

*Whitepaper*

# IDENTIFIKATION UND TECHNOÖKONOMISCHE CHARAKTERISIERUNG VON EINSATZOPTIONEN FÜR FLEXIBILITÄTSOPTIONEN ZUR STABILISIERUNG DES STROMNETZES

GEFÖRDERT VOM



Bundesministerium  
für Bildung  
und Forschung

**KOPERNIKUS**  
SynErgie **PROJEKTE**  
Die Zukunft unserer Energie



Herausgeber:

**FFE** Forschungsstelle für  
Energiewirtschaft e.V.

Am Blütenanger 71, 80995 München  
+49 89 158121-0 | [info@ffe.de](mailto:info@ffe.de)  
[www.ffe.de](http://www.ffe.de)

 **hochschule mannheim**

Paul-Wittsack-Str. 10, 68163 Mannheim  
+49 621 292-6911 | [synergie@hs-mannheim.de](mailto:synergie@hs-mannheim.de)  
[www.hs-mannheim.de](http://www.hs-mannheim.de)

Stand:

Dezember 2021

Autoren:

Anika Neitz-Regett  
Alexander Djamali  
Verena Pichler

Stefan Seifermann  
Barbara Singer  
Bastian Zachmann  
Nadine Gabrek  
Lena Ackermann

Förderkennzeichen:

FfE e.V.: O3SFK3E3-2

Hochschule Mannheim: O3SFK3U2-2

# Inhalt

|  |           |
|--|-----------|
| <b>Tabellenverzeichnis .....</b>   | <b>2</b>  |
| <b>1 Übersicht Einsatzoptionen .....</b>   | <b>3</b>  |
| <b>2 Charakterisierte Einsatzoptionen .....</b>                                  | <b>6</b>  |
| 2.1 Erläuterung der Parameter .....  | 6         |
| 2.2 Integration überschüssiger gesetzter Einspeisung (Langzeitspeicherung) ..... | 8         |
| 2.3 Teilnahme am Day-Ahead-Markt (Lastglättung) .....                            | 10        |
| 2.4 Teilnahme am Intraday-Markt (Ausgleich des erkannten Prognosefehlers) .....  | 12        |
| 2.5 Bereitstellung von Regelenergie .....  | 14        |
| 2.5.1 Primärregelleistung .....  | 15        |
| 2.5.2 Sekundärregelleistung .....  | 16        |
| 2.5.3 Minutenreserve .....   | 18        |
| 2.6 Redispatch 2.0 .....   | 20        |
| 2.6.1 Redispatch (bis 01.10.2021) .....  | 20        |
| 2.6.2 Einspeisemanagement (bis 01.10.2021) .....                                 | 22        |
| 2.7 Bereitstellung gesicherter Leistung .....                                    | 25        |
| 2.8 Eigenverbrauchserhöhung .....  | 26        |
| <b>3 Literaturverzeichnis .....</b>  | <b>29</b> |

# Tabellenverzeichnis

|             |  |    |
|-------------|--|----|
| Tabelle 1:  | Übersicht und aktueller Stand der charakterisierten Einsatzoptionen .....              | 3  |
| Tabelle 2:  | „Watchlist“ für Einsatzoptionen.....   | 4  |
| Tabelle 3:  | Basisdaten „Integration überschüssiger gesetzter Einspeisung (Langzeitspeicherung)“ .. | 9  |
| Tabelle 4:  | Basisdaten „Teilnahme am Day-Ahead-Markt / Lastglättung“ .....                         | 10 |
| Tabelle 5:  | Basisdaten „Teilnahme am Intraday-Markt / Ausgleich des erkannten Prognosefehlers“     | 12 |
| Tabelle 6:  | Basisdaten „Primärregelleistung (PRL)“ .....   | 15 |
| Tabelle 7:  | Basisdaten „Sekundärregelleistung (SRL)“ .....   | 16 |
| Tabelle 8:  | Basisdaten „Minutenreserveleistung (MRL)“ .....  | 18 |
| Tabelle 9:  | Basisdaten „Redispatch“ (bis 01.10.2021).....  | 20 |
| Tabelle 10: | Basisdaten „Einspeisemanagement (EinsMan)“ (bis 01.10.2021) .....                      | 23 |
| Tabelle 11: | Basisdaten „Bereitstellung gesicherter Leistung“ .....                                 | 25 |
| Tabelle 12: | Basisdaten „Eigenverbrauchserhöhung“ .....   | 27 |

# 1 Übersicht Einsatzoptionen

Die folgende Tabelle 1 enthält eine Übersicht über die charakterisierten Einsatzoptionen in Kapitel 2 und skizziert deren Beitrag zur Stromnetzstabilisierung. Der Fokus liegt dabei auf Einsatzoptionen, die aus Systemsicht (volkswirtschaftlicher Perspektive) einen Beitrag leisten. Diese grenzen sich von Einsatzoptionen ab, die vorwiegend aus Akteurssicht von Interesse sind. Da sich die Anforderungen der Stromnetzstabilisierung dabei je nach Zeithorizont, im Folgenden über die Abrufdauer dargestellt, stark unterscheiden, werden diese grob in einen kurzfristigen (Millisekunden bis Minuten) mittelfristigen (Minuten bis Stunden) oder langfristigen Zeithorizont (Tage bis Monate) geclustert.

*Tabelle 1: Übersicht und aktueller Stand der charakterisierten Einsatzoptionen*

| <b>Einsatzoption</b>  | <b>Beitrag zur Stromnetzstabilisierung</b>   |
|---|--|
| <b>Integration überschüssiger gesetzter Einspeisung (Langzeitspeicherung)</b> | Die Integration überschüssiger gesetzter Einspeisung vermeidet die Abregelung erneuerbarer Erzeugungsanlagen und ermöglicht es, den Überschuss zu einem späteren Zeitpunkt in das System integrieren zu können. Mithilfe von Flexibilitätsoptionen kann auf diese Weise das Stromnetz im Langfrist-Zeitraum stabilisiert werden.   |
| <b>Teilnahme am Day-Ahead-Markt (Lastglättung)</b>                            | Die Teilnahme am Stromhandel nimmt eine wichtige Rolle zur Planung und Steuerung eines Gleichgewichts zwischen Angebot und Nachfrage ein und ist im Hinblick auf die mittelfristige Stromnetzstabilität insgesamt positiv zu bewerten. Aufgrund ihrer Gewinnorientierung können Spekulationen am Strommarkt allerdings auch zu Fehlplanungen führen, welche die Stabilität des Stromnetzes vermindern. So besteht beispielsweise das Risiko, dass durch die Marktteilnehmer im Stromhandel bewusst Knappheit erzeugt wird, um hohe Preise zu verursachen. Darüber hinaus gehen vom Stromhandel aufgrund einer einheitlichen deutschen Preiszone kaum Anreize zur Vermeidung innerdeutscher Netzengpässe aus. |
| <b>Teilnahme am Intraday-Markt (Ausgleich des erkannten Prognosefehlers)</b>  |  |
| <b>Primärregelleistung</b>  | Regelleistung gleicht kurzfristige Schwankungen im Stromnetz anhand der Steuergröße der Netzfrequenz aus und leistet hierdurch einen wesentlichen Beitrag zur kurz- bis mittelfristigen Stabilität des Stromnetzes.  |
| <b>Sekundärregelleistung</b>  |  |
| <b>Minutenreserve</b>   |  |

| <b>Einsatzoption</b>                       | <b>Beitrag zur Stromnetzstabilisierung</b>   |
|--|--|
| <b>Redispatch</b>                          | Im Rahmen des Engpassmanagements werden Redispatch und Einspeisemanagement, seit Oktober 2021 im Redispatch 2.0 zusammengefasst, vom Netzbetreiber angewandt, um durch Vermeidung oder Beseitigung von Netzengpässen die Netz- und Systemsicherheit zu erhalten. Somit leisten diese Maßnahmen einen Beitrag zur kurzfristigen Stabilisierung des Stromnetzes.   |
| <b>Einspeisemanagement</b>                 |  |
| <b>Bereitstellung gesicherter Leistung</b> | Die Einspeisung aus Erneuerbaren Energien (EE) ist schwer planbar und nur ein kleiner Anteil der installierten Leistung kann als gesicherte Leistung gewertet werden. Um mit zunehmender EE-Einspeisung die Stabilität des Stromnetzes dennoch gewährleisten zu können, können Flexibilitätsoptionen einen Beitrag zur kurzfristig gesicherten Leistung liefern. |
| <b>Eigenverbrauchserhöhung</b>             | Die Erhöhung des Eigenverbrauchs ist wesentliches Ziel aus Akteurssicht (z.B. Haushalt), sodass im Gegensatz zu den vorherigen Einsatzoptionen die Stromnetzstabilisierung aus Systemsicht dabei nicht im Fokus steht. Die Eigenverbrauchserhöhung kann aber bei hoher Durchdringung von Photovoltaik (PV)-Anlagen zu einer Entlastung des Verteilnetzes führen. |

Die folgende „Watchlist“ enthält weitere Einsatzoptionen, die nicht im Detail untersucht werden, da die Stromnetzstabilisierung aus Systemsicht nicht im Fokus steht, die jedoch zukünftig aus Akteurssicht relevant werden können.

