



Übertragungsnetze in Nordrhein-Westfalen

Handlungsempfehlungen für Energieinfrastrukturen und neue Netztechnologien

Transportnetze als zukunftssichernde Infrastruktur im Industrieland NRW

Handlungsempfehlungen und Ergebnispapier der Expertengruppe AG 1 „Energieinfrastrukturen und neue Netztechnologien“ im Netzwerk Netze und Speicher der EnergieAgentur.NRW im Auftrag des Landes Nordrhein-Westfalen.

Vorbemerkung:

Dieses Positionspapier gibt gemeinsame Erkenntnisse der Mitglieder der Expertengruppe wieder. Die Gemeinschaftsergebnisse wurden im konstruktiven Dialog aus häufig unterschiedlichen Positionen erarbeitet. Dieses Positionspapier spiegelt daher nicht unbedingt die Meinung der durch ihre Mitarbeiter vertretenen Unternehmen und Institutionen wieder.

Empfohlene Zitierweise:

Rehtanz, C.; Barth, P.; e. a.:

Transportnetze als zukunftssichernde Infrastruktur im Industrieland NRW

Handlungsempfehlungen einer Expertengruppe im Netzwerk Netze und Speicher der EnergieAgentur.NRW im Auftrag des Landes Nordrhein-Westfalen.

NRW (Oktober 2016)

Autoren:

Prof. Dr.-Ing. Christian Rehtanz (TU Dortmund - ie³)

Peter Barth (Amprion GmbH)

Tim Bongers (RWTH Aachen University - IAEW)

Prof. Dr. iur. Klaus Joachim Grigoleit (TU Dortmund - RUR)

Christian Karalis (STEAG GmbH)

Prof. Dr.-Ing. Jochen Kreusel (ABB AG)

Dr.-Ing. Carsten Lehmköster (Amprion GmbH)

Dr.-Ing. Georg Markowz (Evonik Technology & Infrastructure GmbH)

Prof. Dr.-Ing. Albert Moser (RWTH Aachen University - IAEW)

Markus Traud (STEAG GmbH)

Manfred Zühlsdorf (nkt cables GmbH & Co. KG)

Inhaltsverzeichnis

1. Handlungsempfehlungen für NRW	4
1.1. Energieinfrastruktur als Standortvorteil nutzen	4
1.2. Netzausbau für die Energiewende	4
1.3. Bundeseinheitliche Übertragungsnetzentgelte abwenden – Preiszone erhalten	4
1.4. Rahmenbedingungen für den Strukturwandel der Energienetze schaffen	5
1.5. Verfahrensverzögerungen vermeiden	5
1.6. Die Entscheidungen für Netzausbau rechtzeitig treffen	5
1.7. Ausbau von Erneuerbaren Energien und Netzen weiter synchronisieren	5
1.8. Zentrale und dezentrale Systeme miteinander verzahnen	6
1.9. Energietechnische Kompetenz in NRW nutzen und stärken	6
1.10. Speicher und dezentrale Anlagen systemdienlich nutzen	6
1.11. Potenziale zur Elektrifizierung und Flexibilisierung von Industrieprozessen erschließen	7
2. Entwicklung der Erzeugungs- und Laststruktur in NRW	8
2.1. Gegenwärtige Situation	8
2.2. Zukünftige Entwicklungen	9
3. NRW als Drehscheibe innerhalb Deutschlands und der EU	13
3.1. Grundlagen	13
3.2. Austauschkapazitäten/Ausbau von Interkonnektoren	13
3.3. Deutschland und NRW als Drehscheibe weiträumiger Übertragungsbedarfe	14
3.4. Ausblick	16
4. Einfluss der Preiszonengestaltung und Netzentgeltsystematik auf NRW	17
4.1. Marktgebiete und Preiszonen	17
4.2. Netzentgeltsystematik	18
5. Interaktion mit den westlichen Nachbarn	21
5.1. Interkonnektoren zur Versorgungssicherheit	21
5.2. Zeitablauf von Interkonnektorvorhaben	21
5.3. Fazit und Empfehlung	24
6. NRW zwischen Ballungszentrum und ländlichem Raum	25
6.1. Raumstrukturelle Bestandsaufnahme	25
6.2. Raumstrukturen als Parameter der Energiepolitik	25
7. Systemische Aspekte der Transport- netzentwicklung	27
7.1. Wechselspiel mit Verteilnetzen	27
7.2. Wandel und Optimierung der Infrastruktur in NRW	28
7.3. Stand und Entwicklung der Netztechnologien	29
7.4. Flexibilität und Speicher	31
7.5. Sektorenkopplung	32
8. Referenzen	35

1. Handlungsempfehlungen für NRW

1.1. Energieinfrastruktur als Standortvorteil nutzen

Die Energieinfrastruktur in Nordrhein-Westfalen stellt einen Standortvorteil sowohl im Länder- als auch im europäischen Vergleich dar, der stärker kommuniziert und genutzt werden sollte.

NRW ist nicht nur Sitz der Bundesnetzagentur und des jeweils größten deutschen Übertragungs- und Verteilnetzbetreibers sowie Standort führender Netzbetriebsmittelhersteller (z. B. Kabel, Umspannanlagen), sondern auch bedeutender F&E- und Dienstleistungsstandort und Standort für viele Unternehmen der energieintensiven Industrien. Durch den Strukturwandel in der Erzeugung gewinnt der großräumige Ausgleich von Verbrauch und Erzeugung elektrischer Energie an Bedeutung. Die Kapazität der Übertragungsnetze in NRW ermöglicht sowohl einen weiteren Zubau von Erneuerbaren Energien als auch den Im- und Export elektrischer Energie aus und zu Nachbarregionen. Moderne energieintensive Industrie kann dadurch sicher versorgt werden.

1.2. Netzausbau für die Energiewende

Für die deutsche und europäische Energiewende muss über Netzentwicklungsmaßnahmen in NRW entschieden werden.

Der hohe Vermaschungsgrad der Transportnetze in NRW macht das Land zur Drehscheibe für elektrische Energie in Deutschland und Europa, die erhalten und ausgebaut werden sollte. Der Großteil des Ausbaus der Offshore-Windenergie erfolgt in der Nordsee und bedingt die sich bereits in der Planung befindlichen Transportkapazitäten von der Küste in die Verbrauchszentren. Mit der Erweiterung des Betrachtungszeitraums des Netzausbaubedarfs von 2024 auf 2030 (15 GW Offshore) erhöht sich der Transportbedarf, so dass in der kommenden Legislaturperiode über eine dritte Netzausbauwelle mit einer weiteren HGÜ-Trasse nach NRW zu entscheiden sein wird. Die Nachbarschaft NRWs zur Beneluxregion und die relative Nähe zu Frankreich sollte im Transportnetz durch den Ausbau von Verbindungen Richtung Westen gestärkt werden. Die Bedeutung des Wechselspiels mit den europäischen Nachbarn ist groß, da aus dem Norden elektrische Energie in das deutsche Transportnetz einfließt und neben der Verwendung in den Lastzentren, wie insbesondere NRW, auch zu den westlichen und südlichen Nachbarn weitergeleitet werden muss. Mit neuen Verbindungen nach Westen kann NRW den belgischen Atomausstieg unterstützen und in Frankreich die Flexibilität im Hinblick auf den zukünftigen Erzeugungspark erhöhen.

1.3. Bundeseinheitliche Übertragungsnetzentgelte abwenden – Preiszone erhalten

Der bisherige Netzausbau sichert NRW bislang günstige Netzentgelte und damit einen Standortvorteil der erhalten bleiben sollte.

Die diskutierte bundesweite Umlage der Netzentgelte würde die Folgen der Verzögerungen des Netzausbaus (z. B. Redispatchkosten) in anderen Regionen den Stromkunden in NRW aufbürden. Zugleich würde der Anreiz für die Problemlösung durch Netzausbau in den betroffenen Regionen gesenkt. Ein Wegfall dieses Netzausbauanreizes kann den Netzausbau weiter verzögern und befördert die Diskussion über die Schaffung von mehreren Strompreiszonen in Deutschland. Von einer Aufteilung der einheitlichen Preiszone in Deutschland wird abgeraten.

1.4. Rahmenbedingungen für den Strukturwandel der Energienetze schaffen

Infrastrukturmaßnahmen über Netzebenen und Energieträger hinweg sollten gesamtheitlich, insbesondere unter Berücksichtigung der Raumnutzung weiterentwickelt werden. Die Netze müssen an den Wandel der Abnahmestruktur und die regionale Entwicklung angepasst werden.

Die Anpassung der Energieinfrastruktur an die zukünftigen Herausforderungen unter Berücksichtigung der Erneuerung dieser ermöglicht insbesondere in den Ballungszentren Bündelungseffekte von Übertragungs- und Verteilnetzkomponenten sowie Sektoren-übergreifend z. B. Gas- und Wärmenetze, die bei weiteren Ausbauvorhaben stärker genutzt werden sollten. Die regulierungsrechtlichen Rahmenbedingungen sollten dahingehend angepasst werden, dass derartige Synergieeffekte und Entlastung der Bevölkerung leichter gehoben werden können.

1.5. Verfahrensverzögerungen vermeiden

Weitere Verzögerungen des Netzausbaus durch Umplanungen infolge schwerwiegender Änderungen der gesetzlichen Rahmenbedingungen für laufende Projekte sollten vermieden werden.

Der wachsenden Komplexität und langen Dauer der Verfahren sollte durch hinreichende Personalausstattung der Planungs- und Zulassungsbehörden begegnet werden.

1.6. Die Entscheidungen für Netzausbau rechtzeitig treffen

Die langen Planungs- und Realisierungszeiten sollten im politischen Prozess dahingehend berücksichtigt werden, dass die politischen Entscheidungen über neue Netzausbauvorhaben mit hinreichendem Vorlauf getroffen werden.

Da Planungs- und Realisierungszeiten für Stromleitungen im Höchstspannungsnetz nicht selten acht bis zehn Jahre betragen, ist die frühzeitige Untersuchung und endgültige Entscheidung über die Notwendigkeit maßgeblich, um bestimmte Zieljahre für die Inbetriebnahme neuer Netzabschnitte zu erreichen (z. B. belgischer Atomausstieg 2025). Je eher Entscheidungen für die Transformation des Energieversorgungssystems insgesamt getroffen werden, umso eher muss auch über die Anpassung der Energieinfrastruktur daran entschieden werden.

1.7. Ausbau von Erneuerbaren Energien und Netzen weiter synchronisieren

Nordrhein-Westfalen sollte seinen Ausbau der Erneuerbaren Energien und Umbau der Verteilnetze weiterhin so gestalten, dass daraus keine Netzengpässe im Übertragungsnetz erwachsen.

Vor dem Hintergrund der NRW-Verteilnetzstudie kann davon ausgegangen werden, dass das Land auch langfristig nicht zum Netzausbaubereich nach § 36c EEG mit reduziertem Windenergieausbau zählen wird.

1.8. Zentrale und dezentrale Systeme miteinander verzahnen

Für das Gelingen der Energiewende, nicht nur in den ländlichen Regionen sondern auch in den Ballungszentren, müssen zentrale und dezentrale Systeme europaweit miteinander verzahnt werden. Ein großräumiger Ausgleich über das Transportnetz ist dafür zwingend erforderlich.

Trotz des dezentralen Charakters des Ausbaus der Erneuerbaren Energien in NRW, der einzelnen Kommunen im ländlichen Raum eine bilanzielle Energieautarkie ermöglicht, sollte stets beachtet werden, dass die spezifischen Versorgungsaufgaben von NRW mit seinen industriellen Ballungszentren allein dezentral nicht beherrschbar sind.

1.9. Energietechnische Kompetenz in NRW nutzen und stärken

Die nordrhein-westfälische Kompetenz in energietechnischer F&E, die Produktentwicklung und Herstellung netztechnischer Komponenten sowie in der Fortschreibung technischer Standards sollte weiter ausgebaut werden.

Die Modernisierung und der Ausbau des elektrischen Energieversorgungssystems sind eine große Chance für den Standort zur Technologieführerschaft und können einen wesentlichen Beitrag für Wachstum und Beschäftigung leisten. Wenn Nordrhein-Westfalen mehr in energietechnische F&E investiert, kann es die ganzheitliche Entwicklung des Systems aus Energieerzeugung, Energieinfrastruktur und Verbrauchern, insbesondere der energieintensiven Industrien, maßgeblich prägen, auch über NRW hinaus.

1.10. Speicher und dezentrale Anlagen systemdienlich nutzen

Systemdienstleistungen aus großen und kleinen Speichern sowie weiteren dezentralen Anlagen in allen Netzebenen können einen Beitrag zur Systemstabilität und Kosteneffizienz leisten, der für die Flexibilisierung des Gesamtsystems geprüft und dementsprechend genutzt werden sollte.

Bereits heute können Systemdienstleistungen, wie Primärregelleistung aus Batteriespeichern, dezentral zur Verfügung gestellt werden. Für die technologieoffene und kosteneffiziente Bereitstellung von weiteren Systemdienstleistungen und Flexibilität auf den jeweiligen Spannungsebenen, bedarf es neuer Regelungen.

1.11. Potenziale zur Elektrifizierung und Flexibilisierung von Industrieprozessen erschließen

Nordrhein-Westfalen verfügt als Industrieland über große Flexibilitätspotenziale in Industrieprozessen, deren Hebung und Nutzung angereizt werden sollte.

Diese Potenziale liegen auf Übertragungsebene in der Umstellung bestehender wie auch der Entwicklung und Umsetzung innovativ strombasierter Industrieprozesse. Durch die Elektrifizierung und Flexibilisierung fossil basierter Prozesse kann erneuerbare Energie zunehmend auch zur Dekarbonisierung von Industrieprozessen und Rohstoffketten genutzt werden. Zusätzlich würden die Industriestandorte in NRW durch neue Investitionen gestärkt. Eine ausreichend dimensionierte Energieinfrastruktur ist eine Voraussetzung dafür.

2. Entwicklung der Erzeugungs- und Laststruktur in NRW

Die hohe Bevölkerungsdichte, die hohe Anzahl an Industrieunternehmen und die natürlichen Kohlevorkommen prägen das Bundesland Nordrhein-Westfalen. Der Zubau insbesondere von Wind- und Photovoltaikanlagen wird auch hier weiter vorangetrieben. Die Situation in NRW wird sich durch viele zukünftige Entwicklungen in NRW selber als auch in den Nachbarländern ändern.

