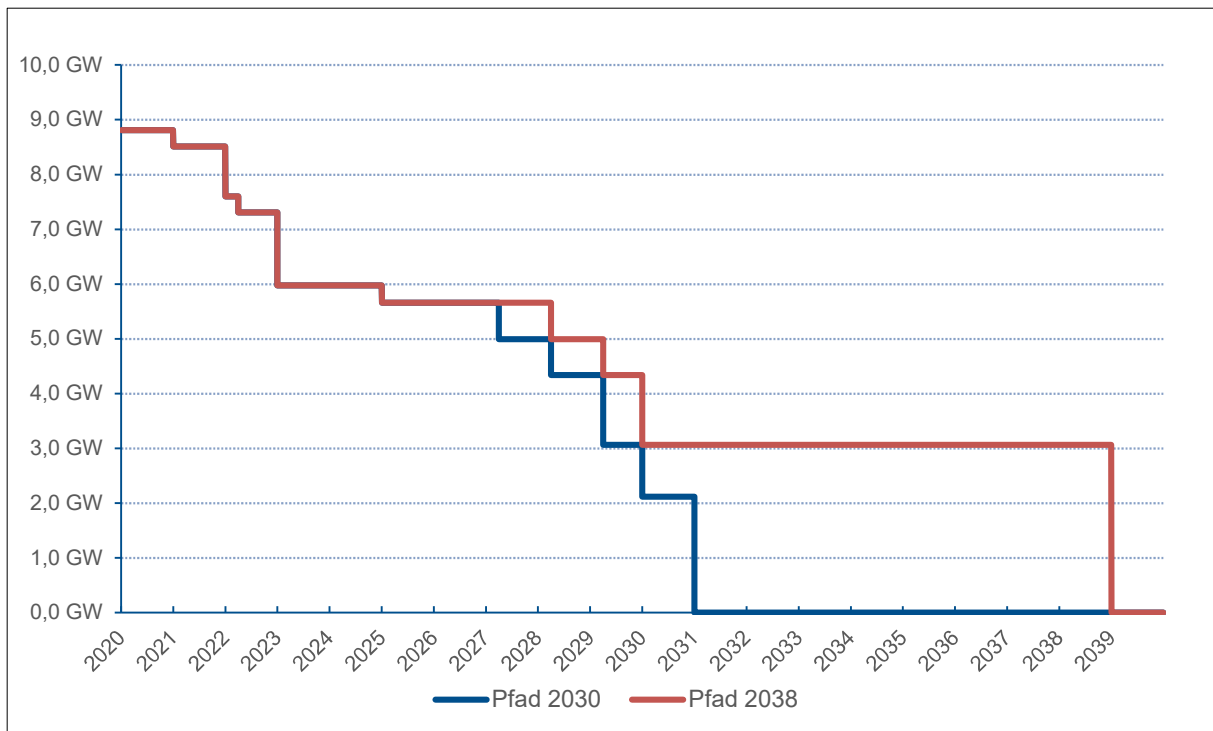


Abbildung 6: Stilllegungspfad für die Braunkohlekraftwerke in der Region für die Pfade 2038 und 2030<sup>19</sup>

**Vor dem Hintergrund des Kriegs in der Ukraine und der fortgesetzten Drohung Russlands, die Erdgaslieferungen nach Deutschland und Westeuropa zu unterbrechen, hat die Bundesregierung eine Prüfung angekündigt, welche Braunkohlekraftwerke durch Verlängerung der Sicherheitsbereitschaft oder durch Anpassung des Stilllegungspfads aus dem KVBG einen Beitrag zur Gewährleistung der Stromversorgung leisten könnten.**

Im Gegensatz zur blockscharfen Abschaltplanung der Braunkohlekraftwerke gemäß KVBG erfolgt die Stilllegung der Steinkohlekraftwerke bis zum Jahr 2026 über Ausschreibungen. Von den bislang im Rahmen der drei Ausschreibungsrunden bezuschlagten Steinkohle-Kraftwerksleistung von insgesamt 8,4 GW entfallen rund die Hälfte auf Anlagen in Nordrhein-Westfalen. Konkret werden hier bis zum Herbst 2022 insgesamt rund 3,9 GW gesicherte Leistung endgültig stillgelegt.

Auch im europäischen Ausland verändert sich der Technologiemarkt zur Stromerzeugung. Zahlreiche Staaten haben vor dem Hintergrund der ambitionierten EU-Klimaschutzziele entschieden, bis 2030 die Kohleverstromung zu beenden bzw. deutlich zu reduzieren. Tabelle 1 zeigt beispielhaft ausgewählte Länder mit den jeweiligen Ausstiegsjahren nebst der jeweils reduzierten gesicherten Leistung.

Tabelle 1: Abschaltjahre und -leistung für Kohlekraftwerke in ausgewählten EU-Staaten

<sup>19</sup> Vgl. Deutscher Bundestag (2021). Für den „Pfad 2030“ wurden eigene Annahmen getroffen.

EU-Staat	Ausstiegsjahr	Abgeschaltete Leistung in GW
Frankreich	2022	2,7
Irland	2025	0,9
Italien	2025	7,9
Dänemark	2028	1,2
Finnland	2029	1,8
Niederlande	2029	4,5
Spanien	2030	4,5

Für die EU-27-Staaten geht die Internationale Energie Agentur (IEA) davon aus, dass die Kohlekraftwerkskapazitäten bis 2030 je nach Szenario auf bis zu 23,7 GW reduziert werden können, was einem Rückgang gegenüber 2020 von rund 112,2 GW entspräche. Überdies gehen die IEA-Analysten bis 2030 von einem deutlichen Rückgang der Kernkraftwerksleistung aus. Kompensatorische Effekte erwartet die IEA durch den Ausbau von Erdgas-befeuerten Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen (KWK-Anlagen) im Umfang von ca. 21,1 GW.

Mit Blick auf die aktuell angespannte Lage in der Ukraine ist sicherlich davon auszugehen, dass die EU-Staaten ihre Pläne bis 2030 auf die neue Versorgungssituation – insbesondere mit Blick auf den Brennstoff Erdgas – werden anpassen müssen. Gleichwohl wird es hier eher um zeitliche Verschiebungen nicht aber um eine grundsätzliche Trendwende gehen. Insofern ist es plausibel anzunehmen, dass steuerbare Kraftwerkskapazitäten auch im Ausland perspektivisch in geringerem Maße zur Verfügung stehen.

Insoweit ist es nur folgerichtig, dass die NRW-Landesregierung die wachsende Bedeutung der Energiesouveränität anerkennt und Ende 2021 ihre Ziele bezüglich des Ausbaus an installierter Leistung von PV- und Windkraftanlagen über die „Fortschreibung der Energieversorgungsstrategie Nordrhein-Westfalen“ angepasst hat. So soll die installierte Leistung von PV-Anlagen bis 2030 auf 18 bis 24 GW und von WKA auf 12 GW angehoben werden.<sup>20</sup>

Bezogen auf das Rheinische Revier hatte die NRW-Landesregierung bereits im KWSB-Abschlussbericht die Idee hinterlegt, über den „Gigawattpakt“ die installierte Erzeugungsleistung aus EE-Anlagen im Rheinischen Revier bis 2028 auf mindestens 5 GW zu erhöhen und somit ggü. dem Stand von 2020 mehr als zu verdoppeln. Um dies zu erreichen, will die NRW-Landesregierung die Länderöffnungsklausel gemäß § 37c des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) 2021 nutzen und so den geförderten Zubau von Freiflächen-PV auf Flächen in sog. benachteiligten Gebieten über das EEG zu ermöglichen. Überdies soll über eine „PV-Offensive“ der Ausbau von „PV im Gewerbe“, „Freiflächen-PV“, „Agri-PV“, „PV auf Mehrparteienhäusern“ und „Floating-PV“ forciert werden. Zur Beschleunigung des Windkraftausbaus wird die Beschleunigung von Genehmigungsverfahren angestrebt, es soll geprüft werden, welche

<sup>20</sup> Vgl. Ministerium für Wirtschaft, Innovation, Digitalisierung und Energie des Landes Nordrhein-Westfalen (2021b, S. 8).

---

Optionen für Windenergiezubauten auf Industrie- und Gewerbeflächen bestehen und landeseigene Flächen für EE-Ausbaumaßnahmen benannt werden.<sup>21</sup> Aus ökologischer Perspektive ist der Gigawattpakt begrüßenswert und zwingend mit aller Kraft umzusetzen. Der Gigawattpakt beantwortet jedoch nicht die aus Sicht energiesensitiver Unternehmen im Kern- und Wirkungsraum des Rheinischen Reviers drängende Frage nach der notwendigen Kompensation wegfallender *gesicherter* und *steuerbarer* Kraftwerksleistung.

Zur Kompensation gesicherter Leistung aus dem konventionellen Kraftwerkspark bieten sich grundsätzlich Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke an. Letztere stellen in Deutschland aktuell rund 6,2 GW und ein speicherbares Volumen von etwa 40 GWh bereit. Von einer zeitnahen Realisierung weiterer nennenswerter Kapazitäten ist nicht auszugehen. Ursächlich hierfür sind insbesondere komplizierte Planungs- und Genehmigungsprozesse, ungünstige topologische Bedingungen, Akzeptanz- und Wirtschaftlichkeitsprobleme. Bezogen auf NRW und das Rheinische Revier ergibt sich kein anderes Bild: Die im Jahr 2016 vom Land NRW in Auftrag gegebene Potenzialstudie für Pumpspeicherkraftwerke zeigt, dass ein deutlicher Kapazitätsaufbau grundsätzlich möglich wäre und dieser eine technisch-machbare installierbare Leistung von 9,4 GW sowie eine speicherbare Energiemenge von rund 55,7 GWh ergeben würde. Diese Studie hat jedoch auch dargelegt, dass alle in Frage kommenden Standorte konfliktbehaftet sind.<sup>22</sup> So zeigt zwar das im Jahr 2019 erschienene Gutachten „Konzepte zur energetischen Nachnutzung von Tagebaurestlöchern“ mit umfangreichen Grundlagenuntersuchungen in den Bereichen Geologie, Hydrologie und Hydrogeologie, dass Pumpspeicherkraftwerke in den Tagebauten des Rheinischen Braunkohlenreviers technisch grundsätzlich machbar wären und dass der Standort „Sophienhöhe – Restsee Hambach“ mit einer möglichen Ausbauleistung von 406 MW, einer mittleren Fallhöhe zwischen Ober- und Unterbecken von 199 m und einer Energieerzeugung pro Turbinenzyklus (12 Std.) von 4.868 MWh die vglw. attraktivste technische Variante wäre, beziffert aber gleichzeitig die Realisierungskosten auf schätzungsweise 851 Mio. EUR. Daraus errechnen sich relativ hohe spezifische Kosten von 2.096 EUR/kW infolge der erschwerten geotechnischen Bedingungen in den Haldenbereichen sowie dem langen Unterwasserstollen von knapp 4 km.<sup>23</sup>

Weitere Kompensationsalternativen sind Netzersatzanlagen, Lastmanagement (i. S. v. Lastverschiebung, -reduktion, -abschaltung) oder (Groß-)Batteriespeicher. In ihrem Gutachten aus dem Jahr 2021 ermitteln Wissenschaftler der Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft mbH und der Guidehouse Germany GmbH Szenario-basiert mittel- bis langfristige Lastmanagementpotenziale für die Verbrauchssektoren Industrie sowie Gewerbe, Handel und Industrie. Dem „Basisszenario“ liegen Prämissen über den industriellen Stromverbrauch aus der Studie „Klimaneutrales Deutschland 2050“<sup>24</sup> – erstellt von der Prognos AG, dem Öko-Institut e. V. und dem Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie gGmbH – zugrunde. Demgegenüber geht das „Wasserstoffszenario“ von einer geringeren Direktstromnutzung aus und im „Elektrifizierungsszenario“ wird im Vergleich zum Basisszenario eine größere Stromerzeugung aus

---

<sup>21</sup> Vgl. Ministerium für Wirtschaft, Innovation, Digitalisierung und Energie des Landes Nordrhein-Westfalen (2022).

<sup>22</sup> Vgl. Raffalski (2017).

<sup>23</sup> Vgl. Ministerium für Wirtschaft, Innovation, Digitalisierung und Energie des Landes Nordrhein-Westfalen (2019, S. 77).

<sup>24</sup> Prognos und Öko-Institut, Wuppertal-Institut (2021).

EE-Anlagen unterstellt, wobei sich diese bis 2045 dann wieder angleicht. Insgesamt wird im Elektrifizierungsszenario wegen ambitionierterer Klimaschutzvorgaben und daraufhin angepasster Regulierungsvorgaben von einer schnelleren Nutzbarkeit von Flexibilitätsoptionen ausgegangen. Im Ergebnis zeigt sich, dass im Basisjahr 2019 deutschlandweit ein zum deutlich überwiegenden Teil von der Industrie bereitgestelltes und über die Verordnung zu abschaltbaren Lasten bereits präqualifiziertes positives Lastmanagementpotenzial von 1,2 GW vorlag. Die Gutachter ermitteln bis 2045 über alle Szenarien hinweg einen deutlichen Anstieg des Lastmanagement-Potenzials – im Basisszenario auf 9,6 GW und im Elektrifizierungsszenario auf 13,5 GW. Im Zeitablauf nehmen die Lastmanagementpotenziale aus industriellen Querschnittstechnologien sowie aus dem Sektor „Gewerbe, Handel, Dienstleistungen“ (GHD) zu. Potenzial erhöhend werden sich laut Gutachten der zunehmende Ausbau von Wärmepumpen zur Raumwärmebereitstellung sowie von Rechenzentrumskapazitäten auswirken. Während die Kosten für den Flexibilitätsabruf im GHD-Sektor und im Bereich der industriellen Querschnittstechnologien als „sehr gering“ bezeichnet werden, stellt sich dies für energieintensive industrielle Prozesse anders dar. Hier reichen die Abrufkosten von wenigen 100 EUR/MWh bis hin zu mehr als 1.000 EUR/MWh, sofern Beeinträchtigungen der Produktionskontinuität in Kauf genommen werden.<sup>25</sup>

Aus dem oben genannten Gutachten geht hervor, dass NRW gemeinsam mit Hamburg bereits heute über vglw. große Lastmanagementpotenziale verfügt. Tabelle 2 zeigt die Szenario-Ergebnisse für NRW bis 2045 im Überblick. In NRW werden industrielle Lastmanagementpotenziale bis 2045 dominieren.

Tabelle 2: Lastmanagementpotenzial für NRW bis 2045 inkl. Rechenzentren (Angaben in MW)<sup>26</sup>

Jahr	Basisszenario	Wasserstoffszenario	Elektrifizierungsszenario
2025	857	857	897
2038	1.831	1.603	2.376
2045	2.857	2.238	3.037

Obwohl in diversen Publikationen immer wieder auf die große Bedeutung des Lastmanagements als Flexibilitätsoption für das Rheinische Revier hingewiesen wird, ist zu konstatieren, dass tatsächlich keine aktuellen und belastbaren Potenzialanalysen bezüglich des wirtschaftlich erschließbaren Lastmanagementpotenzials für die Sektoren Industrie, GHD sowie die industriellen Querschnittstechnologien vorliegen. Insoweit sind auch die Kompensationseffekte momentan nicht bezifferbar. Expertenschätzungen während des von der EU und dem Land NRW geförderten Verbundvorhaben „QUIRINUS vkw++“ (2017 – 2020) gehen davon aus, dass das wirtschaftlich erschließbare Lastmanagementpotenzial im Kernraum des Rheinischen Reviers gegenwärtig bei etwa 200 MW liegt.

<sup>25</sup> Vgl. Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft mbH / Guidehouse Germany GmbH (2021, 56 f).

<sup>26</sup> Vgl. Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft mbH / Guidehouse Germany GmbH (2021, S. 71).

---

Laut einer aktuellen Studie von Figgner et al. betrug die deutschlandweit Ende 2021 installierte stationäre Batteriespeicherkapazität 4,5 GWh.<sup>27</sup> Mit Blick auf energiesensitive Industrie- und Gewerbeunternehmen sind Gewerbespeicher (30 kWh bis 1 MWh) und Großspeicher (ab 1 MWh) von Bedeutung. Zwischen 2013 und 2021 wurden in Deutschland laut Marktstammdaten-Register insgesamt 2.512 Gewerbespeicher mit einer Gesamtkapazität von 170 MWh und einer Leistung von 84 MW installiert.<sup>28</sup> Technisch dominierend sind hier Lithium-Ionen-Speicher und die Installationen bewegen sich überwiegend in der Kapazitätsklasse zwischen 30 bis 100 kWh. Mit Blick auf den Kern- und Wirkungsraum des Rheinischen Reviers ist von einem signifikanten Ausbau der Gewerbespeicher auszugehen. Ausschlaggebend hierfür ist der vom Land NRW initiierte Gigawatt-Pakt und die damit verbundenen Zielsetzungen für den Ausbau von EE-Anlagen, die von der Bundes- und Landesregierung geforderte Reduktion der Treibhausgasemissionen bis 2030 sowie der jüngste Strompreisanstieg. Durch die Kombination mit EE-Anlagen lässt sich nicht nur die Eigenverbrauchsquote erhöhen und damit CO<sub>2</sub>-Emissionen vermeiden, sondern durch ein intelligentes Energiemanagement verbessert sich auch die Gesamtwirtschaftlichkeit, weil Gewerbespeicher in das Lastmanagement (insb. Lastspitzenkappung zur Netzentgeltreduktion) eingebunden werden können oder die Produktionskontinuität als unterbrechungsfreie Stromversorgungsanlage stützen. Zudem wird der forcierte Ausbau der Elektromobilität im gewerblichen Bereich Speicherlösungen überall dort erforderlich machen, wo keine ausreichende Netzanschlusskapazität vorhanden ist oder sich diese nur zu unverhältnismäßig hohen Kosten bereitstellen lässt.

Ende 2021 waren laut Marktstammdatenregister in Deutschland 97 Großspeicher installiert mit einer Kapazität von 750 MWh und einer Leistung von 619 MW. Erfolgte der Zubau von Großbatteriespeichern bislang vor allem zur Bereitstellung von Primärregelleistung, geht der Trend laut Figgner et al. hin zu „kleineren“ Anlagen zwischen 1 MWh bis 10 MWh und einem Multi-Use-Betrieb an größeren Industriestandorten für Lastmanagement, Spitzenkappung, Spannungsstabilisierung und randständig auch Primärregelleistungsbereitstellung. Gerade im Hinblick auf die Versorgungssicherheit und Versorgungsqualität sind Großspeicher als Netzbooster relevant, wie sie gerade von zwei ÜNB in Pilotprojekten zur Netzentlastung getestet werden. Diese drei Anlagen erreichen insgesamt eine Kapazität von 450 MWh und sollen zwischen 2023 und 2025 in Betrieb genommen werden.

Im Kern und Wirkungsraum des Rheinischen Reviers wurden zwischen 2013 und 2021 insgesamt 216 Gewerbespeicher mit einer Gesamtkapazität von über 13 MWh und einer Leistung von fast 7 MW in Betrieb genommen.<sup>29</sup> Im selben Zeitraum wurden drei Großspeicher mit einer Gesamtkapazität von rund 24 MWh und einer Leistung von knapp 22 MW installiert. Anfang 2022 kam ein weiterer Großspeicher mit 3,8 MWh bzw. 4,5 MW hinzu. In Planung befinden sich gegenwärtig sechs Großspeicher mit insgesamt 43 MWh Kapazität und einer Leistung von knapp 21 MW. Bislang wurden 2022 fünf neue Gewerbespeicher mit 0,2 MWh und 0,065 MW installiert und nach aktuellem Planungsstand kommen zehn weitere Gewerbespeicher mit insgesamt 1,2 MWh und 1,4 MW dieses Jahr noch hinzu.<sup>30</sup>

---

<sup>27</sup> Vgl. auch für die nachfolgenden Ausführungen ausführlich Figgner et al. (2022).

<sup>28</sup> Vgl. Bundesnetzagentur (2022).

<sup>29</sup> Ein Speicher hiervon wurde kurz nach Inbetriebnahme 2020 endgültig stillgelegt und ist nicht mehr in Betrieb (382,5 kWh und 280 kW).

<sup>30</sup> Vgl. Bundesnetzagentur (2022).



---

Mit Blick auf das Rheinische Revier treibt u.a. das Energieversorgungsunternehmen RWE den Ausbau von EE-Anlagen kombiniert mit Großbatteriespeichern voran. Bevor bspw. der heutige Tagebau Inden endgültig zu einem See wird, soll eine Zwischennutzung dergestalt erfolgen, dass unter dem Namen „PV Hybrid Inden“ PV-Module insgesamt 14,4 MWp elektrische Leistung bereitstellen und der angeschlossene Batteriespeicher 9,6 MWh Energie speichert. Dieses Projekt befindet sich aktuell in der Realisierung und wird daher erst mittelfristig einen Lösungsbeitrag für das Austarieren der dargebotsabhängigen Stromerzeugung leisten können.

Die im vorigen Abschnitt aufgezeigten Veränderungen auf der Kapazitätsseite treffen auf einen entgegen früheren Schätzungen gesteigerten Endenergiebedarf an Strom im industriell-gewerblichen Sektor. Hintergrund hierfür sind u. a. deutlich verschärfte Vorgaben zur Dekarbonisierung. Jüngere wissenschaftliche Studien zeigen, dass es im industriell-gewerblichen Sektor technisch möglich ist, bis 2050 eine Netto-CO<sub>2</sub>-Emissionsreduktion von 97 % ggü. 1990 zu erreichen, was aber mit einem signifikanten Anstieg der Stromnachfrage für die Jahre 2045 bzw. 2050 einhergehen wird.<sup>31</sup> Liegt der jährliche Stromverbrauch im Industriesektor 2021 noch bei etwa 226 TWh<sup>32</sup>, steigt dieser je nach Szenario und Prämissensetzung bis 2045 auf 317 – 400 TWh bzw. bis 2050 auf 235 – 404 TWh.<sup>33</sup>

Laut Destatis betrug der industriell-gewerbliche Strombedarf im Kern- und Wirkungsraum des Rheinischen Reviers rund 30,1 TWh. Davon entfielen auf den Kernraum rund 15,3 TWh und auf den Wirkungsraum 14,8 TWh. Insgesamt lag der Anteil bei 52,2 % des Gesamtbedarfs von NRW. Der Gasbedarf betrug im Kernraum rund 9,3 TWh und im Wirkungsraum 12,2 TWh. Damit lag der Gasbedarf für den Kern- und Wirkungsraum in Relation zum NRW-weiten Gasbedarf bei 39,7 %.<sup>34</sup>

---

<sup>31</sup> Vgl. Samadi und Lechtenböhmer (2022, S. 10).

<sup>32</sup> Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. [BDEW] (2022b).

<sup>33</sup> Vgl. Samadi und Lechtenböhmer (2022, S. 10).

<sup>34</sup> Vgl. Statistisches Bundesamt (2021).

---

## 3 Energiesicherheit

### 3.1 Vorbemerkung und allgemeine Herausforderungen

Für den Begriff der „Energiesicherheit“ finden sich in Literatur und Praxis zahlreiche Definitionsansätze. Diese unterscheiden sich kontextabhängig in ihren jeweiligen Dimensionen, Eigenschaften und Indikatoren. Stand während der beiden Weltkriege im zwanzigsten Jahrhundert Gewährleistung und Schutz der Brennstoffversorgung des Militärs und damit der Aspekt der Souveränität im Fokus politischen Handelns, rückten im Lichte der Ölkrisen während der 1970er Jahre der weltweit gesicherte Zugang zu fossilen Primärenergieträgern in den Vordergrund. In den 1980er Jahren war das ins Bewusstsein gerückte Waldsterben der Auslöser für drastische Maßnahmen zur Begrenzung der Schadstoff-Emissionen, insbesondere von Schwefeldioxid, Stickoxiden und Staub. Die 1990er Jahre waren geprägt durch die Liberalisierung der Energiemärkte für Strom und Gas. Und in der Folge rückte das Thema Klimaschutz an die erste Stelle der energiepolitischen Agenda. Als eine der zentralen Maßnahmen wurde im Jahr 2000 das Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien (EEG) beschlossen, mit dem der Ausbau der erneuerbaren Energien zur Stromerzeugung durch einen Einspeisevorrang und durch finanzielle Unterstützung flankiert wurde. Durch die Atomkatastrophe von Fukushima im Jahr 2011 wuchs insbesondere in Deutschland der Wunsch nach einer noch verstärkten Nutzung regenerativer Primärenergieträger. In den seitdem in Kraft gesetzten Novellen zum EEG wurden die Ausbauziele erhöht und die Rahmenbedingungen angepasst. Damit verbunden war die Entstehung eines komplexeren Energie(versorgungs)systems, welches tendenziell empfindlicher gegenüber kurzfristigen Versorgungsunterbrechungen zu reagieren droht. Vor diesem Hintergrund ist die Zweckformulierung in § 1 Abs. 1 des Gesetzes über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (Energiewirtschaftsgesetz - EnWG) „eine möglichst sichere, preisgünstige, verbraucherfreundliche, effiziente und umweltverträgliche leitungsgebundene Versorgung der Allgemeinheit mit Elektrizität, Gas und Wasserstoff, die zunehmend auf erneuerbaren Energien beruht“, nur folgerichtig. Für den deutschen Gesetzgeber ist folglich das „Zieldreieck der Energiepolitik“, bestehend aus den Eckpunkten „Versorgungssicherheit“, „Wirtschaftlichkeit“ und „Umwelt- einschließlich Klimaschutz“, die zentrale Orientierungsgröße. Dieses Zieldreieck muss ständig austariert werden - eine in der Praxis nicht triviale und häufig konflikträchtige Aufgabe, weswegen sich in diesem Kontext auch der Begriff „Energie-trilemma“ geprägt hat.

Gerade das Teilziel „Versorgungssicherheit“ stand lange Zeit nicht so sehr im öffentlichen Fokus wie die beiden anderen Teilziele. Wie in vielen Bereichen des Lebens, wird der Wert von Sicherheit häufig erst deutlich, wenn diese gar nicht mehr oder nur noch eingeschränkt gegeben ist. Sinkende Energiesicherheit bedeutet für energiesensitive Unternehmen häufig Produktionsausfälle, Umsatz- und schlussendlich Gewinneinbußen und hat damit Implikationen für den Arbeitsmarkt. Klar ist aber auch, dass eine völlig störungsfreie Energieversorgung, also „absolute Energiesicherheit“, nicht erreichbar ist. Energieversorgungssysteme funktionieren nicht immer fehlerfrei. Ihr Betrieb wird beeinträchtigt durch Fehlfunktionen der technischen Komponenten, menschliches Versagen, externe Angriffe auf die Steuerungs- und Kommunikationssysteme, Naturereignisse oder politisch motivierte Maßnahmen Dritter. Das Ziel effizienzorientierter Energiepolitik kann demnach nur in der Erreichung eines möglichst hohen Energiesicherheitsniveaus („relative Energiesicherheit“) bestehen.

Eine bislang noch ungelöste Herausforderung besteht darin, das Ausmaß der Energiesicherheit zu bestimmen. Abhängig von den jeweils verfolgten Zielsetzungen gibt es hierfür unterschiedliche Ansätze. Wie in den Abschnitten 3.2 und 3.3 noch im Detail kritisch zu erläutern sein wird, erfolgt die Beurteilung der Energiesicherheit in einem Land häufig anhand der Dauer ungeplanter Unterbrechungen im Stromnetz über den System Average Interruption Duration Index (SAIDI). Der Modellansatz des Institute for 21st Century Energy der amerikanischen Handelskammer ist im Vergleich zum SAIDI-Index multiperspektivisch angelegt. Im Ergebnis wird ein Risikoindex der Energiesicherheit für 75 Länder erstellt, der u.a. weltwirtschaftliche und länderspezifische Faktoren (z. B. Ressourcenbasis, Klimasituation, Bevölkerungsdichte etc.) ebenso berücksichtigt wie technologische Innovationen und energiepolitische Entscheidungen. Die aktuelle Indexberechnung zeigt, dass Deutschland sich in den letzten Jahren gegenüber dem OECD-Mittelwert verschlechtert hat (siehe Abbildung 7).<sup>35</sup>

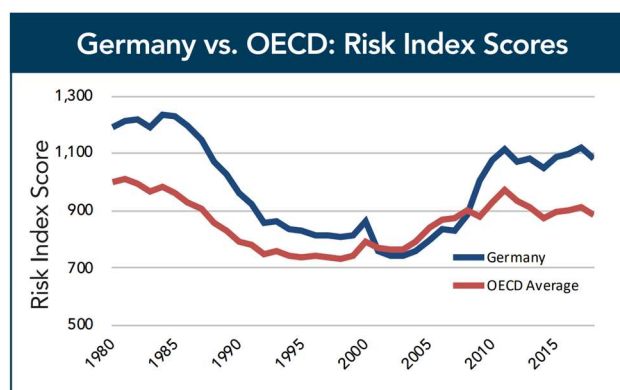


Abbildung 7: Energiesicherheitsrisiko Deutschlands im Vergleich zum OECD-Durchschnitt<sup>36</sup>

Es spricht einiges dafür, dass das Energiesicherheitsrisiko Deutschlands kurzfristig nicht sinken wird. Aus Sicht der energiesensitiven Industrie- und Gewerbeunternehmen sind in den vergangenen Jahren zahlreiche Fehlentwicklungen entlang der gesamten energiewirtschaftlichen Wertschöpfungskette, beginnend mit der Beschaffung von Primärenergieträgern über die Erzeugung, den Transport, die Verteilung sowie den Handel und Vertrieb von Energie, zu beobachten. Ohne den Anspruch auf Vollständigkeit erheben zu wollen, seien an dieser Stelle einige Beispiele erwähnt. Eine grundlegende Fehlentwicklung zeigt sich bspw. in den Eigentumsverhältnissen an energiesicherheitsrelevanten Infrastrukturkomponenten und -anlagen. So ist der Verkauf des größten westeuropäischen Gasspeichers in Rehden an das russische Unternehmen Gazprom eine Fehlentscheidung gewesen, wie sich aktuell zeigt. Hierdurch wurde die ohnehin schon große Dominanz eines Erdgaslieferanten weiter untermauert und gleichzeitig eine fatale Abhängigkeitssituation von Dritten geschaffen. Die aktuelle politische Forderung nach einer Verpflichtung der Speicherbetreiber zu einer Mindestfüllmenge kommt aus Sicht der von Erdgaslieferungen abhängigen Industrie- und Gewerbeunternehmen deutlich zu spät.

<sup>35</sup> Vgl. Hake und Rath-Nagel (2015, S. 13).

<sup>36</sup> Vgl. Global Energy Institute (2021, S. 39).

---

Eine weitere Fehlentwicklung ist darin zu sehen, dass Deutschland als eine der größten Wirtschaftsnationen kein eigenes Flüssigerdgasterminal betreibt. War es aus Sicht der erdgasbeschaffenden Unternehmen unter betriebswirtschaftlichen Gesichtspunkten nachvollziehbar, vorzugsweise auf Erdgaspipelines zu setzen, zeigt sich doch überdeutlich, wie sehr Deutschland in Abhängigkeit geraten ist von wenigen Lieferanten und sicherheitskritischen Transportkorridoren. Bei vorausschauender Diversifizierung der Bezugsquellen hätte die gegenwärtig angespannte Lage im Gasbereich vermieden werden können.