*Tabelle 2: „Watchlist“ für Einsatzoptionen*

| <b>Weitere Einsatzoption</b> | <b>Beitrag zur Stromnetzstabilisierung</b>   |
|------------------------------|--|
| <b>Spitzenlastmanagement</b> | Bei betrieblichem Spitzenlastmanagement steht die Stabilisierung des Stromnetzes nicht im Fokus. Die Einsatzoption kann jedoch zu einer Entlastung des Verteilnetzes beitragen.  |
| <b>Flexible Netznutzung</b>  | Im Rahmen der flexiblen Netznutzung können Flexibilitätsoptionen dazu eingesetzt werden, um den Anforderungen von Sonderformen der Netznutzung gem. §19 StromNEV zu genügen. Die Einsatzoption kann dabei zur Stromnetzstabilisierung beitragen (z.B. im Fall der atypischen Netznutzung), der Fokus dieser Einsatzoption liegt jedoch auf der Reduzierung der Netzentgelte (um bis zu 80%) zur Einsparung von Kosten aus Akteurssicht |

| Weitere Einsatzoption               | Beitrag zur Stromnetzstabilisierung  |
|-------------------------------------|--|
| <b>Abschaltbare Lasten</b>          | Im Rahmen von abschaltbaren Lasten können Verbraucher dazu angewiesen werden, ihren Stromverbrauch zur Beseitigung eines Netzengpasses oder Erzeugungsdefizites zu vermindern. Die Bedeutung abschaltbarer Lasten ist insgesamt allerdings stark rückläufig. So wurde 2019 die Gesamtabschaltleistung um 50% auf 750 MW reduziert, da die vorherige Gesamtabschaltleistung von 1,5 GW zu keinem Zeitpunkt ausgeschöpft wurde. (Stahl 2019) |
| <b>Momentanreserve</b>              | Im Rahmen der Momentanreserve dämpft die Trägheit rotierender Massen Frequenzänderungen und stützt damit die Netzfrequenz unmittelbar nach Eintritt eines Erzeugungsungleichgewichts. Ein ähnlicher Effekt ergibt sich bei frequenzabhängigen Lasten, bei welchen sich bei sinkender Frequenz eine reduzierte Wirkleistungsentnahme einstellt (Verbraucherselbstregeleffekt). (dena 2016) Da die   |
| <b>Verbraucherselbstregeleffekt</b> | Stromnetzstabilisierung hierbei als Nebeneffekt aufgrund von physikalischen Eigenschaften auftritt, werden diese nicht als Einsatzoptionen im Sinn von Systemdienstleitungen betrachtet. Aufgrund von absehbaren Veränderungen im Energiesystem (z.B. rückläufiger Anteil konventioneller Kraftwerke) können alternative Lösungen in Form von Ersatzmaßnahmen zukünftig jedoch eine relevante Rolle spielen.                               |

## 2 Charakterisierte Einsatzoptionen

Im Folgenden werden die ausgewählten Einsatzoptionen hinsichtlich verschiedener Parameter charakterisiert. Dabei liegt der Fokus auf den aktuellen Kennwerten.

### 2.1 Erläuterung der Parameter

Die Parameter zur Charakterisierung der Einsatzoptionen sind in Anlehnung an (Pellinger et al. 2016) wie folgt definiert. Der Begriff Speicher wird hierbei repräsentativ verwendet und umfasst neben klassischen Strom-zu-Strom-Speichern auch eine Verschiebung der Last durch Energieflexibilitätsmaßnahmen.

#### **Regulatorische Anforderungen**

Anforderungen, die sich durch den Gesetzgeber ergeben.

#### **Planungsdauer**

Benötigte Zeitspanne von der Entscheidung zur Notwendigkeit einer Flexibilitätsmaßnahme bis zur Beendigung aller damit einhergehenden planerischen Tätigkeiten im Prozess- und Fertigungsablauf. (Einheit: s oder h) (VDI 5207 Blatt 1 2019)

#### **Leistungsgradient**

Geschwindigkeit, mit dem ein Speichersystem hoch- bzw. runterfahren muss, wenn dieses bereits aktiviert ist. (Einheit: % pro s, Min. oder h)

#### **Abrufdauer**

Zeitspanne von der vollständig ausgebildeten Laständerung bis zum Beginn der Deaktivierung der Flexibilitätsmaßnahme. (Einheit: h) (VDI 5207 Blatt 1 2019)

#### **Vorhaltdauer**

Zeitdauer, über die Energie im Speicher vorgehalten bzw. über die eine Energiemenge verschoben werden muss. (Einheit: h)



**Einsatzstunden**

Anzahl der Stunden, die der Speicher pro Jahr für die jeweilige Einsatzoption genutzt wird. (Einheit: h/a)

**Bedarf**

Speicherleistung bzw. -kapazität, die für eine Einsatzoption insgesamt bereitgestellt werden muss. (Einheit: GW oder MW bzw. GWh oder MWh)

**Strombezugskosten**

Spezifische Kosten für den Strombezug, die für den jeweiligen Einsatz während des Beladeprozesses entstehen. (Einheit: €/MWh).

**Vermiedene Kosten**

Kosten für die Referenztechnologie, mit der die Flexibilitätsoption nach heutigem Stand der Technik in dem jeweiligen Anwendungsfall konkurriert, und welche somit im Falle eines Einsatzes vermieden werden. (Einheit: €/MWh oder  $\text{€}/(\text{MW} \cdot \text{a})$ )

Bei der Lastflexibilisierung findet im Gegensatz zu klassischen Strom-zu-Strom-Speichern kein Be- und Entladeprozess, sondern nur eine Verschiebung der Last statt. In diesem Fall berechnen sich die vermiedenen Kosten immer aus der Differenz zwischen den vermiedenen Kosten eines Strom-zu-Strom-Speichers und den Strombezugskosten.

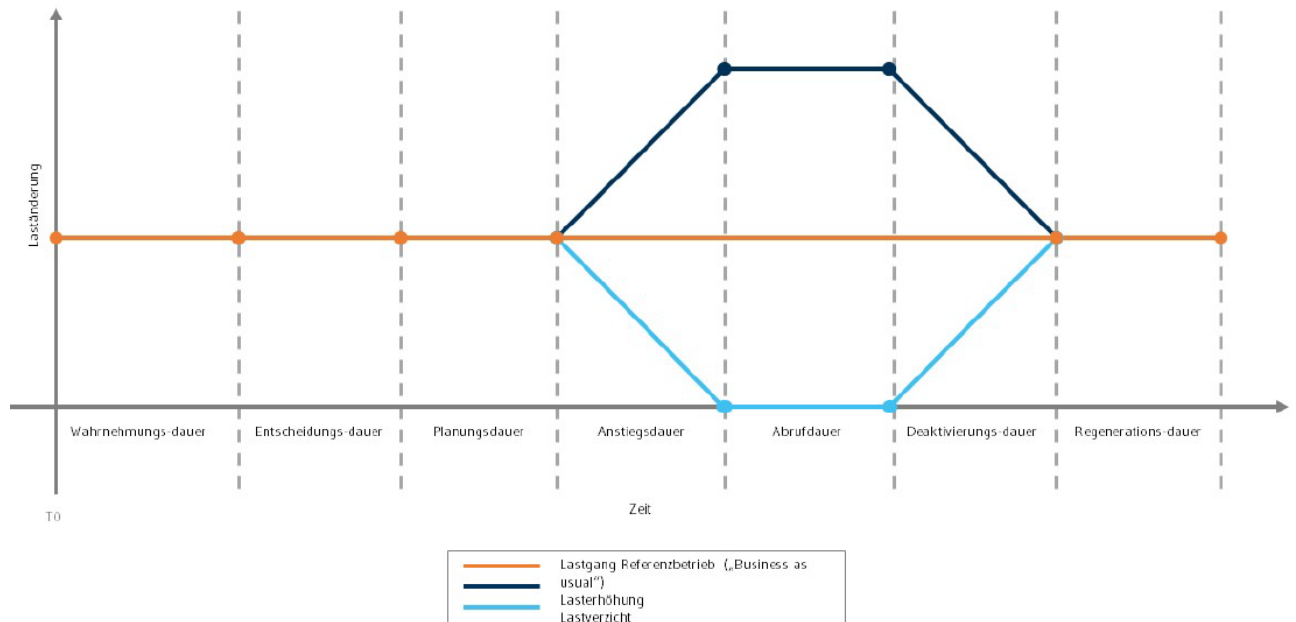


Abbildung 1: Zeitbezogene Charakterisierungsparameter zur Beschreibung von Energieflexibilitätsmaßnahmen (VDI 5207 Blatt 1 2019)

## 2.2 Integration überschüssiger gesetzter Einspeisung (Langzeitspeicherung)

Als überschüssige gesetzte Einspeisung wird die Einspeisung bezeichnet, die unter Berücksichtigung des Ausbaus erneuerbarer Erzeuger, des internationalen Stromaustausches sowie des thermischen Mindestsockels zu einer Lastüberdeckung führt. Übersteigt die Einspeisung den Verbrauch in einem Maße, dass die Schwankungen der Residuallast nicht durch die Regelung flexibler Kraftwerke oder den Stromaustausch mit dem Ausland kompensiert werden können, so können Flexibilitätsoptionen zum Einsatz kommen, um eine Abregelung erneuerbarer Erzeugungsanlagen zu vermeiden. (Pellinger et al. 2016) Im Gegensatz zu den netzbedingten Abregelungen des Redispatch 2.0 (siehe Kapitel 2.6) sind Abregelungen aufgrund überschüssig gesetzter Einspeisung durch den Markt bedingt.