2.1. Gegenwärtige Situation

Das Bundesland Nordrhein-Westfalen ist durch eine hohe Lastdichte in den Großstädten des Ruhrgebietes und Rheinlandes geprägt. Etwa ein Fünftel der deutschen Bevölkerung lebt in NRW und erwirtschaftete 2015 etwa 21 % des deutschen Bruttoinlandsproduktes [9]. Dies spiegelt sich im Stromverbrauch wieder, der im Jahr 2014 etwa 140 TWh betrug und somit in etwa einem Viertel des Gesamtverbrauchs Deutschlands entsprach [5]. Dieser Wert zeigt im Vergleich mit etwa 6 TWh von Mecklenburg-Vorpommern den Unterschied zu ländlich geprägten Bundesländern. Der Anteil NRWs am gesamten Industrieverbrauch ist mit 40 % prozentual noch größer [1]. Abbildung 1 veranschaulicht die Bevölkerungsdichte in NRW und die geographische Verteilung des maximalen Lastbezuges in NRW je Hochspannungsnetzknoten [6].

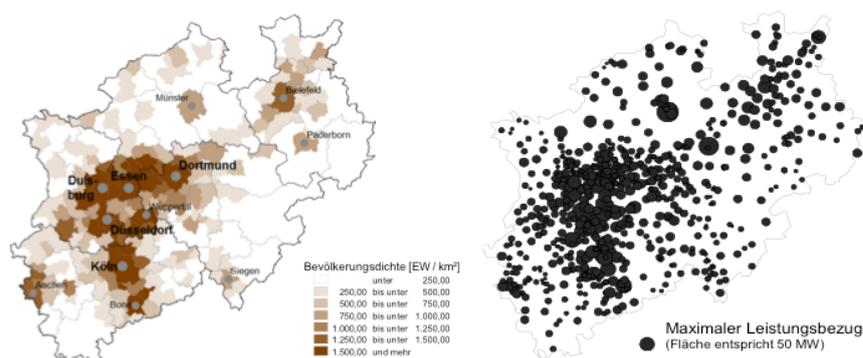


Abbildung 1: Bevölkerungsdichte in NRW und Lastverteilung 2011 je Hochspannungsnetzknoten [6]

Gegenwärtig werden zwei gegenläufige Trends beobachtet. Einerseits kommt es zu einer erhöhten Stromnachfrage durch neue Stromanwendungen wie der Elektrifizierung des Mobilitätssektors oder der Verbreitung der Wärmepumpen, andererseits führt die steigende Effizienz bestehender Anwendung sowie ein Rückgang der Bevölkerung zu einer Verringerung der Stromnachfrage. Potentiale zur Lasterhöhung und Lastsenkung sind vorhanden, sodass in der Netzentwicklungsplanung für 2030 im mittleren Szenario von einer konstant bleibenden Last ausgegangen wird [10]. Durch neue Stromanwendungen, insbesondere durch Elektrifizierung der Sektoren Wärme und Verkehr einschließlich industrieller Prozesse, kann es jedoch zu einem signifikanten Anstieg des Strombedarfs kommen.

Neben der hohen Lastdichte befindet sich in NRW derzeit eine hohe Dichte konventioneller Kraftwerke, welche die Industriezentren versorgen. Knapp die Hälfte der deutschen Steinkohle- und Braunkohlekraftwerksleistung befindet sich nach wie vor in NRW. Aufgrund der Erzeugungsstruktur wurden 2014 in NRW brutto 35 TWh mehr erzeugt als verbraucht. Dieser erzeugte Überschuss trägt maßgeblich zu den in Abbildung 2 dargestellten kommerziellen Exporten an der Westgrenze Deutschlands bei. Damit spielt NRW auch international als Drehscheibe für den Energiemarkt eine entscheidende Rolle.

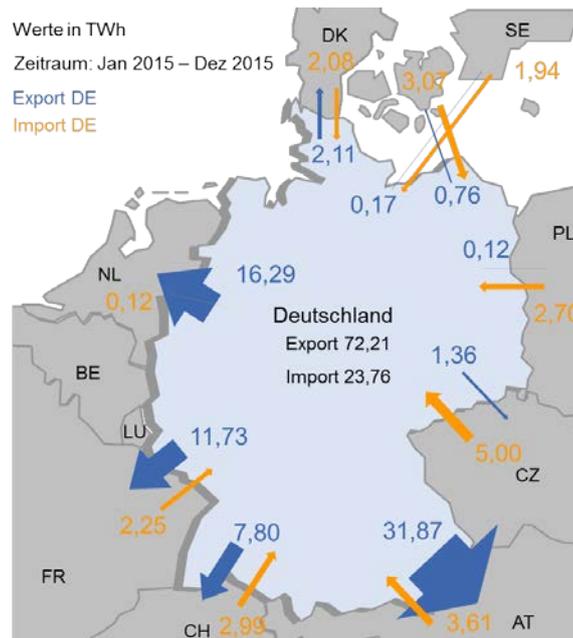


Abbildung 2: Kommerzieller Stromaustausch im Regelblock Deutschland 2015 [29]

Aktuell sind 22 % der Erzeugungskapazitäten Deutschlands in NRW installiert [3]. Abbildung 3 ist zu entnehmen, dass der Anteil der Anlagen auf Basis erneuerbarer Energien (EE) ca. 9 GW und der Anteil konventioneller Kraftwerke ca. 37 GW beträgt [3]. Der Beitrag an der Bruttostromerzeugung in NRW auf Basis EE beträgt ca. 16 TWh und der Anteil hydrothermischer Kraftwerke 160 TWh, wie in Abbildung 3 veranschaulicht [5]. Der nordrhein-westfälische Anteil an der deutschen EE-Stromerzeugung betrug 2014 nur ca. 10 %.



Abbildung 3: Installierte Leistung 2014 in NRW (links) [8] und Bruttostromerzeugung 2014 in NRW (rechts) [3]

2.2. Zukünftige Entwicklungen

Basierend auf der dargestellten Ausgangssituation mit vielen konventionellen Kraftwerken und relativ geringem EE-Anteil wird NRW gegenüber anderen Bundesländern einen drastischeren Wandel der Erzeugungsstruktur erfahren. Es ist aber gleichzeitig ein besonderes Augenmerk darauf zu richten, dass für den Industriestandort die Versorgungssicherheit und -zuverlässigkeit garantiert ist. Die Energieinfrastruktur ist heute mit einer hohen Dichte an Kraftwerken und regionalen Netzen in NRW sehr gut ausgebaut und bildet einen Eckpfeiler für die Industrie. Jegliche Veränderung weg von konventionellen Kraftwerkskapazitäten bedingt einen gleichzeitigen Netzausbau in die Region hinein. Ein Ausbau erneuerbarer Energien bedingt gleichzeitig eine ausreichende Verfügbarkeit von Flexibilität auf der Erzeugungs- und soweit möglich auf der Lastseite. Hierzu sind, solange keine ausreichenden Speichermöglichkeiten zur Verfügung stehen, weiter-

hin flexible Kraftwerkskapazitäten vorzuhalten. Die benötigten räumlichen Potentiale für den EE-Ausbau zur Lastdeckung in NRW gehen weit über die Grenzen von NRW hinaus, so dass der Stromtransport über weitere Entfernungen als heute innerhalb Deutschlands und zwischen den Nachbarländern eine zwingende Prämisse zur Umsetzung der Energiewende darstellt. Denn die anliegenden Bundesländer besitzen im Gegensatz zu NRW eine deutlich geringere Anzahl hydrothermischer Kraftwerke (Niedersachsen ca. 10 GW, Hessen ca. 3 GW und Rheinland-Pfalz mit ca. 2 GW) [13].

Ebenso ist die Wirtschaftlichkeit des Handelns als Prämisse vorzusetzen, damit die deutsche Energiewende als gutes Beispiel vorangeht und andere Länder eine Chance sehen, dieses auf wirtschaftlichem Wege nachzumachen [14].

Entwicklung erneuerbarer Energien in NRW

In Nordrhein-Westfalen (NRW) wird der Ausbau von Erzeugungsanlagen auf Basis Erneuerbarer Energien (EE) stark vorangetrieben. Die langfristige Reduktion der Emission von klimaschädlichen Treibhausgasen ist Ziel der nordrhein-westfälischen Landesregierung [1]. Das Land NRW hat ambitionierte Ausbauziele und hierfür Leitszenarien erstellt. In Abbildung 4 sind der geplante Photovoltaik- und Windenergieausbau für die Gemeinden in NRW bis 2025 gezeigt.

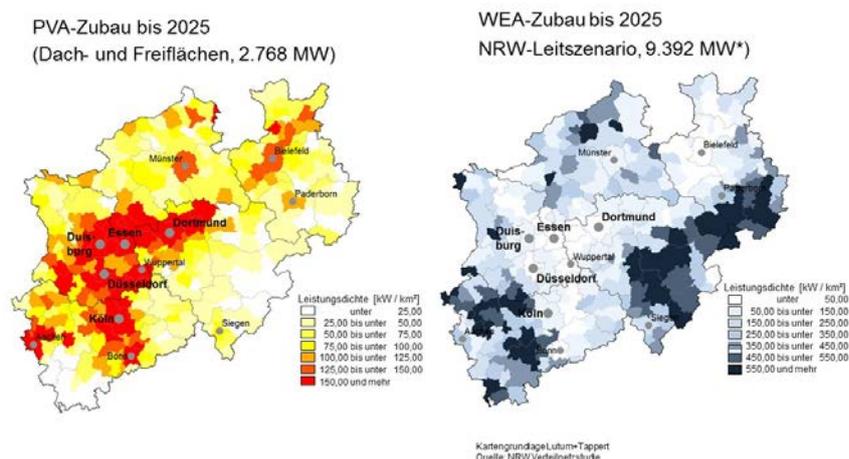


Abbildung 4: Photovoltaik- und Windenergieausbau in NRW auf Gemeindeebene gegenüber 2011 [6]

Das Potential der Solarenergie wird primär durch die jährliche Einstrahlungsintensität, der Dachstruktur der häuslichen Bebauung sowie der Verfügbarkeit von Freiflächen wie bspw. Parkplätzen bestimmt. In NRW wird mit einem Gesamtpotential von 72,2 TWh pro Jahr aus Photovoltaikanlagen (PVA) gerechnet [4]. Dabei handelt es sich um einen technisch erschließbaren Maximalwert. Im Jahr 2014 betrug die Stromerzeugung aus PVA 3,5 TWh [5]. Die in 2011 installierte Leistung von 2,9 GW und 2014 von 4,2 GW wird durch den PVA-Zubau auf etwa 5,7 GW bis 2025 erhöht [2][6]. Insbesondere kommt es zu einem verstärkten Zubau in den Ballungsgebieten an Rhein und Ruhr.

Zur Bestimmung des Zubaupotentials von Windenergieanlagen (WEA) wird insbesondere die durchschnittliche Windgeschwindigkeit in Abhängigkeit der Höhe über dem Erdboden analysiert. Zudem spielen Größe der zusammenhängenden Fläche, Schallbelastung, Natur- und Vogelschutz sowie Bebauung eine restriktive Rolle. Insgesamt ergibt sich dadurch ein technisches Potential zur Stromerzeugung von maximal 71 TWh/a [7]. Im Jahr 2014 wurden 5,4 TWh aus WEA erzeugt [5]. 2014 waren etwa 3,7 GW installiert und 2025 wird ein Wert von 12,6 GW erwartet [2][6].

Die Erzeugung von Strom aus Biomasse kann durch Anbaubiomasse, Wirtschaftsdünger und Erntenebenprodukte erfolgen. Unter Berücksichtigung der verfügbaren Ackerfläche, Schonung des Grundwassers sowie des Naturschutzes ist ein generelles Stromerzeugungspotential von 8,4 TWh pro Jahr in NRW realisierbar [8] [13]. In Biomasseanlagen wurden 2014 etwa 5,9 TWh Strom erzeugt [5]. Bis zum Jahr 2025 wird eine Leistung von etwa 0,4 GW an Biomasseanlagen zugebaut werden, so dass sich mit der bereits installierten Leistung von 0,7 GW eine Gesamtleistung von 1,1 GW ergeben wird [2][6]. Neben der Stromproduktion kommt es in Biogasanlagen auch zu einer Wärmeerzeugung, die in Nah- und Fernwärmenetzen eingespeist werden kann. Das technische Potential zur Wärmeerzeugung liegt bei maximal 28 TWh/a. 2013 lag die Wärmeproduktion bei etwa 14 TWh [14].

Gesamtsystembetrachtung

Berechnet man ein Szenario 2035 des deutschen Netzentwicklungsplans mittels eines europäischen Markt- und Netzmodells, so zeigt sich, dass sich NRW in Abhängigkeit der EE-Einspeisung voraussichtlich zu einer Lastregion hin entwickelt. Der drastische Ausbau der Winderzeugung im Norden Deutschlands verdrängt rein marktbedingt den Kraftwerkseinsatz in NRW. Nur in Stunden geringer EE-Einspeisung, deckt NRW geringfügig mehr als den eigenen Strombedarf durch regionale Kraftwerke. Abbildung 5 zeigt diese Situationen für ausgewählte Stunden.

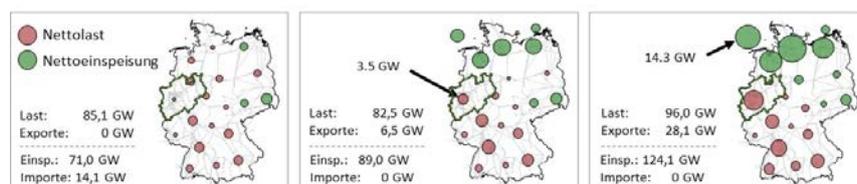


Abbildung 5: Einspeise- und Lastsaldo für ausgewählte Stunden im Jahr 2035 gemäß Szenariorahmen NEP 2015 (Quelle: ie³, TU Dortmund)

In diesen Szenarien zeigt sich, dass NRW eine starke Infrastrukturanbindung Richtung Norden benötigt, aber auch als „Drehscheibe“ zwischen Nord- und Süddeutschland sowie ins benachbarte Ausland fungiert. Als Kraftwerksstandort bietet sich die Chance für die Bereitstellung von Flexibilität zum EE-Ausgleich, zur Sicherung der industriellen Stromversorgung, aber auch zur Interaktion mit den europäischen Nachbarländern. In Abbildung 6 sind die wesentlichen Netzausbauprojekte in NRW (nach EnLAG und BBPIG) dargestellt. Neben der Verstärkung der Anbindung an die Niederlande durch den Interkonnektor Niederrhein-Doetinchem stärkt auch das ALEGrO-Projekt zur Verbindung nach Belgien die internationale Bedeutung NRWs für den Energieaustausch.

