



Bundesministerium
für Wirtschaft
und Energie

Mitteilung

des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie

an die Europäische Kommission

über die Freistellung gemäß Artikel 12 Abs. 3
der

Verordnung (EU) 2019/943

des europäischen Parlaments und des Rates
vom 5. Juni 2019

über den Elektrizitätsbinnenmarkt
(EU-StrommarktVO)

Berlin, Dezember 2019

Verfasser:

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie
Scharnhorststr. 34-37
10115 Berlin
Postanschrift: 11019 Berlin
Telefon: +49 (0)30- 18 615 0
Telefax: +49 (0)30- 18 615 7010

Die vorliegende Mitteilung dient dazu, die Pflichten der Bundesrepublik Deutschland gegenüber der Europäischen Kommission nach Artikel 12 Absatz 3 Satz 1 lit. d) der Verordnung (EU) 2019/943 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 5. Juni 2019 über den Elektrizitätsbinnenmarkt (EU-StrommarktVO) zu erfüllen.

Die Bundesrepublik Deutschland hat beschlossen, auch nach dem Inkrafttreten der EU-StrommarktVO zum 1. Januar 2020 die Möglichkeit in Anspruch zu nehmen, bestimmten kleinen Gesamteinrichtungen zur Stromerzeugung auf Basis erneuerbarer Energiequellen einen vorrangigen Dispatch im Sinne von Artikel 12 Absatz 2 lit. a) EU-StrommarktVO zu gewähren.

Da der Schwellenwert im nationalen Recht von dem Schwellenwert gemäß Artikel 12 Absatz 2 lit. a) EU-StrommarktVO abweicht, ist die vorliegende Mitteilung nebst Begründung erforderlich.

Im Einzelnen:

Artikel 12 der Verordnung (EU) 2019/943 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 5. Juni 2019 über den Elektrizitätsbinnenmarkt (EU-StrommarktVO) regelt ab 1. Januar 2020 unionsweit die Grundsätze und Kriterien für den Einsatz von Gesamteinrichtungen zur Stromerzeugung („Dispatch“).

Nach Artikel 12 Absatz 1 EU-StrommarktVO muss der Dispatch von Gesamteinrichtungen zur Stromerzeugung im Grundsatz diskriminierungsfrei, transparent und, sofern in Artikel 12 Absatz 2 bis 6 EU-StrommarktVO nichts anderes bestimmt ist, marktbasierend erfolgen.

Artikel 12 Absatz 2 lit. a) EU-StrommarktVO sieht von diesem Grundsatz bestimmte Ausnahmen vor:

- Nach Artikel 12 Absatz 2 lit. a) EU-StrommarktVO stellen die Mitgliedstaaten sicher, dass die Netzbetreiber beim Dispatch von Stromerzeugungseinrichtungen — soweit der sichere Betrieb des nationalen Stromsystems es zulässt — auf der Grundlage transparenter und diskriminierungsfreier Kriterien Erzeugungseinrichtungen Vorrang gewähren, in denen erneuerbare Energiequellen genutzt werden und sofern diese Gesamteinrichtungen zur Stromerzeugung Gesamteinrichtungen zur Stromerzeugung sind, in denen erneuerbare Energiequellen genutzt werden und die eine installierte Stromerzeugungskapazität von weniger als 400 kW haben.
- Artikel 12 Absatz 2 lit. a) EU-StrommarktVO regelt damit einen Fall des vorrangigen Dispatchs im Sinne von Artikel 2 Nummer 20 EU-StrommarktVO. Vorrangiger Dispatch ist nach dieser Bestimmung der Einsatz von Kraftwerken auf der Grundlage anderer Kriterien als der wirtschaftlichen Reihung der Gebote, wobei dem Einsatz bestimmter Erzeugungstechnologien Vorrang eingeräumt wird.