Anstelle des Ausdrucks „Integration überschüssiger gesetzter Einspeisung“ werden häufiger Begriffe wie „saisonale Speicherung“ und „Stromüberschüsse“ verwendet. Hierbei ist jedoch zu beachten, dass sich die Speicherung überschüssiger gesetzter

Einspeisung nicht ausschließlich auf eine saisonale Speicherung bezieht, sondern auch stunden-, tage- oder wochenweise Speicherungen beinhaltet. Der Begriff „Überschuss“ bedeutet außerdem nicht, dass die zu speichernde elektrische Energie im Überfluss vorhanden ist, sondern vielmehr, dass die überschüssige Einspeisung ohne den Einsatz von Flexibilitätsoptionen nicht in das System integrierbar ist. (Pellinger et al. 2016)

*Tabelle 3: Basisdaten „Integration überschüssiger gesetzter Einspeisung (Langzeitspeicherung)“*

| <b>Parameter</b>             | <b>Referenzwert</b>                       | <b>Berechnung und Quellen</b>   |
|------------------------------|---|---|
| Regulatorische Anforderungen | -   | -   |
| Planungsdauer                | Mehrere Stunden                           | (Pellinger et al. 2016)   |
| Leistungsgradient            | 100 %/h                                   | (Pellinger et al. 2016)   |
| Abrufdauer                   | Mind. 10 h                                | (Pellinger et al. 2016)   |
| Vorhaltdauer                 | Wenige Stunden bis zu einer Woche         | (Pellinger et al. 2016)   |
| Einsatzstunden               | 110 h/a                                   | Basierend auf Residuallastkurve für 2020 aus FfE-Forschungsprojekt Dynamis (Fattler et al. 2019)      |
| Leistungsbedarf              | 4 GW                                      | Mittelwert der negativen Residuallast in 2020 aus FfE-Forschungsprojekt Dynamis (Fattler et al. 2019) |
| Arbeitsbedarf                | 40 GWh                                    | Ableitung des Speicherbedarfs in GWh über Bedarf in GW und Abrufdauer                                 |
| Strombezugskosten            | Nicht anderweitig integrierbarer EE-Strom | (Pellinger et al. 2016)   |

| Parameter         | Referenzwert  | Berechnung und Quellen   |
|-------------------|---|--|
| Vermiedene Kosten | Abhängig von Flexibilitätsoption:<br>- Strom-zu-Strom:<br>durchschnittlicher Day-Ahead-Preis (vier teuerste Stunden des Tages)<br>- Methan: Marktpreis Erdgas<br>- Wärme: Gestehungskosten<br>- Wasserstoff:<br>Gestehungskosten<br>Dampfreformierung | Methodik nach (Pellinger et al. 2016), Werte: vgl. aktuelle Marktdaten |

### 2.3 Teilnahme am Day-Ahead-Markt (Lastglättung)

Unter Day-Ahead-Handel wird der Handel von Energie für den folgenden Tag verstanden. Der Handel an der europäischen Strombörse EPEX SPOT SE (European Power Exchange) erfolgt hierbei durch tägliche „blind auctions“ (dt. Blindauktionen), welche jeweils um 12 Uhr des Vortags durchgeführt werden. In Deutschland werden an der EPEX stündliche oder mehrstündliche Day-Ahead-Kontrakte mit einem Mindestvolumen von 0,1 MW und einem Mindestpreis von 0,1 €/MWh gehandelt. Aufgrund der hohen Liquidität des Day-Ahead-Marktes hat sich der deutsche Day-Ahead-Preis zu einer wichtigen europäischen Referenzgröße entwickelt. Mit Ausnahme der Schweiz und Großbritannien sind alle Märkte der EPEX Teil einer multiregionalen Kopplung. (EPEX 2021) Eine Teilnahme am Day-Ahead-Markt folgt den Zielen der Optimierung des Portfolios und der Generierung von Erlösen nach dem Prinzip „günstig kaufen, teuer verkaufen“. Die Teilnahme am Day-Ahead-Markt führt zu einer Lastglättung, da hierdurch untertägige Schwankungen in der Residuallast ausgeglichen werden.

*Tabelle 4: Basisdaten „Teilnahme am Day-Ahead-Markt / Lastglättung“*

| Parameter                    | Referenzwert  | Berechnung und Quellen |
|------------------------------|---|------------------------|
| Regulatorische Anforderungen | Kontraktgröße: Mind. 0,1 MW<br>Preisschritte: Mind. 0,1 €/MWh | (EPEX 2021)            |

| Parameter         | Referenzwert   | Berechnung und Quellen   |
|-------------------|--|--|
| Planungsdauer     | Mind. 12 h   | Abgeleitet aus Auktionszeit:<br>12 Uhr des Vortages (EPEX 2021)  |
| Leistungsgradient | Ca. 100 % in 15 Min.   | Kein Ausschlusskriterium, aber aufgrund der steilen Wind- und PV-Einspeisung anzustreben (vgl. Lastglättung (Pellinger et al. 2016)) |
| Abrufdauer        | Mind. 1 h, für relevanten Beitrag zur Lastglättung: 4 h  | Stundengebote (EPEX 2021), Lastglättung s. (Pellinger et al. 2016)   |
| Vorhaltdauer      | Mind. 1 h, für Lastglättung: mehrere Stunden   | Stundengebote (EPEX 2021), Lastglättung s. (Pellinger et al. 2016)   |
| Einsatzstunden    | 1.460 h/a  | Ca. 4 h täglich, vgl. Lastglättung (Pellinger et al. 2016)   |
| Leistungsbedarf   | Einstelliger GW-Bereich  | Vgl. Lastglättung (Pellinger et al. 2016)  |
| Arbeitsbedarf     | Ein- bis zweistelliger GWh-Bereich   | Ableitung des Speicherbedarfs in GWh über Bedarf in GW und Abrufdauer  |
| Strombezugskosten | Durchschnittlicher Day-Ahead-Preis in den vier günstigsten Stunden der Tage des jeweiligen Jahres  | (Pellinger et al. 2016), Werte: vgl. aktuelle Marktdaten   |
| Vermiedene Kosten | Abhängig von Referenztechnologie: <ul style="list-style-type: none"> <li>- Strom-zu-Strom: durchschnittlicher Day-Ahead-Preis in den vier teuersten Stunden der Tage des jeweiligen Jahres</li> <li>- Methan: Marktpreis Erdgas</li> <li>- Wärme: Gestehungskosten</li> <li>- Wasserstoff: Gestehungskosten Dampfreformierung</li> </ul> | Methodik nach (Pellinger et al. 2016), Werte: vgl. aktuelle Marktdaten   |

## 2.4 Teilnahme am Intraday-Markt (Ausgleich des erkannten Prognosefehlers)

Am Intraday-Markt werden die kurzfristigen Stromkontrakte gehandelt. An der europäischen Strombörse EPEX SPOT SE werden in diesem Rahmen 15-Minuten-, 30-Minuten- sowie 1-Stunden-Kontrakte unterschieden. Im Rahmen des kontinuierlichen Handels werden in Deutschland ab 15 Uhr des Vortags 1-Stunden-Kontrakte, ab 15:30 Uhr des Vortags 30-Minuten Kontrakte sowie ab 16:00 Uhr des Vortags 15-Minuten-Kontrakte gehandelt. Ein Kontrakt muss hierbei spätestens 5 Minuten vor Lieferbeginn abgeschlossen werden.