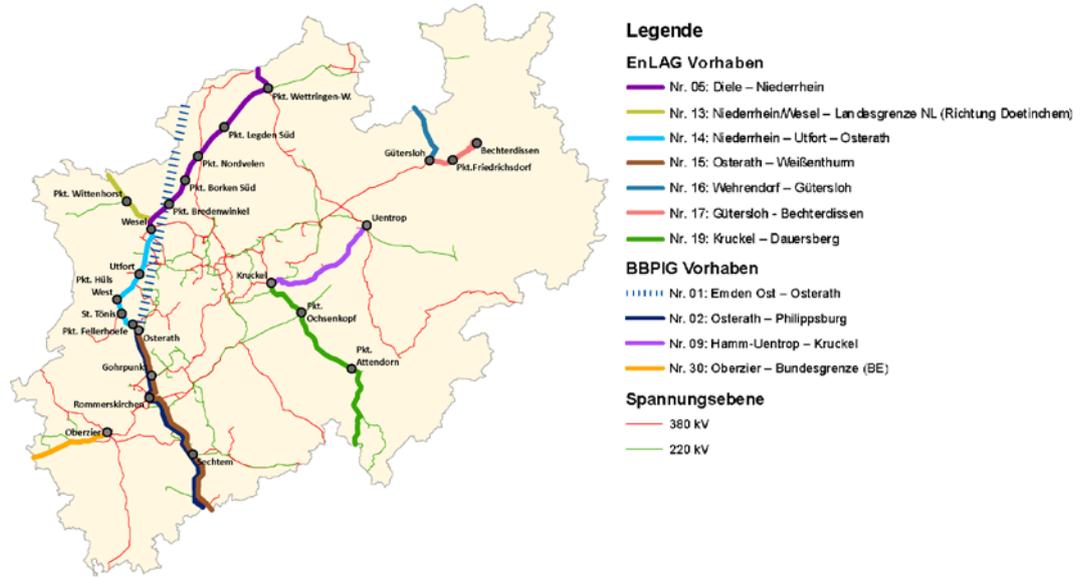


Abbildung 6: EnLAG- und BBPIG-Vorhaben in NRW [15] [16]

3. NRW als Drehscheibe innerhalb Deutschlands und der EU

3.1. Grundlagen

Im Zuge der Energiewende in Deutschland und Europa werden zunehmend konventionelle Kraftwerke durch Erzeugungsanlagen auf Basis Erneuerbarer Energien (EE) ersetzt. Dies führt zu einem Rückgang der gesicherten Leistung, da die Einspeisung aus überwiegend dargebotsabhängigen EE bereitgestellt wird, die der natürlichen Volatilität von Wind und Sonneneinstrahlung unterliegen. In Deutschland wird die gesicherte Leistung aufgrund dieser Entwicklung voraussichtlich bereits im Jahr 2020 unterhalb der auftretenden Spitzenlast liegen [18], sodass die Notwendigkeit von Importen zu bestimmten Zeiten zunehmen wird. Das Land NRW weist zu diesem Zeitpunkt nach wie vor eine gesicherte Leistung oberhalb der auftretenden Spitzenlast auf. Damit ist es in der Lage, einen Beitrag zur Versorgungssicherheit angrenzender Bundes- und Nachbarländer zu leisten, in denen ein Defizit an gesicherter Leistung vorliegt (vgl. Kapitel 5).

3.2. Austauschkapazitäten/Ausbau von Interkonnektoren

Die gesamte verfügbare Austauschkapazität Deutschlands mit seinen Nachbarländern wird in 2025 bereits 25 GW betragen, wobei 45 % auf die westlichen Grenzen zu Belgien, den Niederlanden, Luxemburg und Frankreich entfallen. Diese Austauschkapazitäten für 2025 gemäß dem Netzentwicklungsplan (NEP) sind in Abbildung 7 dargestellt.

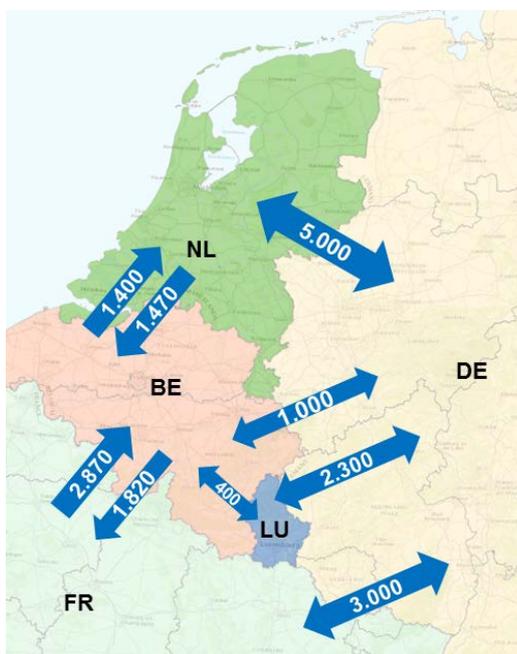


Abbildung 7: Austauschkapazitäten in MW in 2025 gemäß dem 1. Entwurf des NEP 2025

Der Austausch von elektrischer Energie mit den Nachbarländern erfolgt über grenzüberschreitende Leitungen, sogenannte Interkonnektoren. Diese sind im europäischen Verbundsystem das Rückgrat für den Strombinnenmarkt und fördern die Marktintegration. Durch den marktbasieren Ausgleich von Überschüssen und Defiziten erhöhen sie zudem die Versorgungssicherheit der verbundenen Länder. Mit dem fortschreitenden EE- Ausbau kommt es vermehrt zu Ungleichgewichten in einzelnen Last- und Erzeugungssituationen, da zwar in allen Ländern eine

hohe EE-Leistung installiert ist, Wind und Sonneneinstrahlung jedoch in verschiedenen Ländern zu unterschiedlichen Zeiten ihre Maxima und Minima erreichen. Daher gewinnen ausreichende Interkonnektorkapazitäten zum länderübergreifenden Austausch weiter an Wichtigkeit. Dies ist auch an der westlichen Grenze Deutschlands der Fall, wo NRW durch seine hinreichende gesicherte Leistung zur Versorgungssicherheit der gesamten Region beitragen kann. Gleichzeitig wird durch den Ausbau der Interkonnektoren auch die Versorgungssicherheit NRW's weiter erhöht, da in knappen Versorgungssituationen ausreichend Leistung aus den Nachbarländern bezogen werden kann. Im Falle eines zunehmenden Wegfalls konventioneller Erzeugung in NRW durch die voranschreitende Dekarbonisierung des Energiesystems liefern die Interkonnektoren also einen wichtigen Beitrag zur Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit.

3.3. Deutschland und NRW als Drehscheibe weiträumiger Übertragungsbedarfe

Im europäischen Verbundsystem ist Deutschland aufgrund der zentralen geographischen Lage wesentlich an weiträumigen Übertragungsbedarfen beteiligt und liefert damit einen großen Beitrag zur grenzüberschreitenden Nutzung von EE und Kraftwerksreserven.

Der Norden Deutschlands ist durch hohe Einspeisung aus Windkraftanlagen onshore und offshore sowie hohe Importe von Windenergie aus den skandinavischen Ländern gekennzeichnet. An der östlichen Grenze treten außerdem häufig Importe aus Polen auf. Die Lastzentren in Deutschland befinden sich hingegen mit dem Ruhrgebiet und dem Raum Düsseldorf bzw. Köln im Wesentlichen im Westen Deutschlands sowie in den südlichen Bundesländern Baden-Württemberg, Bayern und Hessen. Aufgrund der wegfallenden Erzeugung aus Kernenergie kommt es mittelfristig zu deutlichen Erzeugungsdefiziten in den südlichen Bundesländern, wie Abbildung 8 für 2025 zeigt. Hinzu kommen häufige Exporte in die westlichen und in die südlichen Nachbarstaaten. Dieses wird in Abbildung 9 deutlich.

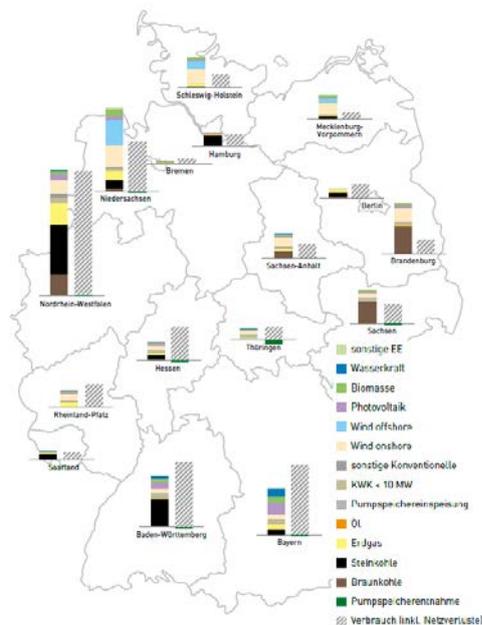


Abbildung 8: Bundesländerbilanzen in 2025 gemäß Szenario B1 des 1. Entwurfs des NEP2025

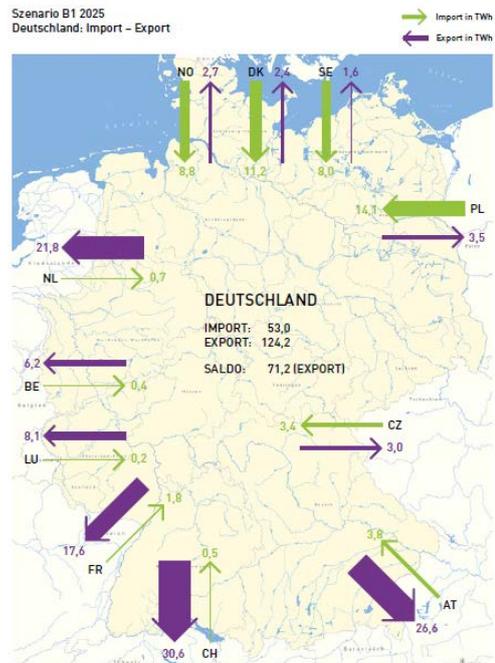


Abbildung 9: Im- und Exporte in 2025 gemäß Szenario B1 des 1. Entwurfs des NEP2025

Alles in allem ergeben sich in Deutschland mittelfristig zusätzliche weiträumige Übertragungsbedarfe in Nord-Süd- sowie in Ost-West-Richtung. Aus diesem Grund identifiziert der Netzentwicklungsplan häufige Überlastungen und damit Netzausbaubedarfe entlang dieser Transportrichtungen.

NRW als Last- und Erzeugungszentrum kommt aufgrund seiner geographischen Lage sowie seines eng vermaschten Höchstspannungsnetzes eine wesentliche Rolle bei den Transporten in Nord-Süd- sowie Ost-West-Richtung zu. Aufgrund seiner hohen installierten bzw. gesicherten Leistung oberhalb der Spitzenlast und der guten Anbindung an die Windenergie im Norden kann NRW außerdem einen Beitrag für die angrenzenden Bundesländer Hessen und Rheinland-Pfalz leisten, deren gesicherte Leistung in 2025 unterhalb der Spitzenlast liegen wird (vgl. Abbildung 8). Für die entsprechenden Übertragungsbedarfe ist das eng vermaschte und leistungsstarke Höchstspannungsnetz in der Region notwendig. Die Wichtigkeit NRW für den weiträumigen Energietransport zeigt sich auch daran, dass die erste große HGÜ-Verbindung in Deutschland, der Korridor A, dessen Bedarf im Netzentwicklungsplan identifiziert worden ist, ihren Anfangs- bzw. Endpunkt in NRW haben wird. So wird mit Hilfe des Korridors A-Nord Windenergie aus dem Norden nach NRW transportiert, um dort genutzt bzw. in Teilen von dort weiterverteilt zu werden. In Abbildung 10 ist die Situation für das Jahr 2025 anhand des Szenarios B des NEP mittels Nettoaustauschleistungen dargestellt.

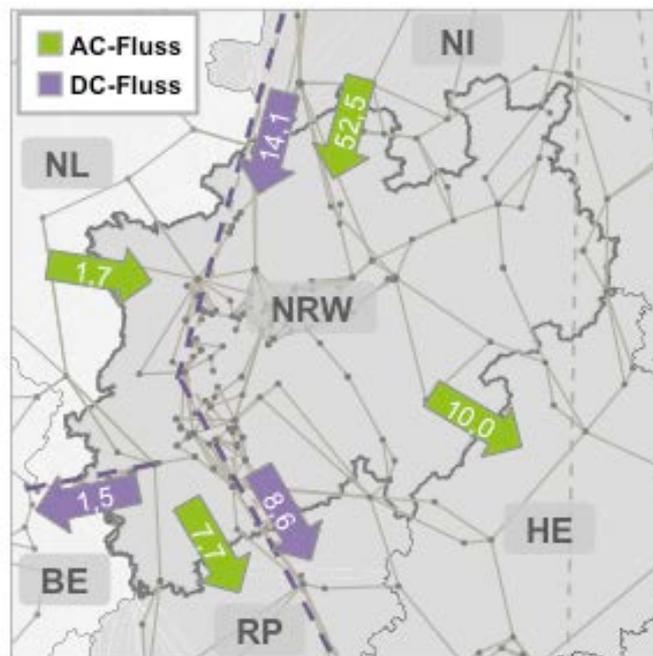


Abbildung 10: Jährliche physikalische Nettoaustauschmengen in TWh zwischen NRW und Nachbarstaaten und Bundesländern für Szenario NEP B2 2025 [Quelle: Berechnung TU Dortmund]

Dies geschieht zum einen durch die Interkonnektoren NRWs zu den westlichen Nachbarstaaten und zum anderen maßgeblich durch Ultranet, welches NRW mit den Erzeugungszentren im Süden Deutschlands verbindet. Durch die entstehende gute Anbindung an Erzeugung aus Windkraft im Norden, Erzeugung aus Photovoltaik im Süden und die westlichen Nachbarländer profitiert NRW von seiner Rolle als Drehscheibe für weiträumige Übertragungsbedarfe mit einer erhöhten Versorgungssicherheit. Mit Blick auf die Windkraft im Norden Deutschlands spielt insbesondere der offshore-Anteil mit installierten 15.000 MW in 2030 und mehr als 4.000 Volllaststunden aufgrund der zukünftig guten Anbindung an NRW eine sehr wichtige Rolle. Als wesentlicher Treiber weiträumiger Übertragungsbedarfe könnte der weitere offshore-Ausbau einen zusätzlichen Ausbau des Übertragungsnetzes in Deutschland und NRW notwendig werden lassen. Die HGÜ-Verbindungen sowie Interkonnektoren im Westen Deutschlands sind in Abbildung 11 dargestellt.