In der Bundesrepublik Deutschland wird den Betreibern bestimmter Stromerzeugungsanlagen auf Basis erneuerbarer Energien nach geltendem Recht ein vorrangiger Dispatch im Sinne von Artikel 2 Nummer 20 und Artikel 12 Abs. 2 lit. a) EU-StrommarktVO gewährt:

- Das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) sieht eine Pflicht der Anlagenbetreiber zur Direktvermarktung des erzeugten Stroms mit der Folge, dass der Einsatz der Erzeugungsanlagen vollständig marktbasierend im Sinne von Artikel 12 Absatz 1 EU-StrommarktVO erfolgt, erst ab Überschreitung eines Schwellenwerts von 100 kW installierter Leistung vor. In der Regel findet die Vermarktung von Strom aus erneuerbaren Energien (EE)

insofern im Wege der Direktvermarktung mit Marktprämie am Day-Ahead-Markt statt. Ende September 2019 machte die Direktvermarktung mit rund 65 Prozent den Großteil der gesamten in Deutschland installierten EE-Kapazitäten aus (Quartalsbericht 9/2019 zum Monitoring der Direktvermarktung; Energy Brainpool et al.).

- Kleinere Anlagen mit einer installierten Leistung von bis zu 100 kW, die vom Anlagenbetreiber der Veräußerungsform der Einspeisevergütung zugeordnet werden, unterliegen hinsichtlich der Abnahme und Vermarktung des erzeugten Stroms langjährig etablierten Sonderregelungen, die einen vorrangigen Dispatch im Sinne des Artikel 12 Absatz 2 lit. a) EU-StrommarktVO begründen. Insbesondere wird der Strom aus solchen Anlagen wird von den Anschlussnetzbetreibern – gegen Zahlung der gesetzlich geregelten Einspeisevergütung – kaufmännisch abgenommen und an die vorgelagerten Übertragungsnetzbetreiber zur Vermarktung weitergegeben.

Die Gewährung eines vorrangigen Dispatchs in dem vorangehend dargestellten Umfang entspricht nach Auffassung der Bundesrepublik Deutschland im Grundsatz den unionsrechtlichen Vorgaben und dem Ziel, für Elektrizität aus erneuerbaren Quellen, die in kleinen Gesamteinrichtungen zur Stromerzeugung erzeugt wird, Erleichterungen zu schaffen.

Wie vorangehend dargestellt, liegt der Schwellenwert für die Gewährleistung eines vorrangigen Dispatches nach Artikel 12 Absatz 2 lit. a) EU-StrommarktVO bei einer installierten Leistung von 400 kW, während der vorrangige Dispatch im Sinne des EEG nur für Anlagen bis zu einer installierten Leistung von 100 kW gilt.

In diesem Zusammenhang enthält Artikel 12 Absatz 3 EU-StrommarktVO Regelungen, die den Mitgliedsstaaten die Festlegung eines niedrigeren Schwellenwertes für die Anwendung des vorrangigen Dispatches ermöglichen:

- Nach Artikel 12 Absatz 3 Satz 1 EU-StrommarktVO kann ein Mitgliedsstaat beschließen, eine niedrigere Mindestkapazität als in Artikel 12 Absatz 2 lit. a) EU-StrommarktVO festzulegen.
- Voraussetzung für eine solche Freistellung von Art. 12 Abs. 2 lit. a) EU-StrommarktVO ist, dass die unter Art. 12 Abs. 3 Satz 1 lit. a) bis lit. c) EU-StrommarktVO aufgeführten Bedingungen erfüllt sind, deren Erfüllung im Einzelnen dargelegt und der Kommission mitgeteilt wird (Art. 12 Abs. 3 Satz 1 lit. d) EU-StrommarktVO). Schließlich muss im Freistellungsfall eine Veröffentlichung erfolgen (Art. 12 Abs. 3 Satz 1 lit. e) EU-StrommarktVO).

Vor diesem Hintergrund begründet das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie im Folgenden ausführlich, weshalb die vorgenannten Voraussetzungen in der Bundesrepublik Deutschland erfüllt sind, so dass die Inanspruchnahme der Freistellungsregelung gerechtfertigt ist:

- a) Deutschland verfügt im Strombereich über gut funktionierende Intraday-, und andere Großhandels- und Regelmärkte. Diese sind allen Marktteilnehmern diskriminierungsfrei zugänglich. Deutschland erfüllt damit die Voraussetzung gemäß Artikel 12 Absatz 3 Satz 1 lit. a) EU-StrommarktVO.