Zusätzlich zum kontinuierlichen Handel erfolgt im deutschen Markt täglich um 15 Uhr eine „blind auction“, in welcher 15-Minuten-Kontrakte des Folgetags gehandelt werden. Die Ergebnisse werden jeweils kurz nach Ende der „blind auction“ veröffentlicht und können als Preissignal herangezogen werden. Hierbei werden Kontrakte in Abstufungen von mindestens 0,1 MW in Preisschritten von mindestens 0,01 €/MWh (kontinuierlicher Handel) bzw. 0,1 €/MWh („blind auction“) gehandelt (EPEX 2021). Analog zum Day-Ahead-Handel werden die Ziele der Optimierung des Portfolios und der Generierung von Erlösen nach dem Prinzip „günstig kaufen, teuer verkaufen“ verfolgt.

Wie in (Pellinger et al. 2016) beschrieben, sind für die Abweichungen der real anfallenden und der am Vortag gehandelten Strommengen (vgl. Day-Ahead-Markt) neben Fehlern der prognostizierten Verbraucherlast auch Prognosefehler der Stromerzeugung, insbesondere aus PV- und Windenergie-Anlagen, verantwortlich. Durch die Teilnahme am Intraday-Markt können Flexibilitätsoptionen einen Beitrag zum Ausgleich des erkannten Prognosefehlers leisten und somit die technischen Anforderungen an konventionelle Kraftwerke reduziert und Ausgleichszahlungen durch Begleichung des Prognosefehlers vermieden werden.

*Tabelle 5: Basisdaten „Teilnahme am Intraday-Markt / Ausgleich des erkannten Prognosefehlers“*

| Parameter                    | Referenzwert   | Berechnung und Quellen |
|------------------------------|--|------------------------|
| Regulatorische Anforderungen | Kontraktgröße: Mind. 0,1 MW<br>Preisschritte: Mind. 0,01 €/MWh | (EPEX 2021)            |

| <b>Parameter</b>  | <b>Referenzwert</b>   | <b>Berechnung und Quellen</b>  |
|-------------------|---|--|
| Planungsdauer     | Mind. 5 Min.  | (EPEX 2021)  |
| Leistungsgradient | 100 % in 15 Min.  | Vgl. Ausgleich Prognosefehler in (Pellinger et al. 2016)                           |
| Abrufdauer        | Mind. 15 Min., für relevanten Beitrag zum Ausgleich des erkannten Prognosefehlers: 4 h                | Viertelstundengebote (EPEX 2021), Ausgleich Prognosefehler (Pellinger et al. 2016) |
| Vorhaltdauer      | Mind. 15 Min., für Ausgleich Prognosefehler: mehrere Stunden  | Viertelstundengebote (EPEX 2021), Ausgleich Prognosefehler (Pellinger et al. 2016) |
| Einsatzstunden    | 1.460 h/a   | Vgl. Ausgleich Prognosefehler (Pellinger et al. 2016)                              |
| Leistungsbedarf   | Einstelliger GW-Bereich   | Vgl. Ausgleich Prognosefehler (Pellinger et al. 2016)                              |
| Arbeitsbedarf     | Ein- bis zweistelliger GWh-Bereich  | Ableitung des Speicherbedarfs in GWh über Bedarf in GW und Abrufdauer              |
| Strombezugskosten | Durchschnittlicher Intraday-Preis in den 16 günstigsten Viertelstunden der Tage des jeweiligen Jahres | (Pellinger et al. 2016), Werte: vgl. aktuelle Marktdaten                           |

| Parameter         | Referenzwert  | Berechnung und Quellen   |
|-------------------|---|--|
| Vermiedene Kosten | Abhängig von Referenztechnologie: <ul style="list-style-type: none"> <li>- Strom-zu-Strom: durchschnittlicher Intraday-Preis in den 16 teuersten Viertelstunden der Tage des jeweiligen Jahres</li> <li>- Methan: Marktpreis Erdgas</li> <li>- Wärme: Gestehungskosten</li> <li>- Wasserstoff: Gestehungskosten Dampfreformierung</li> <li>- Flexibilisierung: Kein Be- und Entladeprozess, sondern nur Verschiebung; vermiedene Kosten = Differenz zwischen vermiedenen Kosten (Strom-zu-Strom) und Strombezugskosten</li> </ul> | Methodik nach (Pellinger et al. 2016), Werte: vgl. aktuelle Marktdaten |

## 2.5 Bereitstellung von Regelennergie

Der aus dem Handel am Stromgroßhandelsmarkt resultierende Kraftwerkseinsatz stimmt nicht immer mit dem physikalischen Gleichgewicht von Angebot und Nachfrage überein. Unvorhergesehene Leistungsabweichungen im Stromnetz werden daher durch Regelennergie ausgeglichen. Als Indikator des Gleichgewichts von Stromeinspeisung und Stromentnahme wird hierfür die Frequenz im Stromnetz herangezogen. Die Beschaffung von Regelennergie erfolgt über Ausschreibungen am Regelleistungsmarkt. Es wird zwischen negativer Regelennergie bei einem erzeugungsseitigen Leistungsüberschuss (steigende Frequenz) und positiver Regelennergie bei einem erzeugungsseitigen Leistungsdefizit im Stromnetz (fallende Frequenz) unterschieden. Regelennergie wird aufgrund unterschiedlicher Anforderungen in Primärregelennergie, Sekundärregelennergie und Minutenreserve untergliedert.



## 2.5.1 Primärregelleistung

Im Falle einer Frequenzabweichung stellt Primärregelleistung (PRL) die erste und daher kurzfristigste Maßnahme zum Ausgleich dar. Die in diesem Rahmen angebotene Leistung muss innerhalb von 30 Sekunden vollständig abrufbar sein und für mindestens 14,5 Minuten zur Verfügung stehen. Um zeitliche Verluste zu vermeiden, erfolgt die Aktivierung anhand eigenständiger Frequenzmessungen. Liegt am Ort des Anbieters von Primärregelleistung eine Abweichung von mindestens 0,01 Hertz vor ist dieser dazu verpflichtet der Abweichung entgegenzuwirken. Die Aktivierung erfolgt hierbei proportional zur Netzfrequenz, sodass bei einer definierten Abweichung von 0,2 Hertz die vorgehaltene Leistung in voller Höhe zu aktivieren ist. Die Vergütung von Primärregelleistung erfolgt ausschließlich über einen Leistungspreis. (regelleistung.net 2021)

*Tabelle 6: Basisdaten „Primärregelleistung (PRL)“*

| Parameter                    | Referenzwert              | Berechnung und Quellen  |
|------------------------------|---------------------------|---|
| Regulatorische Anforderungen | Mindestleistung: +/- 1 MW | (regelleistung.net 2020a)   |
| Planungsdauer                | 0 s                       | (regelleistung.net 2020b)   |
| Leistungsgradient            | 100 % in 30 s             | (regelleistung.net 2020b)   |
| Abrufdauer                   | Mind. 14,5 Min.           | (regelleistung.net 2020b)   |
| Vorhaltdauer                 | Bis zu 4 h                | Ausschreibung erfolgt für einen Erbringungszeitraum von 4 h<br>(regelleistung.net 2020a)  |
| Einsatzstunden               | 8.760 h/a                 | Prinzipiell ganzjährig, die resultierenden Volllaststunden sind jedoch technologieabhängig (z.B. Batteriespeicher: 345 h/a abgeleitet aus (Fischhaber et al. 2016)) |
| Leistungsbedarf              | 628 MW                    | In DE bereitgestellte Leistung inkl. Exporten und Importen  |

| Parameter         | Referenzwert                | Berechnung und Quellen  |
|-------------------|-----------------------------|---|
| Arbeitsbedarf     | Mind. 157 MWh               | Ableitung des Speicherbedarfs in MWh über Bedarf in MW und Mindestabrufdauer, die genaue Auslegung ist jedoch ebenfalls technologieabhängig |
| Strombezugskosten | Mittlerer Day-Ahead-Preis   | Werte: vgl. aktuelle Marktdaten   |
| Vermiedene Kosten | Median des Leistungspreises | (regelleistung.net 2021)  |

## 2.5.2 Sekundärregelleistung

Die Sekundärregelleistung (SRL) wird für den Ausgleich länger andauernder Netzschwankungen zur Ablösung der Primärregelleistung herangezogen. Die angebotene Leistung muss innerhalb von fünf Minuten vollständig zur Verfügung stehen, eine erste Reaktion muss innerhalb von 30 Sekunden erfolgen. Die Aktivierung erfolgt hierbei durch einen Abruf des jeweiligen Übertragungsnetzbetreibers. Die Vergütung von Sekundärregelleistung setzt sich aus einer Leistungspreis- und einer Arbeitspreiskomponente zusammen.

