Bundesministerium
für Wirtschaft
und Klimaschutz

Umsetzungsplan für Deutschland („Marktreformplan“) nach Art. 20 Verordnung (EU) 2019/943 über den Elektrizitätsbinnenmarkt

Januar 2022

Anmerkung: Deutschland hat seinen Umsetzungsplan am 17. Juni 2021 der Europäischen Kommission offiziell übermittelt und ist damit seinen Verpflichtungen gem. Artikel 20 der Verordnung (EU) 2019/943 nachgekommen. Die hier vorliegende, überarbeitete Version des Umsetzungsplans wurde als Antwort auf die Stellungnahme der Europäischen Kommission vom 18. Oktober 2021 an mehreren Stellen angepasst.

Inhaltsverzeichnis

I. Einleitung 3
I.1. Das deutsche Stromsystem im Überblick 5
I.2. Angemessenheit der Stromversorgung in Deutschland 11
II. Die Kapazitätsreserve – Deutschlands Absicherung für den Ernstfall 12
III. Regulatorische Hemmnisse und Marktfehler im deutschen Strommarkt 15
III.1. Großhandelsmarkt 15
III.1.1 Preisbildung am Großhandelsmarkt 15
III.1.2 Terminmärkte 16
III.1.3 Day-Ahead und Intraday Märkte 17
III.1.4 Preise im Großhandelsmarkt 19
III.1.5 Ausweitung des internationalen Handels 21
III.2. Regelenergiemärkte 21
III.2.1 Regelenergiemärkte allgemein 21
III.2.2 Aktuelles Design: Regelarbeitsmarkt 21
III.2.3 Ausgleichsenergiepreise, Bilanzkreisverantwortung und Börsenpreiskopplung 22
III.2.4 Aktuelle Herausforderungen 23
III.3. Demand-side response / Laststeuerung 24
III.3.1 Demand-side response und Teilnahme von Aggregatoren am Strommarkt 24
III.3.2 Finanzielle Anreize für Demand-side response 25
III.3.3 Intelligente Messsysteme (Smart Meter) 26
III.4. Endkundenmarkt 28
III.4.1 Liberalisierung des Strommarktes und Abschaffung regulierter Preise 28
III.4.2 Dynamische Tarife für Endkunden 29
III.4.3 Netzentgelte, Umlagen, Steuern und Abgaben 29
III.5. Interkonnektoren und Engpassmanagement 30
III.5.1 Interkonnektoren 31
III.5.2 Netzausbau 31
III.5.3 Engpassmanagement 34
IV. Maßnahmenplan für Deutschland 40
V. Beantwortung des Fragenkatalogs der Europäischen Kommission 46

I. Einleitung

Laut Artikel 20 Abs. 3 bis 8 der Verordnung (EU) 2019/943 über den Elektrizitätsbinnenmarkt (BMVO) sind Mitgliedsstaaten dazu verpflichtet, bei Bedenken zur erforderlichen Angemessenheit der Ressourcen im Strommarkt, einen sog. Umsetzungsplan („Marktreformplan“) zu entwickeln. Der nationale Umsetzungsplan verfolgt das Ziel bestehende regulatorische Verzerrungen im Strommarkt sowie potentielles Marktversagen, welche zu diesen Bedenken geführt haben, zu identifizieren und konkrete Lösungsvorschläge zu deren Beseitigung zu machen. Nach Artikel 20 Abs. 5 BMVO muss die Europäische Kommission im Anschluss eine formelle Stellungnahme zu dem nationalen Umsetzungsplan abgeben, in der sie den Mitgliedstaat u.a. dazu auffordern kann, Änderungen an seinem Plan vorzunehmen. Zudem sind Mitgliedstaaten dazu verpflichtet jährlich einen Bericht zum Stand der Umsetzung der Marktreformen zu veröffentlichen.

Die Leitlinie der Europäischen Kommission zu Erstellung eines Umsetzungsplans stellt fest, dass funktionierende Strommärkte und ein ausreichend ausgebautes Stromnetz die Voraussetzungen sind, damit ausreichend Kapazität zur richtigen Zeit und am richtigen Ort im Stromsystem vorhanden ist. Durch entsprechende Marktreformen und ein engpassfreies Stromnetz, können laut Europäischer Kommission somit Bedenken zur Angemessenheit der Stromversorgung minimiert und letztlich in ihrer Gänze reduziert werden. Laut Leitlinie sollten Kapazitätsmechanismen dementsprechend nur eingeführt werden, solange bestehende Probleme nicht durch Marktreformen und die Lösung von Netzengpässen adressiert werden können.

In Deutschland stehen, unter üblicherweise auftretenden Angebots- und Nachfragesituationen, am Strommarkt Ressourcen im angemessenen Umfang zur Verfügung. Dies zeigen sowohl das nationale wie auch das europäische Resource Adequacy Assessment, die methodisch darauf ausgelegt sind, diese Bandbreite an Situationen zu bewerten. Hiervon zu unterscheiden sind Extremsituationen, die sich oftmals durch eine Kombination von Risiken für das Stromsystem auszeichnen und dadurch eine geringe oder auch nicht prognostizierbare Eintrittswahrscheinlichkeit haben. In solchen Fällen muss damit gerechnet werden, dass das Angebot an Strom die Nachfrage am Markt nicht mehr decken kann. Für solche Fälle ist die Kapazitätsreserve vorgesehen, die gemäß den Vorgaben aus Art 21. Abs. 2 der EU-Verordnung 2019/943 nur dann eingesetzt werden darf, wenn Strommarkt und Regelenergie nicht ausreichen, um die Stromnachfrage zu decken. Sie dient damit in Extremsituationen, auf die sich der Strommarkt nicht oder nicht angemessen vorbereitet, als zusätzliche Reserve, wenn alle verfügbaren markt- und netzseitigen Maßnahmen ausgeschöpft sind. Damit trägt die Kapazitätsreserve zur hohen Zuverlässigkeit der deutschen sowie der europäischen Stromversorgung bei und wird aktiviert, wenn die Nachfrage an den Strommärkten nicht durch das Angebot gedeckt werden kann. Auch wenn die Kapazitätsreserve aufgrund dieser besonderen Eigenschaften keine Reaktion auf ein Marktversagen darstellt, ist Deutschland seinen Verpflichtungen nachgekommen und hat am 17. Juni 2021 seinen Umsetzungsplan nach Artikel 20 Abs. 3 bis 8 BMVO eingereicht, um die formalen Anforderungen für die Durchführung der nächsten Ausschreibungsrunde der Kapazitätsreserve am 1. Dezember 2021 zu erfüllen.

Kapitel I gibt einen Überblick über das deutsche Stromsystem und den aktuellen Stand der Versorgungssicherheit in Deutschland. In Kapitel II wird die deutsche Kapazitätsreserve näher erläutert und ihre Bedeutung für die deutsche und europäische Stromversorgung hervorgehoben. Kapitel III analysiert bestehende und behobene regulatorische Hemmnisse und Marktfehler, sowie

mögliche Maßnahmen zur weiteren Verbesserung des Strommarktes. In Kapitel IV findet sich eine Maßnahmenliste inkl. Zeitplan, zur Umsetzung der für Deutschland vorgesehenen Marktreformen. Kapitel V enthält den von Deutschland beantworteten Fragebogen der Europäischen Kommission.

I.1. Das deutsche Stromsystem im Überblick

Zur Erreichung der Klimaziele sollen Erneuerbare Energien bis 2030 einen Anteil von 80 Prozent der Stromversorgung in Deutschland übernehmen. Um dieses Ziel zu erfüllen, müssen konventionelle Energieträger zügig durch erneuerbare Energieträger im Stromsystem ersetzt werden. Hierfür hat sich die Bundesregierung u.a. zum Ziel gesetzt bis 2030 die Kapazitäten auf ca. 200 Gigawatt (GW) bei Photovoltaik und 30 GW bei Windenergie auf See zu erhöhen, sowie 2 Prozent der Landesfläche für Windenergie an Land auszuweisen. Zudem plant die Bundesregierung eine Elektrolysekapazität von rund 10 GW im Jahr 2030 zu erreichen. Die rechtlichen und regulatorischen Rahmenbedingungen müssen dabei den Transformationsprozess hin zur Klimaneutralität intelligent steuern, um gleichzeitig ein hohes Versorgungsniveau bei bezahlbaren und wettbewerbsfähigen Preisen für Endverbraucher sicherzustellen. Deutschland setzt hierfür vor allem auf die Wirkung von Angebot und Nachfrage auf dem Strommarkt, einen drastisch beschleunigten Ausbau der Stromnetze und erneuerbarer Energieträger, sowie auf die Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) und den Erhalt der deutsch-luxemburgischen Gebotszone.

Deutschland liegt inmitten eines vernetzten europäischen Stromsystems und ist aufgrund seiner geografischen Lage ein wichtiger Partner im europäischen Strommarkt und eine Drehscheibe der europäischen Stromflüsse. Die Transformation des Stromsystems kann daher nur gelingen, wenn sie europäisch gedacht wird und von allen EU-Mitgliedstaaten gemeinsam getragen und gestaltet wird. Deutschland unterstützt daher ausdrücklich das „Clean Energy Package“ und die energiepolitischen Maßnahmen im sog. „Green Deal“ der Europäischen Kommission sowie das Ziel, Klimaneutralität in der EU bis spätestens 2050 zu erreichen. Des Weiteren legt Deutschland mit seinem integrierten Nationalen Energie- und Klimaplan (National Energy and Climate Plan – NECP)[1] dar, wie es zur Erreichung der EU-Ziele für 2030 im Klima- und Energiebereich beitragen will und welche Maßnahmen sie sich dafür in der Dekade bis 2030 vornimmt. Der NECP gibt somit einen Überblick über die deutsche Energie- und Klimapolitik sowie den aktuellen und laufend fortentwickelten Stand der Planungen; insbesondere in den Bereichen Dekarbonisierung, Ausbau erneuerbarer Energie, Energieeffizienz, Versorgungssicherheit, Binnenmarkt und Energieforschung – den sog. 5 Dimensionen der europäischen Energieunion.

In der vergangenen Legislaturperiode wurde bereits mit Hochdruck an der Umsetzung und ggf. notwendigen Konkretisierung der beschlossenen Maßnahmen gearbeitet und es wurden verschiedene Gesetzgebungsverfahren auf den Weg gebracht und zum Teil auch schon abgeschlossen. Die Inhalte des Energiekonzepts mit einem Ziel von 30% erneuerbarer Energie am Bruttoendenergieverbrauch bis 2030 als Beitrag zum EU-Ziel für Erneuerbare, die Energieeffizienzstrategie 2050 mit dem deutschen Energieeffizienzziel für 2030 (Reduktion des Primärenergieverbrauchs bis 2030 um 30 Prozent im Vergleich zu 2008) als Beitrag zur Erreichung des EU-Energieeffizienzziels, sowie die langfristige Renovierungsstrategie gemäß der EU-Richtlinie über die Gesamtenergieeffizienz von Gebäuden sind ebenfalls bereits im deutschen NECP berücksichtigt. Auf europäischer Ebene liefern zudem der Europäische Emissionshandel (ETS) seit 2005 sowie die sog. EU-Lastenteilungsverordnung in den nicht-ETS-Sektoren als zentrale EU-weite Maßnahmen zur Reduktion der Treibhausgasemissionen einen wichtigen Beitrag und sind damit die Hauptinstrumente zur Umsetzung der Klimaziele der Europäischen Union.

[1] Deutschland NECP 2020: https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/I/integrierter-nationaler-energie-klimaplan.pdf?__blob=publicationFile&v=4

Mit der grundlegenden Novelle des Erneuerbare-Energien-Gesetzes im Jahr 2020 wurden außerdem sowohl das Ziel der Treibhausgasneutralität des in Deutschland erzeugten und verbrauchten Stroms vor 2050, als auch ambitionierte Ausbaupfade für die Erneuerbaren Energien bis 2030 gesetzlich verankert. Weiterhin ist im August 2021 die Novelle des Bundes-Klimaschutzgesetzes (KSG) in Kraft getreten, die als Ziel Netto-Treibhausgasneutralität bis 2045 vorsieht. Die Bundesregierung wird das KSG noch im Jahr 2022 konsequent weiterentwickeln und ein Klimaschutz-Sofortprogramm mit allen notwendigen Gesetzen, Verordnungen und Maßnahmen bis Ende 2022 auf den Weg bringen und abschließen.

Mit der Energiewende hat sich Deutschland ein wichtiges Ziel gesetzt: eine grundlegende Umstellung der Energieversorgung - weg von nuklearen und fossilen Brennstoffen, hin zu regenerativen Energien. Deutschland ist somit eines der wenigen Länder weltweit, welches verbindlich sowohl aus der Kernenergie als auch aus der Kohleenergie aussteigt. Zur Einhaltung der Klimaschutzziele ist auch ein beschleunigter Ausstieg aus der Kohleverstromung notwendig. Idealerweise gelingt dieser schon bis 2030. Gleichzeitig muss der Ausbau der Erneuerbaren Energien massiv beschleunigt werden. Die Bundesregierung richtet ihr neues Erneuerbaren-Ziel von 80 Prozent zudem auf einen höheren Bruttostrombedarf von 680-750 TWh im Jahr 2030 aus. Der Anteil der Stromerzeugung aus Kohle und Kernenergie wird somit sinken, während der Anteil der Erneuerbaren Energien stark ansteigen wird.

Ein großflächiger europäischer Stromaustausch, organisiert über den europäischen Strombinnenmarkt, trägt aus deutscher Sicht zu einer besseren Integration der Erneuerbaren Energien in das Stromsystem bei. Zudem kann Versorgungssicherheit in größeren geografischen Räumen effizienter und kostengünstiger gewährleistet werden. Ein großes und liquides europäisches Marktgebiet ist daher wichtig, um eine europäische Energiewende kosteneffizient und versorgungssicher umzusetzen und damit die Klimaziele zu erreichen. Aus diesem Grund ist es auch wichtig, dass Deutschland seine einheitliche Gebotszone mit Luxemburg erhält.

Der langjährige Anstieg des Stromverbrauchs in Deutschland seit 1990 in den Sektoren Industrie, Gewerbe, Handel und Dienstleistungen sowie in privaten Haushalten hat sich in den letzten Jahren vor allem aufgrund von Effizienzsteigerungen nicht fortgesetzt. Seit 2018 ist der Bruttostromverbrauch (inkl. Pumpstromerzeugung - PSE) in Deutschland wieder rückläufig und ist im Jahr 2020 auch aufgrund der andauernden COVID-19 Pandemie auf 551,9 TWh gesunken (Vergleich 2019: 576,7 TWh). Damit lag der Stromverbrauch 4,3 Prozent unter dem Vorjahreswert (s. Abbildung 1).

Bruttostromerzeugung

TWh	1990	1995	2000	2005	2015	2016	2017	2018	2019	2020*	Δ in %	Anteile in %
Braunkohle	170,9	142,6	148,3	154,1	154,5	149,5	148,4	145,6	114,0	91,7	-19,5	16,0
Steinkohle	140,8	147,1	143,1	134,1	117,7	112,2	92,9	82,6	57,5	43,1	-25,0	7,5
Kernenergie	152,5	154,1	169,6	163,0	91,8	84,6	76,3	76,0	75,1	64,4	-14,3	11,3
Erdgas	35,9	41,1	49,2	72,2	61,5	80,6	86,0	81,6	90,0	91,9	2,1	16,1
Mineralöl	10,8	9,1	5,9	11,9	6,1	5,7	5,5	5,1	4,8	4,3	-9,9	0,8
Erneuerbare, darunter: [5]	19,7	25,1	37,9	63,4	188,8	189,7	216,3	224,5	242,4	251,0	3,5	43,9
- Wind onshore	k.A.	1,5	9,5	27,8	72,3	67,7	88,0	90,5	101,2	103,7	2,5	18,1
- Wind offshore	0	0,0	0,0	0,0	8,3	12,3	17,7	19,5	24,7	27,3	10,3	4,8
- Wasserkraft[1]	19,7	21,6	24,9	19,6	19,0	20,5	20,2	17,7	19,7	18,6	-5,6	3,3
- Biomasse	k.A.	0,7	1,6	11,5	44,6	45,0	45,0	44,7	44,4	44,9	1,0	7,8
- Photovoltaik	k.A.	0,0	0,0	1,3	38,7	38,1	39,4	45,8	46,4	50,6	9,1	8,8
- Hausmüll[2]	k.A.	1,3	1,8	3,3	5,8	5,9	6,0	6,2	5,8	5,7	-1,3	1,0
- Geothermie	0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	10,2	0,0
Sonstige, darunter:	19,3	17,7	22,6	23,9	27,3	27,3	27,5	27,6	25,7	25,5	-0,8	4,5
- Pumpspeicher (PSE)[3]	k.A.	5,5	4,5	6,8	5,9	5,6	6,0	6,7	5,9	6,6	11,1	1,2
- Hausmüll[2]	k.A.	1,3	1,8	3,3	5,8	5,9	6,0	6,2	5,8	5,7	-1,3	1,0
- Industrieabfall	0	0,0	0,0	0,0	1,3	1,4	1,3	0,9	0,9	0,8	-13,2	0,1
Umwandlungsausstoß (Bruttostromerzeugung inkl. PSE)[7]	**549,9**	**536,8**	**576,6**	**622,5**	**647,6**	**649,7**	**652,9**	**642,9**	**609,4**	**571,9**	**-6,2**	**100,0**
Bruttostromerzeugung (ohne PSE)[6]	**549,9**	**531,4**	**572,0**	**615,7**	**641,7**	**644,1**	**646,9**	**636,2**	**603,5**	**565,3**		
Anteil EE an der Bruttostromerzeugung (ohne PSE) [%]	*3,6*	*4,7*	*6,6*	*10,3*	*29,4*	*29,4*	*33,4*	*35,3*	*40,2*	*44,4*		
Stromimport[4]	31,9	39,7	45,1	56,9	37,0	28,3	27,8	31,7	40,1	47,1		
Stromexport[4]	31,1	34,9	42,1	61,4	85,3	78,9	80,3	80,5	72,8	67,1		
Stromimportsaldo	0,8	4,8	3,1	-4,6	-48,3	-50,5	-52,5	-48,7	-32,7	-20,0		
Bruttostromverbrauch (ohne PSE)[6]	**550,7**	**536,2**	**575,1**	**611,1**	**593,4**	**593,6**	**594,5**	**587,5**	**570,8**	**545,3**		
nachrichtlich												
Bruttostromverbrauch (inkl. PSE) [8]	**550,7**	**541,6**	**579,6**	**617,9**	**599,3**	**599,1**	**600,5**	**594,2**	**576,7**	**551,9**		
Anteil EE am Bruttostromverbrauch (inkl. PSE) [%]	*3,6*	*4,6*	*6,5*	*10,3*	*31,5*	*31,7*	*36,0*	*37,8*	*42,0*	*45,5*		
Prozentuale Veränderung	*X*	*+ 2,0*	*+ 4,0*	*+ 0,5*	*+ 1,0*	*- 0,0*	*+ 0,2*	*- 1,1*	*- 2,9*	*- 4,3*		

Pumparbeit (Speicherzufuhr u. Eigenverbrauch)	5,0	5,9	6,0	9,5	8,1	7,5	8,3	8,3	8,1	8,8
Pumpstromerzeugung (PSE)	k.A.	5,5	4,5	6,8	5,9	5,6	6,0	6,7	5,9	6,6
Eigenverbrauch der Pumpspeicher		-0,4	-1,5	-2,7	-2,1	-1,9	-2,2	-1,7	-2,1	-2,2

Abbildung 1: Bruttostromerzeugung und -verbrauch Deutschland. AG Energiebilanzen Februar 2021

Die Bruttostromerzeugung (inkl. PSE) ging in 2020 auf 571,9 TWh zurück (Vergleich 2019: 609,4 TWh). Erneuerbare Energien trugen hierzu 251 TWh bei, was einem Anteil von 43,9 Prozent entspricht. Den größten Anteil hatte Wind an Land mit 103,7 TWh, gefolgt von Photovoltaik mit 50,6 TWh. Die konventionelle Stromerzeugung ging das siebte Jahr in Folge zurück.

Mit der Kraftwerksliste der Bundesnetzagentur (BNetzA)[2] wird der Stromerzeugungsmarkt in Deutschland abgebildet. Demnach sind in Deutschland (Stand 19.01.2021) Erzeugungsanlagen mit einer Netto-Nennleistung von insgesamt 229,2 GW installiert. Hiervon nehmen 214,1 GW am Strommarkt teil. Davon entfällt ein Anteil von ca. 127,7 GW auf Erneuerbare Energien. Durch den Ausstieg aus der Kernenergie gehen bis Ende 2022 alle verbleibenden Kernkraftwerke mit einer Bruttoleistung von 8,5 GW vom Netz. Mit dem Ziel schrittweise aus der Kohleverstromung auszusteigen, werden zusätzliche 34 GW den Strommarkt verlassen. Deutschland ersetzt diese Kapazitäten vor allem mit dem Ausbau der Erneuerbaren Energien und durch Gas-KWK-Anlagen.

[2] Kraftwerksliste BNetzA 2021: https://www.bundesnetzagentur.de/cln_1911/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Erzeugungskapazitaeten/Kraftwerksliste/kraftwerksliste-node.html

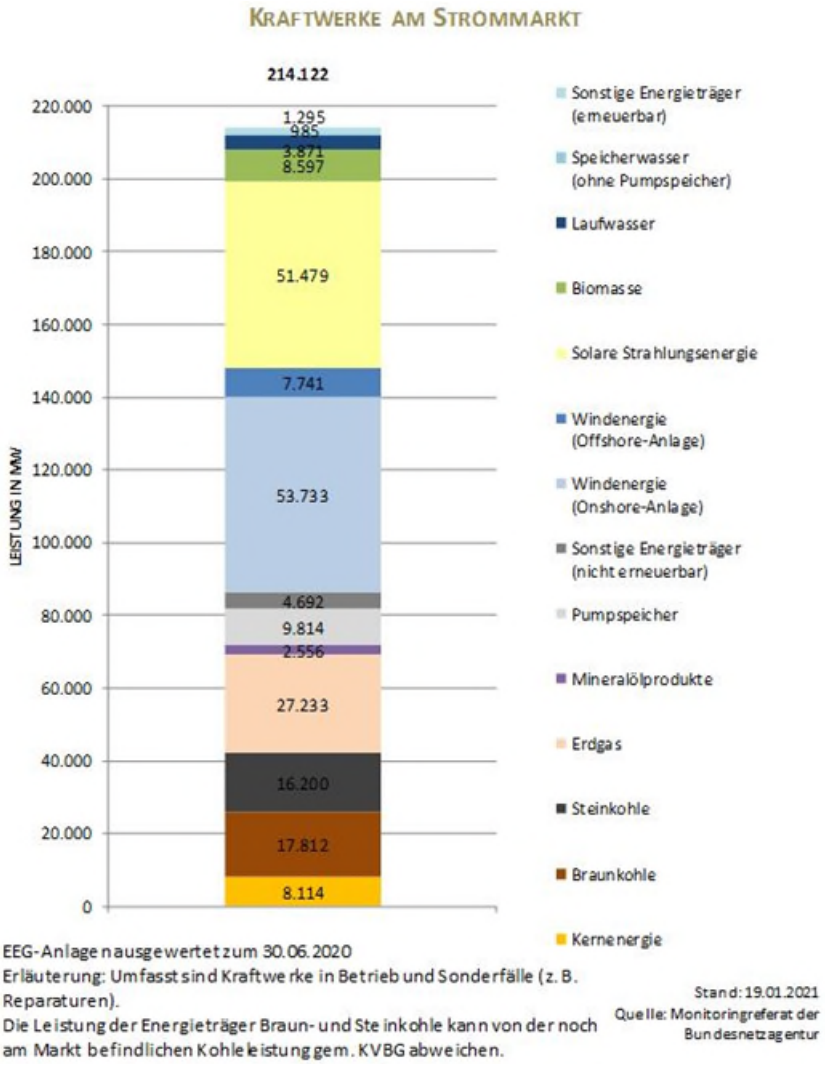


Abbildung 2: Kraftwerke am Strommarkt. BNetzA 2021 [3]

Deutschland war im Jahr 2020 erneut Netto-Stromexporteur mit insgesamt 20 TWh. Dabei machte der Export 67,1 TWh (2019: 72,8 TWh) und der Import 47,1 TWh (2019: 40,1 TWh) aus. Der Exportüberschuss (physikalische Flüsse) sank 2020 somit von 32,7 auf 20 TWh um 38,7 Prozent im Vergleich zu 2019. Hauptabnehmerländer des deutschen Stroms waren im Jahr 2020: Österreich mit einem Nettoimport aus Deutschland von 18.427 GWh (-6,1 % zum Vorjahr), Luxemburg mit 3.787 GWh (-9,7 % zum Vorjahr) und die Tschechische Republik mit 3.769 GWh (+94,5 % zum Vorjahr). Nettoimporteur war Deutschland im Jahr 2020 gegenüber: Dänemark mit 6.941 GWh (Wechsel von Nettoexport Deutschlands zu Nettoimport), Schweden mit 2.141 GWh (+188,7 % zum Vorjahr) und den Niederlanden mit 1.603 GWh (Wechsel von Nettoexport Deutschlands zu Nettoimport). Die physikalischen Stromflüsse liefern allerdings keine Auskunft darüber, ob der Strom tatsächlich im jeweiligen Land verbraucht wurde, oder ob er an Nachbarländer weitergeleitet wurde. Der physikalische Stromaustausch Deutschlands mit seinen europäischen Stromnachbarn liegt seit vielen Jahren über 100 TWh. Der physikalische Stromaustausch erfolgt mit elf Nachbarländern - Dänemark, Niederlande, Belgien, Luxemburg, Frankreich, Schweiz, Österreich, der Tschechischen Republik, Polen und über Seekabel auch mit Schweden und Norwegen. Deutschland ist somit eine wichtige Drehscheibe im europäischen Strombinnenmarkt. Zudem wird durch die europäische Marktkopplung erreicht, dass bspw. in

[3] Kraftwerke am Strommarkt. BNetzA 2021: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Erzeugungskapazitaeten/Kraftwerksliste/kraftwerksliste-node.html

2019 in 46 % der Stunden gleiche Strompreise im Day-Ahead Markt in der CWE-Region (Central-Western-Europe) herrschten[4].