Erläuterung:

Der Strommarkt besteht aus verschiedenen Teilmärkten. Strom wird an der Börse und außerbörslich gehandelt. An den Strombörsen können Unternehmen standardisierte Produkte an kurzfristigen Spotmärkten und langfristigen Terminmärkten kaufen und verkaufen. Außerbörslich schließen die Akteure bilaterale, nicht standardisierte Verträge ab („over the counter“). Zusätzlich schreiben die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) Regelleistung aus, um unvorhersehbare Abweichungen zwischen physikalischer Ein- und Ausspeisung auszugleichen und damit die Stromnetzfrequenz zu stabilisieren.

Die Teilmärkte ermöglichen kurz- und langfristigen Stromhandel. Der Spotmarkt besteht aus dem Day-Ahead-Markt und dem Intraday-Markt. Auf dem Day-Ahead-Markt werden Stromlieferungen für den kommenden Tag gehandelt. Auf dem Intraday-Markt für die deutschen Regelzonen können die Marktteilnehmer bis 30 Minuten vor Lieferung Strom handeln; sogar bis 5 Minuten vor Lieferung, sofern der Austausch kontrollzonenintern stattfindet. An den Terminmärkten können Unternehmen Lieferungen mehrere Jahre im Voraus handeln. Die entsprechenden Produkte heißen an der Börse „Futures“. Diese können beispielsweise an der European Energy Exchange (EEX) bis zu sechs Jahre im Voraus gehandelt werden. Außerbörslich wird von „Forwards“ gesprochen. Der Börsenpreis ergibt sich als Schnittpunkt von Angebot und Nachfrage. Auf dem Day-Ahead-Markt werden die Stromlieferungen für den kommenden Tag auktioniert. Anbieter und Nachfrager müssen ihre Gebote jeweils am Vortag bis 12 Uhr abgeben. Je näher der Zeitpunkt der vereinbarten Stromlieferung heranrückt, umso besser können die Marktteilnehmer die tatsächliche Einspeisung und den realen Verbrauch abschätzen. Anschließend ermittelt die Börse den Großhandelspreis für jede Stunde des nächsten Tages und erteilt den Zuschlag für die zum Zuge kommenden Gebote. Der so ermittelte Großhandelspreis ist ein wichtiger Referenzwert für den Strommarkt. Die Day-Ahead-Großhandelspreise der wichtigsten Strombörse EPEX werden u. a. auf der von der Bundesnetzagentur betriebenen Internetplattform für Strommarktdaten www.SMARD.de dargestellt.

Mit Regelenergie gleichen die ÜNB unvorhersehbare Abweichungen zwischen physikalischer Ein- und Ausspeisung aus. Über Ausschreibungen am Regelleistungsmarkt erwerben sie die entsprechenden Kapazitäten und damit die Möglichkeit, Erzeugung oder Verbrauch mit dem Einsatz von Regelenergie kurzfristig anzupassen. Vergütet wird sowohl die Vorhaltung (Leistung) als auch der Einsatz (Arbeit) von Regelenergie.

Im Rahmen seiner Monitoringtätigkeit nach § 63 Abs. 3 EnWG berichten Bundesnetzagentur und Bundeskartellamt jährlich über die Entwicklungsdynamik der Strom- und Gasmärkte in Deutschland. Ziele des Monitorings sind die Herstellung von Markttransparenz sowie die Analyse der Wettbewerbsentwicklung. Die nachfolgenden Darstellungen basieren auf dem Monitoringbericht des Jahres 2019 (www.bundesnetzagentur.de).

