



Deutsch-Französische Plattform énergétique
Energieplattform franco-allemande



ANALYSE

Marktliche Beschaffung von nicht frequenzgebundenen Systemdienstleistungen

Umsetzung der EU-Strombinnenmarktrichtlinie in Deutschland
und Frankreich

Impressum

Herausgeber:

Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena)
Chausseestraße 128 a
10115 Berlin
Telefon: +49 (0)30 66 777 - 0
Fax: +49 (0)30 66 777 - 699
E-Mail: info@dena.de
Internet: www.d-f-plattform.de

Autorinnen und Autoren:

Friederike Berger, dena
Elias Brunken, dena
Katerina Simou, dena
Friederike Wenderoth, dena

Bildnachweis:

© Shutterstock/Thorsten Schier (86437768)

Stand:

2/2022

Alle Rechte sind vorbehalten. Die Nutzung steht unter dem Zustimmungsvorbehalt der dena.

Bitte zitieren als:

Deutsche Energie-Agentur (Hrsg.) (dena, 2022) „ANALYSE, Marktliche Beschaffung von nicht frequenzgebundenen Systemdienstleistungen, Umsetzung der EU-Strombinnenmarkttrichtlinie in Deutschland und Frankreich“



**Bundesministerium
für Wirtschaft
und Klimaschutz**

Die Veröffentlichung dieser Publikation erfolgt im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Klimaschutz. Die Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena) unterstützt die Bundesregierung in verschiedenen Projekten zur Umsetzung der energie- und klimapolitischen Ziele im Rahmen der Energiewende.

Inhalt

Vorwort	4
1. Einleitung.....	6
2. Rechtliche Rahmensetzung.....	7
3. Prozess der Effizienzprüfung	8
3.1 Einordnung.....	8
3.2 Kriterien für die Effizienzprüfung	9
4. Bewertung der NF-SDL	11
4.1 Kurzschlussstrom.....	11
4.2 Dynamische Blindstromstützung	11
4.3 Trägheit der lokalen Netzstabilität	11
4.4 Inselbetriebsfähigkeit.....	12
4.5 Schwarzstartfähigkeit	13
4.6 Spannungsregelung (Blindleistung).....	14
5. Festlegung durch die Bundesnetzagentur	15
6. Ausblick und weiterer Prozess zur Beschaffung	16
Literaturverzeichnis.....	17
Abkürzungen.....	18

Vorwort

Die Deutsch-Französische Energieplattform identifiziert gemeinsame Herausforderungen im Rahmen der europäischen Energiewende und widmet sich diesen in konkreten Projekten und Austauschformaten. Eine gemeinsame Herausforderung der deutschen und französischen Energiewende ist – wenn auch in unterschiedlichen Dimensionen und einem abweichenden Rhythmus – die Sicherung und Stabilität der Stromnetze bei ansteigendem Anteil erneuerbarer Energien. Wir freuen uns deswegen sehr, den Austausch zur marktlichen Beschaffung von nicht frequenzgebundenen Systemdienstleistungen aktiv begleiten zu können. Wir haben uns dieses Thema für das Jahr 2021 zum Schwerpunkt gesetzt, um die Prozesse zur Entscheidungsfindung in beiden Ländern verfolgen zu können. Viele deutsche und französische Stakeholder sind mit uns in Austausch getreten, sodass wir uns ein umfassendes Bild des Status quo in beiden Ländern machen konnten. Wir möchten mit dieser Analyse die deutsche Herangehensweise zur Effizienzprüfung der einzelnen nicht frequenzgebundenen Systemdienstleistungen genauer beleuchten. Damit wollen wir im nächsten Schritt einen Dialog über die Best Practices der deutschen und französischen Systeme gestalten und zur gemeinsamen Weiterentwicklung im europäischen Zusammenhang beitragen.



Wir sind davon überzeugt, dass der grenzübergreifende Austausch beim Thema Systemdienstleistungen enorm wichtig für eine gelingende gesamteuropäische Energiewende ist. Die Systemstabilität kennt keine Ländergrenzen. Daher möchten wir mit dieser Analyse den Austausch und Dialog mit unseren europäischen Nachbarn anregen.

Friederike Wenderoth

Teamleitung Netzinfrastrukturen, Deutsche Energie-Agentur (dena)

Die in Europa vereinbarte Reduktion der Treibhausgasemissionen hat weitreichende Auswirkungen auf das Energiesystem. Neben offensichtlichen Entwicklungen wie dem Zubau erneuerbarer Energien und der fortschreitenden Elektrifizierung des Wärme- und Verkehrssektors steht auch die Bereitstellung und Beschaffung von Systemdienstleistungen vor einem Paradigmenwechsel. Viele dieser Dienstleistungen werden heute inhärent und in der Regel kostengünstig durch konventionelle (Groß-)Kraftwerke bereitgestellt, deren Durchdringung insbesondere in Deutschland, aber auch im gesamten europäischen Verbundsystem, bereits kurzfristig weiter abnehmen wird. Diese Lücke gilt es zu schließen und das System so umzugestalten, dass auch zukünftig ausreichend Erbringer zur Verfügung stehen, um den weiter steigenden Bedarf an Systemdienstleistungen volkswirtschaftlich effizient decken zu können. Die Elektrizitätsbinnenmarkttrichtlinie setzt an dieser Stelle an und schreibt die marktgestützte, transparente und diskriminierungsfreie Beschaffung von nicht



frequenzgebundenen Systemdienstleistungen vor, sofern die Effizienz der marktlichen Beschaffung nicht ausgeschlossen werden kann oder es sich um vollständig integrierte Netzkomponenten (sogenannte VINK) handelt. Die nationale Umsetzung der Vorgaben obliegt den jeweiligen Mitgliedstaaten.