Abbildung 11: HGÜ-Verbindungen und Interkonnektoren im Westen Deutschlands [29]

3.4. Ausblick

Es ist das Ziel der Bundesregierung, im Jahr 2050 80 % des Bruttostromverbrauchs aus regenerativen Quellen zu decken. Darüber hinaus sollen die CO₂-Emissionen sowohl in Deutschland als auch in der EU bis 2050 um 80 % gegenüber dem Stand von 1990 gesenkt werden. Entsprechend wird sich der EE-Ausbau über den Zeithorizont des NEP hinaus weiter fortsetzen, sodass langfristig mit weitergehenden Ausgleichs- und Transportbedarfen zu rechnen ist. Um diese Bedarfe zu decken und den europäischen Strombinnenmarkt zu fördern, ist ein fortschreitender Ausbau der Interkonnektoren in Europa, Deutschland und NRW sowie eine zusätzliche Stärkung der weiträumigen Transportkorridore in Nord-Süd- und Ost-West- Richtung notwendig und sinnvoll.

4. Einfluss der Preiszonengestaltung und Netzentgeltsystematik auf NRW

4.1. Marktgebiete und Preiszonen

Der europäische Strommarkt ist in mehrere Preiszonen (auch: Gebotszonen) unterteilt, die sich aus der historischen Entwicklung heraus vor allem an den Ländergrenzen orientieren. Aktuell formen die Nachbarstaaten von Deutschland jeweils eigene Preiszonen; Deutschland und Österreich bilden eine gemeinsame Preiszone.

Eine Preiszone zeichnet sich vor allem dadurch aus, dass für das gesamte der Preiszone zugrundeliegende Gebiet ein einheitlicher Marktpreis ermittelt wird. Anbieter und Nachfrager können unabhängig von ihrer geographischen Lage an der Börse Kauf- und Verkaufs-Angebote platzieren. Ebenso ist innerhalb von Gebotszonen jedweder bilateraler Handel von Strom zwischen Einzelakteuren uneingeschränkt möglich.

Die Preiszonen in Europa stellen jedoch keine Markt-Inseln dar, sondern sind über Interkonnektoren miteinander verbunden, die den Austausch von Strom (Import / Export) ermöglichen. Handel zwischen Preiszonen ist dabei im Umfang der Transportkapazität der Interkonnektoren möglich. Je größer die Transportkapazität, desto stärker gleichen sich die Preise der Preiszonen an. Ist die Transportkapazität ausreichend hoch, entsprechen sich die Preise (Preiskonvergenz).

Ziel der Europäischen Kommission ist die Schaffung eines integrierten europäischen Strommarkts. Die Beibehaltung des Preiszonen-Ansatzes steht dem nicht entgegen. Vielmehr steht im Vordergrund durch die Erhöhung der Transportkapazität zwischen Preiszonen (Netzausbau) und eine effiziente Bewirtschaftung/Nutzung dieser Transportkapazitäten die Voraussetzungen für europäische Preiskonvergenz zu schaffen. Nur in Zeiten von Knappheit würden die Preise zwischen Preiszonen dann divergieren.

Insbesondere im Zuge der Energiewende und den damit deutlich gestiegenen Transportanforderungen an das Stromnetz wird auch immer wieder die Möglichkeit einer Rekonfiguration der bestehenden Gebotszonen diskutiert. Grundgedanke hierbei ist, dass eine stärker regionale Preisgestaltung (d.h. Aufteilung einer bestehenden Preiszone in zwei Preiszonen mit je einem Marktpreis) am Großhandelsmarkt effizientere Anreize für Stromerzeuger setzen würde. Investoren würden sich bei ihrer Standortwahl dann nach Standorten mit hohen erwarteten Preisen richten. Strukturelle Transportengpässe im Netz können jedoch nur durch Netzausbau langfristig effizient adressiert werden. Ohne Netzausbau, steht eine solche „Zersplitterung“ bestehender Preiszonen dem Ziel der Europäischen Kommission einen gemeinsamen europäischen Strommarkt zu schaffen entgegen.

Eine innerdeutsche Aufteilung der deutsch-österreichischen Preiszone würde auch NRW betreffen. Die spezifischen Auswirkungen würden hierbei von dem genauen Verlauf der innerdeutschen Trennlinie abhängen. Würde der Verlauf der innerdeutschen Preiszonengrenze bspw. südlich von NRW liegen, läge NRW in der Niedrigpreiszone (viel Wind). Während die Verbraucher von dem niedrigeren Preisniveau profitieren könnten, würden die Kraftwerksbetreiber in NRW sich (aufgrund der beschränkten Austauschmöglichkeiten mit dem Süden Deutschlands) niedrigeren Strompreisen gegenüber sehen. Läge der Verlauf der innerdeutschen Preiszonengrenze hingegen nördlich von NRW, läge NRW in der Hochpreiszone. Die Kraftwerksbetreiber NRWs könnten (aufgrund des durch die verminderten Importkapazitäten knapperen Angebots) von den höheren Strompreisen am Großhandelsmarkt profitieren, während sich die Verbraucher in NRW mit höheren Preisen konfrontiert sehen würden.

Offen ist wie sich eine solche Auftrennung der deutsch-österreichischen Preiszone auf die EEG-Umlage auswirken würde. Während aktuell nur ein gemeinsamer deutsch-österreichischer Strompreis existiert, würde die Begrenzung des Handels durch eine Preiszonenauftrennung separate Strompreise bspw. für den Norden und den Süden Deutschlands zur Folge haben. Welcher Strompreis dann bspw. zur Bestimmung der Marktprämie herangezogen werden würde, ist aktuell unklar.

Ein veränderter Zuschnitt von Preiszonen in Deutschland/Europa ersetzt nicht den Netzausbau. Denn nur durch Netzausbau können strukturelle Transportengpässe im Netz effizient behoben und die Preiskonvergenz (in Deutschland bzw. Europa) nachhaltig erhöht werden. Sowohl europäisches als auch nationales Recht (vgl. § 11 EnWG sowie Verordnung (EG) Nr. 714/2009) legen den sicheren und zuverlässigen Betrieb des Energieversorgungsnetzes sowie den bedarfsgerechten Netzausbau als wesentliche Aufgabe des Übertragungsnetzbetreibers fest. Der sichere und zuverlässige Betrieb kann in Zeiten struktureller Transportengpässe nur durch Netzausbau langfristig effizient erfüllt werden. Dies gilt insbesondere vor dem Hintergrund, dass eine Aufteilung bestehender Preiszonen eine Einschränkung des Handels darstellt.

4.2. Netzentgeltsystematik

In den letzten Monaten werden von politischer Seite Rufe nach Schaffung eines einheitlichen, deutschlandweiten Entgeltes für die Netznutzung laut. Darüber hinaus hat etwa das Weißbuch als Maßnahme formuliert, die Netzentgelte im Übertragungsnetz zu vereinheitlichen. Auch im Zuge des Strommarktgesetzgebungsprozesses wurden Reformschritte hin zu einem bundesweit einheitlichem Netzentgelt auf Übertragungsebene angekündigt. Begründet wird diese Forderung damit, dass die hohen Entgelte als Folge des Ausbaus und der Integration der Erneuerbaren Energien im Rahmen der Energiewende gesamtgesellschaftlich zu tragen seien.

Die Netzentgelte setzen sich aus den Kosten für einen sicheren Netzbetrieb, den Kosten für die Systemdienstleistungen (Regelenergie, Verlustenergie, Redispatch, etc.), notwendigen Instandhaltungs- sowie Erneuerungskosten und – besonders vor dem Hintergrund der Herausforderungen der Energiewende immer vordringlicher werdenden – Kosten für den zielgerichteten Netzausbau zusammen. Die Höhe der Netzentgelte ergibt sich hierbei im Rahmen der Anreizregelungsverordnung direkt aus der von der Bundesnetzagentur genehmigten Erlösobergrenze der Netzbetreiber.

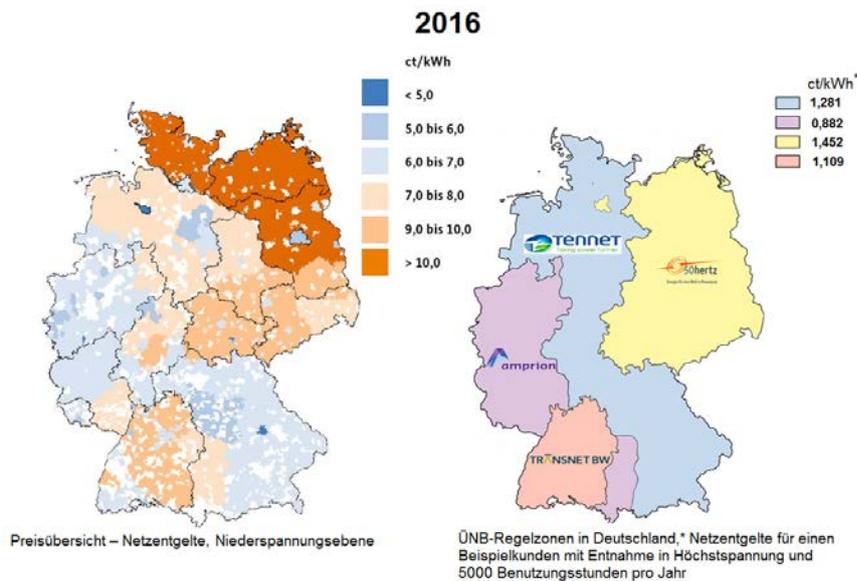


Abbildung 12: Übersicht Netzentgelte in Deutschland [19]

Für die Gesamthöhe der Netzentgelte sind also sowohl die individuelle Kosteneffizienz des Netzbetreibers als auch die Struktur des jeweiligen Netzgebietes mit exogenen Faktoren wie der Bevölkerungs- und Industriedichte oder auch den Erzeugungsstrukturen relevant.

Der Übertragungsnetzausbau in NRW ist frühzeitig auf die anstehenden Übertragungsaufgaben ausgerichtet worden und kontinuierlich sind hohe Investitionen in das Übertragungsnetz getätigt worden. Heute sind die Netzentgelte im Übertragungsnetz von NRW die günstigsten bundesweit. Bedingt durch die frühzeitigen Investitionen waren die Netzentgelte vor einigen Jahren noch höher als diejenigen in anderen Regionen Deutschlands. Die Kunden in NRW sind folglich durch Zahlung der Netzentgelte in der Vergangenheit schon in Vorleistung getreten und haben den bedarfsgerechten Netzausbau in NRW mitgetragen.

Aus den vergleichsweise hohen Investitionen in der Vergangenheit resultieren heute vergleichsweise geringe Kosten für einen sicheren Netzbetrieb gewährleistende Engpassmanagementmaßnahmen wie Redispatch oder die Absenkung der EE-Einspeisung. Die Vereinheitlichung der Entgelte senkt somit die bestehenden Anreize für einen bedarfsgerechten Ausbau der Netze und belastet die in NRW an das Übertragungsnetz angeschlossenen Netznutzer doppelt: Engpassmanagementmaßnahmen, die für einen Großteil der Entgeltdifferenzen verantwortlich sind, können als direkte Folge eines nicht bedarfsgerecht ausgebauten Netzes angesehen werden. Sollten die Entgelte nivelliert werden, würden die in NRW angeschlossenen Netznutzer somit den bedarfsgerechten Netzausbau der hiesigen Netzbetreiber und – über die Sozialisierung der Kosten der Engpassmanagementmaßnahmen – auch das Fehlen eben dieses Netzausbaus in anderen Regelzonen bezahlen, bzw. in die Zukunft geblickt, den Netzausbau, der in anderen Regelzonen noch zu erfolgen hat.

Die Vereinheitlichung der Netzentgelte auf Übertragungsnetzebene entlastet einen typischen Drei-Personen-Haushalt (ca. 3.500 kWh/a) in Ostdeutschland geringfügig, etwa in der Größenordnung von 10 €/a (ein Haushaltskunde in NRW würde im Gegenzug mit etwa 23 € belastet) [29]. Dieser marginalen Entlastung stehen deutliche Mehrbelastungen für stromintensive Industriebetriebe gegenüber. Gerade im industriell geprägten Nordrhein-Westfalen würde die Vereinheitlichung der Netzentgelte auf Übertragungsnetzebene zu einer Mehrbelastung eines typischen Industriebetriebs (100 MW Jahreshöchstlast, 5.000 h/a Benutzungsstunden)

dendauer) in Höhe von ca. 3,3 Mio. €/a (entspricht in etwa 67% Netzentgeltmehrbelastung) etwa für das Jahr 2017 führen. Eine solche Mehrbelastung wäre vor allem für energieintensive Industriezweige, die im internationalen Wettbewerb stehen und nicht von individuellen Netzentgelten nach § 19 StromNEV profitieren, mit weitreichenden finanziellen und wettbewerblichen Nachteilen verbunden. Eine Vereinheitlichung der Netzentgelte birgt somit inhärent die Gefahr der Abwanderung der Industrie.