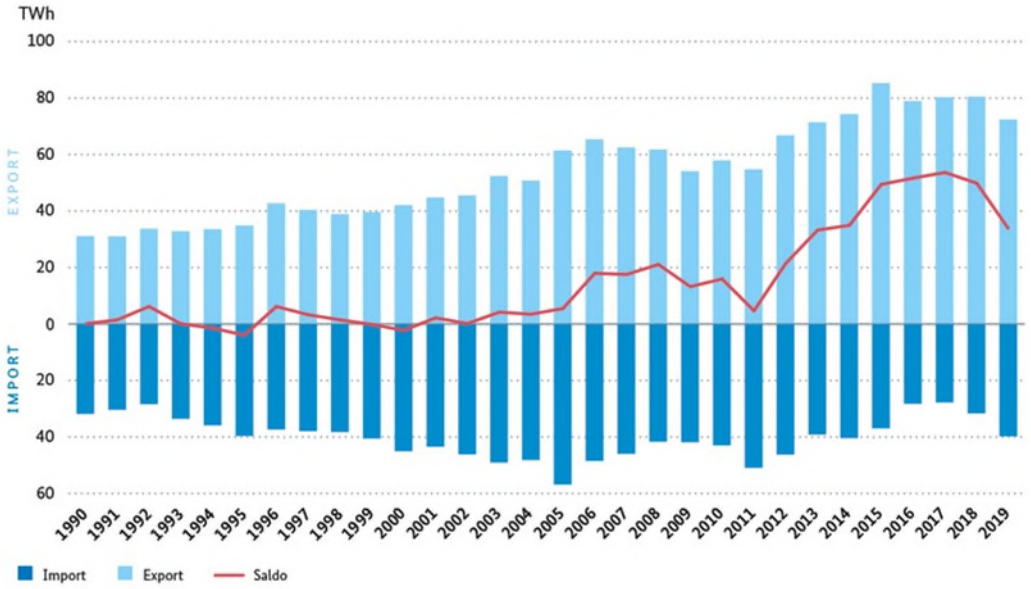


Abbildung 3: Stromaustausch mit Nachbarländern. Statistisches Bundesamt, Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft 2020 [5]

Auch die zur Verfügung stehende Übertragungskapazität an den Ländergrenzen spielt hierbei eine Rolle. Im Oktober 2020 gingen die beiden nördlichen Abschnitte der sogenannten Mittelachse ans Netz. Sie verbindet Schleswig-Holstein und Dänemark miteinander. Die erste direkte Verbindung zwischen Deutschland und Belgien wurde mit dem Aachen Lüttich Electricity Grid Overlay (ALEGrO) geschaffen und bietet eine maximale Übertragungskapazität von 1.000 MW. Der kommerzielle Handel startete im November 2020 zunächst mit Day-Ahead Kapazitäten. Mit NordLink ging im April 2021 die erste direkte Verbindungsleitung zwischen Deutschland und Norwegen in Betrieb. Sie bietet eine Übertragungskapazität von 1.400 MW und verbindet Deutschlands Stromsystem, welches mit jedem Jahr stärker auf Erneuerbaren Energien basiert, mit den norwegischen Speicherwasserkraftwerken.

Treibende Kraft für die Import- und Exportflüsse zwischen Deutschland und seinen Nachbarstaaten sind die Großhandelspreise an den nationalen Strombörsen. Der Strommarkt fungiert somit sozusagen als Koordinator der Stromflüsse. Der durchschnittliche Großhandelsstrompreis in Deutschland lag in 2020 bei 30,47 Euro/MWh (2019: 37,67 Euro/MWh). Im europäischen Vergleich sind die Preise auf dem deutschen Großhandelsmarkt somit vergleichsweise niedrig (siehe Abbildung 4).

[4] ACER Market Monitoring Report 2019 – Electricity Wholesale Markets Volume: https://www.ceer.eu/documents/104400/7065288/ACER+Market+Monitoring+Report+2019+-+Electricity+Wholesale+Markets+Volume/60bd97a2-7724-369a-8fe9-57f097340124

[5] Statistisches Bundesamt, Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft 2020: https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Infografiken/Energie/stromaustausch-mit-nachbarlaendern.html

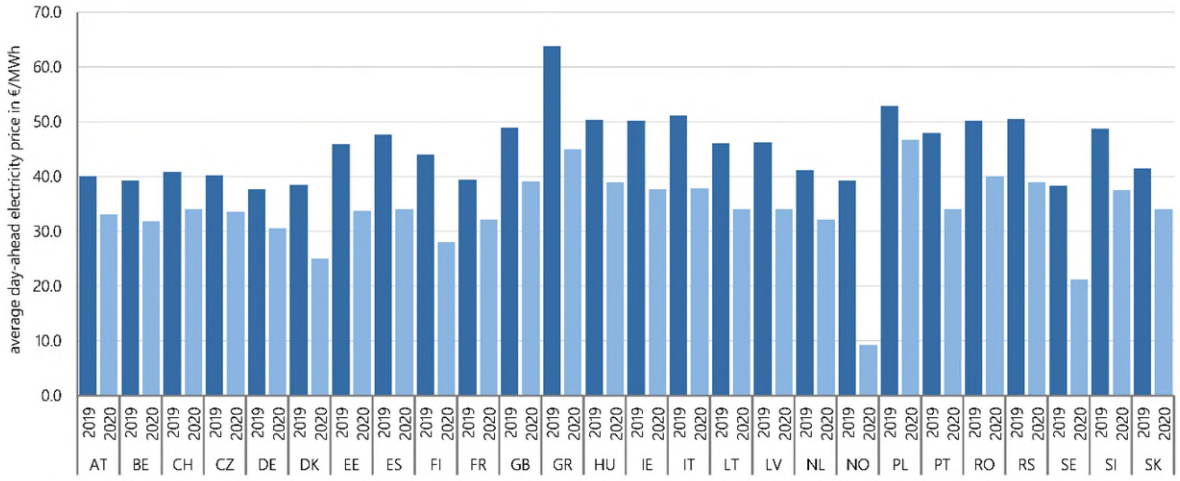


Abbildung 4: Day-Ahead Strompreise in 2020. Daten: ENTSO-E, FFE GmbH 2021 [6]

Die Vielfalt der Akteure in Deutschland und die Nutzung dynamischer Handels- und Prognoseverfahren ermöglichen einen vergleichsweise sehr liquiden Strommarkt. Der deutsche Strommarkt zeichnet sich nicht nur durch seine hohe Liquidität und niedrige Preise, sondern auch durch seine Zuverlässigkeit aus und funktioniert sowohl im europäischen als auch weltweiten Vergleich sehr gut (siehe auch Unterkapitel I.2.).

[6] Day-Ahead Strompreise in 2020. Daten: ENTSO-E, FFE GmbH 2021
https://www.ffegmbh.de/kompetenzen/wissenschaftliche-analysen-system-und-energiemaerkte/strommarkt/1041-european-day-ahead-electricity-prices-in-2020

I.2. Angemessenheit der Stromversorgung in Deutschland

Eine zuverlässige Stromversorgung ist insbesondere für einen hoch entwickelten Industriestandort wie Deutschland sehr wichtig. Die hierfür essentielle Gewährleistung eines sicheren Netzbetriebs ist in Deutschland die Aufgabe der Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) (§ 12 Energiewirtschaftsgesetz, EnWG). Sie planen und warten das Höchstspannungsnetz, regeln den Netzbetrieb und stimmen Stromerzeugung und -nachfrage aufeinander ab.

Als Maß für die Zuverlässigkeit der Stromversorgung für Letztverbraucher wird oft der sogenannte SAIDI (System Average Interruption Duration Index) angegeben. Dieser Index gibt die durchschnittliche Versorgungsunterbrechung je angeschlossenem Letztverbraucher und Spannungsebene innerhalb eines Kalenderjahres wieder. Deutschland hat traditionell einen vergleichsweise niedrigen SAIDI-Wert. Die durchschnittliche Unterbrechungsdauer je angeschlossenem Letztverbraucher in Deutschland in 2020 sank im Vergleich zum Vorjahreswert um 1,47 Minuten auf 10,73 Minuten. Dies ist die bisher geringste Ausfallzeit seit der ersten Veröffentlichung aus dem Jahr 2006. Der SAIDI für Deutschland hat sich seit Beginn der Erhebung somit stetig verbessert (2006 waren es im Durchschnitt 21,53 Minuten pro Verbraucher).

Das Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz hat gemäß § 51 Abs. 1 des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) alle zwei Jahre ein Monitoring[7] der Versorgungssicherheit im Bereich der leitungsgebundenen Versorgung mit Elektrizität durchgeführt. Diese Aufgabe wurde am 1. Januar 2021 der BNetzA übertragen. Mit dem Bericht wird die bestehende Versorgungssituation bewertet und ihre künftige Entwicklung untersucht. Die dabei zugrunde liegenden wissenschaftlichen Untersuchungen berücksichtigen hierbei auch Situationen mit geringer Einspeisung aus Wind- und Solaranlagen sowie den Ausstieg aus der Atom- und der Kohleverstromung. Die bisherigen Untersuchungen[8] zeigen, dass die Nachfrage am Strommarkt in Deutschland bis 2030 in allen untersuchten Szenarien gedeckt werden kann.

Der Monitoring-Bericht stellt die bestehende Versorgungslage und deren Entwicklung unter Berücksichtigung der nationalen und internationalen Marktgegebenheiten für Deutschland dar. Im Bericht werden keine Risiken mit unvorhersehbarer oder sehr geringer Eintrittswahrscheinlichkeit untersucht, da der Strommarkt hierfür selbst keine Vorsorge treffen kann. Die Absicherung für diese Risiken fällt in den Bereich der staatlichen Krisenvorsorge, die zusätzlich zum Strommarkt in Extremsituationen zur Verfügung steht (siehe Kapitel II).

[7] BMWi-Monitoringbericht 2019: https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/monitoringbericht-versorgungssicherheit-2019.pdf?__blob=publicationFile&v=18#:~:text=Nach%20%C2%A7%2063%20Abs.,ihre%20k%C3%BCnftige%20Entwicklung%20untersucht%20werden

[8] BMWi-Studie „Definition und Monitoring der Versorgungssicherheit an den europäischen Strommärkten“ 2019: https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Studien/definition-und-monitoring-der-versorgungssicherheit-an-den-europaeischen-strommaerkten.html

II. Die Kapazitätsreserve – Deutschlands Absicherung für den Ernstfall

Der tiefgreifende Wandel der Stromerzeugungslandschaft in Deutschland und Europa hin zu einer CO2-neutralen Erzeugung führt zu einem System, in dem flexible Erzeuger und Verbraucher sowie Speicher zunehmend auf die fluktuierende Erzeugung aus Erneuerbaren Energien reagieren müssen. Diese Transformation, die zu einer Reduktion von steuerbaren konventionellen Kraftwerken führt, stellt den europäischen Strommarkt vor eine besondere Herausforderung. Obwohl der europäische Binnenmarkt grundsätzlich eine sichere Stromversorgung gewährleistet, können Extremsituationen, in denen zusätzliche Kapazitäten benötigt werden, nie vollständig ausgeschlossen werden[9].

Die Akteure am Strommarkt bewerten unterschiedliche, aber mögliche Entwicklungen der Märkte, an denen sie aktiv sind. Hierbei kommt es darauf an, ob die Marktakteure die Eintrittswahrscheinlichkeit der Ereignisse, auf deren Basis sie ihre Entscheidungen fällen, einschätzen können oder nicht, und ob die Eintrittswahrscheinlichkeit ausreichend hoch ist. Risiken, deren Eintrittswahrscheinlichkeit bekannt ist, können bei Investitionsentscheidungen bewertet und berücksichtigt werden. Hierzu zählen bspw. „Dunkelflauten", d.h. längere Zeiten geringer Stromeinspeisung aus Windkraft- und Solaranlagen. Solche Situationen sind in der Vergangenheit bereits aufgetreten und werden daher grundsätzlich von den Marktteilnehmern für die Zukunft ökonomisch einkalkuliert. Sofern ihnen jedoch eine zu geringe Eintrittswahrscheinlichkeit zugemessen wird, dürften sie sich in der Wirtschaftlichkeitsbewertung eines Investments kaum entscheidend positiv auswirken. Somit sind für die Bewertung, ob am Strommarkt ein effizientes Niveau an Versorgungssicherheit eingehalten werden kann, die Ereignisse entscheidend, deren Eintritt abgeschätzt werden kann und die eine ausreichend hohe Eintrittswahrscheinlichkeit aufweisen.

Hiervon abzugrenzen sind dementsprechend völlig unvorhersehbare oder sehr selten auftretende Risiken, deren Eintrittswahrscheinlichkeit nicht seriös geschätzt werden kann oder sehr gering ist. Trotz einer geringen bzw. nicht abschätzbaren Eintrittswahrscheinlichkeit ist es jedoch wichtig, auch auf diese Extremsituationen im Grundsatz vorbereitet zu sein, da ihre Folgen schwerwiegend sein können, also unter Umständen mit einem hohen Schadenspotenzial verbunden sind. Für den Strommarkt relevant sind hier beispielsweise Mehrfachfehler, also der gleichzeitige Ausfall von mehreren Komponenten im System, wie etwa mehrerer Kraftwerke oder Leitungssysteme. Marktakteure werden wegen der unbekannten bzw. geringen Wahrscheinlichkeit kaum Maßnahmen zur Vorbereitung auf das zugehörige Ereignis treffen und somit bspw. aus Gründen der Wirtschaftlichkeit davon absehen neue Kraftwerke zu bauen.

Für Risiken mit geringer bzw. unvorhersehbarer Eintrittswahrscheinlichkeit kann somit der Strommarkt selbst keine Vorsorge treffen. Die Absicherung für diese Risiken fällt vielmehr in den Bereich der staatlichen Vorsorge. Diese staatliche Vorsorge kann beispielsweise durch Reserven geleistet werden, die zusätzlich zum Strommarkt in Extremsituationen zur Verfügung stehen. In diesem Sinne ist in Deutschland die Kapazitätsreserve eingeführt worden. Sie sichert das Stromsystem zusätzlich ab und dient in Extremsituationen, wenn alle verfügbaren

[9] BMWi-Monitoringbericht zur Versorgungssicherheit im Bereich der leitungsgebundenen Versorgung mit Elektrizität (2019): https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/monitoringbericht-versorgungssicherheit-2019.pdf?__blob=publicationFile&v=18#:~:text=Nach%20%C2%A7%2063%20Abs.,ihre%20k%C3%BCnftige%20Entwicklung%20untersucht%20werden

Marktmechanismen ausgeschöpft sind, als zusätzliche Reserve, noch bevor ein Krisenfall eintritt. So kann die Kapazitätsreserve nach § 13e EnWG den Eintritt von Störungen und Beeinträchtigungen der Stromversorgung, die im Ergebnis zu Stromversorgungskrisen führen könnten, verhindern. Die ÜNB halten die Reserveleistung vor, um im Fall einer Gefährdung oder Störung der Sicherheit oder Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems Leistungsbilanzdefizite infolge des nicht vollständigen Ausgleichs von Angebot und Nachfrage an den Strommärkten im deutschen Netzregelverbund auszugleichen. Zusätzlich kann die Kapazitätsreserve auch in einigen Krisenszenarien, wie sie in der ENTSO-E Methodologie zu regionalen Krisenszenarien formuliert wurden, einen Beitrag dazu leisten damit manche Stromversorgungskrisen schneller überwunden werden. Damit trägt die Kapazitätsreserve auch dazu bei, die marktbasierten Mechanismen eines funktionierenden Strommarkts vor dem Eintritt eines Krisenfalls abzusichern. Die Notwendigkeit der Krisenvorsorge wurde auch durch den europäischen Gesetzgeber anerkannt, der mit der Risikovorsorge-Verordnung einen eigenen Rechtsrahmen geschaffen hat.

Die Notwendigkeit der Kapazitätsreserve beruht nicht auf einem Versagen des Marktes, sondern sie deckt Ereignisse ab, für die der Markt keine Vorsorge trifft. Die Kapazitätsreserve wird erst dann aktiviert, wenn die Nachfrage an den Strommärkten nicht durch das Angebot gedeckt werden kann. Selbst in dem sehr unwahrscheinlichen Fall einer Aktivierung führt dies zu keiner Marktverzerrung, da der Preis für Ausgleichsenergie aus der Kapazitätsreserve den Bilanzkreisverantwortlichen in doppelter Höhe des technischen Preislimits am Day-Ahead-Markt in Rechnung gestellt wird. Damit trägt die Kapazitätsreserve auch den Vorgaben von Artikel 16 der Risikovorsorge-Verordnung Rechnung, wonach nicht-marktbasierte Maßnahmen nur als *ultima ratio* und nach Ausschöpfen aller marktbasierten Maßnahmen einzusetzen sind.

Die Kapazitätsreserveverordnung (KapResV) regelt grundsätzlich den Einsatz der Kapazitätsreserve sowie ihre Beschaffung gemäß den geltenden europäischen Vorgaben der EU-Verordnung über den Elektrizitätsbinnenmarkt (EU-VO 2019/943)[10], der ACER-Entscheidung zu technischen Richtlinien für die grenzüberschreitende Beteiligung an Kapazitätsmechanismen und der EU-Notifizierung zur beihilferechtlichen Genehmigung der Kapazitätsreserve[11]. Die Kapazitätsreserve wird außerhalb der Strommärkte vorgehalten und ist so ausgestaltet, dass Investitionsanreize und Wettbewerbssituation im Stromsektor möglichst nicht verzerrt werden. So gilt für Erzeugungsanlagen ein Rückkehrverbot an die Strom- und Regelenergiemärkte, sobald sie einmal in der Kapazitätsreserve gebunden waren.

Die Kapazitätsreserveanlagen werden von den ÜNB aktiviert, wenn es zu keiner Markträumung im vortägigen Stromhandel kommt, d.h. die Nachfrage im Day-Ahead-Handel am Strommarkt nicht vollständig durch das Angebot gedeckt wird. Der Abruf erfolgt dann in dem Fall, dass der sichere und zuverlässige Betrieb des deutschen Übertragungsnetzes gefährdet ist und alle marktbezogenen Maßnahmen (bspw. Handel am Intraday-Markt oder Einsatz der Regelenergie) ausgeschöpft sind. Mit diesem Einsatzkonzept wird sichergestellt, dass die Kapazitätsreserve nahezu keine Auswirkungen auf die europäischen Strom- und Regelenergiemärkte hat.

---

[10] Die Kapazitätsreserve stellt einen Kapazitätsmechanismus nach Art. 2 Abs 22 der Verordnung 2019/943 dar, und muss dementsprechend die dort festgehaltenen Anforderungen erfüllen, unabhängig von ihrem Einsatz.

[11] BMWi-Bericht zur Kapazitäts- und Netzreserve 2020: https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/bericht-zur-netz-und-kapazitaetsreserve.pdf?__blob=publicationFile&v=10

Ein in 2021 fertiggestelltes Gutachten[12] hat die Auswirkungen der Kapazitätsreserve auf das Angebotspotenzial von Erzeugungsanlagen auf den Strom- und Regelenergiemärkten in Deutschland und Europa untersucht und bestätigt den geringen Einfluss. Demnach ergeben sich grundsätzlich sehr geringe Rückwirkungen auf die wettbewerblichen Strommärkte und die dortigen Investitionsanreize, da die Kapazitätsreserve außerhalb der Märkte vorgehalten wird. Gleichzeitig leistet die Kapazitätsreserve einen Beitrag zur sicheren und zuverlässigen Stromversorgung: Erstens stellt die Existenz der Kapazitätsreserve eine zusätzliche Absicherung der Stromversorgung dar, indem Kapazitäten außerhalb der Märkte vorgehalten werden. Zweitens erhöht die Kapazitätsreserve mittelbar die Angemessenheit der Ressourcen im deutschen und europäischen Strommarkt, da die glaubwürdige Drohung hoher Ausgleichsenergiepreise bei Bilanzkreisunterdeckung während eines Abrufs der Kapazitätsreserve Anreize zur individuellen Leistungsvorsorge setzen kann. Drittens kann die Kapazitätsreserve die Folgen von bestimmten unvorhergesehenen Extremsituationen, gegen dessen Risiken sich die Akteure am Strommarkt sich mangels Datengrundlage nicht absichern können, mildern.

Die Kapazitätsreserve schafft – anders als ein Kapazitätsmarkt – keinen wirtschaftlichen Anreiz, fossile Marktkraftwerke länger und häufiger als nötig am Strommarkt zu betreiben. Zudem stellt der sog. Emission Performance Standard (EPS) mit den Grenzwerten für zulässige CO2-Emissionen in der Kapazitätsreserve sicher, dass auch die voraussichtlich mit geringen Laufzeiten und nur selten abgerufenen Anlagen der Kapazitätsreserve keine substantiellen CO2-Emissionen verursachen. Unterm Strich erhöht die Kapazitätsreserve somit die Versorgungssicherheit in Deutschland und Europa, ohne negative Einflüsse auf den Klimaschutz und mit den geringstmöglichen Rückwirkungen aller Kapazitätsmechanismen auf die Strom- und Regelenergiemärkte.

Die Gestaltung der Kapazitätsreserve erfüllt nach Einschätzung der Bundesregierung alle aktuellen europäischen Anforderungen. So hat Deutschland am 4. August 2021 zusammen mit Luxemburg einen Zuverlässigkeitsstandard in einer gemeinsamen Absichtserklärung festgelegt und auf dieser Grundlage den Bedarf und Umfang der Kapazitätsreserve berechnet. Der Zuverlässigkeitsstandard beschreibt das volkswirtschaftlich effiziente Maß von erwarteter Lastunterdeckung und beträgt für die gemeinsame Gebotszone 2,77 Stunden pro Jahr. Der Nachweis des Bedarfs wurde entsprechend der Vereinbarung nach Erwägungsgrund 108 der beihilferechtlichen Genehmigung (SA.45852 – 2017/C) durch die Berechnung eines Reasonable Worst Case-Szenarios erbracht, wie es nun auch in Art 23 Abs. 5c der Verordnung 2019/943 vorgesehen ist. Das Reasonable Worst Case-Szenario besteht in diesem Fall aus einem selten auftretenden, aber durchaus erwartbaren Wetterphänomen, das aus einer länger anhaltenden sehr geringen Einspeisung aus erneuerbaren Energien und einer gleichzeitig auftretenden Kältewelle besteht.

[12] BMWi-Gutachten 2021 zur Auswirkung der Kapazitätsreserve auf Nachbarstaaten https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/auswirkungen-der-deutschen-kapazitaetsreserve-auf-die-benachbarten-mitgliedsstaaten.html

III. Regulatorische Hemmnisse und Marktfehler im deutschen Strommarkt

Das folgende Kapitel beschäftigt sich im Detail mit der Funktionsweise des deutschen Strommarktes und möglichen Markthemmnissen in den fünf durch die Leitlinie der Europäischen Kommission vorgegebenen Themenfeldern: Großhandelsmarkt, Regelenergiemarkt, Demand-side Response, Endkundenmarkt und Interkonnektoren/ Engpassmanagement.