Bezogen auf das Rheinische Revier haben sich der Abbau und die direkte Verstromung von Braunkohle in der Vergangenheit diesbezüglich mildernd ausgewirkt. Der weiter zu forcierende Ausbau von EE-Anlagen im Kern- und Wirkungsraum des Rheinischen Reviers ist sicherlich geeignet, problematische Importabhängigkeiten weiter zu reduzieren und ist insofern aus Sicht der energiesensitiven Unternehmen durchaus zu begrüßen. Gleichwohl entstehen hierdurch zusätzliche Implikationen für die regionale Energiesicherheit. So entstehen bspw. mit Blick auf die Komponenten von Solar- und Windkraftanlagen neue Rohstoffabhängigkeiten. Dezentrale Flächenkraftwerke, bestehend aus einer Vielzahl regional verteilter, miteinander vernetzter, EE-Einspeiseanlagen, Speicher und flexibler Verbraucher inklusive der hierfür erforderlichen Übertragungsnetz-, Verteilernetz- sowie IuK-Infrastruktur, bringen zusätzliche Resilienzanforderungen (z. B. Robustheit, Anpassungsfähigkeit, Regelbarkeit, Zuverlässigkeit etc.) mit sich. Kurzum: Geopolitische Risiken für die regionale Energiesicherheit aufgrund von Importabhängigkeiten verschwinden nicht automatisch durch den Wechsel des Primärenergieträgers. Vielmehr bleiben während der Übergangszeit in ein post-fossiles Zeitalter die Importabhängigkeiten sowohl im Bereich der fossilen Primärenergieträger als auch im Bereich der kritischen Rohstoffe bestehen.<sup>37</sup>

Wie in den weiteren Abschnitten noch im Detail ausgeführt wird, stellt das zeitliche Auseinanderfallen des doppelten Ausstiegs aus Nuklear- und Kohlebasierter Stromerzeugung einerseits und verzögertem Ausbau dargebotsabhängiger EE-Anlagen andererseits die verantwortlichen Kraftwerks-, Anlagen- und Netzbetreiber vor enorme technische Herausforderungen. Im öffentlichen Raum wird häufig ausschließlich die zukünftige Zurverfügungstellung ausreichender regenerativ erzeugter Energiemengen thematisiert. In Fachkreisen schon länger und vermehrt in energiesensitiven Unternehmen wird die Frage diskutiert, ob und wie die dringend auszubauenden EE-Anlagen ihrerseits zur Aufrechterhaltung der Energiesystemstabilität über Systemdienstleistungen beitragen können.

Aus der Perspektive der energiesensitiven Unternehmen überaus kritisch ist auch der Netzausbau. Hier zeigen sich in der Praxis Prozessverzögerungen mit sich abzeichnenden negativen Folgen für die Energiesystemstabilität und damit einhergehend hohen Netzentgelten. Ständig neu aufkeimende Debatten um ein zeitliches Vorziehen des Ausstiegs aus der Verstromung fossiler Primärenergieträger führt zu zeit- und damit kostenintensiven Anpassungsbedarfen im Bereich der Netzplanung. Sowohl die Betreiber der Stromnetze selbst als auch der Erzeugungs- und Verbrauchsanlagen und nicht zu vergessen die industriell-gewerblichen Letztverbraucher benötigen langfristig stabile Rahmenbedingungen.

---

<sup>37</sup> Vgl. Fels et al. (2021).

---

Die geführten Interviews haben ergeben, dass Energiesicherheit umfassender als bisher betrachtet und angegangen werden muss. In politischen Entscheidungsprozessen über die weitere Gestaltung des regionalen Energiesystems sind dessen sicherheitsrelevante Eigenschaften ebenfalls zwingend zu beachten. Von wachsender Bedeutung für das zukünftige Energiesystem im Kern- und Wirkungsraum des Rheinischen Reviers sind der Erhalt von Flexibilität, Widerstandsfähigkeit (Resilienz) und Regelbarkeit.

*„Für unsere Betriebe des Bäckerhandwerks ist die Versorgungssicherheit extrem wichtig. Denn Schwankungen im Stromnetz können zu Sicherheitsabschaltungen der Backöfen führen. Diese verlieren dann entsprechend Temperatur. Dieser Temperaturabfall kann so massiv sein, dass die im Ofen befindliche Ware nicht mehr in den Verkauf gebracht werden kann. Eine Auswirkung wäre, dass der Kunde morgens vor einer leeren Theke steht.“*

Peter Ropertz, Geschäftsführer der Bäcker-Innung Köln/Rhein-Erft

### 3.2 Versorgungs- und Systemsicherheit

Vom komplexen, multidimensionalen Energiesicherheitsbegriff abzugrenzen ist die Versorgungssicherheit.<sup>38</sup> Aus der Letztverbraucherperspektive ist Versorgungssicherheit im Bereich Strom gegeben, wenn diese ihren Elektrizitätsbedarf *dauerhaft* und nachhaltig befriedigen können.<sup>39</sup> Grundlage hierfür ist ein stabil funktionierendes Elektrizitätsversorgungssystem bestehend aus drei Komponenten: Erzeuger, Verbraucher und Transporteure bzw. Verteiler der elektrischen Leistung.<sup>40</sup> Für die letztgenannte Komponente tragen in Deutschland insgesamt vier Übertragungs- (ÜNB) und 896 aktive Verteilernetzbetreiber (VNB) Verantwortung.<sup>41</sup>

Von der breiten Öffentlichkeit vielfach unbeachtet, geht es für die ÜNB und VNB immer schon nicht nur um einen *sicheren* und *zuverlässigen* Netzbetrieb, sondern auch um den sicheren und zuverlässigen *Systembetrieb*. Insoweit ist das Begriffsverständnis über Versorgungssicherheit zu erweitern. Aus einer planerischen und damit langfristigen sowie vglw. statischen Perspektive geht es um die Gewährleistung der *Systemadäquanz*, die wiederum ausreichend gesicherte elektrische Leistung zur Bedarfsdeckung (*Erzeugungsadäquanz*) und hinreichende Transport- und Verteilernetzkapazitäten (*Netzadäquanz*) umfasst.

In ihrem gemeinsamen Bericht zur Leistungsbilanz 2018 – 2022 (Stand 18.02.2020) legen die vier deutschen ÜNB Szenario-basiert mögliche Entwicklungen der Erzeugungsadäquanz in Deutschland dar. Eines der Szenarien untersucht dabei die möglichen Wirkungen des Ausstiegs aus der Kohleverstromung gemäß Entwurf zum KVBG in der Fassung vom 29.01.2020 auf die verbleibende elektrische Leistung in Deutschland ohne Betrachtungen möglicher Beiträge durch europäische Nachbarländer. Hierbei wird eine sog. „Dunkelflaute“<sup>42</sup> angenommen. Diese liegt vor, wenn bei eingetretener Jahreshöchstlast die konventionellen Kraftwerkskapazitäten gleichzeitig in hohem Maß nicht verfügbar sind, Photovoltaikanlagen nicht und Wind-

---

<sup>38</sup> Vgl. Maurer, Moser, Linnemann, Paulus und Lindenberger (2011).

<sup>39</sup> Vgl. Maurer et al. (2011, S. 22).

<sup>40</sup> Vgl. 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, Tennet TSO GmbH und TransnetBW GmbH (2020, S. 4).

<sup>41</sup> Vgl. BDEW (2022b).

<sup>42</sup> Vgl. Next Kraftwerke GmbH (o.J.); Greenhouse Media GmbH (o.J.).

---

kraftanlagen nur gering zur bedarfsdeckenden Elektrizitätserzeugung beitragen. Die ÜNB sehen in der „Dunkelflaute“ die kritischste Erzeugungsadäquanz-Situation.<sup>43</sup> Erfahrungsgemäß wirken bei „Dunkelflauten“ überregionale Erzeugungs- oder Verbrauchsbasierte Ausgleichseffekte aufgrund homogener und stabiler Großwetterlagen nur schwach.<sup>44</sup> Im Ergebnis zeigt die Szenarioanalyse für 2022 einen leistungsbezogenen Importbedarf von rund 7,2 GW.

Für Deutschland hat das Science Media Center (SMC) in einer Untersuchung zwischen 2015 und 2020 drei Dunkelflauten identifiziert. Eine der Dunkelflauten fand am 24.01.2017 statt. An diesem Tag lag der Anteil der regenerativen Primärenergieträger Wind und solare Einstrahlung an der Bruttostromerzeugung bei 1,06 %. Zur Lastdeckung mussten sämtliche steuerbaren Kraftwerke – somit auch Kohlekraftwerke – herangezogen und tagsüber Strom zusätzlich importiert werden. Mittels einer Simulation wurde nun geprüft, wie zwei mögliche zukünftige Kraftwerksparks in 2030 reagieren würden, wenn die Situation der Dunkelflaute aus 2017 eintritt. Abgeleitet wurde die Zusammensetzung der Kraftwerksparks auf Basis der Prognosen in den Studien „Klimaneutrales Deutschland 2045“ (Prognos) und „Wege zu einem Klimaneutralen Deutschland“ (Fraunhofer). Unter der Annahme eines erhöhten Strombedarfs in 2030 und eines signifikanten Ausbaus der EE-Anlagen bis dahin würden Wind- und PV-Anlagen in diesen simulierten Szenarien einen Anteil von 2,6 % bzw. 3,26 % an der Bruttostromerzeugung erreichen. Der Großteil der Residuallast würde über Braunkohle, Steinkohle und einen stark ausgebauten Gaskraftwerkspark gedeckt werden müssen. Ergänzt wird dies je Szenario durch Batterien oder Pumpspeicherkraftwerke. Auf diese Weise entstünden an diesem fiktiven Dunkelflaute-Tag im Jahr 2030 keine Probleme bei der Erzeugungsadäquanz. Wird nun jedoch von einem Kohleausstieg 2030 ausgegangen, müssten Gaskraftwerke erheblich mehr zur Lastdeckung beitragen. Hauptprämisse der Simulation ist der Ausbau der Gaskraftwerkskapazitäten auf 43 GW bzw. 80 GW. Dies setzt u. a. dauerhaft sichere Bezugsquellen und Transitstrecken, aber auch schnelle Planungs-, Genehmigungs-, Bau- und Inbetriebnahmeprozesse voraus. Zur Bedarfsdeckung würden die Stromimportkapazitäten zudem stärker ausgelastet. Dies wiederum bedingt, dass die Nachbarländer in einer Dunkelflaute ihrerseits über genügend Kapazitäten verfügen. Unklar ist, ob diese Annahme wegen der wie oben erwähnt allenfalls geringen Ausgleichseffekte überhaupt realistisch ist. Wird dies in Betracht gezogen, kommt es zu Deltas in der Erzeugungsadäquanz.

Aus einer eher kurzfristigeren und dynamischeren Perspektive kommt den Netzbetreibern die Aufgabe zu, den Normalzustand dauerhaft zu gewährleisten resp. diesen im Störfall schnellstmöglich wieder herzustellen. In diesem Kontext ist von *Systemsicherheit/-stabilität* zu sprechen. Zu den Instrumenten der Systemsicherheit/-stabilität zählen Maßnahmen zur Abwendung bzw. Ausbreitung von Störereignissen (u. a. durch die Dämpfung des Schwingungsverhaltens in stationären Vor- und Nachfehlerzuständen), die Setzung und Prüfung der Einhaltung von technischen Anforderungen an Fähigkeiten und Robustheit technischer Betriebsmittel sowie insbesondere Systemdienstleistungen.<sup>45</sup>

---

<sup>43</sup> Vgl. 50Hertz Transmission GmbH et al. (2020, S. 4).

<sup>44</sup> Vgl. Huneke, Perez Linkenheil und Niggemeier (2017).

<sup>45</sup> Vgl. Deutsche Energie-Agentur GmbH [dena] (2019, 2 f.).

---

Im November 2021 hat der für die Systemsicherheit/-stabilität im Kern- und Wirkungsraum des Rheinischen Reviers zuständige ÜNB Amprion GmbH eine Kurzuntersuchung über die „Auswirkungen eines Kohleausstiegs 2030“ veröffentlicht. Hier wurden zwei Szenarien – „Referenzszenario“ u. a. auf Basis des § 4 KVBG vs. „Kohleausstiegsszenario 2030“ unter Nutzung des EE-Ausbauszenario der Agora-Studie „Klimaneutrales Deutschland 2045“ mit dem Stützjahr 2030 aus dem Juli 2021 (Anteil der regenerativen Stromerzeugung am Bruttostromverbrauch rund 80 %) – mit ihren jeweiligen potenziellen Systemsicherheits-/stabilitätswirkungen gegenübergestellt und ein lösungsorientierter „10-Punkte-Plan für einen beschleunigten Kohleausstieg“ entwickelt.<sup>46</sup> Bezogen auf Deutschland rechnet Amprion im Kohleausstiegsszenario mit einer zunehmenden Importabhängigkeit gegenüber dem Referenzszenario. Konkret bedeutet dies, dass Deutschland „in mindestens 11 % der Stunden auf Importe aus dem Ausland angewiesen“<sup>47</sup> wäre. Es sind Lastunterdeckungen von durchschnittlich 0,28 bis 0,54 Stunden pro Jahr möglich. Der Einsatz von Reservekraftwerken zur Abwendung unfreiwilliger Lastabschaltungen wurde hierbei nicht betrachtet. Der Erwartungswert, der nicht gedeckten Energiemenge liegt bei rund 720 MWh.<sup>48</sup> Die Analysen zeigen zudem, dass Lastunterdeckungen eher in den Wintermonaten (Dezember bis Februar) und in den Abendstunden (18:00 – 21:00 Uhr) auftreten können. Wesentliche Einflussfaktoren sind die jeweiligen Wetterverhältnisse und klimatischen Randbedingungen.<sup>49</sup> In diesem Zusammenhang erwähnenswert ist der Umstand, dass das damalige Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) im Jahr 2019 eine durchschnittliche Lastunterdeckung von bis zu fünf Stunden pro Jahr als noch zu akzeptieren ansah. Die Analysen von Amprion zeigen, dass dieser Wert in den Szenarioanalysen immer unterschritten wurde. Gleichwohl gilt, dass auch in Deutschland höhere Lastunterdeckungen möglich sind, sollten die postulierten EE-Zubau-Annahmen nicht Realität werden und Importmöglichkeiten nicht greifen. Insofern bedarf es weiterer Untersuchungen, ob und inwieweit die Prämissen zu den Importmöglichkeiten auch weiterhin Bestand haben.

Zu den netzorientierten Maßnahmen im Zuge der Gewährleistung von Systemsicherheit/-stabilität zählen der Redispatch und das Einspeisemanagement. Bezogen auf den Redispatch zeigt sich, dass die Anzahl der Maßnahmen deutlich zugenommen hat und die Kosten nahezu gleichgeblieben sind. Auffällig ist dabei, dass insbesondere spannungsbedingte Redispatch-Maßnahmen im Jahr 2020 gegenüber dem Vorjahr gestiegen sind. Als Begründung führt die BNetzA „die niedrigere Last aufgrund des zurückgegangenen Stromverbrauchs während der Corona-Zeit“<sup>50</sup> an. Insgesamt lagen die Einsatzkosten für Redispatch-Maßnahmen 2020 mit 443 Mio. EUR um 19 % über dem Vergleichswert des Vorjahres. In der Regelzone des Übertragungsnetzbetreibers Amprion, in der auch der Kernraum des Rheinischen Reviers liegt, betrug die Gesamtdauer spannungsbedingter Redispatch-Maßnahmen im Jahr 2020 313 Minuten und die Menge lag bei 132 GWh. Zwar stieg auch die Menge der strombedingten Redispatch-Eingriffe i. S. v. Einzelüberlastungsmaßnahmen im Jahr 2020 auf rund 11.561 GWh, was einem Anstieg gegenüber dem Vorjahr um 7 % entspricht, aber keines der am stärksten betroffenen Netzelemente lag im Kern- und Wirkungsraum des Rheinischen Reviers. In ihrem

---

<sup>46</sup> Vgl. Amprion GmbH (2021, 5 f.).

<sup>47</sup> Amprion GmbH (2021, S. 10).

<sup>48</sup> Vgl. Amprion GmbH (2021, S. 11).

<sup>49</sup> Vgl. Amprion GmbH (2021, S. 11).

<sup>50</sup> Bundesnetzagentur und Bundeskartellamt (2022, S. 150).

---

Kohleausstiegsszenario ermitteln die Experten von Amprion aber einen möglichen Anstieg des strombedingten Redispatch um das Zwei- bis Dreifache. Hintergrund hierfür ist, dass die Zunahme von EE-Kapazitäten in der Nordsee (offshore) und in Norddeutschland (onshore) aufgrund möglicher Netzengpässe schwierig in das Stromnetz integrieren lassen. Allerdings geht Amprion davon aus, dass durch die Schaffung zusätzlicher Transportkapazitäten von Norddeutschland nach NRW („Projekt Korridor B“) das strombedingte Redispatch-Volumen gesenkt werden kann.

Im Zuge des Einspeisemanagement hat ein verantwortlicher Netzbetreiber in einer Netzengpasssituation unter bestimmten Voraussetzungen das Recht, die bevorrechtigte Einspeisung von Strom aus Erneuerbare-Energien- oder KWK-Anlagen zeitlich begrenzt abzuregeln. Gleichzeitig hat der Betreiber der abgeregelten Anlage einen Entschädigungsanspruch bezogen auf die entstandene Ausfallarbeit. Zwischen 2011 und 2020 hat sich die durch Einspeisemanagementmaßnahmen verursachte Ausfallarbeit laut BNetzA von 420,6 GWh auf 6.146 GWh erhöht. Bezogen auf die Energieträger dominiert Wind (onshore) mit 4.144,95 GWh Ausfallarbeit in 2020. Hier zeigt sich gegenüber 2019 jedoch ein deutlicher Rückgang, der insbesondere auf Netzausbauprojekte im Norden Deutschlands zurückzuführen sein dürfte. In diesem Zusammenhang wichtig ist, dass im Jahr 2020 79 % der Ausfallarbeit durch Engpässe im Übertragungsnetz entstanden, aber auf dieser Netzebene nur 31 % der Gesamtausfallarbeit abgeregelt wurden. Demgegenüber wurden auf Ebene der Verteilernetze 69 % der Gesamtausfallarbeit abgeregelt und vergütet. Die durch Einspeisemanagementmaßnahmen verursachten Entschädigungszahlungen lagen 2020 bei 919,2 Mio. EUR (dav. 17,8 Mio. EUR wegen Netzengpässen). Dies ist zwar ein Rückgang gegenüber 2019 (1.058,4 Mio. EUR), liegt aber immer noch erkennbar deutlich im langfristigen Aufwärtstrend.<sup>51</sup> Bezogen auf NRW betrug die durch Einspeisemanagementmaßnahmen verursachte Ausfallarbeit 79 GWh. Damit liegt NRW auf Platz 6 der deutschen Bundesländer.

Netzbetreiber nutzen Systemdienstleistungen im Systembetrieb, um die Frequenz, die Spannung und die Belastung der Netzbetriebsmittel innerhalb der jeweils zulässigen Grenzwertbandbreiten zu halten und im Störfall schnellstmöglich wieder in den Normalbetrieb zurückzukehren. Folglich umfasst das Spektrum der Systemdienstleistungen die Betriebsführung, die Frequenzhaltung, die Spannungshaltung und den Versorgungswiederaufbau. Netzbetreiber benötigen zur Erbringung von Systemdienstleistungen auch Vorleistungen von Netznutzern (Erzeuger, Lasten, Speicher). **Die Sicherheit des Systembetriebs und damit die Versorgungssicherheit im Bereich Elektrizität ist folglich von einem effektiven und effizienten Zusammenwirken von Netzbetreibern und Netznutzern abhängig.**

### 3.2.1 Frequenzhaltung

Die ÜNB in Deutschland sind verpflichtet, in ihrer jeweiligen Leistungsfrequenzregelzone Wirkleistungsungleichgewichte zu vermeiden und setzen hierfür Regelreserve ein. Diese unterscheidet sich nach dem Abrufprinzip und der zeitlichen Aktivierung in Primärregel-, Sekundärregel- und Minutenreserve (Tertiärregelung). Ziel ist es, „die Frequenz unter allen Umständen innerhalb bestimmter Toleranzbereiche um die Sollfrequenz von 50 Hz zu halten und an-

---

<sup>51</sup> Vgl. Bundesnetzagentur und Bundeskartellamt (2022, 163 f.).



---

dererseits mögliche bestehende regionale Abweichungen der Leistungsbilanz von ihrem Sollwert zu beseitigen.“<sup>52</sup> Besonders schnell einsatzfähig ist die Primärregelung, die im ENTSO-E-Gebiet von allen angebotenen ÜNB auf Grundlage des Solidaritätsprinzips innerhalb von 30 s vollständig automatisch aktiviert wird. Doch auch in dieser geringen Zeitspanne kann es zu kritischen Frequenzabweichungen kommen, weshalb es einer Begrenzung der Frequenzgradienten unter Nutzung der Momentanreserve bedarf. Hierbei handelt es sich um eine über die Synchronmaschinen in thermischen Kraftwerken inhärent zur Verfügung gestellte Eigenschaft im Elektrizitätsversorgungssystem. Die Synchronmaschinen („Turbogeneratoren“) in den thermischen Kraftwerken liefern somit in Form der Momentanreserve ein für die System-sicherheit/-stabilität erforderliches „Kuppelprodukt“.

Mit Ausstieg aus der Braunkohleverstromung im Rheinischen Revier entfällt dieses Kuppelprodukt und es ist plausibel davon auszugehen, dass die inhärente Trägheit des Elektrizitätsversorgungssystems im Kern- und Wirkungsraum des Rheinischen Reviers abnehmen könnte. Dies hätte zur Folge, dass Frequenzgradienten ohne weitere Maßnahmen ansteigen würden. Der ÜNB Amprion hat für ein Kohleausstiegsszenario bis 2030 errechnet, dass der zusätzliche Bedarf an Momentanreserve bei 516 GW läge.<sup>53</sup> Der für 2035 im Netzentwicklungsplan „Strom“ (NEP) berechnete Bedarf lag bei 592 GW, für dessen Deckung fünf Jahre mehr Zeit geblieben wären.

Mit Blick auf den Kern- und Wirkungsraum des Rheinischen Reviers bedarf es folglich schnell alternativer Bereitstellungsmöglichkeiten für Momentanreserve. Zum Lösungsraum zählen doppelt gespeiste Asynchrongeneratoren mit einem Schwungrad auf Übertragungsebene. Diese können auch Kurzschlussleistung bereitstellen und die lokale Spannungshaltung unterstützen. In einer für die Übertragungsebene relevanten Größe ist eine solche Anlage jedoch noch nicht verfügbar. Notwendig sind zudem Anlagen, die Fast Frequency Response (FFR) verfügbar machen und dazu beitragen, höhere Frequenzgradienten zu vermeiden, sodass eine Frequenzabweichung nicht in den kritischen Bereich gerät. Jedoch setzt der Bau und die Inbetriebnahme von Anlagen zur Bereitstellung von Momentanreserve umfangreiche Planungs- und Genehmigungsprozesse voraus. Auch gilt es, technische Anschlussregeln auf EU-Ebene weiterzuentwickeln und dann im Nachgang in die einschlägigen deutschen Regelwerke zu überführen. Laut Amprion sind entsprechende Anpassungen frühestens 2028 zu erwarten.<sup>54</sup>

### 3.2.2 Spannungshaltung

Mit dem Ausstieg aus der konventionellen Braunkohleverstromung sinkt auch der Beitrag der thermischen Kraftwerke zur Systemdienstleistung „Spannungshaltung“. Diese ist definiert als „Fähigkeit, die Spannungen im elektrischen System in festgelegten Bereichen halten zu können.“<sup>55</sup> Ebenso wie bei der Frequenz-Wirkleistungs-Regelung geht es auch bei der Spannungs-Blindleistungs-Regelung im Kern darum, Leistungsungleichgewichte zu vermeiden. Im Gegensatz zur Frequenz, ist die Spannung in gewissem Maße ortsabhängig. Diese darf sich

---

<sup>52</sup> 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, Tennet TSO GmbH und TransnetBW GmbH (o.J.).

<sup>53</sup> Vgl. Amprion GmbH (2021, S. 20).

<sup>54</sup> Vgl. Amprion GmbH (2021, S. 21).

<sup>55</sup> Brückl (2021, S. 23).

---

innerhalb eines zulässigen Toleranzbands bewegen und kurzfristig sogar null sein (z. B. im Kurzschlussfall).

Im Zuge der Energiewende kommt der Blindleistungsmanipulation als Spannungshaltungsmaßnahme wachsende Bedeutung zu. Blindleistung dient dem Aufbau des Magnetfeldes, wird aus dem Stromnetz entnommen und beim Abbau dorthin wieder zurückgegeben. Sie verrichtet zwar keine nutzbare elektrische Arbeit, ist aber für den Aufbau der Wechselspannung und den Stromfluss unverzichtbar. Netzbetreiber müssen den Blindleistungsanteil im Stromnetz gezielt beeinflussen, um nutzbare Wirkleistung transportieren zu können. Um bedarfsorientiert Blindleistung erzeugen bzw. verbrauchen zu können, werden in der Praxis Kompensationsanlagen (z. B. Phasenschieber, Spulen und Kondensatoren) verwendet.

Mit Beendigung der Kohleverstromung fallen auch im Rheinischen Revier Quellen und Potenziale für die Erzeugung von Blindleistung weg. Amprion stellt in einer ersten Analyse für die eigene Regelzone fest, dass ein auf 2030 vorgezogener Kohleausstieg „nochmal in rund 3.000 Stunden zu einer deutlichen Absenkung des Potenzials“<sup>56</sup> führt.

Den vorgenannten Entwicklungen steht ein erwartbar zunehmender Blindleistungsbedarf gegenüber. Gemäß dem aktuellen Netzentwicklungsplan 2035 (Version 2021) gehen die ÜNB in Deutschland bis 2035 von einem Zubaubedarfe für neue Kompensationsanlagen zur Spannungshaltung und Spannungsstabilität in Höhe von ca. 46,3 Gvar aus. Dabei beträgt der stationären Blindleistungszubaubedarf 12,2 Gvar spannungssenkend und 12,8 Gvar spannungshhebend. Ebenfalls bis 2035 müssten regelbare Kompensationsanlagen im Umfang von 21,3 Gvar hinzukommen. Bezogen auf NRW müssten die vom ÜNB Amprion im NEP 2035 (Version 2021) angemeldeten fünf Blindleistungskompensationsanlagen mindestens rechtzeitig (2023/2024) in Betrieb gehen.<sup>57</sup> Zur Kompensation kurzfristiger Blindleistungsbedarfe setzen die ÜNB auf konventionelle Maßnahmen, wie den zeitlich begrenzten Einsatz rotierender Phasenschieber. Zu einer marktlichen Beschaffung von Dienstleistungen zur Spannungshaltung als Kompensation der durch die Beendigung der Kohleverstromung wegfallenden Blindleistungsanteile äußert sich Amprion eher kritisch.<sup>58</sup>

Zudem sorgen die in den fossil befeuerten Kraftwerken im Einsatz befindlichen Synchrongeneratoren über ihr subtransientes und transientes Verhalten für eine inhärente Stützung der Netzspannung (auch bei Laststößen).<sup>59</sup> Laut Berechnungen von Amprion könnte ein dreipoliger Kurzschluss nahe der 380-kV-Sammelschiene in Rommerskirchen bei fehlender Kurzschlussleistung aus den fossil befeuerten Kraftwerke und mangelnder dynamischer Spannungsstützung einen weiträumigen Spannungseinbruch im Fehlerfall zur Folge haben. Je länger es dauert, bis ein Fehler gelöscht oder erfolgreich bearbeitet wurde, und je tiefer und weiträumiger ein Spannungseinbruch ist, umso herausfordernder ist die Kurzschlussbehandlung. Diesbezüglich sind noch tiefere Untersuchungen erforderlich.

---

<sup>56</sup> Amprion GmbH (2021, S. 17).

<sup>57</sup> Vgl. 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, Tennet TSO GmbH und TransnetBW GmbH (2021, S. 166).

<sup>58</sup> Vgl. Amprion GmbH (2021, S. 18).

<sup>59</sup> Vgl. Amprion GmbH (2021, S. 17).

---

### 3.2.3 Netz- und Versorgungswiederaufbau

Eine weitere Systemdienstleistung ist der Netz- und Versorgungswiederaufbau. Beim Netzwiederaufbau treten die fossil-befeuerten Kraftwerke zur Primärenergieversorgung an die Stelle der Schwarzstartkraftwerke. Diese Aufgabe könnte grundsätzlich auch von grundlastfähigen Gaskraftwerken, EE-Anlagen und Speichern wahrgenommen werden, sofern diese an das HS- oder HöS-Netz angeschlossen sind, entsprechend anzupassende technische Anschlussregelwerke dies möglich machen, die Ansteuerbarkeit der Anlagen über eine robuste Kommunikationstechnik sichergestellt wird und die Regelungsfähigkeit gegeben ist. In diesem Zusammenhang besteht noch erheblicher Bedarf an entsprechenden Test- und Pilotprojekten.

Zudem tragen die Kohlekraftwerke im Rheinischen Revier durch die Bereitstellung von Systemdienstleistungen – hier Momentanreserve und Spannungshaltung – zum Netzwiederaufbau bei. Diese Systemdienstleistungen stehen gegenwärtig durch EE-Anlagen und Speicher noch nicht im erforderlichen Umfang zur Verfügung. Insoweit ist beim Ersatz der Kohlekraftwerke darauf zu achten, dass die vorgenannten Alternativen die heute verfügbaren technisch-physikalischen Eigenschaften für den Netzwiederaufbau ebenfalls mitbringen.

In der sich anschließenden Phase des Versorgungswiederaufbaus geht es zusätzlich um die sichere Zurverfügungstellung der erforderlichen Grundlast. Auch hier ist die Ablösung der Kohlekraftwerke durch die o. g. Alternativtechnologien unter den genannten Prämissen möglich. Abhängig vom Ausmaß der zur Verfügung stehenden Erzeugungsleistung wird die Vollversorgung der Kunden eine regelzonenübergreifende Zusammenarbeit erforderlich machen. Darüber hinaus wird im Kern- und Wirkungsraum des Rheinischen Reviers eine noch intensivere Abstimmung zwischen dem ÜNB Amprion sowie den VNB 1. und 2. Ordnung erforderlich sein. Verteilernetzbetreiber müssen die auf ihren Netzebenen angeschlossenen EE-Anlagen bzgl. der Wirkleistung prognostizieren und in zunehmendem Maße Systemdienstleistungen erbringen können. Auf horizontaler Ebene wird es für die VNB 1. und 2. Ordnung darauf ankommen, mit den Betreibern der EE-Anlagen sowie den Letztverbraucher (Lastkunden) kommunizieren zu können. Hierfür müssen die entsprechenden Leitsysteme ertüchtigt, die Kommunikationsprozesse permanent optimiert und die Kommunikationstechnik schwarzfallfest und robust ausgebaut werden. Diese komplexen Herausforderungen werden bereits – nicht zuletzt infolge des NABEG 2.0 und der damit verbundenen Redispatch-Anforderungen – aktiv bearbeitet.

## 3.3 Versorgungsqualität

### 3.3.1 Vorbemerkungen

Der Wandel im deutschen Elektrizitätsversorgungssystem bspw. durch den vermehrten Einsatz leistungselektronischer Betriebsmittel erfordert die Erweiterung des Begriffs Versorgungsqualität um die Dimensionen Versorgungszuverlässigkeit (Betriebsmittel), die Dienstleistungsqualität sowie die technisch-physikalische Qualität elektrischer Energie.<sup>60</sup>

Die Erreichung eines kosteneffizienten Versorgungsqualitätsniveaus ist Teil der deutschen Anreizregulierung und gilt als gegeben, wenn die Grenzvermeidungskosten eines Ausfalls bei einem Stromnetzbetreiber respektive die Grenzkosten der Versorgungsqualitätsverbesserung

---

<sup>60</sup> Vgl. Malaman et al. (2001, 3 f.).

---

um eine Einheit exakt dem Grenznutzen des Letztverbrauchers entspricht, den dieser durch den Bezug einer weiteren Einheit an Versorgungsqualitätsverbesserung erzielt. Steigerungen der Versorgungsqualität führen beim Stromnetzbetreiber zu höheren Kosten und schlussendlich für den Endkunden zu steigenden Netznutzungskosten. Verbesserungen der Versorgungsqualität sind folglich nur dann volkswirtschaftlich sinnvoll, wenn die damit einhergehenden Kosten über eine höhere Zahlungsbereitschaft beim Letztverbraucher gedeckt sind.<sup>61</sup>

Die Bestimmung des kostenoptimalen Versorgungsqualitätsniveaus stellt für die Regulierungsbehörden eine enorme Herausforderung dar. Die Bestimmung der Grenzkosten macht in Ansehung bestehender Informationsasymmetrien eine stark ressourcenbeanspruchende Erfassung, Analyse und Plausibilisierung von Versorgungsqualitätsdaten erforderlich. Gleichsam schwierig ist die Ermittlung des Grenznutzens bei den Letztverbrauchern. Diese ist allenfalls über entsprechende Befragungen möglich, deren Ergebnisse nur sehr eingeschränkt nützlich sind, weil die Beantwortung der Fragen Kenntnisse und Informationen voraussetzt, über die Letztverbraucher oftmals nicht bzw. nur in stark eingeschränktem Maße verfügen.