1. Spotmärkte

An börslichen Spotmärkten wird Strom am Vortag (sogenannter Day-Ahead) bzw. für den folgenden oder den laufenden Tag (sogenannter Intraday) gehandelt. Die Spotmärkte EPEX SPOT, Nord Pool und EXAA bieten vortäglichen Handel und EPEX und EXAA darüber hinaus auch einen kontinuierlichen Intraday-Handel an. Gegenstand des kontinuierlichen Intraday-Handels an der EPEX SPOT sind neben Einzelstunden und 15-Minuten-Perioden ebenfalls standardisierte oder benutzerdefinierte Blöcke. Die Erweiterung der Handelsmöglichkeiten um Viertelstundenkontrakte und die Verkürzung der Mindestvorlaufzeiten haben insbesondere der gestiegenen Einspeisung von Strom aus dargebotsabhängigen (erneuerbaren) Quellen Rechnung getragen. Ein weiteres Produkt zur Marktintegration erneuerbarer Energien im börslichen Spotmarktbereich ist der an der EXAA handelbare Grünstrom, eine Kopplung aus Grünstromzertifikat und physischem Strom. Die nachfolgende Abbildung zur Entwicklung der Handelsvolumina in den letzten Jahren zeigt, dass bei insgesamt stabilem Volumen die Anteile des Intraday-Handels stetig ansteigen.

Elektrizität: Entwicklung der Spotmarktvolumina an der EPEX SPOT und der EXAA
in TWh

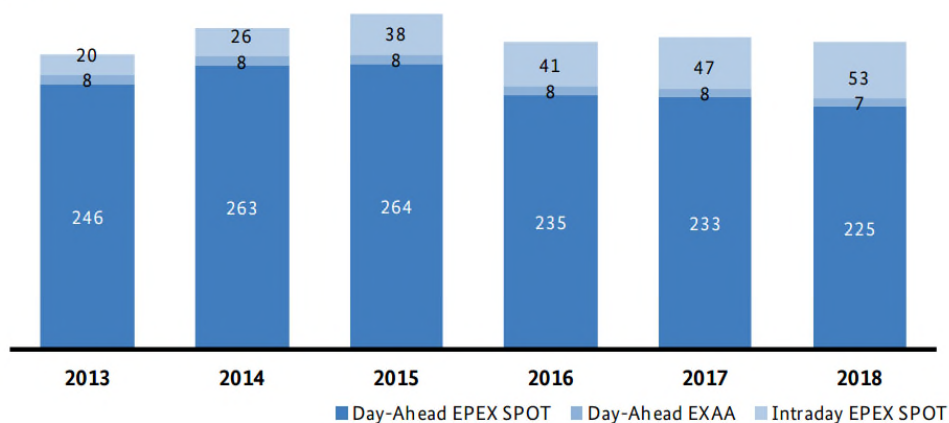


Abbildung 1: Entwicklung der Spotmarktvolumina an der EPEX SPOT und der EXAA (Bundesnetzagentur/Bundeskartellamt, Monitoringbericht 2019)

Dass die Marktvolumina ein Schlüsselindikator für einen gut funktionierenden Strommarkt sind, wird auch im Market Monitoring Report des Jahres 2017 von der Agentur für die Zusammenarbeit der europäischen Regulierungsbehörden (ACER) und des Verbands der europäischen Regulierungsbehörden (CEER) hervorgehoben (ACER/CEER, Annual Report on the Results of Monitoring the Internal Electricity and Natural Gas Markets in 2017). Für den Intraday-Handel stellt der Bericht heraus, dass

Deutschland/Luxemburg die mit Abstand höchsten Handelsvolumina im europäischen Vergleich aufwies.

2. Terminmärkte

An der EEX sind für das Marktgebiet Deutschland/Luxemburg Terminkontrakte, sogenannte Futures mit standardisierten Fälligkeiten handelbar, die den Phelix 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 „Wind-Power-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 an dessen Stelle getreten ist. Deutlich zu erkennen ist ein kontinuierlicher Anstieg der Handelsvolumina bis zur Auftrennung der deutsch-österreichischen Gebotszone in zwei Marktgebiete ab 1. Oktober 2018. Seit Bekanntgabe der Gebotszonentrennung im Jahr 2017 konnten für Deutschland und Österreich separate Terminprodukte und ein kombiniertes Produkt für beide Länder gehandelt werden. Da das österreichische und das kombinierte Terminprodukt nicht Gegenstand der Darstellung sind, weist die Graphik einen Rückgang der Handelsvolumen aus.

