



# Flexibilisierung des Energiesystems

by VDE ETG

## Empfohlene Zitierweise

VDE Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V.: Flexibilisierung des Energiesystems, VDE Studie, Offenbach am Main, Oktober 2023

Diese VDE Studie ist das Arbeitsergebnis der VDE ETG Task Force „Flexibilisierung des Energiesystems“.

## Autorinnen und Autoren:

Martin Wolter, Otto-von-Guericke Universität Magdeburg (Leiter der Task Force)

Ivana Mladenovic, TH Nürnberg (stellvertretende Leiterin der Task Force)

Christian Klabunde, Otto-von-Guericke Universität Magdeburg

Christian Reinhold, TU Braunschweig, TLK-Thermo GmbH

Corinna Knepper, Kontor Guldholm GmbH

Götz Lipphardt, HS Bochum

Harald Stengl

Jessica Stephan, Bergische Universität Wuppertal

Josef Bayer, EnSolVision GmbH Co. KG

Martin Kleimaier

Matthias Hable, SachsenEnergie AG

Matthias Leuthold, Trianel GmbH

Mattias Hadlak, TU Braunschweig

Oliver Koch, Bergische Universität Wuppertal

Sigrid Plötz, Rheinische NETZGesellschaft mbH

Thilo Engelmann, Trianel GmbH

Thomas Benz, VDE ETG

Thomas Micka, Landesenergieagentur Sachsen-Anhalt GmbH

Uwe Jansen, Infineon Technologies AG

Uwe Welteke-Fabricius, Flexperten

Werner Neumann, BUND e.V.

Wolfgang Fritz, Consentec GmbH

Wolfram Wellßow, TU Kaiserslautern

## Vorbemerkung

VDE Studien geben – entsprechend der Positionierung des VDE als neutraler, technisch-wissenschaftlicher Verband – gemeinsame Erkenntnisse der Mitglieder der Task Force wieder. Die Gemeinschaftsergebnisse werden im konstruktiven Dialog aus häufig unterschiedlichen Positionen erarbeitet. Die Studien spiegeln daher nicht unbedingt die Meinung der durch ihre Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter vertretenen Unternehmen und Institutionen wider.

## Herausgeber:

VDE Verband der Elektrotechnik

Elektronik Informationstechnik e.V.

Energetechnische Gesellschaft (ETG)

Merianstraße 28

63069 Offenbach am Main

Tel. +49 69 6308-346

etg@vde.com

www.vde.com/etg

Titelbild: © dimon\_ua / stock.adobe.com

Design: Schaper Kommunikation, Bad Nauheim

Oktober 2023

# Zusammenfassung

## Begriffsdefinition

Unter Flexibilität wird die Fähigkeit von Nutzern des elektrischen Energieversorgungssystems, also Erzeugungs-, Verbrauchs- und Speichereinrichtungen, verstanden, ihren Strombezug aus dem Netz der allgemeinen Versorgung und/oder ihre Stromeinspeisung in dieses Netz gezielt zu beeinflussen. Dies kann Änderungen der Wirk- und Blindleistung bedeuten. In dieser Studie wird der Fokus auf die Wirkleistung gelegt. Flexible Einrichtungen sind dadurch charakterisiert, dass ihre Einsatzweise nicht vollständig durch ihren Anwendungsfall vorgegeben ist. Im weitesten Sinne bieten somit praktisch alle mit dem Stromnetz verbundenen Einrichtungen Flexibilität, denn sie können in der Regel durch ihren Betreiber gezielt ein- und ausgeschaltet und vielfach auch darüber hinaus in ihrem Verhalten gesteuert werden. Für die Flexibilisierung des Energiesystems ist aber im engeren Sinne nur die Flexibilität von Interesse, die zumindest potenziell auch für Zwecke Dritter genutzt werden kann, d. h. als Reaktion auf Anforderungen oder Preissignale von anderen Akteuren. In dieser Studie wird in erster Linie dieses engere Verständnis des Flexibilitätsbegriffs zugrunde gelegt, da es hier um Fragen der systemseitigen Nutzung von Flexibilität geht.

Neben der Einteilung in erzeugungsseitige, verbrauchsseitige und speicherseitige Flexibilität, die in positiver als auch negativer Richtung auf die Systembilanz einwirken kann, ist vor allem die Kategorisierung der Nutzungsform entscheidend:

- Bei der **eigenen Nutzung** wird Flexibilität für Zwecke innerhalb der Sphäre des Betreibers einer flexiblen Einrichtung genutzt und ausschließlich durch die eigenen Flexibilitätsquellen bereitgestellt.
- **Netzorientierte Nutzung** bezeichnet die Nutzung von Flexibilität durch einen Netzbetreiber für den Zweck der gezielten Beeinflussung des Zustands der Übertragungs- und/oder Verteilungsnetze. Der Ort der Flexibilitätserbringung ist dabei für deren Wirkung entscheidend. Zudem ist hier zwischen Wirk- und Blindleistungsflexibilität zu unterscheiden.
- Die **systemorientierte Nutzung** fasst alle Nutzungsformen zusammen, die dem Systembetrieb und damit auch der Aufrechterhaltung der ausgewogenen Wirkleistungsbilanz dienen. Der Erbringungsort ist (innerhalb einer Strommarkt-Gebotszone) nicht entscheidend.

Flexibilität kann folglich für unterschiedliche Zwecke genutzt werden und ist eine knappe Ressource. Für den reibungslosen Systembetrieb sind daher Koordinierungsmechanismen zwischen den Nutzungsformen erforderlich. Mit den Begriffen „netz/systemorientiert“ anstelle der ebenfalls gängigen Begriffe „netz/systemdienlich“ soll verdeutlicht werden, dass die Flexibilitätsnutzung auf verschiedene Zwecke – fallweise auch zeitgleich – ausgerichtet sein kann und nicht nur einem einzelnen Zweck dient.

## Abschätzung des Flexibilitätspotenzials

Die im Osterpaket 2022 der Bundesregierung festgelegten Änderungen im deutschen Kraftwerkspark haben auch auf das erzeugerseitig verfügbare Flexibilitätspotenzial einen erheblichen Einfluss. Es wird erwartet, dass die flexibel einsetzbare Erzeugerleistung bis zum Jahr 2030 von 110 GW auf 130 GW steigt, wobei jedoch ein größer werdender Anteil ausschließlich in negativer Richtung beeinflussbar ist. Dies ist damit begründet, dass gesicherte, konventionelle Kraftwerksleistung durch dargebotsabhängige, erneuerbare Energien ersetzt wird. Um deren Flexibilitätspotenzial im statistischen Mittel verlässlich abzuschätzen, wurden die installierten Leistungen mit den Volllaststunden gewichtet. In Ausnahmefällen, z. B. der Dunkelflaute, steht weniger Erzeugerflexibilität zur Verfügung. Ergänzt wird diese durch den Zuwachs von knapp 30 GW verbraucherseitiger Flexibilität, der sich im Wesentlichen durch die Netzintegration von Elektroautos, Power-to-Heat- und Power-to-Gas-Einrichtungen ergibt.

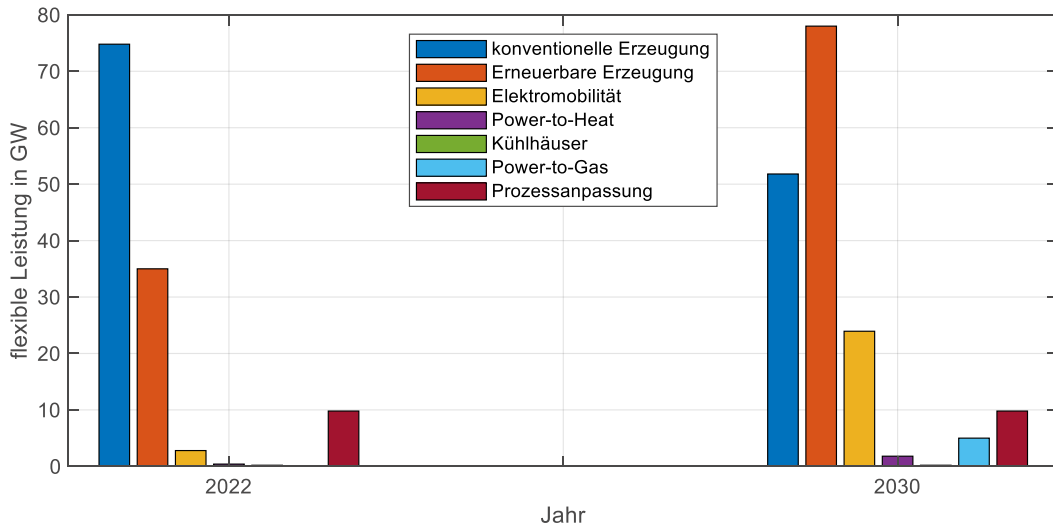


Bild 1: Gegenüberstellung der Änderungen von Erzeuger- und Verbraucherflexibilität

Zusätzlich wird ein massiver Ausbau von Batteriespeichern – vor allem im Heimbereich – erwartet. Es wird auch damit gerechnet, dass erste Vehicle2Grid-Anwendungen verfügbar sein werden. Die Potenziale der Pumpspeicherwerke (PSW) ändern sich nicht. In Summe resultiert dies in einem bis 2030 erwarteten Zubau von 90 GW speicherseitiger Flexibilität.

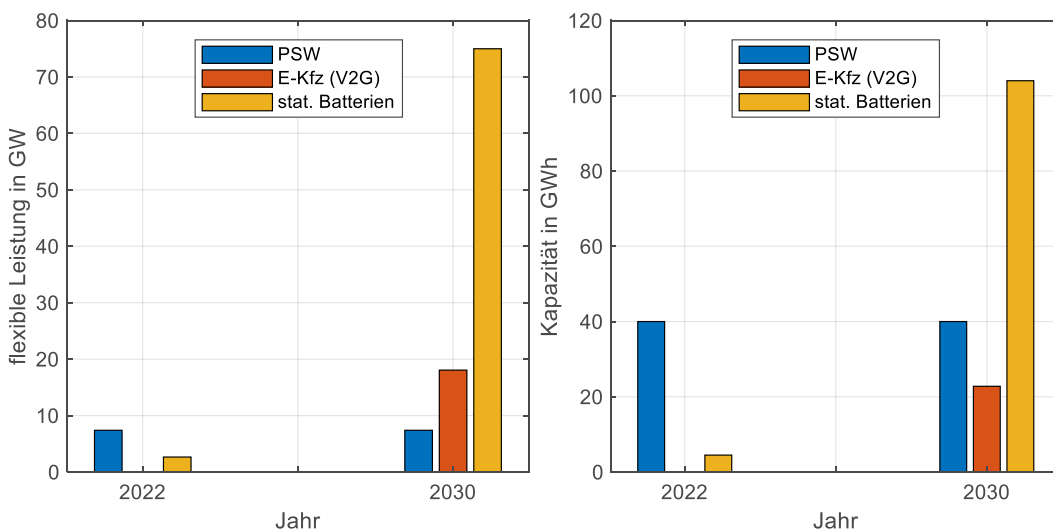


Bild 2: Entwicklung der speicherseitigen Flexibilität bis 2030

Das Energiesystem 2030 wird folglich in Summe rund 140 GW mehr flexible Leistung zur Verfügung haben als das bestehende. Dabei ist zu beachten, dass Flexibilitäten aus Erzeugungsanlagen typischerweise über längere Zeiträume zur Verfügung stehen, während sie bei last- und speicherseitiger Bereitstellung in der Regel zeitlich begrenzt sind.

## Flexibilitätsnutzung

Bereits heute wird Flexibilität in allen beschriebenen Nutzungsformen, jedoch in unterschiedlicher Intensität eingesetzt. Hierfür stehen den Anbietern und Nachfragern der Flexibilität verschiedene Instrumente mit unterschiedlichen zeitlichen Horizonten zur Verfügung.

- Eigener Nutzen:** Im Eigennutzen eingesetzte Flexibilität dient heute überwiegend der individuellen Verbrauchsoptimierung, d. h. z. B. bei Einfamilienhäusern mit Photovoltaik der Maximierung der Eigenversorgungsquote. Weitere Einsatzzwecke ergeben sich durch Prozessoptimierungen oder Komfortverbesserungen. Auch kollektive Strombezugsoptimierung z. B. im Rahmen von Mieterstrommodellen oder Energiegemeinschaften fallen darunter. Diese werden jedoch – anders als z. B. in Österreich – in Deutschland noch nicht intensiv genutzt.

- **Netzorientierte Nutzung:** Netzorientiert eingesetzte Flexibilität dient mengenmäßig in erster Linie der Beseitigung von Engpässen, aber u. a. auch der Spannungshaltung oder der sonstigen Verbesserung des Netzzustands. Übertragungs- und Verteilnetzbetreibern stehen hierfür mehrere unterschiedliche, in ihrer Abrufreihenfolge gestaffelte, Instrumente zur Verfügung, um sowohl erzeugerseitige als auch verbraucherseitige Flexibilität nutzen zu können. Der Bedarf an netzorientierter Flexibilität ist in den vergangenen Jahren auf kontinuierlich hohem Niveau gewesen. Es ist trotz Netzausbaumaßnahmen davon auszugehen, dass dies auch zukünftig so sein wird.
- **Systemorientierte Nutzung:** Unter systemorientierte Nutzung fallen alle Flexibilitätseinsätze, deren Zweck es ist, die Systembilanz ausgeglichen zu halten. D. h. sie beinhaltet den gesamten über Märkte organisierten Energiehandel in allen Zeitbereichen (Termin- und Spotmärkte) und mit allen denkbaren Produkten sowie die unterschiedlichen Produkte der Leistungs-Frequenzregelung. Während die Handelsvolumina an den Termin- und Spotmärkten in den vergangenen Jahrzehnten eine klar steigende Tendenz aufweisen, sind die Regelleistungsbedarfe weniger dynamisch.

## Kosten für die Flexibilitätsbereitstellung

In der Lage zu sein, Flexibilität bereitstellen zu können, ist zunächst mit Kosten verbunden. Geeignete Indikatoren, um die Kosten für die Flexibilitätsbereitstellung zu bewerten, sind erzeugerseitig die Stromgestehungskosten, verbraucherseitig die Betriebskosten oder die Anreizkosten und speicherseitig die nivellierten Stromspeicherkosten (levelized cost of storage / LCOS).

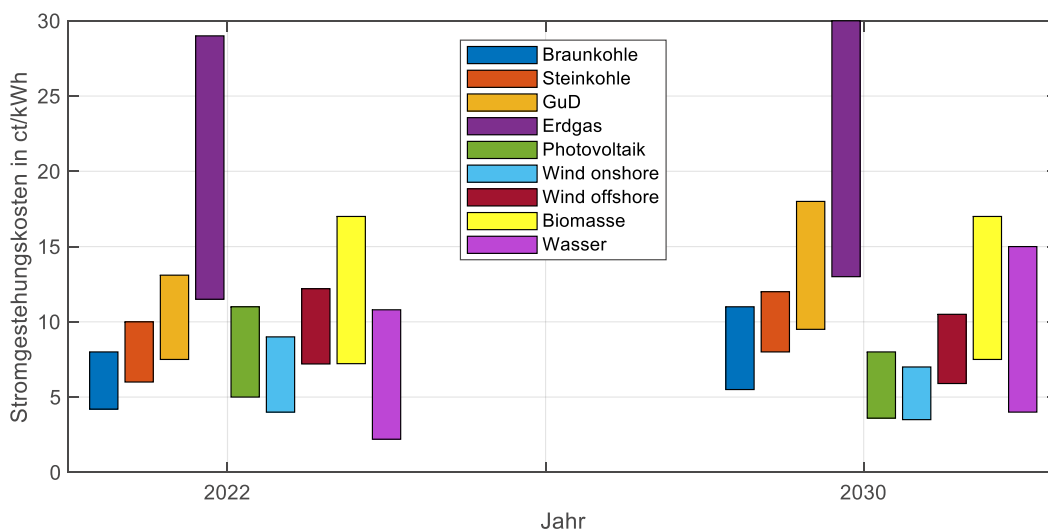


Bild 3: Stromgestehungskosten für unterschiedliche Erzeugungsanlagen<sup>1</sup>

Bild 3 zeigt die Stromgestehungskosten unterschiedlicher Erzeugungsanlagen auf dem aktuellen (2022) und dem für 2030 erwarteten Niveau. Es zeigt sich, dass insbesondere die Stromgestehungskosten erneuerbarer Energiequellen tendenziell sinken werden.

<sup>1</sup> Alle Preisangaben beziehen sich auf die Währung Euro.

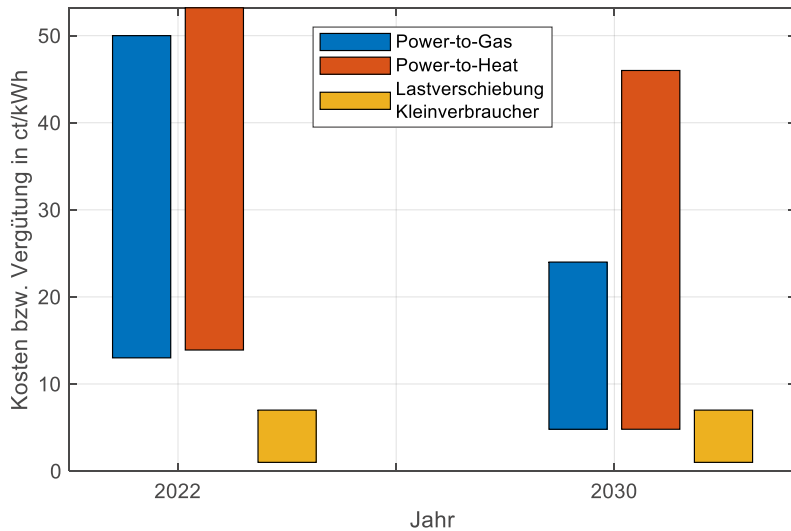


Bild 4: Kosten bzw. Vergütung für Verbraucherflexibilität

Bild 4 zeigt die geschätzten Kosten bzw. Vergütungen, die im Rahmen der Verbraucherflexibilisierung anfallen. Während z. B. eine Verschiebung des Ladezeitpunkts durch eine Vergütung in Höhe der Reduzierung von Netzentgelten angereizt werden kann, liegen die Kosten bei Sektorenkopplungstechnologien insbesondere im Fall eines Mehrverbrauchs technologieabhängig deutlich darüber.

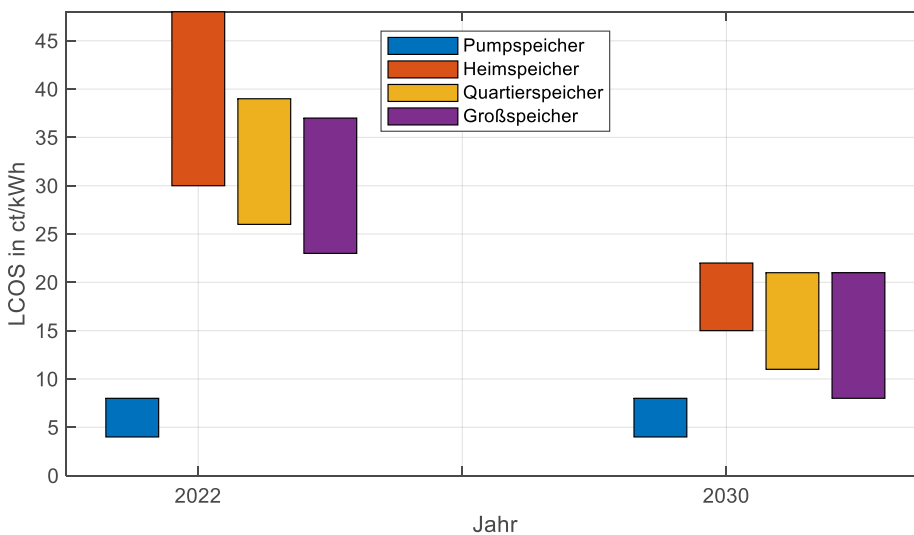


Bild 5: Abschätzung der Entwicklung der LCOS

Bild 5 zeigt die Entwicklung der nivellierten Stromspeicherkosten. Bei Pumpspeicherwerken sind keine größeren Veränderungen zu erwarten, für Batteriespeicher ist jedoch mit einer starken Degression zu rechnen. Je nach Einsatzkonzept vor oder hinter dem Zähler können alle Optionen zukünftig wirtschaftlich sein.

## Quantifizierung des Nutzens

Nicht jede Flexibilitätsoption ist für jeden Einsatzzweck gleichermaßen gut geeignet. Unter Berücksichtigung der Kosten für die Flexibilitätsbereitstellung, der erzielbaren Erlöse sowie allgemeiner Chancen und Hemmnisse wurde die in Bild 6 dargestellte Heatmap erstellt, mit dem Ziel, eine volkswirtschaftlich tendenziell sinnvolle Zuordnung der Flexibilitätsoptionen zu den Nutzungszwecken darzustellen und einen Ausblick auch auf die zukünftige Flexibilitätszuordnung zu geben.

Die Größe der Punkte gibt an, welchen spezifischen Nutzen die jeweilige Flexibilitätsoption besitzt, während die Farbe der Punkte darüber informiert, wie sich die Relevanz des Nutzenpotenzials perspektivisch verändert. Ein grauer Punkt zeigt eine sinkende Relevanz an, ein grüner Punkt eine steigende Relevanz und ein blauer Punkt bedeutet, dass sich die Relevanz nicht verändern wird.

Insgesamt ist es volkswirtschaftlich nicht sinnvoll, Flexibilität nach einem einzigen Nutzungszweck zu beurteilen. Daher ist es wichtig, zwischen Synergien und Konflikten für verschiedene Einsatzbereiche abzuwägen, um den volkswirtschaftlichen Nutzen der Flexibilitätsoptionen optimal auszuschöpfen. Insbesondere sollte aus volkswirtschaftlicher Sicht eine Flexibilitätsoption, welche nur nach dem eigenen Nutzen optimiert wird, ebenfalls auf netz- und systemorientierte Nutzungszwecke abgestimmt werden können. Weiter ist darauf hinzuweisen, dass einige der in Bild 6 genannten Flexibilitätsoptionen primäre Ursachen für Netz- oder Systemprobleme sein können, z. B. Photovoltaik oder Elektromobilität. Deren Flexibilität wird dann zuvörderst eingesetzt werden, um die durch sie selbst verursachten Probleme zu lösen bzw. zu mildern.

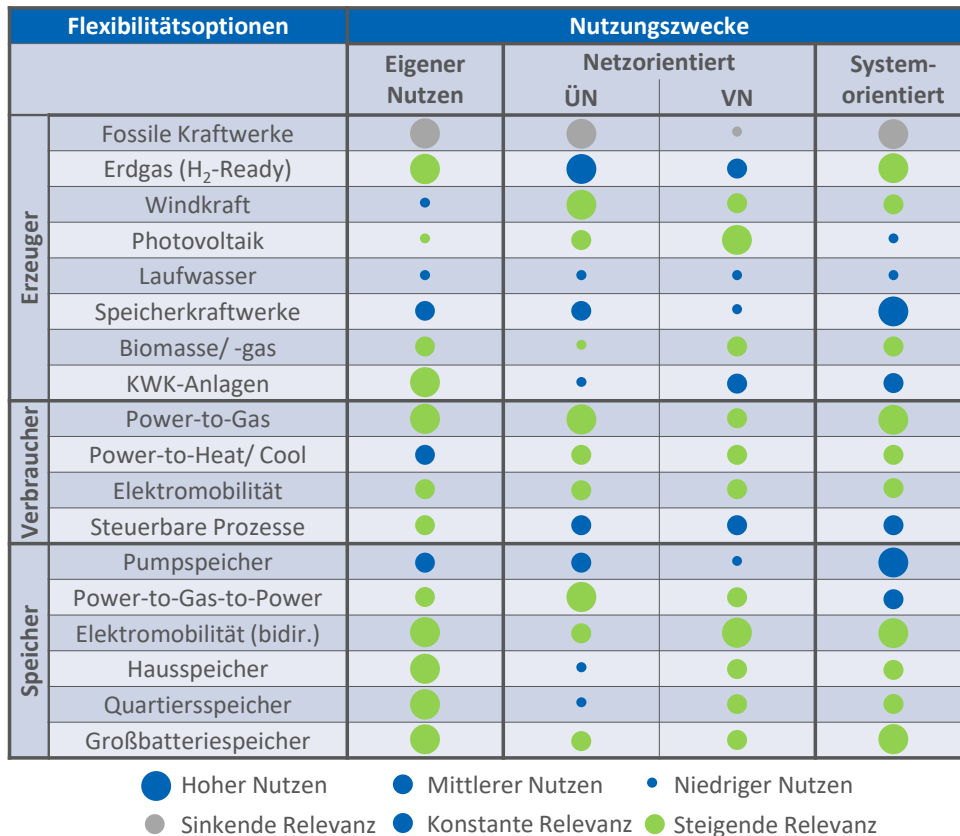


Bild 6: EnerFlex Heatmap: Einschätzung des aktuellen und zukünftigen Nutzenpotenzials in Bezug auf Flexibilität

Es wird erwartet, dass von den genannten Flexibilitätsquellen im Zeithorizont bis 2030 vor allem die Hausspeicher, die mono- und bidirektionale Elektromobilität sowie langfristig auch Power-to-Gas-Anlagen besonders stark an Bedeutung gewinnen werden.

## Anpassungsbedarf am regulatorischen Rahmen

Der regulatorische Rahmen kann dabei unterstützen, Flexibilitäten zukünftig noch besser nutzbar zu machen; manche Nutzungsformen erfordern sogar zwingend regulatorische Vorgaben. Hierbei ist insbesondere die ggf. mit Investitionen verbundene Schaffung von Steuerbarkeit und Beobachtbarkeit, die Standardisierung kommunikationstechnischer Schnittstellen sowie der Roll-out intelligenter Messsysteme von essenzieller Bedeutung. Darüber hinaus können Hemmnisse in der Netzentgelt- und Umlagensystematik abgebaut werden, die sich z. B. aus zu starren oder nicht mehr zeitgemäßen Vorgaben im §19 Abs. 2 StromNEV ergeben. Auch die potenzielle Doppelbelastung von mobilen Speichern kann als weiteres Hemmnis abgebaut werden.

Grundsätzlich ist der **Eigennutzen** einer der wesentlichen Treiber für Investitionen in Flexibilitätsquellen und entsprechend unterstützenswert. Individual- und volkswirtschaftliche Ziele sind bei dieser Nutzungsform jedoch oft nicht deckungsgleich. Daher sollte sie im Einklang mit dem netz- und systemorientierten Einsatz stehen und diesen zumindest nicht behindern oder den Bedarf danach steigern. Auch sollten Anreize zur Förderung des Eigennutzes so ausgestaltet sein, dass es nicht zu einem volkswirtschaftlich ineffizienten Einsatz kommt, z. B. durch unnötige Speicherzyklen. D. h. die Anreizsituation muss stärker mit den volkswirtschaftlichen Wirkungen abgestimmt werden.

Kollektive Formen des eigennutzenorientierten Flexibilitätseinsatzes sind in Deutschland noch wenig ausgeprägt. Allein mit Blick auf eine volkswirtschaftlich effiziente Flexibilitätsnutzung wäre die besondere Anreizung dieser Variante allerdings kein vordringliches Ziel.

In der Sphäre der **netzorientierten Flexibilitätsnutzung** sind zahlreiche zum Teil sehr gut funktionierende Instrumente etabliert. Derzeit werden Details über die konkrete Umsetzung des novellierten §14a EnWG diskutiert. Grundsätzlich sollte dabei darauf geachtet werden, dass Flexibilität Netzebenen übergreifend und aus allen Quellen so zielgerichtet wie möglich eingesetzt wird. Insbesondere hinsichtlich der Integration von Speichern in die netzorientierte Flexibilitätsnutzung gibt es aufgrund fehlender Anreize bzw. Vergütungsmodelle bei vielen Instrumenten derzeit noch Festlegungsbedarf.

Auch die Instrumente der **systemorientierten Flexibilitätsnutzung** sind etabliert und funktionieren grundsätzlich gut. Bedarfe an zusätzlichen Instrumenten und auch an einer Nachfolgeregelung für die AbLaV werden nicht gesehen. Lediglich die Integration von Kleinverbrauchern könnte z. B. durch variable Stromtarife noch weiter angereizt werden. Zusätzlich besteht Klärungsbedarf hinsichtlich der Wechselwirkungen zwischen Flexibilitätsnutzer und Stromlieferant des Kleinverbrauchers.

Wird eine Flexibilitätsquelle für unterschiedliche Zwecke eingesetzt, können sich **Nutzungskonflikte** z. B. durch sich überlagernde Anforderungen ergeben und müssen koordiniert werden. Für die netzorientierte Nutzung und die Leistungs-Frequenzregelung sind bereits Priorisierungsregeln in der Anwendung, die zur Beherrschung des zukünftigen Koordinierungsaufwands weiter differenziert werden sollten und auch den eigennutzenorientierten Einsatz inkludieren sollten. Weiteren Klärungsbedarf gibt es bei der Koordinierung des Netzebenen übergreifenden Flexibilitätseinsatzes und der Granularität des Eingriffs bei verbrauchsseitigen Steuerungsmöglichkeiten (Konzepte „steuerbare Verbrauchseinrichtungen“ vs. „steuerbare Netzanschlüsse“).



# Executive Summary

## Definition of terms

Flexibility is understood to be the ability of users of the electrical power supply system, i.e. generation, consumption and storage facilities, to specifically influence their electricity withdrawal from the supply network and/or their electricity feeds into this network. This includes changes in the active and reactive power, whereof in this study active power is focused. Flexible facilities are characterized by the fact that their mode of operation is not completely predetermined by their application. In the broadest sense, therefore, virtually all facilities connected to the power grid offer flexibility, because they can generally be switched on and off by their operator in a targeted manner and, in many cases, their behavior can also be controlled beyond this. However, in a narrower sense, only flexibility that can at least potentially be used for third-party purposes, i.e., in response to control signals or price signals from other actors, is of interest for the flexibilization of the power system. This study is primarily based on this narrower understanding of the concept of flexibility, as it deals with issues of system-side use of flexibility.

In addition to the classification into generation-side, consumption-side and storage-side flexibility, which can further be subdivided into positive and negative flexibility with respect to the direction of the desired change of behavior, the categorization of the form of use is crucial:

1. Own use means the use of flexibility for purposes within the sphere of the operator of a flexible facility and provision exclusively by the operator's own sources of flexibility.
2. Grid-oriented use refers to the use of flexibility by a grid operator for the purpose of specifically influencing the state of the grid. The location of the flexibility provision is crucial for its effect.
3. System-oriented use summarizes all forms of use that serve system operation and thus also the compliance with active power balance. The place of provision is not important.

Consequently, flexibility can be used for different purposes and is a scarce resource. Coordination mechanisms between the forms of use are therefore required for smooth system operation.

## Estimation of the flexibility potential

The changes to the German power plant fleet set out in the German government's Easter 2022 package will also have a significant impact on the flexibility potential available on the generation side. Flexible generation capacity is expected to increase from 110 GW to 130 GW until 2030, whereof an increasing amount will only provide flexibility in the negative direction. This is due to the fact that secured, conventional power plant capacity will be replaced by volatile, renewable energies. In order to reliably estimate their flexibility potential on a statistical average, the installed capacities were weighted with the full load hours. In exceptional cases, e.g., wind/solar lull, less production-side flexibility is available. However, it will be supplemented by an increase of around 30 GW of flexibility on the consumer side, which will mainly result from the grid integration of E-Mobility, Power-to-heat and Power-to-gas application.

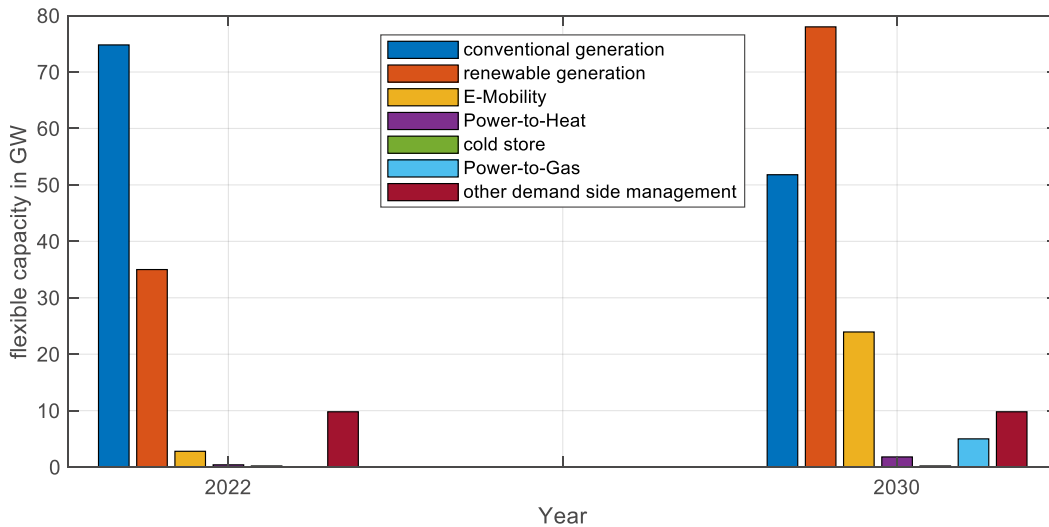


Figure 1: Comparison of the development of production- and consumer-side flexibility

In addition, a massive expansion of battery storage – especially in the home sector – is expected. It is also expected that the first Vehicle2Grid applications will be available. In total, this will result in the addition of 90 GW of storage-side flexibility by 2030.

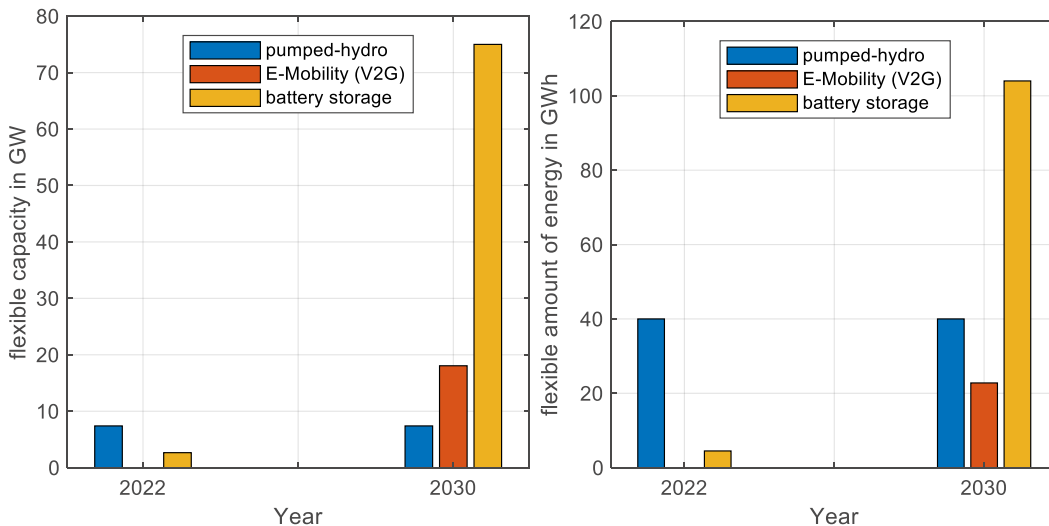


Figure 2: Development of storage-side flexibility

As a result, the energy system in 2030 will have a total of almost 140 GW more flexible capacity available than the existing system. It should be noted that flexibility from generation plants is typically available over longer periods of time, while it is usually limited in time in the case of load-side or storage-side provision.

## Flexibility utilization

Flexibility is already being used today in all the forms of utilization described, but to varying degrees of intensity. For this purpose, the providers and demanders of flexibility have various instruments at their disposal, some of which are of a planning nature and some of an operational nature.

- **Own use:** Today, flexibility used for own benefit is mainly used to optimize individual consumption, i.e., e.g., maximizing the self-supply quota for single-family homes with photovoltaics. Other uses are process optimization or comfort improvements. Collective power purchase optimization, e.g. in the context of tenant power models or energy communities, also fall under this category. However, unlike in Austria, for example, these are not yet used intensively in Germany.

- **Grid-oriented use:** In terms of quantity, grid-oriented flexibility is primarily used for congestion management purposes, but also to maintain voltage or otherwise improve the condition of the grid. Transmission and distribution system operators have several different instruments at their disposal for this purpose, staggered in their call-up sequence, in order to be able to use both generation-side and consumer-side flexibility. The demand for grid-oriented flexibility has been at a continuously high level in recent years. Despite grid expansion measures, it can be assumed that this will continue to be the case in the future.
- **System-oriented use:** System-oriented use includes all flexibility deployments with the purpose to keep the system balance of power injections and withdrawals balanced. I.e., it includes all energy trading organized via markets in all time ranges (forward and spot markets) and with all conceivable products, as well as the various products of power-frequency control. While trading volumes on the forward and spot markets have shown a clear upward trend in recent decades, the demand for control power is less dynamic.

## Cost for the provision of flexibility

Being able to provide flexibility is initially associated with costs. Suitable indicators for evaluating the costs of providing flexibility are the levelized cost of energy (LCOE) on the generation side, the operating costs or incentive costs on the consumption side, and the levelized cost of storage (LCOS) on the storage side.

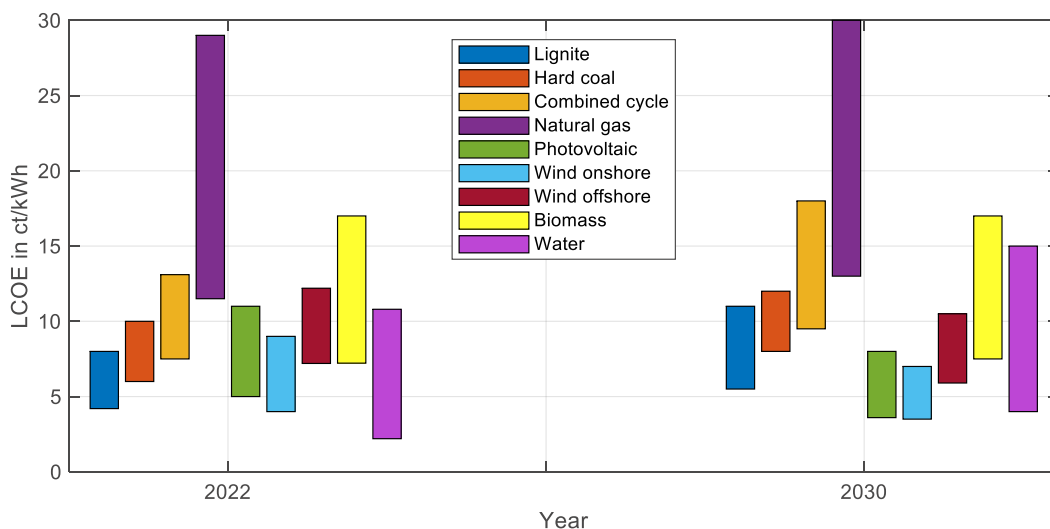


Figure 3: levelized cost of energy for different types of power plants<sup>1</sup>

Figure 3 shows the current (2022) LCOE of different power plants on the left-hand side and a projection of the costs for the year 2030 on the right-hand side. It can be seen that the LCOE of renewable energy sources in particular will tend to fall.

<sup>1</sup> currency values are based on EUR

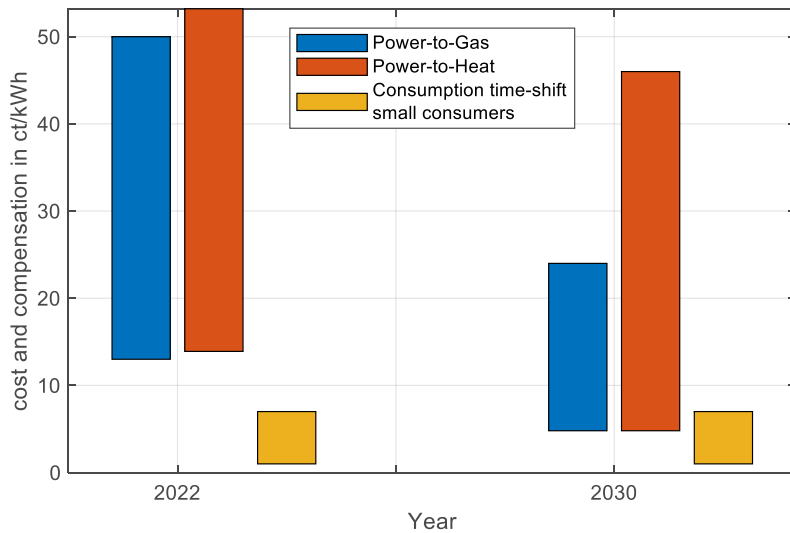


Figure 4: Development of costs and compensation for consumer flexibility

Figure 4 shows the estimated costs and compensation incurred in the context of consumer flexibility. While, for example, a shift in the time of charging can be incentivized by a remuneration in the amount of the reduction of grid fees, the costs for sector coupling technologies are significantly higher, especially in the case of additional consumption, depending on the technology.

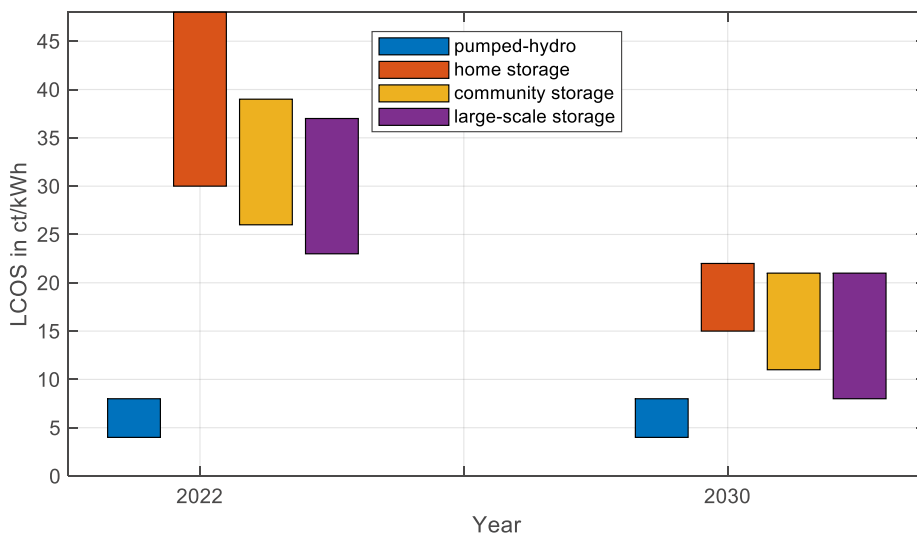


Figure 5: Development of LCOS

Figure 5 shows the development of levelized electricity storage costs. No major changes are expected for pumped storage plants and gas storage, but a strong degression is to be expected for battery storage. Depending on the deployment concept behind-the-meter or front-of-the-meter, all options may be economical in the future.

## Quantification of the benefits

Not every flexibility option is equally well suited for every application. Considering the costs of flexibility provision, the achievable revenues, and general opportunities and barriers, the heat map shown in Figure 6 was created with the aim of presenting an allocation of flexibility options to the purposes of use that tends to make sense from an economic point of view, and also to provide an outlook on future flexibility allocation.

The size of the dots indicates the specific benefit of the respective flexibility option, while the color of the dots provides information on how the relevance of the potential benefit changes in perspective. A gray dot indicates a decreasing relevance, a green dot indicates an increasing relevance and a blue dot means that the relevance will not change.

Overall, it does not make economic sense to judge flexibility according to a single use. Therefore, it is important to weigh synergies and conflicts for different uses in order to optimally exploit the economic benefits of flexibility options. In particular, from an economic point of view, a flexibility option that is optimized only according to its own use should also be able to be aligned with grid- and system-oriented uses. It should also be noted that some of the flexibility options mentioned in Fig. 6 can be primary causes of grid or system problems, e.g. photovoltaics or electromobility. Their flexibility will then be used first and foremost to solve or mitigate the problems they themselves cause.

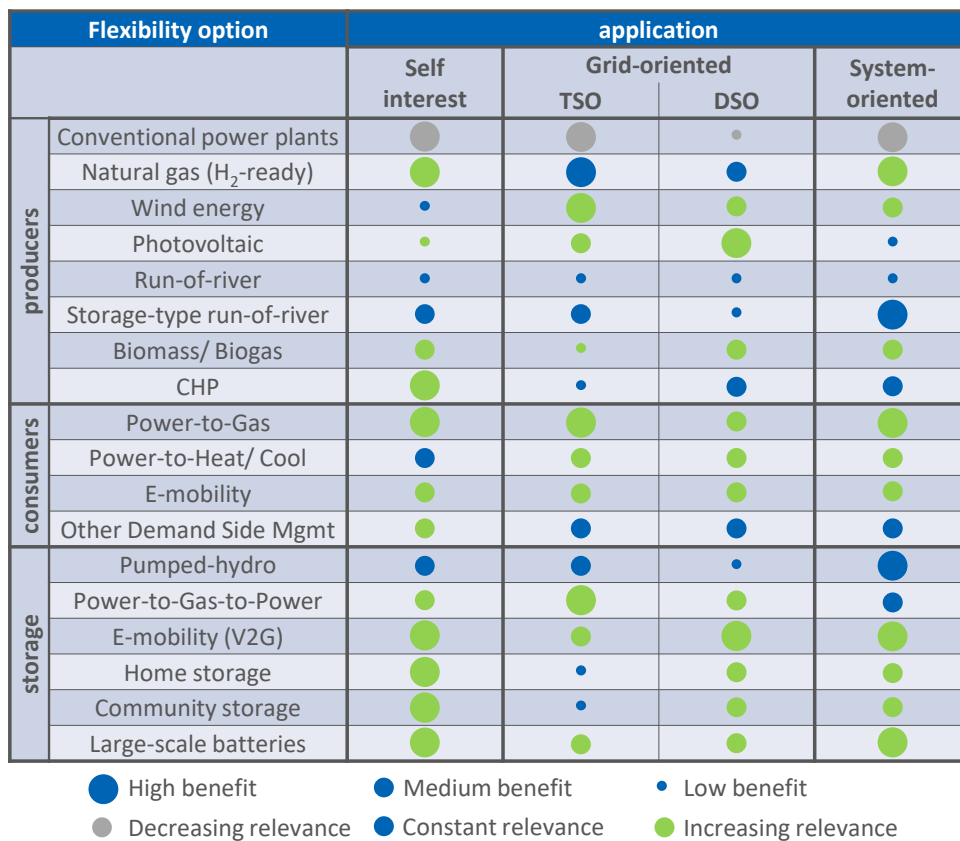


Figure 6: EnerFlex Heatmap: Estimation of the current and future application potentials regarding flexibility

Of the flexibility sources mentioned, it is expected that home storage, mono- and bidirectional E-mobility, and, in the long term, power-to-gas plants will become particularly important in the time horizon up to 2030.

## Need for adaptation of the regulatory framework

The regulatory framework can help to make flexibility even more usable in the future, and some use cases of flexibility can even be realized only on the basis of clear regulatory rules. In particular, the creation of controllability and observability, which may involve investments, the standardization of communication interfaces, and the roll-out of smart metering systems are of essential importance. In addition, obstacles in the system of network charges and levies can be removed, which result, for example, from excessively rigid or outdated requirements in § 19 (2) StromNEV. The potential double burden on mobile storage facilities can also be removed as a further obstacle.

In principle, self-use is one of the main drivers for investments in flexibility sources and should be supported accordingly. Individual and national economic goals may not be consistent for this form of utilization. That is why regulation has to make sure, that it should be in line with grid- and system-oriented deployment and at least not hinder or force it. Incentives to promote self-use should also be designed in such a way that it does not lead to economically inefficient deployment, e.g., through unnecessary storage cycles. That is, the incentive situation must be more closely aligned with the economic effects.

Collective forms of self-benefit-oriented flexibility deployment are not yet very widespread in Germany. However, with a view to economically efficient use of flexibility alone, special incentives for this variant would not be an urgent goal.

In the sphere of grid-oriented flexibility use, numerous instruments have been established, some of which function very well. Details of the concrete implementation of the amended § 14a EnWG are currently being discussed. In principle, care should be taken to ensure that flexibility is used across grid levels and from all sources in as targeted a manner as possible. Particularly with regard to the integration of storage facilities into the grid-oriented use of flexibility, there is currently still a need to define many instruments due to the lack of incentives or remuneration models.

The instruments for system-oriented flexibility use are also established and function well. There is no need for additional instruments or for a successor to the AbLaV. Only the integration of small consumers could be further stimulated, e.g., by variable electricity tariffs. In addition, there is a need for clarification regarding the interactions between the users of small consumers' flexibility and the electricity suppliers of these consumers.

If a flexibility source is used for different purposes, conflicts of use may arise, e.g., due to overlapping requirements, and must be coordinated. Prioritization rules are already in use for grid-oriented use and power-frequency control, which should be further differentiated to control the future coordination effort and should also include self-use-oriented use. Further clarification is needed on the coordination of flexibility deployment across grid levels and on the desired granularity of the use of small consumers' flexibility options (concepts of controllable devices vs. controllable network connections).

# Inhaltsverzeichnis

<b>1</b>	<b>Einleitung</b>	<b>17</b>
1.1	Motivation und Zielsetzung	17
1.2	Aufbau der Studie	17
<b>2</b>	<b>Begriffsbestimmungen und Abgrenzungen</b>	<b>18</b>
2.1	Flexibilität und Flexibilitätsnutzung	18
2.1.1	Flexibilität und flexible Einrichtungen	18
2.1.2	Kategorisierung von Flexibilitätsoptionen	18
2.1.3	Flexibilitätsnutzung	20
2.1.4	Kategorisierung von Zwecken der Flexibilitätsnutzung	21
2.1.5	Abgrenzung gegenüber Ampelphasenkonzepten	22
2.1.6	Nutzungskonflikte zwischen Flexibilitätsnutzungsformen	22
2.1.7	Prozess der Flexibilitätsnutzung: Kontrahierung und Einsatz	23
2.2	Kostenbegriffe	24
2.2.1	Volkswirtschaftliche Kostenperspektive	24
2.2.2	Individualwirtschaftliche Perspektive	25
2.2.3	Schlussfolgerungen aus der Unterscheidung von Kostenperspektiven	26
<b>3</b>	<b>Abschätzung von Flexibilitätspotenzialen</b>	<b>27</b>
3.1	Bereitstellung von Flexibilität durch Erzeugungsanlagen	27
3.1.1	Konventionelle Erzeugung	27
3.1.2	Erneuerbare Energien	30
3.1.3	Biomasse, Biogas und Kraft-Wärme-Kopplung (KWK)	31
3.1.4	Speicherwasserkraftwerke	33
3.2	Bereitstellung von Flexibilität durch Verbrauchseinrichtungen	34
3.2.1	Power-to-Gas	34
3.2.2	Power-to-Heat	35
3.2.3	Elektromobilität mit monodirektionalem Laden	35
3.2.4	Sonstige Lastverschiebung	37
3.3	Bereitstellung der Flexibilität durch Speicher	38
3.3.1	Power-to-Gas-to-Power	38
3.3.2	Elektrochemische Speicher	39
3.4	Bereitstellung von Flexibilität durch Netzbetreiber	40
3.4.1	Hochspannungsgleichstromübertragung	40
3.4.2	Phasenschiebertransformatoren	40
3.5	Regionalisierung ausgewählter Flexibilitätspotenziale	41
3.6	Erkenntnisse	42
<b>4</b>	<b>Darstellung der Flexibilitätsnutzung</b>	<b>45</b>
4.1	Eigennutzung von Flexibilität	45
4.1.1	Prozessoptimierung und Komfortverbesserung	45
4.1.2	Individuelle Verbrauchsoptimierung	45
4.1.3	Kollektive Strombezugsoptimierung	46
4.2	Netzorientierte Flexibilitätsnutzung	48
4.2.1	Übertragungsnetze	49
4.2.2	Verteilnetze in der Hochspannungsebene	50
4.2.3	Verteilnetze in der Nieder- und Mittelspannungsebene	50
4.2.4	Praktizierte und diskutierte Instrumente	53
4.3	Systemorientierte Flexibilitätsnutzung	60
4.3.1	Terminhandel	61
4.3.2	Spotmarkt	61
4.3.3	Leistungs-Frequenzregelung	63
<b>5</b>	<b>Abschätzung der Kosten für die Flexibilitätsbereitstellung</b>	<b>65</b>
5.1	Systematisierung von Kostenarten und -begriffen	65
5.1.1	Investitionskosten	65
5.1.2	Betriebskosten	65
5.1.3	Stromgestehungskosten	65
5.2	Abschätzung der Kostenbestandteile	66
5.2.1	Erzeugerseitige Flexibilität	66
5.2.2	Verbraucherseitige Flexibilitätsquellen	67
5.2.3	Speicherseitige Flexibilitätsquellen	70
5.2.4	Netzflexibilität	72

5.3	Abschätzung des Investitionsbedarfs in Kommunikationstechnik	73
5.3.1	Erzeugerseitiger Investitionsbedarf	73
5.3.2	Verbraucherseitige Investitionskosten	73
5.4	Erkenntnisse	74
<b>6</b>	<b>Quantifizierung des Nutzens</b>	<b>75</b>
6.1	Eigennutzung	75
6.1.1	Erzeugerseitige Flexibilität	76
6.1.2	Verbraucherseitige Flexibilität	76
6.1.3	Speicherseitige Flexibilität	77
6.1.4	Sonstiger Eigennutzen des Flexibilitätseinsatzes	77
6.2	Netzorientierte Nutzung	78
6.2.1	Übertragungsnetz	78
6.2.2	Verteilnetz	79
6.3	Systemorientierte Nutzung	81
6.3.1	Erzeugerseitige Flexibilität	81
6.3.2	Verbraucherseitige Flexibilität	82
6.3.3	Speicherseitige Flexibilität	82
6.4	Erkenntnisse	83
6.4.1	Übersichtsorientierte Einordnung der Nutzenpotenziale	83
6.4.2	Synergien und Konflikte von Flexibilitätsoptionen für unterschiedliche Nutzungszwecke	84
<b>7</b>	<b>Anpassungsbedarf am regulatorischen Rahmen</b>	<b>86</b>
7.1	Übergreifende Aspekte der Flexibilitätsbereitstellung und -nutzung	87
7.1.1	Nutzbarmachung von Flexibilitäten	87
7.1.2	Flexibilitätshemmnisse durch Regelungen der Netzentgelt- und Umlagensystematik	88
7.2	Eigennutzung von Flexibilität	89
7.2.1	Eigenverbrauchsoptimierung	89
7.2.2	Kollektive Strombezugsoptimierung	90
7.3	Netzorientierte Flexibilitätsnutzung	90
7.3.1	Erzeugungsseitige Flexibilität: Redispatch	90
7.3.2	Verbrauchsseitige Flexibilität von Kleinverbrauchern: § 14a/14c EnWG	91
7.3.3	Verbrauchsseitige Flexibilität von größeren Verbrauchern	92
7.3.4	Flexibilität von Speichern	93
7.4	Systemorientierte Flexibilitätsnutzung	93
7.5	Behandlung von Nutzungskonflikten	95
<b>8</b>	<b>Literaturverzeichnis</b>	<b>97</b>
<b>9</b>	<b>Abbildungsverzeichnis</b>	<b>102</b>
<b>10</b>	<b>Tabellenverzeichnis</b>	<b>105</b>
<b>11</b>	<b>Anhang A: Recherche zu Kosten der Flexibilitätsbereitstellung</b>	<b>106</b>
11.1	Brennstoffkosten	106
11.1.1	Braunkohle	106
11.1.2	Steinkohle	106
11.1.3	Gas	107
11.2	CO <sub>2</sub> -Zertifikatskosten	107
11.3	Abschätzung der Kostenbestandteile	108
11.3.1	Braunkohlekraftwerke	108
11.3.2	Steinkohlekraftwerke	110
11.3.3	Gas- und Dampfturbinenkraftwerke	111
11.3.4	Gaskraftwerke	113
11.3.5	Photovoltaikanlagen	114
11.3.6	Onshore-Windenergieanlagen	117
11.3.7	Offshore-Windenergieanlagen	119
11.3.8	Biomasse / Biogas	121
11.3.9	Speicherwasserkraftwerke	122



# 1 Einleitung

## 1.1 Motivation und Zielsetzung

Die zunehmende dargebotsabhängige Erzeugung führt unter Annahme eines unflexiblen Verbrauchs zu einer steigenden Dynamik der Residuallast, die durch immer weniger flexibel steuerbare Erzeugungseinheiten und Speicher gedeckt werden muss. Gleichzeitig steigt in Zeiten hoher Erneuerbare-Energien-Einspeisung der Bedarf nach einer Abregelung erneuerbarer Erzeuger aufgrund geringen Verbrauchs und/oder Netzengpässen.

Eine vielversprechende Lösung für das elektrische Energieversorgungssystem ist eine stärkere Flexibilisierung des Verbrauchs und über die bisherige Praxis hinaus auch der Erzeugung und Speicher, wie sie beispielsweise bereits in den SINTEG-Projekten untersucht worden ist. Durch die Flexibilisierung kann zahlreichen aktuellen Herausforderungen des Energiesystems effizient begegnet werden, allerdings setzt dies genügend Flexibilitätspotenzial voraus.

In bisherigen Analysen wurde das Vorhandensein von Lastverschiebe- und anpassungspotenzial und der für die Flexibilisierung erforderlichen Technik sowie Markt- und Regulierungsvoraussetzungen in einem zukünftigen Energiesystem daher mitunter einfach vorausgesetzt. Dies erscheint etwas optimistisch, da hierfür Investitionen sowie evtl. Anpassungen von Verhaltensweisen bzw. industriellen Prozessen erforderlich sind. Zudem darf nicht davon ausgegangen werden, dass das volle Potenzial dauerhaft und über lange Zeiträume für einen einzelnen Nutzungszweck zur Verfügung gestellt wird, denn verbrauchsseitige Flexibilität ist für unterschiedliche Zwecke nutzbar.

Die VDE ETG hat ein Thesenpapier zur Flexibilisierung des Energiesystems erarbeitet und sieben Thesen aufgestellt, wie und unter welchen Voraussetzungen eine Flexibilisierung einen sinnvollen Beitrag zum Gelingen der Energiewende beisteuern kann [104]. Diese und andere aufgeworfene Fragestellungen sollen in dieser Studie vertieft untersucht und aufgearbeitet werden. Dabei nimmt die Studie eine volkswirtschaftliche Perspektive ein und versucht, den Einsatz und die Nutzung von Flexibilitäten im elektrischen Energieversorgungssystem dahingehend zu bewerten.

## 1.2 Aufbau der Studie

Die Studie ist wie folgt aufgebaut:

- Zunächst werden in Kapitel 2 die erforderlichen Begriffe und Nutzungsformen definiert sowie eine Abgrenzung zu bestehenden Konzepten und Organisationsformen vorgenommen.
- Kapitel 3 widmet sich der Abschätzung des heute und zukünftig verfügbaren Flexibilitätspotenzials von Erzeugungs-, Verbrauchs- und Speichereinrichtungen mit dem Prognosehorizont 2030.
- In Kapitel 4 werden die möglichen Nutzungsformen der verfügbaren Flexibilität, ihre Wirkungsweise und die verfügbaren Instrumente beschrieben, um Flexibilität nutzbar zu machen.
- Kapitel 5 widmet sich den Kosten, die anfallen, um Flexibilität bereitzustellen. Hierzu werden die Kostenbegriffe aus Kapitel 2 näher spezifiziert und die einzelnen Bestandteile sowie ihre Entwicklung bis zum Jahr 2030 beleuchtet.
- In Kapitel 6 wird der Nutzen der verfügbaren Flexibilitätsoptionen hinsichtlich der definierten Nutzungsformen analysiert und bewertet.
- In Kapitel 7 werden Hemmnisse für den Flexibilitätseinsatz identifiziert und Handlungsempfehlungen zu Anpassungen des regulatorischen Rahmens gegeben, um den Flexibilitätseinsatz zukünftig zu optimieren.

# 2 Begriffsbestimmungen und Abgrenzungen

## 2.1 Flexibilität und Flexibilitätsnutzung

### 2.1.1 Flexibilität und flexible Einrichtungen

Die vorliegende Studie befasst sich mit Möglichkeiten und Wirkungen einer Flexibilisierung des Energie- und hier insbesondere des Stromversorgungssystems. In diesem Zusammenhang wird unter **Flexibilität** die Fähigkeit von Nutzern des Stromversorgungssystems verstanden, ihren Strombezug aus dem Netz der allgemeinen Versorgung und/oder ihre Stromeinspeisung in dieses Netz, und damit ihre Wirk- oder Blindleistung, gezielt zu beeinflussen. Der Begriff der Flexibilität bezieht sich somit auf die Einsatzweise von **flexiblen Einrichtungen** wie strombetriebenen Verbrauchseinrichtungen, Speichern und Stromerzeugungsanlagen. Flexible Einrichtungen können von unterschiedlichen Arten von Systemnutzern betrieben werden. Dies können zum einen Akteure sein, die ausschließlich Speicher und/oder Erzeugungsanlagen betreiben; bei diesen Akteuren ist die Bereitstellung von Flexibilität bereits traditionell oft Teil des Geschäftszwecks. Zum anderen können dies Verbraucher sein, die entweder nur Verbrauchseinrichtungen oder zusätzlich Erzeugungsanlagen und/oder Speicher betreiben (und dann oft als „Prosumer“ oder „Flexumer“ bezeichnet werden). Verbraucher mit flexiblen Einrichtungen werden hier zusammenfassend als **flexible Verbraucher** bezeichnet. Diejenigen flexiblen Verbraucher, die ihre Flexibilität nicht nur für eigene Zwecke nutzen, sondern an ihrem Netzanschlusspunkt teilweise oder vollständig für eine netz- oder systemorientierte Nutzung (siehe Begriffsdefinitionen in Abschnitt 2.1.4) bereitstellen, werden mitunter als **aktive Verbraucher** bezeichnet. Die aktiven Verbraucher und ihre Flexibilitätsoptionen bilden einen besonderen Betrachtungsschwerpunkt dieser Studie. Hierzu gehören auch Flexibilitätsoptionen, die mit Technologien der Sektorenkopplung zusammenhängen, wie z. B. Elektromobilität, Elektrolyseanlagen und strombetriebene Wärmeversorgungstechnologien.

Flexible Einrichtungen sind dadurch charakterisiert, dass ihre Einsatzweise nicht vollständig durch ihren primären Anwendungszweck vorgegeben ist. Randbedingungen des Anwendungsfalls können jedoch auch bei flexiblen Einrichtungen maßgeblich bestimmen, in welchem Umfang und in welcher Richtung zu einem gegebenen Zeitpunkt Flexibilität bei der Einsatzweise besteht. Solche Randbedingungen können z. B. das Energiedargebot bei Erneuerbare-Energien-Anlagen oder die Einbindung von Verbrauchseinrichtungen in industrielle Prozesse sein. Der hier verwendete Flexibilitätsbegriff setzt aber nicht voraus, dass es möglich ist, im Vorhinein eine Normalbetriebsweise der flexiblen Einrichtungen („Baseline“) festzustellen oder festzulegen. Flexibilität kann auch dann bestehen, wenn die Einsatzweise häufig variiert und kein „normales“ Einsatzmuster vorliegt.

Im weitesten Sinne bieten somit praktisch alle mit dem Stromnetz verbundenen Einrichtungen Flexibilität, denn sie können in der Regel durch ihren Betreiber gezielt ein- und ausgeschaltet und vielfach auch darüber hinaus in ihrem Verhalten gesteuert werden. Für die Flexibilisierung des Energiesystems ist aber im engeren Sinne nur die Flexibilität von Interesse, die zumindest potenziell auch für Zwecke Dritter genutzt werden kann, d. h. als Reaktion auf Vorgaben oder Preissignale von anderen Akteuren als dem Betreiber der flexiblen Einrichtung selbst (siehe Abschnitt 2.1.4). Inwieweit hier Potenziale bestehen, hängt u. a. von den ökonomischen Anreizen für die Flexibilitätsbereitstellung ab (siehe Abschnitt 2.2.2), aber auch von der Art der flexiblen Einrichtung. So dürfte beispielsweise im privaten Sektor die Bereitschaft, den Betrieb von Verbrauchseinrichtungen nach den Interessen von Flexibilitätsnachfragern auszurichten, bei der Wohnungsbeleuchtung meist deutlich geringer sein als bei Heimpladepunkten für Elektrofahrzeuge.