Ein weiteres Problem besteht darin, dass es selbst in Kenntnis spezifischer Zahlungsbereitschaften im Stromverteilnetz den Netzbetreibern nicht bzw. nur in sehr begrenztem Maße möglich ist, Endkunden unterschiedliche Versorgungsqualitätsniveaus zu bieten. Es ist plausibel davon auszugehen, dass der Grenznutzen einer weiteren Einheit Versorgungsqualität für Industrie- und Gewerbekunden mit Blick auf die potenziellen Schäden höher ist als der Grenznutzen für Haushaltskunden. Insoweit wird ein kosteneffizientes Versorgungsqualitätsniveau für ein gesamtes Stromverteilnetz sich auf einem Kontinuum zwischen den jeweiligen Versorgungsqualitätsoptima von Industrie- und Gewerbe bzw. Haushaltskunden bewegen.<sup>62</sup>

### 3.3.2 Versorgungszuverlässigkeit

Die Versorgungszuverlässigkeit ist gekennzeichnet durch die Anzahl und Dauer der Versorgungsunterbrechungen. Es wird unterschieden nach geplanten und zufälligen Versorgungsunterbrechungen. Zur Beurteilung der Versorgungszuverlässigkeit im Sektor Strom wird überwiegend der „System Average Interruption Duration Index – SAIDI“ als System- bzw. Kundenkenngröße herangezogen. Dieser gibt die „durchschnittliche Versorgungsunterbrechung je angeschlossenen Letztverbraucher und Spannungsebene innerhalb eines Kalenderjahres“<sup>63</sup> wieder. Im Jahr 2020 meldeten laut BNetzA deutschlandweit 860 Stromnetzbetreiber insgesamt 162.224 Versorgungsunterbrechungen auf der Mittel- und Niederspannungsebene. Der SAIDI-Wert lag bei 10,73 Minuten und damit nicht nur 1,47 Minuten unter dem Vorjahreswert, sondern war zugleich auch der geringste Wert seit Beginn der Erhebung im Jahr 2006.<sup>64</sup> In Nordrhein-Westfalen sank der SAIDI<sub>EnWG</sub>-Gesamtwert von 13,99 min/a im Jahr 2008 auf 9,89 min/a im Jahr 2020.<sup>65</sup>

Die ausschließliche Anwendung des SAIDI-Werts als Kenngröße für die Versorgungsqualität ist in mehreren Punkten problembehaftet. Bei der Kenngrößenbildung wird vereinfachend mit Durchschnittswerten gearbeitet, wodurch die individuelle Betroffenheit einzelner Endkunden

---

<sup>61</sup> Vgl. Spielmann und Wild (2005, S. 5).

<sup>62</sup> Vgl. Haber und Rodgarkia-Dara (2005, S. 13).

<sup>63</sup> Bundesnetzagentur (2021b).

<sup>64</sup> Vgl. Bundesnetzagentur (2021b).

<sup>65</sup> Vgl. Hinweis: Zweite Nachkommastelle gerundet.

---

unberücksichtigt bleibt. Eine Differenzierung der Kenngröße nach Kundengruppen ist momentan nicht umgesetzt. Problematisch ist zudem, dass nur Versorgungsunterbrechungen im Zeitbereich von mehr als drei Minuten statistisch erfasst werden.

*„Aus Sicht des VCI sind die Regelungen zur Sicherung der Versorgungssicherheit nicht ausreichend. Bisher werden mit dem SAIDI-Wert und den weiteren herangezogenen Kenngrößen nur Unterbrechungen über drei Minuten berücksichtigt. Der SAIDI mag bisher eine konstant hohe Versorgungssicherheit suggerieren, unterschlägt aber schleichende Verschlechterungen der Versorgungssicherheit bei zunehmenden Unterbrechungen unter 3 Minuten.“<sup>66</sup>*

Aber Versorgungsunterbrechungen im Zeitbereich von weniger als drei Minuten verursachen bereits kundenseitige Ausfallkosten. Mit zunehmender Dauer der Versorgungsunterbrechung steigen diese tendenziell an. Weitgehend ausgeblendet bleibt bei der ausschließlichen Verwendung des SAIDI-Werts die Häufigkeit von Versorgungsunterbrechungen, welche wiederum mit den fixen Ausfallkosten in Zusammenhang steht.

Auf die kleine Anfrage der NRW-Landtagsabgeordneten Wibke Brems und Mehrdad Mostofizadeh vom 4. März 2021 antwortet das zuständige Ministerium für Wirtschaft, Innovation, Digitalisierung und Energie des Landes Nordrhein-Westfalen (MWIDE): „Die vorliegenden Werte zu den Versorgungsunterbrechungen zeigen zwar grundsätzlich die im internationalen Vergleich hohe Qualität der Versorgung in Deutschland. Diese Werte werden jedoch für die Vergangenheit ermittelt und stellen keine Prognose für die Zukunft dar. Darüber hinaus sind für eine Beurteilung der Versorgungsqualität vielmehr auch die durchgeführten Maßnahmen der Netzbetreiber für Netz- und Systemsicherheit entscheidend, die in den letzten Jahren an Bedeutung gewonnen haben und die weiterhin mit erheblichem Aufwand und hohen Kosten verbunden sind.“<sup>67</sup> Kurzum: Wer bei der Beurteilung der kostenseitigen Auswirkungen von Versorgungsunterbrechungen ausschließlich auf den SAIDI-Wert zurückgreift, riskiert blinde Flecken und zwar sowohl hinsichtlich der tatsächlich anfallenden fixen als auch variablen Ausfallkosten.

Auch das Energiewende-Barometer 2021 der IHK-Organisationen bestätigt die Verbesserung der Versorgungszuverlässigkeit gegenüber den Vorjahren. Es führt aber auch vor Augen, „dass dieses Thema vielen Unternehmen nach wie vor große Sorgen bereitet. [...] Trotz der insgesamt positiven Entwicklung berichten sechs Prozent der Unternehmen von Produktionsbeeinträchtigungen durch den Ausfall der Strom- oder Gasversorgung. In der Industrie liegt dieser Wert mit 15 Prozent deutlich über dem Schnitt aller Unternehmen und zeigt die besondere Sensibilität industrieller Produktionsprozesse.“<sup>68</sup>

---

<sup>66</sup> Verband der chemischen Industrie e.V. (2020, S. 4).

<sup>67</sup> Landtag Nordrhein-Westfalen (2021).

<sup>68</sup> Hühwels, Bolay und Schorpp (2021, S. 6).

---

*„Mit dem Thema Versorgungszuverlässigkeit beschäftigen wir uns schon seit Jahren. Ausgangspunkt waren Maschinenausfälle, hervorgerufen durch sog. „Flicker“. Wir haben in den vergangenen Jahren erheblich in einen moderneren Maschinenpark investiert, u.a. auch um den Energieverbrauch signifikant zu senken. Und moderne Maschinen reagieren leider deutlich sensibler auf kleinste Netzschwankungen – egal ob diese von innen oder außen kommen. Die Maschinen schalten sich bei Netzschwankungen einfach aus bzw. wechseln in ihr Notprogramm. Aus diesem Grunde spielt das Thema „Netzicherheit“ eine so große Rolle für uns. Im Fall von netzbedingten Maschinenausfällen sind direkt auch unsere Kunden betroffen; wenn die Maschinen nicht arbeiten, sind Termine gefährdet. Und die Stillstands-Kosten belaufen sich pro Tag auf 45 bis 65 Tausend Euro, in Spitzen sogar auf 75.000 Euro. Das hat einfach damit zu tun, dass die Ware nicht vor die Türe gehen kann, wir nicht produzieren können. Aber nicht nur die Produktion läuft dann nicht – wir arbeiten weitestgehend papierlos, und so kann ich alle Mitarbeiter nach Hause schicken – wenn der Strom nicht fließt.“*

Fred Arnulf Busen, geschäftsführender Gesellschafter der POLYTRON Kunststofftechnik GmbH & Co. KG, Bergisch Gladbach

Obschon bereits kurzzeitige Unterbrechungen signifikante Schäden bei Letztverbrauchern verursachen können, sind diese vom Regulierungsrahmen bislang noch nicht (hinreichend) erfasst. Ein Grund hierfür mag in dem Umstand begründet sein, dass Kurzzeitunterbrechungen auf Ebene der Stromverteilernetze gegenwärtig nicht für Einzelkunden nachgewiesen werden können, sondern nur summiert am jeweiligen Umspannwerk für die Gesamtheit der dort angeschlossenen Endkunden messtechnisch erfassbar sind. Die Bundesnetzagentur hat die Problematik erkannt und untersucht seit 2020 mit Wissenschaftspartnern die Frage, ob und wie Kurzzeitunterbrechungen vor dem Hintergrund der steigenden Sensitivität von Stromkunden zusätzlich kosteneffizient erfasst werden können, um diese in das Anreizmodell aufzunehmen.<sup>69</sup> Die Expert:innen von E-Bridge/ZEW/FGH kommen in ihrem Gutachten für die BNetzA zur Schlussfolgerung, dass Versorgungsunterbrechungen bereits ab einer Dauer von drei Sekunden erfasst werden sollten. Dies sei „mit vorhandenen Werkzeugen (GIS, Leitsystem, Netzplänen u. Ä.) direkt umsetzbar, wenn betroffene Letztverbraucher aus abgeschalteten Netzteilen topologisch ermittelt werden können.“<sup>70</sup> Die kumulierte Häufigkeit von Kurzzeitunterbrechungen eines durchschnittlichen Endverbrauchers kann bspw. mit Hilfe des „Momentary Average Interruption Frequency Index – MAIFI“ erfasst werden und somit „das Spektrum der Qualitätsregulierung insgesamt erweitern.“<sup>71</sup> Jedoch sollte der SAIDI-Wert nicht nur um den MAIFI-Wert, sondern auch um Kennziffern zur Erfassung unterschiedlicher Zuverlässigkeitsniveaus in einem Netzgebiet ergänzt werden. Hierfür eignen sich bspw. die Kennziffern „Customer Experiencing Multiple Interruptions – CEMI“ und „Customer Experiencing Long Interruption Durations - CELID“. Dies erfordert die Möglichkeit, Versorgungsunterbrechungen letztverbraucherscharf erfassen zu können. Dann sind Überschreitungen zuvor definierter Schwellenwerte analysier- und Gegenmaßnahmen ableitbar.

Während System-/Kundenkenngrößen eine Gleichgewichtung der Kunden vornehmen und somit keine Differenzierung des Schadensausmaßes bei einzelnen Kundengruppen zulassen,

---

<sup>69</sup> Vgl. E-Bridge Consulting GmbH (2020).

<sup>70</sup> Vgl. E-Bridge Consulting GmbH (2020, S. 13).

<sup>71</sup> E-Bridge Consulting GmbH (2020, S. 12).

---

gewichteten Lastkenngrößen wie „Average System Interruption Frequency Index – ASIFI“ oder „Average System Interruption Duration Index – ASIDI“ gemäß IEEE 1366/2012 Standard die Versorgungsunterbrechungen mit der unterbrochenen Last, Kapazität oder nicht gelieferten Energiemenge. Beispielsweise geben Kenngrößen wie „Energy Not Supplied – ENS“ oder „Volume of Lost Load – VOLL“ die Menge nicht zur Verfügung gestellter Energie wieder. Sie stellen eine sinnvolle Ergänzung für ein ganzheitlicher ausgerichtetes Controlling der Versorgungszuverlässigkeit dar. Hierbei ist zu berücksichtigen, dass sowohl bei den last- als auch bei den Energiemengen-basierten Kenngrößen die Erfassung der unterbrochenen Leistungen häufig herausfordernd ist, weswegen üblicherweise mit Approximationen (z. B. der Transformatorleistung) gearbeitet wird.<sup>72</sup>

### 3.3.3 Spannungsqualität

Der zweite Teilbereich der Versorgungsqualität ist die Spannungsqualität. Hierunter ist die „Übereinstimmung zwischen den physikalischen Werten der Netzspannung, wie sie z.B. beim Kunden ankommen, und den vom Betreiber zugesagten Eigenschaften der Netzspannung“<sup>73</sup> zu verstehen. Einflussfaktoren auf die Spannungsqualität sind bspw. das jeweilige Stromnetz (Netze mit geerdeten Sternpunkten, Netze mit Erdschlusskompensation, Erdkabel versus Freileitungen) und Schalthandlungen durch den Netzbetreiber, Netzurückwirkungen von Stromerzeugungsanlagen und Rückwirkstörungen durch Kundenanlagen sowie sonstige Faktoren, z. B. atmosphärische Erscheinungen oder Fremdeinwirkungen.<sup>74</sup>

Veränderungen der Spannungsqualität können in der Praxis sehr unterschiedlich ausgeprägt sein (DIN EN 50160):

- *Langsame oder schnelle Spannungsänderungen*: Während langsame Spannungsänderungen eine Zunahme oder Reduktion des Spannungseffektivwertes aufgrund von Gesamtlastveränderungen in einem Verteilnetz bezeichnen, handelt es sich bei schnellen Spannungsänderungen um einzelne rasche, sequentielle Veränderungen des Spannungseffektivwertes, deren Dauer zwar jeweils bestimmt aber nicht festgelegt ist.
- *Spannungsschwankung*: Hierbei handelt es sich um eine „Abfolge von Spannungsänderungen oder die periodische Änderung der Einhüllenden der Spannungskurve“<sup>75</sup>
- *Spannungseinbruch*: Ein solcher liegt bei einem plötzlichen zeitlich begrenzten Absinken der Versorgungsspannung auf einen Wert zwischen 90 % und 1 % die vereinbarten Versorgungsspannung vor. Der zeitliche Beobachtungsbereich liegt hier zwischen 10 ms und 1 min.
- *Versorgungsunterbrechung*: Diese bezeichnet einen Zustand, bei dem die Spannung an der Übergabestelle weniger als 1 % der vereinbarten Spannung beträgt. Es sind

---

<sup>72</sup> Vgl. Fallier (2013, S. 108).

<sup>73</sup> VDE Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V. (2013, S. 4).

<sup>74</sup> Vgl. VDE Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V. (2013, S. 4).

<sup>75</sup> DIN EN 50160:2020-11, S. 14.

---

geplante und ungeplante Versorgungsunterbrechungen voneinander zu unterscheiden, wobei letztere nochmals in Langzeitunterbrechungen (> 3 Min.) und Kurzzeitunterbrechungen (<= 3 Min.) differenziert werden.

- *Oberschwingungen (Harmonische)*: Oberschwingungen (Harmonische) sind ganzzahlige Vielfache der Netzfrequenz. Ursächlich für ihre Entstehung sind kundenseitig verwendete nichtlineare Lasten, wie bspw. überlastete Transformatoren, Netzteile mit Spitzenwertgleichrichtern oder die Verwendung von Stromrichterventilen, z. B. Gleichrichter, Frequenzumrichter, Steller, USV-Anlagen. Charakteristisch für diese Verbraucher resp. Betriebsmittel ist ein nichtsinusförmiger Strom bzw. ein periodisch ein- und ausgeschalteter Stromfluss. Generatoren, deren Wicklungstechnik die Entstehung von Oberschwingungsspannungen zulässt, bewirken bei der Netzkopplung Oberschwingungsströme, die wiederum an den Netz- oder an der Generatorimpedanz Spannungsfälle bewirken. Diese Oberschwingungsspannungen verzerren schlussendlich die Sinusform der Netzspannung, wodurch der störungsfreie Betrieb anderer Verbraucher (z. B. Motoren, Generatoren, Kondensatoren) eingeschränkt sein kann.
- *Unsymmetrien*: Diese bezeichnen Zustände in einem Drehstromnetz, bei denen bspw. die Winkel zwischen aufeinanderfolgenden Phasen voneinander abweichen. Hierdurch können sehr asymmetrische Ströme entstehen.

Die BNetzA hat erstmalig im Mai 2021 einen „Bericht zur Spannungsqualität 2020“ abgegeben.<sup>76</sup> Empirische Basis hierfür war eine deutschlandweite fragebogenbasierte Umfrage. Es wurden 600 Industrieunternehmen und weitere Verbände um Teilnahme gebeten. Die BNetzA erhielt 69 Rückläufe von Industrieunternehmen mit insgesamt 101 Standorten. Von diesen 69 Industrieunternehmen gaben 50 an, im Zeitraum zwischen 2018 und Q2/2020 mit Spannungsqualitätsproblemen konfrontiert gewesen zu sein. Aus Nordrhein-Westfalen kamen 21 Rückläufe und 10 antwortende Unternehmen meldeten für den Berichtszeitraum Spannungsqualitätsbeeinträchtigungen. Jedoch wurden die Störereignisse und ihre Folgen nicht weiter auf Bundesland- oder regionaler Ebene ausgewertet. Über die Gründe der geringen Rücklaufquote lässt sich nur spekulieren. Es liegt jedoch die Vermutung nahe, dass z. T. sehr technische Fragen, wegen ihrer Komplexität von einzelnen angeschriebenen Unternehmen nur mit erheblichem zeit- und kostenmäßigen Zusatzaufwand hätten beantwortet werden können. Vor diesem Hintergrund ist es durchaus plausibel, von einem größeren Ausmaß der Betroffenheit bei energiesensitiven Industrie- und Gewerbeunternehmen auszugehen.

Hinsichtlich der Branchenverteilung äußerten vor allem metall-, glas- und papierverarbeitende Unternehmen sowie Unternehmen aus der Automobilwirtschaft Spannungsqualitätsprobleme. Im Wesentlichen handelte es sich um Kurzzeitunterbrechungen, Spannungsschwankungen sowie -einbrüche mit steigender Tendenz zwischen 2018 und Q2/2020.

Aus der BNetzA-Berichterstattung geht hervor, dass der kumulierte Gesamtschaden der Unternehmen durch Spannungsqualitätseinbußen im Berichtszeitraum bei rund 10,4 Mio. EUR

---

<sup>76</sup> Vgl. Bundesnetzagentur (2021a).



---

lag. Besonders betroffen waren Unternehmen aus der Chemie-, Elektro-, Metall- und Glasverarbeitungsbranche. So entfiel allein auf die Chemieindustrie im Jahr 2019 ein Schadenswert von über 1,9 Mio. EUR.<sup>77</sup>

Positiv ist zu würdigen, dass der BNetzA-Bericht empiriebasiert überhaupt erstellt wurde. Die Ergebnisse zeigen die grundsätzliche Relevanz der Problematik aus Sicht der Unternehmen auf. Aufgrund der heterogenen Einzelfallsituationen kann es keine Standardlösungen geben, und die Lösungsfindung bedarf jeweils einer intensiven Kommunikation zwischen Unternehmen und Netzbetreiber. Dieser „Weg [sei; Anm. d. Autoren] auch noch nicht in allen Fällen voll ausgeschöpft.“<sup>78</sup> Wichtig ist zudem die Erkenntnis, dass es bislang keine belastbaren Belege für den pauschal geäußerten Vorwurf gibt, EE-Anlagen wären ursächlich für Spannungsqualitätsprobleme.<sup>79</sup>

### **3.3.4 Dienstleistungsqualität**

Neben der Versorgungszuverlässigkeit und der Spannungsqualität ist die Dienstleistungsqualität der dritte Teilbereich der Versorgungsqualität. Dem ursprünglich für die Gesundheitswirtschaft entwickelten Ansatz von Donabedian folgend, lassen sich Dienstleistungsqualitätsmerkmale anhand von drei Dimensionen strukturieren: der Struktur-, der Prozess- und der Ergebnisdimension. Dabei sind der Strukturdimension alle Dienstleistungsqualitätsmerkmale zuzuordnen, die sowohl mit der Leistungsfähigkeit als auch mit der Leistungsbereitschaft des Dienstleistungsanbieters verbunden sind. Hierzu zählen im Hinblick auf einen Stromnetzbetreiber bspw. personelle (z. B. Fachwissen der Mitarbeiter), sachlich-technische (z. B. Verfügbarkeit und Funktionsfähigkeit der IuK-Systeme) sowie organisatorische Dienstleistungsqualitätsmerkmale (z. B. Erreichbarkeitszeiten). Die Prozessdimension umfasst die Gesamtheit der Dienstleistungsqualitätsmerkmale, die sich aus den im Rahmen der tatsächlichen Leistungserstellung anfallenden Aktivitäten ergeben. Hierunter fallen z. B. Maßnahmen zur Störungsbehebung. Die Ergebnisdimension beinhaltet die Summe der sich auf das Ausmaß der Leistungszielerreichung beziehenden Dienstleistungsqualitätsmerkmale. Dazu zählt für den Stromletzverbraucher bspw. die Einhaltung der relevanten technischen Normen (z. B. in Bezug auf die Spannungsqualität) oder die Korrektheit der Rechnungsstellung. In der Praxis zur Beurteilung der Dienstleistungsqualität von Stromnetzbetreibern eingesetzte Indikatoren sind u. a. die Reaktionszeiten bei Kundenanfragen.

## **3.4 Zwischenfazit**

Die energiesensitiven Unternehmen im Kern- und Wirkungsraum des Rheinischen Reviers profitieren bislang von einem hohen Energiesicherheitsniveau. Im Zusammenhang mit dem Ausstieg aus der Nuklear- und Kohlebasierten Stromerzeugung sowie unter Berücksichtigung einer drohenden Gasmangellage infolge des Russland-Ukraine-Konflikts stellt sich mit Blick auf die Energiesicherheit kurzfristig die vorrangige Frage nach der hinreichenden Verfügbarkeit von Strom – und zwar rund um die Uhr und auch in Zeiten einer Dunkelflaute. Hierauf ist das regionale Elektrizitätsversorgungssystem insoweit noch nicht vorbereitet, als dass es noch am notwendigen Zubau regenerativer Stromerzeugungsanlagen fehlt. Diesbezüglich gibt es

---

<sup>77</sup> Vgl. Bundesnetzagentur (2021a, S. 22).

<sup>78</sup> Bundesnetzagentur (2021a, S. 31).

<sup>79</sup> Vgl. Bundesnetzagentur (2021a, S. 21).

---

durch das neue „Osterpaket“ der Bundesregierung und den Gigawatt-Pakt im Land NRW den bekundeten Willen, an der Situation schnell etwas ändern zu wollen. Mit Blick auf die gegenwärtigen Planungs- und Genehmigungsprozesse und -zeiten sowie bestehende Ressourcenknappheiten (z. B. Personal, Flächen, Material etc.) sollte von einer beschleunigten Abschaltung der Braunkohlekraftwerke „idealerweise bis 2030“ im Rheinischen Revier Abstand genommen und stattdessen der ohnehin schon ambitionierte Zielpfad bis 2038 weiter konsequent verfolgt werden.

Zudem stellen die heute im Rheinischen Revier noch genutzten konventionellen Kraftwerke für die Netzstabilität und Systemsicherheit zwingend notwendige Systemdienstleistungen bereit. Auch wenn Forschungs-, Test- und Pilotprojekte hoffnungsfroh stimmen, sind EE-Anlagen gegenwärtig noch nicht in hinreichendem Maße in der Lage, diese Systemdienstleistungen hinreichend sicher zur Verfügung zu stellen.

Ferner konnte dargelegt werden, dass für ein handlungsorientiertes Energiesicherheits-Management das Controlling-Instrumentarium verbessert werden muss. Die heute bspw. zur Beurteilung der Versorgungsqualität eingesetzten Kenngrößen sind nicht mehr ausreichend. Die Sensitivität von Industrie- und Gewerbeunternehmen ggü. Spannungsveränderungen nimmt zu. Beeinträchtigungen führen zu empfindlichen Beeinträchtigungen der Produktionskontinuität und damit zu Kosten, was wiederum die Wettbewerbsfähigkeit der Standorte gefährdet. Hier Abhilfe zu schaffen, macht ein verstärktes Miteinander von Stromerzeugern, Netzbetreibern und industriell-gewerblichen Letztverbrauchern erforderlich.

### **3.5 Exkurs – Gesicherte elektrische Leistung unter dem Aspekt einer dauerhaft kritischen Gasversorgungssituation**

Die mit dem Russland-Ukraine-Konflikt aufgekommene kritische Gasversorgungslage stellt die Bereitstellung gesicherter elektrischer Leistung in Frage. Um die Abhängigkeit der Gesamtversorgung von gasgefeuerten Dampf-Kraftwerken oder Gas- und-Dampfturbinen-Kraftwerken in diesem Kontext besser antizipieren zu können, wurde die zukünftige Entwicklung der Stromerzeugungskapazitäten im Rheinischen Revier und dem betrachteten erweiterten Wirkungsraum untersucht. Zur Untersuchung wurde die Energiestrategiesoftware der Kerith GbR eingesetzt. Die Software wurde speziell auf Forschungen der RWTH Aachen, des FZ Jülich und der Stanford University basierend entwickelt, damit Regionen und Unternehmen Ihre Energieversorgung verlässlich planen können. Die Optimierungen wurden im Impulspapier nach Ausbruch des Ukraine-Krieges ergänzt, um auch die neuesten Entwicklungen im Bereich der deutschen Energieversorgungslage zu berücksichtigen. Anhand von Parametern, wie den Ausgangskapazitäten, den feststehenden Abbaupfaden konventioneller Kraftwerke, zukünftigen abgeschätzten bzw. abgeleiteten Energie- und Technologiepreisentwicklungen sowie historischen Wetterdaten, wird der Zu- und Abbau der Erzeugungskapazitäten im Stromnetz bestimmt, um den berechneten Strombedarf bzw. die jederzeitige gesicherte Leistung decken zu können. Die Entwicklung der Szenarien erfolgt hierbei mit der Maßgabe der Kosteneffizienz. Die Analyse befasst sich mit der gesicherten Leistung im Rheinischen Revier und der angrenzenden energetischen Wirkungsbereiche. Die aktuelle Situation rund um Erdgasverfügbarkeiten wurde ebenfalls berücksichtigt.

Insgesamt wurden drei Szenarien genauer betrachtet: Im **Szenario 1** („Gesicherte Leistung unberücksichtigt“) wird keine gesicherte Leistung vom regionalen Erzeugungspark gefordert. Diese Annahme wurde getroffen, um abschätzen zu können, ob ein kosteneffizient aufgebautes System für die Region ausreichend gesicherte Leistung bereitstellt. Dabei wird davon ausgegangen, dass die Erdgaspreise sich wieder fast auf das Niveau vor der Krise absenken.

Im **Szenario 2** („Berücksichtigung gesicherter Leistung“) wird als Nebenbedingung festgelegt, dass ein ausreichend hohes Maß an gesicherter Leistung bereitgestellt werden kann. Dieses Maß orientiert sich an der berechneten maximal benötigten elektrischen Leistung im betrachteten Gebiet. Für das Jahr 2020 wurden 5 GW als maximale Leistung ermittelt und sie entwickelt sich analog zum bundesweiten Strombedarfstrend. Ein besonderes Augenmerk bei diesem Szenario liegt auf den Unterschieden zum Ergebnis des Szenarios 1.

Die zur Zeit des Papiers herrschende kritische Versorgungssituation wird in **Szenario 3** („Gesicherte Leistung trotz Gasmangellage“) verstärkt berücksichtigt. Für die Erdgaspreisentwicklung werden die aktuellen Marktwerte der Gas-Futures genutzt, bei welchen ein Risikozuschlag inkludiert ist. Somit bleiben die Gaspreise auf einem höheren Niveau. Somit entsteht ein erstes Bild, wie das regionale Stromversorgungssystem auf diese Entwicklung reagieren kann und was benötigt wird, um weiterhin spätestens 2038 aus der Kohleverstromung aussteigen und den Gaseinsatz maximal reduzieren zu können.

Zur Darstellung der Ergebnisse werden die im jeweiligen Jahr berechneten Leistungskapazitäten dargestellt. Mit einer roten Linie wird die benötigte gesicherte Leistung dargestellt. Zusammengefasst werden für thermische Kraftwerke meist Verfügbarkeiten zwischen 90 % und 95 % angenommen. Wind mit 1% und Photovoltaik mit 0% leisten (fast) keinen Beitrag. Biomasse und Wasserkraft liegen als erneuerbare Energien zwischen diesen Werten.

Abbildung 8 zeigt das Optimierungsergebnis:

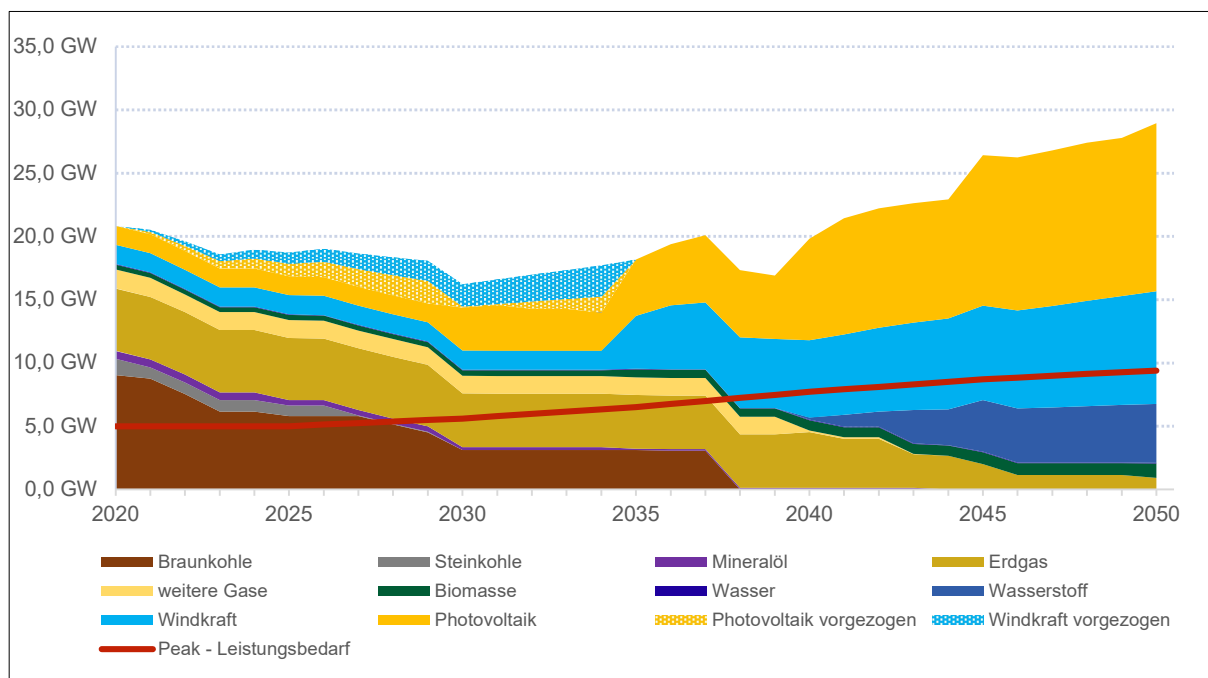


Abbildung 8: Szenario 1: Entwicklung der Stromerzeugungskapazitäten ohne geforderte gesicherte Leistung

In der Region ist danach aktuell ausreichend gesicherte elektrische Leistung für das Rheinische Revier und den Wirkungsraum verfügbar. Es muss jedoch berücksichtigt werden, dass über die hier vorhandenen Kapazitäten andernorts unterversorgte Gebiete mitversorgen. Beim Abbau der regionalen Erzeugungskapazitäten reicht somit die gesicherte Leistung bei Betrachtung eines fiktiven Stromhandelspunktes für den Kernraum zwar aus; die Reduktion der gesicherten Leistung kann aber möglicherweise kumulativ und rein rechnerisch zu einem Defizit in anderen Regionen führen. Das Modell ermittelt die kosteneffizienteste Lösung für den Kapazitätsmix. Es setzt die Prämisse die Stromerzeugung ab 2045 (fast) klimaneutral zu stellen. Im Ergebnis wird modellseitig die Kapazität für Erzeugungsanlagen im Bereich Wind und PV in den ersten Jahren kaum ausgebaut. Dies hat zur Folge, dass wenn 2038 die letzten Braunkohlekraftwerke vom Netz gehen, ein rechnerisches Defizit an Stromerzeugungsleistung entsteht, weshalb im Modell ab 2034 massiv in Wind- und PV-Anlagenkapazitäten investiert wird. Um diesen starken Zubau zu bewältigen, sind Investitionen bereits heute notwendig. Mit der gepunkteten Fläche wurde ein solch geglätteter und vorgezogener Ausbaupfad im Diagramm nachträglich verdeutlicht. Gehen 2038 die Kohlekraftwerke vom Netz, steigt der Ausbau noch einmal deutlich an. Zu erkennen ist auch der Kapazitätsausbau von Wasserstoffkraftwerken ab dem Jahr 2040. Doch auch dieser Zubau reicht nicht aus, um die dann benötigte gesicherte elektrische Leistung zu decken, weshalb ein „Import“ von Strom im Falle der Abdeckung der Residuallast notwendig werden kann. Ob diese zu diesen Zeitpunkten aus den ebenfalls auf „Grüne Energien“ setzenden Nachbarländern zur Verfügung gestellt werden kann, bedarf einer gesonderten Untersuchung.