Das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie hat in Deutschland zu diesem Zweck die ef.Ruhr GmbH mit dem Vorhaben „SDL-Zukunft – Zukünftiger Bedarf und Beschaffung von Systemdienstleistungen“ beauftragt. In dem Projekt soll die nationale Umsetzung der Strommarkttrichtlinie begleitet und eine fundierte Informations- und Entscheidungsbasis für die nationale Regulierungsbehörde (Bundesnetzagentur – BNetzA) geschaffen werden. Das Vorhaben hat dabei zwei grundlegende Ziele: einerseits sollen kurzfristig umsetzbare Lösungsvorschläge zur Erfüllung der EU-Strommarkttrichtlinie bereits ab dem Jahr 2021 erarbeitet werden, andererseits adressieren die Untersuchungen komplexe und strategisch wichtige Entscheidungen für die nächste Phase der Energiewende im Strombereich bis 2050. Die Herausforderung besteht insbesondere darin, Grundlagen für gesetzliche Regelungen und Regulierungsansätze zu schaffen, die unmittelbar praktisch anwendbar sind. Die damit eingeschlagene Richtung soll zugleich robust sein. Das bedeutet, dass die vorgeschlagenen Konzepte und Mechanismen auch dann noch anwendbar sind, wenn Stromerzeugung überwiegend auf erneuerbaren Energien basiert, Flexibilität in großem Maße von Speichern und Verbrauchern bereitgestellt wird und die europäischen Strommärkte und -systeme tief integriert sind.

Die jeweiligen nationalen Umsetzungen profitieren stark von den Erfahrungen und Überlegungen der weiteren EU-Mitgliedstaaten, weshalb der Austausch zwischen diesen aktiv gelebt werden sollte. Die Deutsch-Französische Energieplattform stellt hierfür ein ideales Medium dar.

Dr.-Ing. Christian Wagner
Projektleiter SDL-Zukunft, ef.Ruhr GmbH

1. Einleitung

Eine treibende Kraft bei der Erreichung der europäischen und nationalen Klimaziele in der EU ist der verstärkte Einsatz von Strom aus erneuerbaren Energien (EE). Die Integration von EE in Netze, die hauptsächlich für fossile Kraftwerke ausgelegt sind, stellt jedoch eine Herausforderung dar.

Sowohl die dena als auch die französische Energieagentur *agence de la transition écologique* (ADEME) und der französische Übertragungsnetzbetreiber (RTE) haben im Jahr 2021 Szenarien für das Jahr 2045/2050 im Einklang mit dem Ziel der Klimaneutralität ausgearbeitet. Das ambitionierteste französische Szenario aus der RTE-Studie „Futurs énergétiques 2050“¹ (M0, 100 % erneuerbare Energien 2050) führt einen Anteil von 36% Photovoltaik und bis zu 52% Onshore- und Offshore-Windproduktion an. Auch in allen Szenarien der ADEME² wird von einer Deckung des Bruttoenergieverbrauchs von mindestens 70% EE ausgegangen. Währenddessen gibt die dena-Leitstudie „Aufbruch Klimaneutralität“³ mit dem deutschen Pendant (Szenario Klimaneutralität 2045, KN100) für das Zielbild einen Anteil an der Bruttostromerzeugung von 58% Wind (Onshore: 35%, Offshore: 23%) und 27% Photovoltaik an. In beiden Ländern steht daher eine massive Transformation der Erzeugungslandschaft an.

Ein grundlegender Aspekt für die erfolgreiche Netzintegration von EE ist die Flexibilisierung der Stromnachfrage. Unter anderem ist das Flexibilitätspotenzial des Netzbetriebs und der Marktoperationen von entscheidender Bedeutung.

Diese Analyse entstand im Rahmen der Deutsch-Französischen Energieplattform. Ziel der Energieplattform ist es, eine langfristige Zusammenarbeit zwischen den beiden Energieagenturen ADEME und dena zur Umsetzung von grenzüberschreitenden Projekten zu etablieren. Die Plattform soll ein Vorläufer für die Zusammenarbeit innerhalb der EU sein, um die Herausforderung der gemeinsamen europäischen Energiewende zu meistern. Einer der gemeinsamen Arbeitsbereiche liegt im Austausch zu aktuellen Herausforderungen und Lösungen im Gebiet der Transformation des Energiesystems und des Systembetriebs. Im Kontext des Systembetriebs ist die marktbasierete Beschaffung von nicht frequenzgebundenen Systemdienstleistungen 2021 ein zentrales Thema in Deutschland und Frankreich.

Das Ziel dieses Papiers ist zum einen die Darstellung des Status quo der Umsetzung der marktlichen Beschaffung in beiden Ländern. Zunächst wird die rechtliche Rahmensetzung auf EU- und Landesebene erläutert. Anschließend wird der deutsche Prozess der Effizienzprüfung dargestellt im Hinblick sowohl auf seinen Ablauf als auch seine Ergebnisse. Abschließend erfolgt ein Ausblick auf die nächsten Schritte in beiden Ländern.

Hiermit wollen und können wir kein abschließendes Bild liefern. Dies kann nur als Auftakt gesehen werden. Denn während sich das gesamte Energiesystem im Umbruch befindet, muss die Effizienz marktlicher Beschaffungssysteme für nicht frequenzgebundene Systemdienstleistungen im Verlauf der Energiewende immer wieder neu bewertet werden.