III.1. Großhandelsmarkt

III.1.1 Preisbildung am Großhandelsmarkt

Funktionierende Großhandelsmärkte sind für den Wettbewerb im Elektrizitätsbereich unabdingbar. Dabei spielen Spotmärkte, auf denen kurzfristig benötigte oder angebotene Strommengen beschafft bzw. abgesetzt werden können, und Terminmärkte, die u. a. eine mittel- und langfristige Absicherung von Preisrisiken und gegen Spekulationen ermöglichen, gleichermaßen eine wichtige Rolle. Ausreichende Liquidität, also ein hinreichendes Volumen auf Angebots- und Nachfrageseite, verbessert die Markteintrittsmöglichkeiten für neue Anbieter. Marktteilnehmern werden Möglichkeiten eröffnet, ihre Auswahl an Handelspartnern und -produkten sowie Handelsformen und -verfahren zu diversifizieren. Neben dem außerbörslichen (bilateralen) Großhandel (sog. OTC-Handel, „over-the-counter“) schaffen Strombörsen einen verlässlichen Handelsplatz und liefern zugleich wichtige Preissignale für Marktteilnehmer auch in anderen Bereichen der Elektrizitätswirtschaft. Die freie Preisbildung am deutschen Strommarkt wurde im Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) verankert. Um Knappheitspreise zu ermöglichen, bestehen keine administrativen technischen Gebotsobergrenzen. Die von den Börsenplätzen angewandte technische Gebotsobergrenze von aktuell 3.000 €/MWh im Day-Ahead-Spotmarkt bzw. 9.999 €/MWh im Intraday-Markt werden gem. Art. 10 Strommarkt-VO (EU 2019/943) automatisch angepasst, sobald die Erwartung besteht, dass sie erreicht werden.

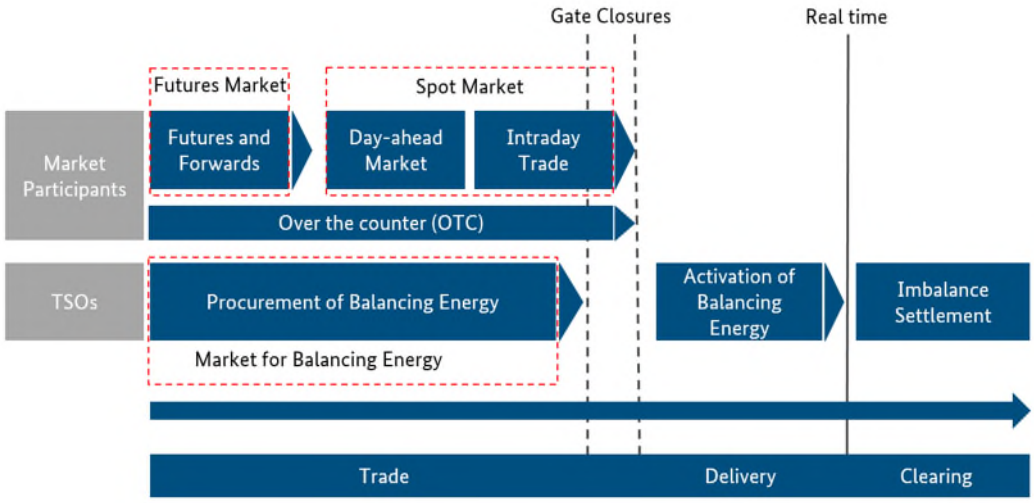


Abbildung 5: Übersicht deutscher Strommarkt

Um die Stromversorgung sicher und kostengünstig zu gewährleisten und gleichzeitig steigende Anteile Erneuerbarer Energien in das Stromsystem zu integrieren, hat sich Deutschland für den Energy-Only-Markt und die einheitliche deutsch-luxemburgische Gebotszone entschieden. Deutschland verfügt über einen gut funktionierenden Strommarkt, auf dem noch bis kurz vor Lieferzeitpunkt Strom gekauft und verkauft werden kann. Damit können die steigenden Mengen von Strom aus wetterabhängigen Energiequellen wie Wind und Sonne effizient in das Stromsystem integriert werden. Das große Marktgebiet ermöglicht es, geographische Ausgleichseffekte bei Erzeugung und Verbrauch zu nutzen und die hohe Liquidität im Strommarkt hilft dabei, Angebot und Nachfrage auch bei fluktuierender Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien flexibel und effizient zusammenzuführen. Außerdem reduziert sie die Macht von großen Anbietern über das Marktergebnis und ermöglicht innovativen Akteuren den Markteintritt.

Einheitliche Großhandelspreise sorgen dafür, dass sich im Strommix die kostengünstigsten Erzeugungstechnologien unabhängig vom Standort innerhalb von Deutschland durchsetzen. Die Anlagen mit den geringsten Einsatzkosten werden überregional genutzt. Dadurch sinken die variablen Kosten des Gesamtsystems. Die einheitliche deutsch-luxemburgische Gebotszone senkt den Gesamtbedarf für Erzeugungskapazität, Lastmanagement und Speicher. Dies verringert auch die Investitions- und Instandhaltungskosten des Gesamtsystems.

Darüber hinaus wird der Austausch von Strom zwischen den europäischen Staaten immer wichtiger: Überregionale Synergien von Erzeugung und Verbrauch können genutzt werden, um das Stromsystem noch flexibler zu machen. Außerdem können europäische Kapazitäten Versorgungssicherheit gemeinsam deutlich effizienter gewährleisten. Beides senkt die Gesamtkosten der Stromproduktion in Europa. Die verstärkte Kopplung des deutschen Strommarkts mit den angrenzenden Märkten ist ein zentraler Schritt zur Verwirklichung der Energieunion und der europäischen Marktintegration. Das europäische Zielmodell einer harmonisierten Kapazitätsberechnungsmethode für den Day-Ahead- und Intraday-Handel gibt dabei mit ihren Leitlinien für die Kapazitätsvergabe und das Engpassmanagement die Richtung vor.

Die Bundesregierung ist der Überzeugung, dass der europäische Binnenmarkt für Strom und damit der Ausbau der Stromnetze der beste Weg zur Sicherstellung einer kosteneffizienten Stromversorgung ist. Der Ausbau der Stromnetze kann flankierend mit anderen, marktlichen Lösungen für die Reduktion von Netzengpässen sorgen.

III.1.2 Terminmärkte

An der EEX sind für das Marktgebiet Deutschland/Luxemburg Terminkontrakte, sogenannte Futures, mit standardisierten Fälligkeiten handelbar, die den Phelix (Physical Electricity Index) zum Vertragsgegenstand (Basiswert) haben. Seit September 2015 ist der Handel mit German Intraday Cap-Futures (für Wochenkontrakte) möglich, die im Hinblick auf den wachsenden Anteil Erneuerbarer Energien im Markt zur Absicherung von Preisspitzen gedacht sind. Ebenfalls wurde seit März 2017 das Produktangebot mit „German Intraday-Floor-Future“ erweitert. Die Floor Futures dienen zur Absicherung gegen niedrige Preise. Zusätzlich können Börsenteilnehmer seit Oktober 2016 mit „WindPower-Futures“ handeln und sich somit gegen den wachsenden Anteil und daraus resultierenden Volumenrisiken bei der Erzeugung von Windstrom absichern. Nachfolgend dargestellt sind die börslichen Handelsmengen des Phelix-DE/AT-Futures und des Phelix-DE für

Deutschland, der seit dem 1. Oktober 2018 an dessen Stelle getreten ist. Deutlich zu erkennen ist ein kontinuierlicher Anstieg der Handelsvolumina bis zur Auftrennung der deutsch-österreichischen Gebotszone in zwei Marktgebiete.

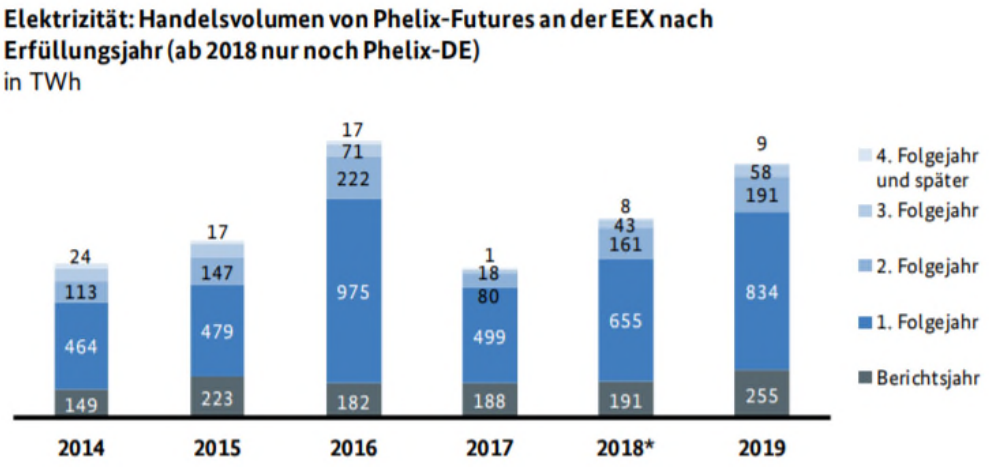
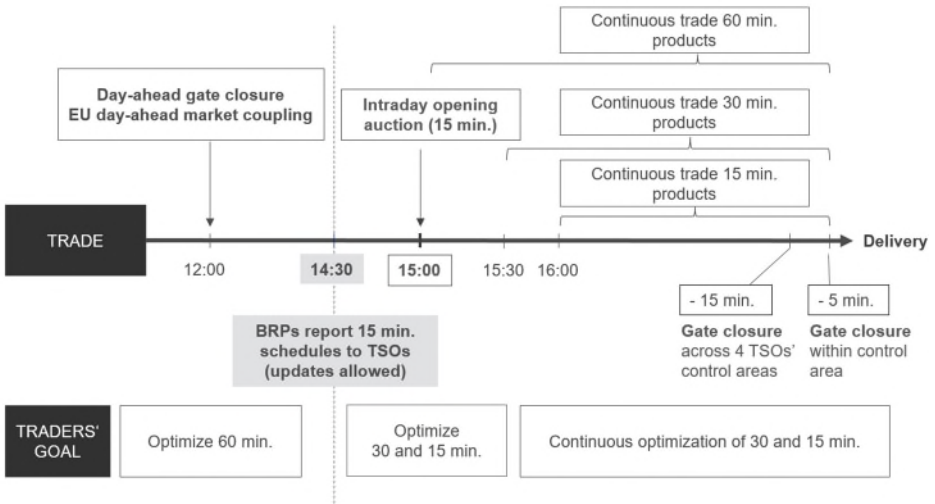


Abbildung 6: Handelsvolumen von Phelix-Futures an der EEX zwischen 2014 und 2019

III.1.3 Day-Ahead und Intraday Märkte

An börslichen Spotmärkten in Deutschland wird Strom am Vortag (Day-Ahead) bzw. für den folgenden oder den laufenden Tag (Intraday) gehandelt. Das bedeutet, dass die Strommengen entweder für den Folgetag oder für denselben Tag gehandelt werden. Stromhändler können ihre Verpflichtungen somit über einen längeren Zeitraum planen. Deutschland verfügt im Strombereich über gut funktionierende Intraday- und Day-Ahead-Märkte. Diese sind allen Marktteilnehmern diskriminierungsfrei zugänglich. Deutschland erfüllt damit die Voraussetzungen gemäß Artikel 12 Absatz 3 Satz 1 lit. a) EU-Strommarkt-VO. Die Spotmärkte EPEX SPOT, Nord Pool und EXAA bieten vortäglichen Handel, und EPEX und Nordpool auch einen kontinuierlichen Intraday-Handel für Deutschland an. Gegenstand des kontinuierlichen Intraday-Handels an EPEX SPOT und an Nordpool sind neben Einzelstunden und 15-Minuten-Produkten ebenfalls standardisierte oder benutzerdefinierte Blöcke. Die Erweiterung der Handelsmöglichkeiten um Viertelstundenkontrakte und die Verkürzung der Mindestvorlaufzeiten haben insbesondere der gestiegenen Einspeisung von Strom aus Erneuerbaren Quellen Rechnung getragen.

Abbildung 7: Funktionsweise Day-ahead und Intradaymärkte



Um Fehlmengen oder Überschüsse so gering wie möglich zu halten und die verfügbaren Erzeugungsanlagen kosteneffizient einzusetzen, können die Marktteilnehmer in Deutschland nach Abschluss der Day-Ahead-Auktion auf dem Intraday-Markt sehr kurzfristig mit Strommengen für Zeitspannen von Viertelstunden bis Stundenblöcken handeln. An der Börse endete der Intraday-Handel bis Juli 2015 noch 45 Minuten (EPEX) bzw. 30 Minuten (Nord Pool) vor der Lieferung („Gate Closure"). Wenn das Handelsgeschäft in derselben Regelzone stattfindet, beträgt die Vorlaufzeit in Deutschland mittlerweile fünf Minuten (EPEX) bzw. null Minuten (Nord Pool). Für einen Handel zwischen den Regelzonen, gilt eine 30-minütige Frist bei der EPEX bzw. eine 20-minütige Frist bei der Nord Pool. Über die deutsche Landesgrenze hinaus muss der Handel bis zu 60 Minuten vor Lieferbeginn stattgefunden haben. Um auf die kurzfristigen Schwankungen der Erneuerbaren Energien reagieren zu können, müssen die Kapazitäten bis kurz vor Echtzeit handelbar sein. Daher sollte aus Sicht der Bundesregierung – neben dem vortägigen Handel (Day-ahead) – vor allem der untertägige Handel (Intraday) als Leitmarkt weiter gestärkt werden. Hier besteht der größte Wettbewerb auf Angebots- und Nachfrageseite.

Verschiedene Initiativen sollen die Integration der deutsch-luxemburgischen Gebotszone in die europäischen Märkte verbessern. Dazu wurde die deutsch-luxemburgische Gebotszone zunächst 2010 mit den anderen Ländern der Region Zentralwesteuropa (Niederlande, Belgien, Frankreich) auf Basis von Net Transfer Capacities gekoppelt. Im Mai 2015 folgte die Umstellung auf die lastflussbasierte Marktkopplung (flow-based market coupling, FBMC) in der Region. Ziel dieser lastflussbasierten Kapazitätsberechnung ist es, die bestehende Netzinfrastruktur besser auszulasten. Die Marktkopplung bezieht sich dabei zunächst auf den vortägigen Stromhandel (Day-Ahead). Inzwischen ist die lastflussbasierte Marktkopplung auch als Zielmodell für nahezu alle EU-Mitgliedstaaten im Network Code Capacity Allocation and Congestion Management (CACM) festgelegt. Daher soll die lastflussbasierte Marktkopplung nun in einer zweiten Stufe zu einer gemeinsamen zentral- und osteuropäischen Kapazitätsberechnungsregion (CORE) ausgeweitet werden. Dies geht auf einen Beschluss der Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden (ACER) vom November 2016 zurück.

Neben dem grenzüberschreitenden Day-Ahead-Markt wächst auch die Bedeutung des grenzüberschreitenden Intraday-Handels. Im Rahmen des Single Intraday Coupling (SIDC) sind seit Juni 2018 die Intraday-Märkte in Nord-, West- und Zentraleuropa miteinander verbunden. Seit November 2019 nehmen auch Ost- und Südosteuropäische Länder an der Marktkopplung teil. Eine Dritte Welle der Marktintegration mit Italien und Griechenland steht kurz bevor. Die europäische Marktintegration hilft, dass die grenzüberschreitenden Strommärkte auch noch kurzfristig Flexibilitäten austauschen und so gemeinsam auf kurzfristige Änderungen bei Erzeugung und Nachfrage reagieren können.

Abstimmungs- und ggf. Handlungsbedarf besteht aus Sicht Deutschlands hinsichtlich der internationalen Koordination der Markt- und Betriebsregeln bei Auftreten von Lastüberhängen. Während im europäischen Day-ahead Market Coupling derzeit eine Regel zur Verteilung eines Lastüberhangs unter allen Ländern gilt, sind die Regeln für den Umgang mit einem Lastüberhang in zeitlich nachgelagerten Prozessen (z. B. Intraday-Märkten, Ausgleichsenergiesysteme) bisher nicht harmonisiert. Damit ist zum einen unklar, ob und wie ein Lastüberhang sich aktuell in der Praxis geografisch verteilen würde. Zum anderen ist offen, inwieweit die Regularien nach einem Auftreten von Lastüberhang angepasst und ggf. harmonisiert würden. Es erscheint daher empfehlenswert, bereits prophylaktisch auch die dem Day-ahead-Markt nachgelagerten Prozesse diesbezüglich auf

internationaler Ebene klar zu regeln. Die europäischen Prozesse zur Integration und Harmonisierung der Großhandelsmärkte sollten daher auf allen Ebenen weiterverfolgt werden.

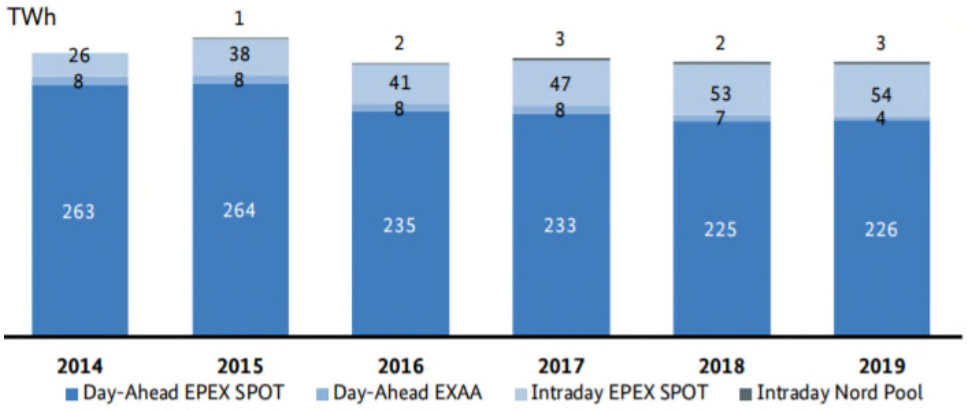


Abbildung 8: Entwicklung der Spotmarktvolumina an der EPEX SPOT, Nordpool und EXAA in TWh

III.1.4 Preise im Großhandelsmarkt

Im Rahmen seiner Monitoringtätigkeit nach § 63 Abs. 3 EnWG berichten BNetzA und Bundeskartellamt jährlich über die Entwicklungsdynamik der Strommärkte in Deutschland. Ziele des Monitorings sind die Herstellung von Markttransparenz sowie die Analyse der Wettbewerbsentwicklung. Laut BNetzA-Monitoringbericht 2020[13], hat das Handelsvolumen bzw. die Liquidität an den Stromgroßhandelsmärkten im Jahr 2019 sowohl am Spot- als auch am Terminmarkt Zuwächse zu verzeichnen. So lag das börsliche Handelsvolumen für Phelix-DE Futures im Jahr 2019 bei 1.345 TWh – ein Anstieg von rund 27 Prozent im Vergleich zum Vorjahr. Auch die außerbörslichen, über Brokerplattformen vermittelten Handelsvolumina verzeichneten deutliche Zuwächse. So stieg das Volumen bei den befragten Brokern im Jahr 2019 als auch das Volumen von OTC-Clearing von Phelix Terminkontrakten im Jahr 2019 an. Der durchschnittliche Börsenstrompreis am EPEX-Spotmarkt für Deutschland/Luxemburg von Januar 2020 bis Januar 2021 betrug rund 32,25 Euro/MWh.

An den Großhandelsmärkten und in den Strompreisen in Deutschland spiegeln sich die nationalen und europäischen energie- und klimapolitischen Maßnahmen wider. Hierzu gehört beispielsweise der Ausbau Erneuerbarer Energien aber auch der Europäische Emissionshandel (ETS). Der ETS ist ein Eckpfeiler der EU-Politik zur Bekämpfung des Klimawandels und deckt rund 40 % der Treibhausgasemissionen in der EU inkl. des Energiesektors ab. Der CO2-Preis im ETS beeinflusst maßgeblich die Höhe und den Verlauf des Strompreises. So geht eine CO2-Preiserhöhung direkt einher mit einem linearen Anstieg der kurzfristigen Grenzkosten von fossilen Kraftwerken. Der in den vergangenen Jahren angestiegene CO2-Preis verteuert daher jene fossilen Energieträger mit besonders hohen CO2-Emissionen.

Zudem hat Deutschland eine Reihe von gezielten nationalen Maßnahmen auf den Weg gebracht, sowie politische Richtungsentscheidungen getroffen, welche einen Einfluss auf den Strompreis

[13] BNetzA Monitoringbericht 2020: https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Mediathek/Berichte/2020/Monitoringbericht_Energie2020.pdf?__blob=publicationFile&v=5

haben können. Hierzu zählen beispielsweise der beschlossene Kernenergieausstieg und der Ausstieg aus der Kohleverstromung. Zu den nationalen Maßnahmen mit Einfluss auf den deutschen Strommarkt zählt außerdem die Förderung der Erneuerbaren Energien über das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG). Das Erneuerbare-Energien-Gesetz hat sich seit dem Jahr 2000 als effektives Instrument für die Förderung von Strom aus regenerativen Quellen bewährt. Es verpflichtet die Netzbetreiber, EE-Anlagen vorrangig an ihr Netz anzuschließen und den erzeugten Strom vorrangig abzunehmen und weiterzuleiten. Zudem werden EE-Anlagen mit Einspeisevergütung oder Marktprämien über die sog. EEG-Umlage finanziert. Die EEG-Umlage liegt derzeit bei 6,5 Cent pro Kilowattstunde und wird in 2022 auf 3,273 ct/kWh deutlich abgesenkt. Zum 1. Januar 2023 soll die Finanzierung der EEG-Umlage über den Strompreis schließlich beendet und in den Haushalt übernommen werden. (siehe Unterkapitel III.4.3).

Auch die Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) spielt bei der Reduktion der CO2-Emissionen eine besondere Rolle und wird daher separat gefördert. KWK-Anlagen sind im Vergleich zu Anlagen der ungekoppelten Erzeugung effizienter, da sie neben Strom auch Wärme produzieren. Die bei der Herstellung von Strom entstehende Wärme wird als Wärmeenergie für öffentliche und private Verbraucher genutzt. Der eingesetzte Brennstoff wird damit effizienter und sparsamer verwendet. Grundlage der Förderung von KWK-Anlagen ist insbesondere das Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz (KWKG). Es regelt eine umlagefinanzierte Förderung für die gemeinsame und besonders effiziente Erzeugung von Strom und Wärme. Nach dem KWKG erhalten Betreiber geförderter KWK-Anlagen zeitlich befristete Zuschlagszahlungen. Damit setzt das KWKG Anreize für Investitionen in hocheffiziente und CO2-arme KWK-Anlagen, um den Anteil der Stromerzeugung aus CO2-armer KWK zu erhöhen.

Grundsätzlich haben die oben genannten nationalen und europäischen Maßnahmen einen Effekt auf das Preisniveau und die Preisvolatilität im Großhandelsmarkt. Einige der genannten Maßnahmen erhöhen den Preis auf dem Strommarkt tendenziell, z.B. der Kohle- und Kernenergieausstieg durch den Abbau von Kapazitäten. Andere Maßnahmen wiederum können eine eher senkende Wirkung auf den Großhandelspreis haben, z.B. der Ausbau Erneuerbarer Energien, die Strom zu Grenzkosten nahe Null erzeugen. Damit das EU-Ziel der Klimaneutralität bis 2050 Realität werden kann, ist eine umfassende strukturelle Transformation des Stromsystems unabdingbar. Diese Strukturänderungen gehen mit Preiseffekten auf dem Strommarkt einher, die im Kern auf die veränderten Kostenstrukturen und Erzeugungsprofile durch den Wechsel von brennstoffbasierten, steuerbaren Kapazitäten hin zu volatilen erneuerbaren Erzeugungstechniken zurückzuführen sind.

Die Netzreserve (siehe Unterkapitel III.5.3), die Kapazitätsreserve (siehe Kapitel II) und die Überführung von Braunkohle-Kraftwerksblöcken in die Sicherheitsbereitschaft[14] (inkl. anschließender Stilllegung) agieren hingegen außerhalb des Marktes und haben somit keinen Einfluss mehr auf das Marktgeschehen oder auf die Strompreisbildung. Auch Redispatch mit Marktkraftwerken wirkt außerhalb des Marktes. Durch die kostenbasierten Erstattungen aller Einsparungen und Aufwendungen, die sich durch den Netzbetreibereingriff für die Anlagenbetreiber ergeben, ist eine Rückwirkung auf die Strommarktpreise ausgeschlossen.