In **Szenario 2** wird ein Mindestmaß an gesicherter Leistung unter Berücksichtigung des heutigen und zukünftig zu erwartenden Leistungsbedarfs in der Region modellseitig gefordert.

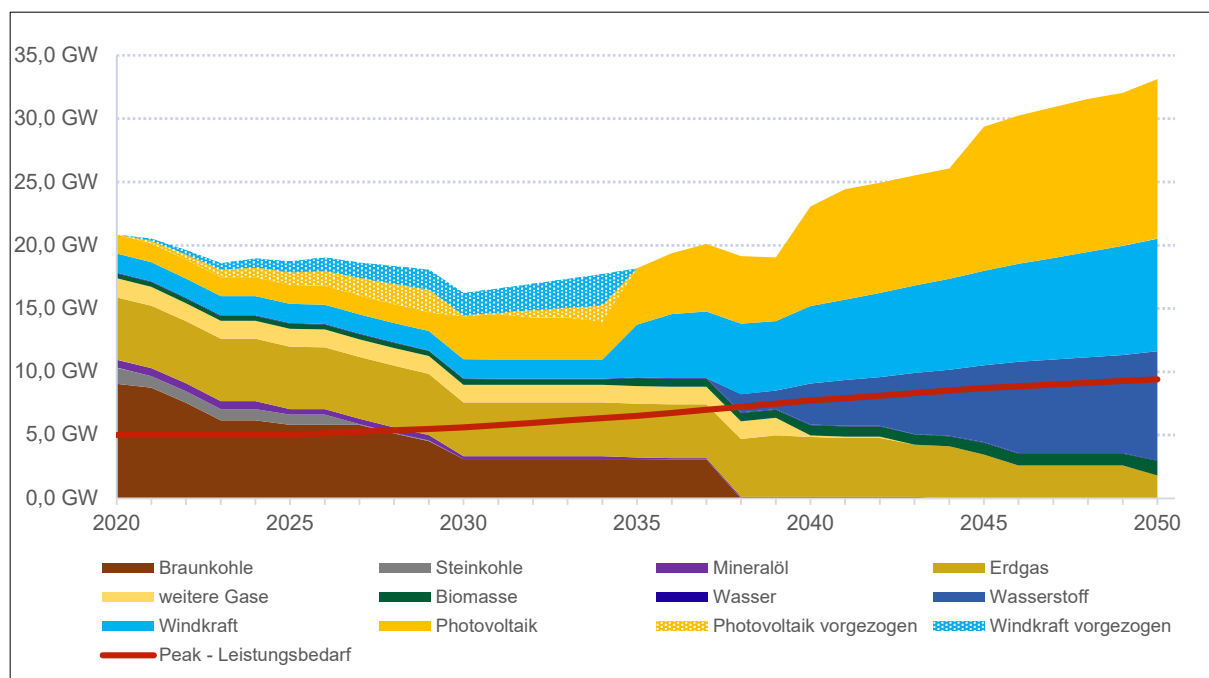


Abbildung 9: Szenario 2: Entwicklung der Stromerzeugungskapazitäten mit geforderter gesicherter Leistung

---

In der aktuellen Dekade ist mit Blick auf die Abbildung 9 aufgrund der vorhandenen Kapazitäten kaum ein Unterschied zum ersten Szenario bemerkbar. Im Gegensatz zum Szenario 1 wird nach dem Jahr 2035 eine größere Menge von Gaskraftwerken im Kapazitätsmix vorgehalten. Zusätzlich findet der Zubau von Wasserstoffkraftwerken trotz höherer Kosten früher und in gesteigertem Ausmaß statt. Somit könnte rechnerisch über die gesamte Zeit bis 2050 ausreichend gesicherte Leistung in der Region bereitgestellt werden. Der Wegfall der Überkapazitäten an gesicherter Leistung in den Jahren ab 2020 muss jedoch in anderen Regionen kompensiert werden. Ein Zubau in der Region ist dennoch technisch und wirtschaftlich sinnvoll, da die Stromnetzinfrastruktur auf den Hoch- und Höchstspannungsebenen bereits ausgebaut ist. Als Basis für neue Gas- und später Wasserstoffkraftwerke könnten hier zum Beispiel die bisherigen Standorte der konventionellen Kraftwerke dienen.

In den Stromerzeugungskurven des dargestellten rechnerisch ermittelten Kraftwerkparks zeigt sich, dass Gaskraftwerke nur als Back-up genutzt werden. Wasserstoffbasierte Kraftwerke werden aufgrund der CO<sub>2</sub>-Emissionen vorgabegemäß zwingend vor den gas-befeuerten Kraftwerken eingesetzt. Gaskraftwerke werden fast ausschließlich als Kapazitäten vorgehalten. In der Optimierung wird keine Wirtschaftlichkeit dieser Anlagen vorausgesetzt. Um diese Kapazitäten jedoch zur Verfügung zu haben, werden erweiterte Marktmechanismen benötigt, um die Wirtschaftlichkeit und damit die Vorhaltung dieser Kapazitäten zu gewährleisten. Elektrische Batteriespeicher werden zum Zwecke einer Back-up-Lösung bei Berechnung der erforderlichen gesicherten elektrischen Leistung nicht eingesetzt, da bei langanhaltenden Dunkelflauten oder bei systemdienlichen Eingriffen auch diese Kapazitäten im Zweifel nicht gesichert zur Verfügung stehen. Dennoch kann der Bedarf an Wasserstoff grundsätzlich durch die Einbindung von Batteriespeichern signifikant gesenkt werden.

Vor dem Hintergrund der aktuellen verschärften Situation in der Gasversorgung werden in **Szenario 3** nachhaltig höhere Erdgaspreise angesetzt. Dies führt dazu, dass bereits heute die Erdgaskraftwerke in der Stromproduktion kaum bis gar nicht genutzt würden. Die Erdgaskraftwerke, die in der Abbildung 10 dargestellt sind, stehen somit als Kapazitäten in einer Art Sicherheitsreserve zur Verfügung, werden aber gemäß dem Gebot der Nachhaltigkeit und Sicherheit nur in besonderen systemkritischen Situationen zeitlich begrenzt zur Stromerzeugung eingesetzt.

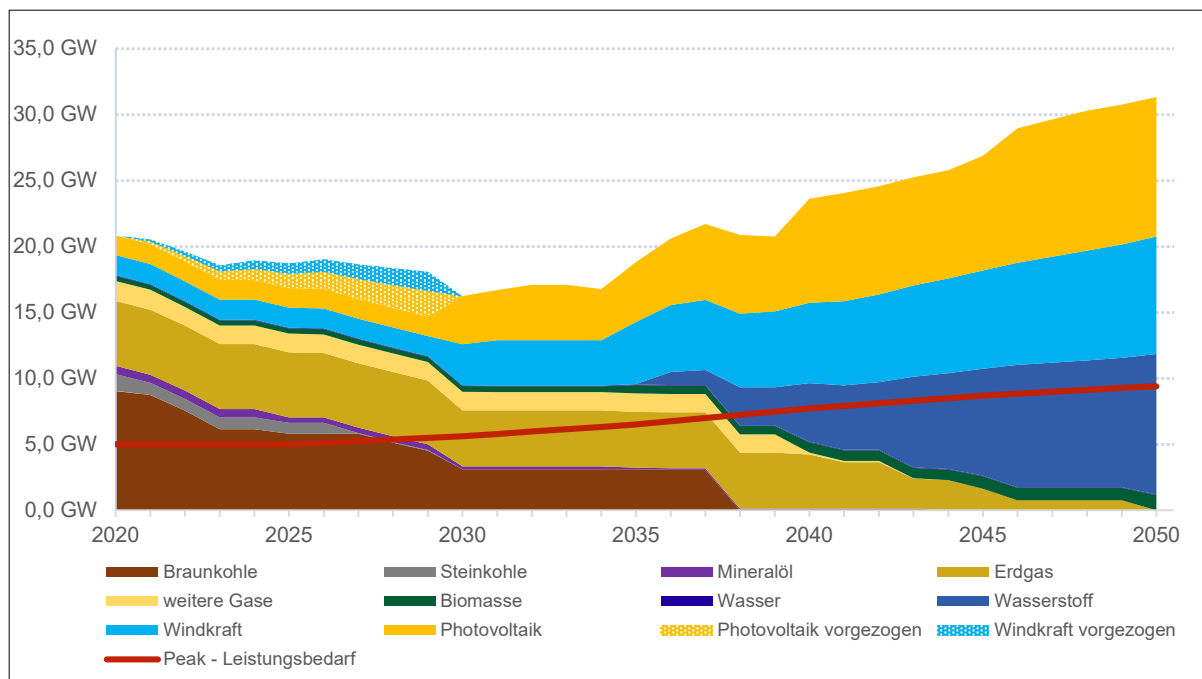


Abbildung 10: Szenario 3 – Entwicklung der Stromerzeugungskapazitäten mit geforderter gesicherter Leistung unter Anbetracht einer Gasmangellage

Wie im Szenario „Berücksichtigung gesicherter Leistung“ ist es auch hier erforderlich, für die Vorhaltung der Gaskraftwerke in der Sicherheitsreserve, die Wirtschaftlichkeit für Investoren und Betreiber zu garantieren. Die entsprechenden Marktmechanismen zum Aufbau eines Kapazitätsmarktes oder Systemmarktes sind daher notwendig. Können die Gaskraftwerkskapazitäten aufgrund eines dauerhaft hohen Gasbezugspreisniveaus oder einer Gasmangellage nicht genutzt werden, steigt der rechnerische Einsatz und damit die Bedeutung der Braunkohle-basierten Kraftwerke in der Region temporär weiter an. Nicht berücksichtigt und in dieser Optimierung auch nicht bewertet (wirtschaftlich wie ökologisch) wurde, ob die aktuellen Abbaupläne in den drei Tagebaubetrieben für diesen vermehrten Bedarf geeignet oder ausreichend sind. Ein früherer Ausbau der erneuerbaren Energien ist sinnvoll, um den Bedarf an Braunkohleeinsatz im Marktbetrieb so gering wie möglich zu halten und auch hier die Kapazitäten der Kohleverstromung zum Beitrag der gesicherten elektrischen Leistung vorzuhalten. Wichtiger Stromerzeuger sind hierbei die Kraftwerke unter „weitere Gase“. Hier finden sich bspw. die Hüttenkraftwerke, welche ihre Gase (Hochofengase) direkt aus der dortigen Stahlproduktion beziehen. Wasserstoff gewinnt in diesem Szenario massiv an Bedeutung. Dabei werden rechnerisch die ersten wasserstoffbetriebenen Kraftwerke für die Stromerzeugung bereits 2035 in Betrieb genommen, um ausreichend gesicherte Leistung bereitzustellen. Der mit der wachsenden Wasserstoffnutzung einhergehende positive Klimaschutzeffekt unterstützt die Forderung, bereits jetzt in die entsprechenden Standortplanungen und ggf. noch erforderlichen technischen Entwicklungen über Forschungs-, Entwicklungs- und insbesondere Pilotprojekte einzusteigen.

Zusammenfassend lässt sich festhalten, dass das Rheinische Revier und sein angenommener energetischer Wirkungsraum aktuell einen großen Beitrag zur gesicherten elektrischen Leistung, auch in anderen Versorgungsgebieten von Deutschland leistet. Unter Berücksichtigung des KVBG verbunden mit einer angenommenen kritischen Gasversorgungslage, sinkt das zur Verfügung stehende Leistungsband auch in der hier betrachteten Region unter den maximalen

---

Leistungsbedarf, wenn das System rein auf marktlich basierter Kosteneffizienz aufgebaut wird. Dies kann bei ungünstigen Wetterbedingungen oder partiellen Systemausfällen zu „Importbedarfen“ führen, die aufgrund von stabilen Großwetterlagen auch überregional oder aus dem europäischen Verbundnetz heraus u. U. nicht gedeckt werden können.

Da die Leistung für den Strombedarf zu Beginn der zeitlichen Betrachtung ausreicht, werden in den ersten Jahren Windkraft- und Photovoltaikanlagen kaum unter dem Aspekt gesicherter elektrischer Erzeugungsleistung ausgebaut. Da dieses Rechenmodell kosteneffizient ausbaut und die weiteren Regionen außer Acht lässt, ist ein schneller Ausbau ab sofort dennoch notwendig.

Um den Bedarf an Zubau von Leistung aus Erneuerbaren Energieanlagen besser einordnen zu können, sei an dieser Stelle der nachstehende grobe Überschlag und eine bewusst überzeichnete Betrachtung ergänzt: für das Jahr 2038 stehen in Szenario 2 über 5,5 GW Leistung aus Windkraft in der betrachteten Region zur Verfügung. Im Jahr 2022 sind es etwa 1,5 GW. Bei 4 GW Neubau oder Re-Powering (ohne Abbau) in den folgenden 17 Jahren à 52 Wochen sind so etwa 4,5 MW Zusatzleistung pro Woche notwendig. Bei aktuellen und durchschnittlichen Dimensionierungen von Windkraftanlagen mit einer Leistung von knapp über 2 MW, wären rein rechnerisch die Inbetriebnahme von etwa 2 Windkraftanlagen pro Woche notwendig.

*Hinweis:* Die durchgeführten modellbasierten Optimierungen wurden ausschließlich zum Zwecke des zu erwartenden Umbaus des „Kraftwerksparks“ im betrachteten Gebiet mit der Maßgabe jederzeit gesicherter elektrischer Leistung im Kontext einer mglw. dauerhaft kritischen Versorgungssituation im Erdgasmarkt erstellt. Ökologische und ökonomische Einflussgrößen wurden rechnerisch so weit wie möglich optimiert. Die Szenarien bilden im Hintergrund zwar auch CO<sub>2</sub>-Minderungseffekte ab, wurden aber aus Gründen der Zeiteffizienz und wegen des Fokus auf Energiesicherheit hier nicht weiter detailliert. Insoweit kann keine einseitige, politisch-motivierte Einordnung der Ergebnisse unterstellt werden.

---

## 4 Impulse für den Erhalt der regionalen Energiesicherheit und Versorgungsqualität aus Sicht energiesensitiver Unternehmen

### 4.1 Kurzfristig-orientierte Impulse

#### 4.1.1 Planungs- und Investitionssicherheit (wieder) herstellen

*„Wir brauchen dringend Investitionssicherheit. Permanente Änderung von Zeitplänen, Regularien und damit erhöhte Kosten schädigen die Wirtschaft enorm.“*

anonym

Mitte 2020 hat der Bundestag das KVBG verabschiedet und hiermit wichtige energiepolitische Leitplanken für die Energieversorgung in Deutschland und somit auch für das Rheinische Reviers gesetzt. Kern ist es, bis spätestens zum Jahr 2038 schrittweise aus der Kohleverstromung auszusteigen. Grundlage für dieses Gesetz war u. a. der Abschlussbericht der 2018 von der Bundesregierung eingesetzten Kommission für Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung (Kommission-WSB). Unter Beteiligung vieler Akteure, u. a. aus der (Energie-)Wirtschaft und der Zivilgesellschaft, **hat die KWSB in ihrem Anfang 2019 vorgelegten Abschlussbericht Kompromisse gefunden und Empfehlungen abgegeben**, wie vor dem Hintergrund des energiepolitischen Zieldreiecks der Ausstieg aus der Kohleverstromung in Deutschland zu bewerkstelligen ist – gleichsam unter Wahrung der Versorgungs- und Systemsicherheit. In der Folge hat die Landesregierung von NRW eine Energieversorgungsstrategie erarbeitet, in der die energiepolitischen Handlungsfelder für die nächsten Jahre beschrieben sind. Diese wurde zwischenzeitlich fortgeschrieben.

Die veränderten energie- und klimapolitischen Rahmenbedingungen machten eine erneute Leitentscheidung durch die NRW-Landesregierung für das Rheinische Revier erforderlich. Diese gibt den Rahmen für die Anpassung der Braunkohlenplanung vor, zeigt aber auch Entwicklungsperspektiven für das Rheinische Revier und beleuchtet den notwendigen Strukturwandel.

In die den vorgenannten Empfehlungen, Entscheidungen und Beschlüssen zu Grunde liegenden Arbeiten haben sich die energiesensitiven Unternehmen und ihre Verbände in vielfältiger Art und Weise frühzeitig aktiv eingebracht. Der Zielpfad bis 2038 zu einer modernen treibhausgasneutralen Industrie- und Energieregion zu werden, ist sehr anspruchsvoll. In der Verfolgung bedarf dieser intensiver Entwicklungs- und Planungsarbeiten – auf landes-, regional- und kommunalplanerischer Ebene ebenso wie auf Ebene der Unternehmen selbst, die *jetzt* Investitionsentscheidungen hinsichtlich des optimalen Technologiemit mit Wirkung für die nächsten Jahrzehnte treffen müssen. Zu berücksichtigen ist dabei, dass eine Vielzahl von energiesensitiven Unternehmen im internationalen Standortwettbewerb stehen und entsprechende Zukunftsentscheidungen nicht mehr allein unter den in Deutschland bestehenden Bedingungen getroffen werden (können). Insofern ist die **Schaffung von Planungssicherheit für die Standortattraktivität des Kern- und Wirkungsraums von essenzieller Bedeutung**. Die begleitend zu diesem Impulspapier mit den Unternehmen geführten Interviews haben ergeben,



---

dass **die in regelmäßigen Abständen wiederkehrende Debatte um vorgezogene Ausstiegstermine als wenig sinnvoll angesehen** wird. Einerseits deshalb, weil damit immer wieder bereits begonnene zeit- und kostenintensive Planungsprozesse in Frage gestellt werden, und andererseits, weil i. d. R. hinreichend belastbare Aussagen über Alternativen bzw. zu erwartende Mehrbelastungen ausbleiben.

Der über das KVBG und die NRW-Leitentscheidung definierte Transformationspfad sollte zuverlässig weiterverfolgt werden. Sofern sich im Zeitablauf belastbar ergeben sollte, dass ein früherer Ausstieg aus der Kohleverstromung als 2038 insbesondere unter technisch-wirtschaftlichen Gesichtspunkten sicher machbar erscheint, sollte dieser auch gegangen werden. **Diskussionen, die sich um einen eher als symbolisch zu erachtenden Zeitpunkt drehen, und nur einseitig Ausstiegsszenarien zum Gegenstand haben, ohne auch gleichzeitig technisch, wirtschaftlich sowie ökologisch belastbare Einstiegsszenarien in mögliche Alternativen thematisieren, sind nicht zielführend.** Alle an einer solchen Debatte Beteiligten sollten immer auch den Zusammenhang zwischen gesichert verfügbarer Energie, Wertschöpfungserhalt und sozialer Sicherheit im Blick behalten.

#### 4.1.2 Energiesicherheits-Check sofort durchführen

Das KVBG sieht u. a. in § 54 eine **regelmäßige Maßnahmenüberprüfung** vor: „Die Bundesregierung überprüft zum *15. August 2022*, zum *15. August 2026*, zum *15. August 2029* sowie zum *15. August 2032* auf wissenschaftlicher Grundlage einschließlich festgelegter Kriterien und dazugehöriger Indikatoren die Auswirkungen der Reduzierung und Beendigung der Kohleverstromung auf die Versorgungssicherheit, auf die Anzahl und die installierte Leistung der von Kohle auf Gas umgerüsteten Anlagen, auf die Aufrechterhaltung der Wärmeversorgung und auf die Strompreise und sie überprüft die Erreichung des gesetzlich festgelegten Zielniveaus nach § 4 sowie den Beitrag zur Erreichung der damit verbundenen Klimaschutzziele.“<sup>80</sup>

Vor dem Hintergrund der aktuellen Lage in der Ukraine und einer hiermit potenziell verbundenen Gasmangellage **kommen die genannten Prüfzeitpunkte zu spät.** In der gegenwärtigen Situation gehen die Bestrebungen dahin, den Gaseinsatz in Kraftwerken zu reduzieren und Gas durch Kohle zu ersetzen. Es kann deshalb nicht davon ausgegangen werden, dass Gas zur Verfügung steht, um wegfallende Strommengen aus Kohlekraftwerken zu substituieren. Deshalb ist deutlich vor den o. g. Zeitpunkten zu prüfen, ob eine Laufzeitverlängerung für ausgewählte Braunkohlekraftwerksblöcke im Rheinischen Revier in Betracht gezogen werden muss. Entgegen den Bestimmungen des KVBG sollte eine zeitliche Flexibilisierung des Abbauplans bis 2038 vorgenommen werden.

Zur Sicherstellung von Energie- und Versorgungssicherheit sowie insbesondere der Versorgungsqualität **bedarf es überdies eines permanenten technischen Monitorings unter geeigneter Einbeziehung der betroffenen energiesensitiven Unternehmen selbst** (siehe hier insb. Abschnitt 4.2.2). Im Rahmen eines solchen Energiesicherheits-Check sollte auch die Frage geklärt werden, ob und inwieweit Beeinträchtigungen der Produktionskontinuität durch

---

<sup>80</sup> Deutscher Bundestag (2021).

---

Versicherungen oder anderweitig abgedeckt sind bzw. ob es Haftungsrisiken zu berücksichtigen gilt.

**Zugleich sollte für die Kommunen und Städte im Kern- und Wirkungsraum des Rheinischen Reviers eine energiesicherheitsbezogene Risikoanalyse durchgeführt werden,** die dann für das Gesamtgebiet nochmals konsolidiert wird. Hintergrund hierfür ist, dass sich im Rahmen der Ausarbeitung dieses Impulspapiers herausgestellt hat, dass die **Daten- bzw. Informationslage noch unzureichend** ist. So müsste bspw. der Energie- und hier insbesondere der zukünftige Strombedarf für einzelne Verbrauchssektoren in der Region ermittelt werden. Auch muss der Endenergieverbrauch für den industriell-gewerblichen Bereich sowie der spezifische Leistungs- und Versorgungsqualitätsbedarf enger beobachtet werden, um effektive Maßnahmen frühzeitig einleiten zu können.

#### **4.1.3 Regionale Energiesouveränität steigern**

Als Beitrag zur Einhaltung des 1,5-Grad-Ziels ist es unabdingbar, **treibhausgasintensive Energieträger möglichst schnell durch regenerative Energien zu ersetzen.** Mit Blick auf den Kernraum des Rheinische Reviers und dessen Transformation hin zu einem wettbewerbsfähigen, weitgehend treibhausgasneutralen Energie- und Industrievier, ist diese Notwendigkeit im Abschlussbericht der KWSB vorausschauend verankert worden und soll jetzt u. a. durch den sog. „Gigawattpakt“ weiter operationalisiert werden. Aus Sicht der energiesensitiven Unternehmen begrüßenswert ist daher die Zielsetzung der Landesregierung von NRW, über den Gigawattpakt im Rheinischen Revier die installierte Stromerzeugungsleistung von rund 2,3 GW bis 2028 auf mindestens fünf GW ausbauen zu wollen.

Zwingend notwendig hierfür ist die Beschleunigung der Planungs- und Genehmigungsprozesse für entsprechende Projekte. Ein erster Ansatzpunkt hierfür ist die **Überarbeitung der Klage- und Einspruchsmöglichkeiten.** Das Land NRW sollte sich gemeinsam mit den zuständigen Bundesministerien auf EU-Ebene dafür einsetzen, dass Betroffene ihre jeweiligen Belange zeitlich befristet zu Beginn eines Genehmigungsverfahrens vortragen und nicht erst an dessen Ende einbringen.

Ein weiterer Ansatzpunkt ist die Überarbeitung des Baugesetzbuches bzw. bauordnungsrechtlicher Vorschriften. Hierin könnte verankert werden, dass **Vorhaben zum EE-Ausbau bei der Bearbeitung** aus Gründen eines höheren allgemeinen Interesses eine höhere Priorität eingeräumt wird – EE-bezogene Bauprojekte somit **Vorrang genießen.**

Gleichzeitig stellt sich das **Problem der „Flächenkonkurrenz“.** Bekanntermaßen verfügt das Rheinische Revier über attraktive Grün- und Ackerflächen, die für eine sichere Versorgung mit hochwertigen Lebensmitteln unverzichtbar sind. Zugleich wächst der Bedarf an Flächenausweisungen für Wohnbebauung und gerade im Strukturwandel werden Flächen für die Ansiedlung von Unternehmen benötigt, um die wegfallende Wertschöpfung ersetzen und gut bezahlte Dauerarbeitsplätze schaffen zu können. Die Ansiedlung weiterer Unternehmen wird sich ebenfalls auf den Energie- und insbesondere den Strombedarf in der Region auswirken. Insoweit kommt es aus einer systemischen Gesamtsicht darauf an, **innovative Flächenkonzepte** für EE-Projekte mutig anzugehen und diese **über Änderungen im Landesentwicklungsplan auch möglich zu machen.** Dies könnten bspw. Agri- und Floating-PV-Anlagen sein.

---

Im Gigawatt-Pakt **weitgehend unerwähnt bleiben die Potenziale der Bioenergie**. Bezogen auf NRW beziffert das LANUV diese auf drei TWh Strom jährlich. Gerade Biomasse ist ein heimisch verfügbarer Energieträger, der problematische Importabhängigkeiten abmildern hilft. Die weitere Ertüchtigung von Biomasse- und Biogasanlagen um Fernsteuerungskomponenten leistet ferner einen wichtigen Beitrag zur Gewährleistung der Versorgungs- und Systemsicherheit.

**Zur raschen Umsetzung des Gigawatt-Pakts** kommt es aus Sicht der energiesensitiven Unternehmen darauf an, **die Prozesseffizienz deutlich zu verbessern**. Hierfür **benötigen die Kommunen dringend Unterstützung** in Form von Arbeitshilfen und Werkzeugen. So sollte der im Gigawatt-Pakt vorgesehene Leistungszuwachs durch Windkraft- und PV-Anlagen umgehend auf kommunaler Ebene mit Hilfe am Markt verfügbarer digital-gestützter Analyse- und Bewertungswerkzeuge flächenscharf heruntergebrochen werden, um so u. a. eine Priorisierung von EE-Ausbauvorhaben zu erreichen, die kurzfristig den größtmöglichen Zuwachs an elektrischer Arbeit und Leistung erwarten lassen.

Für die Zwecke dieses Impulspapiers haben die Expert:innen der SME Management GmbH und der tetraeder.solar GmbH im März d. J. beispielhaft für den Landkreis Düren auf Gemeindeebene gemeinsam **potenzielle Standorte für PV-Freiflächenanlagen mit Hilfe eines Drei-Phasen-Vorgehensmodells datenbasiert analysiert**. Schritt eins ist das Herausarbeiten von naturschutzrechtlichen, raumordnungsrechtlichen und sonstigen Gebieten, innerhalb derer die Errichtung von PV-Freiflächenanlagen unzulässig oder ungeeignet ist. Im zweiten Schritt erfolgt die Definition von Analyseparametern und -kriterien zur Verfeinerung der Analyse und Senkung der Raumwiderstände.<sup>81</sup> Schritt drei beinhaltet die Überprüfung der Flächen (manuelles Auswahlverfahren) nach technischer und wirtschaftlicher Eignung.

Anlagen auf Flächen, die nicht von § 37 EEG 2021 erfasst werden, können auf Basis eines Power-Purchase-Agreement-Modells („PPA-Modells“) betrieben werden. Hierbei handelt es sich um einen langfristigen Stromliefervertrag zwischen Betreiber:innen einer Anlage und Stromabnehmer:innen (in der Regel ein Energieversorgungsunternehmen oder industrieller Großbetrieb). PPA-Anlagen werden damit außerhalb des EEG betrieben. Den Vorteil sehen die Anlagenbetreiber:innen in der Unabhängigkeit vom EEG. Nachteilig ist, dass diese PPAs in der Regel für 10 Jahre geschlossen werden, während eine EEG-Vergütung für 20 Jahre garantiert ist. Nach derzeitiger Rechtslage sind PPA-Anlagen gemäß Landesentwicklungsplan NRW raumordnungsrechtlich ausgeschlossen. Die Landesregierung sieht eine Fokussierung auf Brach- und Konversionsflächen, Aufschüttungen sowie Randstreifen von Verkehrsinfrastrukturen vor, die den EEG-Förderkriterien entsprechen. Nichtsdestotrotz wird, u.a. vor dem Hintergrund sich verändernder politischer Rahmenbedingungen und möglicher Zielabweichungsverfahren, die Betrachtung von PPA-Flächen mit in die Analyse aufgenommen.

---

<sup>81</sup> So wurden nur Potenzialflächen bis zu einer mittleren Acker- und Grünflächenzahl von maximal 40 identifiziert. Zudem wurde bspw. ein Mindestabstand von zusammenhängenden Siedlungsbereichen definiert, um direkte Sichtbeziehungen und eine Überbeanspruchung der Bevölkerung zu verhindern.

Abbildung 11 zeigt überblicksartig die ermittelten PV-Freiflächenpotenziale auf Ebene des Landkreises Düren.

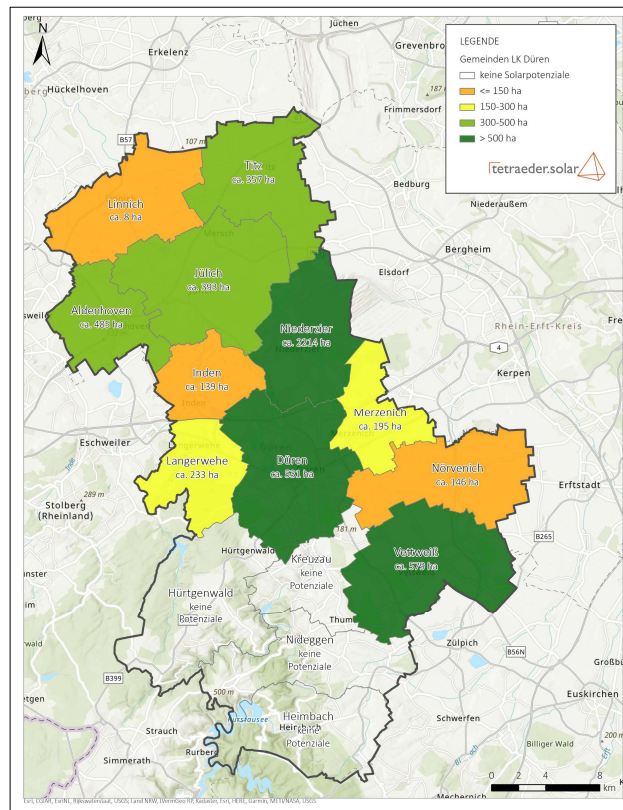


Abbildung 11: Verteilung der PV-Freiflächenpotenziale auf Ebene der Gemeinden des Landkreises Düren<sup>82</sup>

Bezogen auf die Gemeinde Merzenich ergibt sich bspw., dass gemäß Grobanalyse unter den gesetzten Prämissen rund 2.400 ha für die PV-Freiflächenausbaue geeignet sind. Nach der planungsrechtlichen Vorprüfung bleiben hiervon nur noch rund 196 ha übrig, wovon der deutlich überwiegende Anteil für PPA-Vorhaben nutzbar wäre. Um die bislang vielfach noch theoretisch diskutierten EE-Ausbaupotenziale weiter zu konkretisieren, müssen somit schnell entsprechende Analysen und Bewertungen für den gesamten Kern- und Wirkungsraum des Rheinischen Reviers vorgenommen werden. Hierdurch ergibt sich ein realitätsnäheres Lagebild und damit die Möglichkeit für eine gleichermaßen effektivitäts- und effizienzorientierte Umsetzungsstrategie unter Wahrung der kommunalen Planungshoheit.

<sup>82</sup> SME Management GmbH / tetraeder.solar GmbH (März 2022).