¹ RTE (2021)

² ADEME (2021)

³ Deutsche Energie-Agentur (dena) (2021)

2. Rechtliche Rahmensetzung

Im Juni 2019 wurde die Novellierung der „Richtlinie mit gemeinsamen Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt“ (2019/944/EU) durch die EU verabschiedet. Diese Änderung war Teil des sogenannten „Clean Energy Package“. Gemäß der neuen Richtlinie müssen sechs „nicht frequenzgebundene Systemdienstleistungen“ beschafft werden. Dazu gehören Spannungsregelung, Trägheit der lokalen Netzstabilität, Kurzschlussstrom, dynamische Blindstromstützung, Inselbetriebsfähigkeit und Schwarzstartfähigkeit. Nicht frequenzgebundene Systemdienstleistungen dienen dem Erhalt der Versorgungssicherheit. Nach der Richtlinie sind im Grundsatz transparente, diskriminierungsfreie und marktgestützte Beschaffungsverfahren für sogenannte „nicht frequenzgebundene Systemdienstleistungen“ auf nationaler Ebene einzuführen.

Die nationalen Regulierungsbehörden können unter Berücksichtigung der lokalen Bedingungen sowie technischer und wirtschaftlicher Aspekte entscheiden, welche Dienstleistungen auf dem Markt beschafft werden sollen. Auch Teilbereiche einzelner Dienstleistungen sind möglich. Die Richtlinie wirkt sich auf eine erhebliche Anzahl von nationalen Gesetzen und Verordnungen aus und erfordert von den Mitgliedstaaten verschiedene Maßnahmen zu ihrer Umsetzung. Die Mitgliedstaaten müssen konkrete legislative Maßnahmen in Erwägung ziehen, die sowohl die Änderung bestehender Gesetze als auch die Verabschiedung neuer Vorschriften umfassen werden.

Zu diesem Zweck waren in Deutschland Änderungen am Energiewirtschaftsgesetz (**EnWG**) nötig⁴. Wenn eine marktgestützte Beschaffung einer Systemdienstleistung wirtschaftlich nicht effizient ist, kann die BNetzA als zuständige Regulierungsbehörde für die jeweilige Systemdienstleistung eine Ausnahme vorsehen.⁵ Am 27. November 2020 ist das Gesetz in Kraft getreten.⁶

Das französische Ministerium für die ökologische Transformation (Ministère de la Transition écologique - MTE) hat im März 2021 ein Gesetz ausgearbeitet, mit dem die Bestimmungen der EU-Richtlinie in französisches Recht umgesetzt werden (*texte réglementaire*).⁷ Für die Verteilnetzebene werden Rahmenbedingungen (*réglementation*) zur Bereitstellung von Flexibilitäts- und Systemdienstleistungen festgelegt.⁸ Regelleistungsmechanismen zur Frequenz- und Spannungshaltung und zum Ausgleichsmechanismus werden im französischen Energiegesetz geregelt.⁹ Zusätzlich zu den französischen Rechtsvorschriften sind die Vorschriften der europäischen Richtlinie in den Regeln für Frequenz- und Spannungsnetzdienste und in den Regeln für den Ausgleichsmechanismus enthalten.¹⁰

⁴ Siehe Gesetzentwurf des BMWi zur Änderung des Energiewirtschaftsgesetzes zur marktgestützten Beschaffung von Systemdienstleistungen vom Juli 2020

⁵ § 40 Abs. 5 Richtlinie (EU) 2019/944

⁶ Siehe Gesetzentwurf des BMWi zur Änderung des Energiewirtschaftsgesetzes zur marktgestützten Beschaffung von Systemdienstleistungen vom Juli 2020

⁷ Frankreich, Verordnung 2021-237

⁸ Artikel L. 322-9 des französischen Energiegesetzbuchs

⁹ Artikel L. 321-10 des französischen Energiegesetzbuchs

¹⁰ RTE (2019)

3. Prozess der Effizienzprüfung

Dieses Papier soll beschreibt den Prozess der Effizienzprüfung für die marktliche Beschaffung von nicht frequenzgebundenen Systemdienstleistungen (NF-SDL) in Deutschland beschreiben und fasst hierfür die wesentlichen Ergebnisse der gutachterlichen „Effizienzprüfung marktgestützter Beschaffung von nicht-frequenzgebundenen Systemdienstleistungen“¹¹ aus dem Vorhaben „SDL-Zukunft“ zusammen. Dieses wurde im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie von einem Konsortium unter Leitung der ef.Ruhr angefertigt. An dem Prozess der gutachterlichen Prüfung hat sich die BNetzA informatorisch beteiligt, ist in seinen Entscheidungen aber unabhängig von BMWi und SDL-Zukunft.

3.1 Einordnung

Um die ökonomische Effizienz einer marktlichen Beschaffung mit dem Analysehorizont bis 2025 einzuschätzen, wurden volkswirtschaftliche Kosten und Nutzen einer marktgestützten Beschaffung je Systemdienstleistung untersucht.