In dieser Studie wird in erster Linie dieses engere Verständnis des Flexibilitätsbegriffs zugrunde gelegt, da es hier um Fragen der systemseitigen Nutzung von Flexibilität geht.

### 2.1.2 Kategorisierung von Flexibilitätsoptionen

Für die Untersuchung von Flexibilitätsoptionen und ihren Nutzungsmöglichkeiten hat es sich als sinnvoll erwiesen, die Flexibilitätsoptionen danach zu kategorisieren, ob sie aus Sicht des Stromversorgungssystems primär der Erzeugungs- oder der Verbrauchsseite oder den Speichern zuzuordnen

sind. Diese Einteilung ist nicht gleichbedeutend mit einer Einteilung nach Akteursgruppen, da ein und derselbe Akteur – wie oben erwähnt – über unterschiedliche Arten von Flexibilität verfügen kann. Die Einteilung läuft auch nicht allein auf eine Einteilung nach technischen Einrichtungen hinaus. Insbesondere Einrichtungen, die aus technischer Sicht Speicher sind oder enthalten, können je nach Anwendungsfall sehr unterschiedliche Flexibilitätseigenschaften aufweisen. So sind etwa Wasserkraftwerke mit ausschließlich natürlichen Zuflüssen primär als steuerbare Erzeugungsanlagen und monodirektional betriebene Ladeeinrichtungen für Elektrofahrzeuge primär als steuerbare Verbrauchseinrichtungen einzuordnen. Dagegen stellen bidirektional betriebene Ladeeinrichtungen aus Systemsicht Speicher dar, die Strom aufnehmen und zu einem späteren Zeitpunkt wieder zurückspeisen können. Unter Berücksichtigung dieser Abgrenzung werden in dieser Studie folgende Flexibilitätsoptionen unterschieden:

- **Erzeugungsseitige Flexibilitätsoptionen:** Erzeugungsanlagen, deren Erzeugungsleistung gesteuert werden kann, die aber nicht über Möglichkeiten der Einspeicherung von Energie zum Zweck der Rückverstromung verfügen (z. B. thermische Kraftwerke, Speicherwasserkraftwerke mit natürlichen Zuflüssen, Biogasanlagen mit oder ohne Biogasspeicher, Erneuerbare-Energien-Anlagen etc.)
- **Verbrauchsseitige Flexibilitätsoptionen:** Verbrauchseinrichtungen, deren Strombezug gesteuert werden kann, die aber nicht über die Möglichkeit einer Rückgewinnung von Strom und dessen Rückspeisung ins Netz verfügen (z. B. steuerbare industrielle oder private Verbrauchseinrichtungen ohne strombetriebene Speicher, monodirektional betriebene Ladeeinrichtungen für Elektrofahrzeuge, Power-to-X-Anlagen ohne Möglichkeit der Rückverstromung etc.)
- **Speicherseitige Flexibilitätsoptionen:** Speicheranlagen oder -konzepte, die durch strombetriebene Prozesse Energie einspeichern und diese Energie zu einem späteren Zeitpunkt in Strom umwandeln und diesen ins Netz zurückspeisen können, wie z. B. Pumpspeicherkraftwerke, Druckluftspeicherkraftwerke, Power-to-Heat-to-Power-Systeme (PtH-Anlagen mit thermischen Speichern zum Zweck der Rückverstromung in einem Kraftwerksprozess, „Carnot-Batterie“) oder Power-to-Gas-to-Power-Systeme (PtG-Anlagen mit Gasspeichern zum Zweck der Rückverstromung mittels Gasturbine, Gasmotor oder Brennstoffzelle), stationäre Batteriespeicher, bidirektional betriebene mobile Batteriespeicher in Elektrofahrzeugen etc.

Mit der Einteilung in die genannten Flexibilitätsoptionen ist noch keine Zuordnung zu Nutzungszwecken oder Instrumenten für die Flexibilitätsnutzung verbunden; siehe hierzu Abschnitt 2.1.4.

Diesen Flexibilitätsoptionen ist gemein, dass sich ihre Nutzung zunächst auf die Einspeise- bzw. Entnahmeleistung der jeweiligen flexiblen Einrichtung in einem bestimmten Zeitraum auswirkt, in der Folge aber auch auf die in diesem Zeitraum eingespeiste oder entnommene Energie. Eine solche zeitlich begrenzte Anpassung der Einspeisung oder Entnahme geht in vielen Fällen mit einer entgegengerichteten Anpassung in einem anderen Zeitraum einher. Bei einer reinen zeitlichen Verschiebung weisen die beiden gegenläufigen Anpassungen von Einspeisung oder Entnahme häufig den gleichen Energieumfang auf; bei Einsatz von Speichertechnologien ergeben sich hingegen Differenzen durch Speicherverluste. Es können aber auch Änderungen der Einspeisung oder Entnahme auftreten, die nicht zu einem anderen Zeitpunkt kompensiert werden. Dies gilt z. B. für Abregelungen von Photovoltaik- oder Windenergieanlagen, für hybride Wärmeerzeuger oder für Änderungen der Produktionsmenge bei flexiblen industriellen Prozessen in Reaktion auf Strompreissignale. In dieser Studie werden Anpassungsmöglichkeiten der Einspeisung oder Entnahme, die zu einem anderen Zeitpunkt kompensiert werden, ebenso als Flexibilitätsoptionen behandelt wie Anpassungsmöglichkeiten ohne eine solche Kompensation.

Anpassungen der Stromeinspeisung oder -entnahme können danach unterschieden werden, in welcher **Änderungsrichtung** sie wirken. Diesbezüglich wird häufig von positiver und negativer Flexibilität gesprochen, entsprechend folgender Definition:

- Als **positive Flexibilität** wird die Fähigkeit einer flexiblen Einrichtung bezeichnet, die Stromeinspeisung ins Netz anzuheben oder die Stromentnahme abzusenken.
- Als **negative Flexibilität** wird dementsprechend die Fähigkeit bezeichnet, die Stromeinspeisung abzusenken oder die Stromentnahme anzuheben.

Diese Definition bezieht sich auf Anpassungsmöglichkeiten gegenüber der Einspeisung bzw. Entnahme im jeweiligen Vorzustand. Ob eine Flexibilitätsoption positive und/oder negative Flexibilität bereitstellen kann, hängt somit von ihrer aktuellen Betriebsweise ab. Manche Flexibilitätsoptionen weisen allerdings eine „natürliche“ Betriebsweise auf, bei der nur in einer der beiden Richtungen Flexibilität besteht. So werden Erzeugungsanlagen auf Basis volatiler erneuerbarer Energien im Normalfall mit der vollen Einspeiseleistung betrieben, die das Energiedargebot zulässt, so dass nur negative Flexibilität in Form einer Absenkung der Einspeiseleistung besteht. Dagegen bieten Erzeugungsanlagen, die im Normalfall als stillstehende Reserve vorgehalten werden, aus diesem Betriebszustand heraus nur positive Flexibilität. Andere Flexibilitätsoptionen bieten dagegen zeitweise positive und zeitweise negative Flexibilität oder sogar zeitgleich Nutzungsmöglichkeiten in beiden Richtungen.

Neben den Flexibilitätsoptionen, die der Erzeugung, dem Verbrauch oder der Speicherung von Elektrizität zuzuordnen sind, weisen auch die Stromnetze selbst Flexibilität im Hinblick auf ihre Betriebsweise auf. Zu diesen **netzseitigen Flexibilitätsoptionen** gehören z. B. die betrieblichen Stellmöglichkeiten von Transformatoren und leistungselektronischen Betriebsmitteln, Anpassungsmöglichkeiten der Netztopologie durch Schalthandlungen, Spielräume bei der Spannungshaltung sowie die temporäre Überlastbarkeit bestimmter Betriebsmittel. Diese Flexibilitätsoptionen sind insbesondere für netzorientierte Zwecke wie das Engpassmanagement von großer Bedeutung und sollten gemäß den gesetzlichen Vorgaben für den Netzbetrieb grundsätzlich ausgeschöpft werden, bevor Flexibilitätsoptionen in den Bereichen Erzeugung, Verbrauch und Speicherung netzorientiert eingesetzt werden. Sie sind aber nicht Kerngegenstand dieser Studie und werden daher primär der Vollständigkeit halber erwähnt.

Dies gilt auch für die abstraktere Sichtweise, nach der auch das **Netz an sich als Flexibilitätsoption** aufzufassen ist, allein weil hierdurch Kapazität für den Stromtransport bereitgestellt wird, unabhängig von den oben erwähnten betrieblichen Spielräumen. Netze leisten einen essenziellen Beitrag zur Bewältigung der Aufgabe, Erzeugung und Verbrauch nicht nur integral im (europäischen) Gesamtsystem, sondern unter Berücksichtigung der räumlichen Verteilung von Einspeisungs- und Entnahmepunkten jederzeit auszugleichen. Netzkapazität stellt somit **räumliche Flexibilität** bei der Stromversorgung bereit. Die Frage nach den Wirkungen von Erweiterungen der Netzkapazität ist zwar kein zentraler Untersuchungsgegenstand dieser Studie, da die Studie sich primär mit betrieblichen Flexibilisierungsoptionen befasst. Sie ist aber insofern relevant, als aus der Bewertung von Flexibilitätsoptionen im Systembetrieb auch Schlussfolgerungen für den weiteren Zubau von Systemkomponenten hervorgehen können. Bei diesen Schlussfolgerungen ist zu beachten, dass ein für die Zukunft festgestellter Flexibilisierungsbedarf nicht nur durch Zubau von erzeugungs-, verbrauchs- und/oder speicherseitiger Flexibilität, sondern – je nach Situation – auch durch Zubau oder Optimierung von Netzkapazität gedeckt werden kann.

Zusammenfassend ist festzuhalten, dass in dieser Studie primär die Flexibilitätsoptionen untersucht werden, die den **Kategorien Erzeugung, Verbrauch, Speicherung** oder einer **Kombination von zwei oder drei dieser Kategorien** zuzuordnen sind und sich in der **Sphäre der Netznutzer** befinden, d. h. hinter deren Netzanschlusspunkten. Es wird aber berücksichtigt, dass die Nutzung dieser Flexibilitätsoptionen Wechselwirkungen mit der vorhandenen Netzkapazität und mit den betrieblichen netzseitigen Flexibilitätsoptionen aufweist. So muss die netzorientierte Nutzung von Flexibilität stets unter Beachtung des Zusammenspiels mit der Betriebsweise und Ausbauplanung des Netzes erfolgen und geplant werden, und bei der systemorientierten Flexibilitätsnutzung sind Rückwirkungen auf die Belastung der vorhandenen Netzkapazität zu berücksichtigen.

### 2.1.3 Flexibilitätsnutzung

Wenn die Flexibilität bei der Einsatzweise von flexiblen Einrichtungen für einen bestimmten Zweck gezielt genutzt wird, wird im Weiteren von einer **Flexibilitätsnutzung** gesprochen. Die Zwecke, für die die Flexibilität genutzt werden kann, können sehr unterschiedlich sein. Sie sind keine inhärente Eigenschaft der einzelnen flexiblen Einrichtung; vielmehr kann die Flexibilität einer bestimmten Einrichtung für unterschiedliche Zwecke genutzt werden. Der Nutzungszweck kann über die Zeit auch variieren, und bei geeigneter Koordination kann mit der Flexibilität einer einzigen Einrichtung auch mehr als ein Nutzungszweck gleichzeitig verfolgt werden.

Aus diesem Grund ist es wichtig, zwischen der Flexibilität und ihrer Nutzung begrifflich klar zu unterscheiden. Häufig verwendete Kurzformen wie z. B. „netzorientierte Flexibilität“ können in dieser Beziehung missverständlich sein. Sie können je nach Verwendung suggerieren, ein bestimmter Nutzungszweck – hier die netzorientierte Nutzung – sei eine inhärente Eigenschaft einer bestimmten

Flexibilität. In dieser Studie wird diese Kurzform daher vermieden und stattdessen von „netzorientierter Flexibilitätsnutzung“ gesprochen.

## 2.1.4 Kategorisierung von Zwecken der Flexibilitätsnutzung

Es ist in der Debatte zur Flexibilisierung des Stromversorgungssystems üblich, unterschiedliche Formen der Flexibilitätsnutzung nach ihren Nutzungszwecken zu kategorisieren. Hierbei werden allerdings vielfach Bezeichnungen verwendet, die nicht eindeutig abgrenzbar sind oder sich nicht nur auf den Nutzungszweck, sondern auch auf andere Aspekte wie z. B. Vergütungs- und Koordinationsfragen beziehen. In dieser Studie wird eine Einteilung in folgende drei Kategorien zugrunde gelegt, die ausschließlich auf den Zweck der Flexibilitätsnutzung abstellen:

- **Eigene Nutzung:** Bei dieser Nutzungsform wird Flexibilität für Zwecke innerhalb der Sphäre des Betreibers einer flexiblen Einrichtung genutzt. Hierzu gehören etwa die Maximierung des Eigenverbrauchs bei Betreibern von Eigenerzeugungsanlagen, die Optimierung von Prozessen insbesondere bei gewerblichen und industriellen Verbrauchern sowie Komfortaspekte u. a. bei privaten Haushalten, beispielsweise hinsichtlich des Ladens von E-Pkw. Die normale, nicht auf die Interessen Dritter ausgerichtete Einsatzweise von eigenen flexiblen Einrichtungen kann somit auch als eine Form der Eigennutzung von Flexibilität aufgefasst werden.
- **Netzorientierte Nutzung:** Als netzorientiert wird die Flexibilitätsnutzung dann bezeichnet, wenn sie der gezielten Beeinflussung des Zustands der Übertragungs- oder Verteilungsnetze dient, also z. B. der Verbesserung der Spannungssituation oder der Entlastung stark belasteter Leitungen oder Transformatoren. In der Regel können diese Nutzungsformen dem kurativen und/oder präventiven Netzengpassmanagement oder der Bereitstellung bestimmter nicht-frequenzgebundener Systemdienstleistungen (z. B. Blindleistung) zugeordnet werden. Ein zentrales Merkmal der netzorientierten Flexibilitätsnutzung besteht darin, dass der Ort des Anschlusspunkts einer flexiblen Einrichtung an das Netz entscheidend für die angestrebte Wirkung der Flexibilitätsnutzung ist.
- **Systemorientierte Nutzung:** Hierunter wird die Nutzung von Flexibilität für Zwecke des Systembetriebs verstanden, die der Aufrechterhaltung einer ausgewogenen Leistungsbilanz im Gesamtsystem, d. h. innerhalb einer Gebotszone am Strommarkt, dienen. Hierbei ist – innerhalb der Gebotszone – der genaue Erbringungsort von Flexibilität für die dem Nutzungszweck entsprechende Wirkung nicht entscheidend. Gleichwohl hängen mögliche Nebenwirkungen auf den Netzzustand, aus denen sich auch Restriktionen für die Flexibilitätsnutzung ergeben können, immer auch vom Erbringungsort ab. Der Begriff „systemorientiert“ wird hier unabhängig davon verwendet, ob der Flexibilitäts-Einsatz durch die für die Systemführung zuständigen Übertragungsnetzbetreiber koordiniert wird oder durch andere Akteure wie z. B. die Bilanzkreisverantwortlichen. Daher umfasst diese Kategorie sowohl die Leistungs-Frequenzregelung unter Einsatz verschiedener Arten von Regelleistung als auch die Nutzung von Flexibilität für Zwecke des Stromhandels und der Bilanzkreisbewirtschaftung.

Neben den hier verwendeten Kategorienbezeichnungen **netzorientiert** und **systemorientiert** werden vielfach auch die Begriffe **netzdienlich** und **systemdienlich** verwendet, teils mit deckungsgleichen, teils aber auch mit abweichenden Bedeutungen. So wird der Begriff **systemdienlich** mitunter auf alle von den Übertragungsnetzbetreibern koordinierten Nutzungsformen bezogen, ohne danach zu unterscheiden, ob es um ortsspezifische oder gebotszonenweite Nutzungszwecke geht. Daneben werden anstelle des Begriffs **systemorientiert** oft auch Begriffe wie **marktorientiert** oder **marktdienlich** verwendet, die aber (beabsichtigt oder unbeabsichtigt) suggerieren können, es gehe um bestimmte marktliche Koordinationsformen der Flexibilität. Um Missverständnisse zu vermeiden und eine eindeutige Ausrichtung auf den Nutzungszweck zu betonen, werden in dieser Studie durchgängig die Begriffe **netzorientiert** und **systemorientiert** verwendet. Die Frage, ob Instrumente für die Flexibilitätsnutzung einen marktlichen Charakter aufweisen oder stark reguliert sind, ist hiervon unabhängig. So wird zurzeit z. B. intensiv diskutiert, ob für die netzorientierte Flexibilitätsnutzung neben den heute vorhandenen regulierten Instrumenten auch marktliche Ansätze in Frage kommen, und für die systemorientierte Flexibilitätsnutzung sind bereits heute verschiedene Märkte etabliert, die aber teils durch enge regulatorische Vorgaben geprägt sind (siehe auch Abschnitt 2.1.7).

Daneben wird in der Fachdebatte häufig durch Bezeichnungen wie **lokal**, **regional** oder **überregional** hervorgehoben, ob über ortsspezifische oder über systemweite Nutzungszwecke gesprochen wird. Auch diese Begriffe werden jedoch nicht einheitlich verwendet. Unter einer **Region** kann sowohl

ein Teilgebiet eines Landes als auch – wie z. B. im EU-Sprachgebrauch – eine Gruppe von Ländern verstanden werden. Der Begriff **lokal** wird in der Regel für Instrumente verwendet, die auf eine netzorientierte Flexibilitätsnutzung zielen, etwa in der Bezeichnung **lokale Flexibilitätsmärkte**. Auch hier liegt jedoch kein einheitliches Verständnis zugrunde, welche räumliche Reichweite ein solcher lokaler Markt hat.

Den oben definierten drei Kategorien lassen sich die aktuell diskutierten oder bereits praktizierten Nutzungsformen von Flexibilität weitgehend eindeutig zuordnen. Es gibt jedoch auch Grenzfälle wie z. B. die gegenseitige Bereitstellung von Flexibilität unter Systemnutzern im Rahmen von Quartiersversorgungskonzepten oder Energiegemeinschaften. Bei diesen heute noch nicht üblichen, in Zukunft aber voraussichtlich an Bedeutung gewinnenden Konzepten wird Flexibilität weder system- noch netzorientiert genutzt, aber unter Nutzung des allgemeinen Versorgungsnetzes ausgetauscht. Diese Nutzungsform wird in dieser Studie als eine **Sonderform der Eigennutzung** behandelt.

### 2.1.5 Abgrenzung gegenüber Ampelphasenkonzepten

Die oben definierten Kategorien der Flexibilitätsnutzung dürfen nicht mit Kategorisierungen wie dem vom BDEW entwickelten **Ampelphasenkonzept** verwechselt werden, wobei bestimmte Zusammenhänge durchaus bestehen. Das BDEW-Ampelkonzept bezieht sich auf unterschiedliche Grade des Flexibilitätsbedarfs insbesondere aus Sicht der Netzbetreiber. Demnach wird der Zustand in einem Netz (oder einem Teil eines Netzes)

- der **grünen** Ampelphase zugeordnet, wenn keine markteinschränkenden Netzzustände vorliegen, die eine netzorientierte Flexibilitätsnutzung außerhalb der netzseitigen Flexibilitätsoptionen erfordern würden,
- der **gelben** Ampelphase zugeordnet, wenn Netzengpässe vorliegen und durch netzorientierte Flexibilitätsnutzung behoben werden können, die im Rahmen von Markteingriffen mit den Flexibilitätsanbietern abgestimmt werden kann, und
- der **roten** Ampelphase zugeordnet, wenn eine Notsituation vorliegt, in der Netzbetreiber zur Abwendung drohender Störungen einseitig und ohne weitere Abstimmung auf jedwede Flexibilität der Systemnutzer zugreifen dürfen, bis hin zur Abschaltung einzelner Nutzer oder größerer Teile des Netzes.

Dieses Konzept ermöglicht somit eine Unterdifferenzierung im Bereich der netzorientierten Flexibilitätsnutzung: Diese Nutzungsform ist grundsätzlich nur in Zuständen relevant, die der gelben oder der roten Ampelphase zuzuordnen sind. Dies gilt zumindest für Nutzungen mit dem Zweck des kurativen Engpassmanagements. Nutzungen für das präventive Engpassmanagement oder die Bereitstellung von Systemdienstleistungen wie z. B. Blindleistung könnten hingegen grundsätzlich auch der grünen Ampelphase zugeordnet werden.

Für die vorliegende Studie ist die Zuordnung bestimmter Nutzungsformen von Flexibilität zu den Ampelphasen dieses oder anderer Ampelkonzepte nicht von entscheidender Bedeutung. Die Studie befasst sich allerdings hauptsächlich mit Nutzungsformen, bei denen eine Abstimmung in Form von regulären Prozessen möglich ist. Flexibilitätsnutzungen in Notsituationen, die der roten Ampelphase zuzuordnen sind, stehen nicht im Fokus dieser Studie.

### 2.1.6 Nutzungskonflikte zwischen Flexibilitätsnutzungsformen

Die Flexibilität einer flexiblen Verbrauchseinrichtung, Speicher- oder Erzeugungsanlage kann für unterschiedliche Zwecke genutzt werden. Da Flexibilität zudem eine knappe Ressource ist, liegt es auf der Hand, dass ihre effiziente Nutzung eine relevante Frage darstellt und dass Konflikte zwischen den unterschiedlichen Nutzungsmöglichkeiten auftreten können.

Nutzungskonflikte können zum einen die Allokation zu den drei oben beschriebenen Kategorien der Flexibilitätsnutzung betreffen. Beispielsweise können Speicher, die primär zur Optimierung des Eigenverbrauchs von Eigenerzeugungsanlagen installiert werden, grundsätzlich auch zur Bereitstellung von Flexibilität für netz- oder systemorientierte Zwecke genutzt werden.

Zum anderen können auch innerhalb der drei Kategorien jeweils unterschiedliche Nutzungsmöglichkeiten bestehen. So können etwa bei der systemorientierten Nutzung bestimmte Flexibilitätsoptionen sowohl zur Bereitstellung von Regelleistung als auch zur Bilanzkreisbewirtschaftung oder für den Stromhandel genutzt werden. Bei der netzorientierten Flexibilitätsnutzung kann der gezielte Einsatz ein und derselben flexiblen Einrichtung unter Umständen zur Behebung von Netzengpässen auf unterschiedlichen Netzebenen beitragen. Flexibilität von Kleinverbrauchern kann sich z. B. sowohl auf verbrauchsgetriebene Engpässe im Niederspannungsnetz als auch auf erzeugungsgetriebene Engpässe im Übertragungsnetz auswirken.

Dabei muss im Allgemeinen davon ausgegangen werden, dass unterschiedliche Nutzungszwecke gegenläufige Anforderungen an den Einsatz der Flexibilität mit sich bringen können, auch wenn es im Einzelfall – evtl. eher zufällig – Synergien zwischen den Nutzungsformen geben kann. Beispielsweise kann es aus Systemsicht in Situationen mit hoher Erneuerbare-Energien-Einspeisung vorteilhaft sein, verbrauchsseitige Flexibilität so einzusetzen, dass eine Lastspitze entsteht, während dies für die Netzbelastung an den Erbringungsorten der Flexibilität kontraproduktiv sein kann.

Für Betreiber flexibler Einrichtungen folgt aus den obigen Überlegungen, dass im Allgemeinen ein Spektrum von Möglichkeiten besteht, die vorhandene Flexibilität selbst zu nutzen und/oder Dritten zur Nutzung anzubieten. Mit Blick auf den reibungslosen Systembetrieb erwächst hieraus ein Bedarf nach **Koordinationsmechanismen** zwischen den unterschiedlichen Optionen der Flexibilitätsnutzung.

## 2.1.7 Prozess der Flexibilitätsnutzung: Kontrahierung und Einsatz

Der Prozess der Flexibilitätsnutzung für system- oder netzorientierte Zwecke lässt sich im Allgemeinen in zwei Stufen unterteilen, die verallgemeinernd als **Kontrahierung** und **Einsatz** bezeichnet werden können:

- Bei der **Kontrahierung** werden alle Regelungen und Entscheidungen getroffen, die für den späteren Einsatz der Flexibilität bestimmter Systemnutzer für einen bestimmten Nutzungszweck erforderlich sind. Hier wird ein umfassendes Verständnis des Begriffs Kontrahierung zugrunde gelegt, das nicht nur – wie der Begriff suggerieren könnte – frei verhandelte vertragliche Vereinbarungen umfasst, sondern auch Regelungen, die teilweise oder sogar weitgehend auf regulatorischen Vorgaben beruhen. So lässt sich z. B. auch die Gesamtheit der gesetzlichen und regulatorischen Regelungen und der bilateralen Rahmenvereinbarungen zwischen Netzbetreibern und Erzeugungsanlagenbetreibern zur Durchführung von Redispatch-Maßnahmen als die Kontrahierungsstufe des Redispatch-Regimes verstehen.

Im Rahmen der Kontrahierung sind im Allgemeinen vielfältige Regelungen und Entscheidungen zu treffen, unter anderem zu folgenden Aspekten:

- Definition des Anbieters und des Nachfragers (Nutzers) der Flexibilität
- Definition des Nutzungszwecks
- Art, Umfang und Verbindlichkeit der an den Nachfrager erteilten Rechte zur Nutzung der durch den Anbieter bereitgestellten Flexibilität
- Regeln für die im Einsatzfall ggf. erforderliche Koordination mit den Nutzungsinteressen anderer Akteure an derselben Flexibilität (z. B. Prioritätsregeln)
- Modalitäten des Einsatzes (Kommunikations- und Steuerungstechnik, Ankündigungsfristen etc.)
- Modalitäten der Überprüfung und messtechnischen Erfassung des Einsatzes
- Vergütung des Anbieters für die Bereitstellung seiner Flexibilität (z. B. Preissignale oder Entschädigungszahlungen)
- Ggf. Verantwortlichkeiten für den bilanziellen Ausgleich von Flexibilitätseinsätzen
- Bei netzorientierter Flexibilitätsnutzung: Regulatorische Behandlung der ggf. entstehenden Kosten bei den Netzbetreibern

- Unter **Einsatz** wird hier die eigentliche Nutzung der Flexibilität in Form einer gezielten Anpassung der Betriebsweise von technischen Einrichtungen des Flexibilitätsanbieters verstanden. Die technische Umsetzung des Einsatzes findet unmittelbar zum Erfüllungszeitpunkt statt; die Einsatzentscheidung wird oft aber bereits im Vorfeld getroffen und je nach vereinbarten Regelungen ggf. vorher angekündigt. In diese Stufe fällt auch die Ausübung etwaiger bei der Kontrahierung festgelegter Koordinationsregeln gegenüber den Nutzungsinteressen anderer Akteure. Auch der Begriff Einsatz wird hier in umfassender Weise verstanden. Er kann z. B. die häufig als „Abruf“ bezeichnete Form einer Anweisung oder einer direkten technischen Ansteuerung durch den Nachfrager annehmen. Ebenso möglich sind aber auch freiwillige, z. B. durch Preissignale angereizte Einsatzentscheidungen seitens des Flexibilitätsanbieters. Diese können durch manuelle Verhaltensanpassung oder auch automatisiert unter Einsatz eines Energiemanagementsystems umgesetzt werden.

Am Prozess der system- oder netzorientierten Flexibilitätsnutzung können neben Flexibilitätsanbietern und den (letzlichen) Nachfragern auch Dritte beteiligt sein, wie z. B. Aggregatoren, die größere Mengen kleiner Flexibilitätsbeiträge kontrahieren und gebündelt zur Nutzung durch einen Nachfrager bereitstellen.

Die Detailprozesse für die Kontrahierung und den Einsatz von Flexibilität können sowohl marktliche Elemente – also freiwillige wettbewerbliche Abstimmungsprozesse – als auch regulierte Elemente – also gesetzliche oder regulatorische Vorgaben – aufweisen. Oft werden marktliche und regulierte Elemente auch miteinander kombiniert. So sind beispielsweise auch alle nicht auf Flexibilität bezogenen Segmente des Strommarkts durch bestimmte Rahmenvorgaben reguliert. Heute bereits etablierte Beispiele für Regelungen zur Flexibilitätsnutzung mit unterschiedlicher Regulierungstiefe sind etwa das sehr weitgehend regulierte Redispatch-Regime und die stark marktlich ausgerichteten Regelleistungsmärkte.

## 2.2 Kostenbegriffe

Die Nutzung von Flexibilität für die oben skizzierten Nutzungszwecke soll definitionsgemäß einen Nutzen für die jeweiligen Nachfrager bzw. für die Gesamtheit der Nutzer des Stromversorgungssystems bringen. Sie ist im Allgemeinen aber auch mit Kosten für die beteiligten Akteure verbunden. Bei der näheren Betrachtung dieser Kosten ist eine Unterscheidung nach der **volkswirtschaftlichen** und der **individualwirtschaftlichen** Kostenperspektive von elementarer Bedeutung. (Der Begriff „individualwirtschaftlich“ wird hier anstelle des verbreiteteren Begriffs „betriebswirtschaftlich“ verwendet, da er die Perspektive privater Akteure einschließt.) Eine Vermischung dieser beiden Perspektiven kann zu falschen Schlussfolgerungen hinsichtlich der volkswirtschaftlichen Effizienz und der individualwirtschaftlichen Attraktivität von Formen der Flexibilitätsnutzung führen. Idealerweise sollten die regulatorischen und sonstigen technischen und wirtschaftlichen Rahmenbedingungen so gestaltet sein, dass der individualwirtschaftliche Nutzen nicht im Widerspruch zum volkswirtschaftlichen Nutzen steht. Dies wird in den folgenden Abschnitten weiter detailliert.

### 2.2.1 Volkswirtschaftliche Kostenperspektive

Aus **volkswirtschaftlicher Perspektive** sind für die Beurteilung der Kosten einer Flexibilitätsnutzung und deren Gegenüberstellung mit dem erwarteten Nutzen alle diejenigen Kostenelemente von Bedeutung, die mit einem **Ressourcenverbrauch** verbunden sind. Dies kann u. a. folgende Elemente umfassen:

- Investitionen in die Flexibilisierung der Betriebsweise von Erzeugungs- oder Verbrauchseinrichtungen und der damit verbundenen – z. B. industriellen – Anwendungsprozesse, um Flexibilität überhaupt zu erschließen und einsatzfähig zu machen
- Investitionen in die erforderliche Kommunikations-, Steuerungs- und Messtechnik, um den Flexibilitätseinsatz und damit verbundene Monitoring- und Abrechnungsschritte zu ermöglichen
- Betriebliche Mehrkosten, die durch Flexibilitätseinsätze direkt oder indirekt ausgelöst werden, wie etwa Speicherverluste oder Mehraufwände in den von Flexibilitätseinsätzen betroffenen Anwendungsprozessen von Verbrauchseinrichtungen
- Transaktionskosten von Flexibilitätsanbietern und -nachfragern im Zusammenhang mit der Kontrahierung und dem Einsatz von Flexibilität, beispielsweise durch Bereitstellung und Anwendung von Plattformen oder durch Kommunikations- und Abrechnungserfordernisse



- Externe Kosteneffekte, die nicht in der Sphäre der direkt betroffenen Akteure auftreten, aber volkswirtschaftlich relevant sind, wie beispielsweise Auswirkungen auf die Netzkosten durch zusätzlichen Netzausbaubedarf, der durch bestimmte Formen der Flexibilitätsnutzung verursacht wird

Auf diese Kostenperspektive bezieht sich der Begriff der **volkswirtschaftlichen Effizienz**: Eine Form der Flexibilitätsnutzung ist dann volkswirtschaftlich effizient, wenn die Summe der (volkswirtschaftlich relevanten) Kostenelemente geringer ist als der (ebenfalls volkswirtschaftlich) erzielbare Nutzen und wenn keine andere Nutzung möglich ist, die einen noch höheren Nutzen-Kosten-Saldo verspricht. Es ist zu beachten, dass sich diese Definition der Effizienz auf die Gesamtheit der verfügbaren Ressourcen bezieht. Es kann im Allgemeinen nicht für eine einzelne Flexibilitätsoption alleine entschieden werden, wie sie am effizientesten genutzt werden kann. Zudem ist anzumerken, dass die Beurteilung der Effizienz in der Praxis dadurch erschwert wird, dass auf der Nutzenseite nicht nur monetär messbare Aspekte, also volkswirtschaftliche Kosteneinsparungen, sondern auch nicht-monetäre Aspekte eine Rolle spielen können.

Für die Beurteilung der volkswirtschaftlichen Effizienz einer Flexibilitätsnutzung ist hingegen nicht erheblich, wie sich Kosten und Nutzen auf die Akteure verteilen und wie diese Verteilung z. B. durch Vergütungszahlungen zwischen den Akteuren beeinflusst wird. Diese Aspekte entscheiden jedoch darüber, ob die Teilnahme an einem Mechanismus zur Flexibilitätsnutzung für die individuellen Akteure wirtschaftlich interessant ist (siehe unten).

## 2.2.2 Individualwirtschaftliche Perspektive

Für den einzelnen Akteur, der erwägt, an einer Form der Flexibilitätsnutzung als Anbieter oder Nachfrager mitzuwirken, stehen die **individualwirtschaftlichen Auswirkungen** auf seine eigene Sphäre im Vordergrund, d. h. seine individuellen Kosten und Ertragschancen.

Hier sind zum einen diejenigen der in Abschnitt 2.2.1 genannten **Kostenelemente** von Bedeutung, die bei einem Akteur selbst anfallen. Dies sind z. B. die von ihm getragenen Investitionskosten zur Erschließung von Flexibilität und zur Errichtung von Kommunikations-, Steuerungs- und Messtechnik sowie seine eigenen betrieblichen Mehrkosten und Transaktionskosten.

Zum anderen spielen hier – anders als bei der volkswirtschaftlichen Perspektive – **Zahlungen zwischen den Akteuren** eine zentrale Rolle. Wenn beispielsweise ein Flexibilitätsanbieter Vergütungszahlungen für Flexibilitätseinsätze oder evtl. auch schon für die Kontrahierung erhält, tauchen diese Zahlungen bei ihm als Nutzen der Flexibilitätsbereitstellung auf, während sie beim Nachfrager Kosten darstellen. Neben Zahlungen unter den direkt beteiligten Akteuren können außerdem **Zahlungen von Dritten** oder sonstige **Mechanismen der Kostentragung** wie z. B. staatliche Förderungen oder auch Umverteilungen im Bereich der staatlich induzierten Strompreisbestandteile (Netzentgelte, Umlagen, Steuern und Abgaben) einen wesentlichen Einfluss auf die individuelle Wirtschaftlichkeitsbewertung haben. So wird beispielsweise die Wirtschaftlichkeit der Eigenerzeugung maßgeblich von den damit erzielbaren Einsparungen an bestimmten Strompreisbestandteilen beeinflusst, während hiermit aus volkswirtschaftlicher Perspektive allenfalls geringe Kosteneinsparungen und ansonsten eher Umverteilungen der Kostentragung unter den Akteuren verbunden sind.

Ein weiterer Kostenbegriff, der der individualwirtschaftlichen Perspektive zuzuordnen ist, ist der Begriff der **Opportunitätskosten**. Er bezeichnet den entgangenen wirtschaftlichen Nutzen, den ein Akteur erleidet, wenn seine Ressourcen nicht in der individualwirtschaftlich bestmöglichen Weise genutzt werden. Im Kontext der Flexibilitätsnutzung treten Opportunitätskosten z. B. auf, wenn sich ein Flexibilitätsanbieter auf eine bestimmte Form der Nutzung seiner Flexibilität festlegt, etwa durch einen langfristigen Vertrag, und ihm hierdurch die Möglichkeit entgeht, an anderen Nutzungsformen teilzunehmen, bei denen eine höhere Vergütung gezahlt wird.

Bei der Beurteilung der Wirtschaftlichkeit einer Nutzungsmöglichkeit von Flexibilität stellt die Ausweisung von Opportunitätskosten eine Möglichkeit dar, den Wert alternativer Nutzungsmöglichkeiten auf der Kostenseite abzubilden. Wenn dies geschieht, darf dieser Wert aber nicht zusätzlich auf der Nutzenseite der alternativen Nutzungsmöglichkeiten verbucht werden, da er dann doppelt berücksichtigt würde.

Aus der volkswirtschaftlichen Perspektive spielen Opportunitätskosten des einzelnen Akteurs hingegen keine Rolle, da sie – neben volkswirtschaftlich relevanten Kostenelementen – stark von Zahlungen

zwischen den Akteuren abhängen. Für die volkswirtschaftliche Perspektive ist vielmehr von Bedeutung, welche Form der Flexibilitätsnutzung insgesamt zu einem optimalen Nutzen-Kosten-Saldo führt und somit effizient ist.

### **2.2.3 Schlussfolgerungen aus der Unterscheidung von Kostenperspektiven**

Die vorstehenden Ausführungen lassen erkennen, dass sich aus der volkswirtschaftlichen und der individualwirtschaftlichen Perspektive sehr unterschiedliche Bewertungen von Kosten und Nutzen ergeben können. Im Kontext der Flexibilitätsnutzung ist daher keineswegs sichergestellt, dass Flexibilitätsanbieter und -nachfrager aus eigenem wirtschaftlichem Interesse darauf hinwirken, die vorhandene Flexibilität volkswirtschaftlich effizient zu nutzen. Inwieweit dieses Ziel erreicht wird, hängt entscheidend davon ab, wie die Vergütungszahlungen zwischen den Akteuren sowie weitere Einflussfaktoren wie Förderungs- und Preisbildungsmechanismen ausgestaltet sind. Der dabei zumindest in der Theorie anzustrebende Idealzustand, bei dem die individuellen Akteure dazu angereizt werden, volkswirtschaftlich effiziente Entscheidungen zu treffen, wird in der Ökonomie als **„Anreizkompatibilität“** bezeichnet. Dieser Idealzustand ist in der Praxis nicht vollständig erreichbar, kann aber als Orientierungsziel bei der Ausgestaltung von Regelungen – also im weitesten Sinne des Marktdesigns – für die Flexibilitätsnutzung dienen.

# 3 Abschätzung von Flexibilitätspotenzialen

Flexibilität kann prinzipiell von unterschiedlichen Rollen im Energiesystem bereitgestellt werden. Im Rahmen der Studie werden gemäß Kapitel 2 die folgenden Rollen unterschieden:

- Erzeuger elektrischer Energie,
- Verbraucher elektrischer Energie,
- Speicher und
- Netzbetreiber.

Die Bereitstellung geschieht üblicherweise, indem der Verbrauch bzw. die Einspeisung elektrischer Leistung bewusst erhöht bzw. reduziert oder zeitlich verschoben wird. Hierzu bedarf es oftmals der Nutzung thermischer, chemischer oder anderweitiger nicht-elektrischer Speicherfähigkeit bis hin zur Nutzung anderer Sektoren, weshalb in einigen Veröffentlichungen auch von funktionalen Speichern gesprochen wird. Um hier dennoch eine klare Zuordnung der Bereitstellung von Flexibilität zu einer der oben genannten Rollen vornehmen zu können, wird der Begriff des Speichers entsprechend Kapitel 2 dahingehend eingeschränkt, dass unter Speicher eine Anlage verstanden wird, die elektrische Energie aus dem Netz beziehen, in beliebiger Form speichern und als elektrische Energie wieder zurück in das Netz einspeisen kann. Diese Definition deckt sich weitgehend mit dem Speicherbegriff aus § 3 Abs. 15d EnWG und ordnet lediglich die Weiternutzung des nichtelektrischen Energieträgers aus den in Kapitel 2 genannten Gründen der Verbraucherseite zu.

Die Motivation zur Installation und Bereitstellung von Flexibilität ist dabei vielfältig. Während Unternehmen dies in erster Linie aus betriebswirtschaftlichen Interessen tun, spielen daneben auch vermehrt Fragen der Nachhaltigkeit und Energieeffizienz eine Rolle. Unabhängig davon besteht je nach Flexibilitätsquelle für den Fall des netzorientierten Einsatzes auch eine Beteiligungspflicht. Im privaten Bereich spielen dagegen oft andere Gründe die ausschlaggebende Rolle, sich zu flexibilisieren. Neben den ebenfalls wirtschaftlichen Interessen, die Energiekosten zu senken, stehen gerade bei den sogenannten first movern Interesse an der Technik oder ideologische Gründe im Vordergrund. Ein nachhaltiger und weitreichender Erfolg ist jedoch erst dann gesichert, wenn die Wirtschaftlichkeit und Sinnhaftigkeit nachgewiesen sind.

Im Folgenden werden zunächst die Prozesse der betrachteten Rollen zur Flexibilitätsbereitstellung beschrieben sowie die jeweiligen Potenziale in Deutschland abgeschätzt.

## 3.1 Bereitstellung von Flexibilität durch Erzeugungsanlagen

Reine Erzeugungsanlagen bieten ihre Flexibilität überwiegend für system- oder netzorientierte Zwecke an. Dies geschieht durch Reduzierung oder Erhöhung ihrer eingespeisten Wirk- oder Blindleistung.

### 3.1.1 Konventionelle Erzeugung

Im derzeitigen Energiesystem passt sich die Erzeugung dem schwankenden Bedarf an. Diese Flexibilität wird größtenteils durch regelbare konventionelle Erzeugung bereitgestellt. Je nach Anlagentyp, Brennstoff, Regelbarkeit und Stromgestehungskosten sind die Erzeuger in Grund-, Mittel- und Spitzenlastkraftwerke eingeteilt und decken gemeinsam die Residuallast, die sich aus dem tatsächlichen Bedarf abzüglich der aus erneuerbaren Quellen und must-run-Erzeugung bereitgestellten Leistung ergibt.

Der derzeitige Kraftwerkspark (Stand November 2022) ist in Abbildung 3.1 dargestellt.

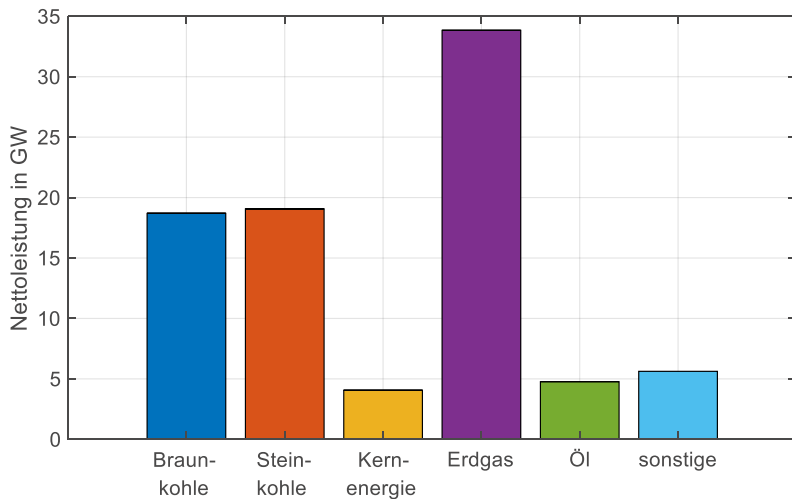


Abbildung 3.1: konventioneller, betriebsbereiter Kraftwerkspark in Deutschland, Stand November 2022 [23]

Bis 2025 rechnet die BNetzA gegenüber dem in Abbildung 3.1 dargestellten Stand mit rund 11,2 GW stillgelegter konventioneller Kraftwerksleistung, darunter die gesamte Kernenergie und etwa 7,1 GW an Braun- und Steinkohlekraftwerken. Bis 2038 soll der vollständige Ausstieg aus der Kohleverstromung erfolgt sein, siehe Abbildung 3.2.

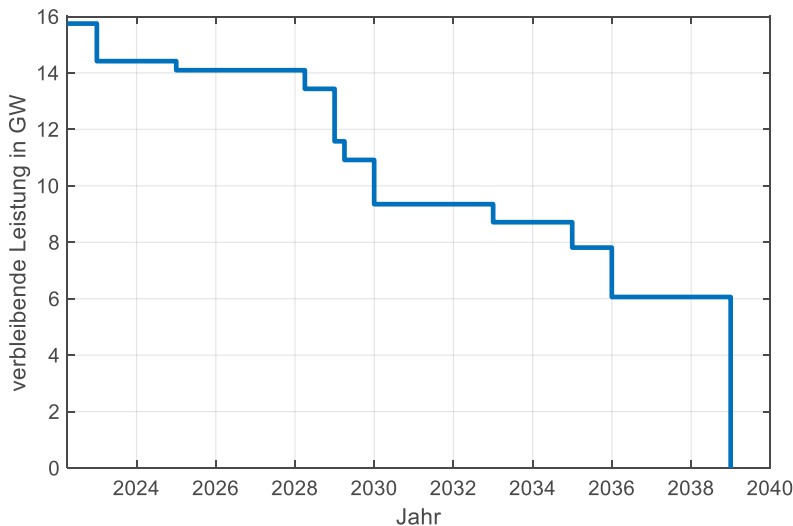


Abbildung 3.2: Ausstiegspfad aus der Braunkohleverstromung gemäß KVVG

Das für alle Nutzungsformen einsetzbare Flexibilitätspotenzial entspricht der gesicherten Leistung der konventionellen Kraftwerke. Wenig überraschend kommt es durch deren Rückbau auch zu einer Reduktion der verfügbaren Flexibilität. Der Flexibilitätsabruf ist zudem eingeschränkt durch Mindeststillstandzeiten, Mindestleistungen, Aufwärmphasen sowie Leistungsgradienten, so dass die hier dargestellten Mengen als best-case-Abschätzung gewertet werden. Der Bedarf an zusätzlicher Flexibilität aus Gaskraftwerken bis 2030 wurde vom Energiewirtschaftlichen Institut der Uni Köln (EWI) zwar mit rund 23 GW identifiziert [118], derzeit sind jedoch erst rund 4 GW bei der BNetzA als in Planung angemeldet und bei der Entwicklung der flexiblen, konventionellen Erzeugerleistung in Abbildung 3.3 berücksichtigt.

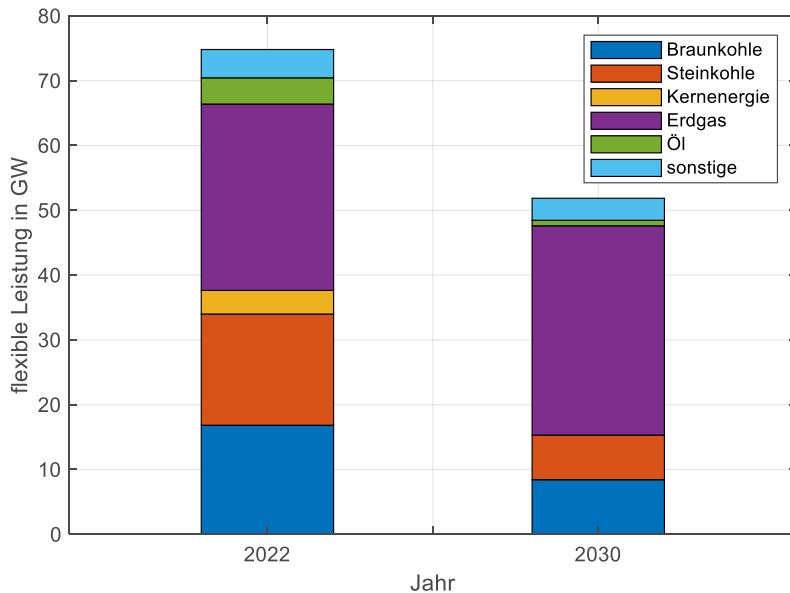


Abbildung 3.3: Entwicklung der Flexibilitätspotenziale konventioneller Kraftwerke

Das tatsächlich verfügbare Flexibilitätspotenzial ergibt sich aus dem Arbeitspunkt des Kraftwerks und ist nur pauschal abschätzbar. Tendenziell gilt, dass Grundlastkraftwerke wie Braunkohle- und Kernkraftwerke überwiegend absenkbare Leistung anbieten können, Mittellastkraftwerke wie die Steinkohle je nach Tageszeit sowohl Hochfahr- als auch Absenkpotezial anbieten können und Gas- und Ölkraftwerke, die die Spitzenlast abdecken, überwiegend Hochfahrpotenzial bereithalten. Abgesehen von den in Abbildung 3.4 dargestellten Leistungsgradienten bestehen zeitliche Einschränkungen, insbesondere hinsichtlich der Dauer der Flexibilitätsbereitstellung, üblicherweise nicht. Je nach Auslegung der Anlage sind ggf. auch kurzfristige Überlastungen möglich.

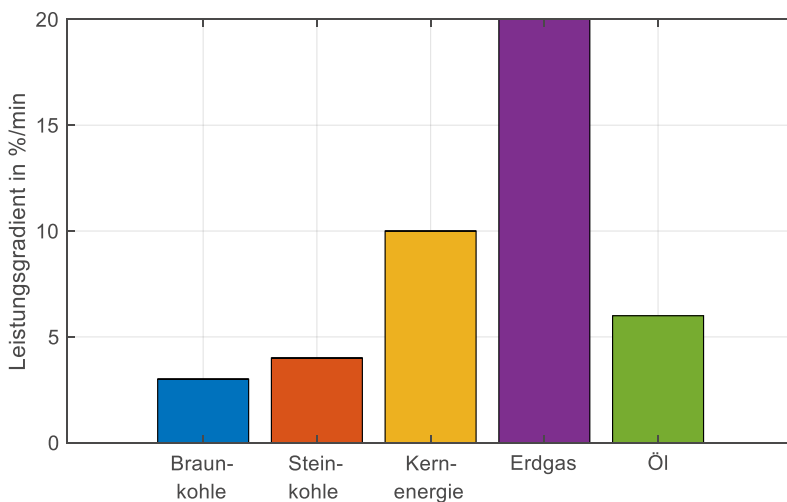


Abbildung 3.4: Leistungsgradienten unterschiedlicher konventioneller Kraftwerke

Konventionelle Kraftwerke erbringen ihre Flexibilität systemorientiert z. B. an Regelleistungs- und Energiemärkten bzw. netzorientiert durch Abruf des Netzbetreibers z. B. beim Redispatch. Die verfügbaren netzrelevanten Flexibilitätspotenziale werden den Netzbetreibern blockscharf im Rahmen des KWEP-Prozesses mitgeteilt und sind damit heute bereits hinreichend transparent. Der systemorientierte Flexibilitätseinsatz wird über entsprechende Märkte realisiert.

### 3.1.2 Erneuerbare Energien

Aufgrund des aktuellen Strommarktdesigns (Einspeisegarantie und Einspeisevorrang) speisen gegenwärtig Erzeuger auf Basis Erneuerbarer Energien dargebotsabhängig und im Normalfall mit maximal verfügbarer Leistung in das Netz ein. Somit ist vor allem bei Windenergie- und Photovoltaikanlagen der netzorientierte Flexibilitätseinsatz derzeit nur durch Absenkung z. B. im Rahmen des Einspeisemanagements, d. h. mittlerweile als Bestandteil des Redispatch 2.0, verfügbar. Mittel- bis langfristig werden sich diese Anlagen aber auch systemorientiert in den Regelleistungsmärkten beteiligen. Die installierte Leistung Erneuerbarer Energien ist in Abbildung 3.5 dargestellt.

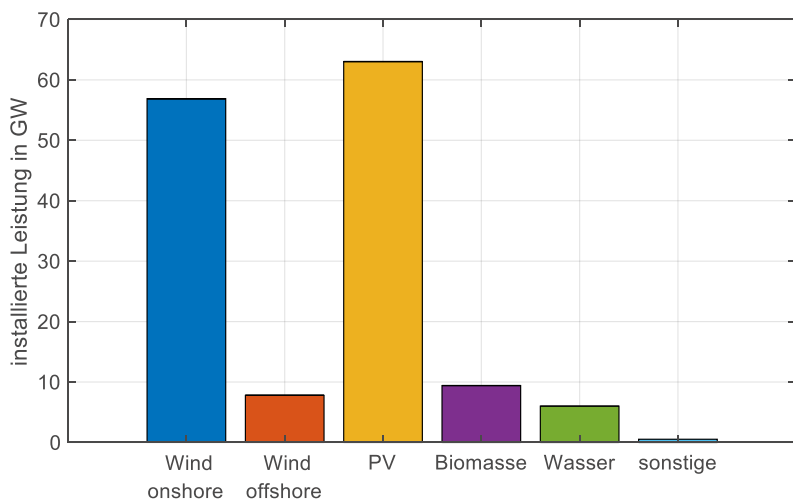


Abbildung 3.5: installierte Leistung Erneuerbarer Energien, Stand November 2022 [23]

Eine Sonderrolle nehmen Anlagen mit der Möglichkeit der Zwischenspeicherung des Energieträgers ein. Dies betrifft vor allem Biogasanlagen und Speicherwasserkraftwerke, die in den folgenden Unterabschnitten gesondert betrachtet werden.

Die Bundesregierung hat für die erneuerbaren Energien im Osterpaket 2022 [19] Ziele für den Ausbau bis 2030 definiert. Daraus ergeben sich die in Abbildung 3.6 dargestellten installierten Leistungen.

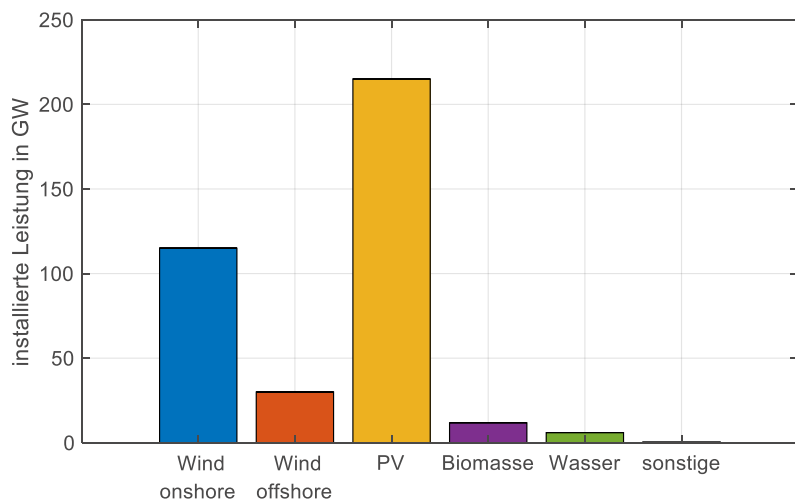


Abbildung 3.6: Ausbauziele der Bundesregierung für erneuerbare Energien für 2030 [118]

Um eine grobe Abschätzung des zukünftig erwartbaren Flexibilitätspotenzials der einzelnen Quellen vornehmen zu können, wird die installierte Leistung der Erneuerbare-Energien-Anlagen mit den Volllaststunden gemäß Kapitel 5 Abbildung 5.3 gewichtet. Auf diese Weise wird die Flexibilitätsbereitstellung durch die einzelnen Quellen im jährlichen statistischen Mittel in Relation gesetzt. Ausnahmesituationen wie z. B. die Dunkelflaute werden hierdurch jedoch nicht korrekt abgebildet. Die so abgeschätzten Flexibilitätspotenziale und ihre Entwicklung bis 2030 sind in Abbildung 3.7 dargestellt.

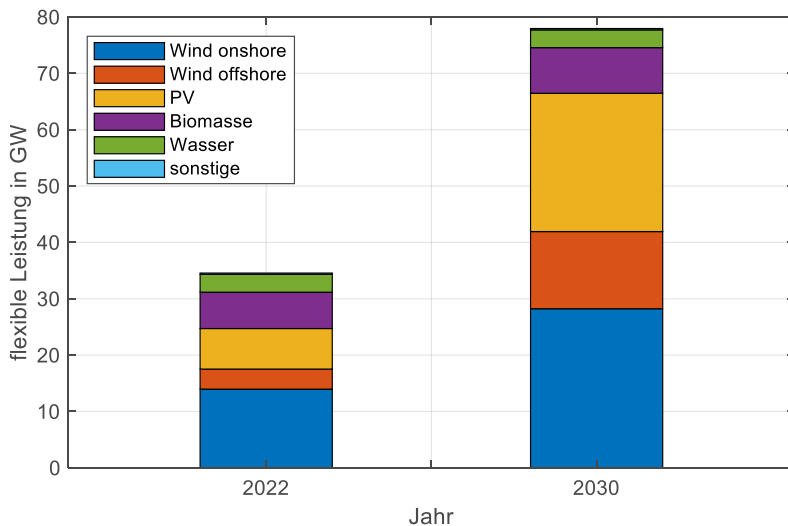


Abbildung 3.7: Entwicklung der Flexibilitätspotenziale aus Erneuerbaren Energien

### 3.1.3 Biomasse, Biogas und Kraft-Wärme-Kopplung (KWK)

Unter dem Eindruck der Ölpreiskrise in den Siebzigerjahren und der Grenzen des Wachstums entstand ein Bewusstsein für Energieeffizienz. Um den exergetischen Wert der fossilen Brennstoffe besser zu nutzen, werden seitdem in Gebäuden in kleinem Umfang Mini-BHKW („stromerzeugende Heizungen“) anstelle von traditionellen Heizkesseln eingebaut. Auch in größeren Objekten und lokalen Wärmenetzen werden seitdem Erdgas-BHKW installiert, die gleichzeitig Strom und Wärme erzeugen. Sie wurden meist als Grundlasterzeuger konzipiert, die zur Deckung des Wärmelastprofils um „Spitzenlastkessel“ ergänzt werden mussten. Auch viele fossile Großkraftwerke wurden um die Auskoppelung der Wärme (KWK) und deren Nutzung in Fernwärmenetzen ergänzt.

Typischerweise sind diese Anlagen wärmegeführte Dauerläufer im Winter, und laufen im Sommer im Taktbetrieb. Angesichts des stetigen Bedarfes an Strom in Grundlast war der Einspeisezeitraum bisher gleichgültig. Bau und Betrieb wurden ungeachtet der Flexibilität im KWKG gefördert. Zielsetzung der Bundesregierung [100] ist, bis 2025 mit einer Jahresarbeit von 120 TWh/Jahr etwa 20 % des gesamten Strombedarfes in KWK (biogen und Erdgas) zu erzeugen. Die installierte Leistung an KWK-Anlagen dürfte derzeit etwa an die 30 GW betragen.

Ein weiterer Typus der KWK-Anlagen entstand in Industrie und Gewerbebetrieben, um hohe Strombezugskosten zu vermeiden und ggfs. die Abwärme innerbetrieblich nutzen zu können. Statt einer (inzwischen eingestellten) Förderung wurden diese Investitionen durch die Einsparung an bzw. den Verzicht auf Strommarktgebühren und -umlagen getrieben. Die Betriebszeiten der Anlagen richten sich nach dem innerbetrieblichen Bedarf, stehen also den Flexibilitätsbedarfen im öffentlichen Netz nicht zur Verfügung. Sie laufen derzeit teilweise auch noch bei Stromüberangebot und negativen Strompreisen, weil auch in diesen Zeiten der Stromzukauf für den Nutzer teurer ist als die eigene Erzeugung mit einer KWK-Anlage.

Ein knappes Drittel der heutigen KWK-Anlagen im Netz der öffentlichen Versorgung wurde als Motoren-Kraftwerke an Biogasanlagen installiert, deren Wärme für die richtige Vergärungstemperatur im Biogas-Fermenter sorgt und für Wärmebedarfe in der Umgebung genutzt wird. Doch nur weniger als die Hälfte der KWK-Wärme von Biogasanlagen wird bisher substitutiv für fossile Energieträger genutzt [56].

Weiter entfernte Wärmebedarfe können mit einer Mikrogasleitung erschlossen werden, das Biogas in einem „Satelliten-BHKW“ verstromt und die Wärme vor Ort genutzt werden. Alternativ kann das Methan, das etwa die Hälfte des Biogases ausmacht, aus dem Biogas extrahiert und als Biomethan in das Erdgasnetz eingespeist und darüber zum Verbraucher transportiert werden.

Bei Biogasanlagen wurde die Stromerzeugung an den kontinuierlichen Gaserzeugungsprozess angepasst, womit sie ein ähnliches Verhalten wie Grundlastkraftwerke aufwiesen. BHKW an Wärmesenken werden jedoch überwiegend in Abhängigkeit vom Wärmebedarf betrieben. Erst durch Direktvermarktung, Förderkontingent im KWKG und Flexibilisierungsförderung seit dem EEG 2012 begann die Umorientierung hin zu einer bedarfsgerechten Stromerzeugung.

## Biogas-KWK

Die bis 2021 amtierende Bundesregierung hat im EEG 2021 das Ausbauziel für Strom aus Biomasse auf 8,4 GW festgelegt. Darin ist auch Strom aus flüssiger und fester Biomasse (wie Holzheizkraftwerken) enthalten, die in erster Linie stetig Wärme erzeugen und wenig flexibel betrieben werden können. Die Stromerzeugung aus Biogas (inklusive Klär- und Deponiegas) betrug 2021 gut 33 TWh mit leicht sinkender Tendenz.

Derzeit liegt die installierte BHKW-Leistung der Biogasanlagen bei 5,9 GW mit einer jährlichen mittleren Einspeisung von 3,8 GW elektrischer Leistung, woraus sich ein Überbauungsgrad von 1,6 errechnet [57]. Die überbaute Leistung dürfte zur Hälfte eine Art Kaltreserve betragen, die zweite Hälfte dient der flexiblen Stromerzeugung, schwankt jedoch untertägig nur um maximal 0,5 GW. Biogas-BHKW werden demnach derzeit im Mittel an etwa 5.600 Stunden im Jahr betrieben. Damit ruht die Stromerzeugung statistisch an etwa einem Drittel der Jahresstunden. Darin liegt noch ein enormes theoretisches Flexibilitätspotenzial, denn die gleiche Biogas-, Strom- und Wärmemenge könnte auch in 1.000 bis 2.500 Stunden des Jahres erzeugt werden – durch erhöhte BHKW-Leistung und entsprechende Speicher für Biogas und Wärme. Die Bundesregierung setzte jüngst erst im neuen KWK-G 2023 den Maßstab, dass die geförderten Betriebsstunden für KWK-Stromerzeuger bis zum Jahr 2030 auf 2.500 Stunden im Jahr reduziert werden sollen.

Eine flexible Biogasanlage übernimmt die Rolle eines Speicherkraftwerks, dessen Speicher aus zwei Teilen besteht:

- Der größere energetische Vorrat liegt in den Substratsilos, also in den konservierten pflanzlichen Rohstoffen, die aber zur Verwertung erst noch zu Biogas vergoren werden müssen. Wenn im Herbst die Ernte eingefahren ist, dürften die Vorräte an vergärbaren Rohstoffen einen Energieinhalt von etwa 80 TWh (thermisch) haben. Die Bereitstellung zum gebrauchsfertigen Biogas ist zwar in einigen Stunden bis wenigen Tagen möglich, wird aber durch die komplexe biologische Vergärung und das Volumen der Fermenter begrenzt.
- Deutlich geringer ist der gebrauchsfertige Biogassvorrat. In der Regel genügt dieser für eine Betriebsdauer von 4 bis 12 Stunden. Auf der anderen Seite kann bei abgeschaltetem BHKW das innerhalb von 8 bis 60 Stunden produzierte Biogas eingespeichert werden. Das entspricht, bezogen auf die mittlere Leistung von knapp 4 GW, einer zeitlichen Verlagerung um etwa 10 Stunden.

Gasspeicher werden heute in typischen Speicherkraftwerken auf 20 bis 60 Ruhestunden ausgelegt. Darüber hinaus gehende Flexibilitätsbedarfe werden in wachsendem Maß durch eine angepasste, dynamische Fütterung der Fermenter gedeckt. Bei absehbarer Starkwindphase mit geringerem Strombedarf kann so die Fütterung reduziert und die Gaserzeugung gedrosselt werden. In Phasen mit Kälte und hohem Strombedarf kann die Biogaserzeugung durch Einsatz von mehr oder energiereicherem Futter innerhalb von Stunden deutlich gesteigert werden.