[14] BMWI-Bericht 2019 Evaluierung der Braunkohle-Sicherheitsbereitschaft: https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Industrie/evaluierung-der-braunkohle-sicherheitsbereitschaft.html

III.1.5 Ausweitung des internationalen Handels

Die Vielfalt der Akteure am deutschen Großhandelsmarkt und die Nutzung dynamischer Handels- und Prognoseverfahren führen zu einem vergleichsweise sehr liquiden und gut funktionierenden Strommarkt. Handlungsbedarf besteht auf deutscher Seite jedoch bei der Ausweitung des europäischen Handels mit Nachbarländern. So wird Deutschland bis spätestens zum 31. Dezember 2025 die grenzüberschreitende Marktkopplung auf mindestens 70 % der Übertragungskapazität der Interkonnektoren entlang eines linearen Pfades schrittweise ausweiten. Dies führt zu mehr Wettbewerb durch ein größeres Marktgebiet, einer kostengünstigeren Stromversorgung und einer besseren Marktintegration von Erneuerbaren Energien. Zudem erfüllt es die Maßgaben aus Art. 16 Abs. 8 in Verbindung mit Art. 15 der Strommarkt-VO (EU 2019-943) (siehe auch Kapitel III.5).

Im Zuge des Ausbaus der Erneuerbaren Energien wird die Bundesregierung zudem ein neues Strommarktdesign erarbeiten. Dazu wird die Bundesregierung eine Plattform „Klimaneutrales Stromsystem“ einsetzen, die Ende 2022 konkrete Vorschläge macht und Stakeholder aus Wissenschaft, Wirtschaft und Zivilgesellschaft einbezieht. Dabei bekennt sich die Bundesregierung zu einer weiteren Integration des europäischen Energiebinnenmarktes.

III.2. Regelenergiemärkte

III.2.1 Regelenergiemärkte allgemein

Mit Regelenergie werden unvorhergesehene Ungleichgewichte zwischen Einspeisung und Ausspeisung im Stromversorgungssystem kurzfristig ausgeglichen, um die Netzfrequenz auf ihrem Sollwert stabil zu halten. Die Verantwortung hierfür liegt bei den deutschen Übertragungsnetzbetreibern (ÜNB). Dabei ist Regelenergie über ein diskriminierungsfreies und transparentes Ausschreibungssystem zu beschaffen. Regelenergie können Stromproduzenten, Stromverbraucher oder Betreiber von Speichern anbieten, die sich vorab technisch präqualifizieren. Es gibt drei Qualitäten von Regelenergie, die sich darin unterscheiden, wie und wann ab Auftreten der Frequenzabweichung sie aktiviert werden und wie lange sie genutzt werden können: Die Primärregelleistung („Frequency Containment Reserve“ - FCR) wird innerhalb von 30 Sekunden automatisch und dezentral im gesamten Verbundsystem aktiviert sobald die Netzfrequenz vom Sollwert abweicht. Spätestens nach 5 Minuten wird sie von der Sekundärregeleistung („automatic frequency restoration reserve“ - aFRR) abgelöst, welche ebenfalls automatisch, jedoch selektiv in den betroffenen Regelzonen aktiviert wird. Die Sekundärregelleistung soll die Abweichung der Netzfrequenz innerhalb von fünf Minuten vollständig ausgleichen. Spätestens nach 15 Minuten löst die Minutenreserveleistung („manual frequency restoration reserve“ - mFRR) die Sekundärregelleistung ab. Sie wird nicht automatisch, sondern durch die systemverantwortlichen ÜNB aktiviert und steht für längere Zeiträume zur Verfügung.

III.2.2 Aktuelles Design: Regelarbeitsmarkt

Regelenergie wird in Deutschland regelzonenübergreifend ausgeschrieben und über eine Internetplattform marktbasiert beschafft. Wurden zuvor die Regelleistung und die Regelarbeit für aFRR und mFRR in einem einheitlichen Verfahren beschafft, werden Leistung und Arbeit seit dem

2. November 2020 separat ausgeschrieben. Damit hat Deutschland die Vorgaben zur Einrichtung von nationalen Regelarbeitsmärkten (RAM) aus der Verordnung (EU) 2017/2195 zur Festlegung einer Leitlinie über den Systemausgleich im Elektrizitätsversorgungssystem (GLEB) umgesetzt. Bei der FCR gibt es keine Unterteilung in Regelleistung und Regelarbeit, daher erfolgt die Beschaffung für beide Güter weiterhin in einer gemeinsamen Ausschreibung. Für 2022 ist vorgesehen, die nationalen Regelarbeitsmärkte über europäische Plattformen für den Austausch von Regelarbeit (PICASSO für aFRR, MARI für mFRR) in einen europäischen Regelarbeitsmarkt zusammenzuführen.

Seit 2018 schreiben die deutschen Übertragungsnetzbetreiber den gesamten Bedarf an FCR, aFRR und mFRR kalendertäglich aus, wobei die Beschaffung in täglich sechs Produktzeitscheiben zu jeweils vier Stunden erfolgt. Seitdem gilt auch eine Mindestangebotsmenge von 1 MW. Mit der Umstellung auf den RAM am 2. November 2020 wurden die Vorlaufzeiten der Beschaffung von Regelarbeit der Typen aFRR und mFRR nochmals reduziert: Regelarbeitsgebote können in den täglich sechs Auktionen bis zu einer Stunde vor Beginn eines Vier-Stunden-Blockes eingestellt werden. Neu ist, dass auch präqualifizierte Regelenergieanbieter, die zuvor nicht im Regelleistungsmarkt (RLM) bezuschlagt wurden oder daran nicht teilgenommen haben, am RAM teilnehmen können („free bids“). Bezuschlagte Regelleistungsanbieter sind verpflichtet, im RAM ein Gebot über dieselbe Strommenge einzustellen und können dieses bis zur Gate Closure frei anpassen. Die Vergütung im RLM und RAM erfolgt nach den Pay-as-bid Prinzip. Im RAM gilt eine technische Gebotsobergrenze von 9.999 €/MWh.

Die GLEB sieht für die europäischen Plattformen vor, dass die Produktlaufzeiten für Regelarbeit für aFRR und mFRR 15 Minuten betragen. Damit wird Regelarbeit künftig jeweils 96 Mal pro Tag ausgeschrieben. Zudem ist eine Vergütung nach dem Prinzip Pay-as-cleared (marginal pricing) vorgesehen.

Regelenergie wird bereits heute grenzüberschreitend beschafft. Deutschland, die Schweiz, die Niederlande, Österreich, Belgien, Frankreich, Dänemark und Slowenien haben ihre Märkte für FCR gekoppelt. Bei der aFRR und mFRR gibt es einen grenzüberschreitenden Markt für Regelleistung zwischen Deutschland und Österreich.

III.2.3 Ausgleichsenergiepreise, Bilanzkreisverantwortung und Börsenpreiskopplung

Die Abrechnung der Kosten der aktivierten Regelenergie von aFRR und mFRR erfolgt nach dem Verursacherprinzip. Verursacher von Bilanzungleichgewichten im Netz müssen einen Ausgleichsenergiepreis (AEP) an die ÜNB zahlen. Bilanzkreisverantwortliche (BKV), die mit Ungleichgewichten die Netzfrequenz stabilisiert haben, erhalten den AEP als Vergütung. Deutschland wendet somit das Prinzip eines symmetrischen AEPs an. Die Kosten der Regelleistungsvorhaltung aller Reservetypen (FCR, aFRR und mFRR) werden über die Netznutzungsentgelte abgerechnet. Sie fließen damit nicht in die Berechnung des AEP ein.

Die Berechnungsregeln des deutschen regelzonenübergreifenden, viertelstündlichen Bilanzausgleichsenergiepreises sind so ausgestaltet, dass der AEP immer mindestens so teuer ist wie ein definierter Intraday-Preisindex. Dadurch soll sichergestellt werden, dass BKV einen ökonomischen Anreiz haben, ihnen bekannte Ungleichgewichte in ihren Bilanzkreisen selber durch Stromhandelsgeschäfte am Intraday-Markt zu bewirtschaften. Im Jahr 2020 erfolgte eine

Anpassung dieser Anreizkomponente des AEP. Seitdem wird der Intraday-Preisindex „ID-AEP“ verwendet. Der ID-AEP wird von den ÜNB für jede Viertelstunde berechnet und entspricht dem mengengewichteten Durchschnittspreis aus den an allen im Marktgebiet Deutschland tätigen Strombörsen vor Handelsschluss im kontinuierlichen börslichen Intraday-Handel zuletzt getätigten Stromhandelsgeschäften mit einem Gesamthandelsvolumen von 500 MW. Außerdem wird ein Zu- bzw. Abschlag in Höhe von 25% oder wenigstens 10 €/MWh auf den ID-AEP angewendet, um Arbitrage gegen den AEP in den allermeisten Fällen auszuschließen. Zusätzlich dazu wird eine Knappheitskomponente auf den ID-AEP aufgeschlagen sobald der Saldo des deutschen Netzregelverbunds 80 % der vorgehaltenen Regelleistung erreicht. Die Regelung zur Knappheitskomponente wurde im Mai 2021 dahingehend überarbeitet, dass der Aufschlag nicht mehr in Form eines vordefinierten Betrages erfolgt, da sich dessen Vorhersehbarkeit als problematisch erwiesen hat. Der Aufschlagsbetrag wird nun über eine spezielle Exponentialfunktion bestimmt, d.h. je höher der Saldo des Netzregelverbundes über die 80 % steigt, desto stärker steigt der Betrag der Knappheitskomponente an. Dadurch sollen in Situationen mit einem hohen Systemungleichgewicht die Anreize für BKV, ihre Bilanzkreise ausgeglichen zu bewirtschaften, weiter gestärkt werden, um so systemkritische Situationen von vornherein zu vermeiden.

III.2.4 Aktuelle Herausforderungen

Entgegen der allgemeinen Erwartung wurde nach Einführung des nationalen RAM am 2. November 2020 kein Anstieg des Wettbewerbsniveaus beobachtet, sondern im Gegenteil, eine deutliche Abnahme an Liquidität und ein drastischer Preisanstieg. Während sich die Regelleistungspreise bald nach der Umstellung eingependelt haben, blieben die Kosten für Regelarbeit sehr hoch. Anbieter konnten teilweise Gebote in mittleren Segmenten der Merit Order mit Preisen in hohem fünfstelligem Bereich platzieren. Im November mussten die ÜNB wiederholt Gebote in Höhe der damals gültigen technischen Gebotsobergrenze von 99.999 €/MWh bezuschlagen. Dabei handelt es sich offenbar um Symptome einer mangelnden Liquidität: Eine Marktuntersuchung für den Monat November hat ergeben, dass der Gebotsüberhang in den Regelarbeitsmärkten für aFRR und mFRR selten über 10% der benötigten Vorhaltung betrug. Zudem vereinen vier große Anbieter erhebliche Anteile der betrachteten Märkte auf sich. Dies gilt insbesondere für die Märkte der positiven aFRR, in denen die Marktkonzentration sehr hoch ist. Bemerkenswert ist insbesondere, dass keine „free bids“ beobachtet werden konnten. Entgegen der Erwartung nehmen am Ausschreibungsprozess des RAM bisher nur diejenigen Bieter teil, die auch bereits in den Kapazitätsauktionen (RLM) mitgeboten haben, wenngleich die Arbeitsmärkte prinzipiell allen präqualifizierten Teilnehmern offenstehen. Trotz der historisch hohen Regelarbeitspreise musste beobachtet werden, dass weder freie Gebote noch neue Wettbewerber den RAM beleben und den Wettbewerb intensivieren. Einschwingeffekte auf niedrige Preise sind bislang nicht zu erkennen.

Die teuren Gebote führen zu zeitweise extrem hohen Abrufkosten. Diese müssen letztlich von den Bilanzkreisverantwortlichen (BKV) in Form von hohen AEPs getragen werden. Am 2. Dezember 2020 gab es bereits einzelne, teure Abrufe der Sekundärregelarbeit, die in der Spitze zu einem extremen Ausgleichsenergiepreis von über 16.000 Euro/MWh führten. Dies kann für BKVs selbst bei geringen, unverschuldeten Prognosefehlern zu hohen wirtschaftlichen Schäden führen. Angesichts des beobachteten dysfunktionalen Wettbewerbs und der teilweise sehr hohen Abrufkosten hat die BNetzA zum 19. Januar 2021 eine technische Preisobergrenze für

Regelarbeitsgebote in Höhe von 9.999 €/MWh eingeführt. Die Regelarbeitspreise konnten hierdurch wirksam gesenkt werden. Ein negativer Effekt auf die Teilnahme am Regelarbeitsmarkt infolge der Preisobergrenze wurde nicht beobachtet.

Die Bundesregierung untersucht zusammen mit der BNetzA und den ÜNB mögliche Ursachen für das geringe Wettbewerbsniveau auf den Regelarbeitsmärkten. Eine Hypothese stellt auf die neue Entkopplung von RLM und RAM ab und besagt, dass Teilnehmer, die nur am RAM teilnehmen, wegen der geringen Abrufwahrscheinlichkeiten ebenfalls die Kosten der Vorhaltung einpreisen müssen. Dadurch hätten Bieter, die nur am RAM teilnehmen, einen strukturellen Wettbewerbsnachteil gegenüber Bietern, die im RLM bereits mit einer Leistungsprämie bezuschlagt worden sind. Dies erkläre, weshalb bislang keine Gebote am RAM eingegangen worden seien, die nicht auch vorher am RLM bezuschlagt wurden. Angesichts dieser – nach erster Einschätzung fundamentalen – Wettbewerbsprobleme blickt die Bundesregierung mit Sorge auf weitere Designanpassungen, die entsprechend des GLEB- Zielmodells auf den europäischen Plattformen PICASSO und MARI Anwendung finden sollen, u.a. die Umstellung auf das Pay-as-cleared-Vergütungsprinzip. An sich begrüßenswerte Designänderungen können in einem mangelhaft funktionierenden Markt zu hohen Zusatzkosten führen.

Zur Diskussion steht außerdem das Zusammenspiel zwischen Regelarbeitsmarkt und Intradayhandel. In Deutschland kann Strom bis 30 Minuten bzw. innerhalb einer Regelzone bis 5 Minuten vor Echtzeit im liquiden kontinuierlichen Intradayhandel gehandelt werden. Eine in Diskussionen befindliche Hypothese lautet, dass angesichts der (vergleichsweise) sicheren Opportunitäten am Intradaymarkt eine Teilnahme am RAM mit ungewisser Aktivierung unattraktiv sei, zumindest jedoch sehr hohe Arbeitspreise begründe. Potenzielle Markteintrittsbarrieren, wie IT-Umstellungskosten, Kosten aus der Umstellung auf die häufigeren Ausschreibungen, anspruchsvolle Präqualifikationsbedingungen oder ein Abwarten auf die Inbetriebnahme der europäischen Plattformen würden zur Unattraktivität beitragen. Bei der Umstellung auf viertelstündliche Ausschreibungen und Produktlaufzeiten hofft die Bundesregierung darauf, dass dies die (zumindest teilweise auch subjektiven) Opportunitätskosten aus einer alternativen Intraday-Vermarktung senkt und damit die Teilnahme am RAM attraktiver macht. Die Bundesregierung führt die begonnenen Analysen von potenziellen Ursachen fort und entwickelt Lösungsansätze. Unter anderem soll ein Prüfauftrag an die BNetzA erteilt werden, mögliche spezifische Hemmnisse für den Zugang von Laststeuerungsanbietern zum Regelarbeitsmarkt zu untersuchen. Kurzfristige Designänderungen vor Implementierung der europäischen Plattformen sind jedoch nicht beabsichtigt. Überdies ist der Handlungsspielraum mit den EU-rechtlichen Vorgaben aus der GLEB sehr eng.

III.3. Demand-side response / Laststeuerung

III.3.1 Demand-side response und Teilnahme von Aggregatoren am Strommarkt

Mit einem zunehmenden Anteil Erneuerbarer Energien an der Stromerzeugung in Deutschland, bei gleichzeitigem Ausstieg aus der Kohleverstromung und Kernenergienutzung, gewinnt Laststeuerung (Demand-side Response - DSR) zunehmend an Bedeutung. Heutzutage sind in Deutschland alle Arten von DSR grundsätzlich zulässig. Bei der Teilnahme von Anbietern für DSR an verschiedenen bestehenden Märkten, wird deshalb bspw. auch nicht zwischen einer direkten Teilnahme oder einer Teilnahme über Aggregatoren unterschieden. Voraussetzung für die

Teilnahme an den jeweiligen Märkten ist allein, dass die Marktteilnehmer die jeweiligen Vertragsbedingungen erfüllen. Hierzu gehören beispielswiese die Präqualifikationsanforderungen der Übertragungsnetzbetreiber für die Teilnahme an den Regelenergiemärkten.

Im Grundsatz soll sich DSR im Wettbewerb mit anderen Flexibilitätsoptionen wie Stromspeichern oder Spitzenlastkraftwerken behaupten. Die Anreize für DSR entstehen am Strommarkt durch entsprechende Preissignale. Jedoch sind diese Preissignale in der Vergangenheit noch nicht ausreichend vorhanden gewesen, weil Flexibilität bisher nahezu vollständig aus Mittel- und Spitzenlastkraftwerken sowie Pumpspeichern erbracht wird. Dies sollte sich jedoch mit dem Fortschreiten der Energiewende ändern.

Für eine vorausschauende Entwicklung von DSR, hat Deutschland bereits frühzeitig die Weichen gestellt, um dessen Potentiale zu erschließen. So wurde bereits 2012 die Verordnung über Vereinbarungen zu abschaltbaren Lasten (AbLaV) verabschiedet, deren 2016 novellierte Fassung bislang bis Mitte 2022 befristet ist. Sie regelt die Pflichten der Betreiber von Übertragungsnetzen bei Ausschreibungen zum Erwerb von Leistung aus abschaltbaren Lasten.

Beim Einsatz von DSR müssen widerstreitende Interessen ausgeglichen werden, wenn der Verbraucher seine Flexibilität nicht seinem Lieferanten, sondern einem Dritten (z.B. einem Aggregatoren) zur Verfügung stellt. Reduziert ein Verbraucher wegen einer vertraglichen Verpflichtung gegenüber einem Dritten (z.B. einem Aggregatoren) seinen Verbrauch, z.B. um diese Energiemengen an den Strommärkten zu vermarkten, dann werden letztlich vom Lieferanten für den Verbraucher beschaffte Energiemengen durch den Verbraucher vermarktet. Zudem können durch Verbrauchsänderungen Probleme im Bilanzkreis des Lieferanten entstehen, die dieser nicht zu verantworten hat. Zum Ausgleich dieser Interessen wurde 2018 in § 26a der Stromnetzzugangsverordnung festgelegt, dass Verbraucher Minutenreserve oder Sekundärregelleistung über einen anderen Bilanzkreis als den des Lieferanten erbringen können, wenn sie den Lieferanten und Bilanzkreisverantwortlichen durch Zahlung eines angemessenen Entgelts wirtschaftlich so stellen, wie er ohne die Erbringung der Regelenergie stünde.

Mit der Novelle des Energiewirtschaftsgesetzes in 2021 und in Umsetzung der Richtlinie (EU) 2019/944 wurde diese Regelung in § 41d Energiewirtschaftsgesetz übernommen und erweitert. Danach wird jeder Verbraucher durch eine Verbrauchsanpassung Dienstleistung gegenüber Dritten (z.B. einem Aggregatoren) erbringen können, wenn er Großhändler und Lieferanten und den Bilanzkreisverantwortlichen der Verbraucherentnahmestelle durch Zahlung eines angemessenen Entgelts wirtschaftlich so stellt, wie er ohne die Verbrauchsanpassung stünde. Durch diese klaren Rahmenbedingungen für die Einbindung von Flexibilität aus Kundenanlagen wird ein „level-playing field“ für die Teilnahme aller flexiblen Verbraucher an den Strommärkten geschaffen. Den flexiblen Verbrauchern steht es dabei frei, ob sie diese Vermarktung selbstständig übernehmen oder dazu einen Aggregator einschalten möchten.

III.3.2 Finanzielle Anreize für Demand-side response

Im Vergleich zu professionellen Anbietern können Verbraucher beim Strombezug differenzierten Pflichten zur Finanzierung der Systemkosten im Rahmen von Abgaben, Umlagen oder Entgelten unterliegen. Daraus ergeben sich allerdings im Regelfall keine besonderen Hemmnisse für deren Teilnahme am Strommarkt. Mit der Umsetzung der Richtlinie (EU) 2019/944 wird für

Letztverbraucher in Deutschland die Grundlagen für ein flächendeckendes Angebot von Verträgen mit dynamischen Stromtarifen geschaffen. Letztverbraucher, die über ein intelligentes Messsystem im Sinne des Messstellenbetriebsgesetzes verfügen, haben Anspruch auf das Angebot eines Stromliefervertrages mit dynamischen Stromtarifen. Ein Stromliefervertrag mit dynamischen Tarifen ist dabei ein Stromliefervertrag mit einem Letztverbraucher, in dem die Preisschwankungen auf den Spotmärkten, einschließlich der Day-Ahead- und Intraday-Märkte, in den Intervallen widergespiegelt werden, die mindestens den Abrechnungsintervallen des jeweiligen Marktes entsprechen. Durch die Möglichkeit solche Verträge abzuschließen, wird angereizt, dass Letztverbraucher ihr Strombezugsverhalten wegen der möglichen Ersparnisse an die Marktsituation anpassen.

Zudem wurden Stromspeicher von noch bestehenden Belastungen mit Umlagen befreit, sofern der Strom in ein öffentliches Netz rückgespeist wird. Damit wird künftig verhindert, dass ein- und an Dritte gelieferter ausgespeicherter Strom „doppelt“ mit Abgaben und Umlagen belastet wird.

Gewerbliche und industrielle Verbraucher können zudem von reduzierten Netzentgelten profitieren. Voraussetzung hierfür ist ein netzdienliches Verhalten. Unter welchen Voraussetzungen Netzentgelte als Gegenleistung für netzdienliches Verhalten reduziert werden können, wird in § 19 Absatz 2 Satz 1 und 2 der Stromnetzentgeltverordnung (StromNEV) geregelt. Nach § 19 Absatz 2 Satz 1 StromNEV kann ein Letzterbraucher von ermäßigten, individuellen Netzentgelten profitieren, wenn sein Höchstlastbeitrag vorhersehbar erheblich von der zeitgleichen Jahreshöchstlast aller Entnahmen aus dieser Netz- oder Umspannebene abweicht.

III.3.3 Intelligente Messsysteme (Smart Meter)

Intelligente Messsysteme (Smart Meter) ermöglichen eine sichere und standardisierte Kommunikation zwischen den Akteuren der Energienetze und -märkte und unterstützen die Digitalisierung der Energiewende. Sie erhöhen die Verbrauchstransparenz für Verbraucherinnen und Verbraucher sowie Unternehmen und können netzdienliche Informationen von dezentralen Erzeugern und flexiblen Verbrauchern, wie z.B. PV-Anlagen, Ladeeinrichtungen für Automobile und Wärmepumpen, bereitstellen und als zentrale Kommunikationsplattform auch die Steuerung dieser Anlagen erleichtern und vereinheitlichen. So ermöglichen Smart Meter, dass das Stromverteilnetz besser ausgelastet wird und sie stellen eine zentrale Voraussetzung für die Systemintegration der erneuerbaren Energien dar. Smart Meter unterstützen zudem die Einführung von Stromlieferverträgen mit dynamischen Tarifen, welche wiederum Voraussetzung für eine Flexibilisierung der Nachfrage und DSR sind.

Mit dem Umbau des Stromsystems hin zu mehr Erneuerbaren Energien steigen die Anforderungen an einen sicheren und effizienten Netzbetrieb. In Zukunft werden Stromerzeuger und -verbraucher über ein intelligentes Netz (Smart Grid) miteinander verknüpft und kommunizieren digital. Dazu hat der Deutsche Bundestag im August 2016 das Gesetz zur Digitalisierung der Energiewende (GDEW) beschlossen. Der Rollout intelligenter Messsysteme und moderner Messeinrichtungen wird in Deutschland durch das Messstellenbetriebsgesetz (MsbG) gesetzlich geregelt. Nach § 29 MsbG müssen Verbraucher ab einem Durchschnittverbrauch von 6.000 kWh/a, Erneuerbare-Energie- und KWK-Anlagen ab 7 kW installierter Leistung mit einem intelligenten Messsystem werden, sobald dies nach § 30 MsbG technisch möglich und nach § 31 MsbG wirtschaftlich vertretbar ist.

Am 24. Februar 2020 wurde durch die Feststellung der technischen Möglichkeit nach § 30 MsbG, der sogenannten Markterklärung, durch das Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik (BSI), der flächendeckende und verpflichtende Rollout intelligenter Messsysteme für Letztverbraucher mit einem durchschnittlichen Jahresverbrauch zwischen 6.000 bis 100.000 kWh vorgeschrieben.

Grundzuständige Messstellenbetreiber, in der Regel die Verteilernetzbetreiber, müssen innerhalb von drei Jahren 10% sowie innerhalb von acht Jahren nach der Markterklärung 100% in den freigegeben Einbaugruppen mit intelligenten Messsystemen ausstatten. Die BNetzA hat in ihrem Monitoring-Bericht[15] für das Berichtsjahr 2020 ca. 27.600 intelligente Messsysteme deutschlandweit erfasst.