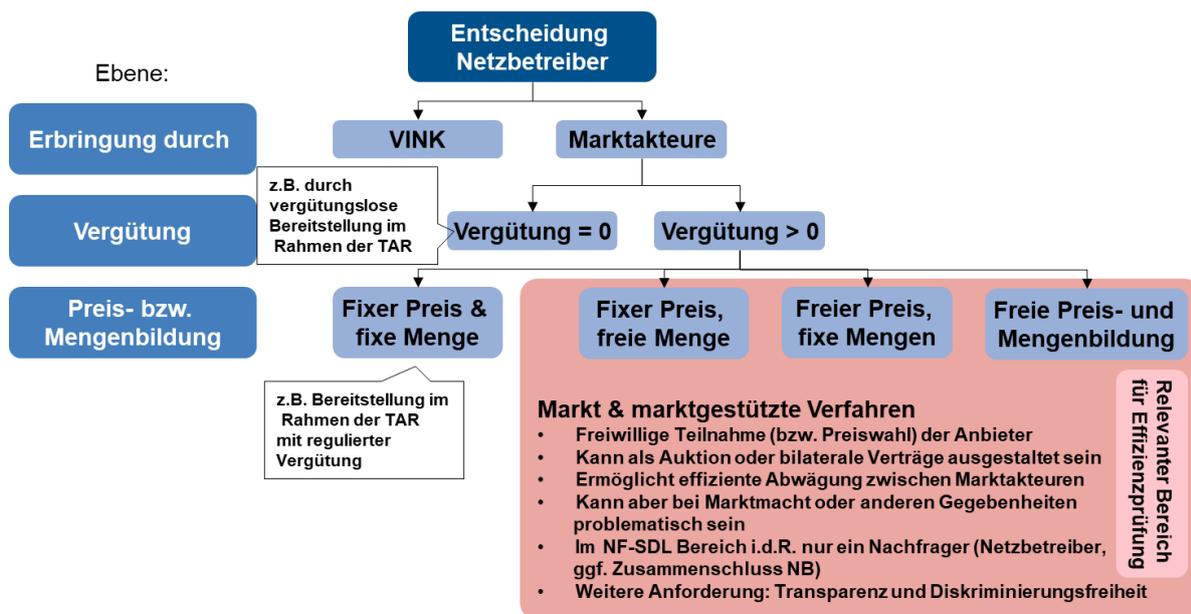


Abbildung 1: Bereitstellungsarten von NF-SDL, Quelle: [Gutachten SDL-Zukunft]

Grundsätzlich können NF-SDL von Netzbetreibern selbst aus vollständig integrierten Netzkomponenten (VINK) oder durch Marktakteure bereitgestellt werden. Letzteres kann vergütet oder unvergütet erfolgen. Wird die Vergütung nicht über einen fixen Preis und eine fixe Menge reguliert, gibt es drei marktgestützte Verfahren, die für die Untersuchung relevant sind. Eine

¹¹ Schlecht et al. (2020)

Einordnung der verschiedenen Bereitstellungsarten erfolgt in Abbildung 1. Die Erbringung erfolgt in diesen Fällen freiwillig und Preis und/oder Menge sind frei wählbar.

3.2 Kriterien für die Effizienzprüfung

In diesem Abschnitt werden die in Deutschland angesetzten Kriterien der Effizienzprüfung erläutert. Sie dienen der Kosten-Nutzen-Analyse. So wird untersucht, ob der Mehrwert einer marktlichen Beschaffung gegenüber den Transaktionskosten des Marktes überwiegt. Die gelisteten Kriterien werden für jede Entscheidungsdimension (Fähigkeit Kapazität, Vorhaltung, Abruf) und bei Bedarf nach Netzebenen getrennt bewertet. Die Kriterien besitzen keine Hierarchie. Jedes der Kriterien ist ein notwendiges Kriterium für die Erfüllung der Effizienz. Ist nur eines der Kriterien nicht erfüllt, muss eine marktliche Beschaffung als nicht-effizient bewertet werden. In diesem Fall ist dann eine regulative Beschaffung oder eine Beschaffung über andere nicht-marktliche Instrumente angezeigt.

Marktgröße vs. Transaktionskosten

- **Marktgröße:** Schätzung des Volumens der volkswirtschaftlichen Kosten der NF-SDL auf Basis von spezifischen Erbringungskosten und technischer Parameter
- **Transaktionskosten:** Qualitative Abschätzung der Zusatzkosten, die durch die Einführung des Marktes entstehen. Hier werden Kosten für die Einführung und den Markthochlauf und auch laufende Kosten für den Betrieb des Marktes berücksichtigt.
- **Anzahl potenzieller Bereitsteller:** Dieser Indikator bildet das Risiko ab, das entsteht, wenn zu wenig potenzielle Anbieter existieren. Hier wird auch berücksichtigt, wie viele neue Anbieter kurz- und mittelfristig in den Markt eintreten könnten. Sind diese nicht genug, kann dies zu einer starken Marktmacht der Anbieter führen, die den Preis beeinflussen kann. Auch die regionale Verteilung der potenziellen Anbieter kann relevant sein, wenn die Bereitstellung der NF-SDL aus technischen Gründen lokal differenziert erfolgen muss.

Anreiz

- **Betriebliche Effizienz:** Es wird qualitativ analysiert, ob die marktliche Beschaffung einen Anreiz schafft, im Betrieb technologieneutral die jeweils zur Erbringung günstigste Option zu wählen. Auch die Effizienz der Informationsaggregation spielt hier eine Rolle, die unterschiedlich für verschiedene Beschaffungsmöglichkeiten sein kann.
- **Investive Effizienz:** Dieser Indikator bewertet qualitativ, ob die marktliche Beschaffung einen ausreichenden Anreiz schafft, in die jeweils für die Erbringung der jeweiligen NF-SDL effizientesten Technologien zu investieren. Hier wird auch ein Augenmerk auf potenziell neu in den Markt eintretende Optionen gelegt.
- **Abwägung zu eigener Erbringung:** Es werden qualitativ Abwägungen einer marktlichen Beschaffung gegenüber einer Erbringung durch eigene Betriebsmittel getroffen.