Elektrizität: Handelsvolumen von Phelix Futures an der EEX
in TWh

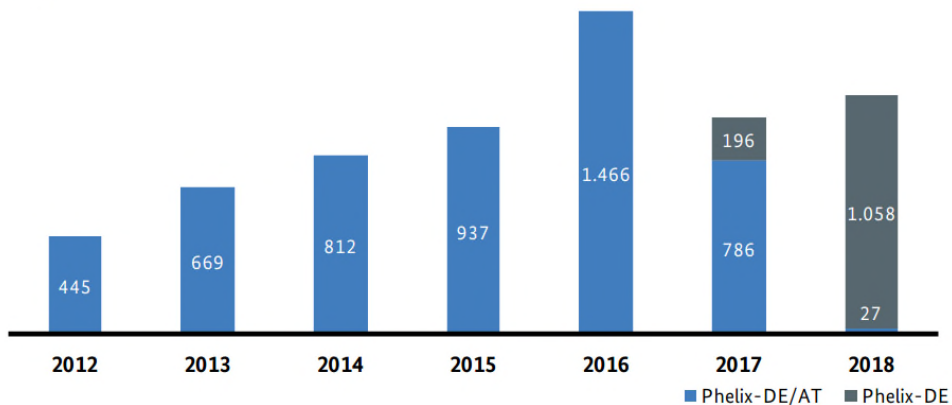


Abbildung 2: Handelsvolumina von Phelix-DE/AT sowie Phelix-DE-Futures an der EEX (Bundesnetzagentur/Bundeskartellamt, Monitoringbericht 2019)

Der ACER/CEER 2017 Report zeigt, dass der ehemalige DE/LX/AT Terminmarkt der liquideste in ganz Europa war. Für diese Gebotszone wurden die europaweit niedrigsten durchschnittlichen Kauf/Verkauf-Gebotsdifferenzen (spreads) beim jährlichen Basislast-Produkt in Euro pro MWh ausgewiesen. Es ist anzunehmen, dass dieser geringe Spread auch im neuen DE/LX Marktgebiet bestehen bleibt.

3. Regelenergiemärkte

Um die Leistungsbilanz und die Frequenz des Elektrizitätsversorgungssystems kontinuierlich aufrecht zu erhalten, d. h. Stromentnahmen und Stromeinspeisungen in Einklang zu bringen, halten die ÜNB Regelleistung vor und setzen diese bei Bedarf in Form von Regelarbeit ein. Die Bereitstellung von Regelleistung und/oder Regelarbeit wird als Regelreserve bezeichnet. Den ÜNB stehen für den Systemausgleich drei verschiedene Regelreservequalitäten zur Verfügung, die in einer bestimmten zeitlichen Staffelung eingesetzt werden: Primärregelreserve (zur Frequenzhaltung), Sekundärregelreserve (zur Frequenzwiederherstellung), Minutenreserve (ebenfalls zur Frequenzwiederherstellung; unterstützt die Sekundärregelung).

Die Beschaffung der Regelleistung, die von den regelzonenverantwortlichen ÜNB in Deutschland für den Systemausgleich vorgehalten werden muss, erfolgte seitens der ÜNB bisher nach den Vorgaben der Festlegungen der Bundesnetzagentur zur Primärregelleistung (PRL), Sekundärregelleistung (SRL) sowie Minutenreserveleistung (MRL) in deutschlandweiten Ausschreibungen. Ab Mitte 2020 wird auf Grund der EU-Verordnung 2017/2195 und des von den ÜNB eingereichten und von der Bundesnetzagentur genehmigten Antrags zum Regelarbeitsmarkt eine getrennte Ausschreibung von Regelleistung und Regelarbeit durchgeführt wird. Ist bisher eine Bezuschlagung am Leistungsmarkt Voraussetzung für die Erbringung von Regelarbeit, kann dann Regelarbeit von sämtlichen präqualifizierten Anbietern erbracht werden und zwar – im Gegensatz zum bisherigen Ausschreibungsdesign – unabhängig von einer Teilnahme am Leistungsmarkt.

Die Teilnahme an diesen Märkten steht allen Marktteilnehmern diskriminierungsfrei offen. Sie setzt jedoch einen technischen Präqualifizierungsprozess voraus, in dem potenzielle Anbieter von Regelenergieprodukten den Nachweis zu erbringen haben, dass sie die zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit erforderlichen Anforderungen für die Erbringung der unterschiedlichen Regelenergiearten erfüllen (§ 6 Abs. 5 StromNZV).