Ebenso lässt die Idee der Vereinheitlichung der ÜNB-Entgelte volkswirtschaftliche Aspekte der EEG-Umlage außer Acht: Bundesländer, die durch eine hohe Durchdringung von Anlagen, die nach dem EEG gefördert werden, vergleichsweise hohe Netzentgelte aufweisen, profitieren volkswirtschaftlich durch die EEG-Umlage (die Nettoempfänger der EEG-Umlage sind die Bundesländer mit hohem EE-Anteil) und die mit den EE-Anlagen verbundenen Arbeitsplätzen.

Um im Rahmen der Energiewende die steigenden Netzinfrastrukturkosten verursachungsgerechter zu allozieren, empfiehlt sich eine Umgestaltung der bestehenden Netzentgeltberechnungssystematik. Dabei sollte eine geänderte Entgeltsystematik die Kosten für die Bereitstellung der Netzinfrastruktur künftig stärker berücksichtigen. Dies kann z. B. durch eine zusätzliche Bepreisung der Netzanchlusskapazität, die die maximal zulässige Abnahmeleistung des Netzanschlusses des Netzkunden definiert, erfolgen. Die stärkere Berücksichtigung der Kosten der Bereitstellung von Netzinfrastruktur würde zu sinkenden spezifischen Netzentgelten und einer Umverteilung der Kosten hin zu den Netzkunden führen, die hohe Netzanschlusskapazitäten in Anspruch nehmen und somit einen wichtigen Kostentreiber für die Netzinfrastrukturkosten darstellen.

5. Interaktion mit den westlichen Nachbarn

In allen im Folgenden betrachteten Nachbarstaaten befinden sich die konventionellen Erzeugungskapazitäten in einer wirtschaftlich schwierigen Lage. Hieraus folgt, dass dauerhafte Stilllegungen vor Ende der technischen Lebensdauer der Kraftwerke nicht ausgeschlossen werden können. Somit sind zukunftsgerichtete Aussagen mit einem großen Unsicherheitsfaktor belastet, welcher bei der Beurteilung der zukünftigen Situation berücksichtigt werden muss.

5.1. Interkonnektoren zur Versorgungssicherheit

Interkonnektoren, d.h. Übertragungsnetzleitungen zwischen Regelzonen und Marktgebieten, erhöhen die Versorgungssicherheit. Dieses liegt im Wesentlichen daran, dass der Höchstbedarf an Last nicht in allen Marktgebieten zeitgleich auftritt und zudem vorhandene freie Erzeugungskapazitäten eines Staates bzw. Marktgebietes beispielsweise zur Deckung einer Versorgungslücke in einem Nachbarstaat verwendet werden können.

In [15] heißt es: „Der länderübergreifende Stromaustausch nutzt allen beteiligten Ländern: Insbesondere durch Portfolio- bzw. Ausgleichseffekte bei erneuerbaren Energien, Last und Kraftwerksverfügbarkeiten, deren Erschließung und Ausnutzung ein zentrales Ziel des europäischen Binnenmarkts ist, kann Versorgungssicherheit zu geringeren Kosten und damit effizienter erreicht werden. In der Praxis können diese Ausgleichseffekte im Umfang der verfügbaren grenzüberschreitenden Übertragungskapazitäten genutzt werden.“ Im Rahmen der Studie „Generation Adequacy Assessment“ des Pentilateral Energy Forum wurde der Einfluss von Interkonnektoren auf die Versorgungssicherheit anhand der Anzahl der Stunden untersucht, in denen die Last eines Landes nicht gedeckt werden kann (Loss of Load Expectation – LOLE). Die Ergebnisse zeigen, dass Interkonnektoren zu einer signifikanten Reduktion der Stunden mit unzureichender Lastdeckung in allen betrachteten Ländern führen. So reduzieren sich diese Stunden insbesondere in Belgien, Frankreich, der Schweiz und Luxemburg durch die Berücksichtigung von Interkonnektoren von teilweise mehreren hundert Stunden im Jahr auf Null bzw. nahezu null Stunden.

Für die Nutzung der Potenziale von Ausgleichseffekten zur Erhöhung der Versorgungssicherheit ist also eine ausreichende Interkonnektorkapazität an den Grenzen eine Grundvoraussetzung.

5.2. Zeitablauf von Interkonnektorvorhaben

Die Erfahrung aus der Vergangenheit zeigt, dass ein Zeitraum von der Idee, eine zusätzliche Übertragungskapazität zwischen zwei Nachbarländern zu errichten, bis zur Inbetriebnahme ca. 10 Jahre beträgt. Da die Genehmigungsverfahren eher komplexer als einfacher und Gesetze häufiger geändert werden, ist auch künftig kaum mit einer Beschleunigung eines solchen Vorhabens zu rechnen. So haben sich z. B. aufgrund mehrerer Anpassungen des Rechtsrahmens in Bezug auf die Planung des Netzes und die Genehmigung der Ausbauvorhaben in den vergangenen Jahren (vgl. dazu die zuletzt gehäuften Novellierungen und Änderungen des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG), Energieleitungsausbaugesetzes (EnLAG), Netzausbaubeschleunigungsgesetzes (NABEG) und Bundesbedarfsplangesetzes (BBPIG)) die Ausgestaltungen der zum nicht unerheblichen Teil bereits laufenden Genehmigungsverfahren und die behördlichen Zuständigkeiten in Deutschland geändert. Auf europäischer Ebene wird versucht, durch z. B. Regelungen im Rahmen des TEN-E Prozesses mit der Setzung von Fristen EU-rechtlich Druck im Rahmen der Projektumsetzung auszuüben, um Verzögerungen zu

vermeiden. Dennoch führen der immer stärkere Wunsch der Bevölkerung nach Information und Partizipation, dem auch mit den Gesetzesänderungen zunehmend Rechnung getragen wird, zu umfassenderen Prüfungsanforderungen und immer komplexeren Verfahren, was einer gleichzeitigen Beschleunigung der Verfahren entgegen steht.

Neben diesen zusätzlichen Anforderungen aus Information und Partizipation bestimmen folgende Aspekte die Geschwindigkeit der Projektumsetzung:

- **Gesetzliche Grundlagen des Netzausbaus ändern sich häufig**
Die gesetzlichen Grundlagen des Netzausbaus ändern sich oft mehrfach während der Planungs- und Genehmigungsphase eines Projektes. Diese Veränderungen führen dazu, dass Planungen geändert oder neu begonnen und Verfahren neu gestartet werden müssen.
- **Etablierung neuer Instrumente**
Neue Instrumente (z. B. Bundesfachplanung), für die keine Erfahrungswerte vorliegen, müssen erst noch etabliert werden. Dieser Umstand wird durch gleichzeitig neu geschaffene Zuständigkeiten verschärft.
- **Ressourcen bei den verantwortlichen Landesbehörden**
Um die erforderlichen öffentlich rechtlichen Genehmigungen für den Netzausbau termingerecht zu erhalten, müssen die verantwortlichen Planfeststellungsbehörden mit einer sachgerechten Personalausstattung versehen sein. Dies ist vor dem Hintergrund steigender Komplexität, Umfang der Antragsunterlagen und steigender Vorhabenzahl eine Herausforderung.
- **Regelungen in Gesetzen sind zum Teil unklar**
Formulierungen in Gesetzen sind zum Teil nicht eindeutig. Die Auslegung bzw. Konkretisierung der Regelungen im Verfahren kann zum einen zu Verzögerungen führen und zum anderen Anknüpfungspunkte für verfahrensverzögernde Gerichtsverfahren bieten.
- **Rechtsunsicherheit**
Bezüglich der neuen Regelungen besteht häufig Rechtsunsicherheit, da weder eine etablierte Behördenpraxis noch eine gefestigte höchstrichterliche Rechtsprechung existieren.
- **Verfahrensabläufe und Rechtsrahmen**
Es existieren unterschiedliche, schwer synchronisierbare Verfahrensabläufe und Rechtsrahmen bei grenzüberschreitenden Vorhaben.

Wenn Leitungsbauprojekte mindestens 10 Jahre zur Realisierung benötigen und wenn man Versorgungsengpässe für einen Zeitraum nach 2025 nicht ausschließen kann, folgt zwingend, dass man sich schon heute mit der Thematik befassen muss. Zu warten, bis ein Versorgungsengpass offen beobachtbar ist, wäre angesichts einer Reaktionszeit im Stromtransportsystem von zehn Jahren fahrlässig. Nicht ausschließlich aber auch vor diesem Hintergrund ist es wichtig, zusätzliche Interkonnektorkapazitäten zur Verbesserung der Versorgungssicherheit zu planen und umzusetzen. Dieses ist zudem volkswirtschaftlich rechtfertigbar, da innerhalb der ersten 5 bis 7 Jahre bei einem neuen Interkonnektorvorhaben im Wesentlichen nur Planungskosten und Genehmigungskosten anfallen, so dass mit volkswirtschaftlich ruhigem Gewissen parallel zu den nationalen Maßnahmen zunächst Planungs- und Genehmigungsverfahren bearbeitet werden.

Aus unserer Sicht ist der Zeitraum nach 2025 aus Aspekten der Versorgungssicherheit und Europäischen Marktintegration besonders untersuchenswert. Im Nachfolgenden werden die relevanten Länder in der Nachbarschaft von NRW beleuchtet. Dabei nimmt NRW aufgrund seiner geografischen und netztechnischen Lage ganz natürlich die Rolle als Stromdrehscheibe für die Nachbarländer ein.

Belgien

Gemäß Beschluss der belgischen Regierung werden im Zeitraum von 2022 bis 2025 die belgischen Kernreaktoren stillgelegt. Die daraus resultierende Versorgungslücke soll mittels neuer Gaskraftwerke geschlossen werden [23].

Die augenblickliche Situation auf den Energiemärkten lässt den marktgetriebenen Neubau von Gaskraftwerken aufgrund mangelnder Erlöse offensichtlich nicht zu. Ob sich dies mittelfristig ändert, ist offen. Das bisher in Belgien geplante Ausschreibungsverfahren für neue Gaskraftwerke ist aufgrund EU-rechtlicher Bedenken gestoppt worden [24].

Sollte sich der Zubau von neuen Gaskraftwerken in Belgien substanziell verzögern oder zusätzlich bestehende Kraftwerke mangels Rentabilität bis 2025 aus dem Markt genommen werden, hätte dies negative Auswirkungen auf die Versorgungssicherheit in Belgien und würde ggf. eine Versorgungslücke zur Folge haben. Wird in einer beispielhaften Musterrechnung davon ausgegangen, dass 40% der geplanten belgischen Gasprojekte nicht oder nur verspätet realisiert werden, so beträgt die Erzeugungslücke an einem typischen Wintertag rund 3 GW ([29] auf Basis von [25] [26]). Insofern dienen Planungsarbeiten für zusätzliche Leitungskapazitäten zwischen NRW und Belgien der Vorbereitung auf ein entsprechendes Szenario. Hierdurch könnten bestehende Kraftwerkskapazitäten in NRW sinnvoll genutzt und auch Exporte erneuerbarer Energie umgesetzt werden.

Niederlande

Planerisch weisen die Niederlande auch zukünftig eine ausreichende gesicherte Leistung auf, da eigene Gasvorkommen und geplante Gaskraftwerke als Ergänzung zu dem geplanten Ausbau erneuerbarer Energien fungieren. Abhängig von der Entwicklung der Erdgaspreise in den Niederlanden, z. B. getrieben über den Rückgang der Produktkapazität des Gasfeldes Groningen, besteht die Unsicherheit, dass die gasgefeuerten KWK-Kapazitäten, die beispielsweise Treibhäuser beheizen, unwirtschaftlich werden und künftig als Koppelprodukt keinen oder weniger Strom zur Verfügung stellen werden.

Wird in einer beispielhaften Musterrechnung davon ausgegangen, dass die Niederlande bis 2025 aus der Steinkohleverstromung aussteigen, so beträgt die Erzeugungslücke an einem typischen Wintertag ebenfalls ca. 3 GW [[29] auf Basis von [25] [26]].

Frankreich

Bemerkenswert für Frankreich ist, dass trotz national geplanter Maßnahmen auch im Zeitraum 2020/21 eine Erzeugungslücke auftritt [16]. Zudem ist Frankreich aufgrund seiner Größe und „Monokultur“ im Erzeugungsbereich ein ganz wesentlicher Spieler. Es ist geplant, die Erzeugung aus Kernenergie von derzeit 75% auf 50% zu senken [27]. Die Lücke soll durch erneuerbare Energie geschlossen werden. Gleichzeitig wird der EDF die heutige Höchstleistung an Kernkraftwerken mit einer Begrenzung auf 63,2 GW gesetzlich garantiert. Dies wird dazu führen, dass die französischen Kernkraftwerke aus der Grundlast herausgenommen werden und künftig im sogenannten Lastfolgebetrieb, das heißt mit variabler Leistung, gefahren werden. Die Erzeugung aus Kernenergie geht also zurück, die installierte Leistung bleibt jedoch nahezu gleich.

Der wesentliche Schlüssel für die Prognosen in Frankreich wird die geplante Laufzeitverlängerung der französischen Kernkraftwerke auf über 40 Jahre darstellen. Hierfür braucht die EDF zwischen 55 Mrd. € (Prognose EDF) und 100 Mrd. € (Prognose des französischen Rechnungshofes) [28].

Für den Fall, dass EDF möglicherweise das Retrofit aller Kernkraftwerke nicht oder nur verzögert realisieren kann, würde die Erzeugungslücke größer werden.

Vor diesem Hintergrund bringt die Planung weiterer Interkonnektoren zwischen Deutschland und Frankreich in verschiedenen Szenarien nachvollziehbare Vorteile.

Tabellarisch lässt sich die Situation in Belgien, Frankreich und den Niederlanden wie folgt zusammenfassen.