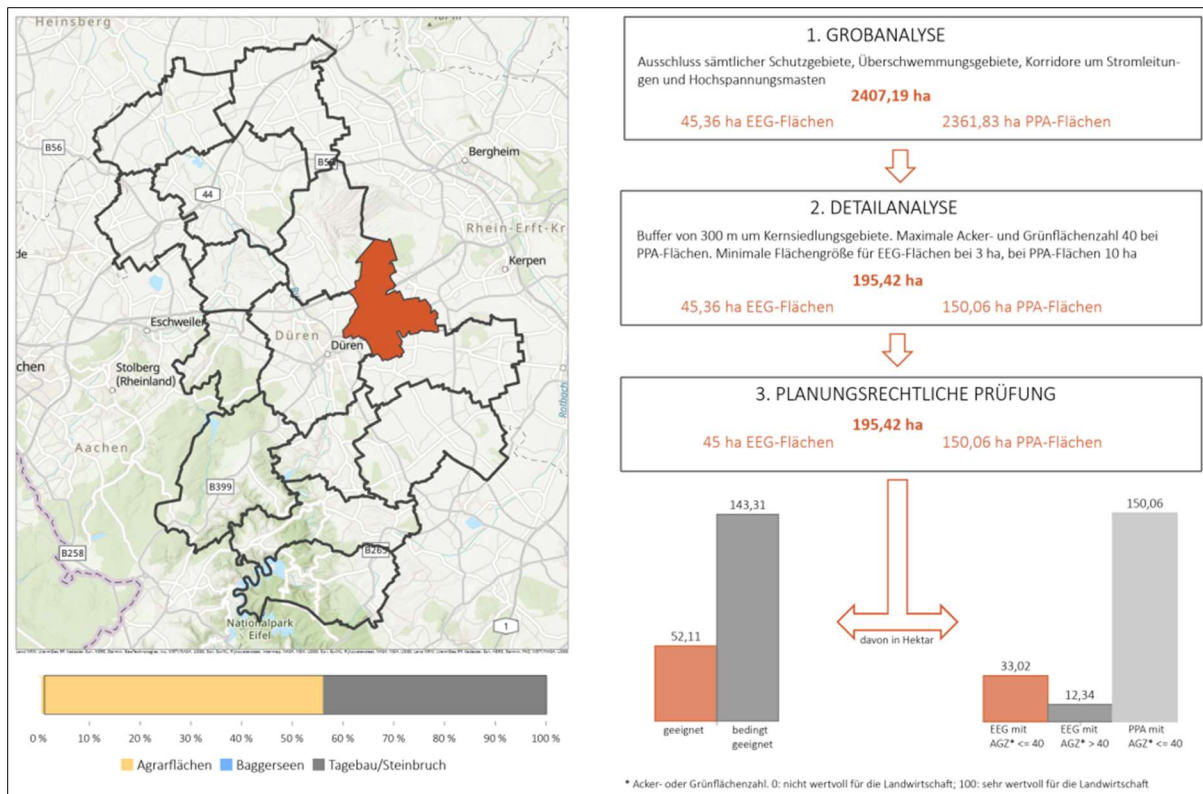


Abbildung 12: PV-Freiflächenpotenzial für EEG/PPA am Beispiel der Gemeinde Merzenich<sup>83</sup>

Um die verbleibenden EE-Ausbaupotenziale möglichst schnell nutzbar zu machen, sollte durch eine **engere Vernetzung mit den jeweils vor Ort zuständigen Netzbetreibern** die Netz- und Betriebsplanung sowie Betriebsführung der EE-Anlagen unter Einsatz „digitaler Infrastrukturwillinge“ weiter verbessert werden. Die **kurzfristige Erstellung solcher planungs- und betriebsunterstützender „digitaler Infrastrukturwillinge“** sollte von Seiten der NRW-Landesregierung bzw. den entsprechend zuständigen Behörden dergestalt gefördert werden, dass die Stromverteilnetzbetreiber für die anfallenden Kosten eine (teilweise) Kompensation erhalten. Hierdurch wird auch ein maßgeblicher Beitrag zur beschleunigten Integration der EE-Anlagen in die Stromnetze begünstigt.

Bei aller ambitionierten Planung sollte von Seiten der Politik und der Verwaltung im Blick behalten werden, dass die Realisierung von EE-Anlageninstallationen in der Praxis sehr herausfordernd ist. So hat bspw. die Covid-19-Pandemie gezeigt, wie **anfällig die Lieferketten auch im Bereich von Komponenten für PV- und Windkraftanlagen** sind. Es müssen nicht nur die EE-Anlagen selbst, sondern auch die erforderlichen Materialien für den Anschluss der Anlagen an die Stromnetze in hinreichender Menge zu bezahlbaren Preisen verfügbar sein. Der BDEW weist in diesem Zusammenhang darauf hin, dass die Energieversorgungsunternehmen schon heute mit „erheblichen Engpässe bei der Beschaffung, vor allem von Metallen und Mineralien (hier insbesondere bei Stahl), Rohren, Kabeln (Nieder-/Mittelspannung)“ konfrontiert sind. Zwar sind „die Waren aktuell zumeist noch verfügbar, jedoch mit deutlichen Preissteigerungen und erheblichen Lieferzeitverzögerungen. Die weitere Entwicklung ist kritisch.“<sup>84</sup>

<sup>83</sup> SME Management GmbH / tetraeder.solar GmbH (März 2022).

<sup>84</sup> BDEW (2022a).

---

Ein weiterer Aspekt ist, dass der Bau und der spätere Dauerbetrieb von EE-Anlagen fachlich anspruchsvolle Aufgaben sind, die einer entsprechend qualitativ hochwertigen Aus- und Weiterbildung bedürfen. Dies trifft auf einen **zunehmenden Fachkräftemangel** – auch und gerade im handwerklichen Bereich. Insofern gilt es frühzeitig mit Kammern, Verbänden sowie weiteren Institutionen Konzepte und Maßnahmen zu entwickeln bzw. umzusetzen, die einen solchen Engpass vermeiden helfen. Handlungsbedarf besteht auch im Bereich der **Genehmigungsprozesse für Transporte von Infrastrukturkomponenten**. Hier zeigt die Praxis oftmals noch ungeklärte Zuständigkeiten zwischen Bund, Land und Kommunen. Überdies muss die Transportinfrastruktur für Komponenten, gerade von Windkraftanlagen, ausgebaut werden.

Kurzum: Das Gelingen des Gigawattpakts wird sich daran entscheiden, ob es gelingt, die auf dem Papier geplanten Kapazitäten auch vor Ort technisch umzusetzen. Hier zeichnen sich schon heute Ressourcenknappheiten ab.

*„Wir stehen vor einer dreifachen Herausforderung der Beschaffung: Material, Preise, Verfügbarkeit. Ganz zu schweigen von Fachkräftegewinnung!“*

anonym

#### **4.1.4 Regionalen Kapazitätsmarkt aufbauen und hierdurch Verfügbarkeit gesicherter Erzeugungs- und Speicherkapazitäten anreizen**

Mit dem forcierten Ausbau von EE-Anlagen allein wird dem Bedarf der energiesensitiven Unternehmen im Kern- und Wirkungsraum des Rheinischen Reviers nach Energie- und Versorgungssicherheit einerseits sowie gleichbleibend hoher Versorgungsqualität andererseits nicht Rechnung getragen. Mit Blick auf wetterbedingt vorkommende „kalte Dunkelflauten“ oder problematische Importabhängigkeiten für Primärenergieträger muss der **Ausbau von lokalen Speichersystemen** aktiv vorangetrieben werden. In einer **zeitlich begrenzten Übergangsphase werden deshalb weiterhin konventionelle Kraftwerke benötigt**, weil diese es ermöglichen, schnell ausgleichend auf die dargebotsabhängige Stromerzeugung zu reagieren. Die Dauer der Einsatznotwendigkeit ist heute nicht seriös vorhersagbar. Mit Blick auf das Rheinische Revier sollte einerseits **kurzfristig die Abschaltplanung für die Braunkohlekraftwerke nochmals überprüft werden**. Zudem spricht die vorhandene Energiesysteminfrastruktur dafür, **an vorhandenen Kraftwerksstandorten Gaskraftwerke (H<sub>2</sub>-ready) zu errichten** oder Umrüstungen von bisher Kohle-befeuerten Kraftwerken vorzunehmen. Auch hier gilt, dass die Planungs- und Genehmigungsprozesse dringend beschleunigt werden müssen.

Die **Bereitstellung gesicherter elektrischer Leistung** – noch dazu bei erwartbar steigendem Elektrizitätsbedarf – erfordert prinzipiell den **Ausbau technischer Anlagen mit den notwendigen technisch-physikalischen Eigenschaften bzw. Fähigkeiten sowie den Ausbau von Speicher- und Lastmanagement-Systemen** (siehe hierzu auch Abschnitt 4.2.3). Vor dem Hintergrund des verstärkten Ausbaus von EE-Anlagen mit dem Ziel, die lokale, regionale und nationale Energiesouveränität zu steigern, kommt steuerbaren Kraftwerken die Rolle zu, die Residuallast zu decken.<sup>85</sup> Im gegenwärtigen Energy-only-Marktdesign sind diese Kraftwerke jedoch kaum wirtschaftlich zu betreiben. Stattdessen müssten die Betreiber auch für das Vorhalten der gesicherten Erzeugungsleistung vergütet werden. Mehrere Interviewpartner:innen

---

<sup>85</sup> Vgl. Schiffer et al. (2022, S. 6).

---

haben zudem im Rahmen der Erstellung dieses Impulspapiers zum Ausdruck gebracht, dass sie kurzfristig **Investitionen in innovative Erzeugungs- und Speichertechnologien** planen und hierbei insbesondere auf Wasserstoff setzen, diese gegenwärtig aber z. T. **noch Wirtschaftlichkeitslücken** aufweisen. Vor diesem Hintergrund besteht der **Wunsch nach einer Förderung zur Abfederung der Wirtschaftlichkeitslücke**. Mit Blick auf gegenwärtig **laufende Förderprogramme** müssen diese jedoch hinsichtlich der inhaltlich-formalen Anforderungen und der Bearbeitungsdauer durch den jeweiligen Projektträger resp. Fördermittelgeber **deutlich mehr an den Belangen der Unternehmen ausgerichtet werden**. Die Antragswege sind gerade für kleine und mittlere Unternehmen häufig deutlich zu lang und die Förderquoten für Investitionen gemessen am Aufwand eher unattraktiv, sodass in der Folge notwendige First-Mover-Investitionen ausbleiben. Alternativ oder ergänzend zu überlegen ist, wie für den **Kern- und Wirkungsraum des Rheinischen Reviers ein regionaler Leistungsmarkt** geschaffen werden könnte, um die Investitionen und Betriebskosten zu refinanzieren. Dieser könnte dann als **Blaupause für andere Regionen** in Deutschland dienen.

Den Ausstieg aus der Kohleverstromung durch den Neubau effizienter und für den Wasserstoff-Einsatz befähigter Gaskraftwerke wurde bislang als die kosteneffizienteste Maßnahme angesehen, um das energiepolitische Dreieck in Balance zu halten. Durch den Ukraine-Konflikt steht jedoch die sichere Brennstoffversorgung kurz- und mittelfristig in Frage. Um die Energiesouveränität im Kern- und Wirkungsraum des Rheinischen Reviers in der aktuellen Lage auszubauen, müsste ein Szenario durchdacht werden, dass – sofern der Ausbau der EE-Anlagen und intelligenter Speichersysteme sich zeitlich verzögert – zumindest die zeitgerechte Erreichung der Emissionsminderungsziele in Frage stellen könnte. Gemeint ist hier, **die heute in der Sicherheitsbereitschaft befindlichen Braunkohlekraftwerksblöcke in eine zeitlich unbefristete Reserve zu überführen**. Häufige Aktivierungen infolge nicht vorhandener elektrischer Leistung aus EE-Anlagen führen zu kostenintensiven Aktivierungen der Braunkohleblöcke. Im Extremfall würde sogar so viel Strom kohle-basiert erzeugt werden müssen wie in einer Situation ohne Vermarktungsverbot.<sup>86</sup>

Da die nuklear-basierte Stromerzeugung aus nachvollziehbaren Gründen ausscheidet und wasser- sowie Biomasse-basierte Kraftwerke kaum skalierbar sind, besteht nur die Möglichkeit auf „grünen Wasserstoff“ als CO<sub>2</sub>-freien Energieträger zu setzen. Da dieser auf Strom aus EE-Anlagen basiert, ist auch hier perspektivisch von einer Knappheitsproblematik auszugehen. Zudem befinden sich verschiedene Wasserstoff-Projekte im Rheinischen Revier noch im Test- und Pilotstadium. Um nennenswerte Substitutionseffekte generieren zu können, muss der **Hochlauf der Wasserstoffherzeugung und -verteilung dringend beschleunigt werden**.

Langfristig werden nach gegenwärtigem Stand von Wissenschaft und Technik nur CO<sub>2</sub>-arme bzw. -freie thermische Kraftwerke gesicherte elektrische Leistung bereitstellen und v. a. in Engpasssituationen dem Elektrizitätsversorgungssystem größere Mengen an Energie zur Verfügung stellen können. Insoweit müssen sehr **kurzfristig die planerischen, genehmigungsrechtlichen, baulichen und betriebsorganisatorischen Voraussetzungen für einen beschleunigten Hochlauf wasserstoff-basierter thermischer Kraftwerke geschaffen werden**. Im Sinne der Energie- und Versorgungssicherheit muss dann akzeptiert werden, dass

---

<sup>86</sup> Vgl. Schiffer et al. (2022, 8 f.).

---

diese thermischen Kraftwerke in Abhängigkeit vom Dargebot regenerativ erzeugter Elektrizität u. U. nur für kurze Zeitperioden eingesetzt werden.

In Anbetracht des aktuellen regulatorischen Rahmenwerks und der oben erwähnten Auslastungssituation werden die für einen regionalen Leistungsmarkt, auf dem die Vorhaltung gesicherter elektrischer Leistung vergütet wird, notwendigen Änderungen zunächst nicht ohne politische Unterstützung realisierbar sein. Schiffer/Ulreich/Zimmermann befürworten für den Bau und Betrieb von technischen Anlagen zur Leistungsbereitstellung das Instrument der Kapazitätsprämien.<sup>87</sup>

#### 4.1.5 Akteure vernetzen und Informationsbasis verbessern

Energie- und Versorgungssicherheit sowie insbesondere Versorgungsqualität im Strombereich sind facettenreiche und zunehmend komplexe Themen. In der breiten Öffentlichkeit, der Politik und in den Aufsichtsbehörden muss das notwendige Verständnis für die technisch sehr komplexen Ursache-Wirkungsbeziehungen von Veränderungen im regionalen Elektrizitätsversorgungssystem noch weiter verbessert werden. Die hiervon betroffenen Industrie- und Gewerbeunternehmen finden für ihre diesbezüglichen Belange häufig nur unzureichend Gehör. Die Sensibilität für die zukünftigen Versorgungsszenarien wächst aber und damit auch der Bedarf nach Antworten. Angesichts der Heterogenität der energiesensitiven Unternehmen besteht die Notwendigkeit nach individuellen Lösungskonzepten. Trotz aller Unterschiedlichkeit besteht gleichwohl Bedarf an Information und systematischer Vernetzung. Anzustreben ist daher ein **verstärkter Dialog mit den am regionalen Elektrizitätsversorgungssystem beteiligten Akteuren**: auf der Erzeugungs- und Verteilungsseite ebenso wie mit politisch handelnden Akteuren sowie insbesondere mit Herstellern, Betreibern und Dienstleistern rund um die Planung, den Bau und den sicheren Betrieb von Energiesicherheits-Applikationen. Dieser Dialog sollte wissenschaftlich-technisch fundiert, technologieoffen angelegt und v. a. lösungsorientiert sein.

## 4.2 Mittel- bis langfristig orientierte Impulse

### 4.2.1 Risikomanagement um ein technisches Versorgungsqualitätsmonitoring-System ergänzen

Die an das Übertragungsnetz angeschlossenen thermischen Großkraftwerke im Rheinischen Revier tragen wie in den Abschnitten 3.2 und 3.3 beschrieben durch die Trägheit der direktgekoppelten rotierenden Massen und die Bereitstellung von Regelleistung nicht nur zur Frequenzstabilität und -haltung bei, sondern unterstützen insbesondere die Spannungshaltung (z. B. durch die stationäre und automatisierte schnelle dynamische Bereitstellung von Blindleistung). **Durch die weitere Zunahme von Umrichter gekoppelten, fluktuierend einspeisenden Stromerzeugungsanlagen im Kern- und Wirkungsraum des Rheinischen Reviers ist es denkbar, dass sowohl die Trägheit im Elektrizitätsversorgungssystem (Momentanreserve) als auch die Frequenzabhängigkeit der Lasten sinkt und somit auch die Potenziale für die Spannungsqualitätssicherung möglicherweise zurückgehen.** Im Raum steht somit die Frage, ob und inwieweit die sukzessive Abschaltung von konventionellen

---

<sup>87</sup> Vgl. Schiffer et al. (2022, 10 f.).



---

Erzeugungskapazitäten im Kern- und Wirkungsraum des Rheinischen Reviers Wirkungen auf die Zuverlässigkeit der Elektrizitätsversorgung und die Spannungsqualität hat. Vor diesem Hintergrund besteht von Seiten der energiesensitiven Unternehmen aber auch der Netzbetreiber, Bedarf an einer effektiven und effizienten messtechnischen Erfassung, Analyse und Auswertung von Veränderungen der Elektrizitätsversorgungszuverlässigkeit mit speziellem Fokus auf die Spannungsqualität – insbesondere im Kurzfristbereich – ergänzt um geeignete Lösungsansätze, um auf Spannungsqualitätsbeeinträchtigungen vorbereitet zu sein bzw. diese handhaben zu können.

Zahlreiche energiesensitive Industrie- und Gewerbeunternehmen im Kern- und Wirkungsraum des Rheinischen Reviers haben über die Industrieallianz für Regionale Energiesicherheit (IARES) ihre Sorge zum Ausdruck gebracht, dass die in Teil 7 § 54 ff. KVBG vorgesehenen Monitoring-Maßnahmen womöglich zu spät greifen. Infolgedessen forderten sie in der am 1. Juli 2019 verabschiedeten „Heppendorfer Erklärung“ den **Aufbau eines technischen Monitoringsystems für Versorgungssicherheit**. Hierfür gibt es noch keine Blaupause. Diese Forderung wurde von einem Konsortium aus namhaften Wissenschafts- und Wirtschaftspartnern aus dem gesamten Rheinischen Revier in Form des Verbundprojekts „QUIRINUS Control“ aufgegriffen. Dieses befindet sich aktuell in der Antragsphase und soll planmäßig noch dieses Jahr beginnen.

Zielsetzung des Projekts „QUIRINUS-Control“ ist die objektive Bewertung der Spannungsqualität im Zeitbereich < 3 Minuten für das elektrische Verteilnetz und Kundenanlagen. Für diese Bewertung wird im Rahmen des Projektes ein echtzeitfähiges „Wide Area Monitoring System“ (WAMS) als Werkzeug konzipiert und realisiert. Dazu wird im Rheinischen Revier ein verteiltes Messsystem aufgebaut, um mögliche Veränderungen der Spannungsqualität messtechnisch zu erfassen, KI-basiert zu analysieren und im WAMS zu visualisieren. Bestandteil davon sind eine sichere Informations- und Kommunikationsinfrastruktur sowie sichere Betriebsprozesse. Gleichzeitig wird ein geeigneter, rechtlich regulatorischer Rahmen für die Umsetzung des WAMS identifiziert. Schließlich soll eine Geschäftsmodellanalyse den Weg hin zu einem nachhaltigen Betrieb der entwickelten Ansätze unter Berücksichtigung bestehender und neuer Akteure im Energiesystem aufzeigen.

Laut den Wissenschaftlern von Frontier Economics „ist es gerade für NRW mit seinem hohen Besatz energieintensiver Industrien wichtig, kurzfristig ein besonders **sorgfältiges Versorgungssicherheitsmonitoring** zu installieren. Vor dem Hintergrund des umfangreichen Ausschheidens gesicherter Stromerzeugungskapazität ist dies eine „**No-regret-Maßnahme**“.<sup>88</sup>

Unabhängig von einem noch zu entwickelnden und zu pilotierenden, flächendeckenden, technischen Versorgungsqualitätsmonitoringsystems empfehlen die Expert:innen des TÜV Süd, für den Fall, dass sich nicht erklärbare Störereignisse in der Elektrizitätsversorgung häufen, die wiederum die Produktionskontinuität negativ beeinträchtigen, **messtechnische Analysen** durchzuführen. Hierunter fallen bspw.

---

<sup>88</sup> Frontier Economics Limited (2019, S. 32).

- Messungen des Oberschwingungsgehaltes sollten vorbeugend im Zuge von regelmäßigen Prüfungen durchgeführt werden. Auf dem Markt sind preiswerte Geräte, deren Bedienung keine besondere Einarbeitungszeit erfordert.
- Bei bestehenden Anlagen werden beim Auftreten von Störungen Messungen der Oberschwingungsspannungen und der Oberschwingungsströme durchgeführt. Es empfiehlt sich, die relativen Werte (Verzerrungsfaktor) kontinuierlich zu erfassen und nur bei Überschreitung festgelegter Grenzwerte eine Messung der Augenblickswerte durchzuführen. Bei der Verwendung von digitalen Messgeräten ist zur Analyse höherfrequenter Anteile eine Messfrequenz von mindestens 15 kHz erforderlich (10mal zu messende Frequenz). Spannungs- und Stromwandler müssen hierbei für die Übertragung höherer Frequenzen geeignet sein. Bei komplexeren Problemen sollten zeitgleich an verschiedenen Orten Spannungs- und Stromoberschwingungsmessungen, versehen mit einem Zeitstempel, erfolgen.

#### 4.2.2 Netzausbau beschleunigen – mit Intelligenz statt nur Kupfer

Beim Ausbalancieren des energiepolitischen Zieldreiecks kommt den Verteilernetzbetreibern große Bedeutung zu. Dies gilt auch für den Kern- und Wirkungsraum des Rheinischen Reviers. Gemeinsam mit dem regelzonenverantwortlichen ÜNB Amprion sind sie in zunehmendem Maße in der Pflicht, einen sicheren und zuverlässigen Netz- sowie Systembetrieb zu gewährleisten. **Die Energiewende findet auch im Rheinischen Revier auf Ebene der Verteilernetze statt.** Nicht nur die regenerativen Erzeugungs- und Speicherkomponenten werden hier netzseitig angeschlossen, sondern auch stromgeführte Wärmepumpen und Ladesysteme für Elektrofahrzeuge als Folge der Dekarbonisierung im regionalen Wärme- und Verkehrssektor.

Für den Netzaus-/umbau haben die Stromverteilernetzbetreiber grundsätzlich zwei Optionen: Kupfer vs. Intelligenz. Das gegenwärtige Regelwerk begünstigt heute noch eher die „Kupfer“-Option. Diese umfasst konventionelle Erneuerungs- und Erweiterungsmaßnahmen, wie die Verlegung neuer Kabelstrecken, den Bau von Transformatorstationen oder Investitionen in neue Schaltfelder, Schutz- und Sekundärtechnik. Ein aktuelles wissenschaftliches Gutachten von ef.Ruhr, dem IAEW der RWTH Aachen und der Bergischen Universität Wuppertal beziffert den zu erwartenden Investitionsbedarf in die Stromverteilernetze für NRW bis 2030 auf 4,8 bis 6 Mrd. EUR (2030) bzw. bis 2040 auf 9 bis 15,4 Mrd. EUR. Besonders hervorzuheben ist die Aussage der Gutachter, wonach sich „der ermittelte zusätzliche jährliche Netzausbaubedarf der NRW-Verteilernetze [...] gemessen an allgemeinen Strukturparametern wie Einwohnern, Fläche, gemeldeten Fahrzeugen und Leitungslänge, in der Größenordnung der aktuell durch die Verteilernetzbetreiber jährlich getätigten Gesamtinvestitionen [bewegt; Anm. d. Verf.]“ und „grundsätzlich [...] zu erwarten [ist; Anm. d. Verf.]“, dass der ermittelte Netzausbaubedarf eine zusätzliche Investitionsbelastung darstellen wird, ohne dass die weiterhin erforderlichen Investitionen in den Erhalt der vorhandenen Verteilernetzinfrastruktur im Übrigen dadurch entfielen.“<sup>89</sup>

Was Netzausbaumaßnahmen zur Erhaltung von Versorgungs- und Systemsicherheit sowie Versorgungsqualität betrifft, stehen allzu häufig nur die Belange energieintensiver Unternehmen im Fokus. Diese sind Netzkunden auf höheren Spannungsebenen. Die Gutachter von ef.Ruhr, dem IAEW der RWTH Aachen und der Bergischen Universität Wuppertal sehen für

<sup>89</sup> Tretschock et al. (2021, S. 12).

---

die Mittelspannungsebene „moderaten“ und für die Hochspannungsebene „stellenweisen“ Ausbaubedarf.<sup>90</sup> Für die Niederspannungsebene gehen die Gutachter hingegen davon aus, dass hier ohne Zusatzmaßnahmen, z. B. die netz- und systemstabilitätsorientierte Steuerung von Verbrauchern, mehr als 60 % des Investitionsbedarfs entstehen. Auf der Niederspannungsebene sind ebenfalls Unternehmen mit hohem Anspruch an gesicherte elektrische Arbeit, elektrische Leistung und an Versorgungsqualität anzutreffen (z. B. aus der Lebensmittelbranche). Insofern **sollte zukünftig die Gesamtheit der energie sensitiven Unternehmen im Fokus energiepolitischer und -wirtschaftlicher Debatten – insbesondere rund um den intelligenten Netzbau – stehen.**

Unabhängig von der Spannungsebene sind die zu tätigen zusätzlichen Investitionen in den Um- und Ausbau der Stromverteilernetzinfrastruktur immer auch in Hinblick auf ihre Umsetzbarkeit zu würdigen. Der erfolgreiche Wandel des regionalen Elektrizitätsversorgungssystems wird sich schlussendlich daran entscheiden, ob es gelingt, die mit den Investitionsmitteln finanzierten Maßnahmen auch tatsächlich über Bautätigkeit umsetzen zu können. Hier dürfte sich der Fachkräftemangel als begrenzender Faktor erweisen und längere Realisierungszeiträume mit sich bringen.<sup>91</sup> Vor allem in den urbanen Ballungsräumen des Rheinischen Reviers selbst und auch in dessen Wirkungsraum erweisen sich vorhandene infrastrukturelle Gegebenheiten und deren Berücksichtigung während der Umbaumaßnahmen als weiterer limitierender Faktor. Anzustreben sind daher Synergieeffekte, z. B. durch die gleichzeitige Durchführung von Grabungsmaßnahmen für mehrere Medien.

Sollten die heute schon absehbaren zusätzlichen Investitionen in den Verteilnetzausbau unterbleiben, werden die Folgen gravierend sein. Grundsätzlich zeigen Praxiserfahrungen, dass die Verteilernetzbetreiber im Rheinischen Revier die Bestandsnetze gepflegt und entsprechend den technisch-regulatorischen Vorgaben permanent ertüchtigt haben. Gleichwohl verändert sich die Versorgungsaufgabe so dynamisch, dass mit einer deutlichen Zunahme der Investitionsbedarfe und Betriebskosten zu rechnen ist, wenn nicht frühzeitig adäquate Anpassungsmaßnahmen angegangen werden. In Anbetracht des oben angesprochenen Fachkräftemangels und der Notwendigkeit, unnötige zeit- und kostenintensive Tiefbauarbeiten bestmöglich zu vermeiden, muss ein sog. „**Unterausbau**“ **zwingend vermieden werden**, insbesondere in urban-geprägten Räumen und Lastzentren. Auch zu späteren Zeitpunkten ist nicht damit zu rechnen, dass aufgebaute Ausbaurückstände ohne Weiteres aufgeholt werden können.<sup>92</sup>

Um mit Blick auf die ambitionierten Klimaschutz- und Energiewendeziele im Kern- und Wirkungsraum des Rheinischen Reviers keine Zeit zu verlieren, ist es angeraten, **alternative Möglichkeiten zum konventionellen Netzausbau noch stärker als bislang in Netzplanungsüberlegungen aufzunehmen.** Überdies sollten die Netzbetreiber über entsprechend zu modifizierende Regelwerke (u. a. die Anreizregulierungsverordnung – ARegV) motiviert werden, in innovative Betriebsmittel, z. B. regelbare Ortsnetztrafostationen, zu investieren. Alles mit dem Ziel, Netzausbaumaßnahmen zu verschieben, kleiner dimensionieren oder zumindest zeitlich strecken zu können.

---

<sup>90</sup> Vgl. Tretschock et al. (2021, S. 13).

<sup>91</sup> Vgl. Tretschock et al. (2021, S. 13).

<sup>92</sup> Vgl. Tretschock et al. (2021, S. 20).

---

Voraussetzung für die Realisierbarkeit der vorgenannten Lösungsansätze ist neben der Anpassung der regulatorischen Regelwerke und der Schaffung der technischen Voraussetzungen auf Ebene der Systemkomponenten insbesondere die **Digitalisierung der Stromverteilernetze**. Wie dies gelingen kann und welche **Zeit- sowie Kosteneffizienzverbesserungen** sich hier ergeben können, belegen die Beispiele der Leitungspartner GmbH, dem Betreiber des Stromverteilernetzes der Stadt Düren, und die NEW Netz GmbH, dem Stromverteilnetzbetreiber der NEW AG. Hier ist es jeweils gelungen, durch die Entwicklung und Realisierung einer integrierten Digitalisierungs- und Messtechnikstrategie die Beobachtbarkeit von Aufbau und Auslastung der Stromverteilernetze zu optimieren. Zudem stellt die hierfür eingesetzte Daten- und Applikations-Plattform neben Planungs- auch Prognosewerkzeugen und Customer Self Services bereit, sodass bspw. Netzanschlussanfragen durch (Teil-)Automatisierung schneller beantwortet werden und sich die Netzplaner:innen auf vglw. schwierigere Fälle konzentrieren können.

Mit Hilfe einer solchen Vorgehensweise wird es möglich, das Flexibilitätspotenzial steuerbarer Verbraucher zur Vermeidung von Engpasssituationen netz- und systemdienlich zu nutzen. Aber auch eine marktliche Flexibilitätsnutzung, z. B. in Form eines entgeltpflichtigen priorisierten Ladens von Elektrofahrzeugen, ist möglich. Voraussetzung dafür ist neben der Transparenz über den aktuellen auch die zuverlässige Prognose über den zu erwartenden Netz- bzw. Systemzustand auf Basis **qualitativ hochwertiger Daten** und einer robusten IuK-Infrastruktur.

Eine weitere Möglichkeit zur Optimierung von Netzausbaumaßnahmen ist die **Spitzenlastglättung**. Hierfür sind insbesondere bei Großverbrauchern die mess- und kommunikationstechnischen Voraussetzungen zu schaffen. In der Praxis herausfordernd ist erfahrungsgemäß die Implementierung entsprechender Lastmanagement-Systeme, die Aufbereitung der Eingangsdaten sowie die Definition bzw. Anpassung der Prozesse. Gleichwohl ist bei einer zunehmenden Verknappung der elektrischen Leistungskapazitäten mit einem vermehrten Bedarf an Lösungen zur Vermeidung kostenintensiver Lastspitzen zu rechnen.

**Mit Blick auf die Erhaltung der Systemstabilität wird die Bedeutung der Stromverteilernetze ebenfalls zunehmen.** Wie in den Abschnitten 3.2 und 3.3 dargelegt, gilt es auch weiterhin den Bedarf an technischen Kapazitäten für die Erbringung von Systemdienstleistungen zu decken. Sofern die technischen Voraussetzungen erfüllt sind, können grundsätzlich auch Umrichter gekoppelte Netznutzer z. B. die Frequenzhaltung und Blindleistungsbereitstellung auf der Hochspannungsebene unterstützen. Wie im Projekt „QUIRINUS vkw++“ durch die Kombination eines Blockheizkraftwerks mit einem Schwungmassenspeicher gezeigt, sind auch aus der Verteilnetzebene heraus Unterstützungsmaßnahmen zum Netz- und Versorgungswiederaufbau möglich. Zudem dient diese Systemkombination bei der kurzfristigen Spannungshaltung.

#### **4.2.3 Nachfrageflexibilisierung vorantreiben**

Ohne Zweifel kommt dem Einsatz von Flexibilitätsoptionen zumindest mittel- bis langfristig erhebliche Bedeutung zu, um die Versorgungs- und Systemsicherheit im Kern- und Wirkungsraum des Rheinischen Reviers in einem auf dargebotsabhängigen Stromerzeugungsanlagen beruhenden Elektrizitätsversorgungssystem dauerhaft sicherstellen zu können. Flexibilität

---

wird in diesem Zusammenhang definiert als „die Veränderung von Einspeisung oder Entnahme in Reaktion auf ein externes Signal (Preissignal oder Aktivierung), mit dem Ziel eine Dienstleistung im Energiesystem zu erbringen. Die Parameter, um Flexibilität zu charakterisieren beinhalten: die Höhe der Leistungsveränderung, die Dauer, die Veränderungsrate, die Reaktionszeit, der Ort etc.“<sup>93</sup> Flexibilitätsoptionen sind u. a. flexibel steuerbare CO<sub>2</sub>-arme bzw. -freie Kraftwerke, Speicher und leistungsfähige Strom(verteil-)netze (siehe Abschnitt 4.2.2).