Um die Kosten für Regelreserve weiter zu reduzieren, streben die deutschen ÜNB in Abstimmung mit der Bundesnetzagentur sowie anderen europäischen ÜNB und Regulierern an, die Märkte für Primärregelleistung grenzüberschreitend weiter zu harmonisieren. Die gemeinsame PRL-Ausschreibung der an der Kooperation beteiligten ÜNB steht allen präqualifizierten Anbietern in den beteiligten Ländern offen und richtet sich nach gemeinsamen harmonisierten Bestimmungen, die von den zuständigen Regulierungsbehörden gemäß der Verordnung (EU) 2017/2195 genehmigt worden sind.

Um flexiblen Erzeugern, wie z. B. Windenergieanlagen, die Teilnahme an den Regelreservemärkten zu erleichtern, hat die Bundesnetzagentur die Ausschreibungsbedingungen und Veröffentlichungspflichten für SRL und MRL im Juni 2017 neu geregelt (Festlegung der Beschlusskammer 6 der Bundesnetzagentur, BK6-15-158/159). So erfolgte im Juli 2018 bei der SRL ein Wechsel von einer wöchentlichen zu einer kalendertäglichen Ausschreibung. Zudem wurden die Produktzeitscheiben deutlich auf vier Stunden verkürzt. Auf diese Änderungen sind insbesondere die Windenergie-

und Photovoltaik-Anlagen angewiesen, um eine Prognose und Einsatzentscheidung ihrer Kapazität vornehmen zu können. Die MRL wurde unter anderem von einer werktäglichen ebenfalls auf eine kalendertägliche Ausschreibung umgestellt. Zudem wurden sowohl für die SRL als auch für die MRL neue Regelungen zur Mindestangebotsgröße und zur Besicherung getroffen. Diese Rahmenbedingungen gelten auch im Regelarbeitsmarkt weiter.

Der deutsche Netzregelverbund und die Festlegungen der Bundesnetzagentur tragen durch Schaffung eines deutschlandweiten Marktes für SRL und MRL und die Anpassung der Ausschreibungsbedingungen zu einem erhöhten Wettbewerb unter den Regelreserveanbietern bei. So betrug die Zahl der in Deutschland präqualifizierten Anbieter von Regelreserve bis zum 24. Juni 2019 bei der PRL 30 (2018: 24, 2013: 14), für SLR (2018: 38, 2013: 20) und für MRL 45 (2018: 46, 2013: 36). Somit ist die Zahl der Anbieter für PRL erneut stark angestiegen. Nach einem starken Anstieg der Anzahl der präqualifizierten Anbieter für SRL und MRL in den vergangenen Jahren, ist die Zahl der Anbieter dieser Regelreservearten im letzten Jahr auf hohem Niveau stabil geblieben. Die hohe Zahl an Regelreserveanbietern verdeutlicht die Attraktivität der Regelreservemärkte.

- b) Die Vorschriften über Redispatch und das Engpassmanagement im deutschen Stromsystem sind für alle Marktteilnehmer transparent. Deutschland erfüllt damit die Voraussetzung gemäß Artikel 12 Absatz 3 Satz 1 lit. b) EU-StrommarktVO.

Erläuterung:

Netzbetreiber sind gesetzlich ermächtigt und verpflichtet, zur Aufrechterhaltung der Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems bestimmte Maßnahmen zu ergreifen. Es gibt verschiedene Maßnahmen:

- Redispatch zur Reduzierung und Erhöhung der Stromeinspeisung von Kraftwerken nach vertraglicher Vereinbarung oder einem gesetzlichen Schuldverhältnis mit dem Netzbetreiber unter Erstattung der Kosten
- Vorhaltung und Einsatz von Kraftwerken zur Bereitstellung noch fehlender Redispatchleistung aus der Netzreserve nach vertraglicher Vereinbarung unter Erstattung der Kosten
- Einspeisemanagement, d. h. die Abregelung von Stromeinspeisung aus Erneuerbaren Energien- und KWK-Anlagen auf Verlangen des Netzbetreibers mit Entschädigung
- Anpassungsmaßnahmen wie Anpassungen von Stromeinspeisungen und/ oder Stromabnahmen auf Verlangen des Netzbetreibers, ohne Entschädigung, wenn andere Maßnahmen nicht ausreichen.