Der Einsatzbereich intelligenter Messsysteme beschränkt sich nicht nur auf die Erfassung und Übermittlung von Zählerständen zu Abrechnungszwecken, sondern wurde als zentrale Komponente des intelligenten Energiesystems konzipiert und soll als Plattform für eine Vielzahl von Dienstleitungen und Mehrwerten in den Bereichen Smart Metering /Sub-Metering, Smart Grid, Smart Mobility, Smart Home/Smart Building und Smart Services dienen. In einem stufenweisen Ansatz werden alle energiewenderelevanten Anwendungsfälle in den nächsten Jahren flächendeckend ausgerollt.

Deutschland unterstützt einen beschleunigten Rollout intelligenter Messsysteme und wird im Zusammenhang mit der zu aktualisierenden Kosten-Nutzen-Analyse gemäß Art. 19 Abs. 2 und 5 der Richtlinie (EU) Nr. 2019/944 auch den Gesamtnutzen einer breiter angelegten Digitalisierungsstrategie und eines weiterentwickelten Smart-Meter-Rollouts für den Strombinnenmarkt untersuchen. Die aktualisierte Kosten-Nutzen-Analyse wird fristgerecht vorgelegt werden.

[15] BNetzA, BKartA Energiemonitoringbericht 2021: https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Mediathek/Monitoringberichte/Monitoringbericht_Energie2021.pdf?__blob=publicationFile&v=3

III.4. Endkundenmarkt

III.4.1 Liberalisierung des Strommarktes und Abschaffung regulierter Preise

Ende der 1990er Jahre wurde die Stromversorgung in Deutschland schrittweise für den Wettbewerb geöffnet und der Strommarkt wurde, beginnend mit den ersten EU-Liberalisierungsrichtlinien (u.a. 1. Energiebinnenmarktpaket), in den letzten Jahren immer weiter liberalisiert. In Deutschland gibt es dementsprechend keine Strompreisregulierung. Seitdem hat sich der Wettbewerb auf den Strommärkten kontinuierlich belebt und die Situation für Endkunden hat sich erheblich verbessert. Eine Voraussetzung hierfür waren die Vorgaben zur Entflechtung des Netzbetriebs von anderen Tätigkeitsbereichen der Energieversorgung im Zuge des 2. und 3. Energiebinnenmarktpakets, denn die Energieversorgungsnetze stellen ein natürliches Monopol dar. Daher sind Transparenz und diskriminierungsfreie Ausgestaltung des Netzbetriebs Grundvoraussetzungen, um Wettbewerb in den vor- und nachgelagerten Bereichen der Wertschöpfungskette zu fördern, Vertrauen bei den Marktteilnehmern zu erzeugen und um bezahlbare Strompreise für Endkunden sicherzustellen. Das Energiewirtschaftsgesetz und auf Grundlage des Energiewirtschaftsgesetzes in Deutschland erlassene Verordnungen, u. a. Stromnetzzugangs- und Stromnetzentgeltverordnung, enthalten entsprechende Vorgaben.

Auf den verschiedenen Marktstufen der Stromerzeugung, des Stromhandels und des -vertriebs besteht heute in aller Regel in Deutschland ein wettbewerbliches Umfeld, welches dem Endkunden in hohem Maße zu Gute kommt. Im Rahmen des Energiemonitorings[16] verfolgt das Bundeskartellamt gemeinsam mit der BNetzA die Entwicklungen auf den Strommärkten. Die Monitoringaufgaben des Bundeskartellamtes umfassen gemäß § 48 Absatz 3 des Gesetzes gegen Wettbewerbsbeschränkungen insbesondere den Grad der Transparenz, auch der Großhandelspreise, sowie den Grad und die Wirksamkeit der Marktöffnung und den Umfang des Wettbewerbs auf Großhandels- und Endkundenebene sowie an Energiebörsen. Die Ergebnisse des Monitorings veröffentlichen BNetzA und Bundeskartellamt jährlich in einem Bericht. Quelle der im Folgenden angegebenen Kennzahlen ist der entsprechende „Monitoringbericht 2021“.
Endkunden in Deutschland können ihren Energielieferanten frei wählen und dabei aus zahlreichen Angeboten verschiedener Lieferanten wählen. Im Strombereich waren im Jahr 2020 insgesamt mindestens 1.440 Unternehmen als Elektrizitätslieferanten in Deutschland tätig. Es gibt dabei sowohl deutschlandweit als auch nur in einzelnen Regionen tätige Stromlieferanten, wobei die zweite Gruppe die Mehrheit bildet. Im bundesweiten Durchschnitt konnte ein Letztverbraucher im Jahr 2020 in seinem Netzgebiet zwischen 162 Anbietern wählen, für Haushaltskunden lag der Wert bei 142 Anbietern. Jeder Anbieter kann wiederum verschiedene Tarife anbieten, sodass sich die Auswahl für die Endkunden noch weiter erhöht.

Die für Endkunden bestehende Option zum Lieferanten- oder Tarifwechsel ermöglicht es den Endkunden, ihre Stromkosten zu senken und belebt den Wettbewerb auf dem Endkundenmarkt. Wechselquoten und Wechselprozesse sind daher wesentliche Indikatoren für die Intensität des Wettbewerbs. In den Jahren 2016 bis 2020 wechselten jährlich zwischen 10 und 11 Prozent aller Haushaltskunden (absolut 4,5 bis 5,4 Mio. Kunden) ihren Elektrizitätslieferanten. Im Jahr 2020 wechselten weitere 1,8 Mio. Haushaltskunden bei ihrem Stromlieferanten in einen anderen Vertrag.

[16] BNetzA, BKartA 2020: Energiemonitoringbericht 2020: https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Mediathek/Berichte/2020/Monitoringbericht_Energie2020.pdf?__blob=publicationFile&v=5

III.4.2 Dynamische Tarife für Endkunden

Wie oben dargestellt können die Endkunden in der Regel nicht nur zwischen verschiedenen Stromlieferanten, sondern auch zwischen verschiedenen Tarifen bei den jeweiligen Lieferanten wählen. So boten im Jahr 2020 z. B. insgesamt 30 Prozent aller Lieferanten einen reinen Online-Tarif an, der online abgeschlossen werden kann (z. B. auf der Homepage des Unternehmens oder über ein Preisvergleichsportal) und bei dem die Rechnungen online verfügbar sind. Beschränkt man sich bei der Betrachtung auf die größten Lieferanten, also diejenigen die mengenmäßig 80 Prozent der Haushaltskunden beliefern, so zeigt sich, dass 70 Prozent einen Online-Tarif anbieten.

Nach § 41a Absatz 1 des Energiewirtschaftsgesetzes müssen Lieferanten für Letztverbraucher von Elektrizität, wenn dies technisch machbar und wirtschaftlich zumutbar ist, lastvariable oder tageszeitabhängige Tarife anbieten. 2019 boten rund zehn Prozent der Lieferanten lastvariable Tarife an. Der Anteil an Lieferanten, von denen im Jahr 2020 tageszeitabhängige Tarife, z. B. vergünstigter Stromtarif während der Nacht für das sog. „Aufladen“ von Nachtspeicherheizungen, angeboten wurden, betrug etwa 62 Prozent.

Verträge mit dynamischen Stromtarifen, die die Preisschwankungen auf dem Day-Ahead-Markt in Intervallen widerspiegeln, waren bislang in Deutschland schon möglich, wurden jedoch nur selten angeboten. Mit der Umsetzung der Richtlinie (EU) 2019/944 wurde für Letztverbraucher in Deutschland ein flächendeckendes Angebot von Verträgen mit dynamischen Stromtarifen geschaffen. § 41a Absatz 2 EnWG regelt, dass Stromlieferanten, die zum 31. Dezember eines Jahres mehr als 200 000 Letztverbraucher beliefern, im Folgejahr verpflichtet sind, den Abschluss eines Stromliefervertrages mit dynamischen Tarifen für Letztverbraucher anzubieten, die über ein intelligentes Messsystem im Sinne des Messstellenbetriebsgesetzes verfügen. Ab dem 1. Januar 2022 gilt die Verpflichtung für alle Stromlieferanten, die zum 31. Dezember eines Jahres mehr als 100 000 Letztverbraucher beliefern, und ab dem 1. Januar 2025 für alle Stromlieferanten, die bis zum 31. Dezember eines Jahres mehr als 50 000 Letztverbraucher beliefern. Mit dem weiteren Rollout von intelligenten Messsystemen in Deutschland kann dies zukünftig zu einem Anstieg der Zahl solcher Vertragsabschlüsse führen, sodass dann für mehr Kunden der Anreiz besteht, ihr Strombezugsverhalten wegen der möglichen Ersparnisse an die Marktsituation anzupassen.

III.4.3 Netzentgelte, Umlagen, Steuern und Abgaben

In Deutschland ist etwa ein Viertel des Strompreises von Haushaltskunden vom Lieferanten beeinflussbar. Die restlichen drei Viertel setzen sich aus Netznutzungs- und Messentgelten, Umlagen, Abgaben und Steuern zusammen. Diese sind von den Lieferanten nicht beeinflussbar. Sie sind entweder fix pro Verbrauchseinheit oder variieren abhängig von Strombezugsprofil und -ort. Insbesondere die pro Verbrauchseinheit fixen Strompreisbestandteile können dabei zu Verzerrungen im Wettbewerb zwischen strombasierten und anderen Technologien führen und die Sektorenkopplung hemmen.

Die Attraktivität vieler klimaschonender Technologien, wie beispielsweise der Elektromobilität, des Einsatzes von Wärmepumpen im Gebäudebereich oder der Elektrifizierung von Prozessschritten in der Industrie sind eng an das Strompreisniveau gekoppelt. Auch die Erzeugung von Wasserstoff mittels Elektrolyse, der z. B. für eine weitgehend klimaneutrale Stahlerzeugung gebraucht wird, setzt die Verfügbarkeit von kostengünstigem Strom voraus. Nur so kann

beispielsweise mit Wasserstoff erzeugter Stahl auf dem Weltmarkt konkurrenzfähig sein. Deutschland verfolgt deshalb das Ziel, die spezifische Belastung des Stroms durch Netznutzungs- und Messentgelte, Umlagen, Abgaben und Steuern in Zukunft weiter zu reduzieren.

Um die Wettbewerbsnachteile strombasierter Klimaschutztechnologien abzubauen sowie um die Belastung für Stromverbraucher zu mindern, hat Deutschland in 2020 beschlossen, die EEG-Förderkosten zunächst teilweise durch Haushaltsmittel zu finanzieren und damit den Strompreis zu entlasten. Seit 2021 fließt ein Teil der Einnahmen aus der nationalen CO2-Bepreisung im Wärme- und Verkehrssektor (Brennstoffemissionshandelsgesetz - BEHG) in die Finanzierung des EEG und wird über eine Senkung der EEG-Umlage an die Bürgerinnen und Bürger sowie die Unternehmen zurückgegeben. Im Konjunkturpaket im Jahr 2020 wurden zusätzliche Mittel bereitgestellt. Durch den Rückgang beim Stromverbrauch und den Preiseinbruch an der Strombörse zu Beginn der Corona-Krise drohte die EEG-Umlage stark anzusteigen. So konnte die Umlage für das Jahr 2021 verlässlich auf 6,5 Cent pro Kilowattstunde gesenkt werden. Im Jahr 2022 wird die EEG-Umlage weiter auf 3,723 Cent pro Kilowattstunde sinken. Zum 1. Januar 2023 soll die Finanzierung der EEG-Umlage über den Strompreis schließlich beendet und in den Haushalt übernommen werden.

Die Absenkung und zunehmende Finanzierung der EEG-Umlage aus dem Haushalt dient dabei neben dem Abbau von Verzerrungen im Wettbewerb der Sektorkopplungstechnologien auch dem Abbau von Verzerrungen im Rahmen der Besonderen Ausgleichsregelung (z.B. sog. „Schwellenwertprobleme“ und Verzerrungen im Wettbewerb mit Verbrauchern, welche eine reduzierte Umlage zahlen) sowie zwischen Eigenverbrauchern und Netzbeziehern. Auch die Nutzung flexibler bzw. dynamischer Stromliefertarife wird durch den Abbau der EEG-Umlage begünstigt.

Auch trotz der genannten Refinanzierung von Teilen der EEG-Umlage aus Mitteln des Bundeshaushaltes ist zu erwarten, dass der Wettbewerbsnachteil von strombasierten Anwendungen im Wärme- und Verkehrsbereich fortbesteht. Vor diesem Hintergrund wird auch die Debatte um weitergehende Reformen der Steuern, Abgaben und Umlagen im Energiebereich in Deutschland fortgeführt werden. Die Bundesregierung wird hierzu die staatlich induzierten Preisbestandteile im Energiesektor grundlegend reformieren und dabei auf systematische, konsistente, transparente und möglichst verzerrungsfreie Wettbewerbsbedingungen abzielen, Sektorenkopplung ermöglichen und so ein Level-Playing-Field für alle Energieträger und Sektoren schaffen.

III.5. Interkonnektoren und Engpassmanagement

Es ist für Deutschland ein zentrales Anliegen, den europäischen Binnenmarkt für Strom zu stärken. Der großräumige europäische Stromaustausch ist wichtig, um eine europäische Energiewende kosteneffizient und versorgungssicher umzusetzen. Aus diesem Grund ist es auch wichtig, dass Deutschland seine einheitliche Gebotszone mit Luxemburg erhält. Um Strom jederzeit zwischen allen EU-Mitgliedstaaten handeln zu können, ist der Netzausbau zentral. Deutschland investiert daher substantiell in den nationalen und grenzüberschreitenden Netzausbau. Mit der Novelle des Bundesbedarfsplangesetzes, die im März 2021 in Kraft getreten ist, plant Deutschland bis 2030 Gesamtinvestitionen in Höhe von nunmehr rund 80 Milliarden Euro in die Übertragungsnetze. Um

verbleibende Engpässe effizienter zu managen, verbessert Deutschland sein Engpassmanagement. Im Frühjahr 2022 wird der Umfang der für den Redispatch einsetzbarer Erzeugungsanlagen und Speicher ausgeweitet. Erneuerbare-Energien- und KWK-Anlagen werden unter Wahrung ihres Einspeisevorrangs ebenfalls in den Redispatchprozess integriert. Deutschland prüft Wege, auch Lasten netzdienlich einzusetzen.

III.5.1 Interkonnektoren

Art. 4 (d) der Governance-Verordnung (EU) 2018/1999 definiert das Maß der Interkonnektivität der Stromnetze zwischen Mitgliedstaaten für das Jahr 2030. Die in den integrierten nationalen Energie- und Klimaplänen hinterlegten Maßnahmen sollen darauf hinwirken.

Deutschland unterstützt die europäischen Vorgaben zur Interkonnektivität und den Ausbau von Interkonnektoren im Interesse eines funktionierenden europäischen Binnenmarkts für Strom. Deutschland geht davon aus, dass allein durch Realisierung der in konkreter Planung bzw. im Bau befindlichen Interkonnektoren die in der Governance-Verordnung genannten Kriterien zur Erreichung des Stromverbundgrads in 2030 eingehalten werden können. Dies gilt insbesondere für die geforderten Anteile der Übertragungskapazität an der Spitzenlast sowie an der installierten Erzeugungsleistung Erneuerbarer Energien.

Um die Vorgaben zu erreichen, hat die Bundesrepublik 14 Interkonnektorvorhaben im Energieleitungsausbaugesetz (EnLAG) und im Bundesbedarfsplangesetz (BBPlG, letztmalig 2021 novelliert) festgeschrieben, von denen mittlerweile einige schon realisiert wurden. Diese Vorhaben sind größtenteils auch europäische „Projects of Common Interest“ (PCI). Damit wird Deutschland seine grenzüberschreitende Transportkapazität bis 2030 deutlich erhöhen. Der aktuelle Stand der Leitungsvorhaben kann auf www.netzausbau.de eingesehen werden.

Deutschland hat einen Aktionsplan[17] gem. Art. 15 der Strommarkt-VO verabschiedet und setzt somit die Vorgaben zur Öffnung der Interkonnektoren für den internationalen Handel entlang eines linearen Anstiegspfads um. Demnach werden bis Ende 2025 alle Interkonnektoren schrittweise mindestens zu 70% für den Handel geöffnet. An den Grenzen mit netzflussbasierter Berechnung der Handelskapazitäten (sog. „Flow based market coupling“) werden zu diesem Zweck entsprechende MinRAM-Werte für Interkonnektoren und interne Leitungen verwendet. Den Weg von 2020 bis Ende 2025 zeichnen grenzspezifische linearer Pfade, deren Verläufe im Aktionsplan beschrieben sind.

Der Monitoringbericht der deutschen ÜNB über die Einhaltung des linearen Anstiegspfads (gem. Art. 15 Abs. 4 Strommarkt-VO) zeigt, dass im Jahr 2020 auf allen grenzüberschreitenden Leitungen die rechtlichen Anforderungen eingehalten wurden.

III.5.2 Netzausbau

Deutschland ist sich der Bedeutung des Netzausbaus auf hiesigem Gebiet für den europäischen Binnenmarkt für Strom bewusst. Die Bundesregierung geht deshalb den Netzausbau entschieden an und wird Beschleunigungspotentiale im Rahmen der Planungs- und Genehmigungsverfahren prüfen und für eine schnellere Planung und Realisierung von Stromnetzen heben.

[17] Aktionsplan Gebotszone 2020: https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/A/aktionsplan-gebotszone.html

Das Energieleitungsausbaugesetz (EnLAG) und das Bundesbedarfsplangesetz (BBPlG) enthalten seit der letzten Novellierung des BBPIG 101 Vorhaben mit ca. 12.000 Leitungskilometern, als Vorhaben, die im Interesse der öffentlichen Sicherheit erforderlich sind für die ein überragendes öffentliches Interesse besteht. Hinzu kommen die notwendigen Offshore-Anbindungsleitungen in Nord- und Ostsee mit insgesamt ca. 4.450 km. Mit Stand Q2/2021 sind Stromtrassen an Land mit einer Länge von insgesamt 2.395 km genehmigt, von denen ca. 1.399 km in Betrieb sind. Von den Offshore-Anbindungen sind ca. 2.737 km genehmigt, wovon ca. 2.158 km in Betrieb sind. Bis Ende 2023 sollen die Genehmigungsverfahren für ca. 7600 Leitungskilometer an Land abgeschlossen sein und Netzausbaumaßnahmen and Land mit ca. 3.500 Leitungskilometer in Betrieb gehen.

Mit der angepassten Bedarfsplanung wird ein Stromübertragungsnetz geplant, um 65 Prozent Erneuerbare Energien bis 2030 in das Netz zu integrieren und auch den europäischen Stromhandel gemäß europäischen Vorgaben auszuweiten. Der Großteil der 34 mit der BBPlG-Novelle in 2021 hinzugekommenen neuen Vorhaben sind Verstärkungen bestehender Drehstromverbindungen. Zudem ist ein weiterer innerdeutscher HGÜ-Korridor von der Nordseeküste bis nach Nordrhein-Westfalen vorgesehen. Übersetzt in Kilometer bedeutet die Gesetzesänderung, dass zu den 7.500 km, die zuvor bereits im BBPlG bzw. im EnLAG vorgesehen waren, weitere 3.500 km hinzugekommen sind.

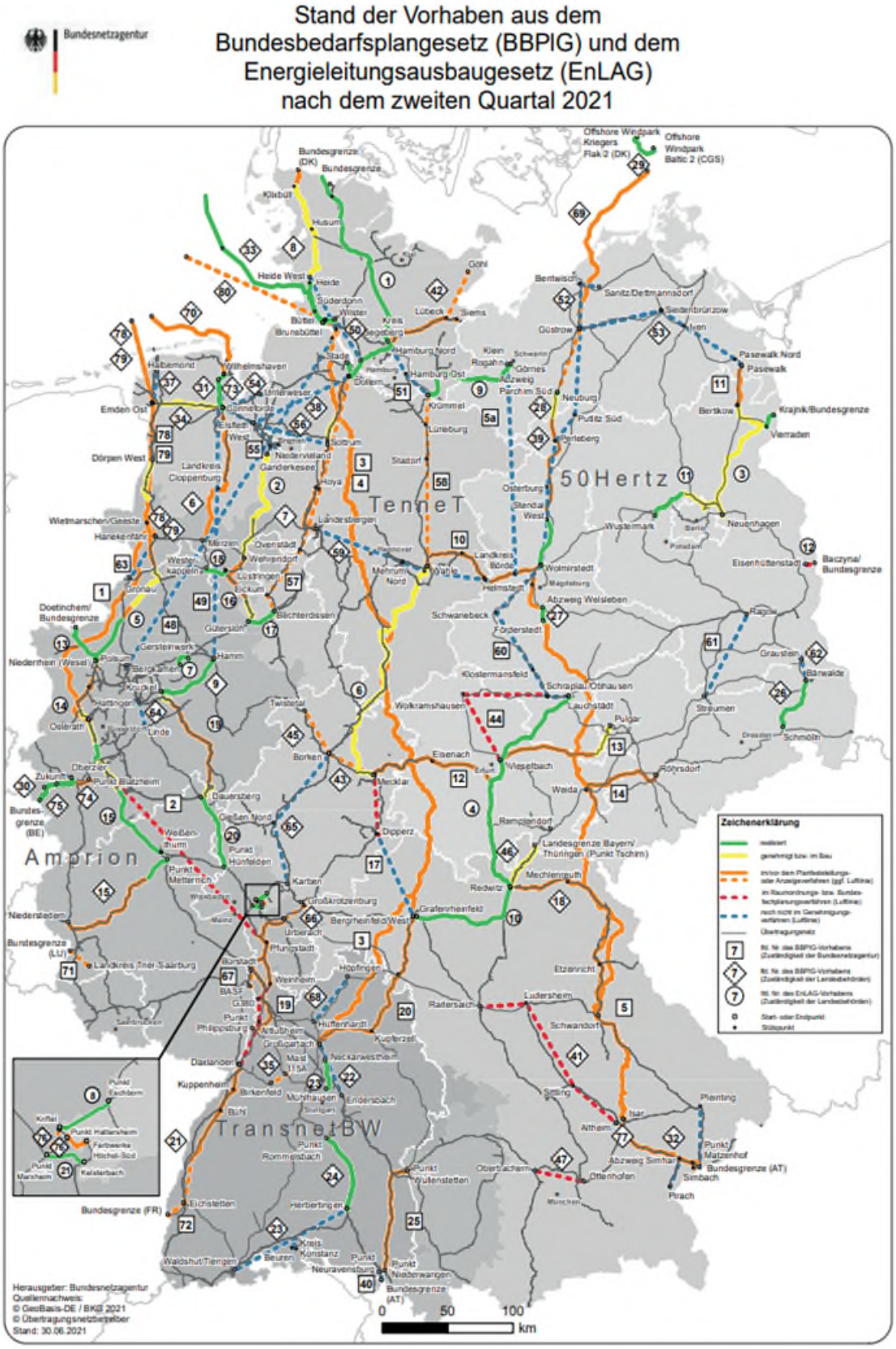


Abbildung 9: Stand der Vorhaben aus Bundesbedarfsplangesetz (BBPlG) und Energieleitungsausbaugesetz (EnLAG) nach dem zweiten Quartal 2021; in grün: realisierte Projekte.

Über die Erweiterung der Vorhabenliste im BBPlG hinaus wurden im März 2021 verschiedene Anpassungen im Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) und Netzausbaubeschleunigungsgesetz Übertragungsnetz (NABEG) vorgenommen, um die zügige Durchführung der Planungs- und Genehmigungsverfahren zu fördern. Vereinfachungen sind festgelegt worden bei der Planfeststellung von Leerrohren und mitverlegten Erdkabeln, bei Nachbeteiligungsverfahren, bei Bestimmungen zu Geheimhaltung, beim Datenschutz und der Barrierefreiheit sowie bei gerichtlichen Zuständigkeiten. Durch das im Mai 2020 beschlossene und bis Ende 2022 verlängerte Planungssicherstellungsgesetz (PlanSiG) ist gewährleistet, dass während der Corona-Pandemie auf eine digitale Öffentlichkeitsbeteiligung in den Genehmigungsverfahren zurückgegriffen werden kann. Darüber hinaus untersucht Deutschland permanent die einschlägigen Verfahrensregeln, um Beschleunigungspotential zu finden und dann zu heben.