Im Rheinischen Revier stellten traditionell insbesondere die an die Höchstspannungsebene angeschlossen Braunkohlekraftwerke die notwendige Flexibilität bereit. **Im Zuge des hiesigen Ausstiegs aus der Braunkohleverstromung müssen folglich zügig andere Flexibilitätsoptionen bereitgestellt werden.** In den diesbezüglichen bisherigen Überlegungen spielten u. a. Speicher, die synthetisches, treibhausgasneutrales Gas aus einem Elektrolyseur für die Zeit der kalten Dunkelflaute speichern, eine tragende Rolle.<sup>94</sup>

Eine weitere Flexibilitätsoption stellt der **Einsatz von intelligenten Lastmanagement-Systemen** dar. Laut Frontier Economics kann NRW „mit seinem hohen Anteil energieintensiver Betriebe einen besonderen Beitrag zur Flexibilisierung der Stromnachfrage leisten. Dazu ist es notwendig, die entsprechenden Voraussetzungen zu schaffen. Wenn dies gelänge, könnte der vermeintliche Nachteil, den NRW aufgrund des energieintensiven Industriebesatzes hat, in einen Vorteil gewandelt werden.“<sup>95</sup>

Diese Überlegungen sind im Grundsatz nachvollziehbar und auch nicht neu. Seit geraumer Zeit beschäftigen sich Industrie und Gewerbeunternehmen in Deutschland mit der Offenlegung und technisch-wirtschaftlichen Ausschöpfung ihrer Flexibilitätspotenziale – und zwar nicht zuletzt, um hierdurch einen weiteren wirksamen Beitrag zur Erreichung der Klimaschutzziele in Deutschland zu leisten. Anhand von einzelnen Best-Practice-Fällen zeigen Untersuchungen, dass Unternehmen wirtschaftliche Vorteile bspw. durch die Flexibilitätsvermarktung erzielen können oder am Stromhandel-Spotmarkt agieren, um den Stromeinkauf in Zeitfenster mit niedrigerem Strompreis zu verlagern bzw. Bilanzkreisausgleichsenergie zur Kompensation kurzfristiger Fahrplanabweichungen vermarkten.

Zur Wahrheit gehört aber auch, dass zwischen der **Nachfrageflexibilisierung** und der für wirtschaftlichen Erfolg unabdingbaren **betrieblichen Effizienzverbesserung ein Zielkonflikt** besteht. Je mehr die über z. T. Jahre hinweg auf ihre Effizienz hin optimierten Produktionsprozesse auf die Dargebotsabhängigkeit des Inputfaktors grüne Energie ausgerichtet werden müssen, umso größer können die Effizienzverluste ausfallen. Bislang war maximale Effizienz häufig die oberste Produktionsplanungsmaxime – hohe Anlagenauslastung, kurze Lagerzeiten und möglichst klein dimensionierte Pufferspeicher. Hinzu kommt, dass viele Unternehmen aus unterschiedlichen Motivationen heraus, in den vergangenen Jahren Maßnahmen zur Energieeffizienzsteigerung durchgeführt haben. Indem bspw. Zwischenpuffer oder Überdimensionierungen abgebaut wurden, haben sich auch Flexibilitätspotenziale verringert.

---

<sup>93</sup> Eurelectric (2014) zitiert nach Bundesnetzagentur (2017).

<sup>94</sup> Vgl. Huneke et al. (2017, S. 19).

<sup>95</sup> Frontier Economics Limited (2019, S. 38).

---

Sofern sich Unternehmen für eine dargebotsabhängige Stromnachfrageflexibilisierung entscheiden, werden die hierfür eingesetzten technischen Anlagen perspektivisch häufiger an- oder heruntergefahren. Die Häufigkeit kann dabei variieren von einigen wenigen Regelungs- bzw. Schaltvorgängen im Jahr bis hin zu entsprechenden Eingriffen mehrmals täglich. Zusätzlich zu den o. g. Effizienzeinbußen kann es folglich auch zu **erhöhtem Verschleiß und größeren Instandsetzungs- und Wartungsaufwendungen** kommen. Während über die Anzahl von Schalt- und Regelungshandlungen einige Erkenntnisse vorliegen, ist über das mögliche Ausmaß von verschleiß-, wartungs- oder instandsetzungsinduzierten Aufwendungen bislang wenig bekannt. Insofern sind Investitionsentscheidungen mit zusätzlichen Risiken verbunden.

Zudem sind die Produktionsprozesse von Branche zu Branche, aber auch von Unternehmen zu Unternehmen unterschiedlich ausgestaltet, so dass es **keine „One fits all“-Lösung** geben kann. Häufig ist die Implementierung und der Betrieb von Lastmanagement-Systemen ein Individualprojekt, das meist auch ein Mindestmaß an Branchenexpertise beim (IT-)Dienstleistungsunternehmen und auch einen **Wissensaufbau beim Unternehmen selbst erforderlich** macht.

Expertenschätzungen zufolge ist es nicht plausibel davon auszugehen, dass in naher Zukunft Lastmanagement-Prozesse vollautomatisch abgewickelt werden können. Stattdessen wird je nach Größe und wirtschaftlich erschließbarem Potenzial die Aufgabe des Lastmanagements auch manuelle Tätigkeiten umfassen. In diesem Zusammenhang sind unternehmensspezifische Make-or-Buy-Entscheidungen zu treffen, für die in vielen Unternehmen häufig noch die **Informations- und Datenlage** – insbesondere im Hinblick auf spezifische Kosten und Erlöse durch den Einsatz von Lastmanagement-Systemen oder prozessspezifische Energiemengen- und Leistungsdaten – **unzureichend** ist. Die mangelnde Informations- und Datenlage bei den Unternehmen führt auch dazu, dass die gezielte Berücksichtigung von Flexibilitätspotenzialen häufig keinen Eingang in die Produktionsprozessplanung findet.

Hinderlich ist zudem der Umstand, dass Informationen und Daten über Energieflüsse in Unternehmen in hohem Maße sensibel sind. Viele **Unternehmen fürchten** durch die Fremdvergabe von Flexibilitätsmanagementaufgaben oder die häufig anzutreffende Cloud-basierte Datenverarbeitung **Sicherheitslücken und die Offenlegung von Geschäftsgeheimnissen**.

Eine weitere Praxiserfahrung von Unternehmen im Rheinischen Revier bezüglich der Nachfrageflexibilisierung ist, dass **aus regulatorischen Gründen die Nutzung von „Überschussstrom“ schwierig** ist. Soll die Einbindung flexibler industriell-gewerblicher Verbraucher in das neue regionale Energiesystem gelingen, muss „Überschussstrom“ für Wertschöpfung verfügbar sein, ohne dass der Erzeuger hierdurch einen Nachteil hat und die Nutzung des „Überschussstroms“ darf nicht über Entgelte-, Abgaben oder Umlagen künstlich verteuert werden.

Mit Blick auf die Herausforderungen im Kern- und Wirkungsraum des Rheinischen Reviers muss ein regulatorisches Umfeld geschaffen werden, das es für industriell-gewerbliche Verbraucher attraktiv macht, ihre jeweilige Flexibilität auf einer **regionalen Plattform** netz-, markt- oder systemdienlich zur Verfügung zu stellen. Notwendig ist die weitere **Fortentwicklung der Netzentgeltssystematik hinsichtlich der Anreizschaffung zur dauerhaften Bereitstellung von Flexibilität** auf Ebene der industriell-gewerblichen Nachfrager.

---

Insbesondere für die kleinen und mittleren energiesensitiven Unternehmen sollte eine **geförderte Potenzialberatung** angeboten werden, um bestehende technische, wirtschaftliche, rechtliche und informationsbezogene Hemmnisse abzubauen. Im Rahmen bestehender Energieeffizienz-Netzwerke sollte auf das Thema Nachfrageflexibilisierung ein noch größerer Fokus gelegt werden. Unternehmen, die in einem solchen Rahmen systematisch Flexibilitätsoptionen markt-, netz- oder systemdienlich bereitstellen, sollten in geeigneter Form gefördert werden.

Wie eingangs erwähnt, stellen leistungsfähige Stromverteilernetze ebenfalls eine wichtige Flexibilitätsoption dar – auch und gerade im Kern- und Wirkungsraum des Rheinischen Reviers. Es ist ratsam, die **Flexibilitätsoptionen „leistungsfähiges Stromverteilernetze“ und „industriell-gewerbliche Nachfrageflexibilisierung“ noch integrativer als bislang zu betrachten**. Was in Zukunft noch mehr als heute gebraucht wird, ist der systematische Einsatz verteilnetzdienlicher Nachfrageflexibilitäten industriell-gewerblicher Stromverbraucher. Dies könnte nicht nur der Netz- und Systemstabilität dienlich sein, sondern auch zur Optimierung des Netzausbaus beitragen. Noch nicht hinlänglich geklärt ist insbesondere die netz- und systemdienliche Wirkung von Nachfrageflexibilitäten.

#### **4.2.4 Kompetenzen stärken und Qualifizierungsoffensive starten**

Zukünftig spielen Systemstabilität und Versorgungssicherheit eine ebenso bedeutende Rolle wie eine flexible, bedarfsorientierte Energieerzeugung und Produktionssteuerung. Dies erfordert Fachkräfte, die über entsprechend neue Qualifikationen und fachübergreifende Kompetenzen verfügen. Gesucht wird interdisziplinäres Denken und Handeln. Gerade die Nahstelle zwischen Energietechnik, Elektrotechnik, Maschinenbau, Informationstechnik und Und die sich neuen Anforderungen stellen und ihre Kompetenzen entsprechend aufbauen. Fachlich wie inhaltlich sollte dabei die „Energiesicherheit“ - neben Themen wie Energieeffizienz und Versorgungsqualität – im Fokus stehen.

Eine Lösung, das „Energiesystem Unternehmen“ intern wie extern aufzubauen, wäre die **Etablierung der Funktion „Betrieblicher Energiesystem Manager:in“**. Ähnlich den Aufgaben ihrer in Konzernen und Großunternehmen bereits tätigen Kolleg:innen, liegt ihr Fokus auf der Sicherheit und der Verfügbarkeit von Energie sowie den richtigen Entscheidungen in Krisen- und Gefahrensituationen. In Anbetracht knapper Ressourcen könnten sich insbesondere kleine und mittlere Unternehmen diese Funktion bzw. Personalkapazität teilen. Ein Vorgehen, das bereits bei Datenschutzbeauftragten und IT-Sicherheitsexperten sowie Gesundheitsbeauftragten erfolgreich angewandt wird.

---

## 5 Zusammenfassung

Das im Kern- und Wirkungsraum des Rheinischen Reviers erreichte Niveau an Stromversorgungssicherheit sowie -qualität setzt weltweit Maßstäbe. Es war über Jahrzehnte hinweg ausschlaggebend für viele energiesensitive Unternehmen, sich hier anzusiedeln und legte damit die Basis für Wachstum und Wohlstand in der Region. Mit dem Ausstieg aus der Kohleverstromung bis 2038 rückt der Eckpfeiler „Umwelt- einschließlich Klimaschutz“ des energiepolitischen deutlich stärker in den Fokus als in der Vergangenheit. Die im Rahmen dieses Impulspapiers befragten Unternehmer:innen begrüßen diese Veränderungen ausdrücklich und haben bereits umfassende Maßnahmenpakete zur Emissionsminderung und Energieeffizienzsteigerung in ihren Betrieben auf den Weg gebracht.

Gleichsam wächst in vielen Unternehmen die Sorge, wie in der Region auch zukünftig über ein dezentral organisiertes Elektrizitätsversorgungssystem mit überwiegend dargebotsabhängigen Stromerzeugungskapazitäten die Versorgungs- und Systemsicherheit sowie die Versorgungsqualität aufrecht zu erhalten ist. Diese Sorge hat zwei Facetten. In der breiten Öffentlichkeit wurde bislang überwiegend die Bereitstellung hinreichender Strommengen (elektrische Arbeit) diskutiert. Die mit dem Ausstieg aus der hiesigen Braunkohleverstromung wegfallende elektrische Arbeit sollte durch den Einsatz flexibler Gaskraftwerke (H<sub>2</sub>-ready), den forcierten Ausbau von EE-Anlagen sowie Stromimporten (aus dem Ausland) kompensiert werden. Mittlerweile treten jedoch zahlreiche Fehleinschätzungen und -entwicklungen deutlich zu Tage, welche die gewünschten kompensatorischen Effekte zumindest kurzfristig in Frage stellen. So hat Deutschland bspw.

- einen planungs- und genehmigungsrechtlichen Rahmen geschaffen, der es unrealistisch erscheinen lässt, dass schnell zusätzliche, flexible Gaskraftwerkskapazitäten in Betrieb genommen werden können;
- seine Gasbezugsquellen nicht hinreichend diversifiziert;
- energie- und versorgungssicherheitsrelevante Infrastrukturkomponenten teilweise an privatwirtschaftlich-organisierte Dritte veräußert, wodurch zusätzliche Abhängigkeiten entstanden sind;
- es versäumt, eine Flüssigerdgasterminals zu bauen und muss deshalb übergangsweise auf entsprechende Kapazitäten anderer Länder zurückgreifen.

Aus Sicht der energiesensitiven Unternehmen im Kern- und Wirkungsraum des Rheinischen Reviers ist somit fraglich, ob flexible Gaskraftwerkskapazitäten selbst und die erforderlichen Brennstoffmengen zur Verfügung stehen werden, um die wegfallenden Strommengen aus den stillgelegten Braunkohlekraftwerksblöcken übergangsweise zu ersetzen.

Schon heute zeigt sich, dass bei „Dunkelflauten“ überregionale erzeugungs- oder verbrauchs-basierte Ausgleichseffekte aufgrund homogener und stabiler Großwetterlagen nur schwach wirken. Ebenso wie in Deutschland ist es plausibel davon auszugehen, dass die **Strombedarfmengen aufgrund der verschärften Klimaschutzziele und der damit einhergehenden Elektrifizierungsbestrebungen in den unterschiedlichen Verbrauchssektoren entgegen früheren Annahmen steigen werden**. Überdies ist davon auszugehen, dass **auch die Höchstlast zunehmen wird**, was entsprechend gesichert verfügbare Kraftwerkskapazitäten erforderlich macht. Es ist ferner damit zu rechnen, dass der **„Green Deal“ der EU auch**



---

**in den Nachbarländern zu verstärkten Umbaumaßnahmen in den jeweiligen Kraftwerksparks führen wird.** Aus Sicht der energiesensitiven Unternehmen im Kern- und Wirkungsraum stellt sich somit die Frage, in welchem Ausmaß hinreichende Stromimporte von Seiten der europäischen Nachbarn auch zukünftig sicher zur Verfügung stehen werden.

Da die Stromerzeugung aus Pumpspeicherkraftwerken und Biomasseanlagen aus mehreren Gründen nicht hinreichend skalierbar ist, kann ein größtmögliches Ausmaß an regionaler Energiesouveränität nur erreicht werden, wenn der **Ausbau von EE-Stromerzeugungsanlagen mit höchster Priorität** vorangetrieben wird. Hierzu müssten auf EU-Ebene die Klage- und Einspruchsmöglichkeiten im Rahmen von Planungs- und Genehmigungsprozessen dringend überarbeitet und sodann in nationales Recht überführt werden. Auf nationaler Ebene ist eine **Überarbeitung einschlägiger Gesetze und Normen** (z. B. Baugesetzbuch) dergestalt notwendig, dass Vorhaben zum Bau von EE-Anlagen aus einem übergeordneten gesellschaftlichen Interesse heraus mit Priorität versehen und folglich seitens der Kommune vorrangig bearbeitet werden können. Des Weiteren müssen die **Kommunen im Rheinischen Revier mit den erforderlichen technischen und personellen Ressourcen ausgestattet** werden, EE-bezogene Ausbauprojekte noch zeit- und kosteneffizienter bearbeiten zu können. **Kurzfristig sollte für das Rheinische Revier eine flächenscharfe Analyse und planungsrechtliche Vorbewertung der EE-Potenziale vorgenommen werden**, um zügig eine Liste prioritär abzuwickelnder Planungs- und Genehmigungsvorhaben zu erstellen und hierdurch die Projekte zu realisieren, die zeitnah den größten Beitrag zur Rückerlangung der regionalen Energiesouveränität erwarten lassen.

Vielfach im öffentlichen Diskurs nachrangig behandelt wird die Sorge der energiesensitiven Unternehmen im Kern- und Wirkungsraum des Rheinischen Reviers hinsichtlich **ausreichend verfügbarer elektrischer Leistung** – und zwar **insbesondere während einer „Dunkelflaute“**. In einer solchen Situation tragen Windkraft- und PV-Anlagen wenig bis nichts zur Stromerzeugung bei. Für derartige Engpasssituationen müssen zur Abdeckung der Residuallast folglich nach gegenwärtigem Stand von Wissenschaft und Technik schnell regelbare Kraftwerksanlagen und Speichersysteme permanent vorgehalten werden. Diesbezügliche **kapazitätsbezogene Investitionen werden jedoch im gegenwärtigen Energy-only-Marktdesign nicht getätigt**. Um Energie- und Versorgungssicherheit zu gewährleisten, muss das heutige Strommarktdesign um Anreizkomponenten für Investoren und Betreiber von gesicherten Stromerzeugungskapazitäten und Speichersystemen ergänzt werden. **Bezogen auf die Stromerzeugungskapazitäten geht insbesondere aus ökonomischen Erwägungen kurz- bis mittelfristig nichts an flexiblen Gaskraftwerken vorbei** – sofern es möglichst bald gelingt, eine CO<sub>2</sub>-arme, breit diversifizierte Brennstoffversorgung sicherzustellen. Solange dies nicht gelingt, sollten die sich in der Sicherheitsbereitschaft befindlichen Braunkohleblöcke als Kapazitätsreserve vorgehalten werden. Gleichzeitig muss an den Entscheidungen und hieran geknüpften Planungen bezüglich der drei Tagebaue im Rheinischen Revier festgehalten werden. Dies bedeutet zugleich, dass bei ausbleibenden Kompensationseffekten durch die CO<sub>2</sub>-arme Gaskraftwerkskapazitäten der Pfad für den Ausbau von EE-Anlagen und den Aufbau der regionalen Wasserstoffwertschöpfungskette noch ambitionierter werden wird.

---

Eine weitere Fehlentwicklung ist der nach wie vor nur **schleppend vorankommende Aus- bzw. Umbau der Elektrizitätsversorgungsnetze**. Neben den Übertragungsnetzen muss der Fokus auch auf die Stromverteilernetze gerichtet werden. Am Bedarf für Maßnahmen zur Netzengpassbewirtschaftung zeigt sich, wie herausfordernd die Integration der volatil ins Stromnetz einspeisenden EE-Anlagen über alle Netzebenen ist und bleibt. Dies unterstreicht die hohe Dringlichkeit von Aus- und Umbaumaßnahmen. Zudem wird deutlich – und das zeigt auch der aktuelle Umsetzungsstand zum Redispatch 2.0 – wie komplex das Zusammenspiel beim Netzmanagement zwischen Übertragungs- und Verteilernetzbetreibern und in zunehmendem Maße auch den Endkunden wird. In diesem Zusammenhang bedarf es **eines intensiveren Wissenstransfers zwischen den beteiligten Akteuren sowie vertiefter Kommunikations- und Koordinierungsprozesse**. Die Stromnetzbetreiber im Kern- und Wirkungsraum des Rheinischen Reviers sollten über geeignete Anreizmechanismen darin bestärkt werden, die **Digitalisierung der (Verteil-)Netze** voranzutreiben, um hierdurch **Netz- und Infrastrukturplanungs- sowie Netzbetriebsführungsprozesse weiter beschleunigen** zu können.

Für das gesamte Rheinische Revier muss ein **regionales Energiesicherheits-Management** etabliert werden. Hierzu ist es erforderlich, ein Instrument zur permanenten versorgungs-, systemsicherheits- und versorgungsqualitätsbezogenen Risikoanalyse, -bewertung und -maßnahmenerarbeitung zu schaffen. Insbesondere die geführten Interviews haben zu Tage gefördert, dass die **Sensitivität von Stromkunden hinsichtlich der Versorgungs- und System-sicherheit sowie der Versorgungsqualität (insb. Spannungsqualität) zunimmt**. Die ausschließliche Orientierung am SAIDI-Wert als kunden-/systembezogene Kenngröße für die Beurteilung der Versorgungsqualität in puncto Versorgungsunterbrechungen ist aus dem Blickwinkel von stromsensitiven Gewerbe- und Industriekunden unzureichend. Im Zuge der weiteren Stilllegung konventioneller Stromerzeugungskapazitäten und gleichzeitigem Ausbau umrichtergekoppelter Stromerzeugungsanlagen muss **ein technisches Versorgungsqualitäts-Monitoringsystem aufgebaut werden**, mit dessen Unterstützung schneller auf mögliche negative Versorgungsqualitätsveränderungen reagiert werden kann. Zudem müssen **Daten über die regionale Stromerzeugung und den -verbrauch in den unterschiedlichen Sektoren schneller als bislang zur Verfügung** stehen, der zukünftige regionale Strombedarf in regelmäßigen Abständen mit ggf. veränderten Prämissen ermittelt werden.

Mit einem deutlichen Fragezeichen zu versehen sind die tatsächlichen Potenziale zur Nachfrageflexibilisierung auf Ebene der energiesensitiven Industrie- und Gewerbeunternehmen. Zahlreiche **Best-Practice-Beispiele zeigen zwar die ökonomischen Nutzenpotenziale** unterschiedlicher Flexibilitätsoptionen auf, aber es existiert ein **Zielkonflikt zwischen Prozesseffizienz und -flexibilität**. Die Interviewpartner:innen äußerten Informationsbedarf bezüglich der technisch-wirtschaftlichen Aufwendungen und möglicher negativer Auswirkungen auf die Produktionskontinuität für den Fall einer dargebotsabhängigen Ausrichtung der eigenen Leistungserstellung. Diesem Bedarf könnte durch die **Etablierung eines entsprechenden unabhängigen Informations- und Expertennetzwerks** Rechnung getragen werden.

Insgesamt haben die Interviews im Rahmen der Erstellung dieses Impulspapiers gezeigt, dass in der hiesigen Unternehmerschaft viel für Klimaschutz und Energiesicherheit getan wird. Gleichwohl wird der Thematik ein hohes Komplexitätsniveau beigemessen. Dieses dauerhaft zu beherrschen, wird als überlebenswichtig angesehen. Das „Strom aus der Steckdose“

---

kommt, wird schon lange nicht mehr als Selbstverständlichkeit angesehen, sondern ist zum Top-Management-Thema geworden – nicht erst seit der Katastrophe von Fukushima, dem Kohleausstieg oder der Ukraine Krise. Klar ist aber auch, dass die Sicherheit und Stabilität der Stromversorgung in vielen, gerade kleinen und mittleren energiesensitiven Unternehmen nicht zu den Kernkompetenzen zählt. Es bedarf geeigneter **überbetrieblicher Informations- und Vernetzungsformate**, aber auch einer **praxisorientierten Qualifizierungsoffensive**.

---

## Literaturverzeichnis

- 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, Tennet TSO GmbH & TransnetBW GmbH (Hrsg.). (o.J.). *Allgemeines zur Regelleistung - Technische Aspekte*. Zugriff am 04.04.2022. Verfügbar unter: <https://www.regelleistung.net/ext/static/technical>
- 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, Tennet TSO GmbH & TransnetBW GmbH (Hrsg.). (2020). *Bericht der deutschen Übertragungsnetzbetreiber zur Leistungsbilanz 2018-2022*. Verfügbar unter: [https://www.amprion.net/Dokumente/Netzkennzahlen/Leistungsbilanz/Bericht-zur-Leistungsbilanz/Bericht\\_zur\\_Leistungsbilanz\\_2019.pdf](https://www.amprion.net/Dokumente/Netzkennzahlen/Leistungsbilanz/Bericht-zur-Leistungsbilanz/Bericht_zur_Leistungsbilanz_2019.pdf)
- 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, Tennet TSO GmbH & TransnetBW GmbH (Hrsg.). (2021). *Netzentwicklungsplan Strom 2035, Version 2021. Zweiter Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber*. Zugriff am 04.04.2022. Verfügbar unter: [https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/paragraphs-files/NEP\\_2035\\_V2021\\_2\\_Entwurf\\_Teil1.pdf](https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/paragraphs-files/NEP_2035_V2021_2_Entwurf_Teil1.pdf)
- Amprion GmbH (Hrsg.). (2021). *Auswirkungen eines Kohleausstiegs 2030*. Kurzuntersuchung. Zugriff am 04.04.2022. Verfügbar unter: [https://www.amprion.net/Dokumente/Presse/Stellungnahmen/2021/Amprion\\_Kurzuntersuchung\\_Kohleausstieg\\_2030.pdf](https://www.amprion.net/Dokumente/Presse/Stellungnahmen/2021/Amprion_Kurzuntersuchung_Kohleausstieg_2030.pdf)
- Brückl, O., Adelt, C.; Eller, J.; Gschossmann, D.; Kraus, H.; Rauch, J.; Sippenauer, T.; Susewind, A. & Wildfeuer, M. (Mitarbeiter) (Insitut für Netz- und Anwendungstechnik GmbH & Ostbayrische technische Hochschule Regensburg, Hrsg.). (2021). *Zukünftige Beschaffung von Blindleistung II*. im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie. Zugriff am 04.04.2022. Verfügbar unter: [https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Studien/blindleistungsstudie-ii.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=12#:~:text=Es%20wird%20geschätzt%2C%20dass%20die,EUR%20ansteigen%20könnten.](https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Studien/blindleistungsstudie-ii.pdf?__blob=publicationFile&v=12#:~:text=Es%20wird%20geschätzt%2C%20dass%20die,EUR%20ansteigen%20könnten.)
- Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (Hrsg.). (o.J.). *Kohleausstieg und Strukturwandel*. Zugriff am 04.04.2022. Verfügbar unter: <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Artikel/Wirtschaft/kohleausstieg-und-strukturwandel.html>
- Bundesnetzagentur (Hrsg.). (2017). *Flexibilität im Stromversorgungssystem. Bestandsaufnahme, Hemmnisse und Ansätze zur verbesserten Erschließung von Flexibilität*. Verfügbar unter: [https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen\\_Institutionen/NetzentwicklungUndSmartGrid/BNetzA\\_Flexibilitaetspapier.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=1](https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/NetzentwicklungUndSmartGrid/BNetzA_Flexibilitaetspapier.pdf?__blob=publicationFile&v=1)
- Bundesnetzagentur (Hrsg.). (2021a). *Bericht zur Spannungsqualität 2020*. Verfügbar unter: [https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen\\_Institutionen/Versorgungssicherheit/Spannungsqualitaet/BerichtSpannungsqualitaet.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=3](https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Spannungsqualitaet/BerichtSpannungsqualitaet.pdf?__blob=publicationFile&v=3)
- Bundesnetzagentur (Hrsg.). (2021b). *Kennzahlen der Versorgungsunterbrechungen Strom*. Zugriff am 04.04.2022. Verfügbar unter: [https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Versorgungssicherheit/Versorgungsunterbrechungen/Auswertung\\_Strom/start.htm](https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Versorgungssicherheit/Versorgungsunterbrechungen/Auswertung_Strom/start.htm)

- 
- Bundesnetzagentur (Hrsg.). (2021c). *Kraftwerksliste*. Verfügbar unter: [https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen\\_Institutionen/Versorgungssicherheit/Erzeugungskapazitaeten/Kraftwerksliste/start.html](https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Erzeugungskapazitaeten/Kraftwerksliste/start.html)
- Bundesnetzagentur (Hrsg.). (2022). *Marktstammdatenregister. Stromerzeugungseinheiten*. Zugriff am 15.02.2022. Verfügbar unter: <https://www.marktstammdatenregister.de/MaStR/Einheit/Einheiten/ErweiterteOeffentlicheEinheitenuebersicht>
- Bundesnetzagentur & Bundeskartellamt (Hrsg.). (2022). *Monitoringbericht 2021*. Bericht. Zugriff am 04.04.2022. Verfügbar unter: [https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Mediathek/Monitoringberichte/Monitoringbericht\\_Energie2021.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=3](https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Mediathek/Monitoringberichte/Monitoringbericht_Energie2021.pdf?__blob=publicationFile&v=3)
- Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (Hrsg.). (2022a). *Deutsche Energiewirtschaft: Verantwortung für Versorgungssicherheit*. Zugriff am 25.03.2022. Verfügbar unter: [https://www.bdew.de/media/documents/Zweiter\\_BDEW-Lagebericht\\_Verantwortung\\_fur\\_Versorgungssicherheit\\_22.03.2022.pdf](https://www.bdew.de/media/documents/Zweiter_BDEW-Lagebericht_Verantwortung_fur_Versorgungssicherheit_22.03.2022.pdf)
- Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (Hrsg.). (2022b). *Die Energieversorgung 2021. Jahresbericht*. Zugriff am 24.03.2022. Verfügbar unter: [https://www.bdew.de/media/documents/Jahresbericht\\_2021\\_korrigiert\\_19Jan2022.pdf](https://www.bdew.de/media/documents/Jahresbericht_2021_korrigiert_19Jan2022.pdf)
- Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (Hrsg.). (2022c). *Kurzfristige Substitutions- und Einsparpotenziale Erdgas in Deutschland. Fakten und Argumente*. Zugriff am 04.04.2022. Verfügbar unter: [https://www.bdew.de/media/documents/Kurzfristige\\_Gassubstitution\\_Deutschland\\_\\_final\\_17.03.2022\\_korr1.pdf](https://www.bdew.de/media/documents/Kurzfristige_Gassubstitution_Deutschland__final_17.03.2022_korr1.pdf)
- Bundeszentrale für politische Bildung (Hrsg.). (2016). *Energiewende*. Zugriff am 29.02.2022. Verfügbar unter: <https://www.bpb.de/kurz-knapp/lexika/lexikon-der-wirtschaft/159947/energiewende/>
- Deutsche Energie-Agentur GmbH (Hrsg.). (2019). *Elemente der Versorgungssicherheit und -zuverlässigkeit*. Definitionen und Abgrenzung. Zugriff am 04.04.2022. Verfügbar unter: [https://www.dena.de/fileadmin/dena/Publikationen/PDFs/2019/Definition\\_und\\_Abgrenzung\\_Elemente\\_der\\_Versorgungssicherheit.pdf](https://www.dena.de/fileadmin/dena/Publikationen/PDFs/2019/Definition_und_Abgrenzung_Elemente_der_Versorgungssicherheit.pdf)
- Deutscher Bundestag. Investitionsgesetz Kohleregion. InvKG. Verfügbar unter: <https://www.gesetze-im-internet.de/invkg/BJNR179510020.html>
- Deutscher Bundestag. Kohleverstromungsbeendigungsgesetz. KVBG. Verfügbar unter: <https://www.gesetze-im-internet.de/kvbg/BJNR181810020.html>
- DIN EN 50160:2020-11 (11.2020). *Merkmale der Spannung in öffentlichen Elektrizitätsversorgungsnetzen*. Berlin: Beuth Verlag GmbH.
- E-Bridge Consulting GmbH (Hrsg.). (2020). *Gutachten zur Konzeptionierung eines Qualitätselementes*. Im Auftrag der Bundesnetzagentur. Zugriff am 26.02.2022. Verfügbar unter: [https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen\\_Institutionen/Netzentgelte/Strom/Qualitaetselement/GutachtenKonzeptQElement.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=1](https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Netzentgelte/Strom/Qualitaetselement/GutachtenKonzeptQElement.pdf?__blob=publicationFile&v=1)
- Europäische Kommission (Hrsg.). (2019). *Europäischer Grüner Deal. Erster klimaneutraler Kontinent werden*. Zugriff am 04.04.2022. Verfügbar unter: [https://ec.europa.eu/info/strategy/priorities-2019-2024/european-green-deal\\_de#documents](https://ec.europa.eu/info/strategy/priorities-2019-2024/european-green-deal_de#documents)