Durch die aktuellen Ausbauziele der Bundesregierung (2023) würde die Stromerzeugung aus Biomasse sinken. Durch die Nutzbarmachung bisher für die Strom- und Wärmeproduktion unberücksichtigter Biomasse könnte die verfügbare, jährliche Energiemenge aus diesen Quellen jedoch sogar gesteigert werden, ohne zusätzliche Anbaubiomasse einzusetzen. Verschiedene Studien gehen von einem zusätzlichen Biomasse-Potenzial von 34 TWh/a bis 130 TWh/a aus.

Im Folgenden soll – konservativ geschätzt – von einem Potenzial von 50 TWh/a ausgegangen werden, die entweder am Ort der Erzeugung genutzt oder durch eigene Biogasleitung bzw. durch das Erdgasnetz zu passenden Kraftwerksstandorte geleitet und dort verstromt werden können. Bei einem üblichen elektrischen BHKW-Wirkungsgrad von 40 % ergibt dies 20 TWh/a elektrische Energie und etwa gleich viel nutzbare Wärme.

Solche Biomethan-BHKW, Satelliten-Speicherkraftwerke an bestehenden Biogasanlagen oder Biogas-Neuanlagen werden bei aktuellem Förderregime mit einer Mindesteinspeisezeit von 1.000 Betriebsstunden pro Jahr konzipiert. Aus den 20 TWh/Jahr ergäbe sich bei ebenfalls konservativ geschätzten 1.350 Betriebsstunden eine benötigte installierte Leistung von 15 GW, die als gesicherte flexible Leistung zur Verfügung stünde. Trotz dieser geringen Nutzungsstunden können die Anlagen einen zusätzlichen Beitrag zur Wärmeversorgung leisten, wenn sie die Wärme über den Wärmepuffer eines Speicherkraftwerks in lokalen Wärmenetzen verwerten.

Die steigende Wahrscheinlichkeit einer hohen Leistungsbereitstellung aus Wind und Sonne führt auf der anderen Seite dazu, dass die Volllaststunden von Biomasseanlagen perspektivisch sinken. Um dennoch



die erzeugte Biogasmenge zu verstromen zu können, werden Anlagen heute stärker überbaut, so dass Biogas eingespeichert und im Bedarfsfall mit größerer Leistung verstromt werden kann. Durch die Überbauung könnten so bei den Bestandsanlagen weitere 10 GW an installierter Leistung dazu kommen.

### Erdgas-KWK

Die Steigerung der Flexibilität von Erdgas-KWK erfordert eine größere elektrische Leistung der KWK-Anlagen, verbunden mit gesteigerter Ausspeisung aus dem Gasnetz, größerem Trafo und leistungsfähigerem Netzverknüpfungspunkt an das Stromnetz. Der Brennstoff steht aus dem Erdgasnetz in gespeicherter Form zur Verfügung, sodass die Stromerzeugung jederzeit deutlich gesteigert werden kann. Weiterer Investitionsbedarf ergibt sich aus dem Zubau von Wärmepuffern, um die Verfügbarkeit der Wärme vom Zeitraum der Stromerzeugung zu entkoppeln. Großpufferspeicher haben durch ihr günstiges Oberflächen-/Volumen-Verhältnis nur geringe Energieverluste und können durch sachgerechte Hydraulik auch bei weitgehend entleertem Speicher noch ein hohes Temperaturniveau bereitstellen. Damit lassen sich mehrere Tage ohne KWK-Betrieb überbrücken. Der Wärmepuffer kann auch Wärme aus anderen Quellen aufnehmen und über das Wärmenetz verfügbar machen, wie z. B. aus Power-to-Heat-Anlagen.

Die Flexibilität einer KWK-Anlage oder eines BHKW erfolgt also in zwei Richtungen: Die virtuelle Einspeicherung aus Sicht des Stromnetzes (negative Flexibilität) entsteht durch Reduzierung der Leistung oder Abschaltung der KWK-Erzeugung, wobei die Wärmeversorgung aus dem Wärmepuffer gewährleistet wird. Das während dieser Zeit in der KWK-Anlage nicht verbrauchte Gas bleibt im Gasnetz gespeichert und kann dann in Bedarfsituationen für die Stromerzeugung in der KWK-Anlage mit der jeweils gewünschten bzw. möglichen Leistung zur Verfügung gestellt werden (positive Flexibilität), während der Wärmepuffer wiederum beladen wird.

### 3.1.4 Speicherwasserkraftwerke

Speicherwasserkraftwerke speichern das Wasser eines natürlichen Zuflusses in einem Stausee. Bei Bedarf wird es abgelassen und die gespeicherte potenzielle Energie über Wasserturbinen verstromt. Ein großer Vorteil von Speicherwasserkraftwerken ist die schnelle Verfügbarkeit. Daher werden sie in Abhängigkeit von der Größe des Stausees zur Deckung von täglichen und wöchentlichen Spitzenlastbedarfen eingesetzt. Aufgrund ihres natürlichen Zuflusses sind sie gemäß der Definition in Kapitel 2 der Erzeugerseite zugeordnet und unterscheiden sich essenziell von Pumpspeicherkraftwerken, die zu den Energiespeichern gehören.

Insgesamt sind in Deutschland aktuell 283 Speicherwasserkraftwerke mit einer aufsummierten Nettoleistung von 1,4 GW installiert [23]. Von den sich in Betrieb befindenden Speicherwasserkraftwerken haben ca. 10 % eine installierte Leistung von mehr als 10 MW und ca. 80 % eine installierte Leistung von weniger als 1 MW. Bedingt durch die geografische Notwendigkeit eines Höhenunterschiedes zwischen Ober- und Unterwasser, sind die Standorte der Kraftwerke an die Hoch- und Mittelgebirge Deutschlands gebunden. Eine Übersicht der Speicherwasserkraftwerke ist in Abbildung 3.8 dargestellt.

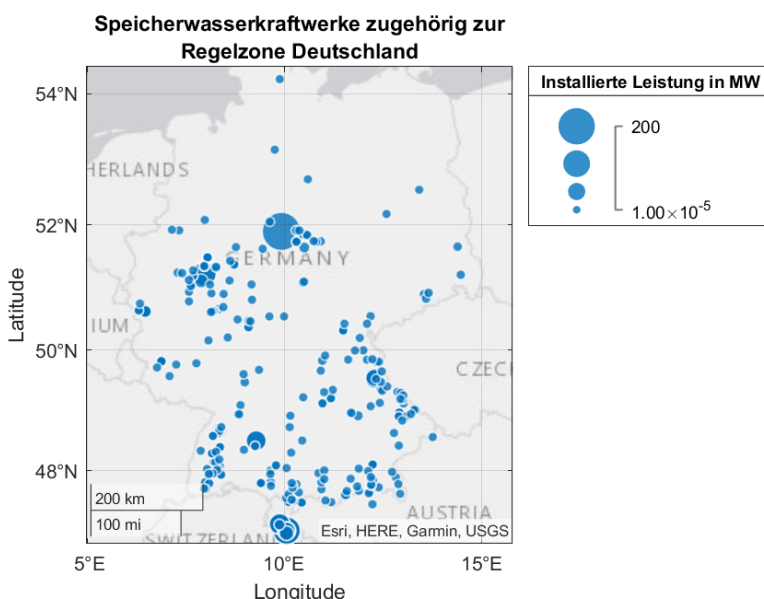


Abbildung 3.8: Aktuell installierte Speicherwasserkraftwerke in den deutschen Regelzonen

Die an deutschen Flüssen vorhandenen Potenziale sind dabei nahezu vollständig erschöpft. Eine Studie des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit [118] zeigt, dass bereits 80 % des vorhandenen Potenzials für Wasserkraftanlagen genutzt wird. Die nicht genutzten 20 % resultieren vor allem aus einer notwendigen Modernisierung oder Reaktivierung von bereits vorhandenen Wasserkraftanlagen. Die Erschließung neuer Standorte ist aus wirtschaftlichen und ökologischen Gründen in den meisten Fällen nicht sinnvoll.

## 3.2 Bereitstellung von Flexibilität durch Verbrauchseinrichtungen

Verbrauchseinrichtungen können Flexibilität prinzipiell auf zwei unterschiedliche Weisen bereitstellen. Zum einen durch Prozessanpassungen, d. h. ein Bedarf wird zeitlich nach vorne oder hinten verschoben, und zum anderen durch die Nutzung verbrauchsseitig vorhandener Speicherkapazitäten, wobei eine Rückspeisung nicht möglich bzw. vorgesehen ist. Die Speicherung erfolgt nicht zwingend in elektrischer Form, sondern kann auch chemischer oder thermischer Natur sein.

In den folgenden Unterabschnitten werden die einzelnen Technologien und Möglichkeiten näher beleuchtet.

### 3.2.1 Power-to-Gas

Unter Power-to-Gas (PtG) wird die Umwandlung elektrischer Energie in chemische Energie in Form von Wasserstoff oder eines synthetischen Gases (SNG, Synthetic Natural Gas) verstanden. Die Energieumwandlung geschieht mittels Elektrolyse. Dabei wird Wasser mit Hilfe von elektrischem Strom (Power) in Wasserstoff und Sauerstoff zerlegt. Der Wasserstoff kann entweder direkt genutzt werden oder er wird mit zuvor aus Industrieprozessen abgedehntem oder aus der Luft gewonnenem Kohlenstoffdioxid in Methangas umgewandelt.

Die Umwandlung von elektrischer Energie in chemische Energie (Strom zu Gas) entspricht aus Sicht des elektrischen Energiesystems einem Verbrauch von elektrischer Energie, es handelt sich also aus Netzsicht um eine Last. Das gewonnene Gas wird direkt am Ort der Herstellung oder indirekt über das Gasnetz z. B. für industrielle Prozesse oder für Mobilität genutzt oder für die Weiterverarbeitung zu flüssigen synthetischen Kraftstoffen eingesetzt. Es ersetzt dabei Erdgas bzw. aus Erdöl gewonnene flüssige Kraftstoffe. Der Wirkungsgrad der Elektrolyseure für die Herstellung von Wasserstoff liegt zwischen 54 und 77 % [84]. Bei der Weiterverarbeitung von Wasserstoff zu synthetischem Methan entstehen weitere Verluste, so dass der gesamte Wirkungsgrad zwischen 49 und 65 % liegt [84].

Bei den Gasspeichern ist zu unterscheiden zwischen Porenspeichern und Kavernenspeichern. Wird synthetisches Methan hergestellt, lässt sich die vorhandene Erdgas-Infrastruktur (Leitungen und Speicher) ohne Einschränkungen weiter nutzen. Die Gasspeicher in Deutschland haben insgesamt ein Speichervolumen von 24,6 Mrd. m<sup>3</sup>, was ca. 246 TWh entspricht (1 m<sup>3</sup> Gas entspricht ca. 10 kWh). Zur Erzeugung von 1 TWh Methan werden zwischen 1,54 TWh und 2,04 TWh Strom benötigt (65 bis 49 % Wirkungsgrad). Sofern alle Gasspeicher leer sind, ergibt sich damit bei der Umwandlung von Strom in SNG ein theoretisches elektrisches Flexibilisierungspotenzial zwischen 379 TWh und 502 TWh. Da die Gasspeicher jedoch als Reserve bei Versorgungsengpässen insbesondere in den Wintermonaten möglichst gut gefüllt sein sollten, ist das tatsächliche Flexibilitätspotenzial deutlich geringer und unterliegt jahreszeitlichen Schwankungen.

Bei Wasserstoff würden sich die verfügbaren Speicherkapazitäten deutlich reduzieren, da nur die Kavernenspeicher für Wasserstoff geeignet sind. Da des Weiteren der Energieinhalt von Wasserstoff nur etwa ein Drittel von dem von Erdgas beträgt und zudem ein anderes Kompressionsverhalten zeigt, lassen sich in den heute vorhandenen Kavernen nur etwa 33 TWh Wasserstoff [35] speichern. Zur Erzeugung von 1 TWh Wasserstoff werden zwischen 1,3 TWh und 1,85 TWh elektrische Energie benötigt (77 bis 54 % Wirkungsgrad), womit sich ein theoretisches maximales Flexibilisierungspotenzial – bezogen auf das elektrische Energieversorgungssystem – zwischen 43 TWh und 61 TWh elektrischer Energie ergibt. Für das tatsächlich nutzbare Flexibilitätspotenzial gelten auch hier die o. g. Einschränkungen.

Im Jahr 2022 waren in Deutschland etwa 30 MW Elektrolyseurleistung installiert [118] Aufgrund der hohen Investitionskosten für Elektrolyseure und der aktuell nur selten auftretenden Zeiten mit negativer

Residualleistung, erscheint es aktuell noch wenig sinnvoll, die Elektrolyseure für längere Dauern abzuschalten oder mit reduzierter Leistung zu betreiben bzw. die Elektrolyseure nur bei negativer Residuallast einzuschalten. Für einen Vergleich mit anderen Maßnahmen sei dennoch hier angenommen, dass für die Bereitstellung von Flexibilität die Elektrolyseure für 4 Stunden abgeschaltet werden können. Dies entspricht dann einer verschiebbaren Energie von 120 MWh. Im Jahr 2030 wird entsprechend der aktuellen Nationalen Wasserstoffstrategie eine Elektrolyseurleistung von 5 GW angestrebt. Wird eine mögliche Abschaltdauer von 8 Stunden zugrunde gelegt, entspräche das dann einer verschiebbaren Energie von 40 GWh.

### 3.2.2 Power-to-Heat

Unter Power-to-Heat (PtH) wird die Umwandlung elektrischer Energie in thermische Energie (Wärme) verstanden. Die erzeugte Wärme kann entweder direkt genutzt werden, oder sie wird in thermischen Speichern gespeichert. Die Energieumwandlung geschieht mittels Elektroheizkesseln (Widerstands- oder Elektroden-Heizkessel) oder Wärmepumpen. Es wird zwischen Niedrigtemperaturwärme ( $T < 80\text{ °C}$ , Elektroheizkessel, Wärmepumpe), Mitteltemperaturwärme ( $80\text{ °C} < T < 150\text{ °C}$ , Elektrodenheizkessel) und Hochtemperaturwärme ( $T > 150\text{ °C}$ ) unterschieden. Der gesamte Wärmebedarf lag in Deutschland im Jahr 2019 bei ca. 1.400 TWh, verteilt auf ca. 775 TWh Niedrigtemperaturwärme (Heizung, Warmwasser) und ca. 625 TWh Mittel- und Hochtemperaturwärme (Prozesswärme und -kälte) [118].

Es handelt sich immer um das Nutzungsszenario Strom zu Wärme. Aus Sicht des elektrischen Energieversorgungssystems handelt es sich bei PtH um eine Last. PtH kann sowohl system- als auch netzorientiert eingesetzt werden

Im Gegensatz zur elektrischen Energie lässt sich bei Wärme der Bedarf in vielen Fällen zeitlich anpassen, da thermische Systeme in aller Regel träge Systeme sind, also quasi einen intrinsischen Energiespeicher darstellen. Beim Einsatz von PtH zur Wärmeversorgung lässt sich somit aus Sicht des elektrischen Netzes eine Lastverschiebung realisieren. Das Lastverschiebepotenzial beträgt beispielsweise bei Wärmepumpen ca. 1 bis 2 h (ohne Wärmespeicher). Durch den Einsatz eines Wärmespeichers lässt sich das Lastverschiebepotenzial auf mehrere Tage steigern, um Zeiten zwischen ausreichendem EE-Dargebot zu überbrücken („Dunkelflaute“). Unter günstigen Bedingungen lassen sich auch saisonale Wärmespeicher realisieren.

Mit den Daten zum Bestand und zur Prognose von Wärmepumpen nach Tabelle 3.1 lässt sich eine Abschätzung des damit erzielbaren Flexibilitätspotenzials vornehmen: Unter der Annahme, dass 10 % der installierten Leistung als Flexibilitätspotenzial zur Verfügung stehen und die Lastverschiebedauer 2 h beträgt, ergibt sich für das Jahr 2020 eine abschaltbare Last von ca. 360 MW, woraus sich eine verschiebbare Energie von ca. 720 MWh errechnet. Für das Jahr 2030 ergibt sich eine abschaltbare Last von 800 bis 1800 MW. Unter der zusätzlichen Annahme, dass der Gleichzeitigkeitsfaktor an kalten Wintertagen dann deutlich höher sein wird (mindestens 50 %) und durch vorhandene Speicher die Lastverschiebedauer vergrößert werden kann (hier angenommen 4 Stunden) ergibt sich damit eine verschiebbare Energie von 18 bis 36 GWh.

Tabelle 3.1: Bestand und Prognose für Wärmepumpen in Deutschland [118]

Jahr	2020	2030	
		Szenario 1	Szenario 2
Bestand / Prognose	1,07 Mio.	3 Mio.	6 Mio.
Elektrische Leistung	3,6 GW	9 GW	18 GW
Strombedarf	6,5 TWh	12 TWh	28 TWh

### 3.2.3 Elektromobilität mit monodirektionalem Laden

Bei der Bereitstellung von Flexibilität aus Elektromobilität muss zwischen dem monodirektionalen und dem bidirektionalen Laden unterschieden werden. Beim monodirektionalen Laden entspricht die Flexibilität einer Lastverschiebung, d. h. der eigentliche Ladezeitpunkt wird auf einen für den Endkunden oder das Energieversorgungssystem günstigen Zeitpunkt verschoben, oder einer Lastanpassung, d. h. die Ladeleistung wird reduziert oder ggf. auch erhöht. Bei der Abschätzung des Flexibilitätspotenzials aus Elektromobilität wurde zwischen den Bereichen Pkw, Logistik und Öffentlicher Nahverkehr unterschieden.

Bei der Abschätzung des Flexibilitätspotenziales aus Elektromobilität im Endkunden- bzw. Pkw-Bereich werden die folgenden Faktoren berücksichtigt:

- Anteil an batterieelektrischen Fahrzeugen (BEV) und Plug-in-Hybriden (PHEV),
- Anzahl an Ladepunkten sowie Ladeleistung je Ladepunkt,
- Durchschnittliche täglich geladene Energiemenge und
- Mobilität der Fahrzeuge im Laufe des Tages.

Im Jahr 2021 lag der Anteil an BEV bei 51 % bezogen auf alle Elektrofahrzeuge im PKW-Bereich. Der Anteil an PHEV lag dementsprechend bei 49 %. Aktuell ist ein klarer Trend zu rein batterieelektrisch betriebenen Fahrzeugen zu erkennen, weswegen von einer Verschiebung der Anteile bis 2030 ausgegangen werden kann. Mit Bezug auf die dena-Studie „Privates Ladeinfrastrukturpotenzial in Deutschland“ [118] gehen die folgenden Berechnungen von 78 % BEV und 22 % PHEV im Jahr 2030 aus. Dieses Verhältnis ist entgegen der Studie auf die Zielstellung von 15 Millionen Fahrzeugen im Jahr 2030 hochskaliert.

Entscheidend für die abrufbare Ladeleistung ist nicht die Anzahl der Elektrofahrzeuge, sondern die Anzahl an Ladepunkten. Einen Überblick über die Anzahl an Ladepunkten an unterschiedlichen Standorten gibt die BMVI-Studie „Ladeinfrastruktur nach 2025/2030: Szenarien für den Markthochlauf“ [6]. Sowohl [6] als auch die vorliegende Studie gehen von 15 Millionen Elektrofahrzeugen in 2030 aus. Daher werden die Ergebnisse für die Anzahl an Ladepunkten übernommen. Für weitere Hochrechnungen mit einer höheren Anzahl an Elektrofahrzeugen wird die Anzahl an notwendigen Ladepunkten linear skaliert. Die BMVI-Studie betrachtet außerdem, welche Ladeleistung für unterschiedliche Ladepunkte angenommen werden kann. Die für die Berechnungen angenommene Anzahl an Ladepunkten und die Ladeleistung für Ladepunkte zu Hause (Wohnort) und beim Arbeitgeber zeigt Tabelle 3.2. Daneben gibt es auch noch öffentliche Ladepunkte, die hier nicht berücksichtigt werden, da Flexibilität erst durch lange Standzeiten realisiert werden kann, die an öffentlichen Ladepunkten in der Regel unerwünscht sind.

Tabelle 3.2: Prognose der Anzahl der Ladepunkte und angenommenen Ladeleistung für das Jahr 2030 [6]

Parameter	Wohnort	Arbeitgeber
Anzahl Ladepunkte	7,07 Mio.	2,17 Mio.
Ladeleistung	11 kW	22 kW

Im nächsten Schritt wird die täglich geladene Energiemenge an den einzelnen Ladepunkten untersucht. Ein Ergebnis aus [6] ist die durchschnittlich täglich geladene Energiemenge an den einzelnen Ladepunkten. Diese basiert jedoch auf einem festgelegten Anteil an BEV und PHEV, der sich von den in dieser Studie getroffenen Annahmen unterscheidet. Gerade bei der Ladung am Wohnort und beim Arbeitgeber ist für die durchschnittlich geladene Energiemenge der Verbrauch des Fahrzeuges entscheidend. Da der Verbrauch von PHEV im Vergleich zu BEV im Durchschnitt höher ist, kann angenommen werden, dass sich die durchschnittlich geladene Energiemenge bei einem höheren Anteil an BEV reduziert. Daher wird auf Basis der Anteile an BEV und PHEV sowie des durchschnittlichen Verbrauchs von PHEV (33,6 kWh/100 km [53]) und BEV (20 kWh/100 km [51]) der durchschnittliche Verbrauch des gesamten Fuhrparks bestimmt. Darauf aufbauend wird die durchschnittlich täglich geladene Energiemenge skaliert. Daraus ergeben sich die in Tabelle 3.3 gegebenen Energiemengen pro Tag für die beiden Ladeorte „Wohnort“ und „Arbeitgeber“.

Tabelle 3.3: Durchschnittlich geladene tägliche Energiemenge in Abhängigkeit vom Standort

Referenz	Anteil BEV	Anteil PHEV	Verbrauch Fuhrpark	Ladung Wohnort	Ladung Arbeitsort
BMI-Studie	65 %	35 %	24,76 kWh / 100 km	5,2 kWh	9,3 kWh
ETG-Studie	78 %	22 %	23 kWh / 100 km	4,74 kWh	8,65 kWh

Für den tatsächlichen Abruf von Flexibilität ist zu guter Letzt der Standort des Fahrzeuges entscheidend. Die Studie „Mobilität in Deutschland“ [33] gibt einen Überblick über den Standort von Pkw im Wochenverlauf. Aus den Standortverläufen wurden mittlere Tagesprofile für Wochentage und Wochenenden erstellt. Auf Basis des Standortes kann nun das in der Theorie abrufbare Flexibilitäts-

potenzial bestimmt werden. Dabei wurden die in Tabelle 3.2 definierten Ladeleistungen für Ladepunkte am Wohnort und beim Arbeitgeber angenommen.

Daraus ergibt sich, dass die meisten Fahrzeuge Wochentags zwischen 20 Uhr und 6 Uhr und an Wochenenden zwischen 20 Uhr und 8 Uhr am Wohnort stehen. Damit steht die in Tabelle 3.3 dargestellte Energiemenge in diesem Zeitraum als Flexibilitätspotenzial zur Verfügung. Am Arbeitsort steht die Flexibilität vorrangig Wochentags zwischen 8:30 Uhr und 17 Uhr zur Verfügung. Unter Berücksichtigung der in Tabelle 3.2 angegebenen Ladesäulen und Ladeleistungen ergibt sich bei 15 Millionen Elektrofahrzeugen ein durchschnittliches tägliches Verschiebepotenzial von ca. 34 GWh an Wohnorten und von ca. 19 GWh am Arbeitsort. Die theoretisch maximal abrufbare Leistung beträgt an Wohnorten ca. 78 GW und an Arbeitsorten 48 GW.

In der Praxis reduziert sich das abrufbare Potenzial jedoch noch aufgrund unterschiedlicher Einflussgrößen:

- Die lokal zur Verfügung stehenden Netzkapazitäten können stellenweise ausgereizt sein. Dadurch kann die Flexibilität für systemorientierte Anwendungsfälle nicht aus allen Fahrzeugen bezogen werden.
- Ein Abflachen der Ladekennlinie am Ende des Ladevorganges führt dazu, dass nicht an allen Ladepunkten die vollständige Ladeleistung von 11 kW bzw. 22 kW abgerufen wird und sich die Ladeleistung zum Teil auf bis zu 3 kW reduziert.
- Es kann nicht davon ausgegangen werden, dass Fahrzeuge immer an einen Ladepunkt angeschlossen werden, wenn sie am Arbeitsort oder Wohnort ankommen.

Neben der Nutzung von Elektrofahrzeugen im Endkundenbereich bietet auch die Branche der Kurier-, Express und Paketsendungen (KEP) ein hohes Potenzial für die Elektromobilität. Innerhalb des KEP-Sektors fand in den letzten Jahren ein großer Zuwachs des Sendungsvolumens statt. Laut Bundesverband Paket und Expresslogistik e.V. (BIEK) lieferten im Jahr 2016 insgesamt 140.000 KEP-Fahrzeuge etwa 3,2 Mrd. Sendungen aus [63]. Dabei liegt der Anteil an Lkw bei ca. 9 %, der Anteil an leichten Nutzfahrzeugen und Sprintern bei ca. 66 % und der Anteil an Pkw / Kombis bei ca. 25 %. Nach der prognostizierten Entwicklung [25] ist zu erwarten, dass bereits 2025 das Sendungsvolumen auf rund 5,7 Mrd. Sendungen steigt. Um diesem höheren Sendungsvolumen gerecht zu werden, muss auch die Anzahl an Neuzulassungen für Fahrzeuge der KEP-Branche steigen. Laut der Agora Studie „Liefere ohne Lasten“ [11] hat ein Zuwachs des Sendungsvolumens vor allem einen Einfluss auf den Bereich der leichten Lieferfahrzeuge. Somit kann bei 5,7 Mrd. Sendungen im Jahr 2025 von einer Lieferflotte mit 230.000 Fahrzeugen ausgegangen werden.

Die tägliche Fahrleistung ist je nach Einsatzgebiet der KEP-Fahrzeuge unterschiedlich. Die durchschnittlichen täglichen Fahrstrecken liegen meist zwischen 50 und 150 km. Die Batteriekapazität liegt bei den meisten Fahrzeugen bei 50 kWh [80]. Im Rahmen der Potenzialabschätzung kann angenommen werden, dass die Fahrzeuge vorwiegend tagsüber im Einsatz sind und nachts geladen werden. Es wird davon ausgegangen, dass nach einem Einsatztag 80 % der Batteriekapazität verbraucht sind. Somit werden in einer Ladenacht (Ladezeiten 20 Uhr bis 6 Uhr) für die Aufladung der kompletten Flotte ca. 9,2 GWh benötigt. Ausgehend von einer Ladeleistung von 11 kW, benötigt die Ladung eines Fahrzeuges ca. 5 h. Diese 5 h können in dem zehnstündigen Ladefenster flexibel verteilt werden. Die insgesamt verschiebbare Leistung beträgt bei monodirektionalen Ladevorgängen maximal 2,5 GW.

### 3.2.4 Sonstige Lastverschiebung

Der Bereich der Lastverschiebung wird innerhalb der Literatur durch unterschiedliche Fachbegriffe beschrieben. Dies sind Demand Side Response (DSR), Demand Side Management (DSM) und Demand Side Integration (DSI). Dabei beschreibt DSR die Reaktion eines Verbrauchers auf ein externes Anreizsignal, z. B. variable Strompreise. Auf Basis dieses externen Signals passt der Verbraucher seinen Leistungsbezug manuell oder automatisiert an. Im Gegensatz dazu beschreibt DSM die direkte Beeinflussung des lastseitigen Verbrauchs durch externe Stakeholder wie z. B. den Netzbetreiber. Diese externe Beeinflussung kann durch den Einsatz von Fernwirktechnik oder Smart Meter Gateways realisiert werden. DSI ist der Oberbegriff für Lastverschiebungskonzepte und umfasst somit alle Maßnahmen im Sinne von DSR und DSM.

Einen umfangreichen Überblick über die Flexibilitätspotenziale in den unterschiedlichen Integrationsstufen bietet das Projekt SynErgie [118]. Insgesamt kommt die Studie zu dem Schluss, dass das Lastverschiebepotenzial mit ca. 10 GW in positiver und negativer Richtung zwar signifikant zum peak shaving beitragen kann, die Energiemenge aufgrund zeitlicher Limitierungen von 5 bis 15 Minuten jedoch begrenzt ist. In Prozessen, die keine Zwischenspeicherung zulassen, ist sie minimal. Die größten energetischen Verschiebepotenziale ergeben sich demnach bei Kühlhäusern.

Der Verband Deutscher Kühlhäuser und Kühllogistikunternehmen e.V. (VDKL) vertritt nach eigener Aussage etwa 80 % der deutschen Kühlhausbetreiber und bietet eine zentrale Beschaffung elektrischer Energie für seine Unternehmen an. Die jährliche gehandelte Energiemenge liegt bei 1,2 TWh [109]. Das bedeutet, dass der Bedarf an elektrischer Energie bei 1,5 TWh liegt, woraus eine mittlere Leistung von 200 MW und unter der optimistischen Annahme, dass durch thermische Speicher vier Stunden überbrückt werden können, rund 0,8 GWh an flexibler Energiemenge folgen.

### 3.3 Bereitstellung der Flexibilität durch Speicher

Die Speicherung von elektrischer Energie in Form von anderen Energieträgern bietet ein hohes technisches Potenzial zum Ausgleich von Last- und Erzeugungungleichgewichten. Grundsätzlich wird dabei zwischen Kurz- und Langfristspeichern unterschieden. Da die Speicherung elektrischer Energie immer mit Umwandlungs- und Entladeverlusten einhergeht, ist es meist technisch effizienter, die bereitstehende Leistung durch Prozessanpassungen direkt zu verbrauchen oder zu vermarkten und nur Energiemengen, die lokal gerade nicht verbraucht werden können und für die ein regionaler Ausgleich aufgrund von Netzrestriktionen nicht möglich ist, durch Speicherung nutzbar zu machen.

Den größten Anteil an Speichern in Deutschland nehmen aktuell Pumpspeicherkraftwerke ein [93]. In Deutschland sind derzeit rund 6 GW installierte PSW-Leistung vorhanden mit einem Speicherpotenzial von 35 GWh. Unter Berücksichtigung des in Luxemburg befindlichen aber an das deutsche Netz angeschlossenen PSW Vianden erhöht sich die installierte Leistung auf rund 7,4 GW und die Speicherkapazität auf 40 GWh. Zusätzlich stehen in Österreich knapp 10 GW durch PSW zur Verfügung. In den vergangenen Jahren gab es rund 30 Projektideen für den Zubau von insgesamt weiteren 12,5 GW an Pumpspeicherkraftwerken. Diese sind jedoch alle aus wirtschaftlichen Gründen zurückgestellt bzw. ganz eingestellt worden. Zusätzliche nennenswerte Potenziale sind also genauso wie bei den in Unterabschnitt 3.1.4 genannten Speicherwasserkraftwerken zum Teil auch aus ökologischen und Akzeptanzgründen zukünftig nicht absehbar. Im Gegensatz dazu sind laut Marktstammdatenregister zusätzlich 2,66 GW Batteriespeicher und in geringem Umfang auch weitere Speichertechnologien vorhanden. Aufgrund der aktuellen Entwicklungen fokussiert die Studie im Folgenden auf Batteriespeicher als etablierte Technologie im Kurzfristbereich und auf den Bereich Power-to-Gas-to-Power als möglicher Mittel- und Langfristspeicher.

#### 3.3.1 Power-to-Gas-to-Power

Wird das mittels Umwandlung von elektrischer in chemischer Energie erzeugte Synthesegas zwischengespeichert und zeitversetzt rückverstromt (Strom zu Gas zu Strom oder Strom zu Gas zu Strom + Wärme), dann handelt es sich aus Sicht des elektrischen Energieversorgungssystems um eine Speicherung elektrischer Energie.

Die Zwischenspeicherung erfolgt entweder in einem eigenen Speicher oder es wird das Gasnetz als Speicher genutzt. Der Gesamtspeicherwirkungsgrad liegt zwischen 20 und 44 %, wobei dieser bei der Nutzung von Wasserstoff als Gas höher ist als bei der Nutzung von Methan [84]. Bei der Elektrolyse anfallende Abwärme kann ggf. genutzt werden und bei der Rückverstromung kann gleichzeitig Wärme mittels Kraft-Wärme-Kopplung erzeugt werden. Die Rückverstromung ermöglicht die Speicherung elektrischer Energie zur Abdeckung der Residuallast oder von Spitzenlasten oder zur Bereitstellung von Regelleistung (systemorientierte Flexibilitätsnutzung). Die Rückverstromung mit gleichzeitiger Wärmeerzeugung kann zwar sowohl strom- oder wärmegeführt erfolgen, wobei nur ein stromgeführter Betrieb den gezielten Einsatz zur Flexibilisierung des elektrischen Energieversorgungssystems ermöglicht.

Die Rückverstromung von 1 TWh Methan liefert ca. 0,6 TWh elektrische Energie, wenn die Rückverstromung in einem GuD-Kraftwerk mit einem Wirkungsgrad von 60 % erfolgt. Ein solcher hoher Wirkungsgrad setzt allerdings Mindestlaufzeiten des GuD-Kraftwerks voraus, die durch den zuneh-

menden Anteil regenerativer Stromerzeugung immer seltener erreicht werden. Daher werden für die Rückverstromung verstärkt Gas-Turbinen (open cycle) zum Einsatz kommen, deren Wirkungsgrade bis zu etwa 40 % erreichen können. Da zur Erzeugung von 1 TWh Methan zwischen 1,54 TWh und 2,04 TWh elektrischer Energie benötigt werden, hat der Speicher einen Gesamtwirkungsgrad zwischen 29,4 % und 39 %. Aus Sicht des elektrischen Netzes ergibt sich damit ein theoretisches Flexibilisierungspotenzial in Höhe von 379 bis 502 TWh beim Einspeichern (Strom zu Gas) bzw. unter Annahme eines GT-Wirkungsgrads von 40 % von ca. 96 TWh beim Ausspeichern (Gas zu Strom), wenn die vorhandenen Gasspeicher vollständig für das elektrische Energieversorgungssystem zur Verfügung stehen würden.

Werden reine Wasserstoffspeicher verwendet, dann ergibt sich ein höherer Gesamtwirkungsgrad des Speichers. Für die Speicherung können jedoch nur Salzkavernen genutzt werden. Durch den geringeren volumetrischen Energieinhalt und Kompressibilität von Wasserstoff im Vergleich zu Methan reduziert sich die aktuell in den vorhandenen Salzkavernenspeichern zur Verfügung stehende Speicherkapazität weiter. Somit würden beim Ausspeichern von Wasserstoff aus den in Deutschland vorhandenen Salzkavernen mit Wasserstoff-Gasturbinen elektrisch nur noch etwa 13 TWh zur Verfügung stehen [35]. Die Rückverstromung reinen Wasserstoffs kann mittels Gasmotoren, Gasturbinen oder Brennstoffzellen erfolgen.

### 3.3.2 Elektrochemische Speicher

Im Bereich der Elektrochemischen Speicher kann zwischen den folgenden Speichersystemen unterschieden werden:

- **Hausbatteriespeicher:** beim Endkunden dezentral installierte Batteriespeicher mit dem vorrangigen Einsatzgebiet der Eigenverbrauchsoptimierung.
- **Quartierspeicher:** vorrangig in der Nieder- und Mittelspannungsebene angeschlossene Batteriespeicher zum Eigenoptimierung von Last und Erzeugung von einer größeren Anzahl an Endkunden.
- **Großbatteriespeicher:** vorrangig in der Hoch- und Höchstspannungsebene angeschlossene Batteriespeicher im Megawattbereich, die gemeinsam mit regenerativen Erzeugungsparks Teil eines virtuellen Kraftwerks sind, Regelleistung bereitstellen oder als Netzbooster agieren.
- **Bidirektionales Laden von Elektrofahrzeugen:** Bereitstellung der Batteriekapazität von Elektrofahrzeugen für Vehicle-to-Grid-Anwendungen, die jedoch die Mobilitätsanforderungen des Nutzers nicht einschränken dürfen.

Aus technischer Sicht ist das Potenzial der drei stationären Lösungen Hausbatteriespeicher, Quartierspeicher und Großbatteriespeicher nicht eingeschränkt, sodass ein Ausbau dieser Technologien entsprechend der Bedarfe erfolgen könnte. Unter aktuellen ökonomischen Rahmenbedingungen ergeben sich jedoch gerade für Hausbatteriespeicher optimale Auslegungskriterien. [70] zeigt, dass die optimale Auslegung eines Hausbatteriespeichers einer 1:1 Auslegung entspricht, d. h. für 1 kW installierte Photovoltaik-Leistung sollte ebenso ein Batteriespeicher mit 1 kW und einer Kapazität von 1 kWh installiert werden. Neue Untersuchungen der HTW Berlin kommen zu vergleichbaren Zahlen und empfehlen mindestens 0,5 kW installierte PV-Leistung und maximal 1,5 kWh Speicherkapazität pro verbrauchter Megawattstunde als wirtschaftlich optimal. Somit ist das wirtschaftlich sinnvolle Ausbaupotenzial von Hausbatteriespeichern direkt an die dezentral installierte PV-Leistung gekoppelt. Setzt sich der aktuelle Trend zu Hausbatteriespeichern fort, kann aufgrund des geplanten Zubaus an Photovoltaik (ca. 150 GW bis 2030) somit von einer Steigerung der Batteriespeicherkapazität im hohen zweistelligen Gigawattbereich ausgegangen werden.

Da Quartierspeicher für denselben Anwendungsfall eingesetzt werden, ist ebenso die installierte PV-Leistung entscheidend für die Abschätzung des zukünftigen Potenzials. Grundsätzlich ist die für Hausbatteriespeicher sinnvolle Dimensionierung ebenso die Obergrenze für Quartierspeicher. Wie sich deren Potenzial zukünftig entwickelt, hängt auch maßgeblich von den Rahmenbedingungen ab. Derzeit sind die ökonomischen Anreize für individuelle Eigenverbrauchslösungen höher, so dass dort mit einem schnelleren Hochlauf zu rechnen ist.

## 3.4 Bereitstellung von Flexibilität durch Netzbetreiber

Auch das Netz selbst bietet eine gewisse Flexibilität. Diese kann kurzfristig durch operative Stellschrauben oder langfristig durch Netzausbau abgerufen bzw. verfügbar gemacht werden. Dabei ist es selbsterklärend, dass operative Flexibilität ausschließlich netzorientiert eingesetzt wird.

Operative Flexibilität, auf der der Fokus dieser Studie liegt, entsteht netzseitig insbesondere durch das Ändern der Netztopologie in Form von Schalthandlungen und durch den Einsatz lastflusststeuernder Betriebsmittel. Hierzu gehören klassische Phasenschiebertransformatoren genauso wie leistungselektronische Betriebsmittel wie die Hochspannungsgleichstromübertragung und andere FACTS Komponenten. Kurzfristig lässt sich operative Flexibilität auch über eine zeitlich und in ihrer Höhe begrenzte Überlastung der Betriebsmittel erreichen.

Strukturelle Engpässe, die häufig und regelmäßig an derselben Stelle im Netz auftreten, lassen sich nur durch Netzausbau wirtschaftlich beheben. Alle zwei Jahre stellen hierfür die Übertragungsnetzbetreiber im Netzentwicklungsplan und die Verteilnetzbetreiber im Netzausbauplan den jeweiligen Bedarf vor und sind dabei verpflichtet, nach dem sogenannten NOVA-Prinzip vorzugehen, d. h. zunächst Potenziale der Netzoptimierung und -verstärkung zu nutzen, bevor neue Trassen gebaut werden. Die Zeit zwischen der Identifikation des Netzausbaubedarfs und der tatsächlichen Umsetzung der Maßnahme muss durch operative Flexibilität überbrückt werden.

### 3.4.1 Hochspannungsgleichstromübertragung

Mit moderner Hochspannungsgleichstromübertragung (HGÜ), die parallel zum Drehstromverbundsystem betrieben wird oder asynchrone Netze über See miteinander verbindet, werden neue Flexibilitätsoptionen möglich. Durch die Verwendung der modernen spannungsgeführten Umrichter (Voltage Source Converter – VSC) ist eine voneinander unabhängige Steuerung der Wirk- und Blindleistung möglich. Diese Freiheiten ermöglichen dem Netzbetreiber aktiv den Wirkleistungsfluss über die HGÜ und die Spannung wechselstromseitig an den Umrichtern zu beeinflussen.

In Deutschland existiert bereits eine HGÜ als Interkonnektor nach Belgien (ALEGrO) mit einer maximalen Übertragungsleistung von 1 GW [67]. Im synchronen Netzgebiet gibt es weiterhin zwei Grenzkuppelstellen nach Dänemark über die Ostsee. Zum einen das Projekt Kontek mit einer Übertragungskapazität von 600 MW [117] und Kriegers Flak – Combined Grid Solution (KF CGS) mit 400 MW [116]. Zusätzlich existieren zwei Offshore-HGÜ-Verbindungen zu dem asynchronen, skandinavischen Netz: Baltic Cable nach Schweden mit 600 MW [97] und NordLink nach Norwegen mit 1.400 MW [78]. Diese Leitungen erhöhen die möglichen Import- und Exportkapazitäten, die aktiv gesteuert werden können.

Neben den existierenden HGÜ gibt es drei weitere Projekte, die im Netzentwicklungsplan aufgeführt sind und als Projects of Common Interest (PCI) der entso-e gelistet sind. Diese sollen bis 2027 fertiggestellt sein und die innerdeutschen Übertragungskapazitäten mit Nord-Süd-Ausrichtung verstärken. Im Westen Deutschlands verläuft der Korridor A von Emden nach Osterath mit 2 GW, im Zentrum der SuedLink mit zwei mal 2 GW von Brunsbüttel nach Großgartach und von Wilster nach Bergrheinfeld sowie im Osten der SuedOstLink von Wolmirstedt nach Isar ebenfalls mit einer maximalen Übertragungskapazität von 2 GW [24].

Alle (Wirkleistungs-)Arbeitspunkte ergeben sich aus dem Marktgeschehen an den Strombörsen. Flexibilität für den Netzbetreiber ergibt sich dadurch immer abhängig vom eingestellten Arbeitspunkt. Wie die Anlagen kurzfristig gesteuert werden, ist im Network Code on High Voltage Direct Current (HVDC) festgehalten. HGÜ können aufgrund leistungselektronischer Einschränkungen üblicherweise auch keine Kurzschlussleistung bereitstellen.

### 3.4.2 Phasenschiebertransformatoren

Phasenschiebertransformatoren (PST) sind lastflusststeuernde Betriebsmittel, die es erlauben, durch das Einprägen einer zusätzlichen Spannung den Wirkleistungsfluss auf den direkt angeschlossenen Leitungen zu regeln und auf benachbarte, parallele Trassen zu verschieben. Mithilfe dieser Technologie ist es also möglich, Leitungen, die aufgrund des Stromteilerprinzips natürlicherweise weniger stark belastet sind, stärker zu belasten und damit automatisch andere höher ausgelastete Systeme zu entlasten. Durch den PST können somit vorhandene Übertragungskapazitäten effizienter genutzt werden.



Der PST verschiebt Flüsse, ohne die Systembilanz dabei zu verändern. Somit ist er ein Betriebsmittel, das in die Gruppe der FACTS gehört. Netzbetreiber können durch gezielte Steuerung eines oder mehrerer PST in ihrem Netz Engpässe vermeiden ohne kostspielige Redispatch- oder Einspeisemanagementmaßnahmen ergreifen zu müssen.

Mögliche Einsatzorte von PST sind vor allem Kuppelstellen zwischen Netzbetreibern oder zwischen Spannungsebenen. Gibt es mehr als einen Verknüpfungspunkt im Netz, können durch den Einsatz von PST die Transitflüsse durch die beteiligten Netze gesteuert werden. Somit kann im Fall der Verknüpfung eines Übertragungs- und Verteilnetzes verhindert werden, dass der Verteilnetzbetreiber bei zu hohen Transitflüssen sein Netz weder entmaschen noch sich vollständig trennen muss.

Auch in Übertragungsnetzen werden an einigen Stellen PST eingesetzt. Bekannte Beispiele sind der Einsatz an den deutsch-polnischen und deutsch-tschechischen Interkonnektoren zwischen 50Hertz Transmission und PSE bzw. CEPS. Der Einsatz dieser PST dient vor allem der Kontrolle des von Deutschland erzeugten Leistungsflusses durch Polen und Tschechien [62].

Durch die Stufung der PST können sowohl in der Planung des Betriebes als auch im operativen Betrieb selbst Flexibilitäten genutzt werden. Der erzielbare Effekt bei der Verschiebung von Wirkleistungsflüssen hängt dabei neben der Bemessungsleistung der Transformatoren sowie der Höhe des Leistungsflusses auch von der Netztopologie, in Form der Anzahl und Struktur paralleler Maschen, ab.

### 3.5 Regionalisierung ausgewählter Flexibilitätpotenziale

Die Prognose zukünftiger Flexibilitätpotenziale und vielmehr noch deren Verortung ist mit großen Unschärfen verbunden. Daher werden die in den vorherigen Abschnitten beschriebenen Flexibilitätsoptionen in Tabelle 3.4 unterschiedlichen Regionalisierungsclustern zugeordnet sowie spezifische Anforderungen und Kriterien definiert, die notwendig sind, damit die unterschiedlichen Technologien überhaupt genutzt werden können. Bei den regionalen Clustern wird zwischen den Kategorien 1: „Ländlicher Raum“, 2: „Vorstädtischer Raum“, 3: „Städtischer Raum“ sowie 4: „Industriegebiet“ unterschieden, die in Tabelle 3.4 in absteigender Gewichtung sortiert sind.

Tabelle 3.4: Regionalisierung der unterschiedlichen Flexibilitäten in Abhängigkeit vom Regionalisierungscluster (1: „Ländlicher Raum“, 2: „Vorstädtischer Raum“, 3: „Städtischer Raum“ sowie 4: „Industriegebiet“), in absteigender Gewichtung sortiert

Technologie	Regionalisierungscluster	Anforderungen / Kriterien
Konventionelle Erzeugung	1, 4, 2, 3	Status Quo, keine weitere Ausbauplanung
Erneuerbare Energien	1, 4, 2, 3	Dargebot, Platzanforderungen und -restriktionen
Biomasse, Biogas	1, 2	Wärmebedarf / Nahwärmenetz Lokales Rohstoffdargebot Optionaler Gasanschluss
Kraft-Wärme-Kopplung	4, 3, 2, 1	Prozesswärmebedarf Wärmebedarf / Nahwärmenetz Zusatzinvestitionen
Power-to-Gas	1, 4, 2, 3	Gas- / Wasserstoffanschluss oder -speicher Gas-, Wasserstoff- oder Wärmebedarf Hohe Verfügbarkeit von Erneuerbaren Energien
Power-to-Heat	3, 2, 1, 4	Wärmebedarf, idealerweise gedeckt durch Erneuerbare Energien
Elektromobilität	3, 2, 1	Private Ladestationen Lange Ladezeiten Bidirektionales Laden für weitere Flexibilisierung
Lastverschiebung	4, 3, 2, 1	Anpassung der internen Prozesse
Hausbatteriespeicher	1, 2, 3	Dezentrale Eigenerzeugung
Quartierspeicher	1, 2, 3, 4	Dezentrale Eigenerzeugung
Großspeicher	1, 4	Arbitragegeschäfte Systemdienstleistungen

## 3.6 Erkenntnisse

Im zukünftigen, von Erneuerbaren Quellen dominierten elektrischen Energiesystem besteht ein hoher Bedarf an Flexibilität. Der Rückbau gesicherter, konventioneller Kraftwerksleistung und der Ausbau dargebotsabhängiger erneuerbarer Erzeugung führen in Summe und im statistischen Mittel zu einem Anstieg der verfügbaren Erzeugerflexibilität. Die Entwicklung der erzeugerseitigen Flexibilität ist in Abbildung 3.9 zusammengefasst und zeigt einen Anstieg von heute rund 110 GW auf zukünftig knapp 130 GW flexibler Erzeugerleistung.

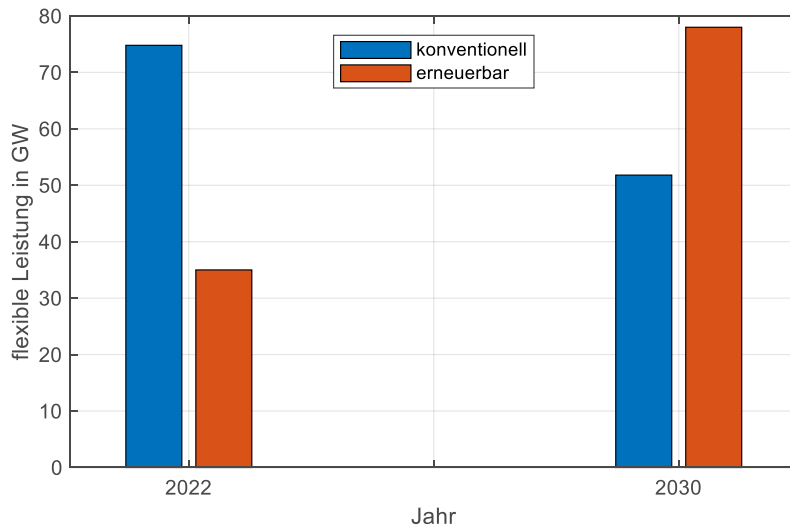


Abbildung 3.9: Entwicklung der erzeugerseitigen Flexibilität

Auf der anderen Seite kann durch den Hochlauf der Elektromobilität sowie durch Prozessanpassungen u. a. auf Basis der Nutzung elektrischer, chemischer und thermischer Speichermöglichkeiten auf Verbraucherseite ein erhebliches Flexibilisierungspotenzial gehoben werden, welches die Erzeugerflexibilität ergänzt und entsprechend Abbildung 3.10 von derzeit etwa 14 GW auf rund 41 GW bis 2030 ansteigen wird.

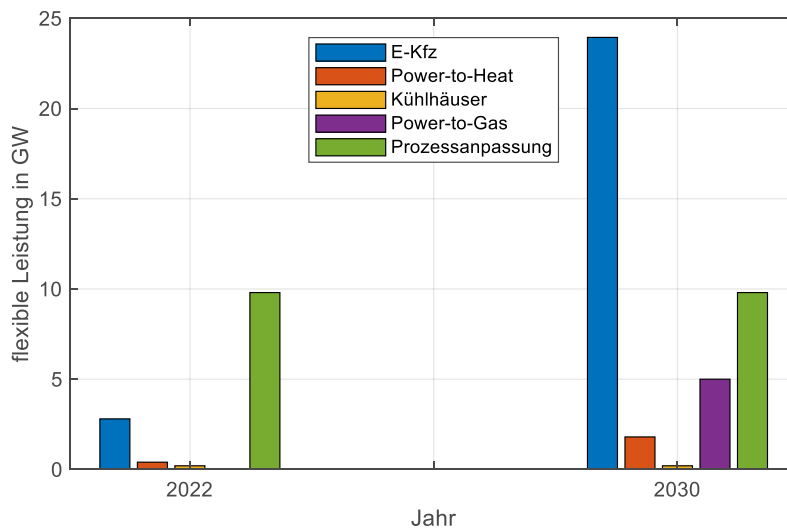


Abbildung 3.10: Entwicklung der verbraucherseitigen flexiblen Leistung

Die in Abbildung 3.11 dargestellten flexiblen Energiemengen betreffend bieten zukünftig Power-to-Heat und Power-to-Gas das größte Potenzial, gefolgt vom monodirektionalen Laden von Elektroautos. Kühlhäuser spielen dagegen nur eine untergeordnete Rolle, genauso wie die durch Prozessanpassungen verschiebbaren Energiemengen.

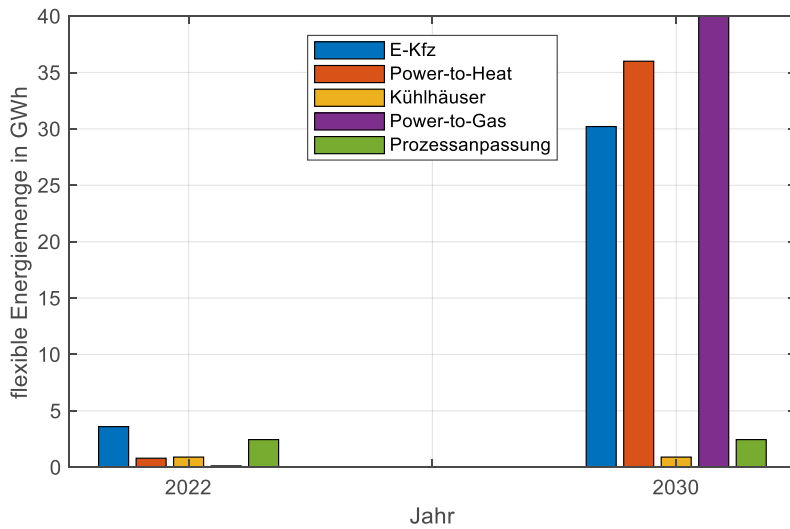


Abbildung 3.11: Entwicklung der flexiblen Energiemengen von Verbrauchseinrichtungen

Hinzu kommen weitere Flexibilitätsoptionen durch den Zubau von Speichermöglichkeiten. Während die Leistung von Pumpspeicherwerken (PSW) stagniert, wird insbesondere ein Zubau stationärer Batteriespeicher erwartet. Ebenso werden 2030 Vehicle-to-Grid-Anwendungen in nennenswertem Umfang verfügbar sein. Die Entwicklung der flexiblen Leistung ist in Abbildung 3.12 dargestellt. Sie korreliert mit den verfügbaren flexiblen Energiemengen in Abbildung 3.13.

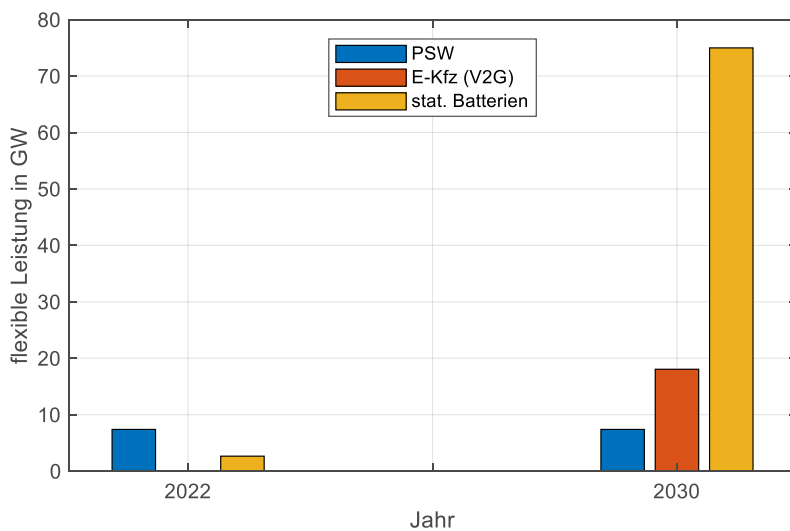


Abbildung 3.12: Entwicklung der speicherseitigen flexiblen Leistung

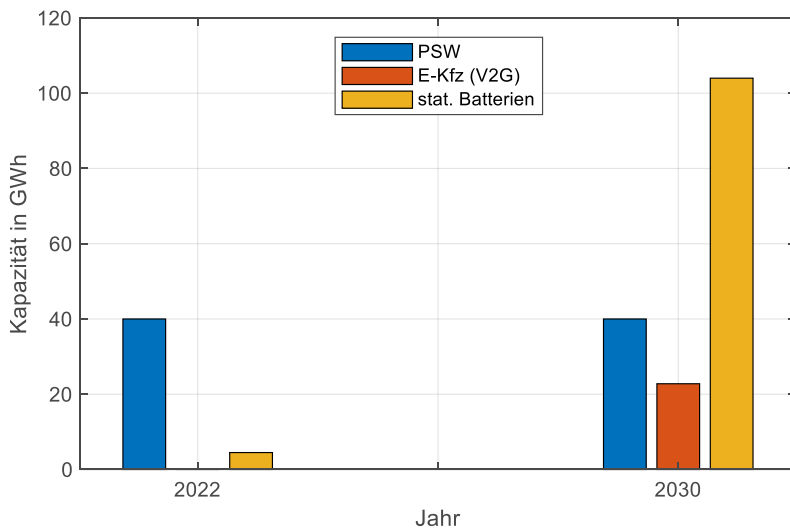


Abbildung 3.13: Entwicklung der speicherseitigen flexiblen Energiemengen

Zusammenfassend lässt sich abschätzen, dass sich die flexible Leistung von derzeit rund 134 GW bis 2030 auf rund 271 GW mehr als verdoppeln könnte. Tabelle 3.5 stellt die Entwicklung der einzelnen Flexibilitätsquellen gegenüber. Der Großteil des Flexibilitätszuwachses wird durch den Zubau von stationären Batteriespeichern erwartet. Dabei ist jedoch zu berücksichtigen, dass die verbraucher- und speicherseitige Flexibilität zeitlich nur stark eingeschränkt zur Verfügung steht, während die erzeugerseitige Flexibilität auch für längere Zeiträume genutzt werden kann.

Tabelle 3.5: Zusammenfassung der Entwicklung der flexiblen Leistungen

Flexibilitätsquelle	Stand 2022	Prognose 2030
Erzeuger	110 GW	130 GW
Verbraucher	14 GW	41 GW
Speicher	10 GW	100 GW
Summe	134 GW	271 GW

# 4 Darstellung der Flexibilitätsnutzung

In diesem Kapitel wird aufgezeigt, für welche Zwecke im Stromversorgungssystem heute und – in zunehmendem Umfang – zukünftig Flexibilität benötigt wird. Hierbei wird die in Kapitel 2.1.4 eingeführte Unterteilung in die Kategorien der Eigennutzung, der netzorientierten Nutzung und der systemorientierten Nutzung von Flexibilität aufgegriffen und durch Einführung von Unterkategorien weiter verfeinert. Für jede Kategorie und Unterkategorie wird beschrieben, welchen Zielen die Flexibilitätsnutzung jeweils dient, wie sie grundsätzlich – zunächst noch unabhängig von konkreten Regelungen – funktioniert und welche Erkenntnisse zum bisherigen und zum zukünftig erwarteten Bedarf an Flexibilität jeweils vorliegen. Anschließend wird dargestellt, welche regulatorischen und/oder marktlichen Instrumente zur Ermöglichung dieser Nutzungsformen von Flexibilität bereits existieren oder für die Zukunft diskutiert werden. Unter dem Begriff Instrument wird hier die Gesamtheit der Regelungen verstanden, die für die praktische Umsetzung einer Flexibilitätsnutzung benötigt werden. Dies kann u. a. die Rollen und vertraglichen Beziehungen der beteiligten Akteure, die Einsatzrechte an flexiblen Einrichtungen, Vergütungsregelungen und Preisfindungsmechanismen sowie die prozessualen Abläufe und die Behandlung von Nutzungskonflikten betreffen.

## 4.1 Eigennutzung von Flexibilität

Unter Eigennutzung werden hier solche Formen der Flexibilitätsnutzung verstanden, bei denen sich die Motivation für die Flexibilitätsnutzung nicht aus Steuer- oder Preissignalen ergibt, die ein anderer Akteur des Stromversorgungssystems wie z. B. ein Netzbetreiber, Lieferant oder Aggregator übermittelt, sondern allein aus Nutzungszielen innerhalb der Sphäre des Betreibers einer flexiblen Einrichtung. Die zugrunde liegenden Ziele können z. B. technischer, prozessualer oder wirtschaftlicher Art sein. Hierzu können auch Ziele gehören, die keinen direkten Zusammenhang mit den Strombezugskosten haben, wie z. B. die Prozessoptimierung in der Industrie oder Komfortaspekte bei privaten Letztverbrauchern. Die Ziele können aber auch direkt mit den Strombezugskosten verbunden sein, wie z. B. im Fall der Maximierung des Eigenverbrauchs von Strom aus eigenen Erzeugungsanlagen. Dagegen zählen Nutzungsformen, bei denen sich die durch Flexibilitätsnutzung erzielbaren wirtschaftlichen Vorteile aus Preissignalen von anderen Akteuren ergeben, *nicht* zu den Formen der Eigennutzung, auch wenn hier zweifellos ebenfalls individuelle Vorteile beim Betreiber der flexiblen Einrichtung entstehen. Diese Nutzungsformen werden vielmehr – je nach ihrem Ziel – entweder der netzorientierten oder der systemorientierten Flexibilitätsnutzung (Abschnitte 4.2 bzw. 4.3) zugeordnet.

### 4.1.1 Prozessoptimierung und Komfortverbesserung

Flexibilität kann für Ziele seitens des Besitzers der flexiblen Einrichtungen genutzt werden, die nicht zwangsweise etwas mit der Optimierung des Strombezugs im Sinne von Marktanreizen bzw. regulatorischen Instrumenten zu tun haben (siehe netzorientierte bzw. systemorientierte Flexibilitätsnutzung). Hierzu gehören z. B. die Optimierung industrieller Prozesse sowie die Komfortverbesserung bei privaten oder gewerblichen Verbrauchern.

Die Einsatzweise von flexiblen Verbrauchseinrichtungen, die nicht auf energetischen Zielsetzungen beruhen, wird mitunter als deren natürlicher Einsatz bezeichnet. Ein Beispiel dafür ist, dass in einer komplexen Fließfertigung unterschiedliche Fertigungsschritte unterschiedliche Bearbeitungszeiten mit sich bringen. Einzelne langandauernde Fertigungsschritte müssen durch Puffer kompensiert werden. Innerhalb dieser Pufferzeiten bestehen limitierte Flexibilitäten.

### 4.1.2 Individuelle Verbrauchsoptimierung

Sollte eine eigene Erzeugungsanlage zur Verfügung stehen, können flexible Verbrauchseinrichtungen oder Speicher dazu genutzt werden, den Eigenverbrauchsanteil des mit der Erzeugungsanlage selbst erzeugten Stroms zu maximieren.

Diese Form der Flexibilitätsnutzung wird durch die damit erzielbaren Einsparungen an Strombezugskosten motiviert. Dies betrifft zum einen die staatlich veranlassten Preisbestandteile wie Netzentgelte und verschiedene Umlagen und Abgaben (früher auch die EEG-Umlage, die aber Mitte 2022 abgeschafft wurde). Diese Preisbestandteile dienen der Refinanzierung verschiedener Kostenelemente, deren Höhe kaum oder gar nicht von der Höhe des Strombezugs der einzelnen Verbraucher abhängt. Es ist zu beachten, dass die durch Eigenverbrauchsoptimierung erzielten Einsparungen an derartigen Preisbestandteilen keinen wesentlichen volkswirtschaftlichen Einsparungen gegenüberstehen; die eingesparten Beträge müssen vielmehr durch entsprechend erhöhte Zahlungen von den anderen Verbrauchern aufgebracht werden.

Zum anderen umfassen die Strombezugskosten die Strombeschaffungs- und Vertriebskosten des Lieferanten. Die Einsparung dieser auf die eigentliche Strombereitstellung bezogenen Preiskomponente kann insbesondere in Zeiten mit hohen Strompreisen – wie etwa infolge der aktuellen Energiekrise – ebenfalls nennenswert zum individuellen Nutzen der Eigenverbrauchsoptimierung beitragen. Dem ist allerdings gegenzurechnen, dass im Umfang des selbst verbrauchten Stroms aus einer eigenen Erzeugungsanlage keine Vergütung für die Rückspeisung ins Netz anfällt. Die Attraktivität des Eigenverbrauchs hängt daher auch maßgeblich von der Höhe der Einspeisevergütung ab.

Die Höhe des erreichbaren Eigenverbrauchsanteils ist bei den derzeitigen Rahmenbedingungen sogar von maßgeblicher Bedeutung für die Wirtschaftlichkeit von PV-Anlagen. Bereits bei der Dimensionierung und Auslegung der Anlagen wird dieser Aspekt z. B. durch anwendungsorientierte Ausrichtung der Solarmodule und den Einsatz von Batteriespeichern berücksichtigt. Dass die Maximierung des Eigenverbrauchs den Einsatz von Flexibilität erfordert, ergibt sich aus den typischerweise stark unterschiedlichen zeitlichen Profilen der Eigenerzeugung und des (ungesteuerten) Verbrauchs. Abbildung 4.1 veranschaulicht dies anhand exemplarischer Profile für Last und Erzeugung eines privaten Haushaltes mit PV-Anlage.