Auswirkungen auf Strommärkte und -preise

- Auswirkungen auf andere (Strom-)Märkte: Mögliche Wechselwirkungen mit anderen Märkten, z. B. dem Regelenenergiemarkt oder dem Handel mit Wirkleistung auf dem Strommarkt, werden mit diesem Indikator berücksichtigt. Außerdem fällt die Untersuchung von Möglichkeiten eines systemschädlichen, strategischen Bieterverhaltens („Gaming“) unter diesen Indikator.
- Verteilungseffekte: Die Untersuchung erfolgt qualitativ und rein informativ, da sie unabhängig von der Effizienzbewertung ist. Verteilungswirkungen können unter anderem durch steigende Netzentgelte und damit größere Belastung für Verbraucher auftreten. Es können zudem neue Vergütungsmodelle für Erzeugungsanlagen entstehen.

Systemsicherheit und Umweltverträglichkeit

- Netz- und Systemstabilität: Es wird untersucht, ob grundsätzliche Eigenschaften einer marktlichen Beschaffung im Konflikt mit einer sicheren Betriebsführung stehen. Vor allem regional verteilte NF-SDL stellen hier eine Herausforderung dar.
- Umweltverträglichkeit: Schlussendlich werden mit dem größeren Ziel der Klimaneutralität auch Auswirkungen auf relevante Umweltziele, sprich CO₂-Emissionen und Ressourcenverbrauch, untersucht.

4. Bewertung der NF-SDL

4.1 Kurzschlussstrom

Einordnung

Kurzschlussstrom bezeichnet die Beschaffung des Anfangskurzwechselstromes durch Synchronmaschinen (aktuelle Technologie, auch als rotierende Phasenschieber möglich) oder netzbildende Umrichter nach Auftreten einer Spannungsabweichung durch einen Fehler. Dieser trägt zur transienten Stabilität bei, unterdrückt harmonische Schwingungen und dient der Detektion von Fehlern.

Bewertung

Es gibt aktuell kein Marktvolumen für Kurzschlussstrom. Die an das Netz angeschlossenen Synchronmaschinen reichen aus, um den Bedarf bis 2025 vollständig zu decken. Synchronmaschinen stellen die SDL inhärent ohne zusätzliche Kosten oder Aufwand zur Verfügung, Es sind keine Auswirkungen auf die Systemstabilität zu erwarten, da die Einspeisung automatisch und in einheitlicher Qualität erfolgt. Ein zukünftiger Beitrag durch netzbildende Umrichter ist allerdings denkbar. Solange aber der Anteil der Synchronmaschinen ausreicht, ist eine marktliche Beschaffung nicht effizient.

4.2 Dynamische Blindstromstützung

Einordnung

Dynamische Blindstromstützung bezeichnet einen durch nicht synchrone Stromerzeugungsanlagen (inklusive HGÜ und Speicher) eingespeisten Strom als Folge von Spannungsabweichungen durch einen elektrischen Fehler. Elektrische Fehler können so im Anfangsstadium erkannt werden. Die Idee ist ähnlich der Fault-Ride-Through-Technologie in Erzeugungsanlagen, die einen Spannungseinbruch mit zusätzlichem Blindstrom begrenzen und so das Abschalten von Anlagen am Netz verhindern. Es fallen keine Mehrkosten für den Anlagenbetreiber an.

Bewertung

Alle Anlagen, die über Umrichter an das Netz angeschlossen sind, müssen ab der Mittelspannungsebene nach aktuellen Technischen Anschlussregeln (TAR) die Fähigkeit zur dynamischen Blindstromstützung haben. Es existiert kein darüber hinausgehender konkreter Bedarf, die heutigen Erbringer sind systemisch ausreichend. Es ist damit kein Marktvolumen gegeben und die Erbringung erfolgt bereits kostenneutral. Eine marktliche Beschaffung ist damit nicht effizient.

4.3 Trägheit der lokalen Netzstabilität

Einordnung

Die Trägheit der lokalen Netzstabilität bezeichnet eine inhärente oder regelungstechnisch umgesetzte Reaktion auf ein Wirkleistungsungleichgewicht, um die Frequenz im vorgeschriebenen Band zu halten. Die sogenannte Momentanreserve kann sowohl aus Synchronmaschinen (aktuelle

Technologie) als auch netzbildenden Umrichtern bereitgestellt werden. Der Fokus fällt in dieser Effizienzprüfung auf die systemweite Momentanreserve für das europäische, synchrone Netzgebiet. Als Dimensionierungsreferenz wird ein normativer Ausfall von 3 Gigawatt Kraftwerksleistung im europäischen Verbund angenommen.

Bewertung

Die Bereitstellung durch Synchronmaschinen erfolgt aktuell inhärent und ohne zusätzliche Kosten oder Aufwand. Verschiedene Studien belegen, dass bis 2025 keine zusätzliche Momentanreserve zur Beherrschung des normativen Ausfalls notwendig ist.

Zukünftig könnte die Effizienzprüfung um System-Split-Szenarien ergänzt werden. Würde man diese einbeziehen, könnte die marktliche Beschaffung der Trägheit der lokalen Netzstabilität auch als effizient bewertet werden. Die System-Split-Szenarien wurden im Rahmen dieser Effizienzprüfung nicht berücksichtigt und eine Bewertung ist an dieser Stelle nicht impliziert.

Zusammenfassend ist aktuell kein Marktvolumen gegeben. Da die Erbringung bereits durch alle Anbieter kostenneutral erfolgt, kann durch einen Wettbewerb keine Effizienzsteigerung erreicht werden. Eine marktliche Beschaffung ist zum aktuellen Zeitpunkt nicht effizient.