Tabelle 7: Basisdaten „Sekundärregelleistung (SRL)“

| Parameter                    | Referenzwert          | Berechnung und Quellen   |
|------------------------------|-----------------------|--|
| Regulatorische Anforderungen | Mindestleistung: 5 MW | Abweichend ist eine Angebotsgröße von 1 MW, 2 MW, 3 MW oder 4 MW unter der Maßgabe zulässig, dass ein Anbieter von Sekundärregelreserve nur ein einziges Angebot je Produktzeitscheibe in der jeweiligen Regelzone abgibt<br>(regelleistung.net 2020a) |
| Planungsdauer                | 30 s                  | (regelleistung.net 2020b)  |
| Leistungsgradient            | 100 % in 5 Min.       | (regelleistung.net 2020b)  |
| Abrufdauer                   | Mind. 10 Min.         | (regelleistung.net 2020b)  |

| Parameter                    | Referenzwert   | Berechnung und Quellen  |
|------------------------------|--|---|
| Vorhaltungsdauer             | Bis zu 4 h   | Ausschreibung erfolgt für einen Erbringungszeitraum von 4 h (regelleistung.net 2020a)   |
| <b>Negative SRL (nSRL):</b>  |  |   |
| Einsatzstunden               | 270 h/a  | Skalierung des Wertes aus (Pellinger et al. 2016) mit dem Verhältnis der Abrufgrade von 2017 zu 2012 aus (regelleistung.net 2021);    |
| Leistungsbedarf              | 1.954 MW   | Reale Abrufe nach Ende des Mischpreisverfahrens skaliert auf 1 Jahr (regelleistung.net 2021)  |
| Arbeitsbedarf                | 7.816 MWh  | Ableitung des Speicherbedarfs in MWh über Bedarf in MW und Abrufdauer   |
| Strombezugskosten            | Median des Arbeitspreises  | (regelleistung.net 2021)  |
| Vermiedene Kosten (Leistung) | Median des Leistungspreises  | (regelleistung.net 2021)  |
| Vermiedene Kosten (Arbeit)   | Abhängig von Referenztechnologie:<br>- Strom-zu-Strom: mittlerer Intraday-Preis<br>- Methan: Marktpreis Erdgas<br>- Wärme: Gestehungskosten<br>- Wasserstoff: Gestehungskosten Dampfreformierung | Kosteneinsparung durch den Verkauf des ausgespeicherten Stroms bzw. des umgewandelten Energieträgers, Werte: vgl. aktuelle Marktdaten |
| <b>Positive SRL (pSRL):</b>  |  |   |
| Einsatzstunden               | 209 h/a  | vgl. nSRL   |
| Leistungsbedarf              | 2.019 MW   | vgl. nSRL   |
| Arbeitsbedarf                | 8.075 MWh  | vgl. nSRL   |
| Strombezugskosten            | Mittlerer Intraday-Preis   | Werte: vgl. aktuelle Marktdaten   |
| Vermiedene Kosten (Leistung) | Median des Leistungspreises  | (regelleistung.net 2021)  |

| Parameter                  | Referenzwert              | Berechnung und Quellen   |
|----------------------------|---------------------------|--------------------------|
| Vermiedene Kosten (Arbeit) | Median des Arbeitspreises | (regelleistung.net 2021) |

### 2.5.3 Minutenreserve

Bei noch länger andauernden Versorgungsschwankungen kommt die Minutenreserve als Ablösung der Sekundärregelung zum Einsatz. Die Minutenreserveleistung (MRL) muss innerhalb von 15 Minuten vollständig zur Verfügung stehen. Analog zur Sekundärregelung erfolgt die Aktivierung durch einen Abruf des jeweiligen Übertragungsnetzbetreibers. Die Vergütung setzt sich ebenfalls aus einer Leistungspreis- und einer Arbeitspreiskomponente zusammen.

Tabelle 8: Basisdaten „Minutenreserveleistung (MRL)“

| Parameter                    | Referenzwert          | Berechnung und Quellen   |
|------------------------------|-----------------------|--|
| Regulatorische Anforderungen | Mindestleistung: 5 MW | Eine Angebotsgröße von 1 MW, 2 MW, 3 MW oder 4 MW unter der Maßgabe zulässig, dass ein Anbieter von Minutenreserve nur ein einziges Angebot je Produktzeitscheibe der positiven bzw. negativen Minutenreserve in der jeweiligen Regelzone abgibt (regelleistung.net 2020a) |
| Planungsdauer                | 7,5 Min.              | (regelleistung.net 2020b)  |
| Leistungsgradient            | 100 % in 15 Min.      | (regelleistung.net 2020b)  |
| Abrufdauer                   | Mind. 10 Min.         | (regelleistung.net 2020b)  |
| Vorhaltdauer                 | Bis zu 4 h            | Ausschreibung erfolgt für einen Erbringungszeitraum von 4 h (regelleistung.net 2020a)  |
| <b>Negative MRL (nMRL):</b>  |                       |  |
| Einsatzstunden               | 10 h/a                | Skalierung des Wertes aus (Pellinger et al. 2016) mit dem Verhältnis der Abrufgrade von 2017 zu 2012 aus (regelleistung.net 2021)  |

| Parameter                    | Referenzwert  | Berechnung und Quellen  |
|------------------------------|---|---|
| Leistungsbedarf              | 877 MW  | Reale Abrufe nach Ende des Mischpreisverfahrens skaliert auf 1 Jahr (regelleistung.net 2021)  |
| Arbeitsbedarf                | 3.508 MWh   | Ableitung des Speicherbedarfs in MWh über Bedarf in MW und Abrufdauer   |
| Strombezugskosten            | Median des Arbeitspreises   | (regelleistung.net 2021)  |
| Vermiedene Kosten (Leistung) | Median des Leistungspreis   | (regelleistung.net 2021)  |
| Vermiedene Kosten (Arbeit)   | Abhängig von Referenztechnologie: <ul style="list-style-type: none"> <li>- Strom-zu-Strom: mittlerer Intraday-Preis</li> <li>- Methan: Marktpreis Erdgas</li> <li>- Wärme: Gesteungskosten</li> <li>- Wasserstoff: Gesteungskosten Dampfreformierung</li> </ul> | Kosteneinsparung durch den Verkauf des ausgespeicherten Stroms bzw. des umgewandelten Energieträgers, Werte: vgl. aktuelle Marktdaten |
| <b>Positive MRL (pMRL):</b>  |   |   |
| Einsatzstunden               | 27 h/a  | vgl. nMRL   |
| Leistungsbedarf              | 1.535 MW  | vgl. nMRL   |
| Arbeitsbedarf                | 6.140 MWh   | vgl. nMRL   |
| Strombezugskosten            | Mittlerer Intraday-Preis  | Werte: vgl. aktuelle Marktdaten   |
| Vermiedene Kosten (Leistung) | Median des Leistungspreises   | (regelleistung.net 2021)  |
| Vermiedene Kosten (Arbeit)   | Median des Arbeitspreises   | (regelleistung.net 2021)  |

## 2.6 Redispatch 2.0

Der Einsatz von Maßnahmen des Redispatch 2.0 dient dem Erhalt der Netz- und Systemsicherheit und bezieht sich auf alle Anlagen zur Erzeugung oder Speicherung von elektrischer Energie mit einer Nennleistung ab 100 Kilowatt sowie von Anlagen zur Erzeugung oder Speicherung von elektrischer Energie, die durch einen Netzbetreiber jederzeit fernsteuerbar sind (vgl. §13a EnWG).

Aufgrund der Einführung des Redispatch 2.0 zum 01.10.2021 und der damit verbundenen geringen Datenlage wird im Folgenden auf die vorangegangenen Maßnahmen des Engpassmanagements „Redispatch“ und „Einspeisemanagement“ eingegangen.

### 2.6.1 Redispatch (bis 01.10.2021)

Unter Redispatch als eine Maßnahme des Engpassmanagements wird der gezielte Eingriff in den marktbasieren Fahrplan von Kraftwerken oder Anlagen zur Vermeidung oder Beseitigung von Netzengpässen verstanden. Um Leitungsüberlastungen vorzubeugen oder diese zu beheben, fordern Netzbetreiber Einspeisereduzierungen bzw. -erhöhungen bei den Kraftwerken an. Hierbei handelt es sich lediglich um eine Verlagerung von Kraftwerkseinspeisungen, da die abgeregelten Mengen an einer Stelle durch gleichzeitiges Hochregeln an anderer Stelle physikalisch und bilanziell ausgeglichen werden. Wird also ein Kraftwerk angewiesen, seine Einspeiseleistung um einen bestimmten Betrag abzusenken, so wird zugleich ein sich an einer netzverträglichen Stelle befindliches anderes Kraftwerk aufgefordert, seine Einspeiseleistung um den gleichen Betrag zu erhöhen.