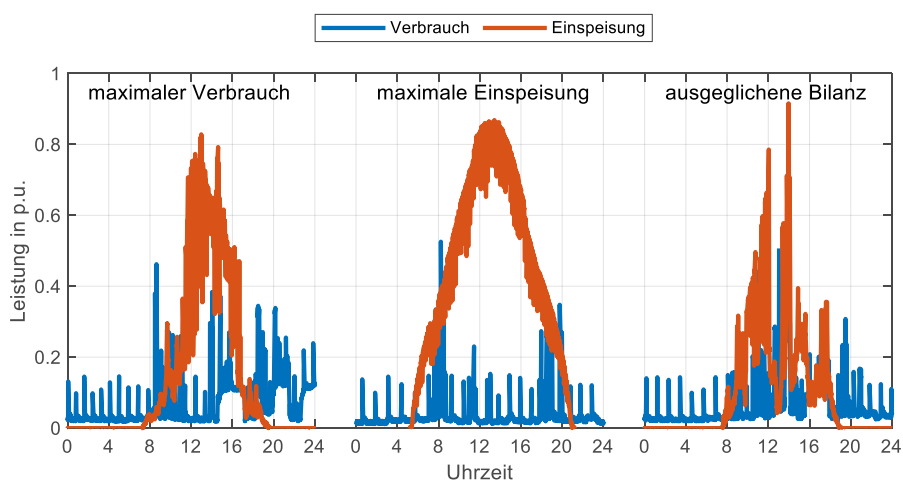


Abbildung 4.1: Darstellung von Tagesprofilen des Verbrauchs und der PV-Strom-Erzeugung eines privaten Haushaltes

Im Hinblick auf die Belastung des Netzes führt diese Form der Flexibilitätsnutzung tendenziell zu einer Entlastung insbesondere in der unmittelbaren Nähe des Netzanschlusses, da der Verbrauch dann bevorzugt in Zeiten verschoben wird, in denen Strom aus der eigenen Erzeugungsanlage zur Verfügung steht.

Damit ist jedoch nicht gewährleistet, dass die Flexibilität bei dieser Nutzungsform auch aus Sicht des Gesamtsystems vorteilhaft eingesetzt wird. Die Bedingungen, die beim individuellen Eigenverbraucher dazu führen, dass z. B. ein Heimspeicher geladen oder entladen wird, müssen nicht zeitgleich auch im Gesamtsystem vorliegen. Generell gilt für diese Nutzungsform (wie auch für andere Nutzungsformen), dass sie Flexibilität bindet, die dann zumindest zeitweise nicht für andere – beispielsweise systemorientierte – Zwecke genutzt werden kann.

### 4.1.3 Kollektive Strombezugsoptimierung

Neben der individuellen Eigenverbrauchsoptimierung gibt es Konzepte, produzierte Energiemengen aus Erzeugungsanlagen kollektiv optimal einzusetzen, um den eigenen Strombedarf möglichst ohne Bezug aus dem öffentlichen Netz zu decken. Mieterstrom-Modelle ermöglichen es, erzeugten Strom

an die Mieter des Gebäudes zu verkaufen. Dabei wird die Maximierung des Eigenverbrauchs eines Gebäudes kollektiv organisiert. Die nächste Ebene sind Energiegemeinschaften, wo sich eine Vielzahl von Akteuren über Grundstücksgrenzen hinweg zusammenschließen können, um den Strombedarf regional zu decken. Ein Peer-to-Peer-Energiehandel beschreibt eine technologische Ausgestaltung von Energiegemeinschaften, wo der Handel zwischen den Teilnehmern automatisiert ohne Energiebörsen, Energieversorgern oder Brokern lokal abgewickelt wird.

### **Mieterstrom-Modelle**

Mieterstrom-Modelle ermöglichen es, Mietern und Eigentümern von Wohneinheiten, die lokal erzeugte Energie von Photovoltaikanlagen, KWK-Anlagen, BHKWs und Kleinwindanlagen zu beziehen, ohne Besitzer der Anlagen zu sein. Hierbei entfallen Preisbestandteile wie zum Beispiel Netzentgelte, netzseitige Umlagen, Stromsteuer und Konzessionsabgaben für die Menge des vor Ort erzeugten und genutzten Stroms. Somit entstehen Anreize zur eigenverbrauchsmaximierenden Flexibilitätsnutzung. Der Strombezug des Mieters setzt sich aus dem Mieterstrom der Erzeugungsanlage und dem Zusatzstrom aus dem öffentlichen Netz zusammen. Die Durchleitung der Energie zwischen Erzeugungsanlagen und Verbrauchseinrichtung ist nur im Gebäudenetz vorgesehen. Das Mieterstrom-Modell kann gefördert werden, in dem ein Mieterstromzuschlag ausgezahlt wird, wenn die gesetzlichen Rahmenbedingungen des EnWG und EEG 2023 eingehalten werden. Dabei wird die Erzeugungstechnologie auf ausschließlich Photovoltaikanlagen begrenzt sowie die Preis- und Vertragsgestaltung reglementiert. Durch das Setzen richtiger Anreize und Preisbedingungen wird das Verhalten der Letztverbraucher dahingehend gesteuert, den Bezugsstrom aus der Erzeugungsanlage zu maximieren und aus dem öffentlichen Netz zu minimieren. Dies kann zeitweise zu einer Reduzierung der Netzbelastung am Netzverknüpfungspunkt des Gebäudes oder Quartiers führen.

Nach aktuellem Stand wird die Attraktivität für Eigentümer eines Gebäudes, ein Mieterstrom-Modell anzubieten, durch administrative und bürokratische Hürden sowie das finanzielle Risiko reduziert. Dies spiegelt sich im beispielhaften Ausbau in Berlin wider, wo zum Stichtag 31.10.2022 circa 15 MW an Photovoltaikleistung in Mieterstromanlagen existieren, bei einem möglichen Potenzial von 1.400 – 1.800 MW [2].

### **Energiegemeinschaften**

Bei Energiegemeinschaften können unterschiedliche Akteure, wie zum Beispiel natürliche Personen, lokale Behörden, Gemeinden und Kleinunternehmen, sich freiwillig zusammenschließen und die erzeugte Energie aus Erzeugungsanlagen über Grundstücksgrenzen hinweg untereinander teilen. Dies bedeutet, dass sie die Möglichkeit haben, Energie gemeinsam zu erzeugen, zu verbrauchen, zu speichern und zu verkaufen. Das regionale öffentliche Netz soll zur Verteilung der gemeinschaftlich erzeugten Energie nutzbar sein. Das Ziel von Energiegemeinschaften soll gemäß den EU-seitigen Vorgaben (s. unten) nicht vorrangig der finanzielle Gewinn sein, sondern den Mitgliedern und Gebieten vor Ort ökologische, soziale und wirtschaftliche Vorteile zu bringen. Ein wirtschaftlicher Vorteil für Mitglieder von Energiegemeinschaften ist exemplarisch ein reduzierter vereinbarter Stromtarif [75].

In der EU-Richtlinie über erneuerbare Energien (RED II) Artikel 22 wurde die Form Erneuerbare-Energien-Gemeinschaft definiert. Dabei müssen die eingesetzten Energieträger aus erneuerbaren Ressourcen sein und alle Mitglieder müssen sich innerhalb eines Netzgebietes befinden. Eine gezielte verbrauchsnahe Energieerzeugung bei Erneuerbare-Energien-Gemeinschaften kann entlastend auf die Verteilnetze wirken, insbesondere wenn die Mitglieder einen Anreiz zur Lastverschiebung von Verbrauchsanlagen in Zeiten von Produktion der Erzeugungsanlagen haben [71]. Zu einem zusätzlichen finanziellen Anreiz könnte eine Reduzierung der Netzentgelte führen. Als erweiterte Form einer Energiegemeinschaft bildet sich die Bürgerenergiegemeinschaft, welche sich nicht an die Begrenzung der erneuerbaren Energien halten muss und sich über mehrere Netzgebiete unterschiedlicher Netzbetreiber erstrecken kann [50].

Für einen weitreichenden Einsatz in Deutschland fehlt derzeit der nationale rechtliche Regulierungsrahmen, welcher in RED II Artikel 22 grundlegend verankert ist. So sollen Energiegemeinschaften ohne bürokratische Hürden und finanzielle Nachteile gegründet und betrieben werden können. Bei Durchleitung des erzeugten Stroms zwischen zwei Mitgliedern einer Energiegemeinschaft wird das öffentliche Netz verwendet, was dazu führt, dass die vollständigen Umlagen und Entgelte fällig werden.

### **Peer-to-Peer-Energiehandel**

Beim Peer-to-Peer (P2P) - Energiehandel findet ein bilateraler, horizontaler Handel von Energiemengen zwischen Gleichgesinnten, sogenannten Peers, statt. In erster Linie werden damit Marktplätze auf lokaler Ebene zwischen Konsumenten und Prosumern im privaten Umfeld bezeichnet. Gelegentlich wer-

den die Handelsbeziehungen auch auf Unternehmen erweitert, wo eine lokale Nähe der Teilnehmer nicht zwingend gegeben sein muss. Somit besitzen lokale Energie-Prosumenten mit Erzeugungsanlagen eine zusätzliche Vermarktungsoption, überschüssige Energiemengen an andere Privatpersonen oder Unternehmen direkt zu verkaufen, ohne den Einsatz von Energiebörsen, Energieversorgern oder Brokern als Zwischeninstanz. Als ein mögliches Ziel kann die Vermarktung von Grünstrom mit einem höheren Erlös als eine feste Einspeisevergütung angesehen werden [72], [95].

Um den Handel zwischen den Peers zu organisieren wird eine elektronische Plattform eingesetzt. Diese Plattform kann als Ausführungsvariante auf der Blockchain-Technologie bzw. Distributed Ledger Technologie basieren. Es muss sichergestellt werden, dass die ausgetauschten Gebote und Handelsergebnisse anonym und datenschutzkonform verarbeitet werden [92]. Der klassische Energielieferant wird für den marktbasieren Handel von Energien zwischen Produzenten und Konsumenten über einen P2P-Energiehandel nicht zwangsläufig benötigt. Sie können aber als Betreiber der Plattform bzw. des Marktplatzes auftreten und das Vertragswesen realisieren.

Der P2P-Energiehandel wird derzeit im deutschen Energiesystem nicht kommerziell eingesetzt, da Gesetze und Regularien nicht ausgestaltet sind, welche die Rechte und Pflichten aller Beteiligten schützen und erhalten, sowie technische Lösungen nicht ausgereift sind. Die Vermarktungs- und Handelsstruktur eines P2P-Energiehandels könnte Bestandteil von Energiegemeinschaften sein [72].

## 4.2 Netzorientierte Flexibilitätsnutzung

Auch die Netzbetriebsmittel unterliegen in ihrer Nutzung Einschränkungen, die sich aus technischen Restriktionen (z. B. maximale Spannungen und Ströme) oder regulatorischen Vorgaben (z. B. minimale Spannungen) ergeben. Aufgabe des Netzbetreibers ist es daher, alle Betriebsmittel innerhalb der zulässigen Parameter zu betreiben und damit die Netz- und Systemsicherheit zu wahren.

Zur Erkennung und Bewertung einer solchen Gefährdung führen die Netzbetreiber entsprechende Netzberechnungen durch. Diese können einerseits auf dem Ist-Zustand des Netzes basieren, so dass in Reaktion auf eine mögliche Gefährdung kurativ in den Netzzustand und die Netznutzung eingegriffen wird, und andererseits vorausschauend auf Basis von Prognosen mögliche zukünftigen Gefährdungen abschätzen, so dass diese präventiv verhindert bzw. in ihrem Umfang reduziert werden können.

Der erforderliche Eingriff erfolgt entsprechend §13 und §14 EnWG in festgelegten Eskalationsstufen:

- Zunächst sind netztechnische Flexibilitäten, sogenannte non-costly measures, zu verwenden. Hierbei handelt es sich um Verändern von Schaltzuständen, z. B. das Zuschalten von Leitungen oder das Stufen von Trafos.
- Erst wenn die netztechnischen Flexibilitäten ausgeschöpft sind, erfolgt im nächsten Schritt der Abruf von Flexibilität in Form eines Markteingriffs, wobei Betreiber von Kraftwerken und Verbrauchseinrichtungen entweder eigenmotiviert als Flexibilitätsanbieter in einem Systemdienstleistungsmarkt auftreten oder durch regulatorische Vorgaben zur vergüteten Bereitstellung von Flexibilität verpflichtet sind.
- Sollten die marktlich beschaffbaren Flexibilitätspotenziale nicht ausreichen, sind Netzbetreiber berechtigt und verpflichtet, auch außerhalb des Marktes – und damit unvergütet – die Netz- und Systemsicherheit zu wahren und entsprechend notwendige Eingriffe vorzunehmen.

Tritt derselbe Befund regelmäßig an derselben Stelle im Netz auf, handelt es sich um einen strukturellen Engpass, der langfristig einzig durch Netzausbau beseitigt werden kann. In diesem Fall können Flexibilitätsabrufe die Zeit bis zum Netzausbau überbrücken und ggf. für dessen zeitlichen Aufschub sorgen. In einem zukünftigen Regulierungsrahmen ist es auch denkbar, dass durch eine Kombination von Netzausbau und gesichert verfügbarer Flexibilität der Umfang der Baumaßnahmen reduziert werden kann.

Der Monitoringbericht 2022 [22] der Bundesnetzagentur weist eine Steigerung von 19 % für das Maßnahmenvolumen für Netzengpassmanagement (Redispatch, Einspeisemanagement, Anpassungsmaßnahmen) gegenüber dem Jahr 2021 aus. Hauptgründe für den Anstieg sind Nichtverfügbarkeiten von Kraftwerken, Reparaturarbeiten an Umspannwerken und die stark gestiegenen Großhandelspreise.



Ein Einfluss durch steigende dezentrale, kleinteilige Erzeugungsstrukturen auf die Versorgungsqualität und den Einsatz von Netzengpassmaßnahmen wird im Monitoringbericht 2022 nicht verzeichnet.

#### 4.2.1 Übertragungsnetze

Das Übertragungsnetz in Deutschland umfasst die Spannungsebenen 220 kV und 380 kV und ist gekennzeichnet durch einen hohen Vermaschungsgrad. Es wird gespeist durch eine überschaubare Zahl von Großkraftwerken bzw. großen Windparks und versorgt die unterlagerten Verteilnetze sowie einige wenige industrielle Großverbraucher. Aufgrund des günstigen R/X-Verhältnisses von 1:10 kann das Übertragungsnetz in guter Näherung als rein induktiv angenommen werden, woraus sich vereinfachend eine Abhängigkeit des Spannungsbetrags von der Blindleistung und des Wirkleistungsflusses von der Spannungswinkeldifferenz ergibt. Die Strombelastung der Betriebsmittel und die Spannung der Sammelschienen sind daher zwei wesentliche Kriterien.

Strombedingte Engpässe entstehen durch ein regionales Ungleichgewicht von Erzeugung und Verbrauch, so dass Wirkleistung in so großer Menge durch das Übertragungsnetz transportiert werden muss, dass es unter Berücksichtigung des Ergebnisses der Ausfallvariantenrechnung zu einer Überlastung einzelner oder mehrerer Betriebsmittel kommt und damit zu einem Engpass. Nach Ausschöpfung der netztechnischen Flexibilitäten muss der ÜNB daher durch einen geeigneten Markteingriff dahingehend entgegenwirken, dass die überlasteten Betriebsmittel aus technischen und ökonomischen Gesichtspunkten möglichst effizient entlastet werden. Hierzu wird auf der überspeisten Seite des Engpasses Kraftwerksleistung eingesenkt bzw. der Verbrauch erhöht und gleichzeitig bilanzneutral auf der unterspeisten Seite des Engpasses Kraftwerksleistung hochgefahren bzw. Verbrauch reduziert, dies wird als Redispatch bezeichnet. Den üblichen betriebswirtschaftlich optimierten Kraftwerkseinsatz vorausgesetzt, verursacht ein solcher Markteingriff immer zusätzliche Kosten.

Die Spannung wird an den Netzknoten über Blindleistungseinspeisung oder -bezug geregelt. Da Blindleistung anders als die Wirkleistung im Übertragungsnetz nicht über weite Strecken transportiert werden kann, muss die Bereitstellung lokal erfolgen. Reichen die Stellpotenziale nicht aus, können durch spannungsbedingten Redispatch zusätzliche Blindleistungsreserven durch das Anfahren von Kraftwerken nutzbar gemacht werden.

Netzorientierte Flexibilität ist in den vergangenen Jahren für das Übertragungsnetz nahezu ausschließlich durch Kraftwerksbetreiber angeboten worden. Letztmalig wurden 2018 auch abschaltbare Lasten für den Redispatch herangezogen. Mit einer Abrufdauer von 30 min bzw. 1 h und einer Abrufleistung von 86 MW bzw. 291 MW spielen Verbrauchseinrichtungen für das Engpassmanagement nur eine untergeordnete Rolle. Seit 2019 wurden sie ausschließlich zu Bilanzhaltungszwecken und damit systemorientiert herangezogen. Seit dem Außerkrafttreten der AbLaV zum 01.07.2022 können Verbraucher ihre Flexibilität netzorientiert z. B. durch die Beteiligung am Redispatch 2.0 anbieten. Die durch die AbLaV ermöglichten Preise werden dann jedoch bei weitem nicht mehr erzielbar sein, so dass die Beteiligung für die Mehrzahl der Verbrauchseinrichtungen wohl unattraktiv sein wird. Im Vergleich zur durch Kraftwerke bereitgestellten Redispatchleistung wird netzorientierte Verbraucherflexibilität im Übertragungsnetz auch weiterhin eine untergeordnete Rolle spielen.

Anders sieht es hier bei Speichern aus. In Form von Netzboostern können diese einen erheblichen Beitrag zur Reduzierung der Redispatchmengen liefern. Hierzu sollen an bei strukturellen Engpässen wirksamen Knoten vom Übertragungsnetzbetreiber Energiespeicher im dreistelligen Megawatt-Bereich eingesetzt werden, die im Fall einer Netzüberlastung Leistung für mindestens eine Stunde aufnehmen bzw. abgeben können. Diese sofort verfügbare Netzentlastung wird dazu genutzt, das bisher strikt angewandte n-1-Kriterium zu relaxieren und dadurch die Transportkapazität deutlich zu erhöhen. Voraussetzung für den Erfolg des Netzboosterkonzepts ist wie beschrieben ein struktureller Engpass, der wiederkehrend in ähnlicher Form und an ähnlicher Stelle auftritt. Für den Windstromtransport aus dem Norden in den Süden Deutschlands ist das gegeben. Derzeit sind in Deutschland zwei Pilotanlagen mit insgesamt 350 MW in Planung. Im Erfolgsfall werden weitere Anlagen hinzukommen. Auch eine Dezentralisierung und Aggregation vieler kleiner Speicher zu Netzboostern sowie die Integration flexibler Lasten in dieses Konzept sind denkbar.

Das Netzboosterkonzept ist Teil eines Paradigmenwechsels in der Systemführung. In der Vergangenheit wurde der Großteil des Netzeingriffes präventiv geplant, um z. B. einen durch die Vorausschau-rechnung identifizierten Engpass frühzeitig größtenteils zu beheben. Nur die Residualmengen, die auch den Prognosefehler enthalten, wurden kurativ behoben. Somit mussten kurzfristig nur geringere

Mengen beschafft werden. Ein übliches Vorgehen war, rund 75 % des prognostizierten Engpasses präventiv zu beheben und den Rest kurativ. Durch die zunehmende Schnellebigkeit des Systems und die mittlerweile zur Verfügung stehenden Assistenzsysteme in den Leitwarten steigt der kurative Anteil. Diese Tendenz wird sich in den kommenden Jahren fortsetzen. Forschungsprojekte wie InnoSys 2030 [59] und Studien wie der Netzstresstest der Tennet [36] haben gezeigt, dass auch eine rein kurative Systemführung möglich sein wird.

#### 4.2.2 Verteilnetze in der Hochspannungsebene

Das Hochspannungsnetz in Deutschland bildet das überregionale Verteilnetz mit ca. 8.000 Umspannstationen und ca. 95.000 km Netzleitung. Von den 850 Verteilnetzbetreibern betreiben ca. 100 ein 110-kV-Hochspannungsnetz. Die 110-kV-Netze sind durch eine starke Vermaschung gekennzeichnet. Auf dieser Verteilnetzebene sind größere Industrienetze als direkte Verbraucher angeschlossen und es speisen meist Gaskraftwerke aber auch Wasserkraftwerke sowie größere Solarparks und Onshore-Windparks ein.

In den Hochspannungsnetzen wird der Wirk- und Blindleistungsfluss überwacht. Die Spannungshaltung und die Blindleistung hängen direkt zusammen. Engpässe in der Hochspannungsebene sind meist eine strombedingte Überbelastung der Betriebsmittel, aber auch die Spannungshaltung spielt eine Rolle. Die Leistungsengpässe entstehen durch ein regionales Ungleichgewicht von Erzeugung und Verbrauch. In einem ersten Schritt werden die netztechnischen Flexibilitäten, wie Wirkleistungsflussregelung (Umschaltungen) und Blindleistungsregelungen (Trafostufenstellung, Blindleistungskompensation) an den Netzknoten zur Stabilisierung der Netze ausgeschöpft. In einem zweiten Schritt muss der VNB durch geeignete Eingriffe die Überlastung von Betriebsmitteln unter techn./ökonomischen Gesichtspunkten verhindern. Hierzu nutzt der VNB die vom FNN in den VDE Anwendungsregeln VDE AR N 4140 (Zusammenarbeit der Netzbetreiber in der Kaskade) und VDE AR N 4120 (Technische Anschlussbedingungen Hochspannung) beschriebenen Möglichkeiten. In den Hochspannungsnetzen werden derzeit im Wesentlichen die Erzeugungsanlagen neben den technischen Flexibilitäten als Flexibilität für das Engpassmanagement eingesetzt.

#### 4.2.3 Verteilnetze in der Nieder- und Mittelspannungsebene

Die Mittel- und Niederspannungsnetze bilden die sekundäre Verteilnetzebene. Die Aufgabe der Mittelspannungsebene (10 kV – 30 kV) ist die regionale Verteilung der Energie. Aus der Mittelspannungsebene werden mittlere Industrie- und Gewerbekunden direkt versorgt. Auf dieser Spannungsebene speisen Solar-, Windparks aber auch Biomassekraftwerke ein. In der Mittelspannungsebene mit ca. 510.000 km Leitungsnetz befinden sich ca. 600.000 Ortsnetzstationen. Die meisten Mittelspannungsnetze haben einen Ringnetzcharakter, werden aber als Strangnetze betrieben. In einigen wenigen Fällen werden die Mittelspannungsnetze auch vermascht betrieben. In den Mittelspannungsnetzen werden die Leistungsflüsse und die Spannungshaltung typischerweise an zentralen Knotenpunkten (Umspannanlagen) überwacht. Wirkleistungsengpässe auf Leitungsabschnitten und Überlasten bei Transformatoren in Ortsnetzstationen auf Grund von zu hohen zeitgleichen Einspeisemengen oder zeitgleiche Anforderungen von Verbrauchslasten, wie z. B. zeitgleiches Laden von Elektrofahrzeugen, dominieren in der Mittelspannung das Engpassmanagement. Zusätzlich gibt es besonders in den ländlichen Netzen ein Spannungshaltungsproblem auf Grund von hohen zeitgleichen Einspeisemengen. Neben den vorhandenen technischen Flexibilitäten, wie Trennstellenoptimierung, Änderungen der Netztopologie durch Umschaltungen, Einbau von Spannungsreglern, Einbau von regelbaren Ortsnetzstationen (Stufensteller) im Mittelspannungsnetz kann der VNB die netz- und marktbezogenen Maßnahmen wie ab- und zuschaltbare Lasten, Maßnahmen nach §14a EnWG und das Einspeisemanagement als Werkzeuge zum Engpassmanagement nutzen.

Die ca. 500.000 Niederspannungsnetze mit einem Leitungsnetz von ca. 1,1 Mio. km bilden das lokale Verteilnetz mit einer Spannung von 400/230 V. Die Hauptaufgabe der Niederspannungsnetze ist die Versorgung der Haushalte mit elektrischer Energie, Warmwasser über Durchlauferhitzer und Wärme über Stromdirektheizung, Nachtspeicherheizungen oder Wärmepumpen. Laut Monitoringbericht 2022 der Bundesnetzagentur dienen nach wie vor nahezu 100 % der sogenannten steuerbaren Verbrauchseinrichtungen der elektrischen Wärmeherzeugung, wie Abbildung 4.2 zeigt. Für 1.813.000 steuerbare Verbrauchseinrichtungen wird durch die Netzbetreiber ein reduziertes Netzentgelt erhoben.

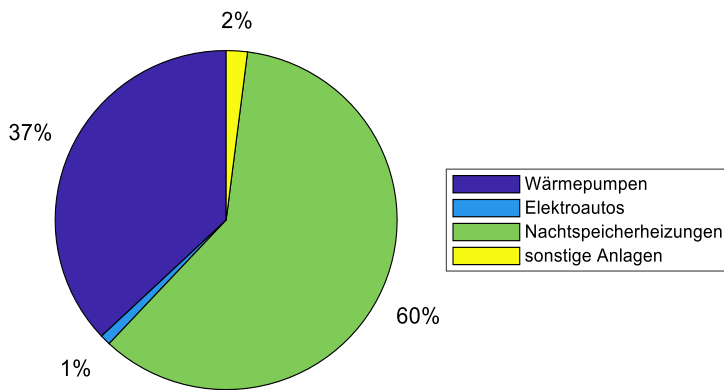


Abbildung 4.2: Verteilung der Marktllokationen für steuerbare Verbrauchseinrichtungen im Niederspannungsnetz [22]

Zusätzlich ist in den letzten Jahren die Ladeinfrastruktur für die E-Mobilität ausgebaut worden. Hier weist der Monitoringbericht 2022 55.549 Ladepunkte mit einer Ladeleistung von bis zu 22 kW je Ladepunkt und 10.583 Schnellladepunkte mit größeren Ladeleistungen aus. Die Entwicklung der Ladepunkte ist in Abbildung 4.3 dargestellt.

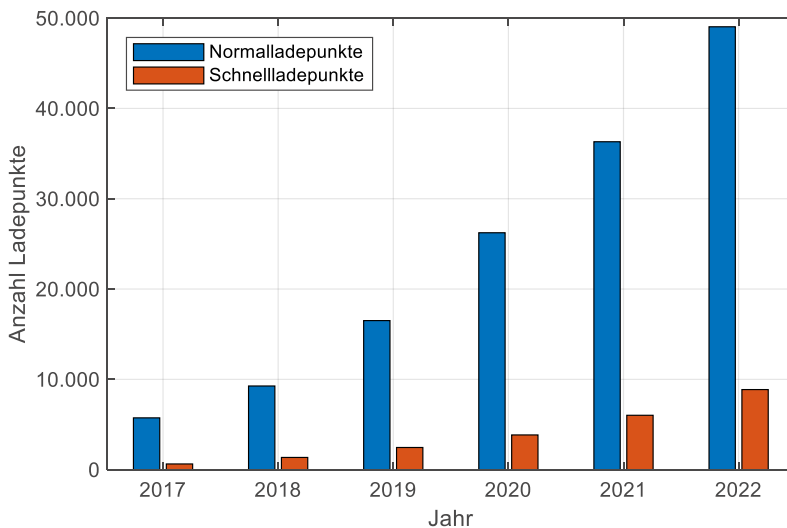


Abbildung 4.3: Entwicklung der Ladepunkte im Verteilnetz [22]

Neben Solardachanlagen und kleineren Windanlagen speisen auch BHKWs in die Niederspannung ein. Für Deutschland weist der Monitoringbericht 2022 2,4 Millionen PV-Anlagen mit einer Leistung von insgesamt 63 GW aus. Ein großer Teil dieser PV-Anlagen sind kleinere bis mittlere Dachanlagen, die direkt in die Niederspannungsnetze einspeisen. Niederspannungsnetze sind in den ländlichen Gebieten meist einfache Strangnetze mit nur geringen Umschaltmöglichkeiten, wobei in den städtischen Gebieten die Umschaltmöglichkeiten größer sind. Auf der Niederspannungsebene dominieren strombedingte Überlastungen der Leitungsabschnitte. Insbesondere in Regionen mit einzelnen besonders langen Leitungsstrecken kann es zusätzlich zu Spannungshaltungsproblemen kommen. In der Niederspannung kommen neben dem netzplanerischen Instrument der Spitzenkappung (siehe Abschnitt 4.2.4) im Wesentlichen technische Flexibilität zum Einsatz. Im Rahmen von regelmäßig wiederkehrenden Netzengpässen wird eine Netzverstärkung umgesetzt.

Die nachfolgende Abbildung 4.4 zeigt einen Überblick über technische Maßnahmen, die im Verteilnetz (alle Spannungsebenen) zur Netzoptimierung und Netzverstärkung durchgeführt wurden, darunter auch der Einsatz von technischen Flexibilität. Der größte Anteil der Maßnahmen sind Netzverstärkungen, wie z. B. Erhöhung des Kabel- oder Leiterseilquerschnitts oder der Trafoleistung.

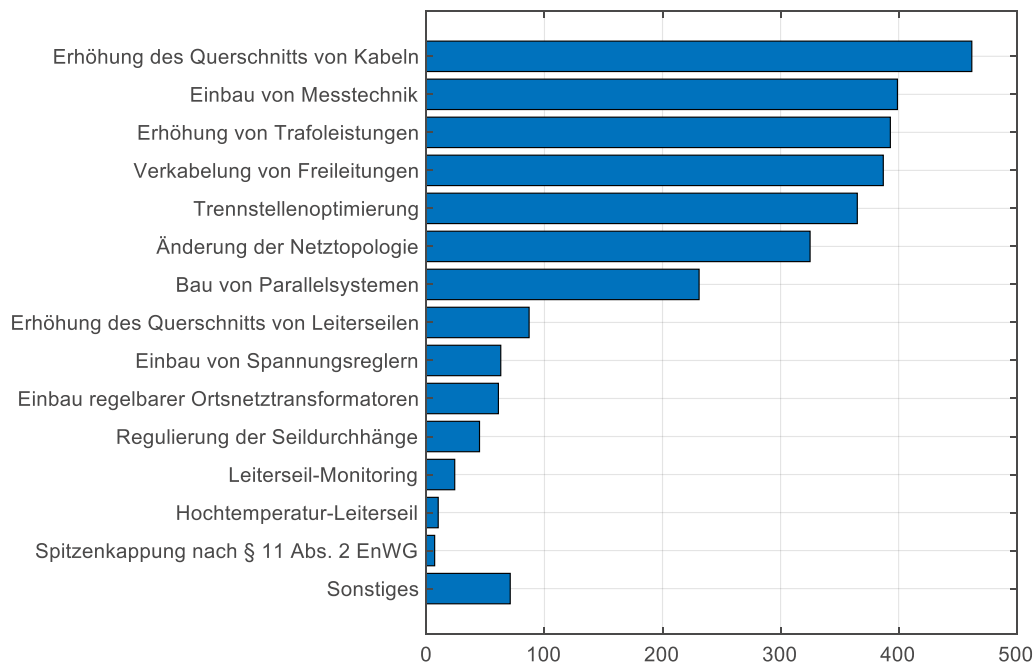


Abbildung 4.4: Überblick angewandeter Maßnahmen zur Netzoptimierung und Netzverstärkung [22]

Die Auslegung und Dimensionierung der Betriebsmittel, wie Leitungen, Schaltanlagen und Schutzrichtungen in den Verteilnetzen erfolgt auf die zu erwartende maximale Belastung und den im Fehlerfall maximal zu erwartenden dreiphasigen Kurzschlussstrom. Neben den beiden Auslegungskriterien spielt auch die Einhaltung des Spannungsbandes eine Rolle. Dabei ist die Herausforderung, eine langfristige (>30 Jahre) zuverlässige Prognose der zeitgleich auftretenden Lasten und Einspeisungen für die Zukunft zu erstellen, da die primärtechnischen Betriebsmittel eine Lebensdauer von mehr als 50 Jahren haben. Auf lokaler Ebene, z.B. im Bereich einer Ortsnetzstation, ist die Herausforderung, die in Zukunft zu erwartenden maximalen und minimalen zeitgleichen Verbrauchsmengen sowie zeitgleiche maximale und minimale Einspeisemengen zu prognostizieren, am größten. Auf dieser Netzebene entstehen die prozentual größten Peaks und Abweichungen. Hier gibt es insbesondere große Unsicherheiten bei der Prognose der Gleichzeitigkeiten bei Verbrauch und Einspeisung und der flächigen Verteilung der Verbrauchs- und Einspeiseanlagen. Diese Annahmen sind die wesentlichen Vorgaben für den langfristigen optimalen Netzausbau. Fest verfügbare und langfristig gut prognostizierbare Flexibilitäten in Form von steuerbaren Lasten und Erzeugern können helfen, den notwendigen Netzausbau zu optimieren und zeitlich in den optimalen Ausbaupunkt zu verschieben, sofern die notwendige Verfügbarkeit im Sinne „gesicherter Flexibilität“ durch entsprechende Instrumente gewährleistet wird. Um diese Flexibilitäten für das Netz verfügbar zu machen, werden in den Verteilnetzen sekundärtechnische Betriebsmittel zur Leistungs- und Spannungsüberwachung und zur Leistungssteuerung sowohl am Verbrauch- und Einspeiseanschlusspunkt als auch im Netz benötigt. Die Kosten aber auch der zeitliche Bedarf für die Ausbringung der Messtechnik und für den Einbau der Steuerungstechniken sind in der Gesamtbetrachtung nicht zu vernachlässigen. Die Messtechnik ist, wenn sie in den Anlagen nachrüstbar ist, sicherlich im Einzelfall zügig einbaubar, allerdings ist die Menge selbst bei einem 10%-Rollout der Messtechnik nicht unbedeutend. Der Einbau von Steuerungstechnik ist in den meisten Fällen mit einer Erneuerung der Betriebsmittel verbunden und daher auch im Einzelfall zeitlich nicht kurzfristig zu gestalten, auch hier stellt die Menge der evtl. notwendigen Betriebsmittel eine zusätzliche Herausforderung dar. Zur Auslegung und Dimensionierung der sekundärtechnischen Betriebsmittel sollten dieselben Grundlagen und Grundsätze wie für die primärtechnischen Betriebsmittel gelten, um auch hier einen optimierten Ausbau zu erreichen, wobei berücksichtigt werden sollte, dass die sekundärtechnischen Einrichtungen und Steuerungstechniken nur eine Lebensdauer von weniger als 20 Jahren haben. Die Rundsteuertechnik ist auch heute noch eine adäquate, preiswerte und technisch bewährte Technologie zur Steuerung von Verbrauchseinrichtungen (siehe Abbildung 4.5) insbesondere in der Niederspannung. Zeitschaltuhren haben sich in den letzten Jahren im Bereich der Steuerung insbesondere von Wärmeeinrichtungen stärker verbreitet, sie sind allerdings nicht besonders flexibel einsetzbar.

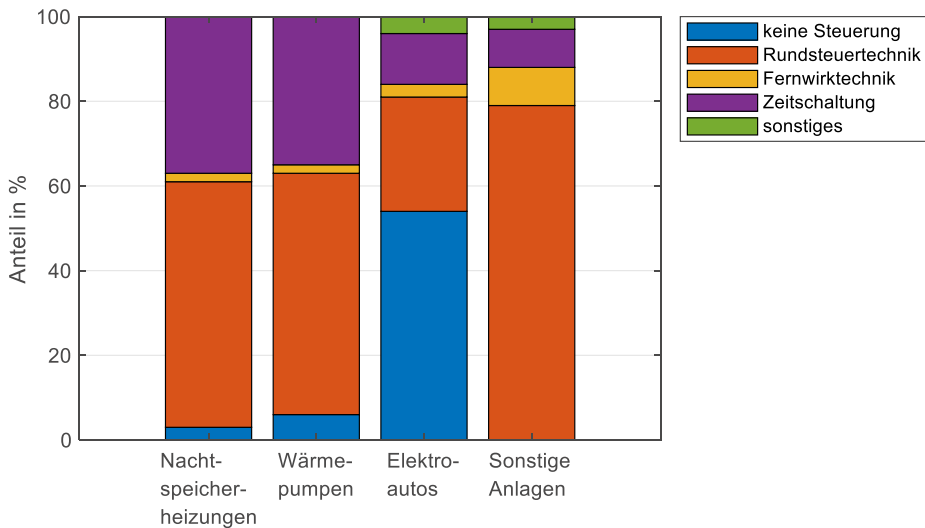


Abbildung 4.5: Steuerungstechniken der steuerbaren Verbrauchseinrichtungen [22]

#### 4.2.4 Praktizierte und diskutierte Instrumente

Instrumente für die netzorientierte Flexibilitätsnutzung sind in Deutschland bereits seit vielen Jahren etabliert. Besonders relevant sind die Instrumente Redispatch und Einspeisemanagement, die mit der Einführung des vielfach als Redispatch 2.0 bezeichneten aktuellen Regimes zusammengeführt wurden. Daneben dienen auch die Regelungen zu Netzentgelten für die atypische Netznutzung und zu steuerbaren Verbrauchseinrichtungen im Niederspannungsnetz der netzorientierten Flexibilitätsnutzung. Zudem konnten bis Mitte 2022 Abschaltmöglichkeiten industrieller Verbrauchseinrichtungen im Rahmen der Abschaltbare-Lasten-Verordnung kontrahiert werden, die – auch – für netzorientierte Zwecke genutzt werden konnten. Neben diesen aktuell bzw. in der Vergangenheit angewandten Instrumenten werden aber auch weitere Instrumente diskutiert, insbesondere um verbrauchsseitige Flexibilitätsoptionen besser zu adressieren und dabei möglichst auch marktnähere Mechanismen nutzen zu können. Die nachfolgenden Abschnitte geben einen Überblick über die wesentlichen praktizierten bzw. diskutierten Instrumente.

##### Redispatch und Einspeisemanagement

Die beiden ehemals separat geregelten und mit dem neuen Redispatch-2.0-Regime zusammengeführten Instrumente Redispatch und Einspeisemanagement beziehen sich auf die netzorientierte Nutzung der Flexibilität von Erzeugungsanlagen. Sie wurden zunächst überwiegend für das Engpassmanagement im Übertragungsnetz (Abschnitt 4.2.1), inzwischen aber auch bei Engpässen im Verteilnetz genutzt, v. a. auf der Hochspannungsebene (Abschnitt 4.2.2). Das Grundprinzip beim Redispatch besteht darin, dass Netzbetreiber die für die Beseitigung von Netzengpässen erforderlichen Anpassungen der Erzeugungsleistung selbst ermitteln und die Erzeugungsanlagenbetreiber anweisen, diese Anpassungen vorzunehmen. Gemäß § 13a EnWG sind die Betreiber von Erzeugungsanlagen ab 100 kW Nennleistung oder auch von kleineren Anlagen, sofern diese jederzeit vom Netzbetreiber fernsteuerbar sind, gesetzlich verpflichtet, solche Anweisungen umzusetzen. Die durch die Maßnahmen verursachten Mehr- oder Minderkosten werden im Nachhinein zwischen den Netzbetreibern und Erzeugungsanlagenbetreibern verrechnet: Für Mehrkosten werden die Anlagenbetreiber vom Netzbetreiber entschädigt, während sie im Fall von Minderkosten die eingesparten Kosten an den Netzbetreiber erstatten.

Abbildung 4.6 zeigt die Entwicklung der Redispatchmengen in den vergangenen fünf Jahren. Es zeigt sich, dass die Mengen großen Schwankungen unterliegen, die einerseits auf die Einspeisemengen erneuerbarer Energien zurückzuführen sind und andererseits auf die Fertigstellung von Netzausbauprojekten. Daneben zeigt sich, dass strombedingte Engpässe – also ein Mangel an Transportkapazität – den Bedarf an Redispatch deutlich dominieren.

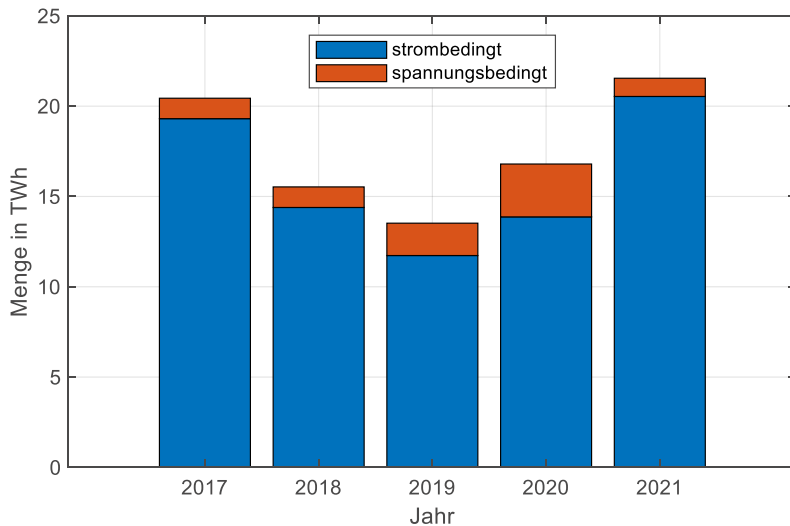


Abbildung 4.6: Entwicklung der Redispatchmengen in den vergangenen fünf Jahren [22]

In Abbildung 4.6 ist ebenfalls eine leicht steigende Tendenz der Redispatchmengen über die Jahre ablesbar. Unter Berücksichtigung weiter zurück liegender Jahre wird dieser Eindruck gefestigt. Da der Ausbau erneuerbarer Energien bekanntermaßen weiterhin schneller voranschreitet als der Netzausbau, liegt es nahe, dass sich diese Tendenz auch in Zukunft so fortsetzt. Selbiges gilt für die Redispatch-Kosten. Diese sind für die vergangenen fünf Jahre in Abbildung 4.7 dargestellt. Im hier nicht dargestellten Jahr 2022 sind die Redispatch-Kosten aufgrund der Energiepreiskrise drastisch gestiegen; dies dürfte allerdings eine vorübergehende Problematik sein.

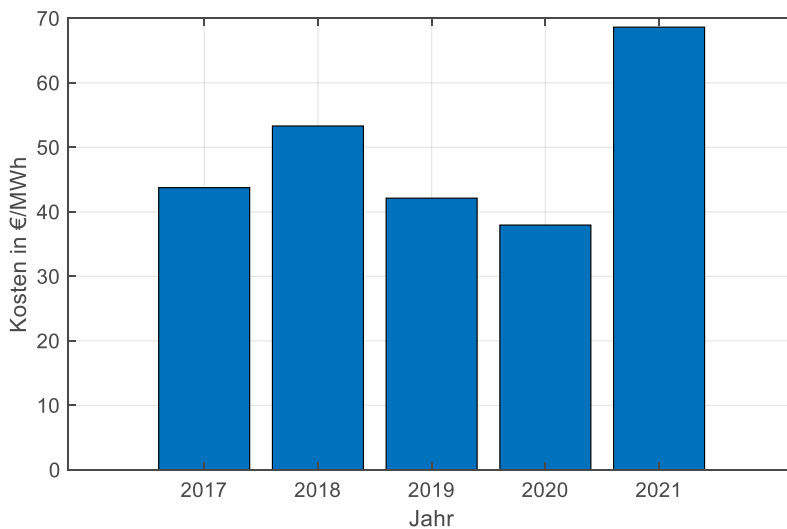


Abbildung 4.7: Entwicklung der Redispatchkosten [22]

Ein Großteil der Redispatchmaßnahmen (21.814 GWh) hat seine Ursache im Übertragungsnetz und wird von den ÜNB selbst durchgeführt. Hinzu kommen etwa 227 GWh an Unterstützungsmaßnahmen durch den VNB. Dies entspricht 85 % der im Verteilnetz durchgeführten Redispatchmaßnahmen. Die verbleibenden 15 % (41 GWh) führt der VNB aufgrund von Engpässen im eigenen Netz durch.

Abbildung 4.8 zeigt die Entwicklung der durch früher als Einspeisemanagement (EinsMan) bezeichneten Maßnahmen (d. h. die Abregelung von in erster Linie Erneuerbare-Energien-Anlagen) entstandene Ausfallarbeit. Im Jahr 2021 liegt diese bei 2,7 % bezogen auf die gesamte eingespeiste Jahresarbeit. 73 % der Ausfallarbeit gehen dabei auf Engpässe im Übertragungsnetz zurück. Diese werden überwiegend durch Einsenkungen in der Verteilnetzebene realisiert und nur zu 37 % direkt in der ÜNB-Ebene abgeregelt.

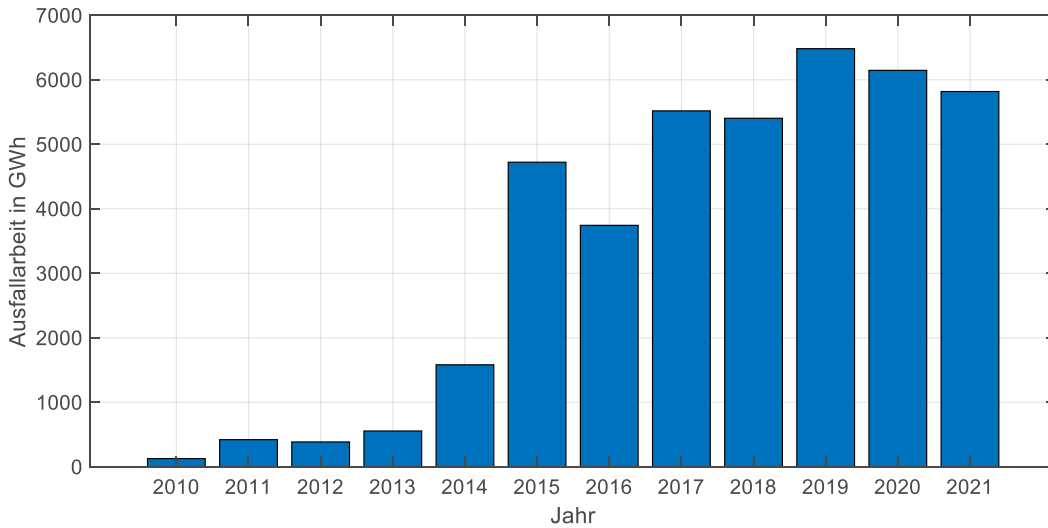


Abbildung 4.8: Entwicklung der durch Einspeisemanagement verursachten Ausfallarbeit [22]

Die erforderlichen Eingriffe in die Einspeisung erneuerbarer Energien ist in den vergangenen Jahren auf kontinuierlich hohem Niveau. Es muss erwartet werden, dass dies auch in den zukünftigen Jahren unverändert bleibt. Entsprechend sind auch die in Abbildung 4.9 dargestellten Kosten für Entschädigungszahlungen an die Anlagenbetreiber hoch.

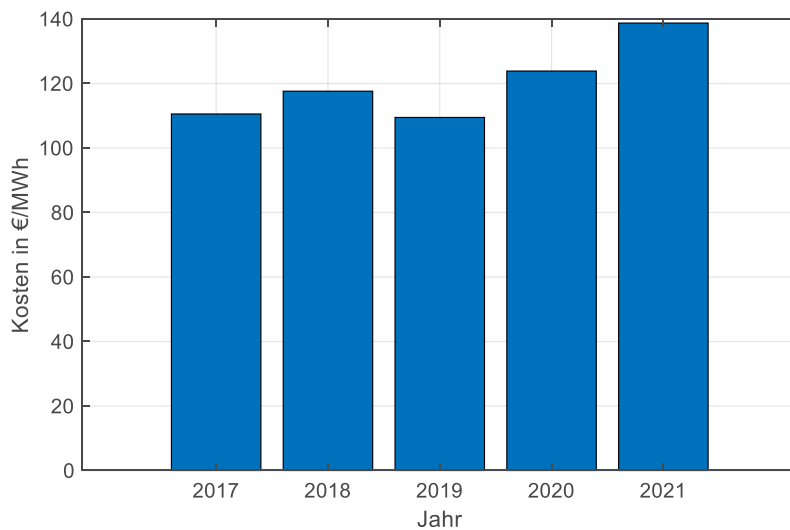


Abbildung 4.9: Entwicklung der Kosten für Einspeisemanagement

Die mittleren Entschädigungssätze des Jahres 2021 für unterschiedliche Anlagen sind in Abbildung 4.10 dargestellt.

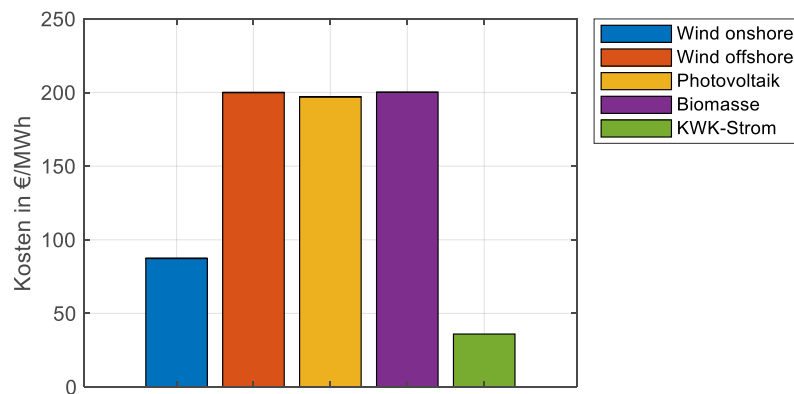


Abbildung 4.10: spezifische Kosten für Einspeisemanagement

Wie oben beschrieben hat der überwiegende Anteil der Maßnahmen seine Ursache im Übertragungsnetz. Dennoch ist auch das Verteilnetz zunehmend stärker belastet, was zu mehr Maßnahmen auf Verteilnetzebene führt. Die Entwicklung der Aufteilung ist in Abbildung 4.11 dargestellt.

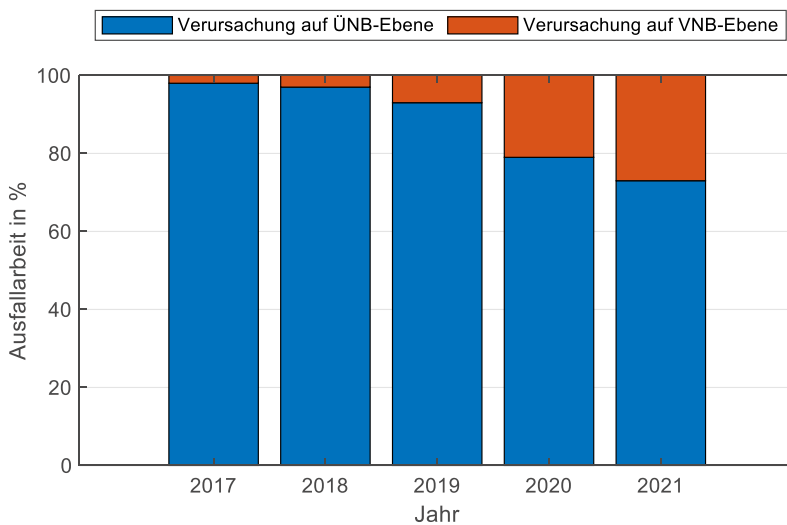


Abbildung 4.11: Verursachung von Einspeisemanagement-Maßnahmen in den Netzebenen [22]

Die ehemalige Unterscheidung zwischen Redispatch und Einspeisemanagement bezog sich v. a. auf die Art der Anlagen: Redispatch bezog sich zunächst nur auf konventionelle Erzeugungsanlagen, das Einspeisemanagement hingegen v. a. auf EE-Anlagen. Ein markanter Unterschied in den Regelungen bestand darin, dass die Netzbetreiber beim Redispatch verpflichtet waren, die angewiesenen Maßnahmen durch entsprechende Gegenmaßnahmen energetisch und bilanziell auszugleichen. Dies war beim Einspeisemanagement nicht erforderlich, was allerdings auch einer der Gründe für die Neuregelung beim „Redispatch 2.0“ war, bei dem nun *alle* Maßnahmen durch Gegenmaßnahmen ausgeglichen werden müssen.

Wenn Netzbetreiber aufgrund von Engpässen in ihrem Netz Redispatch-Maßnahmen ergreifen müssen, sind sie grundsätzlich verpflichtet, die Engpässe durch zügigen Netzausbau zu beseitigen. Eine Ausnahme hiervon stellt das als „Spitzenkappung“ bezeichnete Instrument nach § 11 Abs. 2 EnWG dar, wonach Netzbetreiber eine Abregelung von Windenergie- und PV-Anlagen im Umfang von bis zu 3 % der jeweils erwarteten jährlichen Stromeinspeisung vornehmen dürfen, ohne dass hieraus eine Netzausbaupflicht erwächst.

Das Redispatch-Regime gilt allgemein als geeignetes Engpassmanagement-Instrument, soweit Engpässe technisch und wirtschaftlich effizient durch Anpassungen bei Erzeugungsanlagen behoben werden können. Hier ist die bewusste Beschränkung der Entschädigungszahlungen auf den Ausgleich von Mehr- und Minderkosten vorteilhaft, da eine wirtschaftliche Beeinträchtigung der Anlagenbetreiber (weitgehend) vermieden wird, ohne jedoch einen Anreiz zu setzen, Engpässe zu provozieren und an deren Behebung wirtschaftlich zu profitieren. Aufgrund ebendieser Eigenschaft wird das Regime jedoch nicht als geeignet angesehen, um verbrauchsseitige Flexibilität in das Engpassmanagement einzubeziehen. Hierfür müsste nämlich regulatorisch festgelegt werden, wie die Entschädigungszahlungen zu ermitteln sind. Eine solche vom Einzelfall unabhängige Quantifizierung der Mehr-/Minderkosten einer Anpassung/Verschiebung des Stromverbrauchs gilt als kaum umsetzbar. Daher werden insbesondere für verbrauchsseitige Flexibilitätsoptionen andere Instrumente angewandt bzw. diskutiert.

### Abschaltbare-Lasten-Verordnung

Ein Instrument für die Nutzung verbrauchsseitiger Flexibilität speziell für Zwecke der ÜNB war die Abschaltbare-Lasten-Verordnung (AbLaV), die jedoch Ende Juni 2022 ausgelaufen ist und für die bislang keine Nachfolgeregelung vorliegt. Es ging hierbei um Flexibilität in Form von großen abschaltbaren industriellen Verbrauchseinrichtungen. Die ÜNB durften diese Flexibilität sowohl netzorientiert, d. h. zur Behebung von Netzengpässen, als auch systemorientiert als Ergänzung der Mechanismen zur Systemregelung (Abschnitt 4.3) nutzen. Die systemorientierte Nutzung hat in der Praxis deutlich überwogen (siehe auch Abschnitt 4.2.1).



Die im Rahmen der AbLaV kontrahierte Flexibilität wurde marktbasierend durch zuletzt wöchentliche Ausschreibungen der ÜNB beschafft. Die Bereitstellung der Flexibilität wurde gegenüber den bezuschlagten Anbietern durch Zahlung der von diesen angebotenen Leistungs- und Arbeitspreise vergütet. Die Entwicklung der Kosten ist aufgeschlüsselt nach ihren Bestandteilen in Abbildung 4.12 dargestellt. Der Leistungspreis wurde unabhängig von der tatsächlichen Nutzung für die Bereitstellung der Flexibilität gezahlt, und der Arbeitspreis als Vergütung für die tatsächliche Nutzung im Umfang der erfolgten Verbrauchsreduktion.

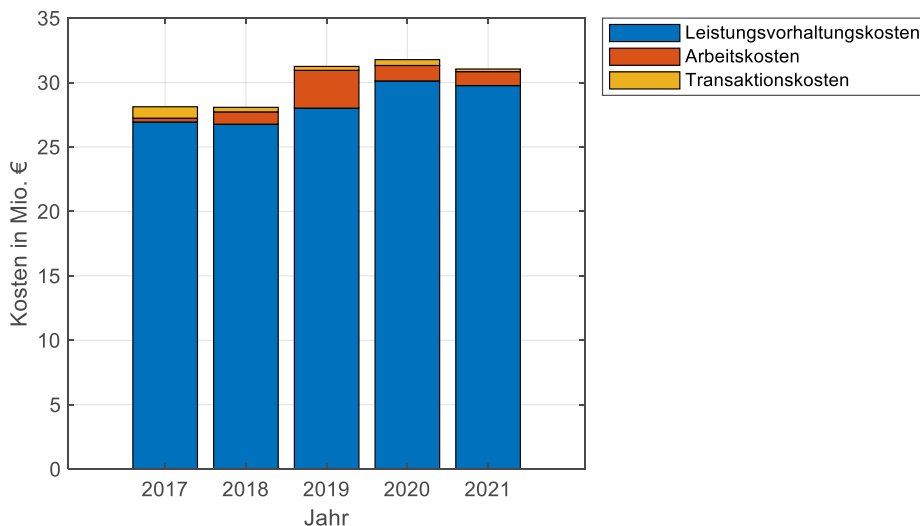


Abbildung 4.12: Entwicklung der Kostenbestandteile im Rahmen der Abschaltbare-Lasten-Verordnung

Während der Laufzeit der AbLaV und auch im Zusammenhang mit einer möglichen Nachfolgeregelung wurde verschiedentlich auch über die Möglichkeit einer analogen Regelung für zuschaltbare Verbrauchseinrichtungen diskutiert. Auch hierzu liegt jedoch bislang keine konkrete Regelung vor.

### Regelungen nach § 14a EnWG und Langfrist-Flexibilitätszusagen im Allgemeinen

Ein weiteres bereits existierendes Instrument für die Nutzung verbrauchsseitiger Flexibilität, dessen Weiterentwicklung seit mehreren Jahren intensiv diskutiert wird und jetzt in der Verantwortung der Bundesnetzagentur liegt, ist die Vorschrift § 14a EnWG zur netzorientierten Steuerung von steuerbaren Verbrauchseinrichtungen. Diese Regelung zielt – auch wenn dies jetzt nicht mehr Teil des Titels der Vorschrift ist – auf Verbrauchseinrichtungen im Niederspannungsnetz. Sie wurde traditionell in großem Umfang für Nachtspeicherheizungen und zunehmend für Stromwärmepumpen genutzt und soll nun auf Ladeeinrichtungen für Elektrofahrzeuge, Heimspeicher, und evtl. weitere Einrichtungen ausgedehnt werden. Nutzungszweck der Vorschrift ist primär die Behebung von Engpässen in den untersten Verteilnetzebenen (Niederspannung und Ortsnetzstationen), wobei prinzipiell nicht ausgeschlossen ist und auch verschiedentlich schon diskutiert wurde, dass die so erschlossene Flexibilität bei entsprechender Ausgestaltung der Regelungen auch für netzorientierte Zwecke in darüberliegenden Netzebenen genutzt werden könnte. Die Verantwortung für die konkrete Ausgestaltung dieser Regelungen wurde mit der jüngsten Novellierung des § 14a EnWG der Bundesnetzagentur übertragen.

Das Grundprinzip dieser Regelung, das in abgewandelter Form auch in anderen Ländern Anwendung findet, lässt sich mit dem allgemeineren Begriff der Langfrist-Flexibilitätszusage [40] charakterisieren: Ein Letztverbraucher räumt dem Netzbetreiber für einen längeren Zeitraum, d. h. meist bis auf Widerruf, das Recht ein, bei Bedarf Steuerungsmaßnahmen hinsichtlich der Verbrauchsleistung bestimmter Verbrauchseinrichtungen oder des gesamten Strombezugs über den Netzanschlusspunkt vorzunehmen. Dies können beispielsweise temporäre Leistungsbegrenzungen sein. Hierfür erhält der Verbraucher eine pauschale, nicht vom Umfang der Nutzung des Steuerungsrechts abhängige Vergütung etwa durch Gewährung reduzierter Netzentgelte. Durch die pauschale Form der Vergütung wird nicht nur der operative Aufwand im Hinblick auf die sehr große Zahl der hiermit adressierten, jeweils sehr kleinen Flexibilitätsbeiträge reduziert, sondern auch vermieden, dass ein Anreiz entsteht, Engpässe durch entsprechendes Verbrauchsverhalten zu provozieren.

Regelungen, die auf diesem Grundprinzip beruhen, können in vielfältiger Weise unterschiedlich ausgestaltet sein. So ist z. B. festzulegen, ob die Letztverbraucher hieran freiwillig teilnehmen können oder hierzu verpflichtet werden, welche Verbrauchseinrichtungen einbezogen werden, welchen Umfang die Steuerungsmaßnahmen annehmen dürfen, unter welchen Bedingungen und mit welchen Nach-

weispflichten sie ergriffen werden dürfen, wie die pauschale Vergütung gestaltet wird und auf welche Weise – z. B. marktlich oder durch regulatorische Vorgabe – ihre Höhe bemessen wird.

Diese und weitere Ausgestaltungsaspekte dieses Flexibilitätsinstruments möchte die Bundesnetzagentur im Laufe des Jahres 2023 in Form von Regulierungsbeschlüssen festlegen. Sie hat hierzu Ende November 2022 ein erstes Eckpunktepapier und am 16. Juni 2023 konkrete Festlegungsentwürfe zur Konsultation gestellt. Es herrscht weitgehend Einvernehmen, dass ein solches Instrument benötigt wird, da der erwartete massive Zubau von leistungsstarken Verbrauchseinrichtungen wie Ladeeinrichtungen für Elektrofahrzeuge und Stromwärmepumpen Engpässe in den unteren Verteilnetzebenen hervorrufen wird, die voraussichtlich nur mit zeitlicher Verzögerung durch Netzausbau beseitigt werden können. Die aktuelle Debatte fokussiert daher weniger auf die grundsätzliche Notwendigkeit dieses Instruments als auf seine konkrete Ausgestaltung und seine eventuelle Kombination mit anderen Instrumenten wie z. B. zeitvariablen Netzentgelten.

### **Zeitvariable Netzentgelte im Allgemeinen und Netzentgelte für atypische Netznutzung im Speziellen**

Die oben beschriebenen Instrumente sind dadurch charakterisiert, dass Netzbetreiber die zur Behebung eines akut drohenden Netzengpasses notwendigen Anpassungen von Stromeinspeisung oder entnahme selbst ermitteln und durch Anweisung oder direkte Steuerung umsetzen. Im Gegensatz dazu zielen zeitvariable Netzentgelte darauf, Verbrauchern Anreize für freiwillige Anpassungen ihres Verbrauchsverhaltens im Hinblick auf ein netzorientiertes Steuerungsziel zu vermitteln. Dieses Ziel ist in der Regel die Entlastung von Netzengpässen, kann aber auch zeitlich vorgelagert eine generelle Vergleichmäßigung der Netzbelastung sein. Aufgabe der Netzbetreiber ist hierbei, den zeitlichen Verlauf der Netzentgelte – also in der einfachsten Form die zeitliche Lage der Zeitfenster für unterschiedliche Entgeltstufen des Arbeitspreises – so festzulegen, dass ein Anreiz zu einem aus Netzsicht vorteilhaften Verbrauchsverhalten entsteht. Da der Umfang der Reaktion auf ein solches Preissignal nicht sicher vorhersehbar ist, dienen zeitvariable Netzentgelte eher einer präventiven Beeinflussung des Verbrauchsverhaltens und somit der Netzbelastung und weniger der Vermeidung akuter, d. h. kurzfristig drohender Überlastungen.

Zeitvariable Netzentgelte sind noch kein reguläres Element der deutschen Netzentgeltsystematik, werden allerdings zurzeit u. a. im Zusammenhang mit der Umsetzung der Vorschrift § 14a EnWG (siehe oben) intensiv diskutiert. Für eine praktische Umsetzung sind auch hier viele Ausgestaltungsaspekte zu berücksichtigen, die u. a. die Freiwilligkeit der Teilnahme, die zeitliche, örtliche und preisliche Granularität sowie die Bemessung der Entgelte, die Fristen der Festlegung von Entgelten bzw. Zeitfenstern und die netzseitigen Bedingungen, unter denen zeitvariable Netzentgelte überhaupt zur Anwendung kommen sollen, betreffen.