Grundlage für die Ergänzung der Vorhabenliste im BBPlG war der von der BNetzA bestätigte Netzentwicklungsplan 2019-2030. Der Netzentwicklungsplan ist das zentrale Instrument für die Planung des Ausbaus der Stromnetze auf Übertragungsnetzebene. Alle zwei Jahre erstellen die Übertragungsnetzbetreiber gemeinsam solch einen Plan, der von der BNetzA geprüft und bestätigt werden muss. Dafür werden zunächst in mindestens drei von der BNetzA bestätigten Szenarien die wahrscheinlichen energiewirtschaftlichen Entwicklungen der nächsten 10 bis 15 Jahre abgebildet (Szenariorahmen). Auf dieser Basis wird dann nach einer Marktmodellierung der notwendige Netzausbaubedarf ermittelt. Derzeit prüft die BNetzA die von den Übertragungsnetzbetreibern (ÜNB) vorgelegten Netzberechnungen im Rahmen des Netzentwicklungsplans 2020-2035.
Die Netzentwicklungsplanung in Deutschland erfolgt unter vielfältiger Einbindung der Öffentlichkeit und ist in all seinen Schritten im höchsten Maße transparent. Alle Informationen und Dokumente zum aktuellen Netzentwicklungsplan und vergangenen Netzentwicklungsplänen veröffentlicht die BNetzA unter www.netzausbau.de.

Das Stromnetz wird jedoch nicht nur durch Verstärkung und Zubau leistungsfähiger. Auch eine optimierte Netzauslastung im Netzbetrieb kann höhere Transportkapazitäten erzielen. Im Netzentwicklungsplan 2019-2030 wurden Maßnahmen bestätigt bzw. zugrunde gelegt, die die Transportkapazität des Netzes deutlich erhöhen und die deutlich vor 2030 umgesetzt werden sollen. Hierzu gehören eine aktivere Steuerung der Stromflüsse mittels sogenannter Phasenschiebertransformatoren und ein umfassender witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb. Auf Ebene des 380kV-Netzes führen die vier ÜNB mit Regelzonenverantwortung auf mind. 33% aller Freileitungsabschnitte bereits lokales oder regionales Freileitungsmonitoring durch. Die Zahlen variieren zwischen den vier Unternehmen. In den nächsten fünf Jahren soll der Anteil auf mind. 60% steigen. Perspektivisch bieten darüber hinaus auch innovative Betriebsführungskonzepte, wie die reaktive Netzbetriebsführung mittels sogenannter Netzbooster, weiteres Optimierungspotential. Im Netzentwicklungsplan 2019-2030 wurden 3 Pilotanlagen für Netzbooster berücksichtigt, die ebenfalls deutlich vor 2030 in Betrieb gehen sollen. Maßnahmen zur Aktivierung solcher Optimierungspotenziale sind im Aktionsplan Gebotszone dargelegt. Zwei Netzbooster-Pilotanlagen mit insgesamt 350 MW Leistung befinden sich zurzeit in Planung.

III.5.3 Engpassmanagement

In einer Gebotszone kann es dazu kommen, dass mehr Strom gehandelt wird, als das Stromnetz transportieren kann. Übersteigt der Handel die Transportfähigkeit der Netze, drohen Netzengpässe, die der Netztreiber mit Redispatch auflösen muss. Wenn die deutschen ÜNB

Redispatch durchführen, erhalten die betroffenen Anlagenbetreiber eine Erstattung der entstandenen Kosten. Das Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) sieht eine kostenneutrale Erstattung vor: Anlagenbetreiber dürfen weder besser noch schlechter gestellt werden als ohne Teilnahme am Redispatch. Dies geschieht, in dem alle Einsparungen und Aufwendungen, welche Anlagenbetreibern durch Redispatcheingriffe entstehen, kostenneutral erstattet werden. Auf diese Weise werden Rückwirkungen auf das Marktgeschehen ausgeschlossen. Redispatch erfolgt streng außerhalb des Marktes und hat deshalb keine Auswirkungen auf das Strompreisniveau nach Handelsschluss am Großhandelsmarkt.

Ein gewisses Maß an Redispatch innerhalb einer Gebotszone ist effizient. Es ist üblich, dass innerhalb einer Gebotszone die Transportkapazität des Netzes nicht in jeder denkbaren Marktsituation ausreicht. Ein Stromnetz, das auch für die letzte Kilowattstunde und für seltene Stunden im Jahr ausgebaut wäre, wäre übermäßig teuer. Deswegen wird bei der Netzausbauplanung bereits eine Spitzenkappung der Stromerzeugung aus Erneuerbaren-Anlagen um 3 % berücksichtigt. Im Jahr 2019 wurden in Deutschland rd. 6,5 TWh Erneuerbaren-Strom abgeregelt. Das entspricht rd. 2,8 % der insgesamt vermarkteten EE-Strommenge (228,9 TWh). Die Erneuerbaren-Abregelung liegt somit im Rahmen der gesetzlich vorgesehenen Auslegung des Stromnetzes. Im Jahr 2019 mussten die Übertragungsnetzbetreiber gegenüber Marktkraftwerken Anweisungen zur Anpassung ihrer Fahrweise im Umfang 13,3 TWh aussprechen. Dies entspricht einer Strommenge aus konventioneller Erzeugung, die aus Gründen der Netz- und Systemsicherheit – bildlich gesprochen – verschoben werden musste (Verschiebearbeit) in Höhe von rd. 3,6 TWh. Bezogen auf eine Gesamtmenge von 332,4 TWh an vermarktetem Strom aus inländischer konventioneller Erzeugung bedeutet dies, dass ca. 1,14% dieses vermarkteten Stroms nicht vom Stromnetz transportiert werden konnten. Die folgende Abbildung beschreibt die Entwicklung der Netzengpassmanagementmaßnahmen aufgrund von Überlastungen im Netz im Zeitraum zwischen 2015 und 2020.

	Redispatch (inkl. Countertrading)		Netzreserve	EinsMan	Anpassungen von Stromeinspeisung
	Erhöhung GWh	Reduzierung GWh	Erhöhung GWh	Reduzierung GWh	Reduzierung GWh
2015	7.455	-7.994	551	-4.722	-26,5
2016	5.219	-6.256	1.209	-3.743	-4,1
2017	8.256	-10.200	2.129	-5.518	-34,5
2018	6.956	-7.919	904	-5.403	-8,3
2019	6.365	-6.958	430	-6.482	-9,3
2020	7.891	-8.522	635	-6.146	-16,0

Abbildung 10: Netzengpassmanagementmaßnahmen der Jahre 2015 -2020 (BNetzA 2021)

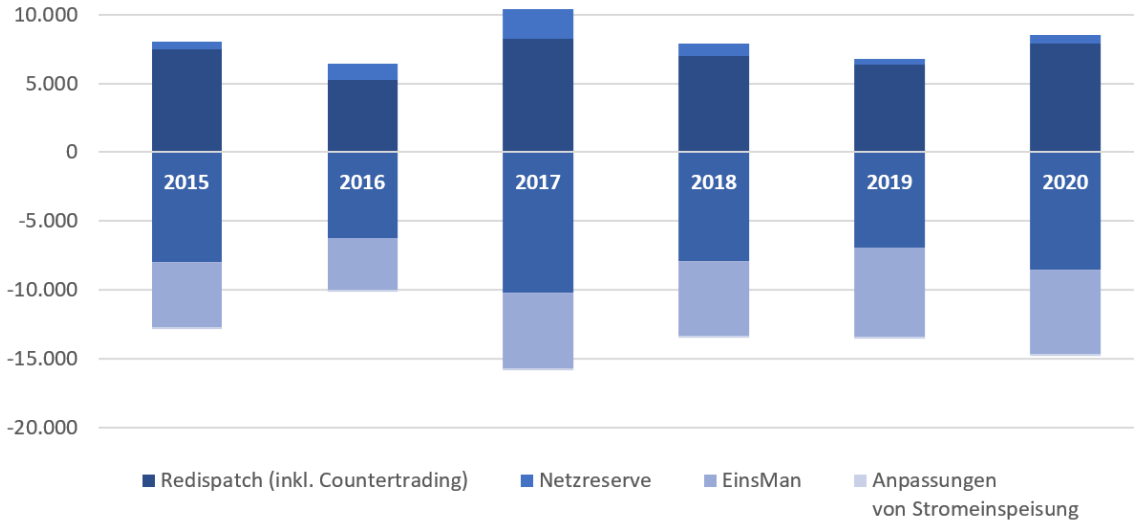


Abbildung 11: Netzengpassmanagementmaßnahmen der Jahre 2015 -2020 (BNetzA 2021) in GWh

Das Management von Netzengpässen im Übertragungsnetz ist nicht nur für die inländische Stromerzeugung erforderlich. Es ist auch erforderlich, um grenzüberschreitenden Handel im europäischen Strombinnenmarkt verstärkt zu ermöglichen. Dies zeigt nicht zuletzt der Engpassbericht[18] der ÜNB, der im November 2019 von der BNetzA veröffentlicht wurde. Er zeigt auf, dass eine sofortige Anwendung der 70% Vorgabe des CEP zu strukturellen Engpässen im deutschen Netz geführt hätte. Mit diesem Nachweis wurde zugleich der Weg geebnet für den deutschen Aktionsplan Gebotszone und für die linear ansteigende Interkonnektorenöffnung gem. Art. 15 Strommarkt-VO.

Der aktuell im beschriebenen Umfang durchgeführte Redispatch in Deutschland ist allerdings eine Übergangserscheinung, welche Deutschland durch verschiedene Maßnahmen entschieden und schnell zu mindern versucht. Insbesondere der gesetzlich beschlossene, in Planung und Bau befindliche Netzausbau wird zu einer deutlichen Reduktion des erforderlichen Netzengpassmanagements führen. Zudem sind zahlreiche Maßnahmen ergriffen worden, welche in der Zwischenzeit die Transportkapazität des bestehenden Übertragungsnetzes erhöhen und den Einsatz von Redispatch minimieren. Diese Maßnahmen wurden ausführlich im Aktionsplan Gebotszone beschrieben, den Deutschland im Dezember 2019 veröffentlicht hat.

Um das Engpassmanagement selbst zu optimieren, hat Deutschland zudem Anpassungen des Rechtsrahmens vorgenommen, weitere Maßnahmen zur Kosten- und Prozessoptimierung werden geprüft. Wichtigste Neuerung ist der sogenannte Redispatch 2.0, dessen Einführung ursprünglich für den 1.10.2021 vorgesehen war, wegen Verzögerungen in der Implementierung nun jedoch erst im Frühjahr 2022 erwartet wird. Dieses neue, erweiterte Redispatchregime integriert das bisherige Einspeisemanagement (§ 14 EEG) in das Redispatch-Verfahren für konventionelle Erzeuger (§§ 13, 13a EnWG n.F.). Die netzdienliche Abregelung von Erneuerbaren-Anlagen erfolgt künftig in einem planbaren Prozess mit bilanziellem und energetischem Ausgleich. Der Redispatch 2.0 ermöglicht

[18] BNetzA Engpassbericht 2019: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/BK04/BK4_91_Weiteres/Engpassbericht/190704_4_UENB_Engpassbericht_final_BA.pdf?__blob=publicationFile&v=3

ferner eine netzübergreifend optimierte Auswahlentscheidung nach der Wirksamkeit von Anlagen zur Engpassentlastung und den Kosten, die dabei zulasten der Stromkunden anfallen. Eingeschlossen sind alle Anlagen der Stromerzeugung und -speicherung ab einer installierten Kapazität von 100 kW (heute: 10 MW) und darüber hinaus auch kleinere Anlagen sofern sie für den Netzbetreiber steuerbar sind. Der gestufte Einspeisevorrang zugunsten von EE-Strom und KWK-Strom bleibt durch Mindestfaktoren gewahrt. Die Mindestfaktoren geben vor, um wie viel besser die Abregelung von vorrangberechtigtem EE- und KWK-Strom gegenüber der Abregelung von konventioneller Erzeugung wirken muss, um in die Fahrweise dieser vorrangberechtigten Erzeugung eingreifen zu dürfen.

Ein Anreizmechanismus für die netzorientierte Steuerung von flexiblen Lasten in den Niederspannungsnetzen ist in § 14a EnWG seit 2011 angelegt. Der § 14a EnWG hängt in seiner aktuellen Ausgestaltung von einer Vereinbarung zwischen Verteilnetzbetreibern und Letztverbrauchern ab. Diese netzorientierte Steuerung von steuerbaren Verbrauchseinrichtungen wie beispielsweise Elektroheizungen, Wärmepumpen und Ladeeinrichtungen regelt eine spezielle Netznutzung und wird mit speziellen Netzentgelten abgerechnet.

Die Bundesregierung befindet sich im Dialog mit Fahrzeugherstellern und Netzbetreibern zur Frage, wie der Hochlauf der Elektromobilität für alle Akteure schnell und verlässlich erfolgen kann und auch die Netzstabilität gewährleistet bleibt. In den kommenden Jahren wird die Zahl der Elektroautos und Wärmepumpen weiter steigen. Millionen von neuen Erzeugern und Verbrauchern müssen somit in das Energiesystem integriert werden. Dafür müssen die Netze auch in Zukunft intelligent gesteuert werden, die Stabilität der Netze muss dabei gewährleistet sein. Denn Energiewende und Elektromobilität spielen sich zu großen Teilen in den Verteilernetzen ab. Für eine schnelle, kosteneffiziente Netzintegration der neuen Verbraucher braucht es eine verstärkte digitale Vernetzung und Kommunikation zwischen allen Akteuren und einer vorausschauenden Netzausbauplanung.

Ein Nachteil des kostenbasierten Redispatch ist, dass dieser Lasten nicht integrieren kann. Denn der Netzbetreiber kann die für die teilnehmende Anlage anfallenden Kosten einer Lastreduktion bzw. -erhöhung nicht ermitteln. Als Lösung werden Redispatchmärkte mit freier Preisbildung diskutiert. Auch das EU-Recht sieht grundsätzlich eine marktliche Beschaffung von Redispatch vor – sowohl auf der Übertragungsnetzebene (Art. 13 EU-Strommarkt-VO) als auch auf der Verteilnetzebene (Art. 32 EU-Strommarkt-RL). Erlaubt sind jedoch nationale Ausnahmen, von denen Deutschland derzeit Gebrauch macht. Die Gründe dafür hat Deutschland im Aktionsplan Gebotszone (Kapitel 3.1.4) ausführlich dargelegt: Das Zusammenspiel zwischen zonalem Stromgroßhandelsmarkt und lokalem Redispatchmarkt mit abrufbasierter Vergütung würde zu strategischem Gebotsverhalten führen. Redispatchvolumina und -kosten würden um ein Vielfaches steigen. Kern dieses sog. Inc-Dec-Problems ist der zeitliche Gleichlauf zweier Märkte mit unterschiedlicher geografischer Auflösung. Derzeit prüft die Bundesregierung verschiedene Ansätze, um diesen zeitlichen Gleichlauf zu entkoppeln, und Lasten systemkompatibel für den Redispatch gewinnen zu können.

Um weitere Optimierungspotenziale beim Redispatch zu heben, hat die Bundesregierung im Rahmen einer Novellierung der Anreizregulierungsverordnung (ARegV) Anreize zur Begrenzung der Engpassmanagementkosten verstärkt. Auf Ebene der Übertragungsnetze wird mit dem Anreizinstrument zur Verringerung der Engpassmanagementkosten der Übertragungsnetzbetreiber ein neues auf die Engpassmanagementkosten wirkendes Bonus-

/Malus-Modell eingeführt. Hierbei handelt es sich um einen Kollektivanreiz für die vier Übertragungsnetzbetreiber, um zu vermeiden, dass einzelne Übertragungsnetzbetreiber sich bei Investitionen und bei der Durchführung des Engpassmanagements zu Lasten des Gesamtsystems optimieren. Auf Ebene der Verteilernetze soll mittelfristig durch eine im Ergebnis sachgerechtere Einordnung der Engpassmanagementkosten als volatile Kostenbestandteile der bestehende Effizienzvergleich genutzt werden, um im System der Anreizregulierung bereits angelegte Anreize zu verstärken. Der bestehende Anreiz, die Gesamtkosten möglichst niedrig und effizient zu halten, wird für die Verteilernetzbetreiber dadurch verstärkt, dass die Engpassmanagementkosten zukünftig als volatile Kostenbestandteile in den Effizienzvergleich einbezogen werden. Zusätzlich beugt dies auch Ungleichgewichten im Effizienzvergleich vor, die ausgerechnet diejenigen Netzbetreiber belasten würden, die zur Vermeidung oder zwecks Abbaus von Engpassmanagementkosten Investitionen vornehmen, anstatt die anfallenden Kosten nur an die Netznutzer durchzureichen. Zu einer Berücksichtigung im Effizienzvergleich soll es aber erst kommen, wenn durch die BNetzA geklärt wurde, wie ein möglicher Zeitversatz zwischen dem Ausbau von Erneuerbare-Energien-Anlagen und dem erforderlichen Netzausbau angemessen berücksichtigt werden kann, so dass den Verteilernetzbetreibern daraus keine unangemessenen und ungerechtfertigten Nachteile entstehen.

Mit einem beschleunigten Ausbau der Erneuerbaren Energien wachsen die Anforderungen an die Stromnetze, zum einen durch den nationalen EE-Ausbau, zum anderen durch den zunehmenden Bedarf an grenzüberschreitendem Handel, um die Schwankungen und Erzeugungsunterschiede steigender EE-Stromerzeugung in Deutschland und allen anderen europäischen Ländern möglichst großräumig auszugleichen. Jedoch sind der Geschwindigkeit, mit dem Übertragungsnetze ausgebaut werden können, Grenzen gesetzt, nicht zuletzt auch durch europarechtliche Vorgaben. Genehmigungsverfahren und Bau können nicht beliebig beschleunigt werden. Die deutsche Bundesregierung misst dem berechtigten Interesse von Bürgerinnen und Bürgern einen großen Wert bei, sich an der Planung von Infrastrukturprojekten zu beteiligen. Dies ist aus Sicht der Bundesregierung eine wesentliche Grundlage für die Akzeptanz des Netzausbaus und der Energiewende allgemein. In der Zwischenzeit, bis der Netzausbau abgeschlossen ist, werden ergänzende Lösungen benötigt. Deutschland setzt deshalb kurz- und mittelfristig auf eine Vielzahl von Maßnahmen, welche im Aktionsplan Gebotszone umfassend vorgestellt werden. Ein darin genannter wichtiger Baustein ist, den Ausbau der erneuerbaren Energien und von hocheffizienten und langfristig klimaneutralen KWK-Anlagen besser mit dem Ausbau der Stromnetze zu synchronisieren. So sollten etwa die Standorte für den weiteren Ausbau von klimafreundlichen Erzeugungsanlagen netzverträglicher gewählt werden, während das Stromnetz parallel dazu ausgebaut und optimiert wird. Aus diesem Grund sind regionale Anreize für EE und KWK-Anlagen im Rahmen der Förderprogramme ein wichtiger und übergangsweiser Baustein in der vor uns liegenden Transformationsphase.

Die Netzreserve wird als Übergangsinstrument fortgeführt. In der Netzreserve befinden sich Kraftwerke, die von den Übertragungsnetzbetreibern immer dann zum Erhalt der (n-1) - Netzsicherheit eingesetzt werden können, wenn die übrigen Redispatch-Potenziale ausgeschöpft sind. Das heißt, die Netzreserve ist für jene besonders kritischen Situationen ausgelegt, in denen die Redispatch-Potenziale aus Kraftwerken im deutschen Strommarkt, Kraftwerken aus der deutsch-österreichischen Redispatch-Kooperation und auch Kraftwerken aus dem grenzüberschreitenden Redispatch mit anderen Nachbarländern nicht ausreichen, um die Transportaufgabe im Übertragungsnetz sicher zu bewältigen. Die Netzreserve beinhaltet nur

Kraftwerke, die aus freier unternehmerischer Entscheidung aus dem Markt ausgeschieden sind, deren Stilllegung jedoch durch die Übertragungsnetzbetreiber untersagt wurde. Grundlage dafür ist, dass die Übertragungsnetzbetreiber diese Kraftwerke als systemrelevant ausgewiesen haben und die BNetzA dies entsprechend bestätigt hat. Dies wiederum erfolgt auf Basis einer jährlichen Systemanalyse der Übertragungsnetzbetreiber und einer kraftwerksspezifischen Systemrelevanzprüfung. Netzreservekraftwerke wirken neutral auf den Stromgroßhandelspreis, weil Sie nicht am Strommarkt teilnehmen dürfen. Eine Rückkehr an den Strommarkt nach Entlassung aus der Netzreserve ist ebenso untersagt, sofern die Kraftwerke nicht vorläufig stillgelegt wurden. Für die Bereitschaft in der Netzreserve erhalten die Anlagenbetreiber eine Kostenerstattung. In der Netzreserve befinden sich gegenwärtig Kraftwerke mit einer installierten Leistung von 5,6 GW. Aktuelle Prognosen zeigen, dass der Bedarf für die Netzreserve auch in den kommenden Jahren bestehen wird.

Im aktuellen Bericht zur Feststellung des Bedarfs an Netzreserve für den Winter 2021/2022 sowie das Jahr 2023/2024[19] kommen die ÜNB zu dem Ergebnis, dass der Netzreservebedarf im Winter 2021/22 auf 4,9 GW sinkt (Vorjahr: 5,8 GW). Hierfür sind Kraftwerke in der Netzreserve mit einer installierten Leistung von 5,7 GW vorzuhalten. Im Winter 2023/24 beträgt der Netzreservebedarf 3,9 GW, welcher durch Kraftwerke im Umfang von 4,2 GW gedeckt wird. Des Weiteren berechnen die ÜNB, dass der maximale Redispatchbedarf (aus Markt- und Reservekraftwerken) von 14,8 GW (2021/22) auf 11 bis 12 GW (2023/24) sinkt. Das Redispatchvolumen sinkt im gleichen Zeitraum von 11,6 TWh auf 5 bis 8 TWh. Signifikant reduzieren ließe sich der Bedarf, wenn einerseits der innerdeutsche Netzausbau voranschreitet und andererseits in den relevanten Situationen gesichert auf Potenziale im Ausland zugegriffen werden könnte. Bis zur vollständigen Implementierung des grenzüberschreitenden Redispatch werden noch einige Jahre vergehen. Bis dahin soll die Netzreserve als Übergangsinstrument fortgeführt werden.

[19] BNetzA-Bericht zur Feststellung des Bedarfs an Netzreserve für den Winter 2021/2022 sowie das Jahr 2023/2024: https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Berichte_Fallanalysen/Feststellung_Reservekraftwerksbedarf_2021.pdf?__blob=publicationFile&v=3

IV. Maßnahmenplan für Deutschland

Themenbereich	Maßnahme	Erläuterung	Begründung	Zeitplan
Großhandelsmarkt	Ausweitung des internationalen Handels	Schrittweise Ausweitung der grenzüberschreitenden Marktkopplung auf mindestens 70 % der Übertragungskapazität der Interkonnektoren entlang eines linearen Pfades bis spätestens zum 31. Dezember 2025.	Mehr Wettbewerb durch größeres Marktgebiet, kostengünstigere Stromversorgung und bessere Marktintegration von Erneuerbaren Energien; Erfüllung der Maßgaben aus Art. 16 Abs. 8 in Verbindung mit Art. 15 der Strommarkt-VO (EU 2019-943).	Bis 31.12.2025
	Plattform „Klimaneutrales Stromsystem“ zur Erarbeitung von Vorschlägen für ein neues Strommarktdesign	Die Bundesregierung wird eine Plattform „Klimaneutrales Stromsystem“ einsetzen, die Ende 2022 Vorschläge für ein neues Strommarktdesign machen wird und Stakeholder aus Wissenschaft, Wirtschaft und Zivilgesellschaft einbezieht.	Im Zuge des Ausbaus der Erneuerbaren Energien wird die Bundesregierung ein neues Strommarktdesign erarbeiten. Dabei bekennt sich die Bundesregierung zu einer weiteren Integration des europäischen Energiebinnenmarktes.	Ende 2022
Regelenergiemärkte	Umsetzung des europäischen Zielmodells bei der Beschaffung von Regelenergie gem. der Leitlinie über den Systemausgleich im	Die nationalen Regelarbeitsmärkte werden über europäischen Plattformen für den Austausch von Regelarbeit (PICASSO für Sekundärregelleistung (aFRR), MARI für die Minutenreserve (mFRR)) in einen europäischen Regelarbeitsmarkt	Effizienterer Wettbewerb durch größeres Marktgebiet sowie mehr Marktchancen für flexible und umweltfreundliche Anbieter von Regelarbeit. Kostengünstigere Beschaffung und Einsatz von Regelarbeit.	Februar 2022

	Elektrizitätsversorgungssystem (Guideline for Electricity Balancing - GLEB)	zusammengeführt. Die Produktlaufzeiten werden auf 15 Minuten verkürzt.		
	Steigerung des Wettbewerbs auf den Regelenergiemärkten	Die derzeitigen Wettbewerbsprobleme auf den deutschen Regelarbeitsmärkten werden hinsichtlich ihrer Gründe analysiert und Lösungsvorschläge unterbreitet.	Die geringe Liquidität steht einer kosteneffizienten Beschaffung von Regelenergie im Weg und begründet unnötige wirtschaftliche Risiken für Bilanzkreisverantwortliche.	Bis Februar 2022
	Überprüfung der Bedingungen für den Zugang von Laststeuerungsanbietern zum Regelarbeitsmarkt	Es soll untersucht werden, ob für Laststeuerungsanbieter spezifische Herausforderungen für eine Teilnahme am Regelarbeitsmarkt bestehen. Dazu wird ein Prüfauftrag an die BNetzA erteilt.	Aktuell wird am Regelarbeitsmarkt unzureichender Wettbewerb beobachtet. Auch treten kaum freie Anbieter, die nicht bereits im Regelleistungsmarkt bezuschlagt wurden, in den Regelarbeitsmarkt ein.	Q1 - Q4 2022
Demand-side Response	Umsetzung der Vorgaben der Richtlinie (EU) 2019/944 im Hinblick auf Energiespeicher	Befreiung der Energiespeicher von noch bestehenden Doppelbelastungen.	Umsetzung des Artikels 15 der Richtlinie (EU) 2019/944	Gesetz zur Novellierung des EnWG wurde am 26. Juli 2021 verkündet.