Die Regelungen zum Redispatch und zum Einspeisemanagement sind im Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) im § 13 niedergelegt und dort im Wesentlichen in §13 Abs. 1 (Systemverantwortung der Übertragungsnetzbetreiber) und § 13a (Anlagen bzw. Einspeisung und Vergütung).

Die folgende Tabelle fasst die Regelungsinhalte und die wesentlichen Instrumente zusammen:

Elektrizität: Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen nach §13 EnWG im Jahr 2018

	Redispatch	Einspeisemanagement	Anpassungsmaßnahmen
Gesetzliche Grundlage und Regelungsinhalt	§ 13 Abs. 1. § 13 a Abs. 1. § 13b Absatz 4 EnWG: Netz- und marktbezogene Maßnahmen: Netzschaltungen. wie beispielsweise Regelenergie. ab- und zuschaltbare Lasten. Redispatch und Countertrading. Netzreserveeinsätze	§ 13 Abs. 2. 3 S. 3 EnWG i.V.m. §§ 14. 15 EEG. für KWK-Anlagen i.V.m. § 3 Abs. 1 S. 3 KWKG Einspeisemanagement: Reduzierung der Einspeiseleistung von EE-, Grubengas- und KWK-Anlagen	§ 13 Abs. 2 EnWG: Anpassung von Stromeinspeisungen. Stromtransiten und Stromabnahmen
Vorgaben für betroffene Anlagenbetreiber	Maßnahmen nach vertraglicher Vereinbarung mit dem Netzbetreiber mit Ersatz der Kosten nach § 13 Abs. 1. § 13 a Abs. 1. § 13c EnWG	Maßnahmen auf Verlangen des Netzbetreibers mit Ersatz der Kosten nach § 13 Abs. 2. 3 S. 3 EnWG i.V.m. §§ 14. 15 EEG. für KWK-Anlagen i.V.m. § 3 Abs. 1 S. 3 KWKG	Maßnahmen auf Verlangen des Netzbetreibers ohne Ersatz der Kosten nach § 13 Abs. 2 EnWG

Tabelle 1: Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen nach §13 EnWG
(Auszug aus Tabelle 40 aus Bundesnetzagentur/Bundeskartellamt, Monitoringbericht 2019)

Darüber hinaus wurde die Vorgehensweise zur Ermittlung einer angemessenen Vergütung für die Durchführung von Redispatch-Maßnahmen in einem Branchenleitfaden des Bundesverbandes der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW) zur Vergütung von Redispatch-Maßnahmen festgelegt (<https://www.bdew.de/energie/branchenleitfaden-verguetung-von-redispatch-massnahmen/>). Der Leitfaden beschreibt eine effiziente und sachgerechte Umsetzung der Vergütungsvorschriften nach §13a EnWG.

- c) Der nationale Beitrag Deutschlands zu dem verbindlichen Gesamtziel der Union für den Anteil von Energie aus erneuerbaren Quellen nach Artikel 3 Absatz 2 der Richtlinie (EU) 2018/2001 und Artikel 4 Buchstabe a Nummer 2 der Verordnung (EU) 2018/1999 ist mindestens gleich dem Ergebnis der Formel in Anhang II der Verordnung (EU) 2018/1999, und der Anteil an Energie aus erneuerbaren Quellen in Deutschland liegt nicht unter seinen Referenzwerten nach Artikel 4 Buchstabe a Nummer 2 der Verordnung (EU) 2018/1999. Deutschland erfüllt damit schließlich auch die Voraussetzung gemäß Artikel 12 Absatz 3 Satz 1 lit. c) EU-StrommarktVO.