Die Netzentgeltsystematik enthält jedoch mit den Regelungen zu reduzierten Netzentgelten in Fällen einer „atypischen Netznutzung“ nach § 19 Abs. 2 Satz 1 StromNEV bereits eine spezielle Form zeitvariabler Netzentgelte für spezielle Verbrauchertypen. Die Regelung zielt auf gewerbliche und industrielle Verbraucher sowie Speicherkraftwerke, die ihren Strombezug zu großen Teilen in Zeiträume außerhalb der typischen Hochlastzeiten verlagern können. Der preisliche Anreiz hierzu wird geschaffen, indem der Leistungspreis bei diesen Verbrauchern nur auf Basis der Bezugsleistung innerhalb der von den Netzbetreibern festgelegten Hochlastzeitfenster berechnet und unter bestimmten Bedingungen ein reduzierter Arbeitspreis gewährt wird [111]. Dieses Instrument wird zwar intensiv genutzt (siehe Abbildung 4.13 und Abbildung 4.14), ist aber in seiner Ausgestaltung relativ starr und daher mit Blick auf zukünftig stark veränderliche Belastungsmuster der Netze voraussichtlich anpassungsbedürftig.

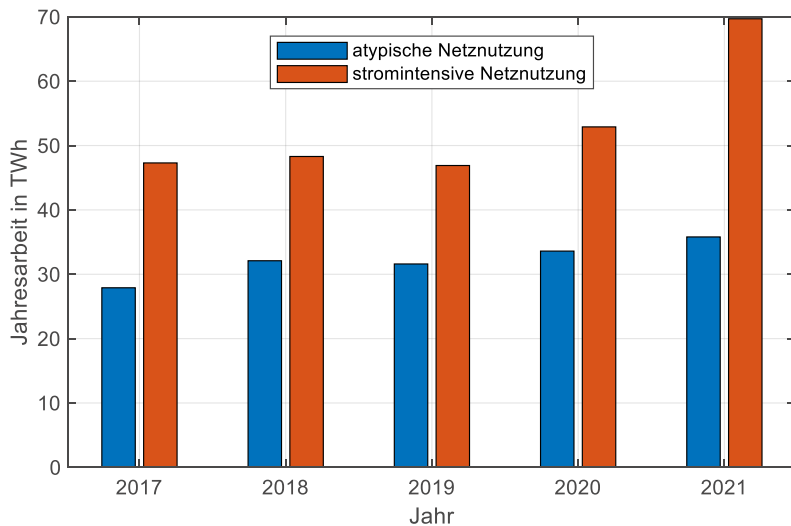


Abbildung 4.13: Entwicklung der Energiemengen im Rahmen § 19 StromNEV

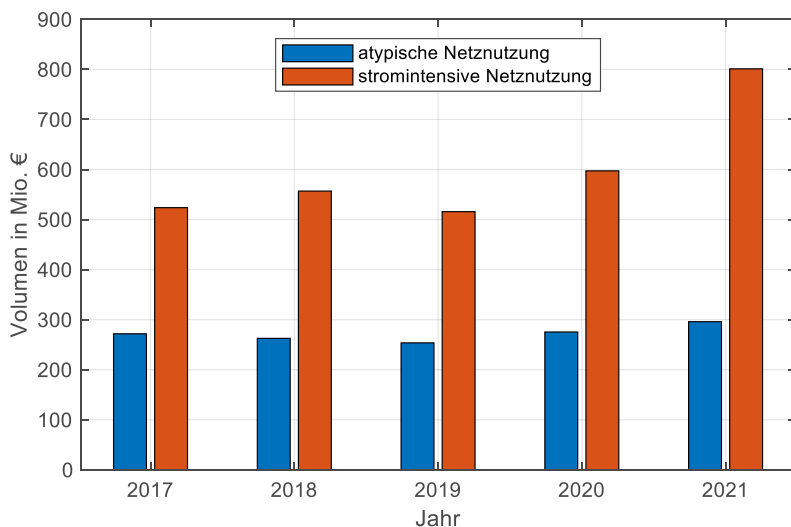


Abbildung 4.14: Entwicklung des Reduzierungsvolumens der Netzentgelte

### Leistungsbezogene Netzentgelte

Die leistungsbezogene Komponente der regulären Netzentgelte kann im weitesten Sinne ebenfalls als ein Instrument für die netzorientierte Nutzung verbrauchsseitiger Flexibilität gesehen werden, denn sie schafft zweifellos Anreize nicht nur hinsichtlich der Dimensionierung von Netzanschlüssen, sondern auch hinsichtlich des Verbrauchsverhaltens: Verbraucher können Einsparungen an Netzentgelten erzielen, wenn sie ihren Verbrauch zeitlich vergleichmäßigen und so ihre individuelle Jahreshöchstleistung absenken. Angesichts des hohen Gewichts des Leistungspreises insbesondere bei Verbrauchern mit Benutzungsdauern von über 2.500 h/a ergibt sich hieraus eine starke Motivation für eine Reduktion von Lastspitzen bei der Steuerung des Verbrauchsverhaltens.

Im Gegensatz zu zeitvariablen Netzentgelten sind Leistungspreise, die sich auf die individuelle Jahreshöchstleistung beziehen, allerdings nicht in der Lage, die tatsächliche Netzbelastung abzubilden. In einem System mit zunehmend volatilen Einspeisungs- und Netzbelastungsmustern ist die Minimierung der individuellen Höchstleistung nicht das entscheidende Ziel, sofern die individuelle Leistungsspitze nicht mit der Spitze der Netzbelastung zusammenfällt. Daher ist umstritten, inwieweit diese Form der Anreizsetzung für die Zukunft noch zielführend ist.

### Lokale / regionale Flexibilitätsmärkte

Seit einigen Jahren wird intensiv diskutiert, ob verbrauchsseitige netzorientierte Flexibilitätseinsätze nicht auch marktbasierend über sogenannte lokale oder regionale Flexibilitätsmärkte beschafft werden könnten. Hierbei könnten Verbraucher – anders als beim kostenbasierten Redispatch – ihre preislichen Erwartungen durch Angebote zum Ausdruck bringen und Netzbetreiber durch Annahme von Angeboten – anders als bei zeitvariablen Netzentgelten – den Umfang der Änderungen der Verbrauchsleistung klar vorherbestimmen. Solche Märkte könnten z. B. so ausgestaltet sein, dass Netzbetreiber

die zur Engpassbehebung benötigten Flexibilitätsbeiträge kurzfristig ausschreiben. Alternativ könnten Anbieter auf entsprechenden Plattformen ihre Flexibilitätspotenziale kontinuierlich anbieten, so dass Netzbetreiber Angebote in Anspruch nehmen könnten, sobald sich Bedarf ergibt.

Netzorientierte Flexibilitätsmärkte müssen nicht auf verbrauchsseitige Flexibilitätsoptionen beschränkt sein. Die Motivation für die intensive Debatte hierüber bezieht sich aber primär auf die Verbrauchsseite, da erzeugungsseitige Flexibilität bereits durch das Redispatch-Regime adressiert wird und hier somit weniger Handlungsbedarf besteht. Diese Debatte ist auch eng verknüpft mit der grundsätzlichen EU-seitigen Anforderung, den Redispatch marktbasierend zu gestalten, sofern nicht zu befürchten ist, dass hierdurch Anreize für ein engpassverstärkendes Verhalten ausgelöst werden. Diese Befürchtung ist auch ein wesentlicher Kritikpunkt an dem Konzept der Flexibilitätsmärkte und ein maßgeblicher Grund dafür, dass in Deutschland weiterhin am kostenbasierten Redispatch festgehalten wird. Neben diesem Risiko eines strategischen Bieterverhaltens („Gaming“) werden weitere Aspekte im Zusammenhang mit netzorientierten Flexibilitätsmärkten kontrovers diskutiert, etwa in Bezug auf die zu erwartende Liquidität solcher Märkte, das Risiko der Ausübung von Marktmacht und die Rolle von Transaktionskosten.

Praktische Erfahrungen mit lokalen oder regionalen Flexibilitätsmärkten liegen in Deutschland bislang nur aus Forschungs-, Entwicklungs- und Demonstrationsprojekten vor. Unter anderem wurde dieses Konzept in mehreren Projekten im Rahmen des Förderprogramms „Schaufenster intelligente Energie“ (SINTEG) in unterschiedlicher Ausprägung untersucht und erprobt.

#### **Instrumente zur Vergabe und ggf. Quotierung von Netzkapazität**

Ein anderer Ansatz zum Umgang mit Netzengpässen besteht darin, die engpassfrei verfügbare Netzkapazität zu ermitteln und durch einen Mechanismus der Kapazitätsvergabe im Vorfeld des Erfüllungszeitpunkts den Netznutzern und Marktteilnehmern zuzuteilen. Durch diesen Ansatz kann der Bedarf nach kurativem Engpassmanagement im Idealfall gänzlich aufgehoben, realistischerweise aber zumindest stark reduziert werden. Kapazitätsvergabemechanismen werden bislang insbesondere für grenzüberschreitende Übertragungskapazität im europäischen Stromverbundsystem angewendet. In den letzten Jahren wurden aber auch verschiedene Ausprägungen solcher Mechanismen für Anwendungen auf der Verteilungsebene bis herab in die Niederspannungsebene vorgeschlagen. Diese Vorschläge unterscheiden sich u. a. darin, ob die Zuteilung von Netzkapazität auf Basis von Buchungen („first come, first served“), Quotierungen oder marktlichen Ausschreibungen erfolgt, ob und in welcher Weise Vergütungen für die zugeteilte Kapazität vorgesehen werden, ob die zugeteilten Nutzungsrechte unter den Netznutzern weiter gehandelt werden können und ob sich die Kapazitätsvergabe nur auf den Bedarf für steuerbare Verbrauchseinrichtungen oder auf die gesamte benötigte Netzkapazität bezieht. Erste praktische Erfahrungen liegen hier teilweise durch Demonstrationsprojekte vor; so hat z. B. der VNB Mitnetz Strom einen als „Netz-Check-in“ bezeichneten Prüfungs- und Buchungsmechanismus für Ladefahrpläne von Elektrofahrzeugen erprobt [111].

## **4.3 Systemorientierte Flexibilitätsnutzung**

Im heutigen liberalisierten, grenzüberschreitenden Strommarkt können Marktteilnehmer grundsätzlich nach freiem Ermessen bilateral untereinander handeln und sind hierbei nur durch die allgemeinen Regelungen etwa zum Bilanzkreissystem gebunden. Sie können aber auch, wie im Weiteren beschrieben, auf organisierte Märkte (Strombörsen) zurückgreifen. Deren Zeithorizonte sind in Abbildung 4.15 dargestellt.

- Auf Terminmärkten werden zum Teil auf Jahre im Voraus langfristige Lieferverträge abgeschlossen. Hierbei kann es sich um standardisierte baseload- oder peakload-Produkte aber auch um individuell vereinbarte Lieferzeiträume und -mengen (OTC) handeln. Aufgrund des großen Zeithorizonts werden am Terminmarkt überwiegend konventionell erzeugte Strommengen gehandelt.
- Spotmärkte dienen dem kurzfristigen Handel. Sie sind in Day-Ahead- und Intraday-Zeitfenster eingeteilt und bieten neben den standardisierten Block-, Stunden- und Viertelstundenprodukten auch die Möglichkeit, kurzfristige OTC-Geschäfte zu tätigen. Der Großteil der Erneuerbaren Energien wird an Spotmärkten gehandelt.

Marktpreise regeln die An- und Abschaltreihenfolge in Zeiten wechselnder Nachfrage. Mit der Zunahme fluktuierender Energiemengen aus den dargebotsabhängigen Quellen Wind und Sonne erfahren die Spotmarktpreise eine zusätzliche Dynamik. Die Marktakteure tragen die Verantwortung für den

jederzeitigen Ausgleich der von ihnen eingekauften, verkauften und tatsächlich gelieferten Strommengen.

Ein Ungleichgewicht zwischen bereitgestellter und abgenommener Leistung führt zu Frequenzabweichungen. Zur Frequenzrückführung und für den übergangsweisen Bilanzausgleich setzen die Übertragungsnetzbetreiber Regelleistung ein.

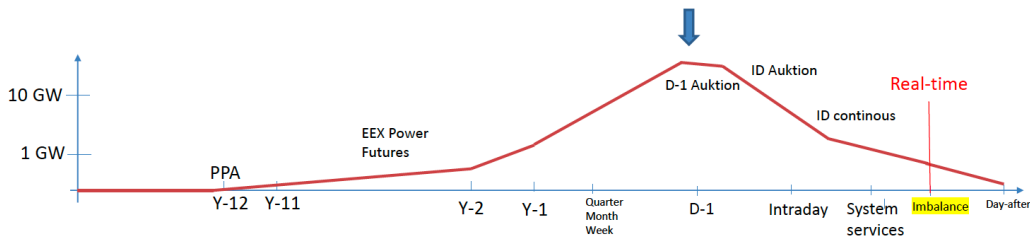


Abbildung 4.15: Zeithorizonte der verschiedenen Strommarktsegmente [118]

### 4.3.1 Terminhandel

Der Stromhandel dient dem Austausch von Strommengen zwischen Akteuren, die die zur Deckung ihres Verbrauchs bzw. ihrer Lieferverpflichtungen benötigten Strommengen nicht vollständig durch eigene Erzeugungsanlagen decken oder die selbst nur Erzeugungsanlagen betreiben und den erzeugten Strom anderen Akteuren anbieten. Das System langfristiger Termingeschäfte liegt im Interesse der verlässlichen Abnahme für die Investition in Erzeugungskapazitäten einerseits, und der verlässlichen Versorgung zu kalkulierbaren Kosten für die Energieabnehmer andererseits. Können die verpflichteten Lieferanten aber kurzfristig am Spotmarkt Energie günstiger beschaffen als ihre Produktionskosten, dann werden auch langfristig beschaffte Kapazitäten ruhen. Der Grenzpreis des Spotmarktes schlägt auch bei Termingeschäften auf die tatsächliche Erzeugung durch. Der langfristige Terminmarkt bedeutet also primär eine Preissicherung für beide Kontraktpartner.

Seit einiger Zeit spielen zudem Power Purchase Agreements (PPA) eine zunehmende Rolle. Im Unterschied zu klassischen Termingeschäften wird hier die Erzeugung einer bestimmten Anlage oder eines Anlagenparks vertraglich an einen Abnehmer geliefert und der Verkaufspreis für die Erzeugung einer konkreten Anlage abgesichert, ohne dass die Menge und der Zeitpunkt der Lieferung genau bestimmbar wären. Der Abnehmer muss dann selbst für die Beschaffung sonstiger benötigter Strommengen, also die Strukturierung seiner Strombeschaffung, sorgen. Mit PPA's werden Investitionen in erneuerbare Energie-Anlagen außerhalb des EEG abgesichert und die Erzeugung als grüner Strom vermarktet.

Die Gesamtlast der deutschen Stromverbraucher hat sich in den letzten Jahren zwar nicht wesentlich geändert, aber die langfristig nicht vorhersagbaren erneuerbaren Energien haben starken Einfluss auf die Nachfrage nach regelbaren Kraftwerken. Der verbleibende Bedarf (die Residuallast oder Restlast) kann von Null bis nahezu 100 % der Nachfrage reichen. Dies macht Märkte erforderlich, die den raschen Wechsel der Residuallast und die dafür nötige Flexibilität abbilden können.

### 4.3.2 Spotmarkt

Der Bilanzkreis jedes Marktakteurs muss zu jedem Zeitpunkt ausgeglichen sein. D. h. verkaufte Energie muss auch tatsächlich erzeugt oder eingekauft und eingekaufte Energie tatsächlich verbraucht oder weiterverkauft werden. Die Aufgabe des Bilanzausgleichs fällt den Bilanzkreisverantwortlichen zu. Sie können ihre eigenen Erzeugungs- bzw. Verbrauchseinrichtungen flexibel einsetzen, um ihre Bilanzen ausgeglichen zu halten. Bilanzkreisinterne Umschichtungen werden nicht in Form von Transaktionen nach außen sichtbar.

Fehlende oder überschüssige Mengen können sehr effizient am Spotmarkt und seinen Handelsplätzen bezogen oder verkauft werden. Der Zugang zu diesen Segmenten des Stromhandels basiert auf dem Bilanzkreissystem und ist daher offen für Flexibilitäten jeglicher Art, die die Marktteilnehmer bei der Bewirtschaftung ihrer Bilanzkreise nutzen können. Die Marktsegmente sind nicht auf bestimmte Flexibilitätsoptionen beschränkt.

Eine wesentliche Rolle nehmen dabei kurzfristige Handelsplätze wie die Strombörse EPEX Spot ein, die u. a. die deutsche Gebotszone abdeckt. Diese Märkte sind als Energy-Only-Märkte (EOM) organisiert, an denen definierte Strommengen für definierte Zeiträume gehandelt werden und die Preise auf die gehandelte Energiemenge bezogen sind. An der EPEX Spot findet täglich mittags eine Auktion von Stundenprodukten (DAA) und anschließend nachmittags eine Auktion von Viertelstundenprodukten (IDA) statt, jeweils für den Folgetag. Anschließend beginnt der kontinuierliche Intraday-Handel (IDC) von Viertelstundenprodukten, der bis zu wenigen Minuten vor dem Erfüllungszeitpunkt genutzt werden kann.

Der Markträumungspreis ergibt sich jeweils aus dem Gleichgewichtspunkt der vorliegenden Angebots- und Nachfragekurven. Im Hinblick auf die Verkaufsgebote von Stromerzeugern ergibt sich hierdurch die auch als „merit order“ bezeichnete Systematik, nach der die Angebote nach aufsteigenden Preisen sortiert werden und sich der Marktpreis aus dem Gebot ergibt, das unter den bezuschlagten Geboten den höchsten Angebotspreis aufweist. Erneuerbare Energieträger sind gleichberechtigter Teil der merit-order, erhalten jedoch zusätzlich zum Marktpreis eine Marktprämie, deren Höhe vorab durch eine Ausschreibung ermittelt wurde.

Der Markträumungspreis ist damit der zentrale Indikator für den Einsatz systemorientierter Flexibilität abseits der Regelleistungsmärkte:

- Betreiber von Erzeugungsanlagen setzen üblicherweise nur die Kraftwerke ein, deren Grenzkosten unterhalb des Markträumungspreises liegen. Der Einsatz der regelbaren Kraftwerke auf dem Spotmarkt wird damit ausschließlich durch den Marktpreis gesteuert.
- Verbrauchern ist es möglich, auf Preissignale zu reagieren und die zu beschaffende Strommenge an den Marktpreis anzupassen. Der flexibilisierbare Anteil des Energiebedarfs kann dann beispielsweise in ein Niedrigpreiszeitfenster verschoben werden.
- Betreiber von Speichereinrichtungen nutzen die Unterschiede zwischen Hoch- und Niedrigpreisen, um Strom günstig einzuspeichern und später teuer weiterzuverkaufen, wobei die Preisdifferenz als Bruttomarge bleibt.

Die Marktpreise der Strombörse dienen zusätzlich auch als Referenz für unterschiedliche andere Zwecke wie z. B. die Feststellung des energieträgerspezifischen Monatsmarktwertes, der für die Berechnung der gleitenden Marktprämie nach dem EEG und des „üblichen Preises“ nach KWK-G herangezogen wird. Daneben dienen die Preise des Spotmarkts auch als Grundlage für die Handelsgeschäfte auf dem Terminmarkt.

Eine weitere Funktion des Einheitspreisverfahrens ist die Refinanzierung der Kraftwerke selbst. Durch den merit-order-Effekt werden systematisch Deckungsbeiträge für die kostengünstigeren Kraftwerke erzielt. Wer variable Kosten unterhalb des Markträumungspreises hat, erzielt damit einen Deckungsbeitrag auf die Fixkosten. Schon ein einziges teureres Kraftwerk genügt, um einen Markträumungspreis zu setzen, der die Grenzkosten des eigenen Kraftwerks übersteigt. Damit werden Investitionen in Kraftwerke angereizt, die zu möglichst günstigen Grenzkosten erzeugen können, um hohe Deckungsbeiträge und lange Laufzeiten zu erzielen. Neue, effizientere Kraftwerke versprechen höhere Deckungsbeiträge und verdrängen damit die jeweils teuersten Kraftwerke. Diese werden nicht mehr aufgerufen und damit unwirtschaftlich, sodass sie am Ende aus dem Markt fallen.

Die Abschaltung von Dampfkraftwerken ist mit hohen Anfahrkosten und Mindeststillstandzeiten verbunden, in denen eine Marktteilnahme nicht möglich ist. Es kann daher wirtschaftlicher sein, dass Kraftwerk selbst dann weiter zu betreiben, wenn der Markträumungspreis für einen absehbaren Zeitraum unterhalb der Stromgestehungskosten des Kraftwerks liegt. Durch dieses Überangebot sinkt der Preis weiter und kann auch negativ werden. Mit dem Zubau erneuerbarer Energien steigt die Wahrscheinlichkeit für Zeitintervalle mit negativen Preisen. In diesen Zeiträumen speisen dennoch viele EE-Anlagen weiter ein, da sie immer noch die Marktprämie erzielen. Erst durch deren Wegfall bei mehr als 4 Stunden negativer Strompreise (§ 51 EEG), schalten auch grenzkostenfreie Erzeuger ihre Anlagen ab.

Mit dem stetig wachsenden Anteil der erneuerbaren Energien wachsen auch die Flexibilitätsanforderungen an die Marktteilnehmer auf der Angebots- und Nachfrageseite. Der Bilanzkreisausgleich ist bei hohen Anteilen erneuerbarer Energien im Portfolio eine herausfordernde Aufgabe, da durch unvermeidbare Prognoseungenauigkeiten Unsicherheiten über die tatsächlich verfügbaren Mengen

entstehen. Durch den automatisierten Handel, verbesserte Prognoseverfahren und kürzere Prognose- und Handelshorizonte konnte die Unsicherheit reduziert und die Integration fluktuierender Erzeuger in den Strommarkt verbessert werden.

Bei externen Effekten, wie der kriegsbedingten Verknappung der fossilen Energieträger im Jahr 2022, kann das preissetzende Angebot den übrigen bezuschlagten Erzeugungseinrichtungen mit keinen oder niedrigen Grenzkosten enorme zufällige Gewinne bescheren, weil ihre Erlöse mit den Preisen der fossilen Energieträger drastisch gestiegen waren. Diesem als Ausnahmesituation geltenden Effekt ist die Bundesregierung mit dem Gesetz zur Einführung einer Strompreisbremse (StromPBG) begegnet.

### 4.3.3 Leistungs-Frequenzregelung

Systemweite Ungleichgewichte zwischen Erzeugung und Verbrauch, die kurz vor dem Erfüllungszeitpunkt auftreten und nicht mehr rechtzeitig durch Maßnahmen seitens der Marktteilnehmer ausgeglichen werden können, werden im Rahmen der Systemführung durch die ÜNB ausgeglichen. Hierzu betreiben die ÜNB ein national wie auch grenzüberschreitend koordiniertes System der Leistungs-Frequenzregelung. Die hierfür benötigten Regelreserven werden bereits seit vielen Jahren marktbasierend über die von den ÜNB betriebenen Regelleistungsmärkte beschafft. Auf diesen Märkten schreiben die ÜNB die benötigten Regelreserven differenziert nach Reservequalitäten und Erbringungszeiträumen aus. Die Ausgestaltung dieser Märkte, die auf detaillierten regulatorischen Vorgaben beruht, wurde und wird mit Blick auf Präqualifikationsbedingungen, Beschaffungszyklen und -fristen, Produktdefinitionen und andere Regelungen kontinuierlich weiterentwickelt, auch mit dem Ziel der europaweiten Harmonisierung im Zuge der Umsetzung der EU-Verordnung „Electricity Balancing Guideline“. Durch diese Weiterentwicklungen wurde der Kreis der potenziellen Regelleistungsanbieter, der traditionell im Wesentlichen Betreiber von Großkraftwerken und großen Speicheranlagen umfasste, immer weiter ausgedehnt. Mittlerweile können neben Einzelanlagen auch Aggregate von kleinen erzeugungs-, speicher- und/oder verbrauchsseitigen Flexibilitätsbeiträgen an den Regelleistungsmärkten teilnehmen, sofern sie insgesamt die Größenschwelle von 1 MW erreichen und alle Präqualifikationsbedingungen u. a. hinsichtlich der erforderlichen Steuerungs- und Messtechnik erfüllen.

Diese systemorientierte Vermarktungsmöglichkeit für Flexibilitätsoptionen unterschiedlichster Art gliedert sich in drei Teilmärkte entsprechend den von den ÜNB benötigten Regelreservequalitäten [37]:

- Die Primärregelreserve (international „Frequency Containment Reserve“, FCR) dient der schnellen Stabilisierung der Netzfrequenz nach dem Auftreten von Ungleichgewichten. Sie muss spätestens 30 Sekunden nach Aktivierung vollständig erbracht werden und kann in der Regel bereits nach wenigen Minuten wieder zurückgeführt werden, da dann die Sekundärregelung eingreift.
- Die Sekundärregelreserve (international „automatic Frequency Restoration Reserve“, aFRR) wird automatisch von den zentralen Netzreglern der ÜNB aktiviert und dient dazu, einerseits die Primärregelung abzulösen und andererseits den Austausch zwischen den Regelzonen auf die jeweils aktuellen Sollwerte zurückzuführen. Sie muss nach Aktivierung innerhalb von 5 Minuten vollständig erbracht werden.
- Die Minutenreserve (international „manual Frequency Restoration Reserve“, mFRR) dient dazu, die Sekundärregelreserve durch Einsatz von Reserven mit geringeren Anforderungen an Aktivierungsgeschwindigkeit und Ansteuerbarkeit abzulösen, wobei diese Ablösung in der Regel erst erfolgt, wenn die Sekundärregelung bereits für längere Zeit in einer Richtung aktiviert ist. Die Minutenreserve wird über viertelstündliche Fahrpläne abgewickelt und muss innerhalb von 15 Minuten nach Aktivierung erbracht werden können.

Die in Abbildung 4.16 für die FCR, Abbildung 4.17 für die aFRR und Abbildung 4.18 für die mFRR wiedergegebenen Auswertungen der Ausschreibungsergebnisse auf den Regelleistungsmärkten zeigen beispielhaft für den Zeitraum 2020-2021 auf, welcher Leistungsbedarf jeweils ausgeschrieben wurde und welche Gebotsüberhänge sich auf den Märkten ergeben haben. Der Regelreservebedarf ist bei der FCR konstant, bei der aFRR und mFRR hingegen zeitlich veränderlich und nach Regelungsrichtung differenziert (aFRR+, aFRR-, mFRR+ und mFRR-).

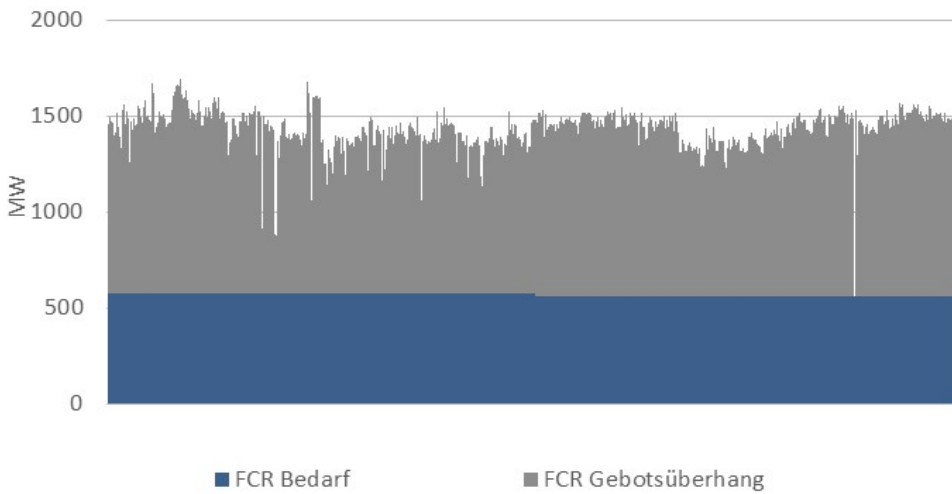


Abbildung 4.16: FCR-Bedarf Bedarf und -Gebotsüberhang (symmetrisches Produkt) in Deutschland im Zeitraum 2020-2021 (Tägliche Auflösung) [37]

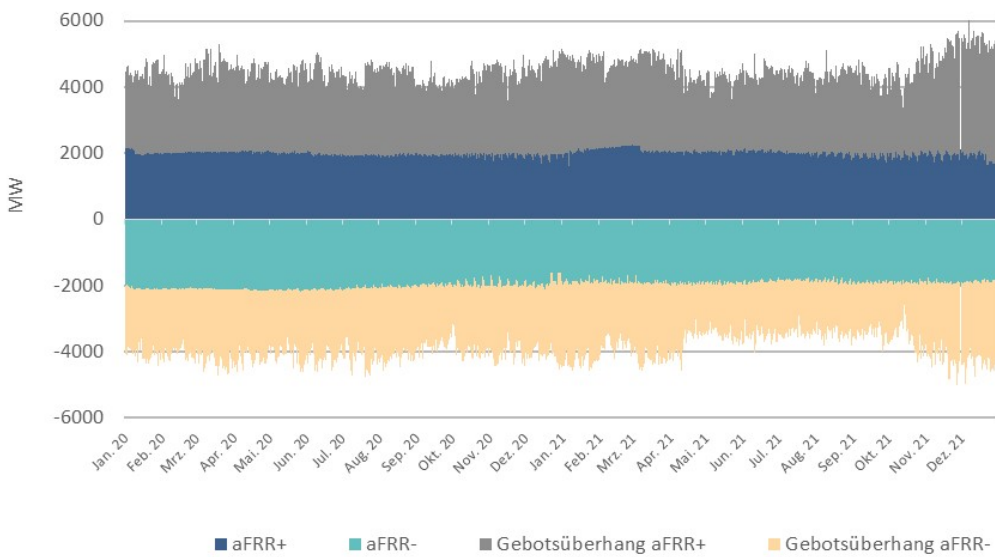


Abbildung 4.17: aFRR-Leistungs-Bedarf und -Gebotsüberhang in Deutschland im Zeitraum 2020-2021 (Stündliche Auflösung) [37]

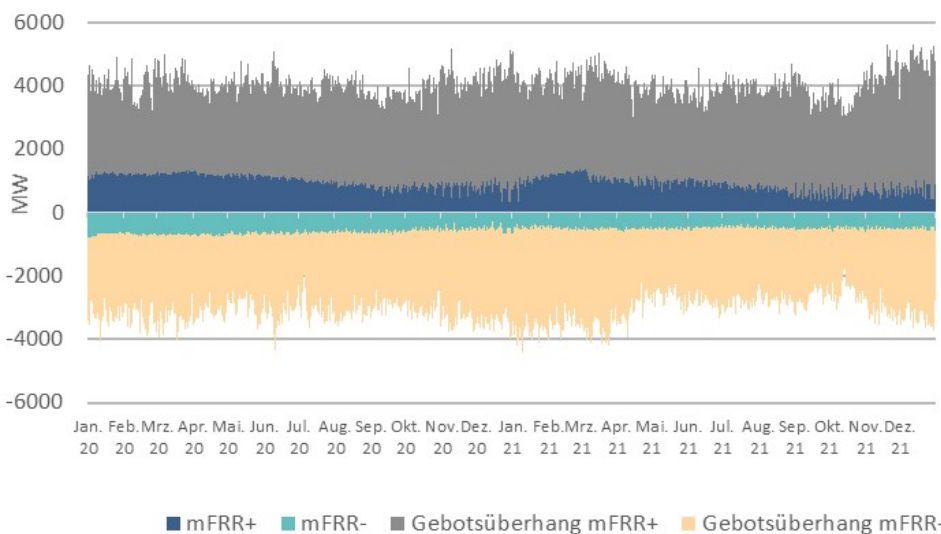


Abbildung 4.18: mFRR-Leistungs-Bedarf und -Gebotsüberhang in Deutschland im Zeitraum 2020-2021 (Stündliche Auflösung) [37]



# 5 Abschätzung der Kosten für die Flexibilitätsbereitstellung

Dieses Kapitel befasst sich mit der Analyse der Kosten, die für die Bereitstellung von Flexibilität anfallen. Nach einer über den Abschnitt 2.2 hinausgehenden Systematisierung der relevanten Kostenarten werden diese für die einzelnen Flexibilitätsquellen näher beleuchtet und eine Abschätzung ihrer Entwicklung im Betrachtungszeitraum bis 2030 vorgenommen.

Der Fokus liegt dabei auf den Kosten, die auf den Flexibilitätsanbieter zukommen, um die angefragte bzw. benötigte Flexibilität bereitzustellen. Auf diese Weise können alle drei beschriebenen Nutzungsszenarien Eigennutzung, netzorientierter und systemorientierter Einsatz gleichermaßen abgedeckt und besser verglichen werden.

## 5.1 Systematisierung von Kostenarten und -begriffen

An dieser Stelle werden die verwendeten Kostenarten und -begriffe beschrieben, welche bei der Darstellung der Kostensituationen der Technologien verwendet werden. Dazu werden im Vorfeld die Investitionskosten, die Betriebskosten sowie die Stromgestehungskosten erläutert. Einige dieser Begriffe wurden bereits in Kapitel 1 eingeführt und werden in diesem Kapitel näher konkretisiert.

### 5.1.1 Investitionskosten

Investitionskosten sind die Ausgaben, die nötig sind, um eine Einrichtung zu errichten und an das bestehende Stromnetz anzuschließen. Sie setzen sich zusammen aus den Beschaffungskosten für die jeweilige Technologie, den Installationskosten, Genehmigungen und Zertifizierungen sowie Rückstellungen für die Absicherung von Investitionsrisiken. Aufgrund der besseren Vergleichbarkeit wird üblicherweise mit auf die Bemessungsleistung oder die Leitungslänge bezogenen Investitionskosten gerechnet.

### 5.1.2 Betriebskosten

Betriebskosten umfassen alle anfallenden Kosten während des Betriebs einer Anlage. Aufwendungen für Brennstoffeinsatz und CO<sub>2</sub>-Zertifikate werden meist separat angegeben. Die Betriebskosten können in variable und fixe Bestandteile aufgeteilt werden.

Fixe Betriebskosten sind unabhängig von Energieproduktion, -verbrauch oder -speicherung in der Anlage und umfassen Pacht des Grundstückes, Versicherungsbeiträge, Geschäfts- und Betriebsführung und sonstige Verwaltungskosten. Die Kosten für Instandhaltung und Wartung können sowohl fixe als auch variable Bestandteile enthalten und werden daher zwischen beiden Kostenarten aufgeteilt. Die fixen Betriebskosten werden meist auf die Bemessungsleistung der Anlage bezogen.

Variable Betriebskosten stehen im direkten Zusammenhang zu Energieproduktion, -verbrauch oder -speicherung in der Anlage. Bei konventionellen Kraftwerken handelt es sich vorwiegend um die Beschaffungskosten für Hilfs- und Betriebsstoffe. Es können aber auch variable Instandhaltungs- und Wartungskosten anfallen für z. B. für den Austausch von Komponenten infolge nutzungsabhängigen Verschleißes.

### 5.1.3 Stromgestehungskosten

Die Stromgestehungskosten ergeben sich aus der Gegenüberstellung aller über die Lebensdauer der Anlage für die Errichtung und den Betrieb anfallenden Kosten und der Summe der erzeugten Energiemenge über die Nutzungsdauer. Generell werden Einnahmen wie z. B. aus dem Verkauf von Energiemengen oder durch Ausgleichzahlungen nicht einbezogen. D. h. die Stromgestehungskosten sind neben den Investitions-, Finanzierungs- und Betriebskosten auch abhängig von der Lebensdauer und dem Wirkungsgrad sowie den Standort- bzw. Betriebsbedingungen [31]. Für Letztere sind die Volllaststunden ein geeigneter Indikator.

## 5.2 Abschätzung der Kostenbestandteile

In diesem Unterkapitel werden die derzeitigen Kostenbestandteile der einzelnen Technologien und ein Ausblick auf die Kostenentwicklung in stark aggregierter Form dargestellt. Eine detailliertere Beschreibung, eine weitere Untergliederung und die Unterfütterung der Werte durch Vergleich mit den Ergebnissen anderer Studien finden sich im Anhang A.

### 5.2.1 Erzeugerseitige Flexibilität

Die spezifischen Investitionskosten für Kraftwerke sind in Abbildung 5.1 dargestellt. Auf der linken Seite finden sich die Werte für das 2022, auf der rechten Seite die Prognosen für das Jahr 2030.

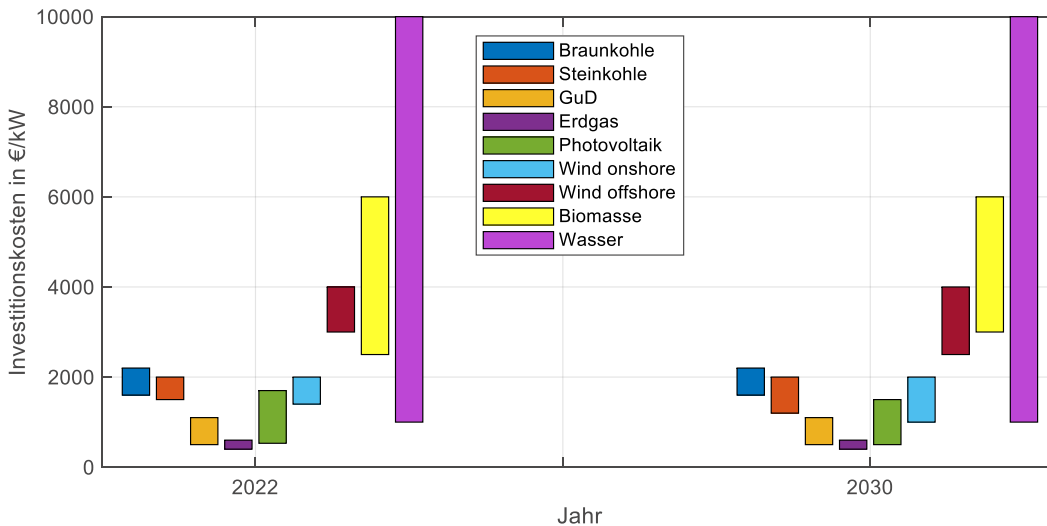


Abbildung 5.1: spezifische Investitionskosten für unterschiedliche Erzeugungsanlagen

Während bei Braunkohle, Erdgas, Offshore-Windenergie, Biomasse und Speicherwasserkraftwerken mit keiner nennenswerten Änderung der Investitionskosten zu rechnen ist, lassen sich für alle anderen betrachteten Energieträger tendenziell sinkende Investitionskosten abschätzen. Insbesondere hinsichtlich der Windenergie an Land dürften die spezifischen Preise fallen.

Ein anderes Bild zeigt sich jedoch in den für die Bewertung der Kosten der Flexibilitätsoption wesentlich relevanteren Stromgestehungskosten. Diese sind in Abbildung 5.2 dargestellt.

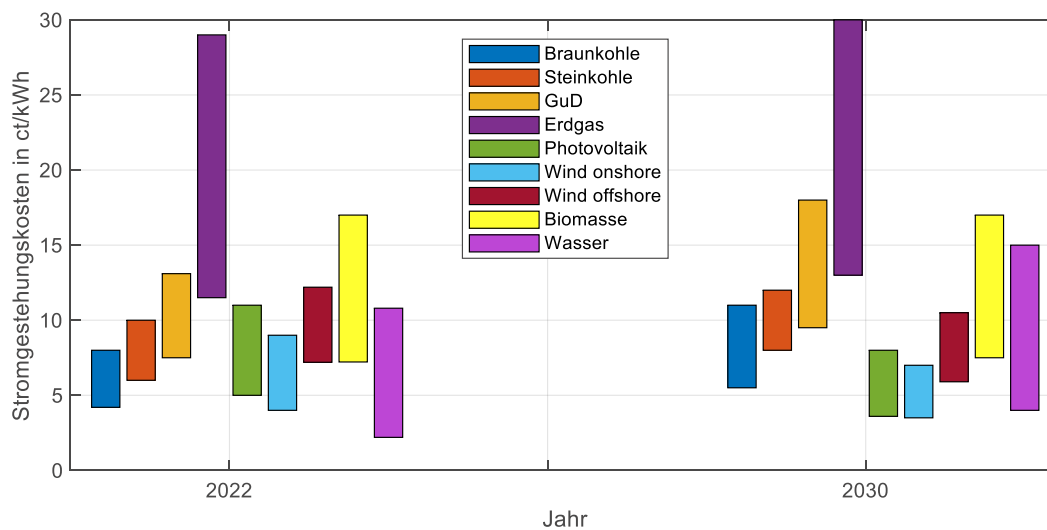


Abbildung 5.2: Stromgestehungskosten für unterschiedliche Erzeugungsanlagen

Hier zeigt sich deutlich, dass die Stromgestehungskosten für Kraftwerke auf Basis fossiler Energieträger durchgängig steigen werden, während die Stromgestehungskosten für Erneuerbare-Energien-Anlagen tendenziell sinken. Dies ist einerseits auf Skalierungseffekte der Anlagengrößen der Erneuerbaren und andererseits bei den konventionellen Anlagen auf die steigenden CO<sub>2</sub>-Zertifikat-

spreise und die Verdrängung aus dem Markt zurückzuführen. Letztere zeigt sich vor allem in den Volllastbenutzungsstunden der Anlagen. Diese sind in Abbildung 5.3 dargestellt.

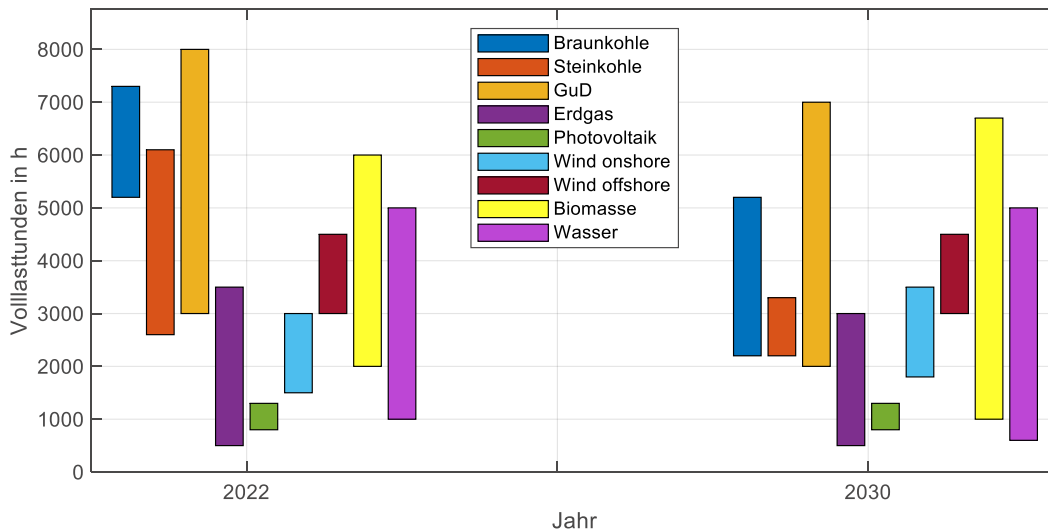


Abbildung 5.3: Volllaststunden für unterschiedliche Erzeugungsanlagen

Es wird erwartet, dass mit Ausnahme der schnell regelbaren Erdgaskraftwerke die Volllaststunden fossil befeuerter Kraftwerke deutlich sinken werden. Die Volllaststunden der Photovoltaikanlagen sind rein dargebotsabhängig. Es werden keine nennenswerten Änderungen erwartet. Bei der Windenergie an Land geht der Trend zu höheren Türmen und im Verhältnis zur Generatorleistung stärker wachsenden Rotorflächen. Daher ist bei der Windenergie tendenziell mit einer Zunahme der Volllaststunden zu rechnen. Für Biomasseanlagen und Wasserkraftwerke wird mit einer Aufweitung des Spektrums gerechnet. Eine Erhöhung der Volllaststunden ist plausibel, da die Anlagen aufgrund der kontinuierlichen Verfügbarkeit ihres Primärenergieträgers vermehrt ehemalige Grundlastkraftwerke ersetzen müssen. Gleichzeitig gibt es bei der Biomasse Konzepte, Neuanlagen zu flexibilisieren, die Gasspeicherfähigkeit zu nutzen und vermehrt zu Spitzenlastzeiten Strom zu produzieren. Der Rückgang der Volllaststunden der Wasserkraftwerke ist im Wesentlichen auf die Befürchtung sinkender Pegel in Folge des Klimawandels zurückzuführen.

## 5.2.2 Verbraucherseitige Flexibilitätsquellen

### Power-to-Gas und Power-to-Heat

Die auf die elektrische Anschlussleistung bezogenen Investitionskosten für Anlagen zur Sektorenkopplung und ihre Entwicklung bis 2030 sind in Abbildung 5.4 dargestellt. Aufgrund der besseren Vergleichbarkeit sind hier nur die Kosten für die Energiewandler berücksichtigt. Es können noch Investitionskosten für zusätzliche Speichertechnologien hinzukommen.

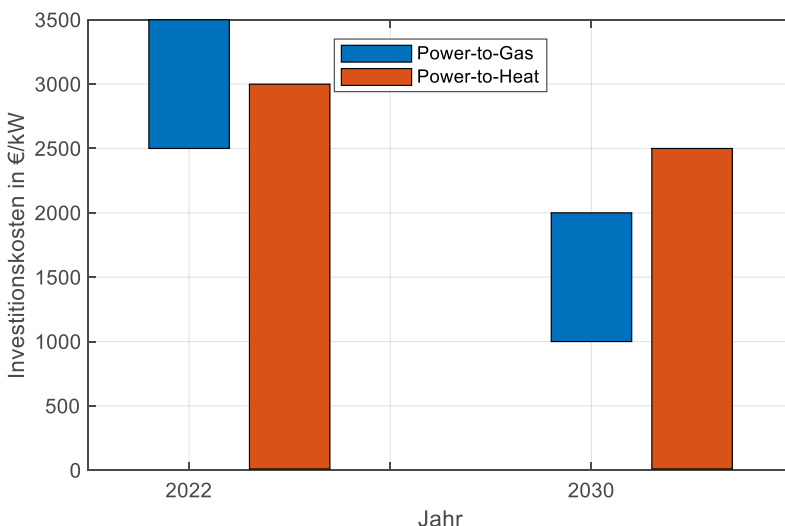


Abbildung 5.4: spezifische Investitionskosten für Anlagen zur Sektorenkopplung

Insbesondere bei Power-to-Gas-Anlagen hängen die Investitionskosten stark von der eingesetzten Technik und von Skalierungseffekten ab. Es wird erwartet, dass die Preise stark sinken werden. Anders sieht es bei Power-to-Heat-Anlagen aus. Hier ist die Technik (Elektrodenkessel, Wärmepumpen, ...) weitgehend ausgereift und günstig zu erwerben, so dass die Preisdegression deutlich geringer ausfallen wird. Die breite Spreizung ergibt sich aus den unterschiedlichen Technologien und durch die Variation mit der Anlagengröße. Lösungen zur direkten Beheizung sind extrem günstig, Lösungen mit Wärmepumpe recht teuer. Bei großen Leistungen sind grundsätzlich geringere spezifische Kosten zu erwarten als bei kleinen Leistungen. Vielfach wird aktuell bei Wärmepumpen aufgrund der gesetzlichen Vorgaben (GEG) in dem zu erwartenden Massenmarkt mit sinkenden Preisen gerechnet. Dagegen spricht allerdings, dass solche Anlagen von asiatischen Anbietern bereits in großen Stückzahlen als Commercial Aircon (CAC) gefertigt werden. Daher können Kostensenkungen vor allem durch effizientere Vertriebsstrukturen und ein ausgeglicheneres Verhältnis von Angebot und Nachfrage erreicht werden. Technische Weiterentwicklung und Skaleneffekte in der Produktion dürften eher untergeordnet sein. Die geringsten Investitionskosten haben dabei direkte elektrische Wärmeerzeuger, wie z. B. Durchlauferhitzer oder Heizstäbe für den Gebäudesektor. Bei Durchlauferhitzern liegen die Investitionskosten heute schon bei 10...15 €/kW. Dadurch brauchen diese Anlagen für einen wirtschaftlichen Betrieb im Gegensatz zu den Power-to-Gas-Anlagen keine hohen Volllaststunden. Die Kosten für einen Warmwasserspeicher für den Gebäudesektor (Temperaturspreizung 50 K) liegen je nach Ausführung (Volumen, Material, Isolierung, Wärmetauscher) im Bereich 20...40 €/kWh. In Kombination mit einer Wärmepumpe wird der Wärmespeicher allerdings mit einer wesentlich geringeren Temperaturspreizung ausgelegt werden müssen und damit zwangsläufig höhere Kosten pro kWh erhalten.

Bei den in Abbildung 5.5 dargestellten Gesamtkosten der Anlagen zeigt sich ein ähnliches Bild.

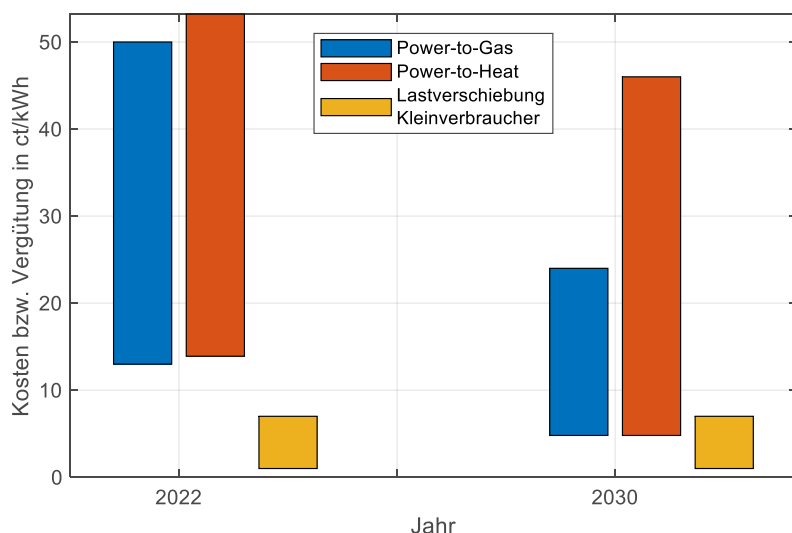


Abbildung 5.5: Gesamtkosten bzw. Flexibilitätsvergütung für Verbrauchsanlagen

Im Fall von Power-to-Gas und Power-to-Heat kann mit zukünftig sinkenden Gesamtkosten gerechnet werden. Dies liegt nicht nur an den sinkenden Investitionskosten, sondern insbesondere bei Power-to-Gas-Anlagen vor allem auch an den steigenden Volllaststunden. Bei Power-to-Gas-Anlagen zeigt sich folgendes Dilemma: Die hohen Anlagekosten würden eigentlich, wie bei klassischen Elektrolyseanlagen, einen Betrieb mit hoher Volllaststundenzahl erfordern. Das Ziel, die Wasserstoffherzeugung mit EE-Erzeugungsspitzen zu betreiben, und damit sowohl ökologisch nachhaltig als auch mit geringen Stromkosten, lässt jedoch derzeit nur geringe Volllaststunden zu. Aktuell sehen unterschiedliche Studien die Grenze zur Wirtschaftlichkeit erst ab 2.800 h bis 4.000 h erreicht. In beiden Fällen sind die Strombezugskosten (mit allen Nebenkosten) ein wichtiger Faktor. Während für die Nutzung bei kurzen EE-Erzeugungsspitzen von geringen Stromkosten ausgegangen werden kann, ist bei geringem EE-Dargebot und hohen Volllaststunden eher mit hohen Strompreisen zu rechnen. Das führt zu der Annahme, dass die Volllaststunden auch zukünftig eher im unteren Bereich des dargestellten Spektrums zu erwarten sein werden und Power-to-Gas-Anlagen damit tendenziell auch in den nächsten Jahren nicht wirtschaftlich betrieben werden können. Erst mit weiterem, beschleunigtem Ausbau Erneuerbarer Energien und mit Kostensenkungen bei den Anlagen ist langfristig eine Perspektive zur Wirtschaftlichkeit gegeben. In Fall hoher Volllaststunden kann der Bedarf nicht zu jedem Zeitpunkt durch erneuerbare Energien gedeckt werden. Der Betrieb einer Power-to-Gas-Anlage mit Graustrom macht jedoch auch aus ökologischen Gründen keinen Sinn. Um das zu vermeiden, müssen Anreize oder Regulierungen geschaffen werden, Elektrolyseanlagen zur Wasserstoffherzeugung ausschließlich zur EE-Erzeugung angepasst zu betreiben.

Power-to-Heat-Anlagen mit direkter Beheizung eignen sich wegen der geringen Investitionskosten vor allem zur Nutzung von EE-Überschüssen, die nur mit geringer Jahresstundenzahl zur Verfügung stehen. Power-to-Heat mittels Wärmepumpe dagegen dient nicht vorrangig der Bereitstellung von Flexibilität. Die durch Wärmepumpen bereitgestellte Flexibilität ist begrenzt und darf nicht überbewertet werden. Eine Abschätzung des Bereichs der Volllaststunden für Power-to-Heat- und Power-to-Gas-Anlagen ist in Abbildung 5.6 gegeben.

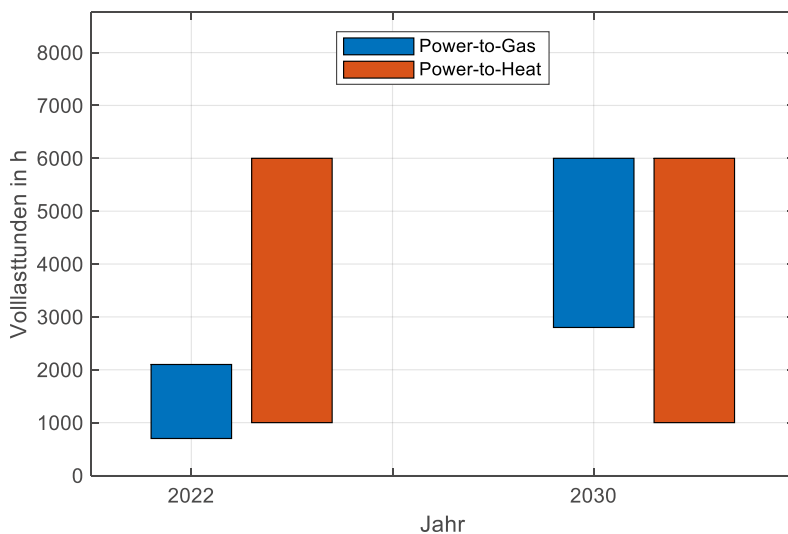


Abbildung 5.6: Volllaststunden der Anlagen zur Sektorenkopplung

### Elektromobilität

Für die Flexibilisierung des Energiesystems sind seitens der Elektromobilität insbesondere die Kosten für die Ladeinfrastruktur und die anteiligen Kosten der Batteriespeicher relevant. Bisher realisierte öffentliche Ladesäulen mit zwei 22-kW-Anschlüssen kosten zwischen 10.000 und 20.000 €, wodurch sich spezifische Investitionskosten von 230 bis 460 €/kW ergeben. Unter Annahme eines Stromkaufpreises von 40 ct/kWh, jährlichen fixen Kosten von 480 €, der derzeitigen Ladeauslastung von durchschnittlich 19,1 kWh pro Tag und einer jährlichen Steigerung von 10 % sowie einer erwarteten Lebensdauer der Ladesäule von sechs bis acht Jahren ergeben sich Betriebskosten von 55 bis 62 ct/kWh. Ihnen gegenüber stehen die Erlöse aus dem Stromverkauf und die Bezuschussung durch die THG-Quote. Ohne diese Förderung ist der Betrieb einer öffentlichen Ladesäule nicht wirtschaftlich. Erst durch die THG-Quote wird die Ladesäule in unter zehn Jahren rentabel.

Viel relevanter für die Flexibilisierung des Energiesystems sind jedoch private Wallboxen und Ladepunkte am Arbeitsplatz, da die Verweilzeiten dort länger sind. Für Wallboxen mit einer Ladeleistung von 11 kW fallen je nach Ausstattung und Funktionsumfang Investitionskosten zwischen 300 € und 1.000 € an. Ladepunkte mit 22 kW kosten üblicherweise zwischen 400 € und 1.400 €. In beiden Fällen kommen Installationskosten zwischen 400 € und 2.300 € hinzu, die maßgeblich vom Installationsaufwand abhängen. Während 11-kW-wallboxen beim Netzbetreiber nur (kostenfrei) anzeigepflichtig sind, müssen Ladepunkte mit größerer Leistung genehmigt werden. Hierfür fallen mindestens 500 € an, die sich jedoch auf bis zu 2.500 € erhöhen können, falls Netzverstärkungsmaßnahmen erforderlich werden sollten.

Beim monodirektionalen Laden wird die Flexibilität durch das zeitliche Verschieben des Ladezeitpunktes erreicht, so dass die Betriebskosten unabhängig von der Inanspruchnahme der Flexibilität anfallen. Die tatsächlichen Flexibilitätskosten ergeben sich folglich ausschließlich aus der Schaffung eines Anreizes, den Ladezeitpunkt zu verschieben. Eine verlässliche Prognose zur Höhe des Anreizes kann noch nicht abgegeben werden. Für die Darstellung in Abbildung 5.5 wurde von einer Vergütung zwischen 1 ct/kWh bis 7 ct/kWh ausgegangen.

### Lastverschiebung

Die Kosten für Lastverschiebungen durch Prozessanpassungen variieren je nach Nutzungszweck und Verbrauchertyp und hängen von zahlreichen Faktoren ab. Dazu gehören u. a. der Umfang und die Umsetzungsgeschwindigkeit des jeweiligen Flexibilitätsangebots, die hierfür erforderlichen technischen Voraussetzungen, die regulatorischen Rahmenbedingungen und die eingesetzte Flexibilitätsquelle.

Erfahrungen aus der Vergangenheit u.a. mit der AbLaV haben gezeigt, dass die Bereitschaft zur prozessualen Lastverschiebung bei energieintensiven Unternehmen nur gering ist und für vergleichsweise hohe Preise erkauf werden muss. In der AbLaV waren hierzu Preise bis zu 500 €/MW pro Tag für die Vorhaltung und 100 € bis 400 € pro genutzter Megawattstunde in einem Auktionsverfahren vorgesehen. Wie in Kapitel 4 beschrieben, wurden abschaltbare Lasten nahezu ausschließlich systemorientiert zum Bilanzausgleich genutzt.

Andere Studien fokussieren daher primär auf den Einsatz von Verbraucherflexibilität im Rahmen der Regelleistung. DNV [3] sieht hier Preisbereiche zwischen 200 €/MWh und 1.100 €/MWh als realistisch an. Die Aktivierungszeiten werden zwischen 50 und 500 Stunden pro Jahr abgeschätzt.

Unterstützt wird die Einschätzung der geringen Flexibilisierungsbereitschaft durch eine Studie des Fraunhofer ISI [81], die zu der Erkenntnis kommt, dass am Beispiel von Belüftung und Klimaanlage selbst durch eine Verfünzigfachung der Vergütung nur eine Verdopplung der flexiblen Energiemenge erreichbar ist und die in Abbildung 5.7 dargestellte Kurve einen degressiven Verlauf aufweist.

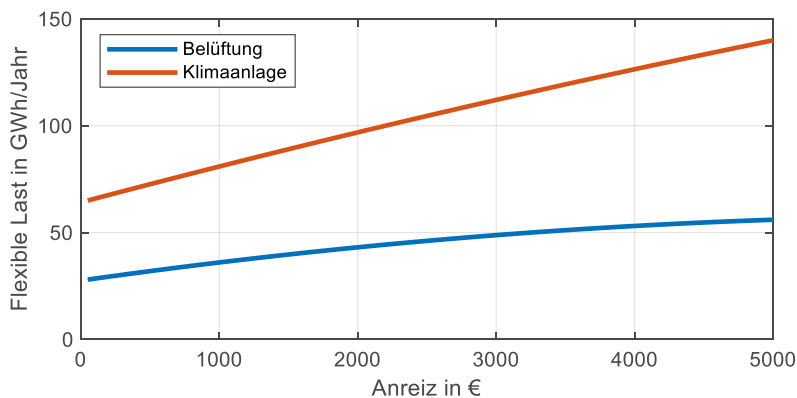


Abbildung 5.7: verfügbares Flexibilitätspotenzial in Abhängigkeit vom Anreiz [81]

Tendenziell gilt, dass Investitionskosten in prozessuale Lastverschiebepotenziale eher gering ausfallen, da die Prozesstechnik in industriellen Unternehmen schon vorhanden ist und ggf. nur geringfügig angepasst werden muss. Auch im Kleinverbraucherbereich sind die Zusatzkosten für ein Energiemanagementsystem eher gering im Vergleich zur Anschaffung z. B. eines Heimspeichers und oft bereits Teil des Gesamtpakets. Kosten für die Steuertechnik und das erforderliche Energiemanagementsystem sind in Kapitel 5.3 abgeschätzt.

### 5.2.3 Speicherseitige Flexibilitätsquellen

Anders als bei der Elektromobilität ist bei stationären und auch zukünftigen mobilen Energiespeichern, die die eingespeicherte Leistung wieder ausspeisen können sollen, der komplette Zyklus Beladung – Ladungserhaltung – Entladung zu betrachten. Bei den Investitionskosten ist zwischen leistungsabhängigen und kapazitätsabhängigen Kosten zu unterscheiden. In die Berechnung der Speicherkosten – also der Mehrkosten für Energie, die durch die Speicherung entstehen („levelized cost of storage“, kurz LCOS) – fließen neben den Investitionskosten insbesondere die kalendarische und die Zyklenlebensdauer als auch alle Verluste, die durch die Speicherung entstehen, ein. Diese spezifischen Speicherkosten werden auf die ausgespeicherte Energie – also die nutzbare Energie – bezogen, z. B. in ct/kWh. Die Speicherkosten hängen stark von den während der Lebensdauer des Speichersystems tatsächlich realisierten Zyklen (bzw. äquivalenten Vollzyklen) ab. Daher wird auch häufig unterschieden zwischen sog. Tagesspeichern mit relativ vielen Zyklen (ein bis zwei Zyklen pro Tag) und Saisonspeichern mit sehr wenigen Zyklen (ein bis zwei Zyklen pro Jahr). Eine Wirtschaftlichkeit ist insbesondere bei Speichern für den saisonalen Ausgleich kaum darstellbar, da bei diesen die getätigte Investition mit nur wenigen Zyklen refinanziert werden müsste.

Die auf die Bemessungsleistung bezogenen spezifischen Investitionskosten sind in Abbildung 5.8 und die auf die Kapazität des Speichers bezogenen spezifischen Investitionskosten in Abbildung 5.9 dargestellt.

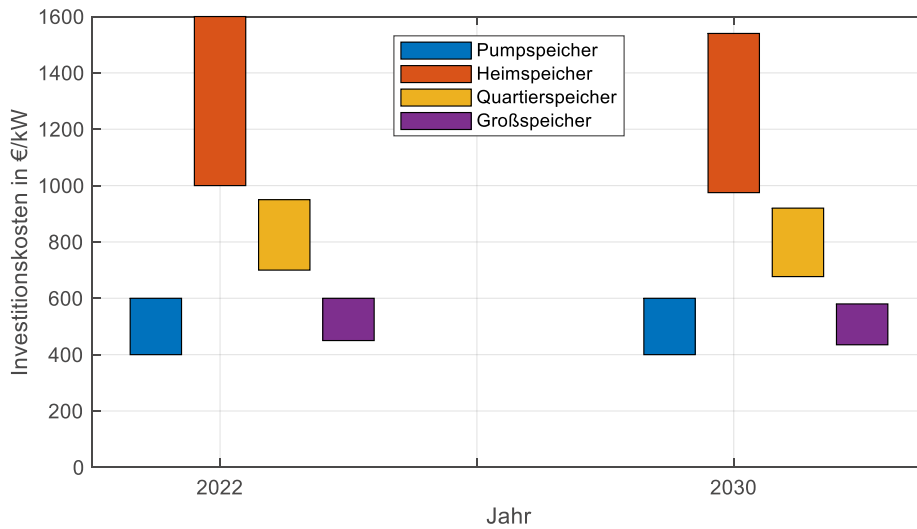


Abbildung 5.8: Leistungsbezogene spezifische Investitionskosten für Energiespeicher

Die angegebenen Kosten für die Batteriespeicher und die Pumpspeicher beziehen sich in beiden Abbildungen auf die gesamte Anlage inkl. Energiewandler.