Im Jahr 2020 betragen die angeforderten Einspeisereduzierungen und -erhöhungen insgesamt 16.795 GWh, was einer Erhöhung von 24 % gegenüber 2019 (13.52 GWh) entspricht. (Bundesnetzagentur 2021)

Tabelle 9: Basisdaten „Redispatch“ (bis 01.10.2021)

| Parameter                    | Referenzwert                                | Berechnung und Quellen  |
|------------------------------|---|-------------------------|
| Regulatorische Anforderungen | Pflicht für Anlagen mit Nennleistung >10 MW | (Pellinger et al. 2016) |

| Parameter                                      | Referenzwert  | Berechnung und Quellen  |
|--|---|---|
| Planungsdauer                                  | keine konkreten Anforderungen   | -   |
| Leistungsgradient                              | Ca. 100 % in 0,5 h  | Kein Ausschlusskriterium, da keine konkreten Anforderungen, orientiert an Gradienten von Kohlekraftwerken, vgl. (Pellinger et al. 2016) |
| Abrufdauer                                     | 8 h   | Auswertung Redispatch-Daten für die Jahre 2018/2019 aus (Netztransparenz 2020), so dass 75 % aller Redispatch-Einsätze abgedeckt werden |
| Vorhaltdauer                                   | keine konkreten Anforderungen   | -   |
| <b>Erhöhen der Wirkleistungseinspeisung:</b>   |   |   |
| Einsatzstunden                                 | 1.097 h/a   | Siehe „Abrufdauer“  |
| Leistungsbedarf                                | 250 MW  | Siehe „Abrufdauer“  |
| Arbeitsbedarf                                  | 2.000 MWh   | Ableitung des Speicherbedarfs in MWh über Bedarf in MW und Entladedauer   |
| Strombezugskosten                              | Durchschnittlicher Day-Ahead-Preis in den vier günstigsten Stunden der Tage des jeweiligen Jahres | (Pellinger et al. 2016), Werte: vgl. aktuelle Marktdaten; nur für Strom-zu-Strom-Speicher, für Lastflexibilisierung entfallen diese     |
| Vermiedene Kosten                              | Durchschnittliche Kosten für Redispatch   | Werte: vgl. z.B. (Bundesnetzagentur 2019);  |
| <b>Vermeiden einer Wirkleistungsreduktion:</b> |   |   |
| Einsatzstunden                                 | 1.326 h/a   | Siehe „Abrufdauer“  |
| Leistungsbedarf                                | 300 MW  | Siehe „Abrufdauer“  |

| Parameter                    | Referenzwert  | Berechnung und Quellen   |
|------------------------------|---|--|
| Arbeitsbedarf                | 2.400 MWh   | Ableitung des Potenzials in MWh über Potenzial in MW und Abrufdauer  |
| Vermiedene Kosten            | Summe aus vermiedenen Redispatch-Kosten und weiteren vermiedenen Kosten abhängig von der Referenztechnologie:<br><ul style="list-style-type: none"> <li>- Strom-zu-Strom und Lastflexibilisierung: durchschnittlicher Day-Ahead-Preis</li> <li>- Methan: Marktpreis Erdgas</li> <li>- Wärme: Gesteungskosten</li> <li>- Wasserstoff: Gesteungskosten Dampfreformierung</li> </ul> | Summe aus vermiedenen Redispatch-Kosten (s. nächste Zeile) und den weiteren vermiedenen Kosten in Abhängigkeit der Technologie (Werte: vgl. aktuelle Marktdaten) |
| Vermiedene Redispatch-Kosten | Durchschnittlichen Kosten für Redispatch  | Werte: vgl. z.B. (Bundesnetzagentur 2019)  |

### 2.6.2 Einspeisemanagement (bis 01.10.2021)

Eine weitere Maßnahme des Engpassmanagements ist das Einspeisemanagement (EinsMan). Dieses umfasst die vom Netzbetreiber geforderte Abregelung von EE- (vorwiegend) oder KWK-Anlagen im Fall von Netzengpässen aufgrund zu hoher Stromeinspeisung. Zu beachten ist hierbei, dass jene EinsMan-Abregelungen nur dann erfolgen dürfen, wenn alle anderen Netzsicherheitsmaßnahmen, wie beispielsweise die Regelung konventioneller Anlagen im Rahmen von Redispatchmaßnahmen, bereits ausgeschöpft sind (Ostermann et al. 2019).

Wie beim Redispatch erfolgt auch beim Einspeisemanagement ein bilanzieller Ausgleich, das heißt die Abregelung von erneuerbarer Erzeugung an einer Stelle erfordert die Erhöhung der Erzeugungsleistung an einer netzverträglichen, anderen Stelle. Im Jahr 2018 lag das Einspeisemanagementvolumen bei rund 5.403 GWh und damit fast auf Vorjahres-Niveau (2017: 5.518 GWh). (Bundesnetzagentur 2020b)



Der Einsatz von Maßnahmen zum Einspeisemanagement hat somit, ebenso wie der Einsatz von Redispatchmaßnahmen, die Erhaltung der Netz- und Systemsicherheit zum Ziel. Verschiedene Flexibilitätsoptionen können einen Beitrag leisten, Maßnahmen des Einspeisemanagements zu reduzieren und somit die Abregelung von EE-Anlagen zu vermeiden. Durch EinsMan abzuregelnder Strom kann stattdessen zwischengespeichert oder in einen anderen Energieträger umgewandelt werden. Eine fortbestehende oder wieder aufgetretene Überlastung des Netzes bei der Ausspeicherung des Stroms ins Netz ist eine relevante Einschränkung für diese Einsatzoption, da die Ausspeicherung während einer Netzüberlastung zu vermeiden ist. Hierdurch reduzieren sich die Einsatzstunden für Strom-zu-Strom-Speicher im Vergleich zur Umwandlung des abzuregelnden Stroms in andere Energieträger.

*Tabelle 10: Basisdaten „Einspeisemanagement (EinsMan)“ (bis 01.10.2021)*

| <b>Parameter</b>             | <b>Referenzwert</b>  | <b>Berechnung und Quellen</b>   |
|------------------------------|--|---|
| Regulatorische Anforderungen | -  | -   |
| Planungsdauer                | Anlagenbetreiber wird – wenn möglich – spätestens am Vortag informiert | (§14 Absatz 2 EEG 2017)   |
| Leistungsgradient            | 100 % in 15 Minuten  | (Pellinger et al. 2016)   |
| Abrufdauer                   | 8 h  | Mittlere Dauer von starken EinsMan- Einsätzen (Abregelung größer gleich der angenommen Anlagenleistung von 0,1 GW*) in den stark von EinsMan betroffenen Landkreisen** im Jahr 2018 (Auswertungen basierend auf der Datenbasis und Methodik aus (Ostermann et al. 2019), (Velazquez Rios 2019)) |
| Vorhaldedauer                | -  | -   |

| Parameter         | Referenzwert  | Berechnung und Quellen  |
|-------------------|---|---|
| Einsatzstunden    | 600 h/a <sup>***</sup> /<br>700 h/a <sup>****</sup>   | Volllaststunden in den stark von EinsMan betroffenen Landkreisen, Speicherkapazität von Strom-zu-Strom-Speichern reduziert Einsatzstunden bei länger andauernder Netzüberlastung (Auswertungen vgl. „Abrufdauer“) |
| Leistungsbedarf   | 1,5 GW  | Ausgehend von der angenommenen Anlagenleistung von 0,1 GW in den stark betroffenen Landkreisen <sup>*****</sup> (Auswertungen vgl. „Abrufdauer“)  |
| Arbeitsbedarf     | 12 GWh  | Ableitung des Speicherbedarfs in GWh über Bedarf in GW und Abrufdauer   |
| Strombezugskosten | Aufgrund von Netzengpässen nicht anderweitig integrierbarer EE-Strom  | (Pellinger et al. 2016)   |
| Vermiedene Kosten | Abhängig von Referenztechnologie: <ul style="list-style-type: none"> <li>- Strom-zu-Strom: durchschnittlicher Day-Ahead-Preis (vier teuerste Stunden des Tages)</li> <li>- Methan: Marktpreis Erdgas</li> <li>- Wärme: Gesteungskosten</li> <li>- Wasserstoff: Gesteungskosten Dampfreformierung</li> </ul> | Methodik nach (Pellinger et al. 2016), Werte: vgl. aktuelle Marktdaten  |

\*Die angenommene Anlagenleistung wurde so gewählt, dass eine hohe Anzahl an Einsatzstunden bei gleichzeitig geringem Abregelungsbedarf erreicht wird.

\*\*Es wurden die Landkreise in Betracht gezogen, die stark (> 400 Einsatzstunden, < 2000 Einsatzstunden) von EinsMan betroffen waren. Dies beruht auf den Annahmen, dass gering betroffene Landkreise für einen Speichereinsatz nicht in Frage kommen und sehr stark betroffene Landkreise (> 2000 Einsatzstunden) durch Netzausbau entlastet werden.