Erläuterung:

Die erste Teilbedingung, dass der nationale Beitrag Deutschlands zu dem verbindlichen Gesamtziel der Union für den Anteil von Energie aus erneuerbaren Quellen mindestens gleich dem Ergebnis der Formel in Anhang II der Verordnung 2018/1999 (EU-Governance-Verordnung) ist, ist für Deutschland erfüllt. Im Entwurf des integrierten nationalen Energie- und Klimaplanes (National Energy and Climate Plan - NECP) der Bundesregierung wird der nationale Beitrag zu dem verbindlichen Gesamtziel der Union für den Ausbau erneuerbarer Energien ausgewiesen. Dieser nationale Zielbeitrag beträgt 30 % gemessen am Bruttoendenergieverbrauch. Dass dieses Ziel mindestens dem Ergebnis der Formel in

Anhang II der EU-Governance-Verordnung entspricht, hat die EU Kommission bereits in einer offiziellen Mitteilung vom 18. Juni 2019 bestätigt (SWD/2019/212 final).

Die zweite Teilbedingung bedeutet, dass der Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland einem bestimmten Zielpfad folgen muss. Dazu muss der Zuwachs an erneuerbaren Energien von 2020 bis 2030 in drei bestimmten Referenzjahren (2022, 2025, 2027) bestimmte prozentuale Referenzwerte (18 %, 43 %, 65 %) des Anteils an Energie aus erneuerbaren Quellen gemäß EU-Governance-Verordnung Art. 4a Nummer 2 erreichen. Diese Referenzwerte sind unter Bezugnahme des indikativen linearen Zielpfads für den Ausbau erneuerbarer Energien gemessen am Bruttoendenergieverbrauch, den die Bundesregierung im NECP-Entwurf angibt, zu ermitteln. Demnach werden die Referenzwerte für die Jahre 2022, 2025 und 2027 nicht nur erreicht, sondern übertroffen (NECP-Entwurf: <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Textsammlungen/Energie/necp.html>).

Zur Berechnung: Ermittelt wird die prozentuale Gesamterhöhung des Anteils an Energie aus erneuerbaren Quellen in den Referenzjahren (2022, 2025, 2027) gegenüber der Gesamtdifferenz der Anteile im Startjahr 2020 und Zieljahr 2030 (12 Prozentpunkte). Um die Bedingung zu erfüllen, müssen für die drei Jahre jeweils die o.g. prozentualen Referenzwerte erreicht werden. Dabei ist zu beachten, dass der Wert im Startjahr 2020 dem von der EU verbindlich vorgegebenen nationalen Ziel für Deutschland von 18 % (gemessen am Bruttoendenergieverbrauch) entspricht. Der Wert im Zieljahr 2030 hingegen ist der von Deutschland selbst festgelegte und im NECP-Entwurf gemeldete nationale Zielbeitrag von 30 % gemessen am Bruttoendenergieverbrauch. Die konkreten Werte sind der nachfolgenden Tabelle zu entnehmen:

Jahr	Prozentuale Erhöhung des EE-Anteils gegenüber Wert im Startjahr 2020 gemäß Vorgabe für Referenzwerte nach Governance-VO Art. 4a	<i>EE-Anteile am</i> <i>Brutto-</i> <i>endenergie-</i> <i>verbrauch</i> <i>in Prozent</i> <i>Angaben nach</i> <i>2020 gemäß</i> <i>NECP-Zielpfad</i>	<i>Differenz</i> <i>zur Ziel-</i> <i>angabe im</i> <i>Startjahr</i> <i>(2020)</i> <i>in Prozent-</i> <i>punkten</i>	Prozentuale Erhöhung des EE-Anteils gegenüber Wert im Referenzjahr 2020 abgeleitet aus Erhöhung gemäß NECP-Zielpfad
Startjahr* 2020	-	18		
2022	18 %	20,4	2,4	$2,4 \div 12 = 20 \%$
2025	43 %	24	6	$6,0 \div 12 = 50 \%$
2027	65 %	26,4	8,4	$8,4 \div 12 = 70 \%$
2030		30	12	

* Grundlage ist das verbindliche EU-Ziel für Deutschland für den EE-Ausbau in 2020 von 18 % am Bruttoendenergieverbrauch

Tabelle 2: EE-Anteile und prozentuale Erhöhung gegenüber Startjahr 2020 nach bestimmten Jahren

Die Werte des indikativen Zielpfads gemäß des NECP-Entwurfs sowie der nationale Zielbeitrag der Bundesregierung von 30 % im Jahr 2030 zum EU-Ziel für erneuerbare Energien sollen auch in der finalen Fassung des NECP bestätigt werden.