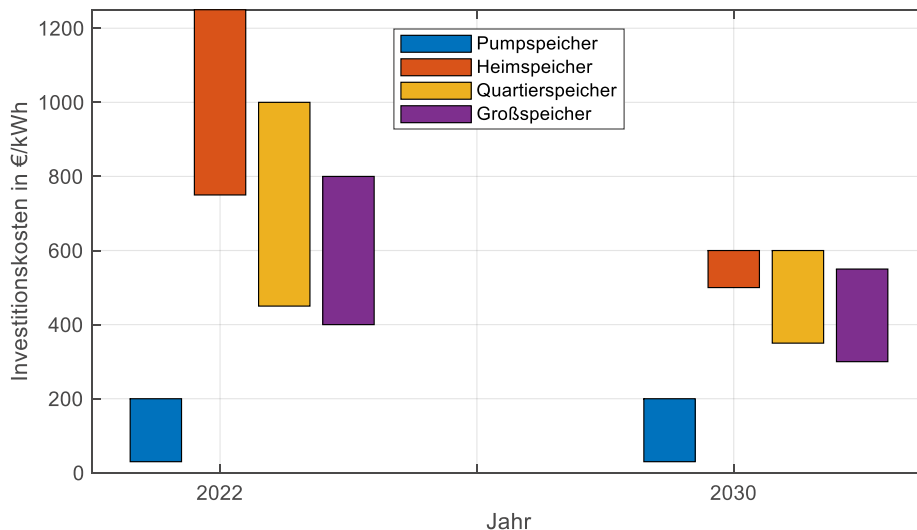


Abbildung 5.9: Kapazitätsbezogene spezifische Investitionskosten für Energiespeicher

Bei Pumpspeichern ist die notwendige Technik ausgereift. Zudem ist das Potenzial für weitere Pumpspeicher in Deutschland eher klein. Es wird daher damit gerechnet, dass die Kosten keine nennenswerten Änderungen erfahren werden und auch keine größeren Kapazitätserweiterungen erwartet werden können. Der Ausbaubedarf für Wasserstoffspeicher ist absehbar. Allerdings ist ein stärkerer Ausbau erst nach 2030 zu erwarten, da für den Betrieb der Elektrolyseure nicht ausreichend EE-Strom zur Verfügung steht. Ein Teil der vorhandenen Erdgasspeicher (Kavernenspeicher in Salzstöcken) kann auch auf die Speicherung von Wasserstoff umgerüstet werden. Bei Batteriespeichern werden zukünftig massive Investitionen in allen Leistungsklassen erwartet. Da die Technologielernkurve weiterhin steigt und Produktionskapazitäten aufgebaut werden, ist mit einem Preisrückgang zu rechnen.

Die genannten Speichertechnologien werden sehr unterschiedlich eingesetzt. Gasspeicher sind typische Langzeitspeicher mit nur etwa einem Zyklus pro Jahr. Da sich ihre Nutzung somit erheblich von der der weiteren Speicher unterscheidet, und der Zyklus Power-to-Gas-to-Power mit Verlusten um 60 % übereinstimmend als nicht wirtschaftlich bewertet wird, werden Gasspeicher im Folgenden nicht weiter betrachtet. Pumpspeicherwerke werden sowohl im Kurzzeitbereich als auch im mittelfristigen Bereich eingesetzt und kommen heute typischerweise auf Zyklenzahlen von 100 pro Jahr bis 1 pro Tag. Einige Studien legen nahe, dass durch den weiteren Zubau von PV zukünftig auch mit zwei Zyklen pro Tag bei PSW gerechnet werden kann. PV-Heimspeicher durchlaufen in den Monaten mit hoher Sonneneinstrahlung ebenfalls einen Zyklus pro Tag, während Quartierspeicher auf ein bis zwei Zyklen pro Tag kommen. Mit Ausnahme der als Netzbooster genutzten Batterie-Großspeicher, die ebenfalls nur auf wenige Zyklen pro Jahr kommen, können Batteriespeicher im industriellen Umfeld

im system- oder eigennutzorientierten Einsatz auch auf mehr als zwei Zyklen pro Tag kommen. Unter diesen (konservativen) Annahmen und dem Trend, dass – vor allem im Heimspeicherbereich – die Speicherkapazität pro Anlage zukünftig steigen wird, sind die nivellierten Speicherkosten in Abbildung 5.10 dargestellt.

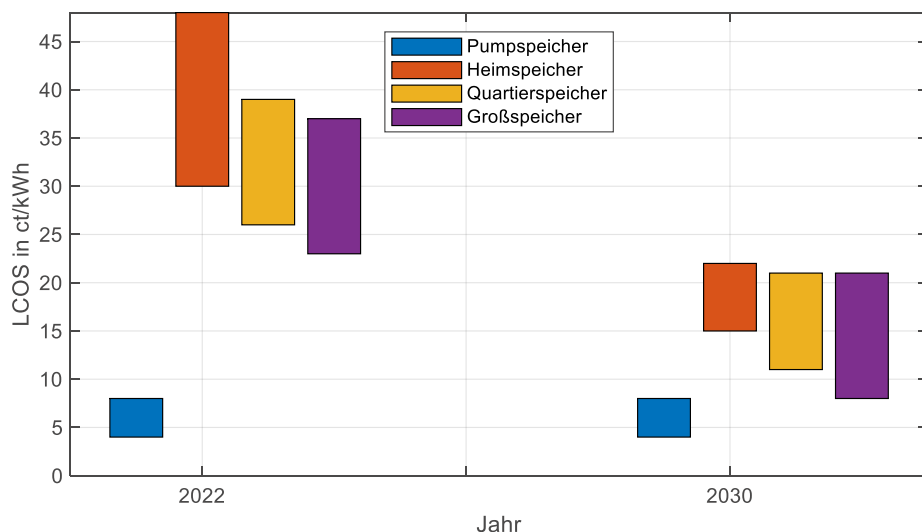


Abbildung 5.10: Abschätzung der Entwicklung der LCOS

PSW werden auch zukünftig die günstigste Form der Energiespeicherung bleiben. Dennoch ist bei Batteriespeichersystemen eine klare Degression der Nutzungskosten zu verzeichnen. Vor dem Hintergrund steigender Strompreise steigt deren Wirtschaftlichkeit somit weiter an.

## 5.2.4 Netzflexibilität

Wie in Kapitel 3.4 beschrieben, kann auch das Netz selbst Flexibilität zur Verfügung stellen. Die eigentliche Flexibilitätserbringung in Form von Schalthandlungen oder Trafostufungen ist abgesehen von einer geringfügigen Änderung der Netzverluste kostenfrei. D. h. für die Bereitstellung von Netzflexibilität fallen ausschließlich Investitionskosten an. Die Übertragungsnetzbetreiber liefern im Anhang zum Netzentwicklungsplan Richtwerte für Kosten einzelner Betriebsmittel. Die für diese Studie relevanten Angaben sind in Tabelle 5.1 zusammengefasst und um Richtwerte für Betriebsmittel im Verteilnetz ergänzt.

Tabelle 5.1: Richtwerte für Betriebsmittelkosten (inkl. Montage bzw. Kabellegung)

Bezeichnung	Spezifische Kosten
Höchstspannungsfreileitung	2,5 Mio. €/km
Höchstspannungserdkabel	11,5 Mio. €/km
Hochspannungsfreileitung	0,5 Mio. €/km
Hochspannungserdkabel	1 Mio. €/km
Nieder- und Mittelspannungserdkabel	250 – 450 k€/km
Höchstspannungsschaltanlage	3,5 – 4,9 Mio. € / Stück
Hochspannungsschaltanlage	2 Mio. € / Stück
MS / NS Kompaktstation	25 – 30 k€ / Stück
Netzkuppeltransformator	13 – 18 k€/MVA
Phasenschiebertransformator	14,3 k€/MVA
DC-Freileitung	2,0 Mio. €/km
DC-Erdkabel	6,5 Mio. €/km
DC-Konverterstation	0,3 Mio. €/MW



## 5.3 Abschätzung des Investitionsbedarfs in Kommunikationstechnik

Damit Flexibilitätsquellen netz- oder systemorientiert eingesetzt werden können, müssen sie extern angesteuert werden können und idealerweise auch beobachtbar sein. Dies setzt auf der einen Seite ein vorhandenes Energiemanagementsystem (EMS) beim Betreiber der Flexibilitätsquelle und andererseits einen geeigneten Kommunikationsweg zur Ansteuerung voraus.

EMS sind heute oft bereits Bestandteil von Erzeugungs-, Verbrauchs- oder Speichereinrichtungen. Sie dienen beispielsweise der Steuerung und Überwachung der Anlage sowie der Fehleranalyse. In der Regel gestatten sie auch die Fernsteuerung und Fernwartung durch den Hersteller, wofür eine Kommunikationsschnittstelle erforderlich ist. Mit ihr können dem Hersteller und ggf. auch anderen berechtigten Datenempfängern Zustands-, Mess- und Zählwerte zur Verfügung gestellt werden.

### 5.3.1 Erzeugerseitiger Investitionsbedarf

Das EEG regelt in § 9 in Verbindung mit dem Messstellenbetriebsgesetz in Abhängigkeit von der Bemessungsleistung und des Primärenergieträgers der Erzeugungsanlage die Verpflichtung zur Beobachtbarkeit und Steuerbarkeit der Anlage. Insbesondere Kleinsterzeugungsanlagen und Anlagen, die hinter einem Netzanschluss betrieben werden, hinter dem auch mindestens eine steuerbare Verbrauchseinrichtung nach § 14a EnWG betrieben wird, sind zukünftig zur Nutzung des Smart-Meter-Gateways verpflichtet. Damit kommen neben den Investitionskosten für die Messeinrichtung je nach Anlagengröße jährliche Kosten von 100 € bis 200 € hinzu. Da diese allerdings bereits verpflichtend sind, fallen für eine zusätzliche Nutzung im Rahmen einer Erbringung von Flexibilität keine weiteren Kosten an.

Bisher wurden kleinere Anlagen, die nur zur Steuerbarkeit verpflichtet waren, meistens über Funkrundsteuertechnik angesprochen, die ausschließlich eine monodirektionale Kommunikation vom Sender zum Empfänger zulässt. Hierfür sind Investitionskosten zwischen 300 € und 600 € üblich. Größere Anlagen und Anlagen in der Direktvermarktung, die zusätzlich auch beobachtbar sein müssen, wurden fernwirktechnisch angebunden. Hierfür sind Investitionskosten zwischen 700 € und 1500 € üblich.

### 5.3.2 Verbraucherseitige Investitionskosten

Für den Wohnbereich kosten die oben beschriebenen EMS-Programme 600 bis 800 € zzgl. 10 bis 20 % jährliche Wartungsgebühr. Auch hier fordert das Messstellenbetriebsgesetz den Einsatz eines Smart-Meter-Gateways zur Steuerung der flexiblen Verbrauchseinrichtungen. Hierdurch entstehen jährliche Kosten zwischen 23 € und 130 € für den Anlagenbetreiber, die zum Teil vom Verteilnetzbetreiber mitgetragen werden sollen, so dass ab 2025 gemäß GNDEW der Kostenanteil für den Verbraucher bei 20 € liegen wird. In Kombination mit einer Erzeugungsanlage können die Kosten auf 200 € ansteigen. Daneben haben jedoch viele Hersteller bereits individuelle Kommunikationslösungen eingeführt, die zum Beispiel das Mobilfunknetz oder das öffentliche Internet nutzen. Üblicherweise verwenden diese genau wie die EMS-Lösungen standardisierte Protokolle, so dass sie über entsprechende Schnittstellen mitgenutzt werden können (Smart-Grid ready).

Industrielle Verbraucher benötigen in der Regel größere Energiemengen, haben aber durch ihre Prozessleittechnik oft bereits einen guten Überblick über den Zustand ihrer Anlagen sowie die Mess- und Zählwerte. Anders als bei Privathaushalten sind die Kosten für die zusätzliche Messinfrastruktur auch im Verhältnis zu Verbrauch bzw. Erzeugung relativ gering, so dass die Mehrkosten dafür nicht ins Gewicht fallen.

## 5.4 Erkenntnisse

Die Bereitstellung von Flexibilität ist unabhängig von der genutzten Flexibilitätsquelle zunächst mit Kosten verbunden. Es hat sich gezeigt, dass sowohl die konventionelle als auch die erneuerbare erzeugerseitige Flexibilität mit Ausnahme des Erdgases heute und auch in Zukunft fast ausschließlich im Bereich zwischen 5 und 15 ct/kWh bewegt. Im Bereich der erneuerbaren Energien ist tendenziell mit fallenden Preisen zu rechnen. Verbraucherseitige Flexibilität auf Basis von Sektorenkopplungstechnologien und hier insbesondere Power-to-Heat wird bis 2030 günstiger werden und damit eine wettbewerbsfähige Flexibilitätsquelle. Die Höhe des Anreizes zur Verschiebung des Ladezeitpunkts der Elektromobilität ist noch festzulegen. Auf der anderen Seite zeigt sich, dass Verbraucherflexibilität auf Basis von Prozessanpassungen ohne interne Energiespeicherung zu deutlich höheren Preisen erkaufte werden muss und damit auch zukünftig eher eine nachrangig genutzte Form der Flexibilität sein wird. Flexibilität auf Basis von Pumpspeichern wird auch zukünftig sicher wettbewerbsfähig bleiben. Aufgrund sinkender Batteriespeicherkosten nähern sich auch diese dem genannten Intervall an. Gasspeicher nehmen als Langzeitspeicher mit deutlich geringerer Zyklenzahl eine Sonderrolle ein.

# 6 Quantifizierung des Nutzens

Dass große Potenziale an flexibler Energie bestehen und wie sie eingesetzt werden können, wurde bereits in den vorherigen Kapiteln beschrieben. Im Folgenden sollen mit Verweis auf Ergebnisse zahlreicher Studien die definierten Flexibilitätsoptionen (erzeugungsseitig, verbrauchsseitig, speicherseitig) anhand von verschiedenen Kriterien auf ihren sinnvollen Einsatz für die definierten Nutzungszwecke (eigener, netzorientierter, systemorientierter Nutzen) analysiert werden.

Das Ziel eines effizienten Energiesystems sollte über den volkswirtschaftlich optimalen Ausbau und Betrieb von flexiblen Einrichtungen für die verschiedenen Nutzungszwecke erreicht werden. Wie jedoch dieses volkswirtschaftlich optimale Ziel erreicht werden kann, hängt insbesondere von den Instrumenten zur Flexibilitätshebung ab. Aufgrund verschiedener technischer Anforderungen sowie verschiedener Vergütungsmodelle können hier erhebliche Unterschiede zwischen einzelnen Anlagentypen sowie deren Einsatzmöglichkeiten entstehen.

Da nicht zu jeder Zeit alle drei Zwecke durch dieselbe Leistungsänderung einer flexiblen Anlage bedient werden können und somit häufig Einsatzkonflikte zwischen den verschiedenen Nutzungsoptionen entstehen, werden in diesem Kapitel für betrachtete Flexibilitätsoptionen priorisierte Nutzungsmöglichkeiten abgeleitet (siehe Abbildung 6.1).

Das erste Kriterium dieser Gegenüberstellung besteht aus den entstehenden **Kosten** (siehe Kapitel 5). Darunter fallen beispielsweise Investitionen in neue Anlagen, IKT-Nachrüstungen, Präqualifizierungskosten sowie Teilnahmegebühren für Marktplätze. In Kombination mit dem erzielbaren **Erlöspotenzial** einer Flexibilitätsoption für eine spezielle Nutzungsmöglichkeit ergibt sich der Gewinn.

Neben rein ökonomischen Nachteilen bestehen oft weitere **Hürden**, welche die Hebung des Flexibilitätsnutzens erschweren. Dieses können regulatorische Hemmnisse, Fehlanreize, Komforteinbußen, zeitintensive Prozesse oder sonstige Komplexitäten sein.

Ein weiteres Kriterium ist die gesamtheitliche **Chance** für das Energiesystem. Hier wird der sinnvolle Einsatz einer Flexibilitätsoption bewertet. Dies kann musterhaft der technische Nutzen für das lokale Stromnetz oder der Beitrag für ein besseres Gleichgewicht zwischen Erzeugung und Verbrauch binnen einer Regelzone sein.

Es gilt zu beachten, dass einzelne Anlagen für sich einen individuellen Flexibilitätsnutzen aufweisen, welcher nicht zwangsläufig durch die Analysen innerhalb dieses Kapitels abgebildet werden kann. Deshalb beschränkt sich dieses Kapitel auf die Beschreibung der wesentlichen Flexibilitätsoptionen und deren verbreiteter Nutzungszwecke.

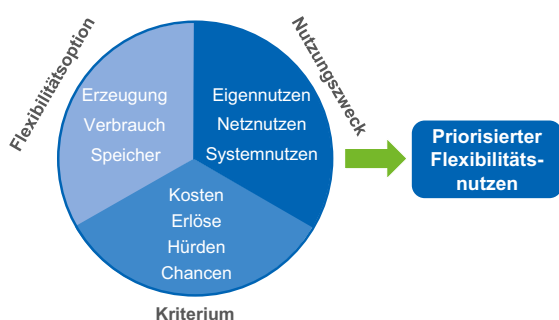


Abbildung 6.1: Ableitung des priorisierten Flexibilitätsnutzens von Flexibilitätsoptionen

## 6.1 Eigennutzung

Im Folgenden werden auf Basis ausgewählter Studien Hemmnisse und Chancen für den Flexibilitätszweck der Eigennutzung aus Betreibersicht diskutiert. Wie in den vorherigen Kapiteln beschrieben, zeichnet sich dieser Zweck insbesondere dadurch aus, dass flexible Erzeuger, Verbraucher oder Speicher entsprechend flexibilisiert werden, um nach betreibereigenen Zielsetzungen optimiert zu werden. Ein wesentliches Merkmal hierbei ist, dass dieser Flexibilitätszweck ausschließlich auf die Sphäre des Betreibers ausgerichtet ist und sich nicht nach Interessen Dritter richtet (siehe Abschnitt 2.1.3).

Im Folgenden werden die Einsatzmöglichkeiten von erzeugungs-, verbrauchs- und speicherseitigen Flexibilitätsoptionen nach ihrem Eigennutzen separat voneinander beschrieben.

### 6.1.1 Erzeugerseitige Flexibilität

Im Folgenden wird die Flexibilität auf der Erzeugerseite betrachtet und ihre Nutzungsmöglichkeiten zur Effizienzsteigerung des eigenen Kraftwerksparks aufgezeigt. Hierbei geht es mit Blick auf die Eigennutzung nur um die flexible Verteilung der Erzeugungsleistung auf die einzelnen Anlagen im eigenen Kraftwerkspark. Die Steuerung der gesamten Erzeugungsleistung eines Kraftwerksparks unter Berücksichtigung des Strommarkts fällt in die Kategorie der systemorientierten Flexibilitätsnutzung.

Durch eine Optimierung des Erzeugungsportfolios können volkswirtschaftliche Aufwände verringert, CO<sub>2</sub>-Emissionen vermieden und der Anteil erneuerbarer Energien erhöht werden. Fossile Kraftwerke bieten derzeit noch einen hohen spezifischen Nutzen, indem sie flexibel ins Energiesystem einspeisen und den Leistungsbedarf, der nicht durch erneuerbare Erzeuger gedeckt werden kann, abdecken. Aufgrund der politischen Zielsetzung der Klimaneutralität ist jedoch davon auszugehen, dass die Relevanz fossiler Erzeuger aus Betreibersicht stark abnehmen wird.

Eine separate Betrachtung von konventionellen Erdgaskraftwerken ist sinnvoll, da sie trotz des derzeit benötigten fossilen Brennstoffs aufgrund ihres häufig flexiblen Anlaufverhaltens als wichtige Übergangstechnologie betrachtet werden können. Insbesondere Kraftwerke, die als „H<sub>2</sub>-Ready“ bezeichnet werden können, werden zukünftig eine größere Relevanz haben, um das Erzeugungsportfolio erneuerbarer zu gestalten. Auch der wichtige Beitrag von Biogasanlagen darf dabei nicht vernachlässigt werden.

Besonders zu erwähnen sind auch die KWK-Anlagen, die den Betreibern die Möglichkeit bieten, Strom und Wärme effizient zu erzeugen und flexibel auf eigene Bedarfe zu reagieren. KWK-Anlagen werden in Zukunft eine immer wichtigere Rolle innehaben, da sie eine saubere und flexible Energiequelle darstellen und dazu beitragen können, die Klimaschutzziele zu erreichen.

Zuletzt sind die dargebotsabhängigen erneuerbaren Erzeuger wie Photovoltaik, Wind- und Wasserkraft zu nennen, die im Vergleich zu den zuvor genannten Flexibilitätsoptionen ein deutlich geringeres Flexibilitätspotenzial aufweisen. Denn bei einem vorhandenen Dargebot sollte die erneuerbare Erzeugung aus ökonomischen Gründen aus Sicht des Betreibers nicht abgeregelt werden, da die variablen Betriebskosten im Vergleich zu fossilen Kraftwerken sehr gering sind.

Im Kontext des eigenen Nutzens sollte auch der Zusammenschluss mehrerer dezentraler Anlagen in einem virtuellen Kraftwerk forciert werden, um fossile Kraftwerke schneller substituieren und den eigenen Kraftwerkspark effizienter gestalten zu können.

Insgesamt bieten die verschiedenen Flexibilitätsoptionen auf der Erzeugerseite eine Vielzahl von Möglichkeiten, um den eigenen Kraftwerkspark effizienter und nachhaltiger zu gestalten und damit einen wichtigen Beitrag zur Erreichung der Klimaschutzziele zu leisten. Es ist wichtig, dass Betreiber sich mit den verschiedenen Optionen auseinandersetzen und diejenigen auswählen, die am besten zu ihren individuellen Bedürfnissen passen.

### 6.1.2 Verbraucherseitige Flexibilität

Ein klassisches Anwendungsbeispiel für einen Nutzen einer verbrauchsseitigen Flexibilitätsoption ist die Optimierung des Eigenverbrauchs durch die Synchronisierung der eigenen Nachfrage mit dem eigenen dezentralen Erzeugungsportfolio, um primär die Strombezugskosten zu reduzieren. Hierbei exemplarisch aufzuführen ist die Synchronisierung des Ladestrombedarfs der Mobilität oder der Erzeugung von Wärme bzw. Kälte mit betreiberseitigen erneuerbaren Erzeugern.

Diverse Untersuchungen haben gezeigt, dass durch den vollautomatisierten Betrieb flexibler Verbraucher die Strombezugskosten, anhand einer Eigenverbrauchsoptimierung, deutlich reduziert werden können. Dies trifft insbesondere für die Gruppen des allgemeinen Gewerbes und private Haushalte zu. Analysen haben gezeigt, dass durch die Optimierung des Eigenverbrauchs mit einer eigenen Photovoltaikanlage Kosteneinsparungen auf Haushaltsebene erzielt werden können.

Während im unflexiblen Betrieb von Verbrauchern die relative jährliche Ersparnis bis zu ca. 10 % beträgt, können durch den flexiblen Betrieb von Haushaltsverbrauchern die Strombezugskosten um bis zu 30 % reduziert werden. Dadurch erhöht sich das Wirtschaftlichkeitspotenzial aus Betreibersicht erheblich [66], [98].

### 6.1.3 Speicherseitige Flexibilität

Speichersysteme können den Nutzen aus Betreibersicht erheblich erhöhen. Dazu zählen im Wesentlichen stationäre Gas- und Batteriespeicher oder alternativ mobile Batteriespeicher, wie sie im Bereich der Elektromobilität vorkommen [1].

Ein flexibles Verhalten eines Energiespeichers kann im Besonderen die zeitlichen Restriktionen des Betreibers reduzieren. Dadurch kann der Betreiber seinen Stromverbrauch von seinem Strombezug und seiner Stromerzeugung zeitlich entkoppeln und somit seine Strombezugskosten minimieren. Es ist zu erwähnen, dass die Zwischenspeicherung von elektrischer Energie von immer größerer Bedeutung wird, sofern der Anteil an volatiler erneuerbarer Erzeugung im Energiesystem zunimmt.

Hierbei ist jedoch zu beachten, dass eine geeignete Dimensionierung von Energiespeichern essenziell ist. Eine VDI-Studie [108], die im Mai 2022 veröffentlicht wurde hat allerdings gezeigt, dass eine Wirtschaftlichkeit derartiger PV-Eigenverbrauchsspeicher sowohl für private als auch für gewerbliche Nutzung in den meisten Fällen nicht erreicht werden kann. Eine andere Untersuchung zeigt, dass durch eine geeignete Dimensionierung die betreiberseitige Rendite deutlich erhöht werden kann. Eine unangemessene Dimensionierung kann jedoch, aufgrund hoher Investitionskosten in Speichertechnologien, den ökonomischen Nutzen des flexiblen Betriebs von Speichern verringern und aus Betreibersicht eine negative Rendite aufweisen [66], [98].

Die aktuell deutlich angestiegenen Strombezugpreise verbessern die Wirtschaftlichkeit von Energiespeichern, obgleich durch eine gestiegene Nachfrage nach Speichern auch die Investitionen für Speicher angestiegen sind. So können sinkende Energiekosten die Amortisationszeit von Betreiberanlagen deutlich verlängern und somit die Investitionsbereitschaft in eigene steuerbare Erzeugungs- und Verbrauchseinrichtungen verringern. Allerdings werden Investitionen in derartige Speichersysteme nicht immer aus Wirtschaftlichkeitsgründen angestoßen. Um einen wirtschaftlichen Betrieb zu gewährleisten, ist es daher notwendig, eine erhöhte Eigennutzungsquote zu erreichen [39], [54].

Außerdem ist es aus volkswirtschaftlicher Perspektive wichtig, eine sektorenübergreifende Speicherung zu berücksichtigen. Hierzu ist eine Betrachtung des Flexibilitätsnutzens durchzuführen, um zu verstehen, wie hoch der optimale lokale Eigennutzungsgrad auf Ebene des Betreibers ist. Dieser Eigennutzungsgrad wird nach der prozentualen Begrenzung des Bedarfs in Bezug auf die eigenen Energiequellen definiert. Untersuchungen haben gezeigt, dass auf Mittelspannungsebene der optimale Eigennutzungsgrad zwischen 40 % und 90 % liegt und dass die Erzeugungscharakteristik von großen Anlagen von besonderer Bedeutung ist.

Auf Niederspannungsebene liegt der optimale Eigennutzungsgrad zwischen 35 % und 55 %. Auch auf Kundenebene ist eine wirtschaftlich sinnvolle Eigennutzung möglich, wobei der optimale Eigennutzungsgrad zwischen 60 % und 75 % liegt und von dem Ausstattungsgrad des Anschlussnehmers abhängt. Betreiber mit flexiblen Anlagen profitieren hierbei besonders von einer optimierten Eigennutzung [98], [12].

Zusammenfassend lässt sich sagen, dass Speichersysteme ein großes Potenzial haben, den Nutzen aus Betreibersicht zu erhöhen, indem sie eine flexible Nutzung von elektrischer Energie ermöglichen. Eine geeignete Dimensionierung und eine hohe Eigennutzungsquote sind jedoch essenziell, um einen wirtschaftlichen Betrieb sicherzustellen; dabei wird die Wirtschaftlichkeit aus individualwirtschaftlicher Sicht betrachtet, was nicht zwingend mit Wirtschaftlichkeit aus volkswirtschaftlicher Sicht verbunden sein muss. Zudem müssen ökologische und gesellschaftliche Aspekte bei der Planung und Umsetzung von Speichersystemen berücksichtigt werden.

### 6.1.4 Sonstiger Eigennutzen des Flexibilitätseinsatzes

Neben den primären ökonomischen Vorteilen bietet die Flexibilitätsnutzung auch sekundäre Vorteile aus Betreibersicht. Dazu gehören die Erhöhung des Anteils an erneuerbarem Strom, die Reduzierung des persönlichen CO<sub>2</sub>-Fußabdrucks, das Gefühl, an der Energiewende teilzunehmen, sowie die

Unabhängigkeit und (Teil-) Autarkie des Betreibers. Allerdings ist es aus volkswirtschaftlicher Sicht oft sinnvoll, sich auf den primären Nutzen zu konzentrieren, da dies häufig auch zu Synergien mit den sekundären Absichten führt. Dennoch sollten die sekundären Vorteile nicht unterschätzt werden, da sie zur positiven Wahrnehmung des Betreibers und der Akzeptanz der Energiewende beitragen können.

## 6.2 Netzorientierte Nutzung

Die Flexibilitätsform der netzorientierten Nutzung hat den primären Zweck, das Stromnetz zu entlasten und thermische Überlastungen von Betriebsmitteln wie Transformatoren oder Leitungen zu vermeiden. Eine wichtige Rolle spielt hierbei auch die Spannungshaltung im Verteilnetz. Es soll jedoch betont werden, dass die netzorientierte Flexibilitätsnutzung nicht als Ersatz für Netzausbaumaßnahmen gedacht ist, sondern lediglich dazu genutzt werden soll, diese zeitlich hinauszuschieben. Weiterhin ist aus volkswirtschaftlicher Sicht ein Netzausbau bis in die letzte Leistungsspitze nicht sinnvoll, welche zu wenigen Zeitpunkten im Jahr auftritt. Da es wesentliche Nutzenunterschiede zwischen dem Übertragungs- und Verteilnetz gibt, werden im weiteren Verlauf diese Anwendungsbereiche separiert voneinander betrachtet.

### 6.2.1 Übertragungsnetz

Das übergeordnete Ziel im Übertragungsnetz besteht darin, teure Redispatch-Maßnahmen durch die Nutzung von flexiblen Verbrauchern und Erzeugern im Energiesystem zu vermeiden. Laut der Dena Leitstudie aus dem Jahr 2018 ergeben sich zukünftige Infrastrukturkosten für den Stromnetzausbau auf Übertragungsebene zwischen 79 und 107 Milliarden Euro. Um die bestehenden Netzengpässe in der Zwischenzeit zu beheben, sollen Flexibilitätsoptionen einen Mehrwert bieten [42].

#### Erzeugerseitige Flexibilität

Der größte Redispatch-Nutzen für das Übertragungsnetz kann durch die Verfügbarkeit von flexiblen Kraftwerken, insbesondere durch schnell regelbare Kraftwerke, erreicht werden. Diese Kraftwerke, wie zum Beispiel Gaskraftwerke und Speicherkraftwerke, haben die Fähigkeit, ihre Leistung schnell anzupassen und damit die Netzstabilität sicherzustellen und Redispatch-Maßnahmen zu vermeiden. Erneuerbare Erzeuger wie Photovoltaik- und Windkraftanlagen haben in der Regel keine unmittelbar regelbare Leistung und sind aktuell noch nicht direkt für Redispatch-Maßnahmen im Übertragungsnetz geeignet. Sie produzieren Strom je nach Wetterbedingungen und Windverhältnissen, und können deshalb im Wesentlichen negative Flexibilität zur Verfügung stellen. Aufgrund der bestehenden Netztopologie sowie des Ausbaus dargebotsabhängiger erneuerbarer Erzeugungsleistung ergeben sich zunehmend häufiger Netzengpässe entlang der Transportstrecken von den Windparks im Norden zu südlicher gelegenen Lastzentren. Deshalb wird erwartet, dass zukünftig große Erneuerbare-Energien-Erzeugerparks einen hohen Nutzen zur Behebung von Engpässen im Übertragungsnetz besitzen werden [112].

#### Verbraucherseitige Flexibilität

Hemmnisse für die netzdienliche Nutzung auf Übertragungsebene bestehen unter anderem darin, dass Investitionskosten für Netzausbaumaßnahmen durch verbrauchsseitige Flexibilitätsoptionen, wie Elektrolyseverfahren (PtG) oder Lastmanagement im Verkehrs- oder Wärmesektor, unter den aktuellen Rahmenbedingungen nur geringfügig reduziert werden können. Studien zeigen, dass durch verfügbare Flexibilitäten bei einem marktbasierendem Redispatch die Redispatchkosten und -mengen zwar reduziert werden können, jedoch nur in begrenztem Umfang. Der Redispatch-Bedarf kann sich hierbei um ca. 3 % und die Redispatch-Kosten um etwa 5 % reduzieren. Das größte spezifische Nutzenpotenzial bei der verbrauchsseitigen Flexibilität wird den leistungsintensiven Prozessen zugeordnet, der Nutzen ist jedoch im Vergleich zum erzeugungsseitigen Redispatch vernachlässigbar [112], [38].

Power-to-Gas Anlagen wird jedoch ein größerer Nutzen zugeschrieben, da diese aufgrund ihrer hohen Anschlussleistung einen erheblich größeren Mehrwert für das Übertragungsnetz bieten können. Weiterhin wird dieser Flexibilitätsoption eine deutlich steigende Relevanz zugeordnet, insbesondere bei der Verortung zur Entlastung des Übertragungsnetzes und um Redispatchmaßnahmen innerhalb von Wind- oder Photovoltaikparks zu reduzieren.

#### Speicherseitige Flexibilität

Die speicherseitige Flexibilität kann zum einen durch Pumpspeicherkraftwerke bereitgestellt werden, da diese sowohl negative als auch positive Flexibilität bereitstellen können. Es gibt auch Ansätze und Technologien, die es ermöglichen, erneuerbare Erzeuger zukünftig flexibler einzubinden und dadurch

indirekt als Flexibilitätsquelle zu nutzen, wie zum Beispiel die Kombination aus Photovoltaik und Elektrolyse inklusive Rückverstromung (Power-to-Gas-to-Power) oder die Kombination aus erneuerbaren Erzeugern und Batteriespeichersystemen. Diese Technologien können, durch die Speicherung von Energie, Redispatch-Maßnahmen reduzieren. Energiespeicher kleinerer Leistungsklasse haben jedoch einen deutlich geringeren Nutzen zur Behebung von Netzengpässen aufgrund ihres geringeren Einflusses auf das Übertragungsnetz [112], [107].

Generell zeigt sich, dass die Nutzung von Flexibilität auf Verbrauchs- und Speicherseite im Vergleich zur Nutzung auf Erzeugungsseite ein geringeres Nutzenpotenzial aufweist. Dennoch wird erwartet, dass sich in Zukunft eine größere Flexibilitätslücke durch den Rückgang von leistungsintensiven Kraftwerken (Kohle- und Kernenergie) ergeben wird. Wenn der Netzausbau auf Übertragungsebene verzögert wird, werden auch in Zukunft vermehrt Engpässe auftreten, die mit immer weniger zentralen Optionen gelöst werden können. Dies führt dazu, dass das Nutzungspotenzial von dezentralen Erzeugungs- und Verbrauchsanlagen, wie z.B. durch die Elektrifizierung des Wärme- und Verkehrssektors, deutlich zunehmen wird [61].

## 6.2.2 Verteilnetz

Die Flexibilitätsnutzung auf der Ebene der Verteilnetze hat das Ziel, thermische Überlastungen von Betriebsmitteln zu minimieren und die Spannungsstabilität zu gewährleisten, wodurch die Notwendigkeit von Netzausbaumaßnahmen reduziert wird. Laut der Studie „Netzflex“ [43] von 2017 werden im Jahr 2030 weniger als 5 % der Zeiträume im Jahresverlauf von Netzengpässen betroffen sein. Daher ist es aus ökonomischer Sicht selten sinnvoll, einen umfassenden Netzausbau für Engpasssituationen durchzuführen, die wenige Stunden im Jahr auftreten. Aus Effizienzgründen stellen daher erzeugungsseitige, verbrauchsseitige und speicherseitige Flexibilitäten eine lohnenswerte Alternative dar [43].

Zukünftig werden Netzausbaukosten im Verteilnetzbereich zwischen 146 und 253 Milliarden Euro anfallen. Um einen wirtschaftlichen Betrieb des Verteilnetzes zu gewährleisten, sind dringend Flexibilitätsoptionen erforderlich. Eine Untersuchung aus dem Jahr 2018 zeigt, dass diverse Flexibilitätsoptionen im Verteilnetz, wie beispielsweise das Lastmanagement für Elektromobilität und Wärmeerzeugung, die zukünftigen Investitionskosten im Verteilnetz von 253 Milliarden Euro auf 200 Milliarden Euro senken können, was einer Kostenreduktion von 20 % entspricht [42].

Da im Verteilnetz eine Vielzahl von verschiedenen Flexibilitätsoptionen unterschiedlicher Ausprägungen vorhanden sind, ist es erforderlich, ausgewählte Flexibilitätsoptionen hinsichtlich ihres Nutzens zu analysieren.

### Erzeugerseitige Flexibilität

Zu den wichtigen Instrumenten, die Verteilnetzbetreiber zur Behebung von Netzengpässen einsetzen können, gehört das Management der Stromeinspeisung von konventionellen Kraftwerken (Redispatch) und die Regelung von Einspeisungen aus erneuerbaren Energien und Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen (früher als Einspeisemanagement bezeichnet).

Beim Einsatz von konventionellen Großkraftwerken wird deutlich, dass diese aufgrund ihrer Leistungsklasse und Verortung einen eher geringen Nutzen für das Verteilnetz haben. Eine Ausnahme bilden hier Gaskraftwerke, die durch ihre Flexibilität ein netzdienliches Verhalten auf der Hochspannungsebene bereitstellen können.

Mit dem zunehmenden Ausbau erneuerbarer Energien erhöhen sich die Herausforderungen für Verteilnetzbetreiber bei der Integration dieser Energien durch betriebliche Maßnahmen. Dies erfordert eine erhöhte Beobachtbarkeit und Steuerbarkeit der Mittel- und Niederspannungsebene, um eine erfolgreiche Integration zu gewährleisten. Derzeit werden dezentrale Erzeugungsanlagen im Verteilnetz in den meisten Fällen stufenweise reguliert, um die Netzstabilität aufrechtzuerhalten. Diese Methode hat sich in der Praxis bewährt, da eine Vielzahl von Erzeugungsanlagen angesteuert werden können, wodurch Sollwerte für einen Netzabschnitt mithilfe statistischer Verfahren gezielt eingestellt werden können, um die Netzstabilität und die Integration erneuerbarer Energien zu optimieren. Es ist jedoch zu beachten, dass mit dem weiteren Ausbau erneuerbarer Energien und der steigenden Anzahl dezentraler Erzeugungsanlagen die Anforderungen an die Beobachtbarkeit und Steuerbarkeit des Verteilnetzes weiter zunehmen werden [41], [90].

## Verbraucherseitige Flexibilität

Auch Flexibilität auf der Verbraucherseite kann zukünftig einen Mehrwert für das Stromnetz bieten. Hierbei sind insbesondere steuerbare Verbrauchseinrichtungen wie z. B. Power-to-Heat-Anwendungen und steuerbare Ladeeinrichtungen für Elektrofahrzeuge zu nennen. Eine wesentliche Grundlage hierfür schafft die kürzlich novellierte Vorschrift § 14a des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG), mit der die Bundesnetzagentur zur Festlegung konkreter Regelungen für die netzorientierte Nutzung dieser Flexibilität ermächtigt wird. Die Bundesnetzagentur hat hierzu bereits im Nov. 2022 Eckpunkte vorgelegt und beabsichtigt, die einschlägigen Festlegungsverfahren noch in 2023 abzuschließen (vgl. Abschnitt 7.3.2). Mit diesen Regelungen soll insbesondere erreicht werden, dass Netzbetreiber bei der Netzintegration neuer leistungsstarker Verbrauchseinrichtungen darauf vertrauen können, etwaige Netzengpässe durch Nutzung der verbraucherseitigen Flexibilität beheben zu können, so dass der Anschluss neuer Verbrauchseinrichtungen nicht durch befürchtete Netzengpässe verzögert wird.

- **Elektrofahrzeuge** bzw. die zugehörigen **Ladeeinrichtungen** sind besonders leistungsstarke Verbrauchseinrichtungen, die zur Entstehung von Netzengpässen beitragen können. Diesen Engpässen kann durch zeitliche Steuerung der Ladevorgänge entgegengewirkt werden. Dies wird aktuell in erster Linie mit Blick auf monodirektionale Ladevorgänge diskutiert. Aufgrund des erwarteten dynamischen Hochlaufs der Elektromobilität werden signifikante Effekte durch netzorientiertes Laden prognostiziert [58]. Aktuell wird diskutiert, inwieweit diese netzorientierte Flexibilitätsnutzung durch direkte Steuerung seitens der Netzbetreiber – aktuell z. B. durch Rundsteuersignale, zukünftig voraussichtlich über Smart-Meter-Gateways – realisiert werden soll und inwieweit zusätzliche, auf Freiwilligkeit basierende Instrumente wie z. B. zeitvariable Netzentgelte genutzt werden sollen. Letzteres hätte den Vorteil, dass die mit verpflichtend umzusetzenden Steuerungsmaßnahmen verbundenen möglichen Komforteinbußen für die Nutzer reduziert werden könnten.
- **Power-to-Heat** Anwendungen wie Wärmepumpen ohne Wärmespeicher bieten im Vergleich zu anderen flexiblen Technologien wie Elektrofahrzeugen ein geringeres flexibles Potenzial, da ihre Leistung nur in begrenztem Umfang zeitlich verschoben werden kann. Sie eignen sich daher hauptsächlich für die Bewältigung kurzzeitiger lastbedingter Netzengpässe. Um Wärmepumpen trotzdem wirtschaftlich und netzorientiert zu betreiben, können dezentrale Ansätze mit geringem Aufwand an Informationstechnologie (IKT) und somit geringeren Kosten zur Erhöhung der Flexibilität von Vorteil sein. Ein Beispiel für einen solchen dezentralen Ansatz ist die direkte Regelung abhängig von der lokalen Netzspannung. Durch die Anwendung dieses Konzepts kann es möglich sein, 10 % der Netzausbaukosten bei 3 % höheren Wärmekosten einzusparen [118]. Ein weiteres Konzept zur Erhöhung der Flexibilität von Wärmepumpen ist die Verwendung von Sperrzeiten. Es wird bereits in vielen Anwendungen genutzt, allerdings hat es in Zukunft das Potenzial, die Netzbelastung zu verschlechtern, da es zu höheren gleichzeitigen Auslastungen führen kann. Um diese Probleme zu vermeiden, ist es notwendig, flexible Sperrzeiten durch die Verwendung einer zentralen Berechnungslogik zu implementieren. Dadurch können Grenzwertverletzungen effektiv vermieden werden [77].

## Speicherseitige Flexibilität

Flexibilitätsoptionen mit Speicher bieten im Vergleich zu anderen Technologien den größten Nutzen für einen netzdienlichen Einsatz aufgrund ihrer Fähigkeit der bidirektionalen Regelung. Allerdings wird der flexible Einsatz von Speichern durch technische Einschränkungen wie zum Beispiel die begrenzte Speicherkapazität beeinträchtigt. Dennoch bieten sie eine deutlich erhöhte zeitliche Flexibilität, was die Erhöhung im Vergleich zu anderen Anlagentypen erleichtert.

- Aus technischer Sicht sind **Hauspeicher** eine sehr geeignete Lösung zur Behebung und Vermeidung von Engpässen im Niederspannungsnetz, da sie überall im Netz positioniert sind und somit Grenzwertverletzungen leitungs- oder knotenscharf vor Ort beheben können. Sie werden normalerweise in Verbindung mit einer Photovoltaikanlage errichtet und sind daher an deren Einspeisung gekoppelt. Das daraus resultierende Ladeverhalten korreliert jedoch nicht unbedingt mit dem Bedarf an netzorientierter Flexibilitätsnutzung. Durch verschiedene Umrüstungen kann jedoch das Ladeverhalten netzorientiert gestaltet und dadurch der Netzausbau um bis zu ca. fünf Jahre verzögert werden [13]. Der Aufwand zur Erhöhung der Potenziale für die netzorientierte Flexibilitätsnutzung variiert je nach gewähltem Ansatz. Beispielsweise kann die netzorientierte Steuerung durch interne, spannungsabhängige Regelung erreicht werden, wodurch lediglich eine Steuereinheit am Speicher erforderlich ist. Wenn der Speicher jedoch in ein Netzautomatisierungssystem integriert werden soll, ist zusätzlich eine Kommunikationsanbindung erforderlich, was zu erhöhten Investitionskosten führen kann. Zusätzlich zum Speichermanagement kann ein zielorientiertes Lastmanagement einen sinnvollen Beitrag liefern. Auch eine maßvolle Abregelung von selten auftretenden EE-Erzeugungsspitzen kann zu einer Optimierung des Gesamtsystems beitragen.



- Größere **Quartierspeicher** sind aufgrund ihrer Fähigkeit, Transformatorüberlastungen zu vermeiden und Engpässe im überlagerten Netz zu beheben, als geeignet zur Erhöhung der Netzstabilität einzustufen. Ein Nachteil dieser Speicher ist jedoch, dass sie in der Regel direkt am Transformator angeschlossen sind und im Vergleich zu Photovoltaik-Speichern nicht in der Lage sind, Engpässe in tieferen Netzebenen, wie Spannungsbandverletzungen, zu beheben. Es bestehen jedoch auch wirtschaftliche und regulatorische Herausforderungen bei der Nutzung von Quartierspeichern im Vergleich zu Hausspeichern, die für eine volkswirtschaftlich sinnvolle Nutzung überwunden werden müssen [55].

### Netzseitige Flexibilität

Zuletzt soll erwähnt werden, dass Flexibilität, die das Stromnetz selbstständig bereitstellen kann, bevorzugt genutzt werden sollte, da sie dem Verteilnetzbetreiber ohne Eingriffe in die Nutzersphäre zur Verfügung stehen. Ein Beispiel hierfür ist der Einsatz eines regelbaren Ortsnetztransformators (rONT) oder von Strangreglern. Ein rONT ist eine spezielle Art von Transformator, die in der Lage ist, die Spannung im lokalen Stromverteilnetz zu regulieren. Dies ermöglicht es, die Netzbelastungen zu reduzieren und die Integration erneuerbarer Energien zu verbessern. Durch die Regulierung der Netzspannung kann der rONT die Leistungsaufnahme von Verbrauchern oder die Leistungseinspeisung von Erzeugungsanlagen beeinflussen und somit die Netzstabilität erhöhen [106].

## 6.3 Systemorientierte Nutzung

Die systemorientierte Nutzung von Flexibilität zielt darauf ab, den bilanziellen Ausgleich innerhalb eines virtuellen Bezugsgebiets, wie Bilanzkreisen oder Regelzonen, entlang der verschiedenen Stufen der Strommärkte zu erreichen. Dabei kann Flexibilität dazu beitragen, Erzeugung und Verbrauch über unterschiedliche Zeiträume in Einklang zu bringen, beginnend beim Terminmarkt bis hin zu den kurzfristigen Ausgleichsmärkten. Obwohl auch saisonale Ungleichgewichte zwischen der dargebotsabhängigen Erzeugung und der Stromnachfrage in Zukunft eine besondere Herausforderung darstellen werden, liegt der Fokus derzeit auf den kurzfristigen Einsatzmöglichkeiten von Flexibilität (Vortäglicher Bezugszeitraum). Zu diesen Möglichkeiten zählen die Vortages-Auktionen und der kontinuierliche Intraday-Handel auf den Spotmärkten, die Regelreservemärkte sowie das aktive Bilanzkreismanagement mit steuerbaren Einrichtungen für den Ausgleich von Prognoseabweichungen (siehe Kapitel 4).

Es ist wichtig zu betonen, dass die systemorientierte Nutzung von Flexibilität nicht kurzfristig, sondern auch langfristig betrachtet werden sollte. In Zukunft wird die Integration von saisonabhängigen Erzeugern eine bedeutende Rolle spielen und die Nutzung von Flexibilität noch wichtiger machen. Folglich sollten Forschungen nicht die kurzfristigen, sondern auch die langfristigen Auswirkungen von Flexibilität auf den systemischen Ausgleich berücksichtigen.

### 6.3.1 Erzeugerseitige Flexibilität

In den vergangenen Jahrzehnten wurde die Flexibilität konventioneller Kraftwerke genutzt, um dem vergleichsweise starren Energiebedarf zu folgen. Da jedoch die Energiewende innerhalb Deutschlands fortschreitet, verlieren diese Kraftwerke aufgrund von regulatorischen und ökonomischen Faktoren für Systemdienstleistungen an Bedeutung. Daher müssen zukünftig neue Flexibilitätspotenziale erschlossen werden. Insbesondere Erdgaskraftwerke, die bereits heute als Spitzenkraftwerke und zur Bereitstellung von Regelleistung genutzt werden, bieten dieses Potenzial. Wasserstofffähige („H<sub>2</sub>-Ready“) Gaskraftwerke ermöglichen dabei den klimaneutralen Betrieb und somit den längerfristigen Einsatz dieser Flexibilitätsoption. Ebenfalls bieten Biomassekraftwerke, die bereits heute am Regelleistungsmarkt Flexibilität anbieten, ein vergleichbares Nutzenpotenzial. Da die meisten vorhandenen Biomassekraftwerke allerdings auf Stromerzeugung mit einer möglichst hohen Volllaststundenzahl ausgerichtet sind, wurden in der Vergangenheit eher kleinere Gasspeicher installiert, die in der Regel für wenige Stunden das Biogas puffern können, bevor es verbraucht werden muss. Folglich ist die Bedeutung dieser Technologie für die systemorientierte Flexibilitätserbringung zukünftig eng mit dem Ausbau der Speicherkapazitäten verbunden.

Abseits der thermischen Kraftwerke bieten dargebotsabhängige erneuerbare Energien eine weitere Möglichkeit zur Bereitstellung von erzeugungsseitiger Flexibilität. Derzeit beschränkt sich der Flexibilitätseinsatz auf die Abregelung der Erzeugungsanlagen bei negativen Strompreisen sowie vereinzelt auf die Vorhaltung von Reserven zur Frequenzrückführung (Sekundärregelleistung und Minutenreserve) durch Windenergieanlagen. Dieses Potenzial zur Regelleistungserbringung könnte zukünftig durch

intelligente Aggregationskonzepte insbesondere mit dargebotsunabhängigen Erzeugern erweitert werden. Die Teilnahme von Photovoltaikanlagen an den Regelleistungsmärkten ist aufgrund der hohen Prognosefehler bei der Bestimmung der möglichen Einspeisung voraussichtlich nicht vorgesehen. Eine Nutzung der erzeugungsseitigen Flexibilität aus den dargebotsabhängigen Erzeugern für den Primärregelleistungsmarkt ist bei der Beibehaltung der aktuellen Produktspezifikation unwahrscheinlich, da gesicherte Erzeugungsprognosen über einen 4-stündigen Zeitraum kaum möglich sind. Grundsätzlich erscheint es zudem wenig zielführend, die mit wetterbedingten Prognoseunsicherheiten behafteten Erzeugungsanlagen für die Begrenzung von Frequenzabweichungen infolge von (u. a.) Prognosefehlern von fluktuierend einspeisenden Anlagen zu nutzen. Daher sollten gesteigerte Prognosequalitäten zunächst bei der Spot-Vermarktung berücksichtigt werden, um den Bedarf an Regelleistung zu verringern.

Laufwasserkraftwerke hingegen, deren Erzeugungspotenzial bereits frühzeitig erschlossen wurde, können abgesehen von einzelnen schwellfähigen Laufwasserkraftwerken als unflexibel eingestuft werden [27].

Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen (KWK-Anlagen) können aufgrund ihrer Flexibilität eine wichtige Rolle bei der Synchronisierung von Erzeugung und Verbrauch spielen. Da sie sowohl Strom als auch Wärme produzieren, können sie die erzeugte Energie flexibel auf die Bedürfnisse des Verbrauchs abstimmen. KWK-Anlagen können bei Bedarf schnell hoch- oder runtergefahren werden, um Schwankungen im Strombedarf auszugleichen. Dadurch können sie zur Bereitstellung von Regelleistung und somit zur Stabilisierung des Stromnetzes beitragen. Die Kombination von KWK-Anlagen mit Speichertechnologien wie Batterien oder Wärmespeichern kann die Flexibilität dieser Anlagen weiter erhöhen und sie zu einer wichtigen Ressource zur Stabilisierung der Stromnetze machen.

### 6.3.2 Verbraucherseitige Flexibilität

Zur Bewältigung des wachsenden Anteils an intermittierendem Wind- und Photovoltaikstrom werden zukünftig verbrauchsseitige Flexibilität eine wichtige Rolle spielen. Insbesondere Power-to-Gas und Power-to-Heat/Cool-Anwendungen werden dabei eine besondere Bedeutung haben, da sie dazu beitragen können, sowohl witterungsbedingte als auch saisonale Schwankungen auszugleichen [5].

Der kurzfristige Nutzen dieser Technologien hängt in erster Linie von den Leistungsgradienten der technischen Anlagen ab. Viele Power-to-X-Anlagen (PtX) sind in der Lage, innerhalb von Sekunden hohe Lasten aufzunehmen, und sind somit grundsätzlich für eine systemorientierte Nutzung geeignet.

Neben den flexibel steuerbaren Umwandlungsanlagen bietet auch die zeitliche Verschiebung des Verbrauchs im Rahmen des Demand-Side-Management (DSM) eine weitere Möglichkeit zur Bereitstellung von Flexibilität. Insbesondere leistungsintensive Industrieprozesse sowie Elektrofahrzeuge bergen hierbei großes Potenzial, auch am Regelleistungsmarkt teilzunehmen. Da die Durchdringung von Elektrofahrzeugen in Zukunft deutlich steigen wird, wird der Flexibilitätserbringung aus dieser Technologie eine hohe Relevanz für die nächsten Jahre zugeschrieben, sofern geeignete Aggregationskonzepte vorhanden sind.

Für elektrische Verbraucher mit geringer Leistung, wie z. B. Haushaltsgeräte, wird der systemorientierte Nutzen als gering eingestuft, da der Hebel vergleichsweise gering ist und Prognosen des Betriebs dieser Verbraucher oft mit hohen Unsicherheiten behaftet sind. Entsprechend ergibt sich hier analog zu den erzeugungsseitigen Flexibilität die Problematik hinsichtlich der Ursache von Frequenzabweichungen und deren Behebung.

### 6.3.3 Speicherseitige Flexibilität

Die Nutzung von Energiespeichern als Flexibilitätsoption gewinnt aufgrund der wachsenden Bedeutung erneuerbarer Energien und der Notwendigkeit einer zuverlässigen Stromversorgung immer mehr an Bedeutung. Energiespeicher können in verschiedenen Größen und Formen auftreten und sind in der Lage, die Frequenzschwankungen im Netz auszugleichen, indem sie bei Bedarf Energie speichern oder abgeben können. Die verschiedenen Optionen speicherseitiger Flexibilität umfassen Pumpspeicher, Power-to-Gas-to-Power, bidirektionale Elektromobilität, Hausspeicher, Quartierspeicher und Großbatteriespeicher.

Die Flexibilität von erneuerbaren Energien ist ein wichtiger Faktor bei der Integration in die Stromversorgung. Der Einsatz von Energiespeichersystemen, wie Pumpspeicherkraftwerken, spielt hierbei eine wichtige Rolle. Durch die Speicherung von Energie in Form von Wasser in höher gelegenen Becken und dessen Freisetzung in Zeiten hoher Nachfrage kann eine flexible Stromerzeugung gewährleistet werden. Pumpspeicherwerke können auch in Zeiten mit geringer Stromerzeugung, wie bei hoher Wind- oder Sonneneinstrahlung, Energie speichern, um sie zu einem späteren Zeitpunkt bei erhöhtem Bedarf ins Netz einzuspeisen. Die schnelle Reaktionszeit der Anlagen ermöglicht es, innerhalb von Sekunden Leistung ins Netz einzuspeisen, um so die Netzstabilität zu gewährleisten.

Auch Power-to-Gas-to-Power Anwendungen können zur Flexibilitätserbringung beitragen. Hierbei werden überschüssige erneuerbare Energien in synthetisches Gas umgewandelt, um später wieder in Strom umgewandelt zu werden, um die Systemstabilität zu gewährleisten. Diese Anwendungen ermöglichen eine langfristige Speicherung von Energie und eine flexible Nutzung, um eine kontinuierliche Stromversorgung zu gewährleisten. Hierbei gilt es jedoch zu beachten, dass bei dieser Flexibilitätsoption erhebliche Umwandlungsverluste entstehen, welches einen starken Einfluss auf die volkswirtschaftliche Effizienz hat. Insgesamt ist der Einsatz von Elektrolyseuren und Wasserstofftechnologie ein vielversprechender Ansatz, um die Energiewende voranzutreiben und die Klimaschutzziele zu erreichen.

Die bidirektional genutzte Elektromobilität ist eine weitere Möglichkeit zur Flexibilitätserbringung. Elektrofahrzeuge können überschüssige Energie aus dem Netz aufnehmen und bei Bedarf wieder in das Netz einspeisen. Diese Technologie kann auch zur Erbringung von Netzregelleistung verwendet werden, indem Ladeeinrichtungen schnell auf Veränderungen in der Stromnachfrage reagieren und Energie ins Netz einspeisen oder entnehmen. Um die Präqualifikationsbedingungen zu erbringen, ist jedoch häufig ein Pooling von vielen Anlagen vonnöten.

Hausspeicher und Quartierspeicher bieten als stationäre Batteriespeicher analog zur Elektromobilität ebenfalls einen systemischen Flexibilitätsnutzen, indem sie koordiniert Energie aufnehmen, und wieder ins Energiesystem abgeben können.

Großbatteriespeicher bieten bereits heute eine schnelle und flexible Möglichkeit, Energie in das Stromnetz einzuspeisen oder aus dem Netz zu entnehmen. Diese Anwendungen können zur Stabilisierung des Stromnetzes beitragen, indem sie schnell auf Schwankungen in der Stromerzeugung reagieren und eine stabile Stromversorgung gewährleisten.

Insgesamt bietet die Nutzung von speicherseitiger Flexibilität einen wichtigen Beitrag zur Frequenzhaltung und zur Stabilisierung des Stromnetzes. Die zukünftige Entwicklung wird zeigen, welche speicherseitigen Flexibilitätsoptionen die größte Relevanz für das Stromsystem haben werden.

## 6.4 Erkenntnisse

In diesem Kapitel wurden Erkenntnisse zur Quantifizierung des Nutzens von Flexibilitätsoptionen aus diversen Untersuchungen zusammengetragen. Hierbei wurde, aufgrund des Untersuchungsumfangs, eine Auswahl von wesentlichen Flexibilitätsoptionen (Erzeuger, Verbraucher, Speicher) für die jeweiligen Nutzungszwecke (eigenorientiert, netzorientiert und systemorientiert) beschrieben. Im Folgenden wird eine **übersichtsorientierte Einordnung der Nutzungspotenziale** zu den beschriebenen Flexibilitätsoptionen vorgestellt. Weiterhin wird Stellung dazu bezogen, inwieweit zwischen unterschiedlichen Nutzungszwecken **Synergien oder Konflikte** entstehen.

### 6.4.1 Übersichtsorientierte Einordnung der Nutzenpotenziale

Im Folgenden wird zu den wesentlichen in dieser Studie thematisierten Flexibilitätsoptionen eine Einordnung zu priorisierten Flexibilitätsnutzungen vorgestellt. Hierbei wurde, um den volkswirtschaftlichen Nutzen zu bestimmen, eine Abwägung zwischen den Bewertungskriterien Flexibilitätskosten und -erlöse, sowie ganzheitliche Hemmnisse und Chancen getroffen. Es ist jedoch zu beachten, dass aufgrund der Vielzahl an Einflussfaktoren eine genaue Abgrenzung zwischen den dargestellten Klassifizierungen nicht möglich ist. Die Nutzungspotenziale können durch lokale Gegebenheiten und die Art und Stärke von wirtschaftlichen Anreizen stark beeinflusst werden. Daher sollte die folgende Darstellung als gesamtheitliche Trendentwicklung des Nutzungspotenzials betrachtet werden und kann somit kein determiniertes Ergebnis für eine individuelle Flexibilitätsoption je Flexibilitätszweck darstellen.

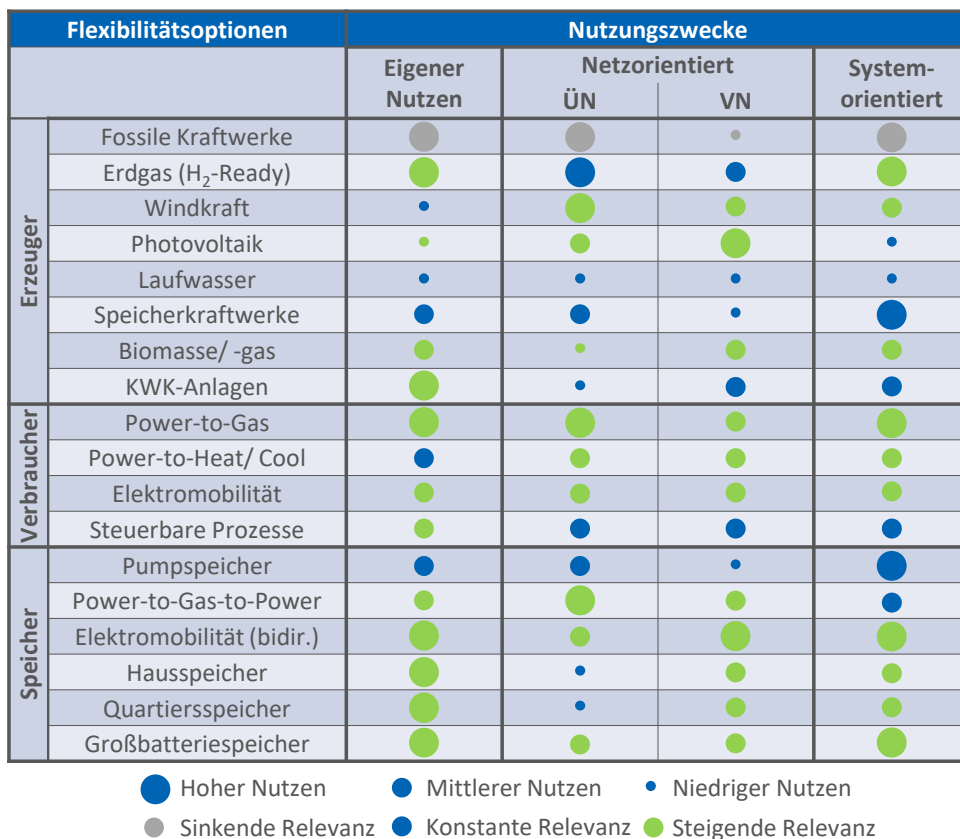


Abbildung 6.2: EnerFlex Heatmap: Einschätzung des aktuellen und zukünftigen Nutzenpotenzials

Die in Abbildung 6.2 dargestellte EnerFlex Heatmap gibt einen Überblick über das aktuelle und zukünftige Nutzungspotenzial von Flexibilitätsoptionen in Bezug auf erzeugungs-, verbrauchs- und speicherseitige Optionen sowie verschiedene Nutzungszwecke. Die Bewertung beruht auf den vorangegangenen Analysen und Bewertungen der Autoren in diesem Kapitel. Die Flexibilitätsoptionen sind anhand von farbigen und unterschiedlich großen Punkten kategorisiert. Die Größe eines Punktes gibt an, welchen spezifischen Nutzen die jeweilige Flexibilitätsoption besitzt, während die Farbe des Punktes darüber informiert, wie sich die Relevanz des Nutzenpotenzials perspektivisch verändert. Ein grauer Punkt zeigt eine sinkende Relevanz an, ein grüner Punkt eine steigende Relevanz und ein blauer Punkt bedeutet, dass sich die Relevanz nicht verändert hat. Die EnerFlex Heatmap bietet eine übersichtliche Darstellung, um eine erste Einschätzung darüber zu geben, welche Flexibilitätsoptionen für welchen Flexibilitätszweck am besten eingesetzt werden können, je nach Situation und Anforderungen. Es wird erwartet, dass von den genannten Flexibilitätsquellen im Zeithorizont bis 2030 vor allem die Hausspeicher, die mono- und bidirektionale Elektromobilität sowie langfristig auch Power-to-Gas-Anlagen besonders stark an Bedeutung gewinnen werden.