\*\*\*für Strom-zu-Strom-Speicher

\*\*\*\*für Umwandlung in andere Energieträger

\*\*\*\*\*Die Analyse basiert auf EinsMan-Daten, welche in Summe 3.3 TWh Abregelung abdecken und die ausgehend von Primärdaten der Verteilnetzbetreiber gemäß (Velazquez Rios 2019) aufbereitet wurden. Zur Ableitung des Gesamtbedarfs wurde der abgeleitete Bedarf auf die Gesamtmenge der in 2018 vorgenommenen Abregelungen von 5.4 TWh skaliert.

## 2.7 Bereitstellung gesicherter Leistung

Zusätzlich zur Deckung der Maximallast sind aufgrund geplanter und ungeplanter Nichtverfügbarkeiten sowie der notwendigen Reserve für Systemdienstleistungen weitere Kraftwerkskapazitäten erforderlich. Die gesicherte Leistung bezeichnet die Leistung, die von einem Erzeuger unter Berücksichtigung von Ausfällen durch Revisionen oder technischen Störungen zu mehr als 99,5 % bereitgestellt werden kann (Agentur für Erneuerbare Energien 2020). Im Zusammenhang mit der Versorgungssicherheit für elektrische Energie ist die gesicherte Leistung also von großer Bedeutung (Paschotta 2020).

Während bisher konventionelle Kraftwerke den Großteil der gesicherten Leistung erbracht haben, nimmt mit zunehmender Einspeisung aus Erneuerbaren Energien die Leistung konventioneller Kraftwerke ab und es entsteht eine Deckungslücke. Um die Systemsicherheit dennoch gewährleisten zu können, bedarf es Flexibilitätsoptionen, welche in der Lage sind, gesicherte Leistung bei Bedarf bereitzustellen und somit einen Beitrag zur Deckung dieser Lücke zu leisten. (Pellinger et al. 2016)

Tabelle 11: Basisdaten „Bereitstellung gesicherter Leistung“

| Parameter                    | Referenzwert  | Berechnung und Quellen  |
|------------------------------|---|---|
| Regulatorische Anforderungen | -   | -   |
| Planungsdauer                | Mehrere Stunden   | (Pellinger et al. 2016)   |
| Leistungsgradient            | 100 %/h   | (Pellinger et al. 2016)   |
| Entladedauer                 | Gesicherte Bereitstellung über mehrere Stunden in Spitzenlastzeiten (>10 h) | (Pellinger et al. 2016)   |
| Vorhaltdauer                 | Mehrere Stunden   | (Pellinger et al. 2016)   |
| Einsatzstunden               | -   | Da die Leistungsvorhaltung entscheidend ist, wird der tatsächliche Abruf des Speichers im Rahmen der volkswirtschaftlichen Betrachtung nicht näher untersucht (vgl. (Pellinger et al. 2016)). |

| Parameter         | Referenzwert                                       | Berechnung und Quellen  |
|-------------------|--|---|
| Leistungsbedarf   | -  | Eigene Abschätzung  |
| Arbeitsbedarf     | -  | Eigene Abschätzung  |
| Strombezugskosten | -  | Da die Leistungsvorhaltung entscheidend ist, wird der tatsächliche Abruf des Speichers im Rahmen der volkswirtschaftlichen Betrachtung nicht näher untersucht (vgl. (Pellinger et al. 2016)). |
| Vermiedene Kosten | Fixe Betriebskosten von bestehenden Gaskraftwerken | (vgl. Ansatz aus (Pellinger et al. 2016)); Werte: vgl. Eingangsdaten aus FfE-Forschungsprojekt Dynamis (Fattler et al. 2019))   |

## 2.8 Eigenverbrauchserhöhung

Die Erhöhung des Eigenverbrauchs ist eine Einsatzoption für Endverbraucher von Strom, welche über eine Anlage zur Eigenerzeugung verfügen. Ziel ist es, den Eigenverbrauch, also den Anteil des lokal selbst genutzten Stroms zu erhöhen, um den Netzbezug zu reduzieren und somit von wegfallenden Steuern, Abgaben und Umlagen zu profitieren. Dem gegenüber steht die geringere Netzeinspeisung der Anlage, welches zu einer Reduktion der Einspeisevergütung führt. (Pellinger et al. 2016)

Bei steuerbaren Anlagen, wie z.B. KWK-Anlagen, wird hierbei eine Optimierung von Verbrauch und Erzeugung bereits in der Anlagenplanung berücksichtigt und entsprechend mit der Fahrweise der Anlage realisiert. Beim Einsatz volatiler Erzeugungsanlagen, wie z. B. PV-Anlagen, hingegen ergibt sich häufig zusätzliches Potential der Eigenverbrauchserhöhung durch die Verwendung von Flexibilitätsoptionen. (Pellinger et al. 2016) Der Einsatz eines Energiemanagementsystems kann durch das Erstellen von Prognosen einen gezielten Einsatz solcher Flexibilitätsoptionen ermöglichen (Honold et al. 2015).

Rechtlich ist Eigenverbrauch (auch Eigenversorgung) dabei als „Strom, den eine [...] Person im unmittelbaren räumlichen Zusammenhang [...] selbst verbraucht, wenn der

Strom nicht durch ein Netz durchgeleitet wird und diese Person die Stromerzeugungsanlage selbst betreibt“ (§3 Nr. 19 EEG 2021) definiert. Eine wesentliche Einschränkung des Eigenverbrauchs stellt dabei die Personenidentität von Erzeugung und Letztverbrauch dar. Darüber hinaus müssen Industrieunternehmen häufig nur reduzierte Umlagen und Abgaben entrichten, wodurch sich für diese der Anreiz von Eigenverbrauch vermindert. Aufgrund vorteilhafter regulatorischer Rahmenbedingungen kam in der Vergangenheit der Eigenverbrauchsoptimierung privater Haushalte, insbesondere Einfamilienhäusern mit PV-Anlage, eine besondere Bedeutung zu. (Pellinger et al. 2016)

Es ist zu beachten, dass – im Gegensatz zu den vorherigen Einsatzoptionen – die Eigenverbrauchserhöhung keine klassische Einsatzoption zur Stromnetzstabilisierung aus System Sicht darstellt. Die folgenden Basisdaten werden daher aus der Akteurssicht (in diesem Fall eines Haushalts) dargestellt. (Pellinger et al. 2016)

*Tabelle 12: Basisdaten „Eigenverbrauchserhöhung“*

| <b>Parameter</b>             | <b>Referenzwert</b>   | <b>Berechnung und Quellen</b>  |
|------------------------------|---|--|
| Regulatorische Anforderungen | Personenidentität Betreiber/<br>Letztverbraucher<br><br>Leistung max. 10 kWp,<br>Verbrauch max. 1 MWh/a<br>(anteilige EEG-Umlage von 40%<br>ab 10kWp) | (§3 Nr. 19 EEG 2021)<br><br>(§§61a, 61b EEG 2021)  |
| Planungsdauer                | Sekunden bis wenige Minuten   | (Pellinger et al. 2016)  |
| Leistungsgradient            | -   | Geringe Anforderungen an den Leistungsgradienten bedingt durch langen Planungshorizont und Fokus auf Energiemenge statt Leistung |
| Abrufdauer                   | Minuten bis wenige Stunden  | Zu Zeiten der PV-Einspeisung, in denen kein Verbrauch vorliegt (Pellinger et al. 2016)   |
| Vorhaltdauer                 | Stundenbereich  | Verschiebung vom PV-Peak am Mittag in die Verbrauchsspitzen am Abend (s. (Pellinger et al. 2016))                                |

| Parameter          | Referenzwert  | Berechnung und Quellen   |
|--------------------|---|--|
| Einsatzstunden     | Technologieabhängig:<br>200-300 h/a für Batteriespeicher<br>und Flexibilisierung von<br>Wärmepumpen | Berechnung des eingesparten<br>Netzbezugs und des zusätzlich<br>genutzten PV-Stroms mithilfe des<br>FfE-ResOpt-Modells (Englberger<br>2020), welches den optimalen<br>Einsatz zur<br>Eigenverbrauchserhöhung<br>technologiespezifisch bestimmt |
| Bedarf je Haushalt | Einstelliger kW- und kWh-<br>Bereich  | (Pellinger et al. 2016)  |
| Strombezugskosten  | Mittelwert Einspeisevergütung<br>für PV-Anlagen bis 10 kW   | Werte: vgl. (Bundesnetzagentur<br>2020a)   |
| Vermiedene Kosten  | Haushaltsstrompreis   | Werte: vgl. aktuelle Marktdaten  |

### 3 Literaturverzeichnis

Agentur für Erneuerbare Energien. Glossar: Gesicherte Leistung (auch: Gesicherte Kraftwerksleistung) (2020). Online verfügbar unter <https://www.unendlich-viel-energie.de/glossar?letter=G>, zuletzt aktualisiert am 2020, zuletzt geprüft am 26.05.2020.