Tabelle 1: Kraftwerks- und Lastsituation in ausgewählten europäischen Ländern [17]

Leistung in GW	2016				2025			
	NL	BE	FR	DE	NL*	BE**	FR	DE
Ern. Energie	5,51	6,91	37,55	93,60	18,62	13,32	56,09	137,27
gesicherte Leistung	19,52	10,44	97,77	83,40	13,61	10,87	86,37	77,17
Last	16,02	10,47	81,45	80,90	17,04	13,84	88,13	82,90
Saldo	+3,50	-0,03	16,32	+2,50	-3,43	-2,97	-1,76	-5,73

* mit einem Klimaschutzbedingten Ausstieg aus der Steinkohle

** Belgien nach Stilllegung der KKW's und einer Realisierungsquote neuer Erdgaskraftwerke von 40%

5.3. Fazit und Empfehlung

Als Fazit lassen sich folgende Aspekte festhalten:

- Übertragungskapazitäten zwischen Nachbarländern (Interkonnektoren) erhöhen zum Vorteil aller Partner die Versorgungssicherheit.
- Aufgrund der langen Planungszeiten bei zunächst geringen Planungskosten ist eine frühzeitige Entwicklung von neuen Interkonnektoren sinnvoll, um Zukunftsoptionen in einem sich wandelnden europäischen Strommarkt vorzuhalten.
- Sollten sich die einzelstaatlichen Maßnahmen zur Sicherung der Versorgungssicherheit nur teilweise oder verzögert umsetzen lassen, so liefern frühzeitig geplante Interkonnektoren einen wesentlichen Beitrag zur Versorgungssicherheit.

Hieraus abgeleitet lässt sich die Empfehlung aussprechen, dass unter der Begleitung des Landes NRW und der Nachbarländer Studien und Bedarfsanalysen für zusätzliche Übertragungskapazitäten durchzuführen sind.

6. NRW zwischen Ballungszentrum und ländlichem Raum

6.1. Raumstrukturelle Bestandsaufnahme

NRW besitzt aufgrund einer spezifischen Verteilung von Ballungszentren an Rhein und Ruhr und umliegenden ländlichen Räumen eine im Vergleich zu vielen anderen Bundesländern besondere Struktur.

Die Ballungsräume sind sowohl aufgrund ihrer Bevölkerungsdichte als auch wegen ihrer Funktion als Gewerbe- und Industriestandorte zunächst als Lastzentren gekennzeichnet. Da die erforderliche Energieversorgung nicht mit Anlagen für erneuerbare Energie vor Ort gewährleistet werden kann, müssen ländliche Bereiche in der näheren oder weiteren Umgebung substanziell zur städtischen Versorgung mit erneuerbaren Energien beitragen.

Im Weiteren ist für die Ballungszentren an Rhein und Ruhr eine hohe Dichte technischer Infrastruktur jedweder Art typisch. Technische Anlagen sind vielfach ein seit jeher prägender Bestandteil der Stadtlandschaften und stoßen deshalb traditionell auf ein vergleichsweise hohes Maß an Akzeptanz in der ansässigen Bevölkerung. Aufgrund der industriellen und durch die Rohstoffe energetisch geprägten Vergangenheit zeigen die Städte bis in die Gegenwart großes Interesse, an der Entwicklung einer zukunftsgerichteten, nachhaltigen Energiekonzeption für NRW mitzuwirken (siehe z. B. Innovation City Ruhr Bottrop, Masterplan Energiewende Dortmund).

Dem die Ballungszentren umgebenden Raum wurde schon immer eine kennzeichnende Bereitstellungsfunktion zugeschrieben. Dementsprechend entwickelte sich dort eine ausgeprägte, auf die Ballungszentren ausgerichtete infrastrukturelle Ausstattung. Ballungsrandzonen und teilweise verstädterte ländliche Räume verfügen sowohl über erhebliche Potentiale für die Errichtung von erneuerbaren Energieanlagen, als auch über ausreichende Netzkapazitäten, um den Zubau ohne nennenswerten Netzausbau zu schultern.

Daneben finden sich in NRW Landschaften, die aufgrund historischer, kultureller und insbesondere ökologischer Qualitäten einerseits besonderen Schutzes bedürfen und andererseits in ihrer Ausgleichs- und Erholungsfunktion zu bewahren und entwickeln sind.

6.2. Raumstrukturen als Parameter der Energiepolitik

Eine zukunftsorientierte Energiepolitik sollte die in der dargestellten Raumstruktur wurzelnden spezifischen Chancen aufgreifen, nutzen und ausbauen.

Zunächst ist zu konstatieren, dass das Gelingen der Energiewende in NRW von einer angemessenen räumlichen Aufgabenteilung abhängt. Der gerade auch wegen ihrer industriellen Funktionen notwendigen Versorgungsabhängigkeit der Ballungszentren muss ein entsprechender Versorgungsbeitrag der dafür in Frage kommenden ländlichen Räume gegenüberstehen. Vor diesem Hintergrund reicht das Ziel einer „Energieautarkie“ einzelner Gemeinden keineswegs aus, da der ländliche Raum zusätzlich zum Eigenbedarf zunehmend auch Teile des Energiebedarfs der Ballungszentren zu tragen hat. Infolge der skizzierten Unterschiede innerhalb der ländlichen Räume, ist insoweit weiter zu differenzieren. Dazu könnte etwa auf Ebene der Landkreise eine Kategorisierung teilträumlicher Eignung zur Aufnahme von Erzeugungsanlagen stattfinden.

Für ländliche Gemeinden und Landkreise liegt darin nicht nur eine Belastung durch die räumlichen Auswirkungen der massierten Ansiedlung von EE-Anlagen

und durch den Ausbau geeigneter Netzverknüpfungen, sondern zumindest auch die Chance erheblicher lokaler Wertschöpfung und damit verbundener nachhaltiger Entwicklungsperspektiven.

Wegen der bereits bestehenden unter 6.1. dargestellten Funktionszuordnung zwischen Ballungszentren und ihrer Umgebung liegen in NRW besonders günstige Voraussetzungen für ein exemplarisches Gelingen der zur Energiewende notwendigen Aufgabenteilung vor.

Das städtische Mitwirkungsinteresse an der Energiewende sollte auch angesichts der dort angesiedelten technologischen Kompetenzen zu einer strategischen Kooperation für mehr Energieeffizienz genutzt werden. Wegen ihrer gekennzeichneten Vorprägung sind die industriellen Stadtlandschaften an Rhein und Ruhr zudem auch zukünftig besonders geeignet für die Aufnahme von wichtigen Elementen der Energieinfrastruktur. Daraus ergibt sich eine spezifische Dichte von Last, konventionellen und erneuerbaren Erzeugungspotenzialen und Übertragungsinfrastruktur. Dies bildet eine langfristig tragfähige Grundlage für die weitere technisch-wissenschaftliche und industriepolitische Profilierung NRW als Kernregion für die Fortentwicklung der deutschen und europäischen Energielandschaft.

Unbeschadet dieser regionalen Profilbildung ist der Ausgleich regionaler Erzeugung mit flexiblen Lasten und Kraftwerken auf eine geeignete überregionale Netzinfrastruktur auch im Zusammenwirken mit benachbarten Bundesländern und Staaten verwiesen. Damit ist auch der durch den Strukturwandel von der Schwerindustrie hin zu High-Tech und Dienstleistung bedingten Entkoppelung von Energiegewinnung und -verwendung Rechnung getragen.

Die skizzierte energiepolitische Kombination aus regionaler Clusterbildung einerseits und überregionaler Netzverflechtung andererseits stellt ein Höchstmaß an Versorgungssicherheit und Wirtschaftlichkeit als zentrale Faktoren für die nachhaltige Sicherung des Wirtschaftsstandorts NRW her.

7. Systemische Aspekte der Transportnetzentwicklung

Nordrhein-Westfalen hat eine herausragende Bedeutung für das elektrische Energieversorgungssystem in Deutschland und Europa. Das Land ist sowohl Sitz der Bundesnetzagentur (BNetzA), des größten deutschen Übertragungsnetzbetreibers Amprion und des größten deutschen Verteilnetzbetreibers Westnetz. Darüber hinaus ist NRW, Standort führender Netzbetriebsmittelhersteller (insbesondere 3M, ABB, Mauell, nexans, nkt-cables, prysmian, SAG) sowie bedeutender F&E- und Dienstleistungsstandort (insbesondere die technischen Universitäten RWTH Aachen und Technische Universität Dortmund sowie die Bergische Universität Wuppertal, das Forschungszentrum Jülich, die Ruhruniversität Bochum und die Universität Duisburg-Essen). Besonders hervorzuheben ist dabei das neue HGÜ-Testzentrum an der TU Dortmund, das sich gerade im Aufbau befindet und NRW zu einem der führenden Forschungsstandorte für HGÜ-Technologien in Europa machen wird. Ebenso wurden am Standort Datteln wichtige technische Versuche für einen gleichzeitigen Betrieb von Gleich- und Drehstromleitungen auf einem Mast durchgeführt und damit nachgewiesen, dass ‚Ultranet‘ technisch möglich ist. Damit hat NRW die besten Voraussetzungen, um die Weiterentwicklung des Gesamtsystems mitzugestalten.

7.1. Wechselspiel mit Verteilnetzen

Grundsätzlich hat die deutsche Energiewende zwei Haupttreiber. Dies ist erstens die Erneuerbare Energien-Durchdringung auf der Verteilnetzebene, wodurch in Zukunft ein steigender Anteil der Stromerzeugung aus den unterlagerten Netzen bereitgestellt wird. Zweitens werden über die sogenannte Digitalisierung die verschiedenen Stromerzeuger, Speicher und Verbraucher in den Verteilnetzen „intelligent“, so dass sich zukünftig der Strommarkt über noch zu entwickelnde Anreizmechanismen und/oder Vorgaben hinsichtlich der Bereitstellung von Systemdienstleistungen aus den Verteilnetzen deutlich weiterentwickeln wird.

Auch wenn die Strombereitstellung aus den unteren Netzebenen steigt, muss hierbei in Bezug auf die Versorgungssicherheit berücksichtigt werden, dass je nach Region große Unterschiede in der Bilanz aus Stromeinspeisung und -nachfrage bestehen. D.h. es muss auch in Zukunft ein überregionaler Versorgungsausgleich gewährleistet sein der sich aufgrund eines Regionen-Mix aus ländlichen Bereichen mit hoher EE-Erzeugung, energetisch überwiegend ausgeglichenen Mischregionen und großen Lastzentren mit hoher Stromnachfrage ergibt.

Um eine zukünftige weiterhin funktionierende Zusammenarbeit zwischen den ÜNBs und den VNBs zu gewährleisten, ist sicherzustellen, dass die Verantwortlichkeiten und Rollen zwischen beiden Parteien im Hinblick auf die Erbringung von z. B. Systemdienstleistungen sowie Datenmanagement definiert werden. Außerdem sollten die VNB bzgl. des Datenaustauschs mit Marktpartnern gestärkt werden. Deswegen sollten Kooperationsmöglichkeiten zwischen den VNB und den ÜNB geprüft und darauf aufbauend Empfehlungen (z. B. für technische Datensysteme an der Schnittstelle VNB/ÜNB) ausgesprochen werden. Projekte, wie z. B. im Rahmen des BMWi-geförderten Schaufensterprojektes SINTEG, sollten hier funktionierende Beispiele hervorbringen, die weiter beobachtet und gefördert werden sollten.

7.2. Wandel und Optimierung der Infrastruktur in NRW

Die Stabilität des Regulierungsrahmens ist für die ÜNB und ihre Investoren im In- und Ausland elementar und hat damit unmittelbare Auswirkungen auf die Umsetzbarkeit des für die Energiewende benötigten Netzausbaus. Hierzu gehört auch die Festlegung eines angemessenen und international konkurrenzfähigen Eigenkapitalzinssatzes für Alt- und Neuanlagen für die 3. Regulierungsperiode.

Mögliches Konzept zur Optimierung der Netzinfrastruktur in NRW

In NRW besteht eine umfangreiche Übertragungsnetzinfrastruktur. Teilweise ist dieses noch ein 220-kV-Netz, das sich vor allem im Ruhrgebiet und dem westlichen Rheinland durch folgende wesentliche Aspekte auszeichnet:

- Die Netzinfrastruktur ist in weiten Teilen für die Schwerindustrie, die Erzeugung auf Basis konventioneller Kraftwerksblöcke kleinerer- und mittlerer Größe (Stein- und Braunkohle) sowie die Versorgung von Großstädten ausgelegt. Diese Aspekte haben bereits in der Vergangenheit teilweise an Bedeutung verloren.
- Auf Grund der damaligen Investitionen und des Alters der eingesetzten Betriebsmittel hat diese Region einen hohen Erneuerungsbedarf.

Gleichzeitig besteht ein großer Bedarf das Netz in NRW an die zukünftigen Anforderungen anzupassen und entsprechend zu erweitern. Um einen bürgerfreundlichen Netzausbau realisieren zu können, muss berücksichtigt werden, dass die Regionen Ruhrgebiet und westliches Rheinland mit ihrer hohen Siedlungsdichte gleichzeitig eine sehr hohe Dichte an Infrastruktur aufweisen. Da die Netzstrukturen seit langer Zeit bestehen, sind Siedlungsräume oftmals an die Trassen herangewachsen und haben durch ihre Entwicklung andere räumliche Strukturen geschaffen. In diesem Kontext in dem sehr dicht besiedelten Raum neue Flächen für die zusätzlich erforderliche Übertragungsinfrastruktur zu finden, ist eine kaum lösbare Aufgabe. Ein möglicher Lösungsansatz könnte sein, sich abzeichnende Interessenkonflikte – insbesondere zwischen Trasse und Wohnnutzung – durch eine Verlagerung und Reduzierung der vergleichsweise leistungsschwachen bestehenden Trassen unter Berücksichtigung der vorliegenden räumlichen Strukturen durchzuführen. Dies könnte zum einen dazu dienen, Raum für die Entwicklung der neuen Infrastruktur zu schaffen und böte darüber hinaus weitere Möglichkeiten der Regionalentwicklung.

Aus politischer Sicht trägt NRW eine überdurchschnittliche Last bei den Netzprojekten für die Energiewende in dicht besiedelten Räumen, so dass verstärkt akzeptanzorientierte Maßnahmen eingefordert werden. Des Weiteren wird für einige Großstädte in NRW (z. B. Köln, Düsseldorf) ein starker Bevölkerungsanstieg prognostiziert. Die Politik könnte als einen Lösungsansatz möglichst siedlungsnah Freiflächen zur Stadtentwicklung umwidmen – hier stört oft bestehende Netzinfrastruktur, an die Siedlungen im Laufe der letzten Jahrzehnte herangewachsen sind und gleichzeitig den Neubau der nun erforderlichen Infrastruktur z. B. in anderer Trasse und/oder als Erdkabel im Dialog mit der Bevölkerung ermöglichen. In Summe soll die neue Infrastruktur so errichtet werden, dass durch die Anpassung des Bestandes in der Region auf die heutigen Anforderungen eine Entlastung für den Bürger erzielt wird. Mit Blick auf die Zukunftsszenarien bleiben das Ruhrgebiet und das Rheinland auf Grund der hohen Siedlungsdichte wahrscheinlich langfristig ein Bereich mit hoher vertikaler Last.