	Umsetzung der Vorgaben der Richtlinie (EU) 2019/944 durch Anpassung § 41d EnWG bzgl. flexibler Letztverbraucher und Erbringung von Dienstleistungen außerhalb bestehender Liefer- oder Bezugsverträge	Jeder Letztverbraucher soll durch eine Verbrauchsanpassung Dienstleistung gegenüber Dritten (z.B. einem Aggregatoren) erbringen können, wenn er Großhändler und Lieferanten und den Bilanzkreisverantwortlichen der Verbraucherentnahmestelle durch Zahlung eines angemessenen Entgelts wirtschaftlich so stellt, wie er ohne die Verbrauchsanpassung stünde.	Durch die Einbindung von Flexibilität aus Kundenanlagen wird ein „level-playing field“ für die Teilnahme aller flexiblen Verbraucher an den Strommärkten geschaffen. Den flexiblen Verbrauchern steht es dabei frei, ob sie diese Vermarktung selbstständig übernehmen oder dazu einen Aggregator einschalten möchten.	Gesetz zur Novellierung des EnWG wurde am 26. Juli 2021 verkündet.
	Smart Meter Rollout	Am 24. Februar 2020 wurde durch die Feststellung der technischen Möglichkeit nach § 30 MsbG, der sogenannten Markterklärung, durch das Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik (BSI), der flächendeckende und verpflichtende schrittweise Rollout intelligenter Messsysteme für Letztverbraucher mit einem durchschnittlichen Jahresverbrauch zwischen 6.000 bis 100.000 kWh vorgeschrieben.	Smart Meter sind eine technische Voraussetzung für Anreize zur situativen Laststeuerung. Mit ihnen können Letztverbraucher ihren Stromverbrauch beziehungsweise die Einspeisung ihres Stroms besser und komfortabler managen und von neuen Tarifen profitieren. Ebenso ermöglichen Smart Meter eine bessere Auslastung des Stromnetzes.	Seit 24.02.2020. Grundzuständige Messstellenbetreiber, müssen innerhalb von drei Jahren 10% sowie innerhalb von acht Jahren nach der Markterklärung 100% in den freigegeben Einbaugruppen mit intelligenten

				Messsystemen ausstatten.
	Kosten-Nutzen-Analyse zum Smart-Meter-Rollout	Rechtzeitige Überarbeitung der Kosten-Nutzen-Analyse im Einklang mit Artikel 19 der Richtlinie (EU) 2019/944 (Strombinnenmarkt-RL), um günstige Bedingungen zu untersuchen, die sich für eine breitere Einführung von Smart Metern ergeben können.	Deutschland unterstützt einen beschleunigten Rollout intelligenter Messsysteme und wird im Zusammenhang mit der zu aktualisierenden Kosten-Nutzen-Analyse auch den Gesamtnutzen einer breiter angelegten Digitalisierungsstrategie und eines weiterentwickelten Smart-Meter-Rollouts für den Strombinnenmarkt untersuchen.	Die aktualisierte Kosten-Nutzen-Analyse wird fristgerecht vorgelegt.
Endkundenmarkt	Senkung der EEG-Umlage aus Mitteln des Bundeshaushaltes	Aus Teilen der Einnahmen des Brennstoffemissionshandelsgesetzes sowie zusätzlichen Haushaltsmitteln wurden im zweiten Nachtragshaushalt 2020 Haushaltsmittel vorgesehen, um die EEG-Umlage in 2021 auf 6,5 ct/kWh zu begrenzen. Im Jahr 2022 liegt die EEG-Umlage bei 3,723 ct/kWh. Zum 1. Januar 2023 soll die Finanzierung der EEG-Umlage über den Strompreis schließlich beendet und in den Haushalt übernommen werden.	Zum Abbau von Wettbewerbsnachteilen von strombasierten Klimaschutztechnologien u.a. im Wärme- und Verkehrsbereich hat die Bundesregierung beschlossen, zeitgleich mit der Einführung des Brennstoffemissionshandelsgesetzes die EEG-Umlage aus Mitteln des Bundeshaushaltes zu senken. Durch den damit verbundenen Abbau der spezifischen Stromkosten werden auch	Umlagensenkung erfolgte zum 1.1.2021, nächster Senkungsschritt zum 1.1.2022. Ab 1.1.2023 vollständige Finanzierung aus dem Bundeshaushalt.

			Flexibilitätsanwendungen im Endkundenbereich gefördert.	
	Umsetzung der Vorgaben der Richtlinie (EU) 2019/944 im Hinblick auf Verträge mit dynamischen Stromtarifen	Gesetzliche Verankerung des Anspruchs von Endkunden mit einem intelligenten Messsystem auf Angebot eines Vertrags mit dynamischem Stromtarif.	Umsetzung des Artikels 11 der Richtlinie (EU) 2019/944	Gesetz zur Novellierung des EnWG wurde am 26. Juli 2021 verkündet.
Interkonnektoren und Engpassmanagement	Einführung Redispatch 2.0	Ausweitung des kostenbasierten Redispatch auf alle steuerbaren Erzeugungs- und Speicheranlagen sowie alle Anlagen mit installierter Leistung ab 100 kW. Integration des bisherigen Einspeisemanagements (§ 14 EEG) und des Abrufs von KWK-Anlagen in das Redispatch-Verfahren für konventionelle Erzeuger (§§ 13, 13a EnWG n.F.) unter Beibehaltung der Einspeisevorränge. Optimierung der Redispatchabrufe über alle Netzebenen hinweg.	Der Redispatch 2.0 ermöglicht eine netzdienliche Abregelung von Erzeugungs- und Speicheranlagen sowie EE und KWK-Anlagen in einem planbaren Prozess mit bilanziellem und energetischem Ausgleich. Zudem ermöglicht es eine netzübergreifend optimierte Auswahlentscheidung nach der Wirksamkeit von Anlagen zur Engpassentlastung und den Kosten, die dabei zulasten der Stromkunden anfallen. Die Einführung des Redispatch 2.0 wird durch die novellierte ARegV (Einführung eines Anreizinstruments zur	Frühjahr 2022

			Verringerung von Engpassmanagementkosten der Übertragungsnetzbetreiber sowie Neuregelung des Umgangs mit den Engpassmanagementkosten der Verteilernetzbetreiber) flankiert.	
	Netzausbaumaßnahmen	Änderungen des Bundesbedarfsplangesetzes (BBPlG) des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG), des Netzausbaubeschleunigungsgesetzes Übertragungsnetz (NABEG), um weitere Beschleunigungspotentiale der Planungs- und Genehmigungsverfahren für Netzentwicklungsvorhaben umzusetzen.	Anpassung des nationalen Netzausbaubedarfs einschl. des Interkonnektorenausbaubedarfs, um Ziele des Klimaschutzgesetzes (Klimaneutralität bis 2045) und die bessere Funktionsweise des europäischen Binnenmarkts für Strom zu erreichen.	Seit März 2021
	Umsetzung der Maßnahmen des Aktionsplans Gebotszone	Sicherung des linearen Pfads 70% minRAM durch die im Aktionsplan beschlossenen Maßnahmen (Stromübertragungskapazitäten erhöhen, mehr grenzüberschreitenden Handel ermöglichen und regionale Zusammenarbeit stärken).	Schrittweise Reduktion der inländischen strukturellen Netzengpässe zur Stärkung des deutschen und innereuropäischen Stromhandels.	Bis Ende 2025

V. Beantwortung des Fragenkatalogs der Europäischen Kommission

ANNEX: QUESTIONNAIRE ON POSSIBLE REGULATORY DISTORTIONS AND MARKET FAILURES

Section 1 - General wholesale market conditions

1. With regards to day-ahead and intraday electricity prices, are there any formal or informal price limits other than those currently applied within European single day-ahead and intraday coupling as set out in Article 41(1) and 54(1) of Regulation 2015/1222 (CACM)?

Nein, es gibt auf dem deutschen Stromgroßhandelsmarkt keinerlei Regeln oder Vorgaben, die einer freien Preisbildung entgegenstehen. Auf diesen Umstand hat auch die BNetzA zusammen mit dem Bundeskartellamt in einem Leitfaden für die kartellrechtliche und energiegroßhandelsrechtliche Missbrauchsaufsicht im Bereich Stromerzeugung/-großhandel (https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/HandelundVertrieb/Marktueberwachung_REMIT/Leitfaden_Missbrauchsaufsicht.pdf?__blob=publicationFile&v=2) vom 27.09.2019 hingewiesen. Hier wird explizit darauf verwiesen, dass Preisspitzen, die als Ergebnis der freien Preisbildung ein faires und auf Wettbewerb beruhendes Zusammenspiel zwischen Angebot und Nachfrage widerspiegeln, Teil des normalen Marktgeschehens im kurzfristigen Stromgroßhandel sind (Vgl. Randnummer 79 des Leitfadens). Künstlich überhöhte Preise, die nicht Ergebnis der freien Preisbildung und tatsächlichen Wettbewerbssituation sind, sondern durch Marktmanipulation herbeigeführt wurden, sind allerdings gemäß den Vorgaben der Verordnung (EU) Nr. 1227/2011 (REMIT) verboten.

2. Are there any formal or informal rules or requirements that limit generators' ability to freely price their offers in wholesale markets?

Nein, es gibt auf dem deutschen Stromgroßhandelsmarkt keinerlei Regeln oder Vorgaben, die die Stromerzeuger hinsichtlich der Preisabgabe einschränken würden. In dem unter Frage 1 aufgeführten Leitfaden von BNetzA und Bundeskartellamt wird explizit darauf hingewiesen, dass weder die REMIT noch die deutschen Marktregeln oder regulatorische Vorgaben spezifische Vorgaben bezüglich der Gebotsabgabe bei Auktionen oder dem kontinuierlichen Handel machen. Auch gibt es keine Andienungspflicht in einem bestimmten Marktsegment (Vgl. Randnummer 82 des Leitfadens).

3. Are there any rules or provisions which require the TSO to release generation reserves to the market when market prices rise above certain thresholds?

In Deutschland gibt es keine derartigen Regelungen. Die Kapazitätsreserve darf erst zum Einsatz kommen, wenn es an der Strombörse keine Markträumung gibt. Auch für den Einsatz der Netzreserve gilt der Grundsatz, dass zunächst alle marktlichen Maßnahmen ergriffen worden sein müssen, bevor die Reserve zum Einsatz kommen darf.

4. Are there currently any capacity mechanisms (i.e. in the form of reserves)? If yes, please elaborate on how they work?

Die deutsche Kapazitätsreserve hat am 1. Oktober 2020 ihren Einsatz mit einem Umfang von zunächst rund 1 Gigawatt (GW) begonnen. Sie ist strikt vom Strommarkt getrennt und stellt ein Sicherheitsnetz für unvorhersehbare bzw. seltene und außergewöhnliche Extremereignisse dar. Sie kommt demnach ausschließlich zum Einsatz, wenn trotz freier Preisbildung an der Strombörse kein ausreichendes Angebot existiert, um einen Ausgleich zwischen Angebot und Nachfrage zu ermöglichen. Dazu werden Erzeugungskapazitäten zusätzlich zu den bestehenden Erzeugungsanlagen außerhalb des Strommarktes vorgehalten und bei Bedarf eingesetzt. Im Unterschied zu einem "Kapazitätsmarkt" umfasst eine solche Kapazitätsreserve also nur Kraftwerke, die nicht am Strommarkt teilnehmen. Dadurch wird sichergestellt, dass der Wettbewerb und die Preisbildung am Strommarkt nicht beeinflusst werden.

Im Detail sind Übertragungsnetzbetreiber laut §13e Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) und Kapazitätsreserveverordnung verpflichtet Reserveleistung vorzuhalten, um im Fall einer Gefährdung oder Störung der Sicherheit oder Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems Leistungsbilanzdefizite im deutschen Netzregelverbund auszugleichen. Die Anlagen der Kapazitätsreserve speisen ausschließlich auf Anforderung der Betreiber von Übertragungsnetzen ein, sofern es am Day-Ahead und Intra-Day Handel keine Markträumung, d.h. keinen Ausgleich von Angebot und Nachfrage an den Strommärkten gab. Die Kapazitätsreserve wird nachrangig zu Maßnahmen nach §13 Abs. 1 eingesetzt. Das bedeutet, dass alle netz- und marktbezogenen Maßnahmen ausgeschöpft sein müssen, bevor die Kapazitätsreserve abgerufen werden darf. Dadurch wird die freie Preisbildung an den Strommärkten, Regelenergiemärkten aber auch in OTC-Geschäften nicht beeinflusst.

Die Bildung der Kapazitätsreserve erfolgt stets im Rahmen eines wettbewerblichen Ausschreibungsverfahrens, in dem die jährliche Vergütung für die Vorhaltung der Anlagen ermittelt wird. Die Betreiber von Anlagen, die in der Kapazitätsreserve gebunden sind, dürfen die Leistung oder Arbeit dieser Anlagen weder ganz noch teilweise auf den Strommärkten veräußern (Vermarktungsverbot). Zudem müssen diese Anlagen endgültig stilllegen, sobald die Anlagen nicht mehr in der Kapazitätsreserve gebunden sind (Rückkehrverbot in den Strommarkt). Die Europäische Kommission hat die Kapazitätsreserve per Beschluss vom 7.2.2018 (SA.45852) beihilferechtlich genehmigt, und zwar während dreier aufeinanderfolgender Erbringungszeiträume bis zum 30. September 2025.

Section 2 - Balancing markets

5. What incentives do balancing responsible parties have to reduce their imbalances (or help the overall system to be in balance)?

Die Beschlüsse der BNetzA (BK6-12-024 vom 25.10.2012 BK6-19-217 vom 11.12.2019, BK6-19-552 vom 11.05.2020 und BK6-20-345 vom 11.05.2021) regeln die Berechnungsgrundlagen des deutschen regelzonenübergreifenden einheitlichen Bilanzausgleichsenergiepreises (reBAP). Der Ausgleichsenergiepreis ist immer mindestens so teuer wie der Intraday-Preisindex. Dadurch wird sichergestellt, dass Bilanzkreisverantwortliche einen ökonomischen Anreiz haben, Ihnen bekannte Ungleichgewichte in ihren Bilanzkreisen selbst durch Stromhandelsgeschäfte am Intraday-Markt zu bewirtschaften und nicht mit einem unausgeglichenen Bilanzkreis in die Ausgleichsenergie zu laufen, d.h. Ausgleichsenergie in Anspruch nehmen zu müssen. Im Jahr 2020 erfolgte eine Anpassung dieser Anreizkomponente des Ausgleichsenergiepreises. Seitdem wird der Intraday-

Preisindex „ID-AEP“ verwendet. Der ID-AEP wird von den ÜNB für jede Viertelstunde berechnet und entspricht dem mengengewichteten Durchschnittspreis aus den vor Handelsschluss im kontinuierlichen börslichen Intraday-Handel zuletzt getätigten Stromhandelsgeschäften mit einem Gesamthandelsvolumen von 500 MW. Außerdem wird ein Zu- bzw. Abschlag in Höhe von 25% oder wenigstens 10€/MWh auf den ID-AEP angewendet, um Arbitrage gegen den Ausgleichsenergiepreis in den allermeisten Fällen ausschließen zu können. Zusätzlich dazu wird eine Knappheitskomponente auf den ID-AEP aufgeschlagen, sobald der Saldo des deutschen Netzregelverbunds (NRV) 80 % der vorgehaltenen Regelleistung erreicht. Die Regelung zur Knappheitskomponente wurde im Mai 2021 dahingehend überarbeitet, dass der Aufschlag nicht mehr in Form eines vordefinierten Betrages erfolgt, da sich dessen Vorhersehbarkeit als problematisch erwiesen hat. Der Aufschlagsbetrag wird nun über eine spezielle Exponentialfunktion bestimmt, d.h. je höher der Saldo des Netzregelverbundes über die 80 % steigt, desto stärker steigt der Betrag der Knappheitskomponente an. Dabei werden in dieser Funktion neben der vorgehaltenen Regelleistung zusätzlich die kontrahierten abschaltbaren Lasten sowie die kontrahierte Kapazitätsreserve berücksichtigt. Mit der so überarbeiteten Knappheitskomponente soll der Anreiz für die BKV weiter gestärkt werden, ihre Bilanzkreise auch in Zeiten hoher Intraday-Preise ausgeglichen zu bewirtschaften.

6. Are all market participants exposed to the TSO’s imbalance settlement rules? Are the terms/rules of the imbalance settlement the same for all balance responsible parties?

Jeder Bilanzkreisverantwortliche, der einen Bilanzkreisvertrag mit den ÜNB hat, unterliegt denselben Abrechnungsregeln für Bilanzkreisabweichungen. In Ausnahmefällen übernehmen die ÜNB die Vermarktung der EE-Einspeisung von Anlagen in der Einspeisevergütung – in diesen Fällen übernimmt der ÜNB die Rolle des Bilanzkreisverantwortlichen und unterliegt ebenfalls denselben Abrechnungsregeln für Bilanzkreisabweichungen.

7. How are the costs for procuring balancing services translated in imbalance settlement prices?

Die Abrechnung der Kosten der aktivierten Regelenergie (Kosten für Sekundär- und Minutenreservearbeit sowie ggf. von den ÜNB ergriffene Zusatzmaßnahmen) erfolgt nach dem Verursacherprinzip. Verursacher von Bilanzungleichgewichten im Netz müssen den Ausgleichsenergiepreis an die ÜNB zahlen. Bilanzkreisverantwortliche, die Ungleichgewichte im Netz ausgeglichen haben, erhalten eine Vergütung in Form des Ausgleichsenergiepreises vom ÜNB (symmetrischer Ausgleichsenergiepreis). Die Kosten der Regelleistungsvorhaltung werden über die Netznutzungsentgelte abgerechnet und gehen nicht in den Ausgleichsenergiepreis ein.

8. Are the full costs of balancing actions attributed to the balance responsible parties though the imbalance settlement price?

Bis auf die Kosten der Regelleistungsvorhaltung, die über die Netznutzungsentgelte verrechnet werden, werden alle Kosten für den Systembilanzausgleich über den Ausgleichsenergiepreis mit den Bilanzkreisverantwortlichen abgerechnet.

9. Has the Member State considered introducing an administrative scarcity pricing mechanism as referred to in Article 44(3) of EBGL?

Nein, Deutschland erwägt keinen solchen Mechanismus.
Unabhängig davon gibt es in DEU für den Ausgleichsenergiepreis eine zusätzliche Anreizkomponente (Börsenpreiskopplung) sowie eine Knappheitskomponente, basierend auf der

ACER-Entscheidung 18/2020 zur Harmonisierung der wichtigsten Merkmale der Abrechnung von Bilanzkreisabweichungen, nach der die ÜNB zusätzliche Komponenten für die Berechnung des Ausgleichsenergiepreises vorschlagen können. Siehe dazu auch Antwort auf Frage 5.

10. How is the imbalance settlement price calculated for a balancing period in which the TSO has to disconnect one or more consumers involuntarily?

Spezielle Regelungen für die Abrechnung von Ausgleichsenergie für Abrechnungszeiträume, in denen die Marktaktivitäten ausgesetzt wurden, sind von den ÜNB gemäß Art. 39 Abs. 1 der Verordnung (EU) 2017/2196 (E&R-VO) entwickelt und durch die BNetzA im Rahmen des Beschlusses BK6-18-289 vom 04.08.2020 genehmigt worden. Die Bestimmungen für die Abrechnung regeln unter anderem, dass sämtliche Einspeisungen, die im Falle einer Aussetzung der Marktaktivitäten auf Anforderung der ÜNB durch die Anlagenbetreiber eingespeist werden, als Regelenergie im Sinne von § 8 Abs. 2 StromNZV anzusehen sind. Weiterhin werden u.a. die Vergütungsansprüche für die betroffenen, von den ÜNB angewiesenen Anlagenbetreiber sowie die Pflicht der Netzbetreiber zur Bilanzierung und Zuordnung der betreffenden Energiemengen auf Bilanzkreise geregelt. Der Beschluss der BNetzA umfasst ebenfalls die Voraussetzungen und die Verfahren zum Aussetzen und zur Wiederaufnahme von Marktaktivitäten sowie dazugehörige Kommunikationsverfahren für die betroffenen Akteure.

11. What is the estimated value of lost load in the Member State? Please provide a copy of any study providing a basis for this estimate.

Die neuesten verfügbaren Values of Lost Load (VoLL, Werte der Zahlungsbereitschaft für die Beibehaltung der Stromversorgung) für Deutschland lauten wie folgt:

a. Errechnung im Rahmen des Qualitätselementes – VoLL für 2019 (BNetzA): 12.380 €/MWh
b. ACER-Studie von 2018[20], Werte für Deutschland: 12.410 €/MWh bei Haushaltskunden, 330-8.550 €/MWh bei Industriekunden (niedrigster Wert Metallbranche, höchster Wert Dienstleistungssektor)

Der VoLL wurde zudem im Laufe des Jahres 2021 gemeinsam mit Luxemburg zwecks Findung des Zuverlässigkeitsstandards gemäß Art. 25 der Elektrizitätsbinnenmarktverordnung 2019/943 mit 12.240 €/MWh für die gemeinsame Gebotszone ermittelt.

12. Are balancing reserves procured through a competitive process? Does the TSO procure (a portion of) its balancing reserves close to real time (day-ahead)?

Ja, für die Reservequalitäten Primärregelleistung (FCR), Sekundärregelleistung (aFRR) und Minutenreserveleistung (mFRR) gibt es in Deutschland Regelleistungsmärkte, an denen die ÜNB ihre Regelleistungsbedarfe ausschreiben und alle präqualifizierten Regelenergieanbieter mit ihren Geboten an diesen Ausschreibungen teilnehmen können. Die Ausschreibungen enden einen Tag vor dem Liefertag, d. h. D-1. Seit November 2020 bietet der Regelarbeitsmarkt in Deutschland darüber hinaus eine zusätzliche Möglichkeit für Regelenergieanbieter, die in der Regelleistungsausschreibung nicht bezuschlagt wurden, Gebote für Regelenergie

[20] Study on the Estimation of the Value of Lost Load of Electricity Supply in Europe, CEPA im Auftrag von ACER, Final Report, 6. Juli 2018: https://www.acer.europa.eu/en/Electricity/Infrastructure_and_network%20development/Infrastructure/Documents/CEPA%20study%20on%20the%20Value%20of%20Lost%20Load%20in%20the%20electricity%20supply.pdf

(Sekundärregelarbeit und Minutenreservearbeit) abzugeben. Auf dem Regelarbeitsmarkt werden täglich sechs Produktscheiben à vier Stunden ausgeschrieben. Der Markt schließt jeweils eine Stunde vor Beginn der Produktscheibe.

13. Can demand side participants provide balancing services?

Wenn nachfrageseitig ein Anbieter die Präqualifizierung für ein Regelenergieprodukt erfolgreich bestanden hat, kann er an den Regelreservemärkten teilnehmen.

14. Are there any formal or informal rules or requirements that limit generators' ability to freely price their offers in balancing markets?

Für Regelarbeit gibt es derzeit eine technische Gebotsobergrenze in Höhe von 9.999,99 €/MWh. Darüber hinaus existieren keine weiteren Einschränkungen.

Section 3 - Demand-side response

15. Are all types of demand-side response eligible to participate in the wholesale electricity markets (including day-ahead and intraday) as well as the balancing/ ancillary services markets?