### 6.4.2 Synergien und Konflikte von Flexibilitätsoptionen für unterschiedliche Nutzungszwecke

Zuletzt wird erläutert, warum es aus volkswirtschaftlicher Sicht sinnvoll ist, sich nicht nur auf einen Nutzungszweck zu konzentrieren, sondern immer eine Abwägung zwischen den Synergien und Konflikten der jeweiligen Nutzungszwecke einer Flexibilitätsoption vorzunehmen.

Einige Flexibilitätsoptionen bieten ein enormes Potenzial für eine Vielzahl von Nutzungszwecken, weshalb ihre Synergien und Konflikte im Einzelnen betrachtet werden sollten, um eine sinnvolle Nutzung zu gewährleisten. Flexibilitätsoptionen wie beispielsweise das Lastmanagement oder die Regelung von erneuerbaren Erzeugungsanlagen können sowohl für den eigenen als auch für den netzorientierten sowie den systemorientierten Nutzen von Vorteil sein. Eine höhere Auslastung der eigenen Energieerzeugungsanlagen und eine Reduzierung des Netzbezugs können beispielsweise die volkswirtschaftlichen Kosten des Netzbetriebs senken und gleichzeitig den eigenen Nutzen steigern.

Speicherseitige Flexibilitätsoptionen wie Batteriespeicher können ebenfalls sowohl für den eigenen als auch für den systemorientierten Nutzen von Bedeutung sein. Die Speicherung von überschüssiger Energie kann den Eigenverbrauch der Photovoltaik maximieren und somit die Kosten senken, während Batteriespeicher dazu beitragen können, die Netzstabilität, durch gezielte Steuerung zur Stabilisierung von Frequenzschwankungen, zu verbessern.

Es können jedoch auch Konflikte zwischen verschiedenen Flexibilitätsoptionen auftreten, wenn eine einzige Option für zwei Zwecke genutzt werden soll, die sich gegenseitig ausschließen. Ein anschauliches Beispiel hierfür ist die Herausforderung, eine Flexibilitätsoption sowohl zur Bereitstellung von Regelleistung als auch zur Abregelung bei verbrauchsinduzierten Netzengpässen einzusetzen. In solchen Situationen ist es von entscheidender Bedeutung, klare Prioritäten zu setzen und nach synergistischen Ansätzen zu suchen, um das volle Potenzial der verschiedenen Flexibilitätsoptionen bestmöglich zu nutzen.

Insgesamt ist es volkswirtschaftlich nicht sinnvoll, Flexibilität nach einem einzigen Nutzungszweck zu beurteilen. Daher ist es wichtig, zwischen Synergien und Konflikten für verschiedene Einsatzbereiche abzuwägen, um den volkswirtschaftlichen Nutzen der Flexibilitätsoptionen optimal auszuschöpfen. Dabei gilt es im Allgemeinen anzumerken, dass eine Optimierung allein nach dem eigenen Nutzen selten zu einem volkswirtschaftlichen Optimum führt. Somit sollte aus volkswirtschaftlicher Sicht eine Flexibilitätsoption, welche nach dem eigenen Nutzen optimiert wird, ebenfalls auf netz- und systemorientierte Nutzungszwecke abgestimmt werden können.

# 7 Anpassungsbedarf am regulatorischen Rahmen

Die in den vorangegangenen Kapiteln dargestellten Studienergebnisse lassen erkennen, dass es vielfältige Möglichkeiten zur Realisierung von Flexibilität sowohl bei konventionellen als auch bei neuartigen Erzeugungs-, Verbrauchs- und Speichereinrichtungen gibt, und dass diese Flexibilität auf vielfältige Weise genutzt werden kann. Die Flexibilitätsnutzung z. B. in netzorientierter Weise für das Management von Netzengpässen oder in systemorientierter Weise für den laufenden Abgleich von Verbrauch und Erzeugung wird mit der weiteren Umsetzung der Energiewende immer bedeutsamer. Die verschiedenen Nutzungsformen von Flexibilität verfolgen jeweils eigenständige Zwecke, die alle grundsätzlich legitim sind und nicht per se als mehr oder weniger sinnvoll beurteilt werden können. Sie führen jedoch vielfach zu Zielkonflikten, weil sie unterschiedliche Zuordnungen der Verantwortung für den Flexibilitätseinsatz erfordern und fallweise zu gegenläufigen Nutzungsrichtungen von Flexibilität führen können. Das Ziel muss daher sein, die Nutzungsformen so auszugestalten und zu koordinieren, dass sie zu einer volkswirtschaftlich effizienten Nutzung der wertvollen Ressource Flexibilität führen, gleichzeitig aber auch für die einzelnen beteiligten Akteure aus deren individualwirtschaftlicher Sicht vorteilhaft oder zumindest nicht nachteilig sind.

Um die Flexibilitätsnutzung zu realisieren, muss der regulatorische Rahmen in Form von Gesetzen, Verordnungen, Regulierungsbeschlüssen, Normen und Branchenvereinbarungen geeignete Instrumente bereitstellen. Unter einem Instrument wird hier die Gesamtheit der für eine bestimmte Form der Flexibilitätsnutzung erforderlichen Regelungen zu Nutzungsrechten, Steuerungs- und Messtechnik, Vergütung und Preisfindung, Koordinationsprinzipien und anderen Aspekten verstanden. Diese Regelungen können sowohl feste regulatorische Vorgaben und Verpflichtungen als auch marktliche, auf freiwilliges Handeln der Flexibilitätsanbieter und -nachfrager ausgerichtete Elemente enthalten. Für verschiedene Formen der Flexibilitätsnutzung sind solche Instrumente bereits heute etabliert, für andere Nutzungsformen steht ihre Einführung noch aus.

In den nachfolgenden Abschnitten wird diskutiert, inwieweit Handlungsbedarf im Hinblick auf den regulatorischen Rahmen für die Instrumente zur Flexibilitätsnutzung besteht. Hierbei wird einerseits untersucht, ob die Regularien für bereits etablierte Instrumente angepasst werden sollten, weil sie z. B. eine volkswirtschaftlich effiziente Flexibilitätsnutzung behindern und/oder besser mit anderen Nutzungsformen koordiniert werden sollten. Andererseits wird untersucht, ob und ggf. in welcher Form neue Instrumente benötigt werden, um weitere, heute noch nicht erschlossene oder nicht effizient funktionierende Möglichkeiten der Flexibilitätsnutzung zu erschließen.

Diese Analyse soll in erster Linie aufzeigen, an welchen Stellen des Regulierungsrahmens Handlungsbedarf besteht. Soweit sich vielversprechende Lösungsansätze abzeichnen, wird auf diese hingewiesen. Es sollen jedoch nicht konkrete Gestaltungsvorschläge entwickelt werden, da dies vertiefende Untersuchungen und Abwägungen erfordert, die im Rahmen dieser Taskforce nicht umfassend geleistet werden können. Zudem müssen bei der konkreten Ausgestaltung von Regularien übergreifende Vorgaben etwa aus noch zu entwickelnden Network Codes auf EU-Ebene berücksichtigt werden; siehe hierzu die von der EU-Regulierungsagentur ACER im Dezember 2022 vorgelegte „Framework Guideline on Demand Response“ [52].

In den folgenden Abschnitten werden zunächst Aspekte des Regulierungsrahmens betrachtet, die sich nicht auf eine bestimmte Nutzungsform, sondern übergreifend auf die Bereitstellung und Nutzung von Flexibilität beziehen (Abschnitt 7.1). Anschließend werden entsprechend der Gliederung der vorangegangenen Kapitel Aspekte betrachtet, die sich speziell auf eine der drei Kategorien der Flexibilitätsnutzung beziehen, also auf die Eigennutzung (Abschnitt 7.2), die netzorientierte Nutzung (Abschnitt 7.3) und die systemorientierte Nutzung (Abschnitt 7.4). Im abschließenden Abschnitt 7.5 wird Regelungsbedarf in Bezug auf Zielkonflikte zwischen Nutzungsformen und den hieraus resultierenden Koordinationsbedarf diskutiert; hierbei liegt der Schwerpunkt auf der kurzfristigen Koordination von Flexibilitätseinsätzen, nicht auf Zielkonflikten im Bereich von Investitionsentscheidungen.

## 7.1 Übergreifende Aspekte der Flexibilitätsbereitstellung und -nutzung

### 7.1.1 Nutzbarmachung von Flexibilitäten

Soweit flexible Einrichtungen ausdrücklich mit dem Ziel errichtet werden, Flexibilität z. B. netz- oder systemorientiert zur Verfügung zu stellen, ist naturgemäß davon auszugehen, dass diese Einrichtungen auch mit der notwendigen Steuerungs- und Messtechnik ausgestattet werden. Dies ist jedoch anders bei Einrichtungen, die primär einem anderen Zweck dienen – wie z. B. Ladeeinrichtungen für Elektrofahrzeuge – und bei denen die Bereitstellung von Flexibilität eher einen sekundären Nutzen darstellt. Der regulatorische Rahmen sollte daher zumindest bei den Einrichtungen, deren Flexibilität in Zukunft sicher oder mit hoher Wahrscheinlichkeit für netz- oder systemorientierte Zwecke genutzt werden kann, sicherstellen, dass die hierfür notwendige Technik möglichst bereits bei der Errichtung mit aufgebaut wird und effizient in die Systemarchitektur integriert werden kann. Dies betrifft v. a. folgende Aspekte:

- **Schaffung von Beobachtbarkeit und Steuerbarkeit:** Bei den für die netz- oder systemorientierte Nutzung geeigneten Flexibilitätsoptionen sollte durch Anreize – beispielsweise im Rahmen von Förderkonzepten – oder ggf. auch verpflichtende Vorgaben – erreicht werden, dass ein möglichst großer Teil der flexiblen Einrichtungen durch Akteure wie Netzbetreiber, Lieferanten und Aggregatoren beobachtbar und ansteuerbar ist. Dies gilt sowohl für neu hinzukommende als auch für bereits installierte flexible Einrichtungen, wobei für Letztere in Abhängigkeit von Technologie und Flexibilitätspotenzial abzuwägen ist, inwieweit eine nachträgliche Ausrüstung mit geeigneter Mess- und Steuerungstechnik wirtschaftlich sinnvoll ist. Hinsichtlich der Ausgestaltung von Mess- und Steuerungskonzepten ist danach zu unterscheiden, ob hierbei die einzelne flexible Einrichtung oder der Netzanschlusspunkt des Netznutzers, der die Einrichtung betreibt, adressiert wird. In diesem Sinne unterscheidet die Bundesnetzagentur in ihrem Konsultationspapier im Kontext der Umsetzung von § 14a EnWG [21] nach steuerbaren Verbrauchseinrichtungen und steuerbaren Netzanschlüssen. Die Frage, ob eins dieser Konzepte langfristig vorzugswürdig ist oder beide Konzepte vorgesehen und situationsabhängig angewendet werden sollten, ist aus heutiger Sicht noch offen. Hier besteht weiterer Untersuchungsbedarf der technischen und ökonomischen Auswirkungen der Konzepte und ihrer Kompatibilität mit den in Frage kommenden Instrumenten für die Flexibilitätsnutzung. VDE/FNN hat sich diesbezüglich für das Konzept des steuerbaren Netzanschlusses als Zielbild ausgesprochen.
- **Standardisierung von Schnittstellen:** Eng hiermit verbunden ist die Anforderung, dass hardware- und kommunikationstechnische Schnittstellen zwischen flexiblen Einrichtungen, Energiemanagementsystemen und Kommunikationsmodulen sowie die erforderlichen Kommunikationsprotokolle standardisiert werden, um Interoperabilität von Komponenten unterschiedlicher Hersteller sicherzustellen. Es sollte vermieden werden, dass allein für den Zweck der Flexibilitätsnutzung parallele Kommunikationsinfrastrukturen aufgebaut werden, soweit diese nicht für andere Zwecke wie z. B. Fernwartungen oder die Kommunikation zwischen Herstellern und Nutzern von E-Fahrzeugen ohnehin vorhanden sind.
- **Rollout intelligenter Messsysteme:** Der in Deutschland bisher sehr schleppende Rollout intelligenter Messsysteme sollte mit dem Ziel forciert werden, dass Verbraucher mit flexiblen Verbrauchseinrichtungen möglichst zügig und vollständig hiermit ausgestattet werden. Eine Erfassung und tägliche Übermittlung von Verbrauchswerten im Viertelstundenraster ist zwar nicht für alle, aber doch für viele Instrumente der Flexibilitätsnutzung – einschließlich der Einführung dynamischer Tarife für Energielieferung und/oder Netznutzung – eine zwingende Voraussetzung. Darüber hinaus sieht die Gesetzgebung vor, dass perspektivisch auch Steuersignale über Smart-Meter-Gateways übertragen werden. Hierdurch soll mit Blick auf die Systemsicherheit gewährleistet werden, dass die Steuerung über einen möglichst wenig angreifbaren Kommunikationsweg erfolgt (siehe z. B. [20]). Zugleich soll dies die Koordination von evtl. gegenläufigen Steuersignalen vereinfachen. Die Frage, wie weit die Fokussierung auf diesen Kommunikationsweg reichen soll, wird allerdings kontrovers diskutiert. Hier sind die vorgenannten Vorteile dieser Lösung mit ihren Nachteilen hinsichtlich der Bandbreite und Innovationsoffenheit von Modellen der Flexibilitätsnutzung abzuwägen. Aus Sicht der Taskforce besteht hier weiterer Diskussionsbedarf.

## 7.1.2 Flexibilitätshemmnisse durch Regelungen der Netzentgelt- und Umlagensystematik

Für die Ausschöpfung der Potenziale zur Flexibilitätsnutzung sind nicht nur die Regelungen von Bedeutung, die sich auf die Nutzungsmodelle selbst beziehen, sondern auch Regelungen in sonstigen Bereichen, die zu Hemmnissen bei der Flexibilitätsbereitstellung führen können. Solche Hemmnisse sollten möglichst weitgehend vermieden bzw. abgebaut werden. Hierbei sind insbesondere folgende Elemente der Netzentgelt- und Umlagensystematik zu betrachten, die aus anderen Gründen als der kurzfristigen netz- oder systemorientierten Flexibilitätsnutzung eingeführt wurden, hierauf aber einen relevanten Einfluss haben können:

- **Atypische Netznutzung (§ 19 Abs. 2 S. 1 StromNEV):** Die Regelungen zu individuellen Netzentgelten für Verbraucher, deren Strombezug überwiegend in Zeiten mit typischerweise geringer Netzbelastung fällt, dienen der netzorientierten Flexibilitätsnutzung auf Basis von Preisanreizen. Diese Zielsetzung ist – soweit ohne die hiermit bewirkte Verbrauchsanpassung tatsächlich Netzengpässe auftreten würden – grundsätzlich positiv zu bewerten. Die Ausgestaltung dieses Instruments ist heute allerdings sehr starr, so dass eine flexible Anpassung an wechselnde Netzbelastungen kaum möglich ist und/oder Verbraucher kaum auf das Preissignal reagieren können, etwa aufgrund sehr langer Hochlastzeitfenster. Dieses Instrument sollte daher flexibilisiert oder durch ein umfassenderes, gezielt auf die tatsächliche Engpasssituation in den Netzen ausgerichtete Instrument der zeitvariablen Netzentgelte ersetzt werden (siehe Abschnitt 7.3).
- **Gleichmäßiger Strombezug (§ 19 Abs. 2 S. 2 ff. StromNEV):** Die Regelungen für stromintensive Verbraucher mit sehr hohen Benutzungsstundenzahlen verursachen gravierende Flexibilitätshemmnisse, da den hiervon profitierenden Verbrauchern erhebliche Einbußen drohen, wenn ihre Benutzungsstundenzahl durch flexibles Verbrauchsverhalten abnimmt. Dieses Instrument sollte daher, wie bereits seit einigen Jahren diskutiert wird, dringend überarbeitet werden. Es reizt ein hochgradig gleichmäßiges Verbrauchsverhalten an, das in einem Stromversorgungssystem mit hohem Anteil volatil einspeisender Erzeugungsanlagen nicht mehr generell vorteilhaft und in vielen Situationen sogar kontraproduktiv ist.
- **Struktur der Netzentgelte und Umlagen:** Anreizwirkungen, die fallweise die Bereitschaft zur Flexibilitätsbereitstellung hemmen können, können auch aus den Bestandteilen der regulären Netzentgelte und der zusammen mit den Netzentgelten abgerechneten Umlagen erwachsen. Dies gilt insbesondere für das leistungsbezogene Netzentgelt, da es Verbrauchern einen Anreiz setzt, ihre maximale Bezugsleistung innerhalb eines Kalenderjahres zu minimieren. Die Zeitpunkte, in denen individuell hohe Bezugsleistungen auftreten, müssen keineswegs mit den Zeitpunkten übereinstimmen, in denen das Netz hoch ausgelastet ist. Daher hat der mit diesem Entgelt vermittelte Anreiz aus Sicht der Netzbelastung jedenfalls keine hohe Treffgenauigkeit. Er kann fallweise sogar kontraproduktiv sein, indem er zeitliche Lastverschiebungen verhindert, die zwar aus Netz- oder System-sicht vorteilhaft wären, beim individuellen Verbraucher aber zu erhöhten Leistungspreiszahlungen führen würden. Andererseits hat diese Entgeltkomponente in einem System, das nur Leistungs- und Arbeitspreise vorsieht, eine wichtige Funktion, da es den weitgehend fixen Charakter der Netzkosten reflektiert. Um diese Funktion aufrecht zu erhalten oder sogar zu stärken, zugleich aber potenzielle Flexibilitätshemmnisse abzuschwächen, kann erwogen werden, Entgeltkomponenten einzuführen, die von der vertraglich vereinbarten anstelle der gemessenen Maximalleistung abhängen (Kapazitätspreise) oder gänzlich von Leistungs- und Arbeitswerten unabhängig sind (Grundpreise). Darüber hinaus kann eine zeitvariable Gestaltung von Arbeits- und/oder Leistungspreisen dazu beitragen, die Anreizsituation stärker nach der Netzbelastung auszurichten. Dies könnte auch für die zusammen mit den Netzentgelten abgerechneten Umlagen erwogen werden, die bislang ebenfalls als zeitlich nicht variable Arbeitspreise ausgestaltet sind. Ein anderer Ansatz, die mit Leistungspreisen verbundenen Flexibilitätshemmnisse zu vermeiden, könnte darin bestehen, bestimmte Flexibilitätseinsätze bei der Ermittlung der individuellen Jahreshöchstleistung herauszurechnen. Dies wäre aber mit erhöhter Komplexität verbunden und würde erfordern, dass die hierdurch begünstigten Formen der Flexibilitätsnutzung genau definiert und abgegrenzt werden.
- **Potenzielle Doppelbelastung mobiler Speicher:** Bei stationären Speichern, die mit einem netz- oder systemorientierten Nutzungszweck Strom aus dem Netz beziehen und zu einem späteren Zweck wieder zurückspeisen, müssen mittlerweile für den Strombezug keine Netzentgelte und sonstigen Umlagen und Abgaben mehr bezahlt werden, da dies – bei Betrachtung des gesamten Transportpfads von der Stromerzeugung über den Speicher bis zum Stromverbrauch – zu einer Doppelbelastung mit verbrauchsseitigen Entgeltzahlungen führen würde. Für mobile Speicher,



d. h. Batterien von Elektrofahrzeugen, besteht diese potenzielle Doppelbelastung jedoch weiterhin. Sie könnte zukünftig insbesondere bei einer bidirektionalen Betriebsweise von Fahrzeugbatterien Hemmnisse auslösen und insoweit eine Ungleichbehandlung im Vergleich zu stationären Speichern bewirken. Eine solche Ungleichbehandlung sollte vermieden werden, sofern sie nicht sachlich begründbar ist.

## 7.2 Eigennutzung von Flexibilität

### 7.2.1 Eigenverbrauchsoptimierung

Die Nutzung von Flexibilität zur Maximierung des Eigenverbrauchs von Strom aus eigenen Erzeugungsanlagen wird durch die damit erzielbaren Einsparungen an Strombezugskosten einschließlich Netzentgelten, Umlagen und Abgaben stark angereizt und ist teilweise sogar der treibende Grund für die Installation von flexiblen Einrichtungen wie Heimspeichern. Aus individueller Sicht ist es vollkommen legitim, diesem Anreiz zu folgen. Aus volkswirtschaftlicher Sicht hat diese Nutzungsform hingegen in der Regel eher geringen Nutzen. Sie kann sogar kontraproduktiv sein, etwa in folgender Hinsicht:

- **Ineffizienter Flexibilitätseinsatz:** Die zur Eigenverbrauchsoptimierung genutzte Flexibilität kann nicht gleichzeitig für andere Zwecke genutzt werden, auch wenn diese fallweise deutlich größeren volkswirtschaftlichen Nutzen bringen können als die individuelle Optimierung. Besonders auffällig ist dies am Beispiel industrieller Eigenerzeugungsanlagen, die aufgrund der Eigenverbrauchsanreize auch dann noch zur Stromerzeugung eingesetzt werden, wenn die Strommarktpreise unter den variablen Einsatzkosten der Anlagen liegen und evtl. sogar negativ sind. Auch Heimspeicher werden heute meist mit ausschließlicher Fokussierung auf die Eigenverbrauchsmaximierung betrieben, so dass sie praktisch keinen netz- oder systemorientierten Nutzen bringen, was oft aber auch an der fehlenden Beobachtbarkeit und Steuerbarkeit liegt.
- **Potenzielle Synchronisation des Reststrombezugs:** Wenn große Mengen von flexiblen Einrichtungen wie z. B. Heimspeichern zur Eigenverbrauchsoptimierung eingesetzt werden, kann sich eine verstärkte Synchronisation des Strombezugs der betreffenden Verbraucher ergeben. Hieraus können sich schnelle Leistungsänderungen in Zeitpunkten ergeben, in denen die Speicher beim Beladen den maximalen oder beim Entladen den minimalen Füllstand erreichen.
- **Verluste durch energiewirtschaftlich unnötige Speicherzyklen:** Durch Fokussierung auf den Eigenverbrauchsnutzen können Lade- und Entladevorgänge von Speichern angereizt werden, die aus Sicht des Gesamtsystems nicht effizient und somit unnötig sind. Dies kann beispielsweise dann der Fall sein, wenn eine PV-Anlage aufgrund lokal günstiger Bedingungen mit hoher Leistung einspeist, gleichzeitig jedoch im Gesamtsystem nur wenig EE-Strom zur Verfügung steht. Es kann dann effizienter sein, den lokal überschüssigen Strom dem System zur Verfügung zu stellen als ihn vor Ort zu speichern und später zu verbrauchen. Die mit dem Speichereinsatz verbundenen Verluste von rund 10-15 % der eingespeicherten Energie sind in solchen Fällen volkswirtschaftlich ineffizient, auch wenn diese Einsatzweise individualwirtschaftlich den Eigenverbrauchsnutzen steigert.

Um diesen kontraproduktiven Einsatzweisen entgegenzuwirken, sollte grundsätzlich angestrebt werden, die individuelle Anreizsituation stärker auf die volkswirtschaftlichen Wirkungen abzustimmen, insbesondere in Situationen mit hohem Flexibilitätsbedarf im Netz oder System. Die Anreizsituation kann beispielsweise durch die Höhe der Einspeisevergütung für Rückspeisungen aus eigenen Erzeugungsanlagen wie auch durch die Netzentgeltstruktur für den Strombezug aus dem Netz beeinflusst werden. Die Problematik der hohen Leistungsänderungsgeschwindigkeiten kann vermutlich durch geringfügig veränderte Einsatzstrategien von Speichern beeinflusst werden; auch hierfür müsste bei Bedarf ein entsprechender Anreiz gesetzt oder eine Obergrenze für die Leistungsänderungsgeschwindigkeit (die sich bei Vorhandensein eines Energiemanagementsystems auch auf den Netzanschlusspunkt beziehen kann) durch eine technische Richtlinie festgelegt werden. Zudem könnte es vorteilhaft sein, wenn Netzbetreiber Informationen über die Eigenschaften von vorhandenen Speichern (Stammdaten) und deren Einsatz (Bewegungsdaten, z. B. Speicherfüllstände) erhalten.

Die Anreize für Verbraucher mit Eigenerzeugungsanlagen sollten somit generell stärker darauf ausgerichtet werden, dass Informationen über die netz- und systemseitige Situation in Entscheidungen zur Flexibilitätsnutzung einbezogen werden, beispielsweise durch zeitvariable Netzentgelte und dynami-

sche Stromtarife, die von Energiemanagementsystemen berücksichtigt werden können. Dies bedeutet auch, dass Verbraucher nicht dazu angereizt werden sollten, unter hohem Aufwand eine weitgehende Autarkie vom Versorgungsnetz herbeizuführen. Zudem sollten etwaige Regelungen, mit denen netzorientierte Flexibilitätseinsätze unter bestimmten Bedingungen – insbesondere bei kurzfristig drohenden Netzengpässen – gegenüber systemorientierten Nutzungsformen priorisiert werden, auch eine Priorität gegenüber der Eigennutzung der Flexibilität implizieren. Innerhalb des netzverträglichen Rahmens sollten Eigenerzeuger jedoch weiterhin – unter Berücksichtigung der gesetzten wirtschaftlichen Anreize – selbst über den Einsatz ihrer Flexibilität entscheiden können, da es nicht darum geht, die Akzeptanz des Konzepts der Eigenerzeugung grundsätzlich in Frage zu stellen.

## 7.2.2 Kollektive Strombezugsoptimierung

Instrumente zur kollektiven Strombezugsoptimierung etwa in Form von Mieterstrommodellen, Energiegemeinschaften oder einem Peer-to-Peer-Handel sind in Deutschland außerhalb von F&E-Projekten entweder noch nicht eingeführt oder werden noch nicht im erwarteten Umfang genutzt. Wenn diese Form der Flexibilitätsnutzung stärker etabliert werden soll, besteht hier offensichtlicher Handlungsbedarf. Allein mit Blick auf eine volkswirtschaftlich effiziente Flexibilitätsnutzung wäre dies allerdings kein vordringliches Ziel, da bei diesen kollektiven Nutzungsformen ähnlich wie bei der individuellen Eigenverbrauchsoptimierung kein großer volkswirtschaftlicher Nutzen im Vergleich zu einer netz- oder systemorientierten Einsatzweise der Flexibilität entsteht, sofern nicht sogar kontraproduktive Wirkungen auftreten. Aus anderen Gründen wird es aber voraussichtlich erstrebenswert sein, die kollektive Nutzung von Erzeugungsanlagen zu fördern. Insbesondere können Quartiers- und andere kollektive Konzepte zu einer besseren Ausschöpfung von Potenzialen zur Errichtung von Photovoltaik- und evtl. auch anderen Erzeugungsanlagen beitragen und die Partizipation von Verbrauchern am Fortschritt der Energiewende stärken. Mit Blick auf das Ziel einer systemweit effizienten Nutzung von Flexibilität ist daher wichtig, dass bei der Einführung bzw. Weiterentwicklung von Modellen für die kollektive Strombezugsoptimierung vermieden wird, volkswirtschaftlich kontraproduktive Anreize zu vermitteln. Vielmehr sollten auch hierfür die oben für die Eigenverbrauchsoptimierung diskutierten Anreizziele und Anforderungen verfolgt werden, wie etwa Anreize für eine Ausrichtung des Flexibilitätseinsatzes (auch) auf netz- und/oder systemorientierte Zwecke sowie eine Priorisierung der netzorientierten Nutzung im Fall von kurzfristig auftretenden akuten Netzengpassituationen.

## 7.3 Netzorientierte Flexibilitätsnutzung

### 7.3.1 Erzeugungsseitige Flexibilität: Redispatch

Für das betriebliche Management von Netzengpässen werden derzeit in Deutschland neben rein netzseitigen Maßnahmen in erster Linie erzeugungsseitige Redispatch-Maßnahmen genutzt. Diese Form der Flexibilitätsnutzung ist in § 13 ff. EnWG für die ÜNB und in Verbindung mit § 14 EnWG auch für VNB sowie in regulatorischen Festlegungen umfassend geregelt. Die vor einigen Jahren gesetzlich initiierte, aber noch nicht vollständig in der Praxis umgesetzte Novellierung des Redispatch-Regimes, die in der Branche als Redispatch 2.0 bezeichnet wird, integriert das ehemalige Einspeisemanagement – also die Abregelung von Erneuerbare-Energien-Anlagen – in den Redispatch und erweitert den Anwendungsbereich auf Anlagen ab 100 kW Bemessungsleistung.

Das Redispatch-Regime ist für die netzorientierte Nutzung erzeugungsseitiger Flexibilität grundsätzlich gut geeignet, auch wenn die Regelungen für den Redispatch 2.0 sehr komplex sind und daher noch weiterer Umsetzungsaufwand ansteht. Ein grundsätzlicher kurzfristiger Reformbedarf ist hier jedoch nicht ersichtlich. Das Regime sieht im Kern eine verpflichtende Teilnahme von Erzeugungsanlagen an Redispatch-Maßnahmen und kostenbasierte Entschädigungszahlungen für die ergriffenen Maßnahmen vor. Diese Maßnahmen werden zwar in § 13 EnWG als marktbezogen bezeichnet, weil sie in den Bereich der Strommarktteilnehmer hereinwirken, sind aber vollständig reguliert und sehen keine Freiwilligkeit der Teilnahme und keine marktbasierende Ermittlung von Vergütungen vor. Daher sind die Regelungen nicht auf verbrauchsseitige Flexibilität übertragbar, da hier eine objektive Ermittlung der Kosten von Flexibilitätseinsätzen kaum möglich ist.

### 7.3.2 Verbrauchsseitige Flexibilität von Kleinverbrauchern: § 14a/14c EnWG

Für die netzorientierte Nutzung verbrauchsseitiger Flexibilitätsoptionen werden unterschiedliche Instrumente diskutiert. Besonders intensiv ist die Debatte über die konkrete Umsetzung der kürzlich novellierten Vorschrift § 14a EnWG, die sich auf steuerbare Verbrauchseinrichtungen im Niederspannungsnetz bezieht (siehe auch Abschnitt 4.2.4). Hierzu hat die Bundesnetzagentur bereits Festlegungsverfahren eröffnet, die noch in 2023 abgeschlossen werden sollen [21]. Es ist zu begrüßen, dass für die hierdurch adressierte Nutzungsform von Flexibilität somit bald ein Instrument eingeführt bzw. das bestehende grundlegend weiterentwickelt werden soll.

Auch in diesem Bereich besteht allerdings Handlungsbedarf, der teilweise mit der Umsetzung von § 14a EnWG zusammenhängt:

- Bei der Umsetzung von § 14a EnWG sollte generell angestrebt werden, dass Steuerungsmaßnahmen nur im zwingend für die Behebung akuter Netzengpässe notwendigen Umfang erfolgen, damit nicht unnötig viel Flexibilität für diesen Zweck gebunden wird. Dies impliziert auch eine möglichst baldige Ausstattung der Netze mit Messtechnik, um das Engpassgeschehen mit ausreichender Genauigkeit beobachten und prognostizieren zu können. Zudem sollte sichergestellt werden, dass – wie beim Redispatch – zunächst alle netzseitigen Handlungsoptionen ausgeschöpft werden, bevor Maßnahmen der Verbrauchssteuerung ergriffen werden.
- Ein anderer Umsetzungsaspekt betrifft die bereits in Abschnitt 7.1 erwähnte Frage, ob sich Steuerungsmaßnahmen auf die einzelne Verbrauchseinrichtung oder – bei Vorhandensein eines lokalen Energiemanagementsystems – auf den Netzanschlusspunkt eines Verbrauchers beziehen sollten. Hier ist u. a. noch zu klären, ob die gleichzeitige Nutzung beider Ansätze diskriminierungsfrei möglich ist und welche Auswirkungen dies auf die Effizienz der Flexibilitätsnutzung hätte.
- Darüber hinaus sollten ergänzende Instrumente vorgesehen werden, die eine präventive Entlastung von Engpässen durch freiwillige Verbrauchsanpassungen ermöglichen. Hierfür sieht § 14a EnWG die Möglichkeit wirtschaftlicher Anreize vor, die durch zeitvariable Netzentgelte vermittelt werden könnten. Daneben verpflichtet § 14c EnWG die Netzbetreiber dazu, benötigte Flexibilitätsdienstleistungen marktgestützt zu beschaffen. Dies läuft auf die mögliche Einführung lokaler Flexibilitätsmärkte hinaus, die eine freiwillige Teilnahme und marktliche Preisfindung ermöglichen würden. Die Debatte über die Machbarkeit und Wirkungen solcher Märkte ist allerdings noch zu keinem klaren Ergebnis gekommen. Nach derzeitiger Einschätzung erscheinen Ansätze, die auf wirtschaftlichen Anreizen über die Netzentgelte beruhen, für die sehr kleinteiligen Flexibilitätsoptionen von Kleinverbrauchern eher geeignet als Märkte, die jeweils auf den einzelnen Verbraucher bezogene Angebots- und Bezuschlagungsprozesse erfordern.
- Die bisherigen Vorschläge der Bundesnetzagentur sehen vor, dass Steuerungsmaßnahmen nach § 14a EnWG nur genutzt werden dürfen, um den Zeitraum bis zum Abschluss von dann erforderlichen Netzausbau- oder -ertüchtigungsmaßnahmen zu überbrücken. Es stellt sich die Frage, ob Steuerungsmaßnahmen abweichend davon in einem geringen, regulatorisch zu definierendem Umfang auch eingesetzt werden dürfen, ohne dass dies eine Netzausbauverpflichtung auslöst (in grundsätzlicher Analogie zum Instrument der „Spitzenkappung“ hinsichtlich der Abregelung von Erneuerbare-Energien-Anlagen). Zur Beantwortung dieser Frage ist noch zu untersuchen, inwieweit dies zu volkswirtschaftlichen Vorteilen führen würde, wobei zu berücksichtigen ist, dass die hierdurch gebundene Flexibilität ansonsten für andere Zwecke genutzt werden könnte.
- Die Regelungen nach § 14a EnWG zielen ausdrücklich auf verbrauchsseitige Flexibilität, was nach den Vorschlägen der Bundesnetzagentur teilweise auch die Betriebsweise von Speichern im Eigentum von Verbrauchern einschließt. Offen ist bislang hingegen, ob auch Erzeugungsanlagen im Leistungsbereich unter 100 kW, die nicht vom Redispatch-Regime erfasst werden, in netzorientierte Maßnahmen einbezogen werden dürfen und ob dies – insbesondere bei Anlagen in der Sphäre von Verbrauchern – in den Regelungsbereich dieser Vorschrift fällt oder die Einführung anderer Instrumente erfordert.
- § 14a EnWG zielt in erster Linie auf das Engpassmanagement für die untersten Verteilungsebenen. Die Flexibilität von Kleinverbrauchern ist aber grundsätzlich auch für systemorientierte Zwecke (siehe Abschnitt 7.4) und für netzorientierte Zwecke im Bereich der höheren Netzebenen nutzbar. Letzteres sollte zumindest perspektivisch bei der Ausgestaltung von Instrumenten für

die netzorientierte Flexibilitätsnutzung im Auge behalten werden, um auch hier bei Bedarf auf die jeweils günstigsten Optionen zurückgreifen zu können. Hierfür könnten ebenfalls zeitvariable Netzentgelte ein geeignetes Instrument sein.

Neben der Umsetzung von Steuerungsmaßnahmen nach § 14a EnWG, die einen aktiven Eingriff durch den Netzbetreiber im Bedarfsfall erfordern, kann auch eine automatisierte Nutzung eines Teils der Flexibilität von Kleinverbrauchern in Abhängigkeit von messtechnisch erfassbaren Zustandsgrößen in Betracht gezogen werden. Soweit hierbei als Zustandsgröße die Netzfrequenz herangezogen wird, handelt es sich um eine systemorientierte Flexibilitätsnutzung und hierbei konkret um die Bereitstellung von Primärregelleistung. Wenn Spannungswerte an den Netzanschlusspunkten von Verbrauchern oder an entfernteren Netzknoten (Weitbereichsregelung) oder auch Belastungswerte von Leitungen oder Transformatoren herangezogen werden, handelt es sich hingegen um netzorientierte Nutzungsformen. Eine vertiefte Diskussion über die Möglichkeiten und Wirkungen dieser Flexibilitätsnutzungsformen steht noch aus. Hierbei sind vielfältige Aspekte wie Kosten und Nutzen der Automatisierung, mögliche Auswirkungen auf den stabilen Netzbetrieb, Einschränkungen für die Verbraucher bei der Verfügung über ihre Flexibilität und die Machbarkeit einer diskriminierungsfreien Ausgestaltung zu betrachten.

Die Ausgestaltungsmöglichkeiten und Wirkungen unterschiedlicher Instrumente für die netzorientierte Nutzung der Flexibilität von Kleinverbrauchern werden aktuell auch im Forum Netztechnik/Netzbetrieb im VDE (VDE FNN) intensiv diskutiert. Hier kann z. B. auf ein Impulspapier vom Juli 2022 [60] und die darauf aufbauende weitere Diskussion verwiesen werden.

### **7.3.3 Verbrauchsseitige Flexibilität von größeren Verbrauchern**

Für die netzorientierte Nutzung der Flexibilität von größeren, an die Mittel- und Hochspannungs- oder sogar Übertragungsnetze angeschlossenen Verbrauchern sind derzeit keine geeigneten Instrumente etabliert. Hier besteht somit klarer Handlungsbedarf. Ein solches Instrument war die Abschaltbare-Lasten-Verordnung (AbLaV), die allerdings Mitte 2022 ausgelaufen ist und auf deren Grundlage nur in sehr geringem Umfang netzorientierte Maßnahmen ergriffen wurden. Es ist aber zu erwarten, dass das Engpassvolumen auch in den höheren Verteilungsebenen weiter zunimmt und auch in zunehmendem Umfang Flexibilitätsoptionen bei den industriellen Verbrauchern erschlossen werden, so dass es sinnvoll erscheint, praxismgerechte Instrumente für die netzorientierte Nutzung dieser Flexibilität einzuführen.

Auch hierfür könnten zeitvariable Netzentgelte ein zielführender Ansatz sein, der heute mit den Regelungen zur atypischen Netznutzung auch schon in rudimentärer und zweifellos überarbeitungsbedürftiger Form etabliert ist. Ziel einer Weiterentwicklung müsste hier eine flexible, auf das volatile Engpassgeschehen ausgerichtete Anpassung der Netzentgelte sein, was voraussichtlich eine hohe örtliche und zeitliche Granularität der Entgeltgestaltung erfordert.

Daneben wird seit einigen Jahren für diesen Nutzungszweck intensiv über die Realisierbarkeit und Wirkungen lokaler bzw. regionaler Flexibilitätsmärkte diskutiert, die auf freiwilligen Angeboten von flexiblen Verbrauchern und marktlichen Preisfindungsmechanismen beruhen. Verschiedene Ansätze solcher Märkte und Plattformen wurden in F&E-Projekten etwa im Rahmen der SINTEG-Förderung entwickelt und erprobt. Die Frage, ob die mit solchen Märkten verbundenen Risiken u. a. eines strategischen, engpassverstärkenden Verhaltens bei strukturellen Engpässen schwerer wiegen als die unbestrittenen Vorteile marktbasierter Lösungen, ist aber bislang noch nicht befriedigend beantwortet.

Alternativ sind grundsätzlich auch Lösungen im Sinne einer Nachfolgeregelung der AbLaV denkbar, die zwar marktliche Elemente, aber auch enge regulatorische Vorgaben enthalten, mit denen die mit einem freien Markt verbundenen Risiken evtl. stärker begrenzt werden können.

Angesichts dieses Diskussionsstands kann für die Ausgestaltung von Instrumenten für diese Flexibilitätsoptionen noch keine klare Empfehlung gegeben werden. Die im Hinblick auf mögliche Risiken und zu erwartende Transaktionskosten vielversprechendste Lösung scheint aus derzeitiger Sicht die Einführung bzw. die vom Modell der atypischen Netznutzung ausgehende Weiterentwicklung zeitvariabler Netzentgelte zu sein. Es ist allerdings zu beachten, dass hiermit nur Anreize für Situationen vermittelt werden können, in denen Verbraucher Strom aus dem Netz beziehen. In Fällen von Rückspeisungen

ins Netz aus Eigenerzeugungsanlagen oder Speichern in der Sphäre der Verbraucher wirken diese Anreize nicht, da Netzentgelte (jedenfalls aktuell) nur für Entnahmen aus dem Netz erhoben werden.

### 7.3.4 Flexibilität von Speichern

Die vorstehenden Ausführungen machen deutlich, dass bei den derzeit praktizierten oder diskutierten Instrumenten für die netzorientierte Flexibilitätsnutzung nach erzeugungs- und verbrauchsseitigen Flexibilitätsoptionen unterschieden wird. Falls es bei dieser Unterscheidung bleibt, d. h. falls kein universelles Instrument für alle Flexibilitätsoptionen entwickelt wird, stellt sich die Frage, welche dieser Instrumente für die Flexibilität von Speichern im Sinne der Definition nach Kapitel 2 geeignet sind. Speicher wirken beim Beladen wie Verbrauchseinrichtungen und beim Entladen wie Erzeugungsanlagen und können daher nicht eindeutig zugeordnet werden. Um diese Frage zu beantworten, erscheint eine Fallunterscheidung sinnvoll:

- **Speicher in der Sphäre von Verbrauchern** können grundsätzlich mit den gleichen Instrumenten adressiert werden wie die Flexibilität von Verbrauchseinrichtungen. Dies schlägt die Bundesnetzagentur bei ihrem Konzept zur Umsetzung von § 14a EnWG auch ausdrücklich vor, wobei sich die Flexibilitätsnutzung hierbei auf die Strombezüge zum Beladen von Speichern beschränken soll. Bei Instrumenten, die eine freiwillige Bereitstellung von Flexibilität anreizen, also insbesondere zeitvariablen Netzentgelten und lokalen Flexibilitätsmärkten, dürfte ohnehin keine Differenzierung nach der Flexibilität von Speichern und Verbrauchseinrichtungen erforderlich sein.
- **Speicher mit eigenem Netzanschluss** können bei Instrumenten mit freiwilliger Teilnahme, also zeitvariablen Netzentgelten und lokalen Flexibilitätsmärkten, grundsätzlich ähnlich auftreten wie Verbraucher. Ein wesentlicher Unterschied besteht allerdings darin, dass das Verhalten von Speichern auch Rückspeisungen ins Netz umfasst. Hierfür liefern Netzentgelte beim heutigen Stand keine spezifischen Anreize, da sie sich nur auf die Stromentnahme beziehen. Darüber hinaus sind Speicher, die die eingespeicherte Energie ausschließlich ins Netz zurückspeisen, mittlerweile in vielen Fällen von Netzentgelten für den Strombezug befreit. Daher würde das Instrument der zeitvariablen Netzentgelte hier weitgehend ins Leere laufen. Dies gilt hingegen nicht für komplexere Speicherkonzepte etwa im Zusammenhang mit Power-to-Gas-Anlagen, weswegen diesbezüglich auch intensiv über eine mögliche Anreizsetzung durch zeitvariable Netzentgelte diskutiert wird.
- Im Rahmen des nicht auf freiwilliger Teilnahme beruhenden **Redispatch-Regimes** wird der Einsatz von Speichern bisher vermieden, insbesondere weil hierfür keine befriedigenden Regeln zur Ermittlung der kostenbasierten Entschädigung vorliegen. Bei Speichern ergeben sich die Einsatzkosten nicht aus Brennstoffkosten oder ähnlichen variablen Kosten, sondern aus den Opportunitätskosten infolge der netzbedingten Abweichung von einem rein marktbasieren Speichereinsatz. Um das Potenzial für Redispatch-Maßnahmen zu erhöhen, erscheint es sinnvoll, die Flexibilität von – insbesondere größeren – Speichern mit einzubeziehen und für diesen Zweck geeignete Entschädigungsregelungen zu entwickeln. Hier besteht somit Handlungsbedarf.
- Einen Sonderfall stellen die aktuell intensiv diskutierten und im Rahmen von Pilotanwendungen geplanten Speicher zur Umsetzung des **Netzbooster-Konzepts** dar. Die Hauptfunktion dieser Speicher ist per se netzorientiert und durch die mit dem Konzept verbundenen Nutzungsregelungen abgedeckt. Hier stellt sich aber die Frage, ob und wie diese Speicher neben ihrer Hauptfunktion auch für andere Zwecke genutzt werden können. Sofern sich herausstellt, dass hierfür ein lohnendes Potenzial besteht, sollte eine entsprechend erweiterte Nutzung dieser Speicher ermöglicht werden. Hierfür ist u. a. zu klären, wie die Verantwortung für die netzorientierten und sonstigen Nutzungen auf Netzbetreiber und marktliche Akteure verteilt werden kann.

## 7.4 Systemorientierte Flexibilitätsnutzung

Marktbasierte Instrumente, die eine systemorientierte Nutzung von Flexibilität unterschiedlichster Art ermöglichen und anreizen, sind heute bereits etabliert und haben sich grundsätzlich bewährt. Ein zentrales Element ist hierbei das Bilanzkreissystem, mit dem die Anforderung des systemweiten Bilanzausgleichs auf die einzelnen Marktteilnehmer heruntergebrochen wird. Es setzt den Bilanzkreisverantwortlichen einen Anreiz, Flexibilität im eigenen Erzeugungs- und Verbrauchsportfolio sowie börsliche und außerbörsliche Handelsmöglichkeiten vom Termin- bis hin zum Intraday-Handel zu nutzen, um ihre eigene Bilanz auszugleichen. Die zeitliche Granularität dieses Anreizsystems ergibt sich aus

der Festlegung auf viertelstündliche Bilanzierungsperioden. Bilanzungleichgewichte innerhalb einer Viertelstunde oder über wenige Viertelstunden hinweg werden durch die Leistungs-Frequenzregelung ausgeglichen. Die hierfür etablierten Regelleistungsmärkte funktionieren ebenfalls grundsätzlich gut und erlauben die Integration vielfältiger Flexibilitätsoptionen. Im Bereich dieser Anreizmechanismen und Marktsegmente besteht kein grundsätzlicher dringender Anpassungsbedarf. Es sollte aber (wie bereits bisher) regelmäßig geprüft werden, ob Ausgestaltungsdetails der Märkte wie etwa Mindest-Losgrößen oder zeitliche Abläufe des Marktgeschehens angepasst werden können und sollten, um ein möglichst großes Spektrum an Flexibilitätsoptionen in den Markt zu integrieren.

Für Flexibilitätsoptionen, die an diesen Märkten teilnehmen können, werden im Allgemeinen keine zusätzlichen spezialisierten Instrumente für die systemorientierte Flexibilitätsnutzung benötigt. Ein Beispiel hierfür sind verbrauchsseitige Flexibilitäten von industriellen Verbrauchern, die in der Vergangenheit gemäß den Regelungen der AbLaV durch die ÜNB (auch) systemorientiert genutzt werden durften. Diese Nutzung kann auch über die oben genannten Märkte realisiert werden, so dass aus dieser Perspektive kein dringender Bedarf nach einer Nachfolgeregelung für die AbLaV besteht.

Begrenzt sind bisher hingegen die Möglichkeiten, die Flexibilität von Kleinverbrauchern systemorientiert zu nutzen. Hierfür stehen grundsätzlich zwei (auch miteinander kombinierbare) Wege zur Verfügung, die aus derzeitiger Sicht noch Entwicklungspotenzial aufweisen:

- **Stromlieferanten** können den von ihnen belieferten Verbrauchern über dynamische Stromtarife Anreize für ein auf den Ausgleich der Systembilanz ausgerichtetes Verhalten vermitteln, sei es direkt durch Orientierung an gebotszonenweiten Marktpreisen oder indirekt durch Orientierung an der Bilanz des jeweiligen Bilanzkreises. Das Angebot an dynamischen Stromtarifen ist zurzeit noch gering. Hier ist aber aufgrund EU-rechtlicher Vorgaben und durch das jüngst verabschiedete Gesetz zum Neustart der Digitalisierung der Energiewende (GNDEW) eine deutliche Forcierung zu erwarten. Dies ist zu begrüßen, da dieses Instrument marktgerecht und aus Verbrauchersicht niederschwellig nutzbar ist.
- **Aggregatoren** können den Verbrauchern anbieten, ihre Flexibilität in einem vom Verbraucher bestimmbaren Umfang zusammen mit der Flexibilität anderer Verbraucher zu vermarkten und den Flexibilitätseinsatz entsprechend zu steuern. Soweit Aggregatoren zugleich auch die Rolle der Lieferanten einnehmen, ist diese Form der Flexibilitätsnutzung bereits heute umsetzbar. Wenn die Rollen von Aggregatoren und Lieferanten jedoch von unterschiedlichen Akteuren eingenommen werden, muss geklärt werden, wie die dann mögliche gegenseitige Beeinflussung der Bilanzkreise energetisch, bilanziell und finanziell berücksichtigt und ausgeglichen wird. Hier besteht noch Anpassungsbedarf im regulatorischen Rahmen, um für alle Beteiligten angemessene Konditionen zu gewährleisten. Die einfache Duldung gegenseitiger Beeinflussungen, die bei geringem Ausmaß der Flexibilitätsnutzung noch akzeptabel sein mag, kann für die Zukunft keine befriedigende Lösung sein.

## 7.5 Behandlung von Nutzungskonflikten

Wenn die Flexibilität einer flexiblen Einrichtung für mehr als einen Zweck genutzt wird, können sich Nutzungskonflikte ergeben. Diese Konflikte können sich z. B. darin äußern, dass mehreren Akteuren gleichzeitig Rechte zur Steuerung der flexiblen Einrichtung eingeräumt werden müssen, was eine technische Koordination von Steuersignalen erfordern kann. Konflikte können sich aber auch auf andere Weise äußern, etwa durch Überlagerung von unterschiedlichen Preissignalen. Die Anforderungen an den Flexibilitätseinsatz, die sich aus zeitgleich verfolgten Nutzungsformen ergeben, müssen nicht immer gegenläufig sein; sie können zeitweise auch in die gleiche Richtung weisen. Entscheidend ist aber, dass sie zumindest potenziell gegenläufig sein können. In beiden Fällen ist eine Koordination erforderlich. Generell verzichtbar wären Koordinationsmechanismen nur dann, wenn die Nutzung einer flexiblen Einrichtung immer auf genau eine Form der Flexibilitätsnutzung beschränkt würde. Dies würde jedoch zu einer unvollständigen Nutzung des Flexibilitätspotenzials führen und kann daher nicht erstrebenswert sein.

Besonders wichtig sind Koordinationsregeln und -mechanismen im Hinblick auf die netzorientierte Flexibilitätsnutzung, da hier – zumindest kurzfristig bei akuten Netzengpässen – die Netz- und System-sicherheit gefährdet sein kann, wenn benötigte Flexibilitätseinsätze aufgrund von Nutzungskonflikten nicht oder nicht im benötigten Umfang umgesetzt werden. Um diesem Koordinationsbedarf zu genügen, räumen die bereits angewandten Instrumente für die netzorientierte Flexibilitätsnutzung den von den Netzbetreibern als notwendig erkannten Maßnahmen eine Priorität gegenüber anderen Flexi-

bilitätsnutzungsformen ein. Im Rahmen des Redispatch-Regimes müssen angewiesene Maßnahmen verpflichtend umgesetzt werden, und auch Eingriffe bei steuerbaren Verbrauchseinrichtungen nach § 14a EnWG werden durch Steuersignale umgesetzt, die die daran teilnehmenden Verbraucher nicht abweisen können. Diese Prioritätensetzung äußert sich im Begriff der gesicherten Flexibilität, mit dem Zugriffsmöglichkeiten auf Flexibilität bezeichnet werden, die den Netzbetreibern bei Bedarf sicher zur Verfügung stehen.

Diese Prioritätensetzung weist eine Ausnahme auf: Erzeugungsanlagen werden in dem Umfang, in dem sie im Erfüllungszeitpunkt zur Bereitstellung von Regelleistung eingesetzt werden, nicht für Redispatch-Maßnahmen herangezogen. Die Regelleistungsbereitstellung genießt somit noch höhere Priorität als die netzorientierte Flexibilitätsnutzung, was angesichts der Relevanz der Leistungs-Frequenzregelung für die Systemstabilität nachvollziehbar ist.

Dass die vorgenannten Regeln zur Prioritätensetzung sinnvoll sind, wird im Allgemeinen nicht in Frage gestellt, jedenfalls nicht mit Blick auf kurzfristig erforderliche Maßnahmen, die der Abwehr akuter Netzengpasssituationen dienen. Die bereits etablierten Regelungen zur Koordination der Flexibilitätsnutzung sind aber noch nicht in der Lage, den zukünftig zu erwartenden Koordinationsbedarf bei einer zunehmend vielseitigen Nutzung von Flexibilität umfassend und differenziert abzudecken. Daher besteht hier noch vielfältiger Diskussions- und Weiterentwicklungsbedarf, u. a. in folgenden Punkten:

- Nutzungskonflikte können auch innerhalb der Kategorie der netzorientierten Flexibilitätsnutzung auftreten, nämlich wenn Engpässe in unterschiedlichen vor- und nachgelagerten Netzen oder Netzebenen auftreten und bestimmte Flexibilitätsoptionen zur Entlastung von mehr als einem dieser Engpässe beitragen können. Zugleich ist in solchen Fällen nicht auszuschließen, dass Maßnahmen zur Entlastung eines Engpasses einen anderen Engpass verstärken. Der Umgang mit Nutzungskonflikten dieser Art erfordert eine Koordination unter den jeweils betroffenen Netzbetreibern. Regelungen für diese Koordination insbesondere zwischen ÜNB und VNB sowie zwischen den VNB untereinander sind heute erst teilweise vorhanden; insbesondere wurde dieser Aspekt bei der Konzeption des Redispatch-Regimes 2.0 berücksichtigt. Bei der Entwicklung und Einführung neuer Instrumente für die netzorientierte Flexibilitätsnutzung muss dies jedoch ebenfalls adressiert werden. Dies betrifft beispielsweise das Instrument der zeitvariablen Netzentgelte. Wenn Betreiber unterschiedlicher Netzebenen dieses Instrument für die in ihrem Netz jeweils auftretenden Engpässe einsetzen wollen, überlagern sich verschiedene Preissignale zu einem gesamten Preissignal, mit dem die Verbraucher konfrontiert werden. Dies ist aus Verbrauchersicht nicht problematisch und stellt grundsätzlich eine funktionsfähige und auch in anderen Wirtschaftsbereichen übliche Koordinationsform dar, nämlich die Überlagerung von Preissignalen unterschiedlicher Wertschöpfungsstufen. Es kann jedoch in einer solchen Situation erforderlich sein, dass sich die betroffenen Netzbetreiber hinsichtlich der gesetzten Preissignale koordinieren, um zumindest deren Wirkungen besser vorhersehen zu können, evtl. aber auch von vornherein eine gezielte Fokussierung der Preissignale untereinander abzustimmen.
- Flexibilitätsoptionen, die primär zur Eigennutzung eingesetzt werden, werden heute von den Prioritätsregeln für die netzorientierte Nutzung nur teilweise erfasst. So werden beispielsweise größere industrielle Eigenerzeugungsanlagen in den Redispatch einbezogen, nicht jedoch die Erzeugungsanlagen von Kleinverbrauchern. Hier ist zu erwägen, ob auch kleinere Erzeugungsanlagen in netzorientierte Instrumente einbezogen werden können und sollten, um ein effizientes Engpassmanagement auch in den unteren Netzebenen zu unterstützen. Eine ähnliche Frage kann sich zukünftig auch bei Energiegemeinschaften ergeben, die für den Energieaustausch unter ihren Teilnehmern das Netz der öffentlichen Versorgung nutzen; hier erscheint es grundsätzlich sinnvoll, der netzorientierten Flexibilitätsnutzung Priorität gegenüber Optimierungsinteressen innerhalb der Energiegemeinschaften zu geben.
- Die netzorientierte Nutzung verbrauchsseitiger Flexibilität kann unter anderem durch Steuersignale umgesetzt werden, die vom Netzbetreiber unmittelbar an eine steuerbare Verbrauchseinrichtung oder ein am Netzanschlusspunkt befindliches Energiemanagementsystem übermittelt werden. Diese Signale können die Form einer Leistungsobergrenze oder evtl. auch einer Kombination von Unter- und Obergrenzen („Hüllkurve“) annehmen. Es verbleibt dann auch während einer netzorientierten Steuerungsmaßnahme Spielraum für andere, z. B. systemorientierte Nutzungen der Flexibilität. Für eine solche parallele Flexibilitätsnutzung für unterschiedliche Zwecke werden ebenfalls Koordinationsmechanismen benötigt. VDE FNN hat im Lastenheft „Steuerbox“ [118] Anforderungen definiert, mit welchen eine Priorisierung von Steuersignalen ermöglicht werden soll. Der Netzbetreiber hat hierbei immer oberste Priorität. Die im VDE FNN Lastenheft definierten Anforderungen

können auch unmittelbar in den Verbrauchseinrichtungen oder Energiemanagementsystemen implementiert werden, so dass deren Einhaltung auch dann gesichert ist, wenn parallel dazu weitere Steuerungen über Steuer- oder Preissignale erfolgen. Dieser Ausgestaltungsaspekt hängt eng mit der in Abschnitt 7.1 diskutierten Frage nach den Übertragungswegen für Steuer- und Preissignale zusammen.

- Bei einer netzorientierten Flexibilitätsnutzung, die sich nicht auf einen akuten Netzengpass bezieht, sondern der präventiven Engpassvermeidung oder generellen Vergleichmäßigung des Netzbelastungsprofils dient, ist die Frage nach der Prioritätensetzung weniger eindeutig zu beantworten. Für diese Zwecke können anstelle verpflichtend umzusetzender Steuersignale auch Instrumente wie z. B. zeitvariable Netzentgelte eingesetzt werden, die gleichrangig mit anderen Preissignalen um die verbrauchsseitige Flexibilität konkurrieren. In diesem Zusammenhang ist grundsätzlich zu klären, inwieweit Flexibilität für eine vorbeugende Netzentlastung genutzt werden soll. Hierfür ist abzuwägen zwischen dem damit bezweckten Nutzen, das Volumen kurzfristig auftretender Engpasssituationen zu begrenzen, und dem Wert der dafür benötigten und somit nicht mehr anderweitig nutzbaren Flexibilität.
- Inwieweit Koordinationsmechanismen auch im Bereich der nicht-netzorientierten Flexibilitätsnutzung benötigt werden, ist noch zu diskutieren. Soweit die Flexibilitätsnutzung auf Preissignalen wie dynamischen Stromtarifen oder den Einsparmöglichkeiten an Preisbestandteilen durch Eigenverbrauch beruhen, übernehmen die Preise selbst die Koordinationsfunktion. Wenn jedoch Steuerungsmechanismen wie Energiemanagementsysteme und Eingriffsmöglichkeiten durch Aggregatoren miteinander kombiniert werden, müssen die daraus hervorgehenden Steuersignale miteinander koordiniert werden. Da diese Mechanismen in den wettbewerblichen Sektor der Stromversorgung fallen, muss diese Koordination nicht zwingend gesetzlich oder regulatorisch geregelt werden; aus Gründen der Standardisierung (siehe Abschnitt 7.1) kann dies aber dennoch wünschenswert sein.



# 8 Literaturverzeichnis

- [1] A. Aretz, J. Knoefel, S. Gähns: „Prosumer-Potenziale in NRW 2030“, Institut für ökologische Wirtschaftsforschung, Berlin, 2017.
- [2] A. Aretz, S. Gähns und J. Kegel: „Mieterstrom zukunftsfähig machen“, Ecomet Policy Brief Nr. 3, Berlin, 2022.
- [3] A. S. Armenteros, H. de Heer, L. Fiorini: „Demand-side flexibility in the EU: Quantification of benefits in 2030“, DNV, September 2022. [online], available: [https://smarten.eu/wp-content/uploads/2022/09/SmartEN-DSF-benefits-2030-Report\\_DIGITAL.pdf](https://smarten.eu/wp-content/uploads/2022/09/SmartEN-DSF-benefits-2030-Report_DIGITAL.pdf).
- [4] A. Sauer, H. U. Buhl, A. Mitsos, M. Weigold: „Energieflexibilität in der deutschen Industrie - Band 2: Markt- und Stromsystem, Managementsysteme und Technologien energieflexibler Fabriken“, Bundesministerium für Bildung und Forschung, 2022.
- [5] A. Schnettler: „Verteilungsnetze der Zukunft - Anforderungen, Lösungsansätze und Systemdienstleistungen“, VDE Kongress, 2008.
- [6] A. Windt und O. Arnold: „Ladeinfrastruktur nach 2025/2030: Szenarien für den Markthochlauf“ Nationale Leitstelle Ladeinfrastruktur, Berlin, 2020.
- [7] Agentur für Erneuerbare Energien: „Entwicklung der Volllaststunden von Kraftwerken in Deutschland“, 2013.
- [8] Agora Energiewende: „Erneuerbare vs. fossile Stromsysteme: ein Kostenvergleich“, Berlin, 2017.
- [9] Agora Energiewende: „Stromspeicher in der Energiewende“, Berlin, 2014.
- [10] Agora Industrie, FutureCamp: „Power-2-Heat: Erdgaseinsparung und Klimaschutz in der Industrie“, Berlin, 2022.
- [11] B. Leerkamp, A. Thiemermann, M. Schlott, T. Holthaus, W. Aichinger, P. Wittenbrink: „Liefen ohne Lasten“, Agora Verkehrswende, Berlin, 2020.
- [12] B. Uhlemeyer: „Optimale Eigenversorgung in zellularen Energiesystemen auf Mittel- und Niederspannungsebene“, Bergische Universität, Wuppertal, 2022.
- [13] B. Vogel: „Wie Batterien das Netz entlasten“, Bundesamt für Energie, Bern, 2022.
- [14] bdew e.V., „Entwicklung des Wärmeverbrauchs in Deutschland“ [Online]. Available: [https://www.bdew.de/media/documents/20220511\\_W%C3%A4rmeverbrauchsanalyse\\_Foliensatz\\_2022\\_final.pdf](https://www.bdew.de/media/documents/20220511_W%C3%A4rmeverbrauchsanalyse_Foliensatz_2022_final.pdf).
- [15] BDEW: „Jahresvolllaststunden“, 2017.
- [16] BDEW: „Jahresvolllaststunden“, 2022.
- [17] BDEW: „Strompreis für Haushalte“, [online], Stand 04/2023, available: [www.bdew.de](http://www.bdew.de)
- [18] Bundesamt für Energie: „Energiespeichertechnologien – Kurzübersicht 2021“, Bern 2021.
- [19] Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz: „Überblickspapier Osterpaket“ 2022. [online]. Available: [https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/Energie/0406\\_ueberblickspapier\\_osterpaket.html](https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/Energie/0406_ueberblickspapier_osterpaket.html).
- [20] Bundesnetzagentur (Beschlusskammern 6 und 7): „Positionspapier zur Konkretisierung der Reichweite energiewirtschaftlich relevanter Mess- und Steuervorgänge nach § 19 Absatz 2 MsbG“, Bonn, 2023.
- [21] Bundesnetzagentur (Beschlusskammern 6 und 8): „Festlegungsverfahren zur Integration von steuerbaren Verbrauchseinrichtungen und steuerbaren Netzanschlüssen nach § 14a Energiewirtschaftsgesetz - Verfahrenseröffnung und öffentliche Konsultation“, Bonn, 24.11.2022.
- [22] Bundesnetzagentur und Bundeskartellamt: „Monitoringbericht 2022“, Bonn, 2023.
- [23] Bundesnetzagentur: „Marktstammdatenregister (MaStR)“ 2022. [online], Available: <https://www.marktstammdatenregister.de/MaStR>. [Zugriff November 2022].
- [24] Bundesnetzagentur: „Status Netzausbau“, [online]. Available: <https://www.netzausbau.de/Vorhaben/de.html>. [Zugriff am 22.06.2022].
- [25] Bundesverband Paket und Expresslogistik e. V.: „KEP-Studie 2021 - Analyse des Marktes in Deutschland“, Berlin, 2021.
- [26] C. Bamberg, J. Lackner, S. Siegemund, A. Auf der Maur: „Privates Ladeinfrastrukturpotential in Deutschland“, Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena), Berlin, 2020.
- [27] C. Hecker, E. Zauner, C. Pellingner, L. Carr, S. Hötzl: „Modellierung der flexiblen Energiebereitstellung von Wasserkraftwerken in Europa“, Internationale Energiewirtschaftstagung an der TU Wien, Wien, 2015.
- [28] C. Kost und T. Schlegl: „Stromgestehungskosten Erneuerbare Energien“, Freiburg, 2010.
- [29] C. Kost, J. N. Mayer, J. Thomsen, N. Hartmann, C. Senkpiel, S. Philipps, S. Nold, S. Lude, T. Schlegl: „Stromgestehungskosten Erneuerbare Energien“, Fraunhofer-Institut für solare Energiesysteme ISE, Freiburg, 2013.
- [30] C. Kost, T. Schlegel, J. Thomsen, S. Nold, J. Mayer: „Stromgestehungskosten Erneuerbare Energien“, Freiburg, 2012.