4.4 Inselbetriebsfähigkeit

Einordnung

Inselbetriebsfähigkeit bezeichnet laut SDL Zukunft die Fähigkeit zur Regelung von Spannung und Frequenz bei einem unabhängigen, isolierten Betrieb eines (Teil-)Netzes nach einer Trennung vom Verbundnetz. Diese Fähigkeit wird zum Netzwiederaufbau nach dem Schwarzfall (eines Teils) des Verbundnetzes benötigt. So können Teilnetze mit Spannung versorgt werden, die anschließend synchronisiert werden. Die Inselbetriebsfähigkeit wird aktuell überwiegend von konventionellen Kraftwerken, die nach Technischen Anschlussregeln dazu verpflichtet sind (Hoch- und Höchstspannungsebene ab 100 Megawatt Leistung), bereitgestellt. Die gesamte Leistung muss gesichert zur Verfügung stehen. Deshalb können erneuerbare Energien aufgrund ihrer Volatilität diese Anforderungen nur eingeschränkt erfüllen.

Bewertung

Es gibt aktuell keinen quantifizierbaren Minimalbedarf, die Anforderungen müssen alle Anlagen ab einer gewissen Größe gleichermaßen erfüllen. Die heutigen Erbringer sind systemisch ausreichend. Die geforderten Fähigkeiten zur Regelung der Frequenz für den stabilen Verbundbetrieb werden von allen Anlagen erfüllt, weshalb keine bis minimale Mehrkosten zu erwarten sind, um exklusiv Anforderungen an Inselbetriebsfähigkeit zu erfüllen. Damit ist das Marktvolumen gering. Eine marktliche Beschaffung würde auch hier zum gleichen Anbieterfeld führen, ohne dass sich zusätzliche Effizienzgewinne ergäben.

4.5 Schwarzstartfähigkeit

Einordnung

Schwarzstartfähigkeit bezeichnet hier die Fähigkeit einer Stromerzeugungsanlage, ohne die Zufuhr elektrischer Energie von außen, aus vollständig abgeschaltetem Zustand wieder hochfahren zu können. Diese Fähigkeit wird zum Netzwiederaufbau nach einem Schwarzfall des Stromnetzes benötigt. Aktuell sind 26 Anlagen (hauptsächlich Gas- und Wasserkraftwerke) mit insgesamt ca. 5 Gigawatt Leistung für diese SDL von den Übertragungsnetzbetreibern (ÜNB) kontrahiert. Über bilaterale Verhandlungen wird diese Systemdienstleistung bereits marktlich beschafft. Auch Verteilnetzbetreiber (VNB) haben in Absprache mit ÜNB teilweise entsprechende Kraftwerke unter Vertrag, um das Netz schon vor dem vorgelagerten ÜNB wieder unter Spannung zu setzen und die lokale Versorgung der kritischen Infrastruktur wiederherzustellen.

Bewertung

Nach dem Monitoringbericht 2018 betragen die mit der Schwarzstartfähigkeit assoziierten Kosten und damit die Marktgröße 7,4 Mio. Euro. Auch Kraftwerke in der Netzreserve sind teilweise schwarzstartfähig, weshalb ein Teil der für die Netzreserve ausgewiesenen Kosten hinzukommt. Gehen, im Zuge der Energiewende, alte schwarzstartfähige Kraftwerke vom Netz, müssten diese durch neue Anlagen ersetzt werden, deren Kosten ebenfalls berücksichtigt werden müssen. Da sich im Eigentumsrecht der ÜNB nicht genügend eigene Netzbetriebsmittel befinden, wird die externe Beschaffung weiterhin notwendig sein, da es auch nicht ökonomisch ist, Kapazitäten nur zu diesem Zweck zu errichten. Auch die Lokalität spielt eine Rolle, die die Vielfalt der Anbieter einschränkt. Aufgrund des geringen Marktvolumens ist nicht von einem Marktmissbrauch aufgrund potenziell entstehender Marktmacht auszugehen. Es ist zu berücksichtigen, dass Schwarzstartfähigkeit Teil des Netzwiederaufbaukonzeptes ist und hier das ökonomisch effizienteste Gesamtkonzept gewählt werden sollte, um das geforderte Sicherheitsniveau zu erreichen. Es sind geringe zusätzliche Transaktionskosten zu erwarten, die die Marktgröße nicht übersteigen, da die Beschaffung langfristig erfolgen kann und bereits bestehende Strukturen für die marktliche Beschaffung (bilaterale Verträge) genutzt werden können. Vorteil einer marktlichen gegenüber einer regulatorischen Beschaffung ist, dass die Kosten der Anbieter berücksichtigt werden. So können die effizientesten Anlagen ausgewählt werden. Außerdem kommt es nicht zu Überkapazitäten. Investitionen in neue Anlagen, die Schwarzstartfähigkeit effizient erbringen können, werden angereizt. Es sind keine Effekte auf den Strommarkt zu erwarten, da es hauptsächlich um die investive Dimension geht. Schwarzstartfähigkeit wird zweifellos nur im Falle eines Schwarzfalls abgerufen, wenn der Strommarkt zum Erliegen gekommen ist. Die marktliche Beschaffung von Schwarzstartfähigkeit beeinflusst die Netz- und Systemsicherheit gegenüber dem Status quo weder negativ noch positiv, solange die notwendige Qualifikation und Funktionsfähigkeit potenzieller Anbieter nachgewiesen werden. Diese Grundvoraussetzung ist bereits in den Richtlinien gegeben. Sollten zur Bereitstellung von Schwarzstartfähigkeit CO₂-intensive Kraftwerke am Netz gehalten werden, kann dies negative Umweltauswirkungen haben. Dies sollte im Beschaffungskonzept berücksichtigt werden. Zusammenfassend ist die marktliche Beschaffung von Schwarzstartfähigkeit als effizient einzustufen.