Ja, sofern die Demand Side Response Anbieter die Voraussetzungen des jeweiligen Marktes erfüllen (bspw. die Präqualifikationsanforderungen der ÜNB für die Teilnahme an den Regelreservemärkten erfüllen), können sie an den Märkten teilnehmen.

16. Can demand-side response participate in markets both via individual players and via aggregators?

In den Regelungen zur Teilnahme von Demand Side Response an verschiedenen bestehenden Märkten wird nicht zwischen einer direkten Teilnahme oder einer Teilnahme über Aggregatoren unterschieden. Eine Teilnahme ist folglich direkt und durch Aggregatoren möglich, wenn die Präqualifikationsbedingungen des jeweiligen Marktes bzw. die jeweiligen Vertragsbedingungen der betroffenen Marktteilnehmer durch den DSR-Erbringer erfüllt werden. Mit der Umsetzung der Strombinnenmarkt-Richtlinie (BMRL) in deutsches Recht erweitern sich die Möglichkeiten für Aggregatoren.

17. Are there any exemptions from network or energy-related costs as well as surcharges (RES, CHP, capacity mechanisms, etc) for specific classes of consumers which might affect demand response incentives?

Verbraucher unterliegen beim Strombezug ggf. differenzierten Pflichten zur Zahlung von Systemkosten durch Umlagen oder Entgelte. Spezifische Hindernisse für eine Tätigkeit auf dem Strommarkt ergeben sich daraus in der Regel nicht. Ein Sonderfall sind gewerbliche und industrielle Verbraucher: sie können bei netzdienlichem Verhalten reduzierte Netzentgelte vereinbaren. Das entsprechende netzdienliche Verhalten kann dazu führen, dass diese Verbraucher ihren Verbrauch in erster Linie auf den Erhalt der Netzentgeltreduktion durch netzdienliches Verhalten ausrichten.

Die reduzierten Netzentgelte werden durch § 19 Absatz 2 Satz 1 und 2 Stromnetzentgeltverordnung (StromNEV) geregelt. Voraussetzung für den Erhalt eines

individuellen Netzentgelts nach § 19 Absatz 2 Satz 1 StromNEV ist, dass der Höchstlastbeitrag des Letztverbrauchers vorhersehbar erheblich von der zeitgleichen Jahreshöchstlast aller Entnahmen aus dieser Netz- oder Umspannebene abweicht. Voraussetzung für den Erhalt eines individuellen Netzentgelts nach § 19 Absatz 2 Satz 2 StromNEV ist, dass die Stromabnahme des Letztverbrauchers aus dem Netz der allgemeinen Versorgung für den eigenen Verbrauch an einer Abnahmestelle pro Kalenderjahr sowohl die Benutzungsstundenzahl von mindestens 7000 Stunden im Jahr erreicht, als auch den Stromverbrauch an dieser Abnahmestelle pro Kalenderjahr 10 GWh übersteigt.

18. What percentage of customers is provided with smart meters (please specify it separately for the following groups of customers: a) households, b) business customers, c) industrial users)

Der Rollout intelligenter Messsysteme (smart meter) und moderner Messeinrichtungen wird in Deutschland durch das Messstellenbetriebsgesetz (MsbG) gesetzlich geregelt. Nach § 29 MsbG müssen Verbraucher ab einem Durchschnittverbrauch von 6.000 kWh/a, Erneuerbare-Energie- und KWK-Anlagen ab 7 kW installierter Leistung mit einem intelligenten Messsystem ausgestattet werden, sobald dies nach § 30 MsbG technisch möglich und nach § 31 MsbG wirtschaftlich vertretbar ist.
Am 24. Februar 2020 wurde durch die Feststellung der technischen Möglichkeit nach § 30 MsbG, der sogenannten Markterklärung durch das Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik (BSI), der flächendeckende und verpflichtende Rollout intelligenter Messsysteme für Letztverbraucher mit einem durchschnittlichen Jahresverbrauch zwischen 6.000 bis 100.000 kWh vorgeschrieben. In dieser Gruppe sind ca. 2,1 Mio. Messlokationen und damit ca. 5 % aller Verbrauchsstellen betroffen.

Grundzuständige Messstellenbetreiber, in der Regel die Verteilernetzbetreiber, müssen innerhalb von drei Jahren 10% sowie innerhalb von acht Jahren nach der Markterklärung 100% der freigegebenen Einbaugruppen mit intelligenten Messsystemen ausstatten. Der Einbau intelligenter Messsysteme konnte grundsätzlich bereits mit der Zertifizierung eines ersten Smart Meter Gateway durch das BSI am 12. Dezember 2018 starten.

Die BNetzA hat im Monitoring-Bericht für das Berichtsjahr 2020 ca. 27.600 intelligente Messsysteme deutschlandweit erfasst. In allen genannten Einbaugruppen (households, business customers, industrial users) liegt der Prozentsatz daher unter 20%.
Für andere Einbaugruppen, wie z.B. Erneuerbare Erzeuger oder flexible Verbraucher, bestehen ebenfalls gesetzliche Einbauverpflichtungen. Die Freigabe dieser Einbaugruppen durch eine Markterklärung ist aber bisher noch nicht erfolgt.

a. 90%+ b. 70-90%
c. 40-70% d. 20-40%
e. **Less than 20%**

19. Are all the smart meters capable of metering and transmitting at least hourly metering values and do data management systems enable suppliers to settle customers on the basis of at least hourly metering values (i.e. against at least hourly spot market prices, for the purpose of dynamic pricing)?

Der Einsatzbereich intelligenter Messsysteme beschränkt sich nicht nur auf die Erfassung und Übermittlung von Zählerständen zu Abrechnungszwecken, sondern wurde als zentrale Komponente des intelligenten Energiesystems konzipiert und soll als Plattform für eine Vielzahl von Dienstleistungen und Mehrwerten in den Bereichen Smart Metering /Sub-Metering, Smart Grid, Smart Mobility, Smart Home/Smart Building und Smart Services dienen. In einem stufenweisen Ansatz werden alle energiewenderelevanten Anwendungsfälle in den nächsten Jahren flächendeckend ausgerollt.

Die aktuell zertifizierten Geräte ermöglichen unter anderem die Erfassung des tatsächlichen Energieverbrauchs und der tatsächlichen Nutzungszeit, die Verbrauchsvisualisierung, innovative Tarife, die Bereitstellung von Zählerstandsgängen in 15-minütiger Auflösung und die spartenübergreifende Messung für den Gas-, Wasser- und Heizwärmeverbrauch. Weitere Anwendungsfälle, wie z.B. aktuell der Abruf der aktuellen Ist-Einspeisung bei Erzeugungsanlagen, die Erhebung und Übermittlung von Netzzustandsdaten und die Steuerung angeschlossener Anlagen, werden durch ein Softwareupdate ohne Geräteaustausch nach einer erfolgreichen Zertifizierung implementiert.

Tarife mit dynamischen Preisen, die zum Beispiel den Preis auf dem Day-Ahead-Markt widerspiegeln, sind bislang bei nur zwei Anbietern verfügbar. Sowohl der laufende Rollout intelligenter Messsysteme als auch die weitere Förderung dynamischer Verträge durch zum Beispiel europäische Vorgaben, werden dieses Marktsegment in Zukunft stärken. Der aktuelle Stand des Rollouts lässt zur Entwicklung von dynamischen Tarifen noch keine Vorhersage ableiten.

20. Do customers in the retail market have access to a dynamic price contract linked to wholesale spot market prices?

§ 41a Absatz 1 EnWG sieht vor, dass Lieferanten, soweit technisch machbar und wirtschaftlich zumutbar, für Letztverbraucher von Elektrizität einen Tarif anzubieten haben, der einen Anreiz zu Energieeinsparung oder Steuerung des Energieverbrauchs setzt. Solche Tarife sind insbesondere lastvariable oder tageszeitabhängige Tarife. Verträge mit dynamischen Stromtarifen, die die Preisschwankungen auf dem Day-Ahead-Markt in Intervallen widerspiegeln, waren bislang in Deutschland schon möglich, wurden jedoch nur selten angeboten. Mit der Umsetzung der Richtlinie (EU) 2019/944 wurde für Letztverbraucher in Deutschland ein flächendeckendes Angebot von Verträgen mit dynamischen Stromtarifen geschaffen. § 41a Absatz 2 EnWG regelt, dass Stromlieferanten, die zum 31. Dezember eines Jahres mehr als 200 000 Letztverbraucher beliefern, im Folgejahr verpflichtet sind, den Abschluss eines Stromliefervertrages mit dynamischen Tarifen für Letztverbraucher anzubieten, die über ein intelligentes Messsystem im Sinne des Messstellenbetriebsgesetzes verfügen. Ab dem 1. Januar 2022 gilt die Verpflichtung für alle Stromlieferanten, die zum 31. Dezember eines Jahres mehr als 100 000 Letztverbraucher beliefern, und ab dem 1. Januar 2025 für alle Stromlieferanten, die bis zum 31. Dezember eines Jahres mehr als 50 000 Letztverbraucher beliefern. Mit dem weiteren Rollout von intelligenten Messsystemen in Deutschland kann dies zukünftig zu einem Anstieg der Zahl solcher Vertragsabschlüsse führen, sodass dann für mehr Kunden der Anreiz besteht, ihr Strombezugsverhalten wegen der möglichen Ersparnisse an die Marktsituation anzupassen

Section 4 - Retail Markets: Regulated prices

Does the Member State have a system of regulated electricity prices for final customers? (If yes, see questions 21-29)

Nein, in Deutschland gibt es keine Strompreisregulierung (die Antworten auf Fragen 21 bis 29 entfallen). Ende der 1990er Jahre wurde die Energieversorgung in Deutschland liberalisiert. Seitdem hat sich der Wettbewerb auf den Strommärkten kontinuierlich belebt. Auf den verschiedenen Marktstufen der Energieerzeugung, des Energiehandels und des Energievertriebs besteht heute in aller Regel ein wettbewerbliches Umfeld. Verbraucher können aus zahlreichen Angeboten verschiedener Energieversorger wählen. Insgesamt waren im Jahr 2020 mindestens 1.440 Unternehmen als Elektrizitätslieferanten in Deutschland tätig. Die für Endkunden bestehende Option zum Lieferantenwechsel ermöglicht es den Endkunden, ihre Stromkosten zu senken und belebt den Wettbewerb auf dem Endkundenmarkt. Im Rahmen des Energiemonitorings verfolgt das Bundeskartellamt gemeinsam mit der BNetzA die Entwicklungen auf den Strommärkten. Die Monitoringaufgaben des Bundeskartellamtes umfassen gemäß §48 Absatz 3 GWB insbesondere den Grad der Transparenz, auch der Großhandelspreise, sowie den Grad und die Wirksamkeit der Marktöffnung und den Umfang des Wettbewerbs auf Großhandels- und Endkundenebene sowie an Energiebörsen. Die Ergebnisse des Monitorings veröffentlichen BNetzA und Bundeskartellamt jährlich in einem Bericht.

Section 5- Interconnection

30. Has the Member State developed interconnection with the view to reaching at least its interconnection targets as referred in point (d) of Article 4 of Regulation (EU) 2018/1999?

Bis 2030 sollen in jedem Mitgliedstaat so viele grenzüberschreitende Leitungen vorhanden sein, dass die in der Verordnung geforderten Kriterien eingehalten werden. So dürfen die Unterschiede bei den Großhandelspreisen zwischen den Mitgliedstaaten nicht zu hoch sein und die Übertragungskapazität der Verbindungsleitungen darf einen bestimmten Anteil an der Spitzenlast und der installierten Erzeugungskapazität aus Erneuerbaren Energien nicht unterschreiten. Deutschland betreibt bereits heute Interkonnektoren mit allen Nachbarstaaten und wird seine Interkonnektorkapazität noch erheblich ausbauen. Das europäische 2030-Ziel für den Verbundgrad wird Deutschland erreichen, wenn die im Energieleitungsausbaugesetz und Bundesbedarfsplangesetz vorgesehenen Interkonnektoren wie geplant bis dahin in Betrieb sind. Demnach wird Deutschland seine grenzüberschreitende Transportkapazität bis 2030 um über 50% gegenüber 2019 erhöhen.

31. Please describe the amount of interconnection capacities available for trading from and to the Member State and their current utilization

Deutschland hat einen Aktionsplan verabschiedet und setzt somit die Vorgaben des „Saubere Energie für alle Europäer"-Paket entlang eines linearen Anstiegspfads um. Demnach werden bis Ende 2025 alle Interkonnektoren schrittweise mindestens zu 70% für den Handel geöffnet („linear trajectory" gem. Art. 15 VO (EU) 2019/943). An den Grenzen mit netzflussbasierter Berechnung der Handelskapazitäten (Flow based market coupling) werden zu diesem Zweck entsprechende MinRAM-Werte für Interkonnektoren und interne Leitungen verwendet. Den Weg von 2020 bis Ende 2025 zeichnet der eingangs erwähnte lineare Pfad. Die Startwerte für die Core Region für das Jahr 2020 wurden mit 11,5% berechnet, gleichzeitig gilt jedoch in der CWE Region weiterhin und seit Beginn des linearen Pfades die 20% minRAM Vorgabe. Für die Hansa Region galten 2020

folgende Startwerte: DE-DK1 24% (TenneT Commitment gilt weiterhin) und DE-SE4 41%. DE-DK2 hat bereits vor den Vorgaben des CEP die Anforderungen erfüllt und demnach fällt diese Grenze nicht unter den Aktionsplan. Für die Verbindung Kriegers Flak Combined Grid Solution zwischen DE-DK2 gilt eine Ausnahmeregelung der KOM für den 70%-Wert. Für DE-NO2 wird ab 2021 eine Mindestkapazität von 12% angewandt. Das Monitoring der durch die ÜNB bereit gestellten Kapazitäten erfolgt durch die BNetzA auf jährlicher Basis (2021 wird der erste Bericht über das Kalenderjahr 2020 erstellt.)

32. Are there currently administrative import and/or export restrictions on interconnectors limiting trade with neighbouring countries? If yes, please explain what is the impact of such restrictions on the market.

Nein, Deutschland wendet keine Import-/Exportbeschränkungen an.

33. Are there any internal network congestions? What is the annual cost of redispatching/ countertrading in the Member State? Are there planned or ongoing network reinforcement measures?

Als Grundlage für den Aktionsplan nach Art. 15 VO (EU) 2019/943 haben die ÜNB am 4. Juli 2019 einen Engpassbericht (https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/BK04/BK4_91_Weiteres/Engpassbericht/190704_4_UENB_Engpassbericht_final_BA.pdf?__blob=publicationFile&v=3) eingereicht, der am 28. November 2019 von der BNetzA genehmigt und veröffentlicht wurde. Der Engpassbericht zeigt auf, dass eine sofortige Anwendung der 70% Vorgabe des CEP zu strukturellen Engpässen gem. Art. 14 Abs. 7 VO (EU) 2019/943 im deutschen Netz geführt hätte. Der aktuelle Quartalsbericht „Netz- und Systemsicherheit - Gesamtes Jahr 2020“ der BNetzA ist hier zu finden: https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Mediathek/Berichte/2020/Quartalszahlen_Gesamtjahr_2020.pdf;jsessionid=5FE42B3984577A926D626C2935260C9A?__blob=publicationFile&v=3

Die folgende Tabelle im aktuellen Quartalsbericht listet die strombedingten Redispatchmaßnahmen auf den am stärksten betroffenen Netzelementen für das Jahr 2020 auf. Die Nummerierung der in Tabelle dargestellten Netzelemente ist nicht als Rangfolge zu verstehen, da sich aufgrund der nicht dargestellten Maßnahmen aus den Vorab-Maßnahmen der vier deutschen ÜNB eine Verschiebung der Mengen ergeben würde. Vielmehr dient die Nummerierung der Identifizierung von Netzelementen in der Karte, welche die kritischen Netzelemente (Anzahl der Stunden je Leitung mindestens 50) ihrer jeweiligen geographischen Lage zuordnet.

Strombedingte Redispatchmaßnahmen* auf den am stärksten betroffenen Netzelementen im Jahr 2020

Nr.	Betroffenes Netzelement	Regelzone	Dauer (in Std.)	Menge Einspeise-reduzierungen (in GWh)	Menge Einspeise-erhöhung (in GWh)
1	Dollern-Sottrum	TenneT	1264	751	746

2	Altheim (Altheim-Sittling, Altheim-Simbach-Sankt Peter (AT))	TenneT	955	420	419
3	Landesbergen (Landesbergen-Wechold-Sottrum)	TenneT	322	163	162
4	Stromkreis Lehrte - Mehrum	TenneT	303	32	31
5	Mecklar - Dipperz	TenneT	246	94	92
6	Gebiet Daxlanden (Daxlanden-Maximiliansau-Goldgrund, Daxlanden-Weingarten)	TransnetBW/Amprion	215	52	53
7	Dipperz - Großkrotzenburg	TenneT	204	71	71
8	Ovenstädt-Bechterdissen (Ovenstädt-Eickum-Bechterdissen)	TenneT	166	44	44
9	Dörpen (Dörpen-Niederlangen-Meppen-Hanekenfähr)	TenneT/Amprion	131	35	34
10	Kontek (DK - Insel Seeland)	50Hertz	129	8	8
11	Leitung Neuenhagen - Vierraden - Pasewalk	50Hertz	124	34	34
12	Stromkreis Borken - Waldeck - Twistetal	TenneT	116	56	56
13	Stromkreis Bergshausen - Borken	TenneT	109	31	31
14	Stromkreis Pleinting - Sankt Peter/APG	TenneT	97	43	43
15	Stromkreis Landesbergen - Ovenstädt	TenneT	78	43	42
16	Bürstadt-Lambsheim	Amprion	76	20	20
17	Sottrum - Huntorf - Conneforde	TenneT	73	23	21
18	Leitung Krümmel - Hamburg	50Hertz/TenneT	58	23	23
19	Audorf - Flensburg	TenneT	57	17	17

* Die Zuordnung zu einzelnen Netzelementen erfolgt nur für Einzelüberlastungsmaßnahmen und nicht für Maßnahmen, die im Rahmen der 4-ÜNB Optimierung angefordert werden.

Quelle: Monitoring Energie
Bundesnetzagentur

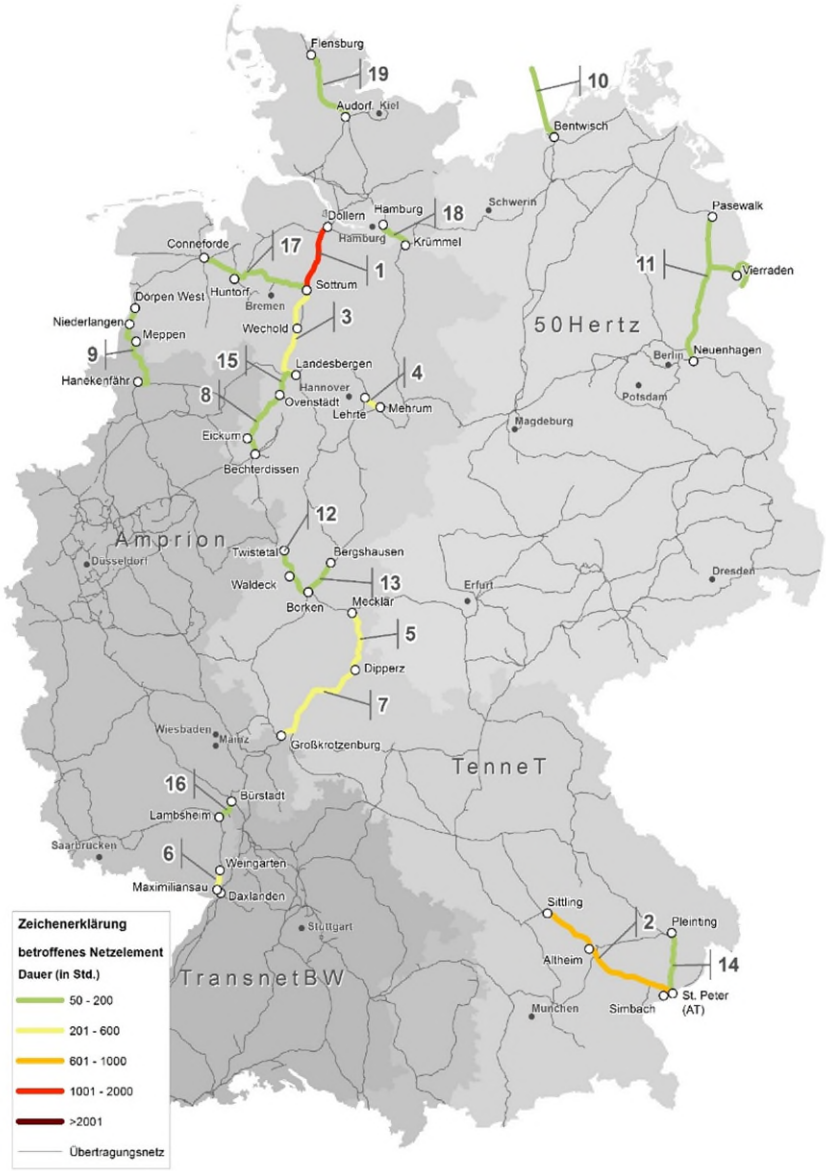


Abbildung 12: Monitoring Energie Bundesnetzagentur

Neben den strombedingten Redispatchmaßnahmen wurden im Gesamtjahr 2020 spannungsbedingte Redispatchmaßnahmen von insgesamt etwa 2.925 GWh gemeldet. Das Gegengeschäft wird für spannungsbedingte Maßnahmen über die Börse abgewickelt. Der Bedarf an spannungsbedingtem Redispatch ist im Vergleich zum Vorjahr auf einem erhöhten Niveau (2019: 1.792 GWh). Eine genaue Aufteilung der betroffenen Netzelemente und Netzgebiete kann der folgenden Tabelle entnommen werden.

Spannungsbedingte Redispatchmaßnahmen im Jahr 2020[1]

Netzgebiet	Dauer in Std.	Menge getätigte Maßnahmen in GWh
Regelzone TenneT	**4138**	**1.529**

davon Netzgebiet Oberbayern (Spannung)	1393	454
davon Dipperz - Großkrotzenburg	1247	552
davon Netzgebiet Ovenstädt-Bechterdissen-Borken (Spannung)	1217	455
davon Mehrum-Grohnde-Borken	174	34
davon Borken/Gießen	81	26
davon Conneforde	16	7
davon Netzgebiet Lehrte-Helmstedt-Krümmel (Spannung)	07	1
davon Göttingen-Hardegsen-Erzhausen-Lehrte	01	4
Regelzone TransnetBW	**1253**	**574**
davon Netzgebiet Altbach Daxlanden	942	444
davon Mittlerer Neckar, Obere Rheinschiene	310	130
Regelzone 50Hertz	**782**	**690**
Regelzone Amprion	**313**	**132**
davon ohne Angabe eines Netzgebiets	233	104
davon Mittelbexbach	80	28

1) Da sich spannungsbedingte Redispatchmaßnahmen auf räumlich größere Netzregionen (und nicht auf einzelne Leitungen bzw. Umspannwerke) beziehen, wird aus Darstellungsgründen auf eine Übersichtskarte verzichtet.
Quelle: Monitoring Energie
Bundesnetzagentur

Die folgende Tabelle fasst die Kosten der wesentlichen Maßnahmen zwischen 2017 und 2020 zusammen. Es handelt sich teilweise um vorläufige Kostenschätzungen und Entschädigungsansprüche, die fortlaufenden Aktualisierungen unterliegen.

Elektrizität: Netzengpassmanagementmaßnahmen

		2017	2018	2019	2020
Redispatch					
Kostenschätzung [1] Redispatch	in Mio. Euro	392	388	227	221
Kostenschätzung Countertrading	in Mio. Euro	29	37	64	134
Netzreservekraftwerke					
Kostenschätzung Abruf	in Mio. Euro	184	137	82	88
Jährliche Vorhaltekosten [2]	in Mio. Euro	296	279	197	195
EinsMan					
Schätzung Entschädigungen	in Mio. Euro	610	635	710	761

[1] Kostenschätzung ÜNB auf Basis von Ist-Maßnahmen inkl. Kosten für Rem. Actions.

[2] zzgl. weiterer abrufunabhängiger Kosten

Quelle: Monitoring der BNetzA 2020

Im Rahmen des Netzentwicklungsplans werden Maßnahmen zur Optimierung, Verstärkung und zum Ausbau des Übertragungsnetzes ermittelt, die benötigt werden, um einen sicheren und zuverlässigen Netzbetrieb zu gewährleisten. Dies erfolgt unter Berücksichtigung der zukünftigen Stromerzeugung und ihrer räumlichen Verteilung sowie unter Berücksichtigung des zukünftigen Energiebedarfs. Der aktuelle Netzentwicklungsplan kann abgerufen werden unter: https://data.netzausbau.de/2030-2019/NEP/NEP2019-2030_Bestaetigung.pdf