Bundesnetzagentur (2019): Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen, Gesamtjahr und Viertes Quartal 2018. Online verfügbar unter [https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Allgemeines/Bundesnetzagentur/Publikationen/Berichte/2019/Quartalsbericht\\_Q4\\_2018.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=6](https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Allgemeines/Bundesnetzagentur/Publikationen/Berichte/2019/Quartalsbericht_Q4_2018.pdf?__blob=publicationFile&v=6).

Bundesnetzagentur (2020a): Anzulegende Werte für Solaranlagen November 2019 bis Januar 2020. Bonn. Online verfügbar unter [https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen\\_Institutionen/ErneuerbareEnergien/ZahlenDatenInformationen/PV\\_Datenmeldungen/DegressionsVergSaetze\\_11-01\\_20.xlsx?\\_\\_blob=publicationFile&v=2](https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/ErneuerbareEnergien/ZahlenDatenInformationen/PV_Datenmeldungen/DegressionsVergSaetze_11-01_20.xlsx?__blob=publicationFile&v=2).

Bundesnetzagentur (2020b): Monitoringbericht 2019. Online verfügbar unter [https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Mediathek/Berichte/2019/Monitoringbericht\\_Energie2019.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=6](https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Mediathek/Berichte/2019/Monitoringbericht_Energie2019.pdf?__blob=publicationFile&v=6).

Bundesnetzagentur (2021): Monitoringbericht 2021. Online verfügbar unter [https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Mediathek/Monitoringberichte/Monitoringbericht\\_Energie2021.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=2](https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Mediathek/Monitoringberichte/Monitoringbericht_Energie2021.pdf?__blob=publicationFile&v=2), zuletzt geprüft am 16.12.2021.

dena (2016): Momentanreserve 2030. Bedarf und Erbringung von Momentanreserve 2030. Unter Mitarbeit von Annegret-CI. Agrocola, Hannes Steidl, Reemt Heuke, Christian Rehtanz, Johannes Schwippe, Marco Greve und Theresa Noll. Hg. v. Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena). Berlin. Online verfügbar unter [https://www.dena.de/fileadmin/dena/Dokumente/Pdf/9142\\_Studie\\_Momentanreserve\\_2030.pdf](https://www.dena.de/fileadmin/dena/Dokumente/Pdf/9142_Studie_Momentanreserve_2030.pdf).

Englberger, Sabine (2020): Optimierte Prosumer-Haushalte mit bidirektionalen Elektrofahrzeugen: eine techno-ökonomische Analyse der Eigenverbrauchserhöhung, Batterienutzung, und Verteilnetzauswirkungen. Masterarbeit. ), betreut durch Prof. Dr.-Ing Wagner, Ulrich; Prof. Dr.-Ing Mauch, Wolfgang; Müller, Mathias. München.

EPEX (2021): Trading at EPEX SPOT 2021. Online verfügbar unter [https://www.epexspot.com/sites/default/files/2021-05/21-03-15\\_Trading%20Brochure.pdf](https://www.epexspot.com/sites/default/files/2021-05/21-03-15_Trading%20Brochure.pdf), zuletzt geprüft am 16.12.2021.

Fattler, Steffen; Conrad, Jochen; Regett, Anika; et al. (2019): Dynamis - Dynamische und intersektorale Maßnahmenbewertung zur kosteneffizienten Dekarbonisierung des Energiesystems: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V., Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft mbH; Technische Universität München. Online verfügbar unter [https://www.ffe.de/attachments/article/628/Dynamis\\_Hauptbericht.pdf](https://www.ffe.de/attachments/article/628/Dynamis_Hauptbericht.pdf).

Fischhaber, Sebastian; Regett, Anika; Schuster, Simon F.; Hesse, Holger (2016): Studie: Second-Life-Konzepte für Lithium-Ionen-Batterien aus Elektrofahrzeugen. Analyse von Nachnutzungsanwendungen, ökonomischen und ökologischen Potenzialen. Begleit- und Wirkungsforschung Schaufenster Elektromobilität (BuW) (Ergebnispapier Nr. 18). Online verfügbar unter <https://www.ffe.de/download/article/620/StudieSecondLifeKonzepte.pdf>.

Honold, Johannes; Kandler, Christian; Wimmer, Patrick; Tonn, Johannes (2015): Demand-Side-Management-Potentiale in Einfamilienhäusern durch Einsatz von Energiemanagementsystemen - Tagungsbeiträge - VDE VERLAG. Technische Universität München. Online verfügbar unter

<https://www.vde-verlag.de/proceedings-de/453897011.html>, zuletzt aktualisiert am 27.05.2020, zuletzt geprüft am 27.05.2020.

Netztransparenz (2020): Netztransparenz - EnWG - Redispatch. Online verfügbar unter <https://www.netztransparenz.de/EnWG/Redispatch>, zuletzt aktualisiert am 2020, zuletzt geprüft am 26.05.2020.

Ostermann, Adrian; Köppl, Simon; Estermann, Thomas (2019): Analysen zum Einspeisemanagement. Regionalisierter Flexibilitätsbedarf und Auswirkung auf den Strommarkt. Online verfügbar unter [https://www.ffe.de/attachments/article/867/20190118\\_Analysen\\_zum\\_Einspeisemanagement.pdf](https://www.ffe.de/attachments/article/867/20190118_Analysen_zum_Einspeisemanagement.pdf).

Paschotta, Rüdiger (2020): Gesicherte Kraftwerksleistung. RP Photonics Consulting GmbH. Online verfügbar unter [https://www.energie-lexikon.info/gesicherte\\_kraftwerksleistung.html](https://www.energie-lexikon.info/gesicherte_kraftwerksleistung.html), zuletzt aktualisiert am 2020, zuletzt geprüft am 26.05.2020.

Pellinger, Christoph; Schmid, Tobias; Regett, Anika; Gruber, Anna; et al. (2016): Verbundforschungsvorhaben Merit Order der Energiespeicherung im Jahr 2030. Teil 1: Hauptbericht. München: FFE Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. Online verfügbar unter [https://www.ffe.de/images/stories/Themen/414\\_MOS/20160531\\_MOS\\_Hauptbericht.pdf](https://www.ffe.de/images/stories/Themen/414_MOS/20160531_MOS_Hauptbericht.pdf).

regelleistung.net (2020a): Modalitäten für Regelreserveanbieter. Lesefassung vom 02.11.2020. 50Hertz Transmission GmbH; Amprion GmbH; TenneT TSO GmbH; TransnetBW GmbH. Online verfügbar unter [https://www.regelleistung.net/ext/download/Modalitaeten\\_02-11-2020\\_MfRRA](https://www.regelleistung.net/ext/download/Modalitaeten_02-11-2020_MfRRA), zuletzt aktualisiert am 02.11.2020, zuletzt geprüft am 10.12.2021.

regelleistung.net (2020b): Präqualifikationsverfahren für Regelreserveanbieter (FCR, aFRR, mFRR) in Deutschland ("PQ-Bedingungen"). 50Hertz Transmission GmbH; Amprion GmbH; TenneT TSO GmbH; TransnetBW GmbH. Online verfügbar unter [https://www.regelleistung.net/ext/download/PQ\\_Bedingungen\\_FCR\\_aFRR\\_mFRR](https://www.regelleistung.net/ext/download/PQ_Bedingungen_FCR_aFRR_mFRR), zuletzt aktualisiert am 29.05.2020, zuletzt geprüft am 10.12.2021.

regelleistung.net (2021): Markt für Regelreserve in Deutschland. Online verfügbar unter <https://www.regelleistung.net/ext/static/market-information>, zuletzt geprüft am 22.12.2021.

Stahl, Alexander (2019): Bundesnetzagentur will abschaltbare Lasten reduzieren. In: *energate*, 2019. Online verfügbar unter <https://www.energate-messenger.de/news/189694/bundesnetzagentur-will-abschaltbare-lasten-reduzieren>, Zierfähig: [https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Service-Funktionen/Beschlusskammern/1\\_GZ/BK4-GZ/2019/BK4-19-0001/BK4-19-0001\\_Konsultation.html?nn=698168](https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Service-Funktionen/Beschlusskammern/1_GZ/BK4-GZ/2019/BK4-19-0001/BK4-19-0001_Konsultation.html?nn=698168) bzw. [https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen\\_Institutionen/Versorgungssicherheit/Engpassmanagement/AbLaV/AbschbareLasten\\_node.html](https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Engpassmanagement/AbLaV/AbschbareLasten_node.html), zuletzt geprüft am 27.05.2020.

VDI 5207 Blatt 1 (2019): Energieflexible Fabrik - Grundlagen. Online verfügbar unter <https://www.vdi.de/richtlinien/details/vdi-5207-blatt-1-energieflexible-fabrik-grundlagen>, zuletzt aktualisiert am 17.06.2020, zuletzt geprüft am 17.06.2020.

Velazquez Rios, Oscar (2019): Network congestion management in Germany and its interdependency with the energy system. Masterarbeit. betreut durch Wagner, Ulrich; Mauch, Wolfgang.