4.6 Spannungsregelung (Blindleistung)

Einordnung

Spannungsregelung bezeichnet Regelungshandlungen im Regelbetrieb, um die Spannungs- und Blindleistungssollwerte einzuhalten. Die Spannung kann durch Blindleistungsbeiträge von Assets im Besitz des Netzbetreibers (sogenannt VINK) wie beispielsweise rotierende Phasenschieber und Blindleistungskompensationsanlagen oder durch Beiträge von Netzanschlussnehmern wie beispielsweise Kraftwerke und erneuerbare Energien geregelt werden. Auch heute kommt es in Deutschland bereits gelegentlich zu spannungsbedingtem Redispatch. Für die Effizienzprüfung wurde im Rahmen von SDL Zukunft aber konkret die Blindleistung als Systemdienstleistung betrachtet.

Bewertung

Es gibt verschiedene abweichende Studien zum Marktvolumen der Blindleistung. In jedem Fall ist das Marktvolumen bedeutend und Effizienzverbesserungen gehen in jedem Fall mit volkswirtschaftlichen Kostensenkungen einher. Aufgrund der geringen Durchdringung mit Kommunikationsinfrastruktur auf geringen Spannungsebenen ist von unterschiedlich hohen Transaktionskosten je Netzebene auszugehen. Auf höheren Spannungsebenen ist die relevante Kommunikationsinfrastruktur bereits größtenteils verbaut. Blindleistung wird teilweise bereits über bilaterale Verträge auf einigen Ebenen marktlich beschafft. Im Ergebnis ist davon auszugehen, dass das Marktvolumen in einigen Teilbereichen die Transaktionskosten übersteigt. Studien gehen davon aus, dass perspektivisch weitere Blindleistungsquellen notwendig werden. Mit der starken Lokalität der Blindleistung geht eine potenzielle Marktmacht einher. Daher kann es sein, dass eine Beschaffung über regulatorische Vorgaben in einigen Bereichen effizienter ist als ein freie Preis- und Mengenbildung. Eine marktliche Beschaffung ist jedoch nicht auszuschließen. Die betriebliche Effizienz könnte durch einen marktlich bestimmten Blindleistungspreis verbessert werden, wenn Anbieter in Abhängigkeit ihrer Verlustkosten entscheiden, ob sie zu dem gegebenen Preis Blindleistung ins Netz einspeisen. In jedem Fall verschlechtert sich die betriebliche Effizienz nicht bei einer marktlichen Beschaffung von Blindleistung. Es sind keine bedeutenden Rückwirkungen auf andere Strommärkte zu erwarten. Die potenzielle Effizienzsteigerung einer marktlichen Blindleistungsbeschaffung kann mit geringen positiven Umweltwirkungen einhergehen. Ein optimierter Einsatz von Anlagen zur Blindleistungsbereitstellung kann den Ressourcenverbrauch senken. Die marktliche Beschaffung von Blindleistung ist im Fazit als effizient einzustufen.

5. Festlegung durch die Bundesnetzagentur

Durch die frühe Einbeziehung aller Stakeholder konnte in Deutschland ein großes Maß an Beteiligung und Transparenz erreicht werden. Die finale Entscheidung über Ausnahmen von der marktlichen Beschaffung liegt bei der BNetzA. Die BNetzA ist unter Einbeziehung der Perspektiven der betroffenen Stakeholder den Empfehlungen des Gutachtens gefolgt. Sie hat am 18.12.2020 Festlegungen erlassen, in denen diejenigen SDL von der marktgestützten Beschaffung ausgenommen werden, für die auch laut dem Ergebnis aus SDL-Zukunft die marktgestützte Beschaffung nicht effizient ist. Entsprechend §12h EnWG ist diese Entscheidung spätestens nach drei Jahren erneut zu prüfen. Damit wird eine marktliche Beschaffung nun für die folgenden SDL angestrebt:

- Spannungsregelung (Blindleistung)
- Schwarzstartfähigkeit

Eine konkrete Ausgestaltung der Beschaffungssysteme befindet sich gerade in der Erarbeitung. Auch hierfür bedarf die finale Ausgestaltung einer Zustimmung der BNetzA.

6. Ausblick und weiterer Prozess zur Beschaffung

Frankreich und Deutschland Länder befinden sich derzeit in unterschiedlichen Phasen bei der Umsetzung der Strombinnenmarkt-Richtlinie in nationales Recht.

In Frankreich finden aktuell noch Konsultationen der Hauptakteure (Enedis und andere Verteilnetzbetreiber, RTE, Regulierungsbehörde – Commission de régulation de l'énergie (CRE)) statt. In einem nächsten Schritt wird MTE einen Verordnungstext ausarbeiten (*texte réglementaire*), in dem die Grundlage für die Effizienzprüfung festgelegt wird. Der Verordnungstext von MTE wird voraussichtlich im Frühjahr 2022 veröffentlicht. Darauf aufbauend werden die Netzbetreiber konkrete Vorgaben für die Effizienzbewertung vorschlagen (*réglementation*), die von der Regulierungsbehörde (CRE) zu validieren sind. CRE wird darauf aufbauend eine Bewertung der Effizienz der nicht frequenzgebundenen Systemdienstleistungen durchführen und veröffentlichen. Bis Ende 2022 werden die von den ÜNB und VNB entwickelten und von der CRE genehmigten Vorgaben (*réglementation*) in Kraft treten und die CRE wird die Kosten-Nutzen-Analyse der Effizienzbewertung veröffentlichen.