- 
- Fallier, S. F. (2013). *Qualitätsanreizregulierung der elektrischen Verteilnetze. Handlungsempfehlungen für eine Weiterentwicklung des deutschen Regulierungsansatzes* (Reihe: Industrieökonomik, Bd. 9, 1. Aufl.). Lohmar, Köln: Eul.
- Fels, E., Schlopsna, S., Turlach, M., Düring, C., Schraner, M., Weber, J. et al. (Center for Advanced Security, Strategic and Integration Studies (CASSIS), Hrsg.). (2021). *Sicherheitsforschung.NRW. Eine Übersicht zum Stand der sicherheitspolitischen Forschung in Nordrhein-Westfalen*. Zugriff am 04.04.2022. Verfügbar unter: <https://www.cassis.uni-bonn.de/de/neuigkeiten/report-sicherheitsforschung.nrw>
- Figgenger, J., Hecht, C., Haberschusz, D., Bors, J., Spreuer, K. G., Kairies, K.-P. et al. (2022, 13. März). *The development of battery storage systems in Germany: A market review (status 2022)*. Verfügbar unter: <http://arxiv.org/pdf/2203.06762v2>
- Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft mbH & Guidehouse Germany GmbH (Hrsg.). (2021). *Regionale Lastmanagementpotenziale*. Verfügbar unter: <https://www.ffe.de/veroeffentlichungen/signifikante-lastmanagementpotenziale-in-deutschland-bis-2045/>
- Frontier Economics Limited (Hrsg.). (2019). *Energiepolitischer Handlungsbedarf durch einen beschleunigten Kohleausstieg. Kurzstudie im Auftrag der IHK Aachen, IHK Köln und IHK Mittlerer Niederrhein*. Zugriff am 04.04.2022. Verfügbar unter: <https://www.ihk-krefeld.de/de/media/pdf/energie/studie-energiepolitischer-handlungsbedarf-durch-einen-beschleunigten-kohleausst.pdf>
- Global Energy Institute (Hrsg.). (2021). *International Index of energy security risk. Assessing Risk in a Global Energy Market*. Zugriff am 04.04.2022. Verfügbar unter: [https://www.globalenergyinstitute.org/sites/default/files/2020-04/iesri-report\\_2020\\_4\\_20\\_20.pdf](https://www.globalenergyinstitute.org/sites/default/files/2020-04/iesri-report_2020_4_20_20.pdf)
- Greenhouse Media GmbH (Hrsg.). (o.J.). *Was ist eine Dunkelflaute?* Zugriff am 04.04.2022. Verfügbar unter: <https://www.energie-experten.org/erneuerbare-energien/oekostrom/energiespeicher/dunkelflaute>
- Haber, A. & Rodgarkia-Dara, A. (2005). Qualitätsregulierung-Theorie und internationale Erfahrungen. *E-Control Working paper*, (16). Zugriff am 04.04.2022. Verfügbar unter: [https://www.researchgate.net/profile/Alfons-Haber/publication/228891324\\_Qualitaetsregulierung-Theorie\\_und\\_internationale\\_Erfahrungen/links/5405ee120cf2bba34c1df093/Qualitaetsregulierung-Theorie-und-internationale-Erfahrungen.pdf](https://www.researchgate.net/profile/Alfons-Haber/publication/228891324_Qualitaetsregulierung-Theorie_und_internationale_Erfahrungen/links/5405ee120cf2bba34c1df093/Qualitaetsregulierung-Theorie-und-internationale-Erfahrungen.pdf)
- Hake, J. F. & Rath-Nagel, S. (Forschungszentrum Jülich, Hrsg.). (2015). *Energiesicherheit neu fokussieren*. Verfügbar unter: [https://www.fz.juelich.de/Shared-Docs/Downloads/IEK/IEK-STE/DE/Publikationen/preprints/2015/preprint\\_25\\_2015.pdf?\\_\\_blob=publicationFile](https://www.fz.juelich.de/Shared-Docs/Downloads/IEK/IEK-STE/DE/Publikationen/preprints/2015/preprint_25_2015.pdf?__blob=publicationFile)
- Huneke, F., Perez Linkenheil, C. & Niggemeier, M. (Energy Brainpool GmbH & Co. KG, Hrsg.). (2017). *Kalte Dunkelflaute. Robustheit des Stromsystems bei Extremwetter*. Zugriff am 04.04.2022. Verfügbar unter: [https://www.energybrainpool.com/fileadmin/download/Studien/Studie\\_2017-06-26\\_GPE\\_Studie\\_Kalte-Dunkelflaute\\_Energy-Brainpool.pdf](https://www.energybrainpool.com/fileadmin/download/Studien/Studie_2017-06-26_GPE_Studie_Kalte-Dunkelflaute_Energy-Brainpool.pdf)
- Hüwels, H., Bolay, S. & Schorpp, J. (Deutscher Industrie- und Handelskammertag e. V., Hrsg.). (2021). *Energiewende-Barometer 2021 der IHK-Organisation*. Verfügbar unter:

---

<https://www.dihk.de/resource/blob/58460/aca53bacc14cea080320089a6c57214b/energiewende-barometer-2021-data.pdf>

Landtag Nordrhein-Westfalen (Hrsg.). (2021). *Antwort der Landesregierung. auf die Kleine Anfrage 5084 vom 4. März 2021*. Drucksache 17/12905. Zugriff am 04.04.2022.

Verfügbar unter: <https://www.landtag.nrw.de/portal/WWW/dokumentenarchiv/Dokument/MMD17-13300.pdf>

Malaman, R., Afonso, J., Lo Schiavo, L., Romero, A., Sep Iveda, C., Vrolijk R. et al.

(Council of European Energy Regulators, Hrsg.). (2001). *Quality of electricity supply: Initial benchmarking on actual levels, standards and regulatory strategies*.

Working Group on Quality of Electricity Supply. Zugriff am 04.04.2022. Verfügbar unter:

[https://regulationbodyofknowledge.org/wp-content/uploads/2013/03/CouncilofEuropeanEnergyRegulators\\_Quality\\_of\\_Electricity.pdf](https://regulationbodyofknowledge.org/wp-content/uploads/2013/03/CouncilofEuropeanEnergyRegulators_Quality_of_Electricity.pdf)

Maurer, C., Moser, A., Linnemann, C., Paulus, M. & Lindenberger, D. (2011).

Versorgungssicherheit in der Elektrizitätsversorgung. *Energiewirtschaftliche Tagesfragen*, 61 (5), 22–24. Zugriff am 04.04.2022.

Ministerium für Wirtschaft, Innovation, Digitalisierung und Energie des Landes Nordrhein-Westfalen (Hrsg.). (2019). *Konzepte zur energetischen Nachnutzung von*

*Tagebaurestlöchern in Nordrhein-Westfalen. Endbericht*. Zugriff am 30.03.2022. Verfügbar unter: [https://broschuerenservice.wirtschaft.nrw/mwide/shop/Konzepte\\_zur\\_energetischen\\_Nachnutzung\\_von\\_Tagebaurestloechern\\_in\\_Nordrhein-Westfalen](https://broschuerenservice.wirtschaft.nrw/mwide/shop/Konzepte_zur_energetischen_Nachnutzung_von_Tagebaurestloechern_in_Nordrhein-Westfalen)

Ministerium für Wirtschaft, Innovation, Digitalisierung und Energie des Landes Nordrhein-Westfalen (Hrsg.). (2021a). *Reviervertrag. Perspektiven für das Rheinische Revier*. Zugriff am 04.04.2022. Verfügbar unter:

[https://www.rheinisches-revier.de/media/reviervertrag\\_final.pdf](https://www.rheinisches-revier.de/media/reviervertrag_final.pdf)

Ministerium für Wirtschaft, Innovation, Digitalisierung und Energie des Landes Nordrhein-Westfalen (Hrsg.). (2021b). *Fortschreibung der Energieversorgungsstrategie Nordrhein-Westfalen*. Zugriff am 30.03.2022. Verfügbar unter:

[https://www.wirtschaft.nrw/sites/default/files/asset/document/2021-12-16\\_fortschreibung\\_evs\\_nrw\\_veroeffentlichung.pdf](https://www.wirtschaft.nrw/sites/default/files/asset/document/2021-12-16_fortschreibung_evs_nrw_veroeffentlichung.pdf)

Ministerium für Wirtschaft, Innovation, Digitalisierung und Energie des Landes Nordrhein-Westfalen (Hrsg.). (2022). *Erklärung des Ministeriums für Wirtschaft, Innovation,*

*Digitalisierung und Energie des Landes Nordrhein-Westfalen (MWIDE) zum Beitrag der Landesregierung für den Gigawattpakt im Rheinischen Revier*. Zugriff am 24.03.2022.

Verfügbar unter: [https://www.wirtschaft.nrw/sites/default/files/asset/document/22\\_03\\_](https://www.wirtschaft.nrw/sites/default/files/asset/document/22_03_)

Next Kraftwerke GmbH (Hrsg.). (o.J.). *Was ist die Dunkelflaute?*

Verfügbar unter: <https://www.next-kraftwerke.de/wissen/dunkelflaute>

Prognos & Öko-Institut, Wuppertal-Institut (Hrsg.). (2021). *Klimaneutrales Deutschland 2045.*

*Wie Deutschland seine Klimaziele schon vor 2050 erreichen kann*. Zusammenfassung im Auftrag von Stiftung Klimaneutralität, Agora Energiewende und Agora Verkehrswende.

Zugriff am 23.03.2022. Verfügbar unter: [https://static.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2021/2021\\_04\\_KNDE45/A-EW\\_209\\_KNDE2045\\_Zusammenfassung\\_DE\\_WEB.pdf](https://static.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2021/2021_04_KNDE45/A-EW_209_KNDE2045_Zusammenfassung_DE_WEB.pdf)

Raffalski, N. (2017). *Potenzialstudie Pumpspeicherkraftwerke NRW – Methodik und Ergebnisse*. *Tagung Pumpspeicherkraftwerke und Energiewende, Essen*. Zugriff am 22.03.2022.

- 
- Verfügbar unter: [http://www.upsw.de/files/PDF-files/20170710Veranstaltung PumpspeicherVortraege/LANUV\\_NiklasRaffalski.pdf](http://www.upsw.de/files/PDF-files/20170710Veranstaltung%20PumpspeicherVortraege/LANUV_NiklasRaffalski.pdf)
- Samadi, S. & Lechtenböhmer, S. (2022). Wege zu einer klimaneutralen Industrie. In energie GmbH (Hrsg.), *Dekarbonisierung in der Industrie* (S1/22, S. 8–13). Sonderausgabe. Essen. Zugriff am 04.04.2022.
- Schiffer, H.-W., Ulreich, S. & Zimmermann, T. (2022). Klimaneutralität und Versorgungssicherheit – ein Widerspruch?, *Energiewirtschaftliche Tagesfragen*, (05/2022).
- SME Management GmbH (Hrsg.). (2015). *Regelbarkeit der Verteilnetze in der Innovationsregion Rheinisches Revier (IRR)*. Zugriff am 04.04.2022. Verfügbar unter: [https://www.rheinisches-revier.de/media/irr\\_studie\\_verteilnetze\\_version1.2.\\_150616.pdf](https://www.rheinisches-revier.de/media/irr_studie_verteilnetze_version1.2._150616.pdf)
- Spielmann, C. & Wild, J. (2005). *Investitions- und Qualitätsanreize für Stromverteilnetze*. Regensburg: Plaut Economics. Zugriff am 04.04.2022.
- Statistisches Bundesamt (Hrsg.). (2021). *Energieverbrauch in der Industrie 2020 nach Energieträgern*. Zugriff am 04.04.2022. Verfügbar unter: <https://service.destatis.de/DE/karten/EnergieverbrauchIndustrie2020.html>
- Tretschock, M., Greve, M., Probst, F., Kippelt, S., Wagner, C., Rehtanz, C. et al. (2021). *Gutachten zur Weiterentwicklung der Strom-Verteilnetze in Nordrhein-Westfalen auf Grund einer fortschreitenden Sektorenkopplung und neuer Verbraucher*. Verfügbar unter: [https://www.wirtschaft.nrw/sites/default/files/asset/document/210609\\_nrw\\_verteilnetzstudie\\_final.pdf](https://www.wirtschaft.nrw/sites/default/files/asset/document/210609_nrw_verteilnetzstudie_final.pdf)
- VDE Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V. (Hrsg.). (2013). *Versorgungszuverlässigkeit und Spannungsqualität in Deutschland. Fakten*. Zugriff am 04.04.2022. Verfügbar unter: <https://www.vde.com/resource/blob/824912/2a9a511f3dd6da0e5c00dab2d4db4398/fnn-fakten-versorgungsqualitaet-2013-03-11-data.pdf>
- Verband der chemischen Industrie e.V. (Hrsg.). (2020). *VCI Stellungnahme zum Referentenentwurf für ein Gesetz zur Reduzierung und Beendigung der Kohleverstromung und zur Änderung weiterer Gesetze (Kohleausstiegsgesetz)*. Zugriff am 04.04.2022. Verfügbar unter: [https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/Stellungnahmen/Stellungnahmen-Kohleausstiegsgesetz/vci.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=4](https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/Stellungnahmen/Stellungnahmen-Kohleausstiegsgesetz/vci.pdf?__blob=publicationFile&v=4)
- Zukunftsagentur Rheinisches Revier GmbH (Hrsg.). (2021). *Wirtschaftsstruktur im Rheinischen Revier. Status Quo und Implikationen einer stärkenorientierten Wirtschaftspolitik*. Zugriff am 30.03.2022. Verfügbar unter: [https://www.rheinisches-revier.de/media/210917\\_wirtschaftsstruktur\\_und\\_implikationen\\_a4\\_210x297mm\\_web\\_he.pdf](https://www.rheinisches-revier.de/media/210917_wirtschaftsstruktur_und_implikationen_a4_210x297mm_web_he.pdf)





---

# Anhang

Aktuelle Innensicht: Stimmen aus den Unternehmen

## Hinweis:

Die Interviews, in deren Rahmen diese O-Töne aus der Unternehmerschaft entstanden, fanden zwischen dem 02. März 2022 und 06. April 2022 statt. Bei den jeweiligen Statements ist das Datum des Interviews zu beachten.

Die Nutzung dieser Aussagen ist ausdrücklich nur in diesem Impulspapier gestattet. Eine Verwendung sowie Vervielfältigung dieser Texte oder Auszüge daraus ist ausdrücklich nicht gestattet.

**Werner Abromeit, Geschäftsführer**  
der [GVG Rhein-Erft GmbH](#), Hürth

**(02.03.2022)**

Die GVG Rhein-Erft ist ein kommunal verankertes Unternehmen und der regionale Energieversorger für Erftstadt, Frechen, Hürth, Pulheim, Wesseling und die nördlichen, westlichen und südlichen Stadtgebiete von Köln sowie Kerpen, Bergheim, Bedburg und Elsdorf – mit rund 100 MA.

## Statements

1. „Die aktuelle Situation ist extrem schwierig und komplex. Dabei dürfen wir folgendes nicht aus dem Blick verlieren: man muss in der Krise auch an die Zeit nach der Krise denken. Insbesondere hinsichtlich des Erwerbs von Rohstoffen wie bspw. Erdgas werden wir uns Fragen stellen müssen: Welche Abhängigkeiten wollen (und müssen) wir perspektivisch eingehen? Wer können unsere langfristigen Partner sein? Wo werden wir zukünftig unsere Rohstoffe einkaufen und – zu welchem Preis? Der Preis war in unseren Entscheidungsprozessen bislang immer eines der wichtigsten Kriterien. Bleibt das so? Ich weiß es nicht – aber das muss politisch alles bedacht werden.“
2. „Unsere Welt besteht nicht darin, autark zu sein. Auch Deutschland ist kein autarkes Land. Auch wenn wir das vielleicht heute angesichts der Krisen gerne so hätten. Wir werden immer in - und mit - Abhängigkeiten leben müssen. Unsere Philosophie der Wirtschaftskraft basiert ja auch nicht auf Autarkie, sondern auf Handel. Wenn alle Länder autark wären, bräuchten wir keine Produkte mehr in die Welt zu liefern. Das klingt nicht nach dem, was wir wirklich wollen, oder?“
3. „Investitionsentscheidungen in LNG-Terminals, in Kraftwerke, in Netze – das sind häufig Entscheidungen mit einer Tragweite von 30 Jahren und mehr. Und wenn gesagt wird, wir wollen 2050 klimaneutral sein, brauchen wir alle Planungssicherheit. Wenn der Plan nur lautet: „Wir wollen, wir wollen!“ aber kein reales Preisschild daran hängt, wird das schwierig. Ich fürchte, wir kommen in einen Investitionsstau - weil niemand weiß, wo und wie er verlässlich investieren soll. Prioritäten setzen, und zwar so, dass sie Bestand haben und nicht alle paar Wochen geändert werden. Das wäre wichtig!“

Die POLYTRON Kunststofftechnik ist ein inhabergeführtes, mittelständiges Familienunternehmen mit über 100 Mitarbeitern und Mitarbeiterinnen, ansässig in Bergisch Gladbach. Sie produziert seit 50 Jahre mechanische Bauteile aus den verschiedensten technischen und hochtemperaturbeständigen Kunststoffen, die in den unterschiedlichsten Anwendungen zum Einsatz kommen.

**Statements:**

1. „Mit dem Thema *Versorgungssicherheit* beschäftigen wir uns schon seit Jahren. Ausgangspunkt waren Maschinenausfälle, hervorgerufen durch sog. „Flicker“. Wir haben in den vergangenen Jahren erheblich in einen moderneren Maschinenpark investiert, u.a. auch um den Energieverbrauch signifikant zu senken. Und moderne Maschinen reagieren leider deutlich sensibler auf kleinste Netzschwankungen – egal ob diese von innen oder außen kommen. Die Maschinen schalten sich bei Netzschwankungen einfach aus bzw. wechseln in ihr Notprogramm. Aus diesem Grunde spielt das Thema „Netzicherheit“ eine so große Rolle für uns. Im Fall von netzbedingten Maschinenausfällen sind direkt auch unsere Kunden betroffen; wenn die Maschinen nicht arbeiten, sind Termine gefährdet. Und die Stillstands-Kosten belaufen sich pro Tag auf 45 bis 65 Tausend Euro, in Spitzen sogar auf 75.000 Euro. Das hat einfach damit zu tun, dass die Ware nicht vor die Türe gehen kann, wir nicht produzieren können. Aber nicht nur die Produktion läuft dann nicht – wir arbeiten weitestgehend papierlos, und so kann ich alle Mitarbeiter nach Hause schicken – wenn der Strom nicht fließt.“
2. „Bei der ganzen Diskussion zum Thema „Energiewende“ ist mir besonders wichtig, dass wir die kleinen und mittleren Unternehmen nicht vergessen. Bei diesen ist der Unternehmer häufig stark in das Tagesgeschäft eingebunden: er steht selber an der Maschine, besucht selber seine Kunden, beschafft selber die nötigen Vorprodukte usw. Er hat in aller Regel weder die Zeit noch das Wissen, sich mit dem komplexen Thema „Energie“ auseinandersetzen zu können. Wir dürfen diese vielen, kleinen mittelständischen Unternehmen nicht außen vorlassen. Sie müssen unbedingt in den Transformationsprozess mit einbezogen werden. Wir müssen ihnen helfen. Wenn wir das nicht tun, werden wir sie verlieren, werden wir das Rückgrat der deutschen Wirtschaft verlieren.“

Ein Familienunternehmen (seit 1995) mit 15 MA, Experte für Stanz-, Biege- und Laserteile. Zum Kundenkreis gehören z. B. die Automobilindustrie, Pneumatik-Hersteller oder Orthopädietechnik.

**Statements:**

1. „Die steigenden Kosten für Energie, Materialien und Rohstoffe geben wir zeitversetzt an unsere Kunden weiter. Es ist allerdings nur eine Frage der Zeit, wie lange sie dies mitmachen; das benachbarte Ausland ist in vielerlei Hinsicht nicht so kostenintensiv wie Deutschland.“
2. „Wir haben 2021 sechsstellig in neue Maschinen investiert. In Anbetracht der rasanten Steigerung aller Kosten fürchte ich um die Amortisierung - auch wenn wir uns zu über 40% via unserer PV-Anlagen selbst mit Strom versorgen.“

Familienunternehmen in der 4. Generation (gegründet im Jahre 1890), Ölmühle für Rapsöle und Rapsschrot.

### Statements

1. „Ich wünsche mir, dass die Entscheidungsträger in der Politik diesen Namen verdienen: sich ausführlich aus verschiedenen Fachwelten informieren, das Für und Wider abwägen und dann zu Entscheidungen gelangen, die nachvollziehbar sind und auch länger als ein paar Wochen stehen. Neben der Energiesicherheit brauchen wir Planungssicherheit, denn das ist die Basis für unsere Investitionssicherheit in neue Systeme und Anlagen.“
2. „Unsere primär eingesetzte Energie ist Gas. Wir brauchen über 150 Mio. KWh Gas und zusätzlich mehrere 10 Mio. KWh Strom. Ohne Gas geht bei uns nichts.“
3. „Unsere zentralen Prozesse sind die Erwärmungs- und Kühlungsprozesse sowie Mahlprozesse, um schließlich mit den fertigen Produkten, den Ölen und Schroten, in die Logistik hineinzugehen. Dabei sind unsere *Hauptstromverbraucher* die fünf großen Pressen – das ist der Hauptstromteil. Der Hauptdampfteil entsteht zum einen beim Erwärmen - wir müssen pro Jahr 900.000 t Saat auf rund 100 Grad erwärmen. Und am Ende muss das ausgepresste Material mit Hexan ausgewaschen werden. Das wiederum muss abdestilliert werden, damit es zurück in den Kreislauf gehen kann. Das Vollraffinat bzw. Speiseöl, also das Lebensmittel, wird während der Verarbeitung auf 230° unter Vakuum erhitzt. Und da brauchen wir entsprechend viel Energie.“
4. „Flexibilität von Produktionsprozessen ist bei uns – null. Wir produzieren kontinuierlich 24/7 über Monate hinweg mit sehr geringen Schwankungen. Wir unterscheiden zwei getrennt laufende Prozesse: einmal den von der Rapssaat zum Rohöl. Wenn hier ungeplante, plötzliche Unterbrechungen in der Stromversorgung eintreten, entstehen enorme Kosten. In der Extraktion können wir keinesfalls *plötzlich mal stromlos fahren*. Wenn wir bspw. 1 Stunde keinen Strom hätten, wären wir mehrere Schichten außer Betrieb. Grund: das Material in den Pressen wird dann so fest, dass alle fünf Pressen komplett geöffnet werden müssen, das Material mit schwerem Gerät entfernt werden muss und dann alles vollständig gereinigt wieder zusammengebaut werden muss.“
5. „Stand heute (7.3.22), haben sich die Gaspreise innerhalb von 12 Monaten mehr als verzehnfacht. Und heute um 13:10 war der Gaspreis nochmals um 41% gestiegen. Wir reden hier über Kostensteigerungen im zweistelligen Millionenbereich, wenn man sich nicht abgesichert hat, die man nicht mal eben in der Kette weiterreicht.“

ca. 3.200 MA, Angebot von Strom & Gas, Wasser, Wärme, Mobilität, Entsorgungsdienstleistungen

### **Statements**

1. „Das Thema „Preise“ führte bereits in 2021 immer wieder zu Diskussionen. Das Thema wurde zuletzt mit dem Anstieg der Großhandelspreise noch bedeutsamer – lange vor dem 24.2.22. Die gesamte Zeit hinweg und auch, wenn wir es immer wieder gesagt haben, hatte dagegen das Thema „*Versorgungssicherheit*“ überhaupt keinen Stellenwert. Ich sage immer, „*Versorgungssicherheit*“ hatte bis vor kurzem überhaupt noch keinen *Anwalt*, außer uns, den Energieversorgern, den Branchenvertretern. Wir wurden immer für alles belächelt, wenn wir sagten: Wir müssen bauen, Redundanzen schaffen, wir brauchen ein resilientes System, wir müssen n-1-Versorgungssicherheit schaffen, wir brauchen Netzausbau. Niemand hörte auf uns. Jetzt auf einmal, seit dem Einmarsch der Russen in die Ukraine plötzlich, ist in der gesamten bundesdeutschen Wahrnehmung das Thema *der Versorgungssicherheit* im Fokus. Und der Preis – obwohl auf dem höchsten Niveau ever – ist davon verdrängt worden. Aber es ist nicht die Versorgungssicherheit, die sich auf den Kohleausstieg 2030 bezieht oder die Frage, wie erneuerbare Energien zukünftig die konventionellen Energieträger ersetzen sollen. Nein, es geht um die Versorgungssicherheit der nächsten sechs Wochen! So dramatisch ist die Situation momentan!“
2. „Im energiepolitischen Dreieck steht aktuell das Thema „*Versorgungssicherheit*“ ganz oben, alles andere rückt ganz plötzlich nach hinten, sogar der Preis. Selbst der Klimaschutz steht momentan nicht im Vordergrund (so diskutiert man ja darüber, die Laufzeiten der Braunkohlkraftwerke zu verlängern). Das zeigt mir aber, dass die Lehre, die wir daraus ziehen können, die ist: diese drei Punkte des Dreiecks sind alle gleich wichtig. Es gibt keine Bevorzugung, es gibt NICHT das Recht eines einzelnen Punktes zu sagen: das ist das Wichtigste – das gilt für alle drei: Klimaschutz, Wirtschaftlichkeit, Versorgungssicherheit. Es tritt nur zu unterschiedlichen Zeitpunkten in unser Bewusstsein ein.“
3. „Ein ganz großes Thema ist momentan Handel und Beschaffung. Wir stehen kurz vor einer Krisensituation, die dazu führen kann, dass der Energiehandelmarkt zusammenbricht. Dieses Zusammenbrechen würde ganz unabhängig von der Frage, ob Herr Putin dann noch liefert oder nicht, zu einer Situation beim Gas und beim Strom führen, die eine Unmöglichkeit auslösen könnte. Die Begründung: wir müssen heute beim Energiehandel Strom und Gas auf Termin einkaufen. Wir kaufen also für alle unsere Kunden Produkte ein für die Zukunft – und d.h., ich muss entsprechende Sicherheit ausgeben. Und das können dreistellige Millionenbeträge sein. Damit sichern wir z. B. ein Kontrahentenausfallrisiko ab. Diese Risiken, die wir ausgleichen müssen, die schießen momentan in die Höhe. Irgendwann bin ich dann nicht mehr in der Lage, ein bestimmtes Marktpreisvolumen für die kWh oder MWh zu zahlen, weil ich gar nicht mehr in der Lage bin, die Sicherheiten auszuschenken. Bei einem Lieferstopp, einem Embargo würde, das in Sekunden passieren. Daher brauchen wir eine einseitig ausgesprochene Garantieleistung des Bundes zur Aufrechterhaltung des Energiehandelssystems in Deutschland. Und das sehr kurzfristig. Sonst bricht der Energiehandel zusammen, in Deutschland, in Europa!“

- 
4. „Nicht von ungefähr haben sich die großen Industrien angesiedelt wie Chemie, Aluminium. Das hat damit zu tun, dass es hier große Kraftwerke gibt. Der Weg vom Kraftwerk zum Großkunden war kurz. Die Sicherheit war da, die Frequenz, die Leistung. Das fällt jetzt weg. Die Kraftwerke werden der Reihe nach abgeschaltet. Und die Energieversorgung muss über andere Quellen sichergestellt werden. Was ich hier befürchte, was ich teilweise schon sehe ist, dass wir es mit einer schleichen- den De-Industrialisierung zu tun haben – wenn es uns nicht gelingt, genügend Energie in ausrei- chender Menge herbeizuschaffen – und es muss auf jeden Fall *grüne Energie* sein, darauf haben wir uns ja geeinigt und das unterstütze ich auch. Diese Menge an grüner Energie, wie sie die In- dustrie hier fordert, die können wir hier nicht produzieren. Die große Menge muss hertransportiert werden müssen. Das ist eine völlig neue Situation. Dafür brauche ich Netze. Was jetzt schon gibt: offshore Windparks an den Küsten, große Wasserstoffprojekte in Rotterdam (Stichwort: „grüner Wasserstoff“) etc. diese zukunftsweisenden Projekte brauchen wir. Und wir brauchen die Netzver- bindungen, um die grüne Energie hier nach NRW zu schaffen – weil wir hier Industrieland bleiben wollen.“
  5. „Wir brauchen ein flexibles Beschaffungskonzept, gerade auch für die kleinen und mittleren Be- triebe. komplizierte und langwierige Ausschreibungen oder Marktabfragen werden so nicht mehr funktionieren. Sie werden mit einer Wahrscheinlichkeit von 50% mit dem falschen Preis, sprich zu teuer, einsteigen. Am besten, man geht zu einer Tranchenbeschaffung über, d.h. ich muss meine Beschaffung auf verschiedene Zeitpunkte aufteilen und meinen Energieeinkauf strategisch ange- hen.“
  6. „Bei der Erzeugung kann ich Industrieunternehmen nur empfehlen, stärker [...] die Eigenerzeugung [...] aufzubauen, z.B. mit wasserstoff-gestützten BHKWs, mit PV-Anlagen, mit flexiblen Konzepten. Und wenn man die dann intelligent verknüpft und steuert, und die jeweilige Situation auf dem Ener- giemarkt optimal ausnutzt, ist man gut aufgestellt. Unsere Rolle als Energieversorger ist hier dann entsprechend zu helfen. Gerade kleine und mittelständische Unternehmen brauchen hier Unterstüt- zung.“
  7. „Meine Forderung an die Politik: Das Thema *Netzausbau* muss dringend beschleunigt werden. Das ist die Grundlage, auf der sich alles abspielt und da müssen gesetzliche Grundlagen geschaffen werden, die gewährleisten, dass hier wesentlich schneller als bisher gearbeitet wird. Eine Stromlei- tung muss als erfolgskritisch angesehen werden – es ist eine kritische Infrastruktur. Hinsichtlich der Abstandsregelungen sollte es eine bundeseinheitliche Vorgabe geben, die einfach handhabbare Abstandsregeln hat. Anlagen zur Energieerzeugung sollten einem bundeseinheitlichen Planungs- recht unterliegen so wie z. B. eine Bundesautobahn.“
  8. „Die Ausstiegsdebatten halte ich für verkehrt. Wir müssen nicht aus der Kohle aussteigen, sondern wir müssen die Kraftwerkskapazität definieren, die es braucht, um bei zunehmend volatilen Märkten – selbst bei rechnerisch 100% Erneuerbaren, die es weiterhin braucht, um bei 100% EE den Markt abzusichern. Nicht Ausstieg, sondern für wieviel Stunden brauche ich welche Kapazitäten?“

Einer der führenden Spezialisten für die Herstellung von elektrischen Heizelementen in Europa, ca. 120 MA, Inhaber geführtes Familienunternehmen in dritter Generation, gegründet im Jahre 1947.

### **Statements**

1. „Gerade in turbulenten Phasen wie diesen, ist es gut, diversifiziert aufgestellt zu sein. Unsere Kunden kommen aus vielen verschiedenen Branchen. Das sorgt für Unabhängigkeit und Sicherheit.“
2. „Hinsichtlich des Themas *Versorgungssicherheit* sind ja Unternehmen und Konsumenten in den letzten Wochen wachgerüttelt worden sind. Das Thema ist in allen Medien präsent und niemand kann sich dem entziehen. Es müssen allerdings jetzt Lösungen her.“
3. „Meine Forderung an die Politik ist, etwaige Ausstiege so zu gestalten, dass eine Versorgungssicherheit auf jeden Fall gewährleistet ist.“
4. „Wir brauchen in der öffentlichen Diskussion mehr HIN ZU statt immer nur WEG VON. Wir müssen viel mehr den Fokus daraufsetzen, was man denn haben möchte. Es geht darum, ein realistisches Zukunftsszenario zu zeichnen, wie es denn mal sein soll, wie die Lösungswege dazu aussehen und wie dann auch jeder Einzelne davon profitieren kann.“
5. „Ein Elektroauto ist nur dann attraktiv und im Geschäft einsetzbar, wenn die Infrastruktur entsprechend vorhanden ist. Wenn ein Außendienstler oder ein Kurier täglich 1½ Stunden an Ladesäulen hängen müsste, ist das realitätsfremd. Und wenn man möchte, dass Firmen bspw. selbst mehr Energie selbst produzieren und autarker werden, dass z. B. verstärkt PV zum Einsatz kommt, dann muss man das attraktiver gestalten.“



Mit Ökostrom und CO<sub>2</sub>-neutralem Erdgas setzen die Stadtwerke Düren GmbH (SWD) für ihre rund 60.000 Kunden aus Düren und der Gemeinde Merzenich ausschließlich auf umweltfreundliche Energie. Gemeinsam mit ihren Töchtern Leitungspartner und EnergieRevolve beschäftigen die SWD aktuell rund 280 Mitarbeiter, davon 18 Auszubildende.