Zur Optimierung der Netzinfrastruktur im Ruhrgebiet und dem westlichen Rheinland sollen die bisherigen Planungen daher um Aspekte der Regionalplanung bzw. Stadtentwicklung ergänzt werden. Diese neuen Planungsprämissen zum Ausbau der zukünftig erforderlichen Infrastruktur lassen sich folgendermaßen zusammenfassen:

- Vereinfachung der Netzstruktur auf den zukünftigen Bedarf (Entfall der 220-kV-Ebene, Reduzierung der Anlagenstandorte, Reduzierung der Trassenräume)
- Demontage und damit einhergehender Verzicht auf Erneuerungen im Zuge der Netzoptimierung (insb. 220 kV-Ebene)
- Rückbau und Wegrücken von Leitungen und Anlagen insbesondere in der Nähe von Siedlungsräumen, die die Entwicklung der Region hemmen oder von der Bevölkerung als stark störend wahrgenommen werden
- Ausbau-Synergie mit Netzkunden nutzen (Umstellung von Industriekunden bzw. Verteilnetzbetreibern auf 380 kV in gemeinsamen Projekten anstreben, Möglichkeiten des Neuanschlusses von großen (vorhandenen) Industriestandorten prüfen und im Gegenzug kleinere Standorte ggf. an Verteilnetzbetreiber überführen)

Solche Netzstrukturen werden Veränderungen im Bestand und den Einsatz von Erdverlegung/Tunneln auf neuen Trassen nach sich ziehen. Zur Umsetzung solcher Maßnahmen ist eine entsprechende Berücksichtigung im regulatorischen Rahmen notwendig.

7.3. Stand und Entwicklung der Netztechnologien

Für die Übertragung elektrischer Energie über längere Entfernungen werden entweder Hochspannungs-Drehstrom oder -Gleichstromsysteme eingesetzt. Bis in die 50er Jahre des zurückliegenden Jahrhunderts stand nur die Drehstromtechnik zur Verfügung, deren Hauptvorteil die einfache Transformierbarkeit von Spannungen ist, die es erlaubte, elektrische Energie bei hohen Spannungen und entsprechend niedrigen Strömen verlustarm über weite Entfernungen zu übertragen. Weitere Vorteile liegen in der verhältnismäßig einfachen Unterbrechbarkeit auch sehr hoher Ströme sowie der Verfügbarkeit der systemweit einheitlichen Frequenz als Steuergröße für die dezentrale Regelung der Kraftwerke. Die Drehstromtechnik ist bis heute die bei weitem dominierende Technik für die Übertragung elektrischer Energie. Nordrhein-Westfalen liegt im kontinentaleuropäischen Verbundsystem, dessen Übertragungsebene mit 380 kV betrieben wird. Die von der Primärregelung auszugleichende maximale Abweichung zwischen Erzeugung und Verbrauch beträgt im Übertragungsnetz 3000 MW (Referenzstörung).

Eine Beschränkung der Drehstromtechnik ist der bei der Übertragung entstehende Blindleistungsbedarf, der die technisch und wirtschaftlich realisierbare Übertragungsdistanz in Abhängigkeit von Frequenz, Spannung und eingesetztem Übertragungsmedium begrenzt. Deshalb wurde seit den 50er Jahren des 20. Jahrhunderts zunehmend die Hochspannungs-Gleichstromübertragung für Punkt-zu-Punkt-Übertragungen über lange Distanzen eingesetzt. Lange Distanzen sind dabei an Land, in Verbindungen mit Freileitungen, i.d.R. über 500 km, bei Seekabelverbindungen Entfernungen ab etwa 100 km.

Als Übertragungsmedien können grundsätzlich Freileitungen und Kabel eingesetzt werden. Freileitungen sind dabei in beiden zuvor diskutierten Anwendungen einsetzbar. Kabel dagegen sind für Drehstrom-Übertragungsaufgaben bei den wegen der Verlustreduzierung angestrebten höheren Spannungen (oberhalb von 110 kV) wegen ihres kapazitiven Verhaltens nicht ohne weiteres mit übertragungstypischen Längen verwendbar. Diese Begrenzung gibt es in Verbindung mit der Hochspannungs-Gleichstromübertragung nicht, weshalb lange Kabel für Übertragungszwecke nur in Gleichstromsystemen einsetzbar sind. Als dritte Alternative stehen gasisolierte Leiter (GIL) zur Verfügung, deren elektrisches Verhalten eher dem von Freileitungen entspricht, so dass mit ihrer Hilfe auch Drehstromleitungen auf längeren Distanzen unterirdisch verlegt werden können.

Für den Ausbau des Höchstspannungsnetzes in den nächsten ein bis zwei Jahrzehnten im bevölkerungsreichsten Bundesland sind die technologischen Herausforderungen erkannt und notwendigen Maßnahmen zum Netzausbau haben begonnen oder sind bereits fertiggestellt.

In dem vorgenannten Zeitraum wird der Ausbaubedarf von Höchstspannungs-Stromtrassen sowohl in der Drehstromtechnik (HDÜ) als auch in der Gleichspannungstechnik (HGÜ) an Bedeutung zunehmen.

Weiterentwicklungen insbesondere der Kabel für Hochspannungs-Gleichstromübertragung, die inzwischen bei Spannungen von 525 kV Leistungen unter idealen Verlegebedingungen bis zu 2.600 MW übertragen können, haben dazu geführt, dass alle beschriebenen technischen Alternativen in dieser Größenordnung grundsätzlich denkbar sind. Entwicklungspotential besteht bei den jüngeren, bisher nicht im großen Stil eingesetzten Lösungen Kabel und GIL bei der Industrialisierung von Fertigung und Verlegung. Davon ist eine weitere Reduzierung des Kostennachteils gegenüber der bewährten und ausgereiften Freileitungstechnik zu erwarten. Es fehlen ferner Erfahrungen hinsichtlich der Zuverlässigkeit und Lebensdauer der jüngeren Entwicklungsstufen.

Beim Bau der neuen Leitungen zur Hochspannungsgleichstromübertragung ist die Erdverkabelung – mit Ausnahme des Projektes „Ultranet“ – nunmehr gesetzlich vorrangig. In der Drehstromtechnik sind sowohl Kabelverbindungen, Freileitungsverbindungen sowie Kombinationen aus beiden Techniken zu finden.

Kunststoffisolierte Gleichspannungskabel für 320 kV sind in den vergangenen Jahren in Deutschland zur Anbindung von Windkraftanlagen sowohl Offshore als auch Onshore eingesetzt worden. Die gesammelten Erfahrungen bei diesen Kabelanlagen können in die Planungen für die großen Onshoreverbindungen einfließen. Für 525 kV sind die Kabel zurzeit weltweit in der Phase der Entwicklung bzw. der Präqualifikation angekommen. Hier muss die Entwicklung intensiv verfolgt und vor der Realisierung sorgsam geprüft und entschieden werden, welche Technik zum Einsatz kommen soll.

Der Einsatz von Drehstrom Kabeln (HDÜ) bietet sich im Gegensatz dazu insbesondere für Teilverkabelungen mit Längen in der Größenordnung von einigen Kilometern zur Ergänzung von Freileitungen an. Beispiele für eine Teilverkabelung sind die in den Niederlanden errichtete ca. 85 km lange Stromtrasse „Randstadprojekt“, bei der ca. 20 km verkabelt wurden sowie die auf Kölner Stadtgebiet errichtete ca. 9 km lange Verbindung von einem Kraftwerk zu der Übergabestation an das deutsche/europäische Transportnetz.

In NRW wurde eine Pilotanlage zur Teilverkabelung in Raesfeld mit ca. 3,5 km Trassenlänge realisiert. Weitere Pilotanlagen sind in Borken und Legden geplant.

Eine der modernsten Produktionsstätten der Welt für die Fertigung von Kabeln und Garnituren ist in Köln, d. h. in NRW beheimatet.

Der Einsatz moderner kunststoffisolierter 380 kV AC-Kabelanlagen ist seit fast zwei Jahrzehnten eine bekannte und bewährte Technik, die ihre Betriebstauglichkeit in vielen Projekten, vor allem in urbanen Räumen gezeigt hat. Seit dem Jahr 2000 wurden weltweit 10.000 km Kabel in der Höchstspannungsebene und 200.000 km Kabel in der Hochspannungsebene installiert.

Die Herausforderungen für die unterschiedlichen Techniken (HDÜ und HGÜ) liegen beim Bau und deren Betrieb. Für den Bau der Kabelanlagen gilt, dass sie in offenen Gräben, in halboffener oder in grabenloser Technik gelegt werden können. Kabelabschnitte werden an Land alle ca. 800 m bis ca. 1.200 m mit Muffen verbunden. An den Enden der Kabelanlage werden Endverschlüsse installiert. Bei Teilverkabelungen erfolgt hier der Übergang zur Freileitung in sogenannten Übergabestationen.

Außer auf den Verzicht einer Bepflanzung mit tief wurzelnden Bäumen kann das bekannte Landschaftsbild auf der Trasse nach der Legung und Montage größtenteils wieder so hergestellt werden, wie es vorher war. Eine Überbauung der Kabelanlage muss so weit wie möglich vermieden werden, damit Fehlerstellen zugänglich bleiben.

Bei der grabenlosen Legung werden Kunststoffrohre auf Entfernungen bis zu 500 – 600 m gepresst, in die später die Kabel eingezogen werden. Die Verwendung von begehbaren, kilometerlangen Stollen oder Tunnel, in die die Kabel später eingebracht werden, hat sich in Großstädten, wie London oder Berlin bewährt. Bei diesen Beispielen wurden die Tunnel im Vortrieb in ca. 20 m – 25 m Tiefe errichtet. Die grabenlose Technik (Schutzrohre, Tunnel o.ä.) wird natürlich auch für die Querung von Straßen, Gleisanlagen und/oder Gewässern verwendet.

Eine internationale Studie (CIGRÉ) aus dem Jahr 2005 hat bei einer 10 km langen Strecke die Betriebszeit zwischen zwei Ausfällen auf 33 Jahre geschätzt, jedoch sind die Reparaturzeiten von Kabelanlagen im Vergleich zu Freileitungen deutlich höher, so dass sich im Einzelfall eine geringere Verfügbarkeit ergibt. Auf der anderen Seite zeigen Freileitungen aufgrund der Zugänglichkeit eine Vielzahl von kurzfristigen Ausfällen. Im Einzelfall ist unter Berücksichtigung von Wichtigkeiten der Verbindungen und weiträumigen Redundanzkonzepten zu entscheiden, ob ggf. die Verlegung einer Reserveader sinnvoll ist, um die Verfügbarkeit zu erhöhen. Im Fehlerfall kann die Kabelanlage durch Umschaltung auf die Reserveader den Betrieb kurzfristig wieder aufnehmen.

Als dritte Alternative stehen gasisolierte Leiter (GIL) zur Verfügung, die bisher nur bei sehr kurzen Verbindungen (wenige hundert Meter) eingesetzt wurden. Den Einsatz von GIL-Anwendung findet man vorzugsweise in Umspannwerken (Verbindungen zwischen Schaltanlage und Transformator), oder in Tunneln, z. B. in Wasserkraftwerken. Zu einem bedeutenden wirtschaftlichen Einsatz von GIL-Anwendungen gegenüber Freileitungen und Kabeln ist aus heutiger Sicht noch ein erheblicher Entwicklungsaufwand nötig.

7.4. Flexibilität und Speicher

Infolge des Ausbaus volatiler Stromerzeugung steigt sowohl aus netztechnischen als auch aus volkswirtschaftlichen Gründen der Bedarf an Maßnahmen zur Flexibilisierung des Stromsystems. Mit Blick auf regulatorische Rahmenbedingungen (z. B. Netznutzungsentgelte) wie auch das Design von Flexibilitätsmärkten (z. B. Regelleistungsmärkte, Day-Ahead- und Intraday-Märkte) ist es erforderlich, dieselben Funktionalitäten vergleichbar zu behandeln bzw. zu vergüten. Ein Beispiel hierfür ist die grundsätzliche Gleichbehandlung der Erbringung positiver Regelleistung durch Erhöhung einer Erzeugung oder durch die gleich hohe Senkung eines Verbrauchs.

Speicher stellen eine Sonderform zur Bereitstellung von Flexibilität dar. Tatsächlich gibt es jedoch – insbesondere mit Blick auf regulatorische Rahmenbedingungen und aktuelle Bevorzugungen ausgewählter Speichertechnologien – bereits kontroverse Diskussionen über das Erfordernis zur Erweiterung des Verständnisses von Speichern. Beispielsweise wird vorgeschlagen, neben Speichern im „klassischen“ Sinn (z. B. Batterie- und Pumpspeichern) auch solche zu verstehen, die Strom in andere Energieformen wie Wärme oder chemische Energieträger (z. B. Wasserstoff) überführen, oder auch sogenannte „funktionale“ Speicher (FfE). Unter letztgenannte fallen z. B. Industrieverbraucher, die alternativ zu einem konstanten Betrieb systemdienlich bzw. marktgetrieben mehr oder weniger symmetrisch um eine Durchschnittslast gefahren werden.

Aufgrund der besonders vielfältigen Nutzungsmöglichkeiten – vor allem zur Erbringung von Systemdienstleistungen – und des hohen Innovationspotenzials bei

einigen Stromspeichertechnologien (im klassischen Sinne) erfolgt hier eine gesonderte Betrachtung für diesen Bereich.