In Deutschland wurde die Effizienzprüfung der marktlichen Beschaffung vorerst abgeschlossen, nachdem die BNetzA den Empfehlungen aus dem Gutachten von SDL-Zukunft gefolgt ist. Im Anschluss daran wurden weitere Berichte zur Ausgestaltung von konkreten Beschaffungssystemen von Blindleistung und Schwarzstartfähigkeit durch die ef.Ruhr erarbeitet. Im Hinblick auf die marktgestützte Beschaffung von Blindleistung wurde ein Drei-Säulen-Konzept (Blindleistungserbringung auf Basis der Vorgaben in den Technischen Anschlussregeln, marktliche Beschaffung der Blindleistung oder der Bereitstellung aus netzbetreibereigenen Betriebsmitteln) mit Wahlfreiheit vorgelegt.¹² Für die Schwarzstartfähigkeit lag der Schwerpunkt primär auf Verbesserungen in Bezug auf Transparenz und Nichtdiskriminierung; hierzu sind öffentliche, standardisierte und regional differenzierte Ausschreibungen der ÜNB für Schwarzstartfähigkeit vorgesehen.¹³ Derzeit liegt der Prozess zur formellen Festlegung der Beschaffungsmodelle wieder bei der BNetzA. Die initiale Effizienzprüfung im Rahmen von SDL-Zukunft war nur der Auftakt. Diese wurde 2020 erstmalig durchgeführt. Im Rahmen einer regelmäßigen Evaluierung wird die BNetzA ihre Ausnahmeentscheidungen spätestens alle drei Jahre überprüfen.

Im Rahmen des Austauschs mit deutschen und französischen Experten haben wir ein allgemeines Verständnis für die laufenden Diskussionen und Herausforderungen in beiden Ländern entwickelt. In dieser Phase der Energiewende stellen die Systemdienstleistungen in Deutschland eine andere Herausforderung als in Frankreich dar, was auch auf den unterschiedlichen Aufbau der jeweiligen Energiesysteme und den unterschiedlichen Energiemix zurückzuführen ist. Die Beschaffung der einzelnen Systemdienstleistungen wird jedoch mit einem steigenden Anteil von EE in beiden Ländern zunehmend neue Fragen aufwerfen, da beide Länder auf die Erreichung ihrer Energie- und Klimaziele hinarbeiten und die Interkonnektivität mit anderen Mitgliedstaaten zunimmt. 2022 wird im Hinblick darauf ein spannendes Jahr für die weiteren Entscheidungen zur Umsetzung der Strombinnenmarktrichtlinie werden. Daher bleibt es weiterhin wichtig, den Informationsfluss und den Dialog zwischen den umsetzenden Institutionen aufrecht zu erhalten.

¹² Blumberg et al. (2021), S. 6

¹³ Wagner et al. (2020), S. 5

Literaturverzeichnis

ADEME (2021): „Transitions(s) 2050“, available at: <https://transitions2050.ademe.fr/>

Blumberg et al. (2021): „Marktgestützte Beschaffung von Blindleistung“, available at: <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/ergebnispapier-beschaffung-von-blindleistung.html>

Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (2020): „Entwurf eines Gesetzes zur Änderung des Energiewirtschaftsgesetzes zur marktgestützten Beschaffung von Systemdienstleistungen“, available at: https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/G/gesetzentwurf-aenderung-energiewirtschafts-gesetz-zur-marktgestuetzten-beschaffung-von-systemdienstleistungen.pdf?__blob=publicationFile&v=4

Deutsche Energie-Agentur GmbH (Hrsg.) (dena, 2021): „dena-Leitstudie Aufbruch Klimaneutralität“, available at: <https://www.dena.de/newsroom/publikationsdetailansicht/pub/abschlussbericht-dena-leitstudie-aufbruch-klimaneutralitaet/>

Directive (EU) 2019/944 of the European Parliament and of the Council of 5 June 2019 on common rules for the internal market for electricity and amending Directive 2012/27/EU, available at: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX%3A32019L0944>

République française (2021): „Ordonnance n° 2021-237 du 3 mars 2021 portant transposition de la directive (UE) 2019/944“, available at: <https://www.legifrance.gouv.fr/jorf/id/JORFTEXT000043210238/>

République française (2021): „Code de l'énergie“, available at : https://www.legifrance.gouv.fr/codes/section_lc/LEGITEXT000023983208/LEGISCTA000023989452/#LEGISCTA000023989452

RTE (2021): „Futurs énergétiques 2050 – Principaux résultats“, available at: <https://assets.rte-france.com/prod/public/2021-12/Futurs-Energetiques-2050-principaux-resultats.pdf>

RTE (2019): „Évolution des règles relatives à la programmation, au mécanisme d'ajustement et au dispositif de responsable d'équilibre“, available at: **Fehler! Linkreferenz ungültig.**

Schlecht et al. (2020): „Effizienzprüfung marktgestützter Beschaffung von nicht-frequenzgebundenen Systemdienstleistungen (NF-SDL)“, available at: https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/E/ergebnispapier-effizienzpr%C3%BCfung-nf-sdl.pdf?__blob=publicationFile&v=2

Wagner et. al. (2020): „Marktgestützte Beschaffung von Schwarzstartfähigkeit“, available at: <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/ergebnispapier-beschaffung-von-schwarzstartf%C3%A4higkeit.html>

Abkürzungen

NF-SDL	nicht frequenzgebundene Systemdienstleistungen
BNetzA	Bundesnetzagentur
BMWi	Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (Heute BMWK)
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
CRE	Commission de régulation de l'énergie
EE	Erneuerbare Energien
MTE	Ministère de la Transition écologique
RTE	Réseau de Transport d'Électricité français
VINK	vollständig integrierte Netzkomponenten
VNB	Verteilnetzbetreiber