### **Statements**

1. „Es sind drei Hauptfelder, in denen es enorme Veränderungen braucht. Als erstes muss die Regierung echt ernst machen, mit den Veränderungen der Planungs- und Genehmigungsverfahren. Zweitens müssen wir zu entsprechenden Fachkräften kommen, die es in diesem Jahr noch lange nicht gibt. Und dann muss sich tatsächlich mal die gesellschaftliche Akzeptanz ändern – es kann nicht immer heißen PV und Windkraft gut, aber nicht bei mir in der Nähe. Da muss sich dringend etwas tun.“
2. „Stand heute (14.03.2022) gehe ich davon aus, dass derzeit keine Versorgungsengpässe drohen. Die Erdgasspeicher sind zum Ende der aktuellen Heizperiode zu rund 30 Prozent gefüllt und sollen bis zum Beginn des Winters nach entsprechenden Ankündigungen aus Berlin und Brüssel entsprechend gefüllt sein. Wir werden die Versorgungssicherheit im nächsten Winter und auch in den nächsten Jahren irgendwie gewährleistet bekommen. Die entscheidende Frage ist allerdings, ob uns im Herbst russisches Gas noch umfassend, teilweise oder gar nicht zur Verfügung steht.“
3. Meine Hauptsorge geht in Richtung der Preise. Die sind ja gar nicht mehr einzufangen. Ein Preis von unter 2 ct oder 20 €/MWh für Gas werden wir nie mehr sehen. Wir wissen seit langem, dass das globale Erdgas-Preis-Niveau, im LNG-Bereich Richtung Japan und Asien, immer fast doppelt so hoch war wie unser Gas hier. Wenn wir bei 2 ct waren, lagen die Preise dort schon Jahre lang bei 3,5 ct bis 4 ct. Wenn wir jetzt mehr LNG einkaufen wollen und das als wichtige Stütze entwickeln wollen, dann wird auch unser Gaspreis sich kurzfristig dahin entwickeln. Unterhalb von 4 ct wird es zukünftig schwierig, glaube ich. Und da müssen wir in Deutschland schauen, wie wir auch auf der Kundenseite damit umgehen. Und natürlich gilt meine Sorge auch unserem Unternehmen. Wie wir 2022 erfolgreich hinkriegen wollen – mal schauen. Es wird herausfordernd.“
4. „Meines Erachtens muss man jetzt auch aufpassen, dass die Strömung nicht noch schneller und intensiver in Richtung Strom geht. Wir brauchen Erdgas als Brückentechnologie, nachher Wasserstoff.“
5. „Aus- und Weiterbildung ist ein großes Thema für uns. Wir bilden schon ewig aus, auch immer mehr junge Leute als wir brauchen. Wir überlegen aktuell, ob wir die Zielrichtung inhaltlich verändern, z.B. weniger Industriekaufleute, dafür mehr IT-Bürokaufleute. Die Frage ist nur, woher die Fachkräfte kommen sollen.“

---

**Udo Buschmann, Mitglied des Vorstands der [Kreissparkasse Köln](#)**  
zuständig u.a. für Firmenkunden, kommunale Kunden und Beteiligungen

**(14.3.2022)**

### **Statements**

1. „Zum Klimawandel kommt die Energieversorgungssicherheit als schlagkräftiges Argument für den Ausbau erneuerbarer Energien noch hinzu. Wer jetzt entsprechende Investitionen tätigt, ist sicherlich gut beraten. Wir als Sparkasse stehen den Unternehmen dabei zur Seite – nicht nur als Experte für Finanzierungen und öffentliche Fördermittel, sondern gerne auch als Ideengeber. So beschäftigen wir eigens einen Ingenieur, der bei der Bewertung von Investitionen in Zukunftstechnologien berät. Und wir sprechen als Haus aus Erfahrung: So haben wir uns zum Erreichen der Klimaneutralität verpflichtet. Und wir haben bereits viel unternommen, um unsere Energieeffizienz zu verbessern und unseren CO<sub>2</sub>-Fußabdruck zu reduzieren.“
2. „Die Auswirkungen des Ukrainekriegs treffen die Unternehmen zu einem Zeitpunkt, da die Rückzahlung der Coronahilfen einsetzt. Das halte ich für nicht unproblematisch, denn durch die kriegsbedingten Auswirkungen wie die drastische Energieverteuerung wird weitere Liquidität von den Unternehmen benötigt, welche nunmehr für die Finanzierung von Investitionen fehlt. Früher oder später wird die Energiekostenverteuerung jeden treffen, und es wird verzögert zu Sekundäreffekten kommen. Ich empfehle Unternehmen daher, eng mit ihrer Hausbank im Austausch zu bleiben und rechtzeitig gemeinsam finanzielle Weichen zu stellen, bevor die Luft zum Atmen knapper wird.“

**Theo Jansen, Geschäftsführer**  
[Wechsler Feinfisch GmbH](#), Erftstadt

**(15.03.2022)**

Familienunternehmen in der 3. Generation mit dem Fokus „Fischräucherei und Fischspezialitäten“, mit ca. 50 MA in Deutschland sowie 80 bis 100 MA in Polen.

### **Statement**

„Seit 1992 sind wir Naturland Bio Partner und beschäftigen uns daher schon seit dieser Zeit mit verantwortungsvoller Produktion entlang der Lieferketten, um sichere und leckere Lebensmittel herzustellen.

Wir haben seit 10 Jahren eine 100 kWp Photovoltaikanlage auf dem Dach mit der wir fast 30% unseres Strombedarfes decken. Innerhalb der nächsten 12 Monate wollen wir unseren Energiebedarf durch BHKW mit Biogas, Photovoltaik-Freilandanlage und Speichermedien so weit senken, dass eine klimaneutrale Lachsproduktion erreicht wird. Es ist uns wichtig dieses nicht über einen Zertifikathandel zu erreichen.“



VEREINIGTE  
INDUSTRIEVERBÄNDE VON  
DÜREN, JÜLICH, EUSKIRCHEN  
& UMGEBUNG E.V.



15.03.2022  
Ki

## Pressemitteilung

### **Die Auswirkungen des Ukraine-Krieges auf die Energieversorgung der Industrie**

„Die Politik muss handeln. Die enormen Strom- und Gas Preisanstiege können nur bewältigt und verkraftet werden, wenn der Staat - und das gehört schließlich zu seinen vordringlichen Aufgaben - Bürgern und Unternehmen merklich entlastend hilft - und zwar schnell! Sonst sehe ich ein Massensterben an Unternehmen und Arbeitsplätzen.“ Hans-Helmuth Schmidt, geschäftsführender Gesellschafter der CWS Lackfabrik GmbH und Vorsitzender der Vereinigten Industrieverbände von Düren, Jülich, Euskirchen & Umgebung e.V. (VIV), bringt es auf den Punkt. Die ohnehin schon äußerst angespannte Lage auf dem Energiemarkt hat sich mit dem russischen Angriffskrieg in der Ukraine noch einmal massiv verschärft. Die Herausforderungen für Unternehmen sind immens. Mit 140 Dollar pro Barrel liegt der Ölpreis derzeit nur knapp unter dem Allzeithoch. Erdgas war Anfang März so teuer wie nie. An der EEX (European Energy Exchange), einer öffentlich-rechtlichen Energiebörse, lag der Großhandelspreis bei rund 17 Euro pro Megawattstunde. Aktuell beträgt er 78 Euro, als mehr als das Vierfache. Hinzu kommen mangelnde Planungssicherheit und Sorge vor Versorgungsknappheit.

„Wir gehen davon aus“, sagt Heinrich Klocke, Geschäftsführer der Stadtwerke Düren, „dass derzeit keine Versorgungsengpässe drohen.“ Die Erdgasspeicher seien zum Ende der aktuellen Heizperiode zu rund 30 Prozent gefüllt und sollen bis zum Beginn des Winters nach entsprechenden Ankündigungen aus Berlin und Brüssel entsprechend gefüllt sein. Klocke: „Die entscheidende Frage ist, ob uns im Herbst russisches Gas noch umfassend, teilweise oder gar nicht zur Verfügung steht.“

Gerade auch die sehr energieintensiven Unternehmen im VIV-Verbandsgebiet, wie beispielsweise die Papierindustrie, leiden extrem unter den hohen Energiekosten. Schon heute machen die in der Papierindustrie mehr als 20 Prozent der Gesamtkosten aus – und zwar ohne, dass die steigenden Kraftstoffpreise berücksichtigt sind. Ein großes Papierunternehmen aus der Region spricht sogar von einer Verfünffachung der Kosten aufgrund der steigenden Gas- und Strompreise pro Mitarbeiter im Vergleich zu 2021.

---

„Besonders dramatisch“, sagt Holger Autenrieb, Geschäftsführer der Niederauer Mühle, „ist die Situation für Unternehmen, die zu 100 Prozent vom Spotmarkt abhängig sind.“ Als Spotmarkt bezeichnet man den ökonomischen Ort, an dem Angebot und Nachfrage von Kassageschäften aufeinandertreffen. Autenrieb: „Diese Unternehmen können bei der aktuell so kurzfristigen Entwicklung kaum reagieren und die Kostensteigerungen nicht an die Kunden weitergeben.“ Andere Kostensenkungen, um die Energiekostensteigerungen zu kompensieren, ergänzt Autenrieb, seien praktisch unmöglich. „Warum? Weil alle anderen Kosten, beispielsweise für Rohstoffe, Chemikalien, Instandsetzung und Ähnliches ebenfalls stark ansteigen.“

Ähnlich sieht das auch Dr. Jürgen Liermann, Geschäftsführer von Neapco. „Die aktuelle Entwicklung der Energiepreise ist dramatisch und existenzbedrohend. Die Preise liegen um den Faktor drei höher.“

Mit großer Sorge beobachten die Unternehmer, Forderungen aus der CDU-Bundestagsfraktion, die Energie-Importe aus Russland komplett zu stoppen. „Wir setzen Erdgas als Prozessgas in unserer Härtereierie und zum Heizen ein“, sagt Liermann und wird sehr deutlich: „Wenn es keine Lieferalternative gibt, ist eine Fortsetzung nicht mehr möglich. Abgesehen davon ist natürlich mit weiteren Preissteigerungen zu rechnen.“ Holger Autenrieb ergänzt: „Die sprunghaft ansteigende Energiepreisentwicklung würde vermutlich noch extremer und wäre dann für viele Unternehmen nicht mehr tragbar.“ Die Forderungen aus der CDU, so Schmidt, seien nicht zu Ende gedacht: „Die Energiepreise, die wir dann haben werden, wird niemand mehr bezahlen können.“

Klar ist, dass die Politik möglichst schnell handeln muss. „Deutschland muss seine starke Abhängigkeit von russischen Energieimporten zügig verringern, um die Versorgungssicherheit, eine wettbewerbsfähige Industrie und bezahlbare Energiepreise zu gewährleisten“, sagt Heinrich Klocke. Der Ausbau der Erneuerbaren Energien müsse forciert werden – und zwar inklusive der dazugehörigen Netzinfrastruktur. „Außerdem müssen der Anteil von Biogas und das Hochlaufen der Wasserstoffwirtschaft gesteigert werden.“

Bis diese langfristig wichtigen Maßnahmen greifen, fordern die Unternehmer eine Senkung von Steuern und Abgaben auf Energieträger und eine Regulierung der Preisobergrenzen. Holger Autenrieb: „Die deutsche Industrie steht im internationalen Wettbewerb und verliert hier gerade massiv an Stellung.“ Der gleichzeitige Ausstieg aus Atomkraft und Kohle plus die aktuelle Krisensituation könne die deutsche Wirtschaft nicht ohne Schäden überstehen. Autenrieb: „Wenn Deutschland an diesem Kurs festhält, wird dies in den nächsten Jahren viele Unternehmen an ihre Grenzen bringen.“

Kontakt: Sandra Kinkel

T: 02421/4042-16

E-Mail: [s.kinkel@vivdueren.de](mailto:s.kinkel@vivdueren.de)

120 MA, Familienunternehmen (gegründet 1839) in der 6. Generation, Spezialisten für innovative Rohstoffe aus Ölsaaten.

### Statements

1. „Die Verarbeitung von Gas bedeutet bei uns den größten Anteil unserer Energie. Wir verbrauchen Gas, um Strom zu produzieren, aber insbesondere für unser Kesselhaus, um unsere Wärme zu produzieren. Wärme mit Strom zu produzieren ist viel aufwendiger und ineffizienter als mit Gas.“
2. „Um eine Vorstellung der Dimension zu geben: wir haben einen Energiebedarf von ca. 30.000 Einfamilienhaushalten. Wir bräuchten damit fast alle Dächer der Stadt Neuss, wenn sie alle PV-Anlagen hätten, um unseren Energiebedarf zu decken.“
3. „Unsere Anlage muss laufen, da wir große Mengen bewegen und verarbeiten. Wir können unsere Abläufe nicht so ohne weiteres stoppen, da bei gefüllter Anlage das Risiko eines Maschinendefektes beim Anfahren sehr hoch ist. Am Tag sind es ca. 2.300 t, aus denen wir etwas mehr als 1 Mio. Liter Öl produzieren, die wir täglich ausliefern.“
4. „Wir sind für alternative Energien immer offen, wenn sie denn zur Verfügung stehen und das zu wettbewerbsfähigen Preisen. Nur fehlen für Energie aus Wind- und Solar-Anlagen die Speicherkapazitäten und Energie aus Wasserstoff ist eine Hoffnung der Zukunft.“

Das Unternehmen ist der größte Aluminiumhersteller Europas. In Deutschland produziert Speira an mehreren Standorten eine breite Palette an Aluminiumprodukten: Gusslegierungen, Pressbolzen, Strangpressprodukte, Walzerzeugnisse, dazu Bausysteme und Präzisionsrohre.

### Statements

1. „Für uns stellt sich die Frage: wie wird das zukünftig mit Gas? Zumindest als Übergangslösung für die nächsten 10 bis 15 Jahre, bis dass man dann eine Infrastruktur aufgestellt hat, die erstens die Energieversorgung und zweitens die Wärmeversorgung sicherstellt. Man wird mit Strom tatsächlich nicht alles lösen können. Solar, Windkraft – das ist alles in Ordnung. Biogas wird in der Menge nicht herstellbar sein. Wie macht man das dann? Dann kommt Wasserstoff als neue Technologie mit auf den Markt – aber auch hier gilt: Aufbau einer entsprechenden Infrastruktur, um entsprechende Mengen zu erzeugen, das bedarf ja nochmal ganz anderer Anstrengungen. Was aktuell die Energiewende verschärft ist, dass man bisher davon ausgegangen ist, dass man sehr viel im Stromsektor machen kann, wenn man es nur *auf die Straße bringt* und vor allem den Ausbau von Windkraft und Solar als begleitende Energieträger und dann eben auch Gas. Das wird eine sehr kritische Herausforderung.“

- 
2. „Im gesamten Unternehmen fahren wir Glühöfen, die Gas befeuert sind. Wir überlegen gerade, wie kann man hier elektrifizieren. Teilweise geht das, aber eher in kleinerem Maßstab. Und wir überlegen ebenso, wie man den Wärmeträger Erdgas austauschen kann gegen Wasserstoff. Unsere Endprodukte müssen ja mit einem Wärmeträger wie Wasserstoff trotzdem noch funktionieren, das ist nicht trivial. Da arbeiten wir u.a. mit Forschungszentren zusammen. Wir brauchen hier auch entsprechende Garantien für Belastungsgrenzen, damit wir weiter investieren. Das sind dann auch Zeiträume von locker 20 Jahren. Eine Umstellung dauert – wir reden hier von 30, 40 Öfen. Und das sind enorme Investitionsgrößen.“
  3. „Wir sollten unseren Gedanken weniger Grenzen setzen. Denn wenn um uns herum alle anderen europäischen Länder weiterhin überlegen, dauerhaft andere Energieträger zu nutzen, dann macht ein deutscher Alleingang wenig Sinn. Bei der Energieversorgung sollten wir europäisch denken, um möglichst alle Flächen und damit möglichst alle vorhandenen Energieträger optimal zu nutzen, so lange wie möglich. Die Braunkohle läuft aus. Atomstrom ist auf Dauer keine Lösung. Aber wir brauchen Perspektiven: nicht für die nächsten acht Jahre, sondern für die nächsten Jahrzehnte, um uns in die Lage zu versetzen, ein europäisches Energieversorgungsnetz aufbauen zu können. Wir denken immer zu kleinteilig in Europa – und das ist ein großes Problem.“
  4. „Unsere Kunden beginnen verstärkt nachzufragen, inwieweit unsere Produkte nachhaltig hergestellt sind. Das Thema Recycling spielt eine große Rolle, also entsprechende Rücklaufschrötte, der Einsatz von *post consumer scrap*, gerade im Verpackungssektor – z. B. die Getränkedose. Im Automobilbereich gibt es immer mehr Verträge mit den OEMs, bei den die Rücknahme der Rücklaufschrötte vertraglich vereinbart wird. Es gibt inzwischen auch Tendenzen, dass es nicht mehr allein um ihre eignen Rücklaufschrötte geht, sondern um den Anteil an recyceltem Material bzw. CO<sub>2</sub>-arm produziertem Material. So ist es für uns attraktiver, gerade bei der Elektromobilität, Produkte auf den Markt zu bringen, die ein Nachhaltigkeitszertifikate verdienen. Wir stehen hier im Wettbewerb mit Unternehmen aus Ländern wie Norwegen, die zu ganz anderen Preisen grünen Strom produzieren und nachhaltig arbeiten.“
  5. „Stromschwankungen können wir uns auf keinen Fall erlauben. Wenn wir in unseren Walzkraftwerken zwischen 200 bis 500 Millisekunden Stromausfall haben, gehen alle Maschinen in die Knie und verursachen einen erheblichen Schaden. Es sind mehrere Schichten erforderlich, um eine Walze wieder anzufahren. Oftmals hat man dann viel kaputt gemacht.“

---

**Peter Ropertz, Geschäftsführer**  
der [Bäcker-Innung Köln/Rhein-Erft](#)

(24.03.2022)

**Statements:**

1. „Für unsere Betriebe des Bäckerhandwerks ist die Versorgungssicherheit extrem wichtig. Denn Schwankungen im Stromnetz können zu Sicherheitsabschaltungen der Backöfen führen. Diese verlieren dann entsprechend Temperatur. Dieser Temperaturabfall kann so massiv sein, dass die im Ofen befindliche Ware nicht mehr in den Verkauf gebracht werden kann. Eine Auswirkung wäre, dass der Kunde morgens vor einer leeren Theke steht.“
2. „Für das Bäckerhandwerk an Rhein und Erft ist das Thema der Energiesicherheit von zentraler Bedeutung bei der Betrachtung unserer Wertschöpfungskette. Fehlende Energiesicherheit gefährdet die Existenz der Betriebe und der entsprechenden Arbeitsplätze. Sie wäre ein schwerer Schlag für die regionale Wirtschaft.“

**Udo Gerlach, Technischer Leiter**  
[Dreifaltigkeits Krankenhaus](#), Wesseling

(24.03.2022)

ca. 186 Betten, Lehrkrankenhaus der Universitätsklinik Bonn

**Statement**

„Als Krankenhaus gehören wir zur kritischen Infrastruktur und sind verpflichtet, Szenarien wie z.B. Black-out-Tests regelmäßig zu üben und entsprechende Maßnahmen umzusetzen. Im Herbst letzten Jahres haben wir begonnen die gesamte Sicherheitsstromversorgung und Teile der Allgmeinstromversorgung zu modernisieren. Seit Dezember 2021 wird für einen eventuellen Stromausfall der Notstrombetrieb durch einen neuen Notstromgenerator mit einer Sicherheitsreserve von 72 Stunden ermöglicht. Für das Ausfallszenario des stationären Notstromgenerators wurde ein neuer externer Anschluss für einen mobilen Generator errichtet. Zusätzlich wird die Energieversorgung durch den Einsatz eines BHKWs unterstützt. Eine neue Noteinspeisung für die Warmwassererzeugung und Heizungsbetrieb ermöglicht bei Ausfall der Heizkesselanlage den Betrieb über eine mobile Heizkesselanlage sog. *Hot Mobil* sicherzustellen.“

Dass Krankenhäuser neuralgische Orte in der Gesellschaft sind, haben alle jetzt auch während der Pandemie und bei der Flutkatastrophe im Juli erlebt. Gerade bei der Flut, von der wir auch betroffen waren, haben wir viel Unterstützung erfahren. Nichtsdestotrotz: trotz aller Vorbereitungen und Notfallpläne: wenn der Betrieb in einer Klinik gestört oder gefährdet ist, dann steht der Betreiber in den ersten Momenten alleine da. Da wünsche ich mir mehr Unterstützung bei der Vorbereitung.“

Spezialmaschinenhersteller im Bereich kundenspezifischer Verpackungslösungen für die Süßwarenindustrie, Familienunternehmen mit über 70 Jahren Tradition, ca. 40 MA / im 1-Schichtbetrieb.

### **Statements**

1. „Schwankungen im Netz führen bei uns dazu, dass wir überlegen müssen, ob wir gerade jede Produktionsmaschine parallel laufen lassen. Es wird für uns alle herausfordernd und es wird uns alle treffen. Es kommt ja auch darauf an, wie sicher die Netzspannung ist. Es ist ja nicht nur eine Frage der absoluten Menge, sondern einfach der konstanten Leistung. Und da wird es letztlich darauf ankommen, ob die Energieversorger das gewährleisten können.“
2. „Es muss kein studierter ITler oder Ingenieur sein, um eine Maschine geschickt bedienen zu können. Ein guter Maschinenführer wird in den nächsten Jahren so teuer bezahlt werden können - wenn die jungen Leute das heute schon wahrnehmen würden, dann würden sehr viele von ihnen Industriemechaniker oder Anlagenführer. Es ist wirklich so: die Generation stirbt gerade aus. Dabei ist es ein Beruf mit und für die Zukunft – und nicht nur unser Unternehmen hätte auf Jahre genügend und gute Fachkräfte!“
3. „Wir müssen eine ganz feine Balance finden zwischen Klimaschutz, Umweltschutz, Nachhaltigkeit – das sind im Grunde Worthüllen, die mit Inhalt gefüllt werden müssen. Wir dürfen jetzt nicht aus ideologischen Gründen die Energiesicherheit gefährden. Wir brauchen am Ende des Tages einen Mix, einen Kompromiss, mit dem wir alle leben können. Wir müssen nutzen, was wir haben und ein Stück unabhängiger werden. Die Balance muss stimmen zwischen lokal und global, das wird ganz wichtig sein. Eigene Stärken sollten wieder in den Vordergrund treten. Wenn der Standort Deutschland wieder attraktiv wäre für die Produktion, nicht nur für den Mittelstand, das wäre der richtige Schritt.“



Familienunternehmen, einer der größten Lebensmittel-Konservenhersteller in Deutschland - ca. 200 MA / im 3-Schichtbetrieb.

### **Statements**

1. „1932 gegründet, sind wir 1962 in das Lebensmittel-Konservengeschäft eingestiegen. Wir sind in Deutschland der einzige Konservenhersteller, der eine Wertschöpfungskette des Produktes vom landwirtschaftlichen Ursprung bis hin zu den Regalen des Handels abdeckt. Wir verfügen über eine eigene Logistik (LKW-Fuhrpark) und bewirtschaften eigene landwirtschaftliche Flächen. Diese regionalen, landwirtschaftlichen Erzeugnisse werden in unseren Produktionsstätten verarbeitet. Zusätzlich arbeiten wir seit Jahrzehnten mit über 250 verschiedenen Vertragslandwirten aus der Region zusammen.“
2. „Das Thema „*Energieversorgungssicherheit*“ betrifft uns insofern sehr stark, da wir unsere Lebensmittel-Konserven unter Verwendung von Energie, also Erdgas und Strom, herstellen. Zur Produktion nutzen wir z.B. Dampf, zur Dampferzeugung brauchen wir das Erdgas. In sogenannten Pasteurisatoren und Sterilisatoren werden die Produkte z.B. mit Dampf erhitzt und konserviert. Mit Strom wird der Transport der Produkte im gesamten Produktionsprozess angetrieben und schließlich eine Kühlung vorgenommen. Fällt z.B. während des „Kochvorgangs“, also in den Pasteurisatoren, der Strom aus, ist der Durchlauf der Produkte durch die Anlage blockiert, die Kühlung unmöglich und es entsteht ein enormer Schaden. Die Ware bleibt in der Kochanlage stehen und ist zerstört. Ein Schaden kann sehr schnell große fünfstelligen Euro-Summen umfassen. Schadensersatzforderungen sind, wenn die Schadenursache im vorgelagerten Netz liegt, schwierig geltend zu machen. Das haben wir bereits erlebt. Unser Schaden wurde - für uns sehr schmerzlich - nicht erstattet.“
3. „Wir haben bei Stollenwerk eine Sondersituation, da wir die Ware Erntebezogen, saisonal verarbeiten. Wir stellen die Ware nach der Produktion dienstleistend für den deutschen Lebensmittelhandel bis zu einem Jahr bei uns auf unserem Werksgelände auf Lager. Zur Finanzierung des Umlaufvermögens brauchen wir die Möglichkeit einer angepassten Kreditaufnahme. In diesem Jahr müssen wir voraussichtlich eine zwischen 15% bis 20% höhere Kreditinanspruchnahme als bei bisher üblicher Kalkulation planen, weil kurzfristig die Kosten dramatisch gestiegen sind. Die Kostensteigerungen-müssen wir auch in die Vorfinanzierung nehmen, da die Kunden die Ware zeitversetzt abnehmen. Wir befinden uns in einem Dilemma, denn wir müssen schauen, dass wir in dieser schwierigen Lage, die Produkte auch mit diesen Kostensteigerungen verkaufen.“
4. „Es ist ganz entscheidend, dass man in Deutschland – auch seitens unserer Kundschaft - verstärkt darüber nachdenken sollte, dass wir in der Lebensmittelbranche in einer großen Abhängigkeit vom Ausland, z. B. von Indien, Türkei und China sind. Und was unsere Produkte angeht, sollte der deutsche Handel wieder verstärkt auf regionale und heimische Produkte setzen, auch wenn diese im direkten Preisvergleich teurer sind. In Deutschland sind Rahmenbedingungen gegeben, welche die Herstellung der Produkte wesentlich teurer machen als in anderen Ländern. Wenn man dann die CO<sub>2</sub>-Belastungen betrachtet und Nachhaltigkeit ernst nimmt, hat man kein Verständnis für die weiten Lieferwege, z.B. Cornichons aus Indien oder der Türkei.“

KANZAN ist der führende europäische Anbieter eines umfassenden Produktprogramms von Thermopapieren, Inkjet-Papieren und weiteren Spezialprodukten mit rund 300 Mitarbeiter:innen.

### **Statements**

1. „Die aktuelle Situation durch den russischen Angriffskrieg zeigt, dass die Energieversorgung und die Klimaziele neu betrachtet werden müssen. Der Weiterbetrieb der hocheffizienten Braunkohlekraftwerke ist für die Versorgungssicherheit in Deutschland unumgänglich.“
2. „Ich hoffe nicht, dass es durch die kurzfristigen massiven Abschaltungen der grundsätzlich gesicherten elektrischen Leistungen, die z.Zt. im Stromnetz noch voll verfügbar sind, zu einem großflächigen Versorgungsausfall oder zu Beeinträchtigungen der Stromqualität kommen wird. Die Folgen für die Industrie wären höhere ungeplante Produktionsausfälle, lange Stillstandzeiten und erheblichen Mehrkosten.“

**Statement Dr. Arndt Selbach, Standortleiter von Evonik in Wesseling und Lülsdorf:**

„Evonik gehört mit seinen rheinischen Standorten in Wesseling, Lülsdorf, Bonn und Leverkusen zu den großen Unternehmen der Chemieindustrie. Für eine sichere und stabile Produktion sind wir auf eine gesicherte Versorgung mit Energie und Rohstoffen zwingend angewiesen. Viele unserer Standorte sind intern im so genannten Verbundsystem eng vernetzt, zugleich sind wir auch Teil des standortübergreifenden Produktionsnetzwerks mit anderen Industrie-Unternehmen in unserer Region.

Kurzfristig Einschnitte in diesen Netzwerken vornehmen zu müssen – zum Beispiel infolge eines Ausfalls der Gasversorgung-, ist eine sehr komplexe Aufgabe. Man kann vielfach verbundene Produktionssysteme nicht einfach auf Knopfdruck stoppen. Und falls ein großer Standort wie Wesseling wirklich einmal komplett runtergefahren werden müsste, wäre es eine Aufgabe von Monaten, ihn wieder in Betrieb zu nehmen. Daher tun unsere Fachleute alles, um uns für die extrem volatile Lage an den Energie- und Rohstoffmärkten zu wappnen. Doch extreme Entwicklungen, wie sie Folge des Ukraine-Krieges sein könnten, wären langfristig kaum zu kompensieren.“

**Statement Christian Kullmann, Vorstandsvorsitzender Evonik Industries AG und Präsident des Verbandes der Chemischen Industrie (VCI):**

„Die deutsche Industrie funktioniert in ihrer Vernetzung wie ein menschlicher Körper, und die Energie ist dessen Treibstoff, also das Herz-Kreislauf-System. Wenn man die Energieversorgung der Industrie unterbricht, wird unsere Volkswirtschaft als Organismus schweren Schaden nehmen. Besonders drastisch wären die Folgen einer Verknappung von Gas für die Chemieindustrie: Sie nutzt Erdgas nicht nur zur Energieerzeugung, sondern auch als Rohstoff zur Herstellung vieler Chemieprodukte. Ersatzlösungen gibt es dafür bisher nicht mal in annähernd ausreichendem Maße.

Ein längerer Ausfall der Chemieproduktion würde eine Kettenreaktion in der deutschen und europäischen Industrieproduktion nach sich ziehen. In über 90% aller industriell hergestellten Produkte sind Ausgangsstoffe aus der Chemie enthalten. Würde die energieintensive Chemie-Industrie nur eingeschränkt oder gar nicht mehr produzieren können, hätte das daher Folgen für so gut wie alle anderen Industriebranchen. Dann fehlen zum Beispiel der Bauindustrie die Dämmstoffe oder der Autoindustrie Lacke, Sitzpolster und vieles mehr. Es ist sehr wichtig, dass Bundesregierung und EU-Kommission zusammen mit der Wirtschaft intensiv an alternativen Wegen zur sicheren Energieversorgung arbeiten.“

**Joerg Wagner**

Corp. Communications | External Com.

+49 201 1773408 | +4915256386040 | [joerg2.wagner@evonik.com](mailto:joerg2.wagner@evonik.com)

**Evonik Industries AG**

Rellinghauser Straße 1-11 | 45128 Essen

[www.evonik.de](http://www.evonik.de)

**Dr. Lars Kulik**, Vorstandsmitglied für das Ressort Braunkohle (CTO):

„Angesichts des Krieges in der Ukraine gilt es Vorsorge zu treffen, um die Versorgungssicherheit in Deutschland auch für den Fall zu gewährleisten, dass Rohstofflieferungen aus Russland ausbleiben. Deshalb ist es richtig, dass die Bundesregierung alle Optionen prüft, inklusive der Möglichkeit, Kohlekraftwerke länger als geplant in Reserve oder Sicherheitsbereitschaft zu halten beziehungsweise auch wieder ans Netz zu bringen. Die Entscheidung, ob und in welchem Umfang Kraftwerke temporär etwa zur Reduktion des Gasverbrauchs eingesetzt werden sollen, obliegt der Bundesregierung. Wir sind dazu bereit, unseren Beitrag zu leisten.“

**Michael Eyll-Vetter**, Leiter Sparte Entwicklung Braunkohle:

„Eine sichere Versorgung der Kraftwerke mit Braunkohle hat durch den Krieg zusätzlich an Bedeutung gewonnen. Wie hoch ein zusätzlicher Kohlebedarf sein wird, hängt davon ab, welche Kraftwerke und in welchem Umfang sie eingesetzt werden sollen. Wir bereiten uns auf alle möglichen Szenarien vor. Die Tagebauplanungen in Hambach und Inden werden dadurch nicht infrage gestellt. Mögliche Auswirkungen auf die Tagebauführung in Garzweiler stehen weiterhin im Einklang mit der Leitentscheidung des Landes NRW vom März 2021.“