Stromspeicher für Systemdienstleistungen

Durch den hohen Anteil Erneuerbarer Energien im deutschen Strommix und den sukzessiven Rückgang konventioneller Großkraftwerke steigt der Bedarf an flexiblen Erzeugungsanlagen, um jederzeit die Residuallast decken zu können. Um die Netzschwankungen ausgleichen zu können, wird Regelleistung eingesetzt. Konventionelle Anlagen stehen in dem aktuellen und zukünftigen Marktumfeld nicht mehr ständig betriebsbereit zur Verfügung. Daher muss auch die Regelernergie zukünftig von neuen Technologien bereitgestellt werden, damit weiterhin eine sichere Energieversorgung gewährleistet werden kann.

In Zeiten geringer Nachfrage können Stromspeicher Energie aufnehmen, um diese in Zeiten hoher Nachfrage wieder abgeben zu können. Jedoch ist ein solcher Betrieb am Energiemarkt bei den aktuellen Marktpreisen und Rahmenbedingungen für die meisten Speichertechnologien nicht wirtschaftlich. Für erneuerbare Anlagen besteht zudem im heutigen Förderumfeld kein Anreiz, mit der Hilfe von Speichern klare Lieferprofile ohne Abweichungen bereitzustellen.

Batteriespeicher eignen sich heute besonders für die Bereitstellung von Primärregelleistung, die innerhalb von wenigen Sekunden zur Verfügung gestellt werden kann. Durch die sinkenden Preise für Speicherkapazität und den enormen Technologiefortschritt ist es bereits heute möglich, Batteriespeicher mit einer ausreichenden Kapazität wirtschaftlich am Primärregelleistungsmarkt zu betreiben. Wie historische Störfälle – am 28. September 2003 und 04. November 2006 – gezeigt haben, ist es hierbei notwendig, dass speicherbegrenzte technische Einheiten die Leistung für die Primärregelung über einen Zeitraum von bis zu 30 Minuten erbringen können. Bei einer kombinierten Erbringung von PRL aus Batteriespeichern im Pool mit Anlagen ohne Speicherbegrenzung ist es ausreichend, die bezuschlagte Leistung für 15 Minuten vorzuhalten. [20]

Speicherpositionierung im Netz – Lastzentren -nah und -fern

Eine zunehmende Herausforderung für das Stromnetz stellt die hohe dezentrale Einspeisung von Erneuerbaren Energien auf der Mittel- oder Niederspannungsebene dar. Dies erfordert die Bereitstellung von zusätzlichen Systemdienstleistungen (Frequenzhaltung, Spannungshaltung, Versorgungswiederaufbau, Netzengpassmanagement) auf den jeweiligen Spannungsebenen. Zu diesem Zweck bedarf es jedoch einer Prüfung der Zuordnung von Verantwortung für Ungleichgewichte oder sogar der Etablierung neuer Märkte, auf denen – ähnlich dem Regelleistungsmarkt – die einzelnen Systemdienstleistungen ausgeschrieben werden. Wesentlich ist dabei, dass Systemdienstleistungen diskriminierungsfrei und technologieoffen von allen Marktteilnehmern erbracht werden können. Somit bleibt auch im zukünftigen Energieversorgungssystem das Unbundling wichtige Voraussetzung, damit sich der Wettbewerb um die beste Lösung in der Energiewirtschaft weiterentwickeln kann.

7.5. Sektorenkopplung

Die Ziele der Bundesregierung für 2050 zum Anteil regenerativer Energien am Gesamt-Primärenergiebedarf (60 %) und zur Reduzierung der THG-Emissionen (80 %) erfordern weitreichende Maßnahmen auch in den Sektoren Mobilität und Wärmeerzeugung, nicht zuletzt ebenso beim Rohstoffeinsatz der Industrie. Immer deutlicher zeichnet sich ab, dass die technischen Möglichkeiten in diesen Sektoren, z. B. durch den Einsatz nachwachsender Energieträger und Rohstoffe, sehr

begrenzt bzw. mit unerwünschten Folgen wie direkten und indirekten Landnutzungsänderungen verbunden sind und daher zunehmend kritisch gesehen werden.

Die regenerative Stromerzeugung wird voraussichtlich auch hier einen wesentlichen Beitrag zur Erreichung der Gesamtziele leisten müssen, bspw. durch Einsatz von Anlagen zur strombasierten Wärmeerzeugung (Power-to-Heat), durch den vermehrten Ausbau der Elektromobilität, aber unabhängig davon auch durch die strombasierte Erzeugung von Kraftstoffen (Power-to-Fuel; z. B. für Schwerlastverkehr, Schiffe und Flugzeuge) oder Rohstoffen (z. B. Methanol aus regenerativ erzeugtem Wasserstoff und CO₂). Dies bedeutet einen Ausbau an Erzeugungs- und Leitungskapazitäten, der deutlich über alle Werte derjenigen Systembetrachtungen hinausgeht, die auf den reinen Stromsektor beschränkt sind. Beispielsweise ermittelt das Umweltbundesamt für den Fall eines THG-neutralen Deutschlands einen Gesamt-Regenerativstrombedarf von knapp 3.000 TWh zur Deckung des gesamten Energie- und Rohstoffbedarfs über alle Sektoren hinweg [30]. Dies entspricht dem etwa fünf- bis sechsfachen des heutigen Strombedarfs. Auch wenn je nach zukünftiger Entwicklung ein großer Teil der erforderlichen Erzeugungskapazitäten außerhalb Deutschlands bevorzugt an sonnen- und windreichen Standorten entsteht, ist gemäß dieser Studie immer noch eine regenerative Stromerzeugung von rund 1.000 TWh in Deutschland zu erwarten. Allein dies entspräche immer noch rund einer Verdopplung im Vergleich zu heute.

Relevanz für NRW

Insgesamt erscheint der Stand des Wissens um die Erreichung der Klimaziele über alle Sektoren hinweg und die quantitative Rolle der regenerativen Stromerzeugung noch vergleichsweise gering. Die Ableitung belastbarer Zahlen für den zusätzlichen Ausbau an Leitungskapazitäten in Deutschland und speziell in NRW ist daher entsprechend schwierig bzw. mit großen Unsicherheiten verbunden. Dennoch ist es aufgrund der langen Planungs- und Realisierungszeiträume sinnvoll, die Option einer verstärkten Sektorenkopplung rechtzeitig im Rahmen der Netzplanungen zu berücksichtigen.

Aufgrund des beträchtlichen Industrieanteils hat NRW besonders hohe technische Potenziale für die Sektorenkopplung. Dies soll an zwei Beispielen bzw. Abschätzungen illustriert werden:

- Knapp die Hälfte der deutschen Erzeugung petrochemischer Basische-mikalien (z. B. Ethylen, Propylen, Synthesegas) erfolgt in NRW (VCI, 2016). Die erforderliche Energie zum Betrieb der Anlagen erfolgt nach Stand der Technik unter Verbrennung fossiler Energieträger. Grundsätzlich bestehen technische, industriell erprobte Alternativ-Technologien zur strombasierten Erzeugung dieser Rohstoffe – z. B. unter Nutzung der Lichtbogentechnologie (eine Anlage hierzu ist noch am Chemiapark in Marl in Betrieb). Auf Basis der aktuellen Produktionsdaten für NRW und unter Annahme des Einsatzes der Lichtbogentechnologie ergibt sich ein theoretisches Potenzial für die Elektrifizierung, d.h. für den durchschnittlichen Leistungsbedarf von rund 4 GW. Bei systemisch bevorzugt flexiblen, also dargebotsabhängigem, Betrieb resultieren nochmals deutlich höhere Lastspitzen.
- In der BMU-Leitstudie [31] wird selbst für das Jahr 2050 in Deutschland noch ein Verbrauch an fossilem Erdgas zur Bereitstellung industrieller Prozesswärme von rund 150 TWh prognostiziert. Dies entspricht einer thermischen Durchschnittsleistung von knapp 20 GW. Tatsächlich ist davon auszugehen, dass ein Großteil dieser Wärmebereitstellung weitgehend konstant erfolgt. Prinzipiell ist in vielen Fällen eine Elektrifizierung der Wärmebereitstellung möglich – meist sogar ohne Einsatz von Wärmespeichern, wenn die (konstant laufende) konventionelle Wärmeerzeugung dargebotsabhängig durch eine elektrische ersetzt wird. Wenn in

NRW nur ein Viertel des oben genannten erdgasbefeuerten Prozesswärmebedarfs erfolgt, ergibt sich bereits ein technisches Potenzial für zusätzlichen elektrischen Leistungsbedarf von 5 GW.

Allein diese beiden Beispiele legen bereits nahe, dass es insbesondere im Fall von NRW sinnvoll ist, mögliche Auswirkungen einer verstärkten Sektorenkopplung auf die Netzentwicklungen für das Zieljahr 2030 rechtzeitig zu untersuchen.

8. Referenzen

- [1] LANUV - Landesamt für Natur, Umwelt und Verbraucherschutz Nordrhein-Westfalen, Energieatlas Nordrhein-Westfalen: Potenzialstudie Erneuerbare Energien.
- [2] Bundeskartellamt - Bundesnetzagentur, Monitoringbericht 2015.
- [3] LANUV - Landesamt für Natur, Umwelt und Verbraucherschutz Nordrhein-Westfalen, energiestatistik-nrw.de.
- [4] LANUV - Landesamt für Natur, Umwelt und Verbraucherschutz Nordrhein-Westfalen, Potenzialstudie Erneuerbare Energien NRW: Teil 2 - Solarenergie.
- [5] LANUV - Landesamt für Natur, Umwelt und Verbraucherschutz Nordrhein-Westfalen, Stromerzeugung - Bruttostromerzeugung.
- [6] ef RUHR, ie³ Technische Universität Dortmund, IAEW RWTH Aachen University, Leistungsfähigkeit und Ausbaubedarf der Verteilnetze in Nordrhein-Westfalen.
- [7] LANUV - Landesamt für Natur, Umwelt und Verbraucherschutz Nordrhein-Westfalen, Potenzialstudie Erneuerbare Energien NRW: Teil 1 - Windenergie.
- [8] LANUV - Landesamt für Natur, Umwelt und Verbraucherschutz Nordrhein-Westfalen, Potenzialstudie Erneuerbare Energien NRW: Teil 3 - Biomasse-Energie.
- [9] Statistische Ämter des Bundes und der Länder, Volkswirtschaftliche Gesamtrechnungen – Bruttoinlandsprodukt.
- [10] 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, Tennet TSO GmbH, TransnetBW GmbH, Netzentwicklungsplan Strom: Szenariorahmen für die Netzentwicklungspläne Strom 2030.
- [11] Öko-Institut e.V., Fraunhofer ISI, Klimaschutzszenario 2050, 2015.
- [12] ewi, gws, prognos, Entwicklung der Energiemärkte - Energiereferenzprognose
- [13] Bundeskartellamt - Bundesnetzagentur, Monitoringbericht 2015
- [14] Bradshaw, A.; Erdmann, U.; Münch, W.; Pittel, K.; Rehtanz, C.; Sedlbauer, K.; Umbach, E.; Wagner, U.: "Priorisierung der Ziele - zur Lösung des Konflikts zwischen Zielen und Maßnahmen der Energiewende", Schriftenreihe Energiesysteme der Zukunft, ISBN 978-3-9817048-3-9, München 2015.
- [15] Energieleitungsausbaugesetz vom 21. August 2009 (BGBl. I S. 2870), das zuletzt durch Artikel 2 Absatz 8 des Gesetzes vom 21. Dezember 2015 (BGBl. I S. 2498) geändert worden ist
- [16] Bundesbedarfsplangesetz vom 23. Juli 2013 (BGBl. I S. 2543; 2014 I S. 148, 271), das durch Artikel 12 des Gesetzes vom 26. Juli 2016 (BGBl. I S. 1786) geändert worden ist
- [17] Versorgungssicherheit in Deutschland und seinen Nachbarländern: länderübergreifendes Monitoring und Bewertung, Consentec GmbH und r2b energy consulting GmbH im Auftrag des Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, Abschlussbericht 06.03.2015
- [18] Pentalateral generation adequacy probabilistic assessment (PLEF Report), März 2015
- [19] Winter Outlook and Summer Review 2015
- [20] ENTSO-E Scenario Outlook & Adequacy Forecast (SO&AF), NEP
- [21] Übersicht Netzentgelte auf Niederspannungsebene, Bundesnetzagentur: <http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/FAQs/DE/Sachgebiete/Energie/Verbraucher/Energielexikon/Netzentgelt.html>
- [22] 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, Tennet TSO GmbH, TransnetBW GmbH, Anforderungen an die Speicherkapazität bei Batterien für die Primärregelleistung. <https://www.regelleistung.net/ext/download/anforderungBatterien>

- [23] International Atomic Energy Agency, IAEA
- [24] Enerdata intelligence + consulting
- [25] ENTSO-E Scenario Outlook & Adequacy Forecast (SO&AF) 2015
- [26] ENTSO-E Ten-Year Network Development Plan 2016
- [27] "Voilà, les énergies renouvelables", Energiespektrum, 06/2015
- [28] "Größter anzunehmender Unfall", Süddeutsche Zeitung, 16.02.2016
- [29] Amprion GmbH, Eigene Darstellung der Amprion GmbH
- [30] UBA, Treibhausgasneutrales Deutschland im Jahr 2050, Hintergrundpapier, Oktober 2013
- [31] Nitsch u.a. 2012: J. Nitsch, T. Pregger, T. Naegler, N. Gerhardt, B. Wenzel u.a.: „Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland“ DLR Stuttgart, Fraunhofer-IWES, Kassel, IfnE Teltow; Studie im Auftrag des BMU, März 2012.

Impressum

EnergieAgentur.NRW GmbH
Roßstraße 92
40476 Düsseldorf

Telefon: 0211/8 3719 30
hotline@energieagentur.nrw
www.energieagentur.nrw

© EnergieAgentur.NRW GmbH/EA470

Stand

01/2017

Ansprechpartner

EnergieAgentur.NRW
Kompetenzzentrum Systemtransformation
Energieinfrastruktur
Frank Schäfer
schaefer@energieagentur.nrw

Bildnachweis

Titel: Fotolia.com/Gina Sanders

Die EnergieAgentur.NRW GmbH verwendet in ihren Veröffentlichungen allein aus Gründen der Lesbarkeit die männliche Form von Substantiven; diese impliziert jedoch stets auch die weibliche Form.



EUROPÄISCHE UNION
Investition in unsere Zukunft
Europäischer Fonds
für regionale Entwicklung