- [31] C. Kost: „Stromgestehungskosten Erneuerbare Energien“, Fraunhofer-Institut für solare Energiesysteme ISE, Freiburg, 2021.
- [32] C. Kost: „Stromgestehungskosten Erneuerbare Energien“, Freiburg, 2018.
- [33] C. Nobis und T. Kuhnimhof: „Mobilität in Deutschland (MiD) - Ergebnisbericht,“ infas Institut für angewandte Sozialwissenschaft GmbH, Bonn, 2019.
- [34] C. Petrick: „Terminmarkt, Day Ahead Markt, Regelenergie – Marktpotentiale für kleine und mittlere Marktteilnehmer“, e2m Wintertagung Biogas-Stromproduktion in stürmischen Zeiten, Schweinfurt, 2023.
- [35] C. Scholz, S. Herrig: „Factsheet: Wasserstoffkavernenspeicher“, NRW.Energy4Climate, [online]. Available: <https://www.energy4climate.nrw/fileadmin/Service/Publikationen/industrie-und-produktion/factsheet-kavernenspeicher-cr-energy4climate.pdf>.
- [36] Consentec GmbH: „Netzstresstest“, 2016, [online], available: [https://netztransparenz.tennet.eu/fileadmin/user\\_upload/Our\\_Grid/Stakeholders\\_DE/netzstresstest/nst/Consentec\\_TenneT\\_Netzstresstest\\_Bericht\\_Langfassung\\_20161125.pdf](https://netztransparenz.tennet.eu/fileadmin/user_upload/Our_Grid/Stakeholders_DE/netzstresstest/nst/Consentec_TenneT_Netzstresstest_Bericht_Langfassung_20161125.pdf).
- [37] Consentec GmbH: „Beschreibung von Konzepten des Systemausgleichs und der Regelreservermärkte in Deutschland“, Studie im Auftrag der 4 deutschen Übertragungsnetzbetreiber, [www.regelleistung.net](http://www.regelleistung.net), 2022.
- [38] Consentec: „Quantitative Analysen zu Beschaffungskonzepten für Redispatch“, Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, Aachen, 2019.
- [39] D. Ritter, D. Bauknecht: „Wirtschaftlichkeit von Photovoltaik-Dachanlagen“, Öko-Institute e. V., Freiburg, 2021.
- [40] Deutsche Energie-Agentur (dena), Consentec GmbH: „Regulatorischer Handlungsbedarf zur Erschließung und Nutzung netzdienlicher Flexibilität“, dena, Berlin, 2019.
- [41] Deutsche Energie-Agentur GmbH: „Beobachtbarkeit und Steuerbarkeit im Energiesystem“, Berlin, 2016.
- [42] Deutsche Energie-Agentur GmbH: „Dena-Leitstudie: Integrierte Energiewende“, Berlin, 2018.
- [43] Deutsche Energie-Agentur GmbH: „Optimierter Einsatz von Speichern für Netz- und Marktanwendungen in der Stromversorgung“, Berlin, 2017.
- [44] Deutsche Übertragungsnetzbetreiber: „Szenariorahmen für den Netzentwicklungsplan Strom 2030 (Version 2019)“, 2018.
- [45] Deutsche Übertragungsnetzbetreiber: „Szenariorahmen für die Netzentwicklungspläne Strom 2015“, 2014.
- [46] Deutsche Übertragungsnetzbetreiber: „Szenariorahmen für die Netzentwicklungspläne Strom 2030“, 2016.
- [47] Deutsche Übertragungsnetzbetreiber: „Szenariorahmen zum Netzentwicklungsplan Strom 2037 mit Ausblick 2045, Version 2023“, 2022.
- [48] Deutsche Übertragungsnetzbetreiber: „Szenariorahmen zum Netzentwicklungsplan Strom 2035, Version 2021“, 2020.
- [49] Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e.V.: „Elektrolyse und solare Verfahren“, [online] available: <https://www.dlr.de/de/forschung-und-transfer/themen/wasserstoff-energietraeger-der-zukunft/erzeugung-von-wasserstoff-elektrolyse-und-solare-verfahren>.
- [50] E-control: „Energiegemeinschaften“, [online], available: <https://www.e-control.at/energiegemeinschaften>. [Zugriff am 03.02.2023].
- [51] Electric Vehicle Database: „Energieverbrauch von Elektroautos“, [Online]. Available: <https://ev-database.de/cheatsheet/energy-consumption-electric-car>. [Zugriff am 22.06.2022].
- [52] European Union Agency for the Cooperation of Energy Regulators (ACER): „Framework Guideline on Demand Response“, Ljubljana, 2022.
- [53] EVAdoption: „PHEV Models Currently Available in the US“, [Online]. Available: [https://evadoption.com/ev-models/available-phevs/#phevs-currently-available-in-the-us/?view\\_23\\_sort=field\\_35%7Casc](https://evadoption.com/ev-models/available-phevs/#phevs-currently-available-in-the-us/?view_23_sort=field_35%7Casc). [Zugriff am 22.06.2022].
- [54] F. Fleischle et al.: „Gutachten: Digitalisierung der Energiewende“, Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, 2018.
- [55] F. Schnabel: „Geschäftsmodelle für gemeinschaftlich genutzte Quartierspeiche“, Stuttgart, 2020.
- [56] Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V.: „Biogas und Biomethan im Wärmemarkt“. [online], Available: <https://biogas.fnr.de/biogas-nutzung/waerme/>.
- [57] Fachverband Biogas e.V.: „Branchenzahlen 2021“. [online]. Available: [https://www.biogas.org/edcom/webfvb.nsf/id/DE\\_Branchenzahlen](https://www.biogas.org/edcom/webfvb.nsf/id/DE_Branchenzahlen).
- [58] FGH: „Metastudie Forschungsüberblick - Netzintegration Elektromobilität“, Aachen, 2018.
- [59] Forschungsverbund Innosys 2030: „Innovationen in der Systemführung bis 2030 – Abschlussbericht“, 2021, [online], available: [https://www.innosys2030.de/wp-content/uploads/InnoSys2030\\_Abschlussbericht.pdf](https://www.innosys2030.de/wp-content/uploads/InnoSys2030_Abschlussbericht.pdf).

- [60] Forum Netztechnik/Netzbetrieb im VDE (VDE FNN), „Eckpunkte zum zukünftigen Netzbetrieb mit Flexibilitäten in der Niederspannung“, Berlin, Juli 2022.
- [61] Frontier Economics: „Beitrag von Flexibilitäten im Verteilnetz zur Senkung der Redispatchkosten in Deutschland“, BDEW, 2017.
- [62] G. Schwarzbach: „Interkonnektoren und Phasenschieber“, 50Hertz Transmission GmbH, [Online]. Available: <https://www.50hertz.com/de/Netz/Netzausbau/InterkonnektorenundPhasenschieber>. [Zugriff am 22.06.2022].
- [63] H. Jordan, C. Kaden, J. Klauenberg, M. Kuchenbecker, D. Rüdiger, D. Rybarczyk, S. Schröder, H. Spies, A. Webner, C. Auffermann, A. Bernsmann, K. Dobers, T. Haberkorn, S. Jankowski, D. Kirsch, A. Klukas, V. Kraft, P. Müller, M. Stockmann: „Die Veränderungen des gewerblichen Lieferverkehrs und dessen Auswirkungen auf die städtische Logistik“ Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur, Berlin / Dortmund, 2020.
- [64] H. Schuster, M. Lehmann, S. Bahn, N. Schirmer, J. Kardel, P. Henning: „Elektromobilität - Innovationsimpuls für eine zukunftsfähige Netzintegration“, ew Heft 10,2022, pp. 36-39, 2022.
- [65] H.-M. Henning, A. Palzer: „Was kostet die Energiewende - Wege zur Transformation des deutschen Energiesystems bis 2050“, Freiburg, 2015.
- [66] J. Bergner, V. Quaschnig: „Sinnvolle Dimensionierung von Photovoltaikanlagen für Prosumer“, Hochschule für Technik und Wirtschaft, Berlin, 2019.
- [67] J. Bouillon: „ALEGRO“, Amprion GmbH, [Online]. Available: <https://www.amprion.net/Netzausbau/Aktuelle-Projekte/ALEGRO-Deutschland-Belgien/>. [Zugriff am 22.06.2022].
- [68] J. Hobohm, L. Krampe, F. Peter, A. Gerken, P. Heinrich, M. Richter, „Kostensenkungspotenziale der Offshore-Windenergie in Deutschland“, Berlin, 2013.
- [69] J. Nitsch, T. Pregger, T. Naegler, M. Sterner, N. Gerhardt, A. von Oehsen, C. Pape, Y.-M. Saint-Drenan, B. Wenzel: „Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global“, Stuttgart, 2010.
- [70] J. Weniger, J. Bergner, T. Tjaden, V. Quaschnig: „Dezentrale Solarstromspeicher für die Energiewende“, Hochschule für Technik und Wirtschaft HTW Berlin, 2015.
- [71] J. Wiesenthal, A. Aretz, N. Ouanes, K. Petrick: „Energy Sharing: Eine Potentialanalyse“, Institut für ökologische Wirtschaftsforschung, Berlin, 2022.
- [72] K. Burges, P. Creutzburg, N. Maas, C. Nabe: „Netzdienliche Flexibilitätsmechanismen“, [online], available: [https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Publikationen/Sinteg/synthesebericht-2-netzdienliche-flexibilitatsmechanismen.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=1](https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Publikationen/Sinteg/synthesebericht-2-netzdienliche-flexibilitatsmechanismen.pdf?__blob=publicationFile&v=1)
- [73] K. Görner, D. U. Sauer: „Konventionelle Kraftwerke - Technologiesteckbrief zur Analyse ‚Flexibilitätskonzepte für die Stromversorgung 2050‘“, Essen, 2016.
- [74] K.-H. Backhaus, H. Ehrhardt, A. Jacob, L. Petereit, B. Schreinermacher, A. Sperr, E. Tippelt, V. Weinmann: „Branchenstudie 2021: Marktanalyse - Szenarien - Handlungsempfehlungen“ Bundesverband Wärmepumpe (BWP) e. V., Berlin, 2021.
- [75] Klima- und Energiefonds: „Energiegemeinschaften in Österreich“, [online], available: <https://energiegemeinschaften.gv.at/>. [Zugriff am 03.02.2023]
- [76] M. Klobasa: „Lastmanagement – Erfahrungen und zukünftiger Beitrag zur Integration erneuerbarer Energien, Energie Speicher Symposium, Stuttgart, 2013.
- [77] M. Becker et. al: „Nutzen des Sperrzeitenmodells für Wärmepumpen zur Minimierung der Belastung zukünftiger Stromnetze am Beispiel eines realen Ortsnetzes“, in Tagungsband zur Konferenz „Zukünftige Stromnetze“, Berlin, 2020.
- [78] M. Fischer: „NordLink“, Tennet TSO GmbH, [Online]. Available: <https://www.tennet.eu/de/unser-netz/internationale-verbindungen/nordlink/>. [Zugriff am 22.06.2022].
- [79] M. Gierkink, J. Wagner, F. Arnold, B. Czock, N. Namockel, P. Theile: „Auswirkungen des Koalitionsvertrags auf den Stromsektor 2030“, [online] available: [https://www.ewi.uni-koeln.de/cms/wp-content/uploads/2021/12/211206\\_EWI-Analyse\\_Auswirkungen-des-Koalitionsvertrags-auf-den-Stromsektor-2030\\_final.pdf](https://www.ewi.uni-koeln.de/cms/wp-content/uploads/2021/12/211206_EWI-Analyse_Auswirkungen-des-Koalitionsvertrags-auf-den-Stromsektor-2030_final.pdf), EWI gGmbH, 2021.
- [80] M. Neißendorfer: „DPD flottet 150 weitere eSprinter-Elektrotransporter ein“, Elektroauto-News.net, 17.03.2022. [online]. Available: <https://www.elektroauto-news.net/2022/dpd-flottet-150-esprinter-elektrotransporter-ein>. [Zugriff am 22.06.2022].
- [81] M. Olsthoorn, J. Schleich, K. Wohlfarth, M. Klobasa: „How much flexibility can a euro buy – Findings from a choice experiment with companies in the German commerce and services sector“, Fraunhofer ISI, 2018.
- [82] M. Schlesinger, D. Lindenberger, C. Lutz: „Energieszenarien für ein Energiekonzept der Bundesregierung“, Basel, 2010.
- [83] M. Schlesinger, D. Lindenberger, C. Lutz: „Entwicklung der Energiemärkte - Energiereferenzprognose“, Basel, 2014.

- [84] M. Sterner, M. Jentsch, U. Holzhammer: „Energiewirtschaftliche und ökologische Bewertung eines Windgas-Angebotes“, Fraunhofer IWES, Kassel, 2011.
- [85] N. Gerhardt, F. Sandau, B. Zimmermann, C. Pape, S. Bofinger, C. Hoffmann: „Geschäftsmodell Energiewende“, Kassel, 2014.
- [86] Niedersächsisches Ministerium für Umwelt: „Szenarien zur Energieversorgung in Niedersachsen im Jahr 2050“, 2016.
- [87] O. Schmidt, S. Melchior, A. Hawkes, I. Staffell: „Projecting the Future Levelized Cost of Electricity Storage Technologies – Supplemental Information“, JOUL, Vol. 3, 2018.
- [88] P. Anderer: „Potentialermittlung für den Ausbau der Wasserkraftnutzung in Deutschland als Grundlage für die Entwicklung einer geeigneten Ausbaustrategie“, Aachen, 2010
- [89] P. Novakovits: „D3.8 – Kostenschätzung konventionelles Power-to-Gas“, Jennersdorf, 2016.
- [90] PricewaterhouseCoopers AG: „Virtuelle Kraftwerke als wirkungsvolles Instrument für die Energiewende“, 2012.
- [91] R. Zahoransky: „Energietechnik - Systeme zur konventionellen und erneuerbaren Energieumwandlung“, Wiesbaden: Springer Viewig, 2019.
- [92] S. Enkhardt: „Probelauf für Blockchain-basierten Peer-to-Peer-Handel mit Solarstrom in Graz“, pv magazine, 19.06.2019. [online]. Available: <https://www.pv-magazine.de/2019/06/19/probelauf-fuer-blockchain-basierten-peer-to-peer-handel-mit-solarstrom-in-graz/>. [Zugriff am 31.01.2023].
- [93] S. Helmerl, B. Kohler: „Aktueller Stand der Pumpspeicherkraftwerke in Deutschland“, Wasser-Wirtschaft, Heft 10, 2017, [online]. Available: [https://www.fwt.fichtner.de/userfiles/fileadmin-fwt/Publikationen/WaWi\\_2017\\_10\\_Heimerl\\_Kohler\\_PSKW.pdf](https://www.fwt.fichtner.de/userfiles/fileadmin-fwt/Publikationen/WaWi_2017_10_Heimerl_Kohler_PSKW.pdf).
- [94] S. Lüers, K. Rehfeldt, M. Heyken: „Kurzfristanalyse zur Kostensituation der Windenergie an Land“, Varel, 2022.
- [95] S. Rijkers-Defrasne, T. von Verson, N. Malanowski: „Herausforderung Peer-to-Peer-Energiehandel in Deutschland“, Hans-Böckler-Stiftung, Düsseldorf, 2021.
- [96] S. Wissel, S. Rath-Nagel, M. Blesl, A. Voß: „Stromerzeugungskosten im Vergleich“, Stuttgart, 2008.
- [97] Statkraft: „Baltic Cable“, Statkraft, [Online]. Available: <https://www.statkraft.com/about-statkraft/ownership-positions/baltic-cable/>. [Zugriff am 22.06.2022].
- [98] T. Deutsch: „Eigenverbrauchsoptimierung von PV-Erzeugung unter Berücksichtigung von Speichern“, Technische Universität, Wien, 2014.
- [99] Umweltbundesamt: „Daten und Fakten zu Braun- und Steinkohlen“, 2017.
- [100] Umweltbundesamt: „Kraft-Wärme-Kopplung“. [online]. Available: <https://www.umweltbundesamt.de/daten/energie/kraft-waerme-kopplung-kwk>.
- [101] V. Fluri: „Wirtschaftlichkeit von zukunftsfähigen Geschäftsmodellen dezentraler Stromspeicher“, Universität Flensburg, 2018.
- [102] V. Jülich: „Comparison of electricity storage options using levelized cost of storage (LCOS) method, Applied Energy, vol 183, Elsevier, 2016.
- [103] V. Jülich, J. Thomsen, N. Hartmann, T. Junne, L. Unterreiner, M. Arnold, S. Reith, L. Eitrop, S. Wassermann, M. Niederberger: „Betreibermodelle für Stromspeicher – Ökonomisch-ökologische Analyse und Vergleich von Speichern in autonomen, dezentralen Netzen und für regionale und überregionale Versorgungsaufgaben“, Fraunhofer ISE, Freiburg, 2016.
- [104] VDE ETG: „7 Thesen zur Flexibilisierung des Energiesystems“, [online] available: <https://www.vde.com/de/presse/pressemitteilungen/flexibilisierung-des-energysystems>, 2021.
- [105] VDE FNN: „Lastenheft Steuerbox: Funktionale und konstruktive Merkmale“, Berlin, 2020.
- [106] VDE FNN: „Regelbare Ortsnetztransformatoren sinnvoll einsetzen“, VDE Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e. V., Berlin, 2016.
- [107] VDE: „Energiespeicher für die Energiewende“, VDE, Frankfurt am Main, 2012.
- [108] VDI: „Ökonomischer, ökologischer und systemischer Wert von netzgekoppelten Energiespeichern“, Düsseldorf, 2022.
- [109] Verband Deutscher Kühllhäuser & Kühlenlogistikunternehmen e.V.: „Der VDKL-Strompool“. [online]. Available: <https://www.vdkl.de/leistungen/der-vdkl-strompool>.
- [110] Verband kommunaler Unternehmen e.V.: „Power to Gas – Chancen und Risiken für kommunale Unternehmen“, Berlin, 2015.
- [111] W. Fritz, C. Maurer, A. Jahn: „Zukünftige Anforderungen an eine energiewendegerechte Netzkostenallokation“, Agora Energiewende, Berlin, 2021.
- [112] WindNODE-Verbundkoordination: „Flexibilität, Markt und Regulierung“, Berlin, 2021.
- [113] Wissenschaftliche Dienste des Deutschen Bundestags: „Energiespeicher – Überblick zu Technologien, Anwendungsfeldern und Forschung“, WD5-3000-148/22, Berlin, 2022.
- [114] Wissenschaftliche Dienste des Deutschen Bundestags: „Gestehungskosten von Strom im Vergleich“, WD5-3000-005/22, Berlin, 2022.
- [115] Wissenschaftliche Dienste des Deutschen Bundestags: „Vor- und Nachteile verschiedener Energiespeichersysteme“, WD8-3000-032/14, Berlin, 2015.

- [116] Y. Post: „Combined Grid Solution“, 50Hertz Transmission GmbH, [Online]. Available: <https://www.50hertz.com/de/Netz/Netzausbau/ProjekteaufSee/CombinedGridSolutionKriegersFlakCGS>. [Zugriff am 22.06.2022].
- [117] Y. Post: „Netzverbindung KONTEK“, 50Hertz Transmission GmbH, [Online]. Available: <https://www.50hertz.com/de/Netz/Netzausbau/ProjekteaufSee/400-kV-NetzverbindungKONTEK>. [Zugriff am 22.06.2022].
- [118] ZSW: „Wärmepumpen mit Algorithmen effizienter und netzdienlicher betreiben“, Stuttgart, 2021.

# 9 Abbildungsverzeichnis

Abbildung 3.1:	konventioneller, betriebsbereiter Kraftwerkspark in Deutschland, Stand November 2022 [23]	Seite 28
Abbildung 3.2:	Ausstiegspfad aus der Braunkohleverstromung gemäß KVBG	Seite 28
Abbildung 3.3:	Entwicklung der Flexibilitätspotenziale konventioneller Kraftwerke	Seite 29
Abbildung 3.4:	Leistungsgradienten unterschiedlicher konventioneller Kraftwerke	Seite 29
Abbildung 3.5:	installierte Leistung Erneuerbarer Energien, Stand Mai November 2022 [23]	Seite 30
Abbildung 3.6:	Ausbauziele der Bundesregierung für erneuerbare Energien für 2030 [118]	Seite 30
Abbildung 3.7:	Entwicklung der Flexibilitätspotenziale aus Erneuerbaren Energien	Seite 31
Abbildung 3.8:	Aktuell installierte Speicherwasserkraftwerke in den deutschen Regelzonen	Seite 33
Abbildung 3.9:	Entwicklung der erzeugerseitigen Flexibilität	Seite 42
Abbildung 3.10:	Entwicklung der verbraucherseitigen flexiblen Leistung	Seite 42
Abbildung 3.11:	Entwicklung der flexiblen Energiemengen von Verbrauchseinrichtungen	Seite 43
Abbildung 3.12:	Entwicklung der speicherseitigen flexiblen Leistung	Seite 43
Abbildung 3.13:	Entwicklung der speicherseitigen flexiblen Energiemengen	Seite 43
Abbildung 4.1:	Darstellung von Tagesprofilen des Verbrauchs und der PV-Strom-Erzeugung eines privaten Haushaltes	Seite 46
Abbildung 4.2:	Verteilung der Marktlokationen für steuerbare Verbrauchseinrichtungen im Niederspannungsnetz [22]	Seite 51
Abbildung 4.3:	Entwicklung der Ladepunkte im Verteilnetz [22]	Seite 51
Abbildung 4.4:	Überblick angewandeter Maßnahmen zur Netzoptimierung und Netzverstärkung [22]	Seite 52
Abbildung 4.5:	Steuerungstechniken der steuerbaren Verbrauchseinrichtungen [22]	Seite 53
Abbildung 4.6:	Entwicklung der Redispatchmengen in den vergangenen fünf Jahren [22]	Seite 54
Abbildung 4.7:	Entwicklung der Redispatchkosten [22]	Seite 54
Abbildung 4.8:	Entwicklung der durch Einspeisemanagement verursachten Ausfallarbeit [22]	Seite 55
Abbildung 4.9:	Entwicklung der Kosten für Einspeisemanagement	Seite 55
Abbildung 4.10:	spezifische Kosten für Einspeisemanagement	Seite 55
Abbildung 4.11:	Verursachung von Einspeisemanagement-Maßnahmen in den Netzebenen [22]	Seite 56
Abbildung 4.12:	Entwicklung der Kostenbestandteile im Rahmen der Abschaltbare-Lasten-Verordnung	Seite 57

Abbildung 4.13:	Entwicklung der Energiemengen im Rahmen § 19 StromNEV	Seite 59
Abbildung 4.14:	Entwicklung des Reduzierungsvolumens der Netzentgelte	Seite 59
Abbildung 4.15:	Zeithorizonte der verschiedenen Strommarktsegmente [118]	Seite 61
Abbildung 4.16:	FCR-Bedarf Bedarf und -Gebotsüberhang (symmetrisches Produkt) in Deutschland im Zeitraum 2020-2021 (Tägliche Auflösung) [37]	Seite 64
Abbildung 4.17:	aFRR-Leistungs-Bedarf und -Gebotsüberhang in Deutschland im Zeitraum 2020-2021 (Stündliche Auflösung) [37]	Seite 64
Abbildung 4.18:	mFRR-Leistungs-Bedarf und -Gebotsüberhang in Deutschland im Zeitraum 2020-2021 (Stündliche Auflösung) [37]	Seite 64
Abbildung 5.1:	spezifische Investitionskosten für unterschiedliche Erzeugungsanlagen	Seite 66
Abbildung 5.2:	Stromgestehungskosten für unterschiedliche Erzeugungsanlagen	Seite 66
Abbildung 5.3:	Volllaststunden für unterschiedliche Erzeugungsanlagen	Seite 67
Abbildung 5.4:	spezifische Investitionskosten für Anlagen zur Sektorenkopplung	Seite 67
Abbildung 5.5:	Gesamtkosten bzw. Flexibilitätsvergütung für Verbrauchsanlagen	Seite 68
Abbildung 5.6:	Volllaststunden der Anlagen zur Sektorenkopplung	Seite 69
Abbildung 5.7:	verfügbares Flexibilitätspotenzial in Abhängigkeit vom Anreiz [81]	Seite 70
Abbildung 5.8:	Leistungsbezogene spezifische Investitionskosten für Energiespeicher	Seite 71
Abbildung 5.9:	Kapazitätsbezogene spezifische Investitionskosten für Energiespeicher	Seite 71
Abbildung 5.10:	Abschätzung der Entwicklung der LCOS	Seite 72
Abbildung 6.1:	Ableitung des priorisierten Flexibilitätsnutzens von Flexibilitätsoptionen	Seite 75
Abbildung 6.2:	EnerFlex Heatmap: Einschätzung des aktuellen und zukünftigen Nutzenpotenzials	Seite 84
Abbildung 11.1:	Brennstoffpreise für Braunkohle	Seite 100
Abbildung 11.2:	Brennstoffkosten für Steinkohle	Seite 107
Abbildung 11.3:	Brennstoffkosten für Gas	Seite 107
Abbildung 11.4:	CO <sub>2</sub> -Zertifikatspreis	Seite 108
Abbildung 11.5:	spezifische Investitionskosten von Braunkohlekraftwerken	Seite 109
Abbildung 11.6:	Volllaststunden von Braunkohlekraftwerken	Seite 109
Abbildung 11.7:	Stromgestehungskosten von Braunkohlekraftwerken	Seite 110
Abbildung 11.8:	Spezifische Investitionskosten von Steinkohlekraftwerken	Seite 110
Abbildung 11.9:	Volllaststunden von Steinkohlekraftwerken	Seite 111
Abbildung 11.10:	Stromgestehungskosten von Steinkohlekraftwerken	Seite 111
Abbildung 11.11:	Spezifische Investitionskosten von Gas- und Dampfturbinen-Kraftwerken	Seite 112

Abbildung 11.12: Volllaststunden von Gas- und Dampfturbinen-Kraftwerken	Seite 112
Abbildung 11.13: Stromgestehungskosten von Gas- und Dampfturbinen-Kraftwerken	Seite 113
Abbildung 11.14: Spezifische Investitionskosten von Gaskraftwerken	Seite 113
Abbildung 11.15: Volllaststunden von Gaskraftwerken	Seite 114
Abbildung 11.16: Stromgestehungskosten von Gaskraftwerken	Seite 114
Abbildung 11.17: Volllaststunden von Photovoltaik-Anlagen	Seite 115
Abbildung 11.18: Spezifische Investitionskosten von Photovoltaik-Dachanlagen	Seite 115
Abbildung 11.19: Seite Spezifische Investitionskosten von Photovoltaik-Freiflächenanlagen	Seite 116
Abbildung 11.20: Stromgestehungskosten von Photovoltaik-Dachanlagen	Seite 116
Abbildung 11.21: Stromgestehungskosten von Photovoltaik-Freiflächenanlagen	Seite 117
Abbildung 11.22: Bemessungsleistung von Onshore-Windenergieanlagen	Seite 117
Abbildung 11.23: Spezifische Investitionskosten von Onshore-Windenergieanlagen	Seite 118
Abbildung 11.24: Volllaststunden von Onshore-Windenergieanlagen	Seite 118
Abbildung 11.25: Stromgestehungskosten von Onshore-Windenergieanlagen	Seite 119
Abbildung 11.26: Bemessungsleistung von Offshore-Windenergieanlagen	Seite 119
Abbildung 11.27: Spezifische Investitionskosten von Offshore-Windenergieanlagen	Seite 120
Abbildung 11.28: Volllaststunden von Offshore-Windenergieanlagen	Seite 120
Abbildung 11.29: Stromgestehungskosten von Offshore-Windenergieanlagen	Seite 121



# 10 Tabellenverzeichnis

Tabelle 3.1:	Bestand und Prognose für Wärmepumpen in Deutschland [118]	Seite 35
Tabelle 3.2:	Prognose der Anzahl der Ladepunkte und angenommenen Ladeleistung für das Jahr 2030 [6]	Seite 36
Tabelle 3.3:	Durchschnittlich geladene tägliche Energiemenge in Abhängigkeit vom Standort	Seite 36
Tabelle 3.4:	Regionalisierung der unterschiedlichen Flexibilitäten in Abhängigkeit vom Regionalisierungscluster (1: „Ländlicher Raum“, 2: „Vorstädtischer Raum“, 3: „Städtischer Raum“ sowie 4: „Industriegebiet“), in absteigender Gewichtung sortiert	Seite 41
Tabelle 3.5:	Zusammenfassung der Entwicklung der flexiblen Leistungen	Seite 44
Tabelle 5.1:	Richtwerte für Betriebsmittelkosten (inkl. Montage bzw. Kabellegung)	Seite 72

# 11 Anhang A: Recherche zu Kosten der Flexibilitätsbereitstellung

In Ergänzung und als Untermauerung der in Kapitel 5 beschriebenen Kosten werden in diesem Anhang die Ergebnisse der zugrundeliegenden Literaturrecherche dargestellt und einzelne Kostenbestandteile weiter aufgegliedert.

## 11.1 Brennstoffkosten

Die Kosten für den Brennstoff weisen bei Steinkohlekraftwerke, Braunkohlekraftwerke, Gas- und Dampfturbinenkraftwerke, Gaskraftwerke sowie Biogasanlagen einen relevanten Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit der Technologien auf. Hohe Brennstoffpreise erhöhen im wesentlichen Umfang die Stromgestehungskosten und führen teilweise zum unwirtschaftlichen Betrieb der Anlage. Eine Prognose der Preise ist in der Regel schwer abzuschätzen, da die Preisbildung vielen exogenen Einflüssen unterliegt. Insbesondere weltweite Krisen führen gegebenenfalls zu zeitlichen Engpässen bei der Versorgung, was wiederum zu Preis-schwankungen führt. Die folgenden Unterabschnitte stellen die Brennstoffpreise in Deutschland für die Jahre 2010 bis 2050 dar.

### 11.1.1 Braunkohle

Braunkohle wird in Deutschland in drei aktiven Revieren in Tagebauen abgebaut. Aufgrund des in Vergleich zur Steinkohle geringeren Heizwerts ist ein Transport über weitere Strecken in der Regel nicht rentabel, so dass Braunkohle üblicherweise direkt vor Ort verstromt wird, was zu einer regionalen Konzentration von Kraftwerksleistung im Westen Nordrhein-Westfalens, im Süden Sachsen-Anhalts und in der Lausitz führt. Die Brennstoffpreise für Braunkohle sind in Abbildung 11.1 dargestellt. Die Studien sehen in der Regel konstante Preisen voraus. Neuere Studien bewerten diese jedoch höher als ältere.

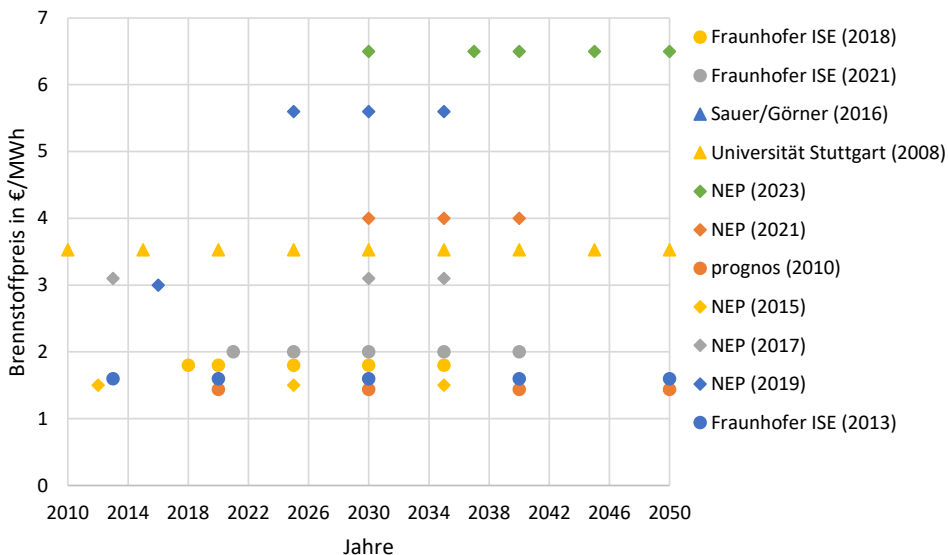


Abbildung 11.1: Brennstoffpreise für Braunkohle

### 11.1.2 Steinkohle

Seit 2018 wird in Deutschland keine eigene Steinkohle mehr gefördert, so dass die gesamte benötigte Menge aus Kohle aus anderen Ländern importiert wird. Die deutsche Studienlage geht grundlegend von einer Steigerung des Steinkohlepreises aus.

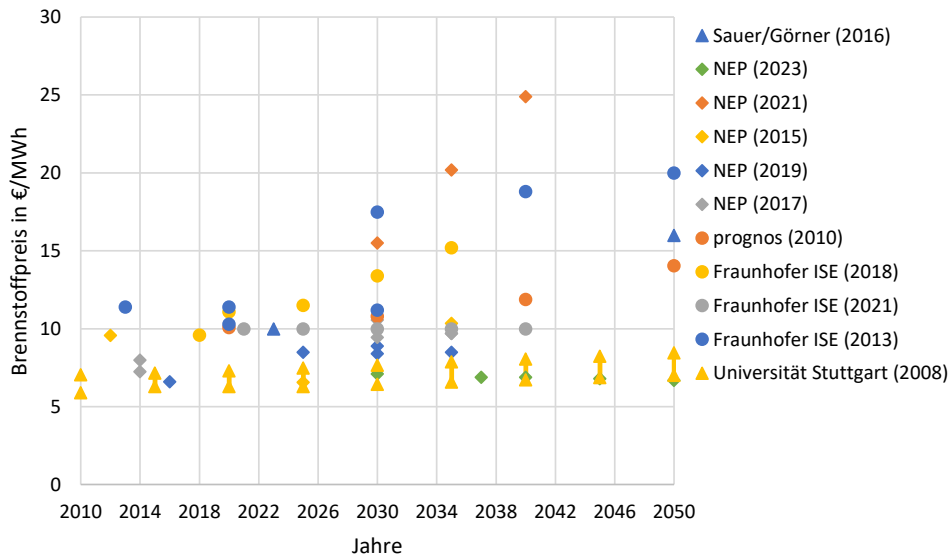


Abbildung 11.2: Brennstoffkosten für Steinkohle

### 11.1.3 Gas

Die benötigte Gasmenge zur Verfeuerung in den Kraftwerken wird nur zu einem geringen Anteil aus heimischer Förderung gedeckt. Der Großteil gelangt über Pipelines oder zukünftig Flüssiggas-Terminals aus anderen Ländern nach Deutschland. Eine Abschätzung der Preisentwicklung unterliegt zahlreichen Unsicherheit, da an dieser Stelle auf eine Prognose grundlegend verzichtet wird und ausschließlich die Studienlage Abbildung 11.3 dargestellt wird.

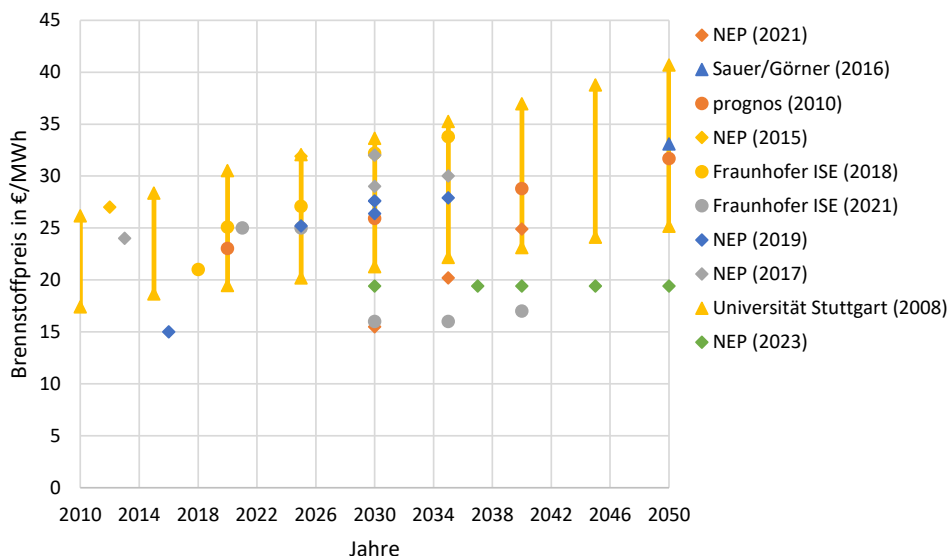


Abbildung 11.3: Brennstoffkosten für Gas

## 11.2 CO<sub>2</sub>-Zertifikatskosten

Bei der Erzeugung von elektrischer Energie mit fossilen Erzeugungsanlagen wie zum Beispiel Braun-, Kohle- und Gaskraftwerke entsteht Kohlenstoffdioxid oder das Äquivalent verschiedener Treibhausgase. Als finanziellen Ausgleich für Emittierung von Treibhausgasen müssen Kraftwerksbetreiber von Anlagen mit einer Nennleistung größer 20 MW CO<sub>2</sub>-Zertifikate besitzen. Diese Zertifikate werden in Europa am EU-Emissionshandelssystem (EU-ETS) gehandelt und verbriefen das Recht eine Tonne Kohlenstoffdioxid auszustoßen. Die Aufwendungen für die Beschaffung von CO<sub>2</sub>-Zertifikaten besitzen einen negativen Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit dieser Kraftwerke. Im Jahr 2022 lag der durchschnittliche Preis pro Tonne CO<sub>2</sub>-Äquivalent bei circa 80 €. Aufgrund einer fortschreitenden Verknappung der CO<sub>2</sub>-Zertifikate wird ein langfristiger Anstieg des Zertifikatspreises angenommen. Abbildung 11.4 stellt angenommene oder prognostizierte CO<sub>2</sub>-Zertifikatspreise aus verschiedenen Studien dar und nicht die historische oder gegenwärtige Preisentwicklung am EU-ETS.

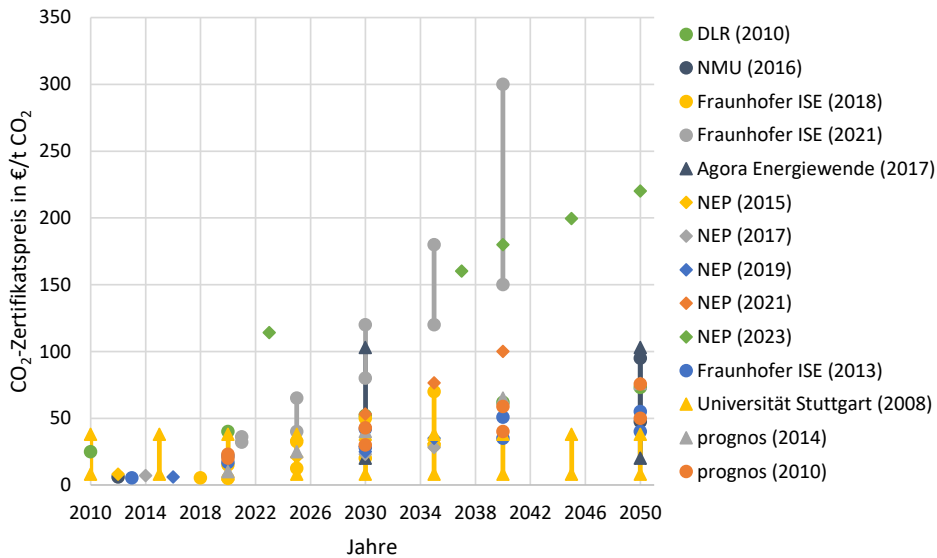


Abbildung 11.4: CO<sub>2</sub>-Zertifikatspreis

## 11.3 Abschätzung der Kostenbestandteile

In den folgenden Unterabschnitten werden die einzelnen Kostenbestandteile der jeweiligen Technologien und Flexibilitätsoptionen beschrieben. Es werden die Kostenarten und -begriffe aus Kapitel 2 für die jetzige Kostensituation sowie für einen zukünftigen Zeitpunkt mit Daten hinterlegt, um Tendenzen abzuschätzen. Die Werte in den einzelnen Abbildungen wurden den zugehörigen Literaturquellen entnommen. Wertebereiche werden mit einer Linie zwischen zwei Punkten des gleichen Jahres dargestellt. Die Stromgestehungskosten sind bei einigen Quellen berechnete Werte aus anderen Größen und müssen daher im Zusammenhang gesehen werden.

### 11.3.1 Braunkohlekraftwerke

Braunkohlekraftwerke können mit einer durchschnittlichen Nennleistung von 1.000 MW [31] bis 1.200 MW [91] bei einer Nutzungsdauer von bis zu 50 Jahren [46] angenommen werden. Sie gelten als klassische Grundlastkraftwerke, da sie nur bedingt regelbar sind. Die Brennstoffpreise für Braunkohle können dem Kapitel 11.1.1 entnommen werden. Der Wirkungsgrad wird im Mittelwert in den Literaturquellen mit 45,8 % angegeben. Die fixen Betriebskosten werden in einem Wertebereich von 32 €/kW a [31] bis zu 69,3 €/kW a [73] angesetzt. Die Quellen [31], [32] und [86] nehmen zusätzlich noch variable Betriebskosten mit den Werten 0,45 ct/kWh und 0,5 ct/kWh an.

#### Investitionskosten

Die spezifischen Investitionskosten werden im Jahr 2021 in einem Bereich von 1.600 €/kW bis zu 2.200 €/kW angegeben [31] bei gleichbleibenden Werten bis zum Jahr 2050.

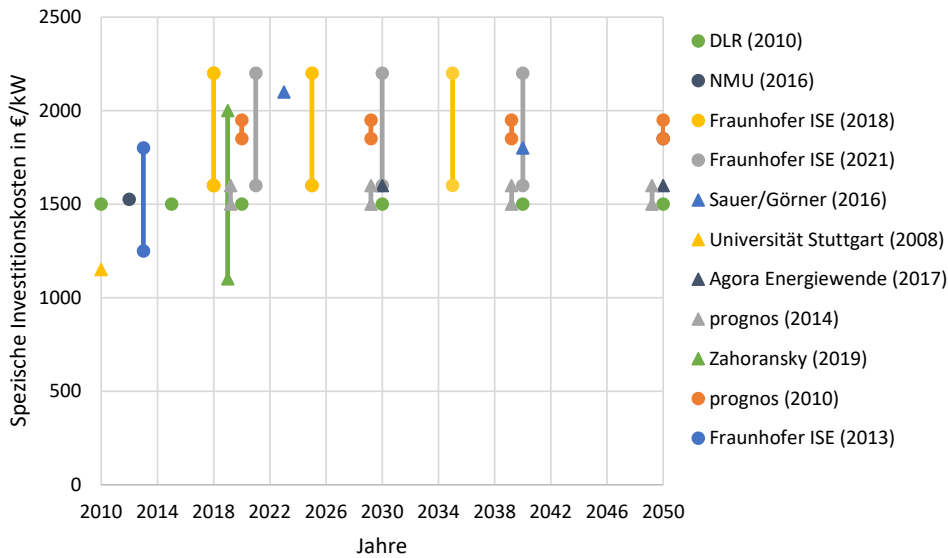


Abbildung 11.5: spezifische Investitionskosten von Braunkohlekraftwerken

### Volllaststunden

Durch Inkrafttreten des Kohleausstiegsgesetzes im Jahre 2020 wurde festgelegt, dass alle Braunkohlekraftwerke bis spätestens Ende 2038 stillgelegt werden müssen. Die Angabe von Volllaststunden über diesen Zeitpunkt hinaus basiert auf Literaturquellen vor dem Jahr 2020. Im Jahre 2021 erreichten Braunkohlekraftwerke Volllaststunden in Höhe von 5.860 h [16]. Bis zum Jahr 2038 ist mit einer kontinuierlichen Reduzierung der Volllaststunden auszugehen.

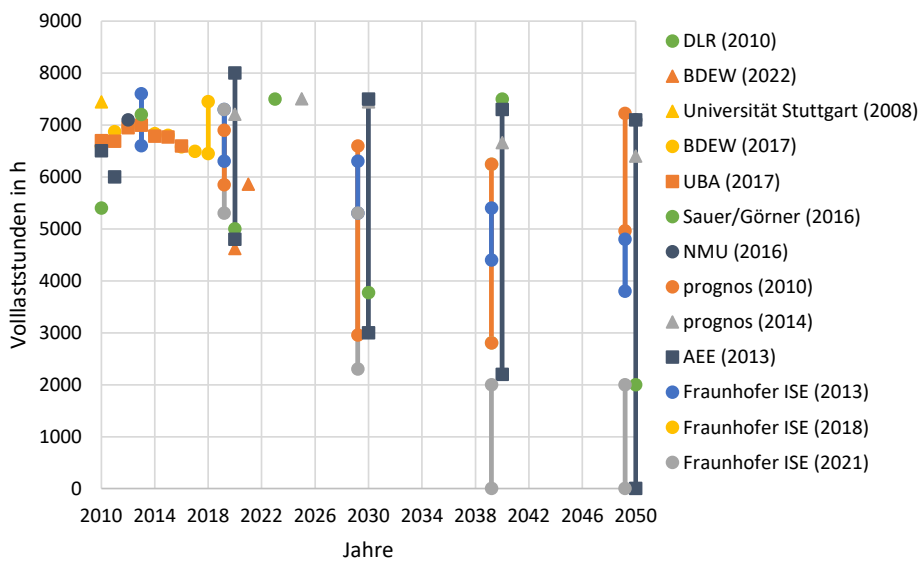


Abbildung 11.6: Volllaststunden von Braunkohlekraftwerken

### Stromgestehungskosten

Würde in 2021 ein Braunkohlekraftwerk errichtet, so ergäben sich Stromgestehungskosten von 10,38 ct/kWh bis zu 15,34 ct/kWh [31]. Bestehende Braunkohlekraftwerke kommen auf Stromgestehungskosten zwischen 4 ct/kWh und 8 ct/kWh. Bei Annahme steigender CO<sub>2</sub>-Preise und einer Reduzierung der Auslastung ist von steigenden Stromgestehungskosten bis 2038 auszugehen.

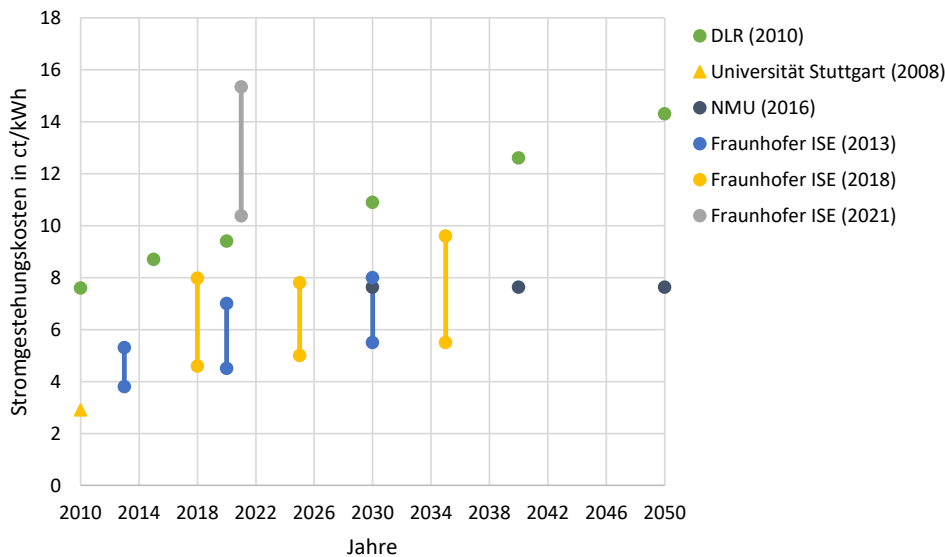


Abbildung 11.7: Stromgestehungskosten von Braunkohlekraftwerken

### 11.3.2 Steinkohlekraftwerke

Die Bemessungsleistung von Steinkohlekraftwerken wird zwischen 600 MW und 800 MW angenommen [31] bei einer Lebensdauer von 30 Jahren [31]. Der elektrische Wirkungsgrad wird im Mittel mit 48,6 % in den Literaturquellen angegeben. Die Brennstoffpreise für Steinkohle können dem Kapitel 11.1.2 entnommen werden. Die fixen Betriebskosten werden in einem Wertebereich von 22 €/kW a [31] bis zu 40 €/kW a [8] angesetzt. Die Quellen [31], [32] und [86] nehmen zusätzlich noch variable Betriebskosten mit den Werten 0,4 ct/kWh und 3,27 ct/kWh an.

#### Investitionskosten

Die spezifischen Investitionskosten werden im Jahr 2021 in einem Bereich von 1.500 €/kW bis zu 2.000 €/kW angegeben [31] bei gleichbleibenden bzw. leicht reduzierten Werten bis zum Jahr 2050.

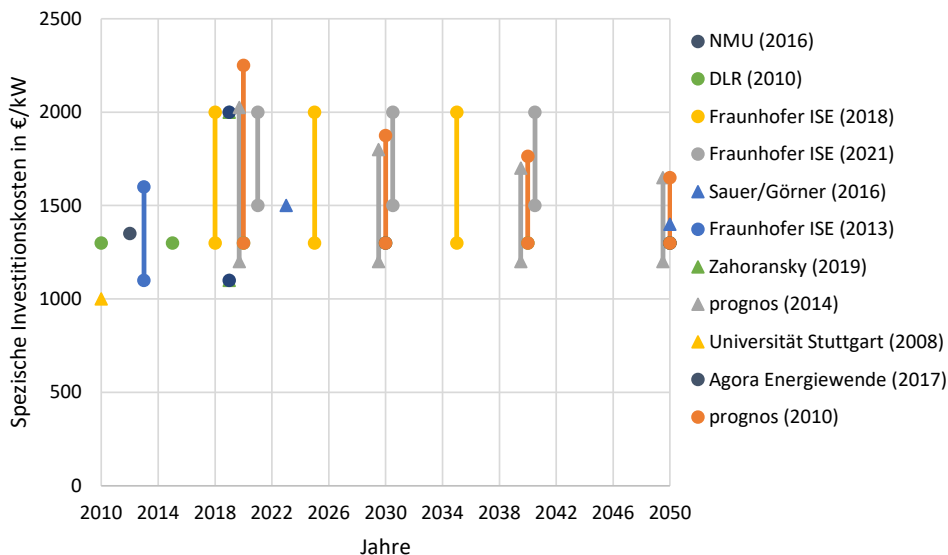


Abbildung 11.8: Spezifische Investitionskosten von Steinkohlekraftwerken

#### Volllaststunden

Die Aussagen bezüglich der Stilllegung von Braunkohlekraftwerken und deren Entwicklung der Volllaststunden kann auch für Steinkohlekraftwerke übernommen werden. Im Jahre 2021 erreichten Steinkohlekraftwerke Volllaststunden in Höhe von 2.890 h [16]. Zukünftig ist mit einer kontinuierlichen Reduktion der Volllaststunden durch eine steigende Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien und den steigenden CO<sub>2</sub>-Zertifikatspreisen auszugehen.

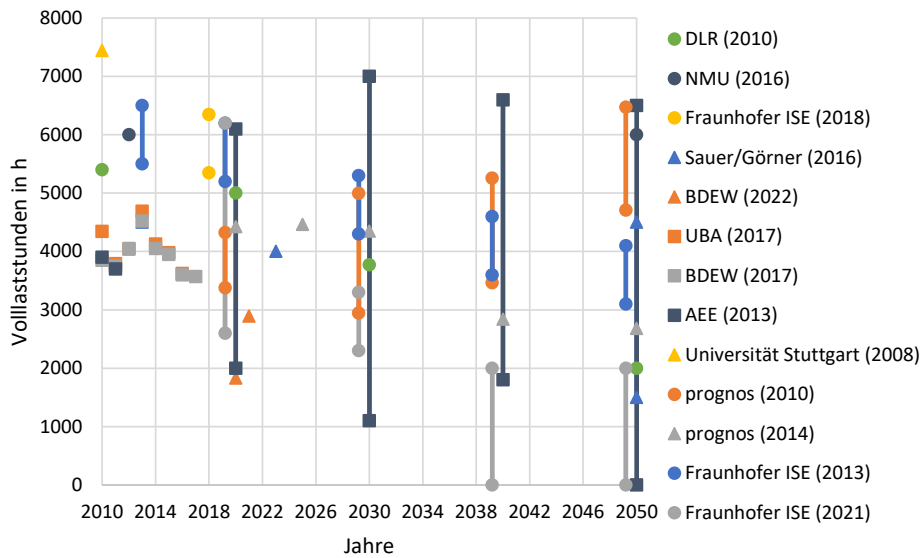


Abbildung 11.9: Volllaststunden von Steinkohlekraftwerken

### Stromgestehungskosten

Würde in 2021 ein Steinkohlekraftwerk errichtet, so ergäben sich Stromgestehungskosten von 11,03 ct/kWh bis zu 20,04 ct/kWh [1]. Bestehende Steinkohlekraftwerke kommen bisher auf Stromgestehungskosten zwischen 6 ct/kWh und 9 ct/kWh. Bei Annahme steigender CO<sub>2</sub>-Preise und einer Reduzierung der Auslastung ist von steigenden Stromgestehungskosten bis 2038 auszugehen.

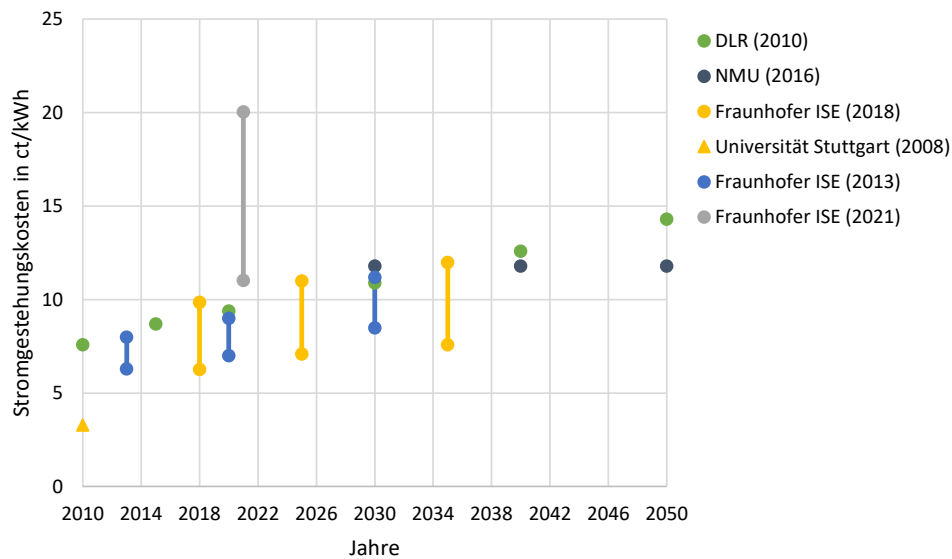


Abbildung 11.10: Stromgestehungskosten von Steinkohlekraftwerken

### 11.3.3 Gas- und Dampfturbinenkraftwerke

Die Bemessungsleistung wird zwischen 400 MW [69] und 800 MW [91] angenommen bei einer Lebensdauer zwischen 25 und 40 Jahren [69], [73]. Der Wirkungsgrad wird im Mittel mit 60,7 % in den Literaturquellen angegeben. Die Brennstoffpreise für Gas können dem Kapitel 11.1.3 entnommen werden. Die fixen Betriebskosten werden in einem Wertebereich von 18 €/kW a bis zu 24 €/kW a [73] angesetzt. [31] und [32] nehmen zusätzlich noch variable Betriebskosten mit den Werten 0,3 ct/kWh und 0,4 ct/kWh an.

#### Investitionskosten

Die spezifischen Investitionskosten werden im Jahr 2021 in einem Bereich von 500 €/kW bis zu 1.100 €/kW angegeben [31], [91] bei gleichbleibenden Werten bis zum Jahr 2050.

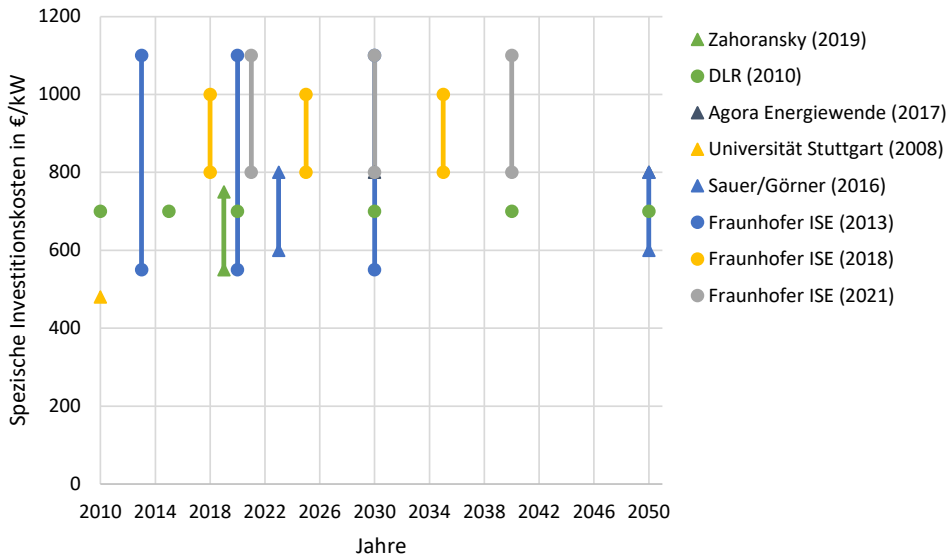


Abbildung 11.11: Spezifische Investitionskosten von Gas- und Dampfturbinen-Kraftwerken

### Volllaststunden

Im Jahre 2021 erreichten Gaskraftwerke Volllaststunden in Höhe von 3.170 h [16]. Die Abschätzung der zukünftigen Volllaststunden unterliegt einer Reihe von technischen und politischen Rahmenbedingungen. Höhere Volllaststunden würden zukünftig auftreten, wenn die Kapazität an erneuerbaren Energien nicht ausreicht, um den Strombedarf zu decken, insbesondere nach Abschaltung aller Kohlekraftwerke im Jahr 2038.

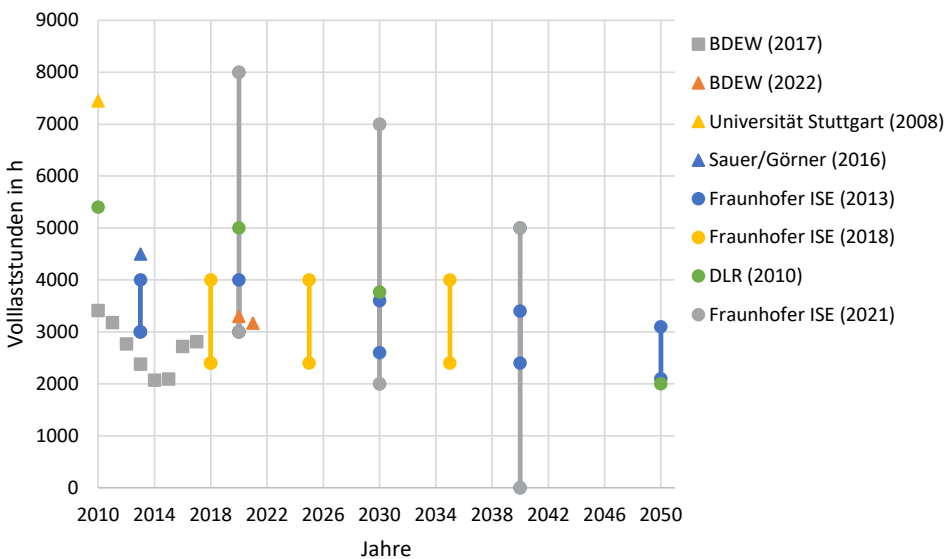


Abbildung 11.12: Volllaststunden von Gas- und Dampfturbinen-Kraftwerken

### Stromgestehungskosten

Würde in 2021 ein Gas- und Dampfturbinen-Kraftwerk errichtet, so ergeben sich Stromgestehungskosten von 7,79 ct/kWh bis zu 13,06 ct/kWh [1]. Eine zukünftige Steigerung der Stromgestehungskosten wird durch den CO<sub>2</sub>-Zertifikatspreis und die Brennstoffkosten erwartet.



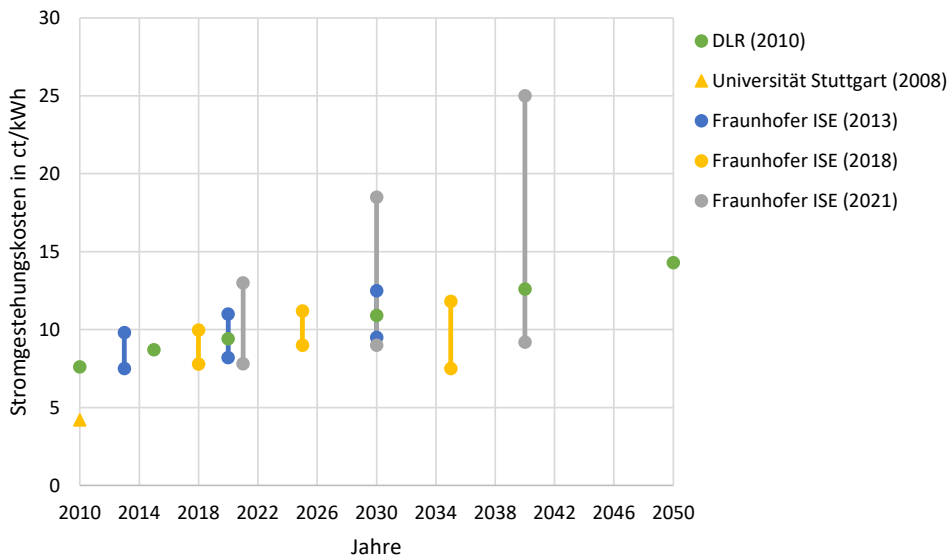


Abbildung 11.13: Stromgestehungskosten von Gas- und Dampfturbinen-Kraftwerken

### 11.3.4 Gaskraftwerke

Die Bemessungsleistung wird zwischen 200 MW [31] und 550 MW [91] angenommen bei einer Lebensdauer zwischen 20 Jahren [8] und 50 Jahren [73]. Der Wirkungsgrad wird im Mittel mit 40 % in den Literaturquellen angegeben. Die Brennstoffpreise für Gas können dem Kapitel 11.1.3 entnommen werden. Die fixen Betriebskosten werden in einem Wertebereich von 7,7 €/kW a [65] bis zu 22 €/kW a [86] angesetzt. Quelle [32] nimmt zusätzlich noch variable Betriebskosten mit dem Wert 0,3 ct/kWh an.

#### Investitionskosten

Die spezifischen Investitionskosten werden im Jahr 2021 in einem Bereich von 400 €/kW bis zu 600 €/kW angegeben [31] bei gleichbleibenden Werten bis zum Jahr 2050.

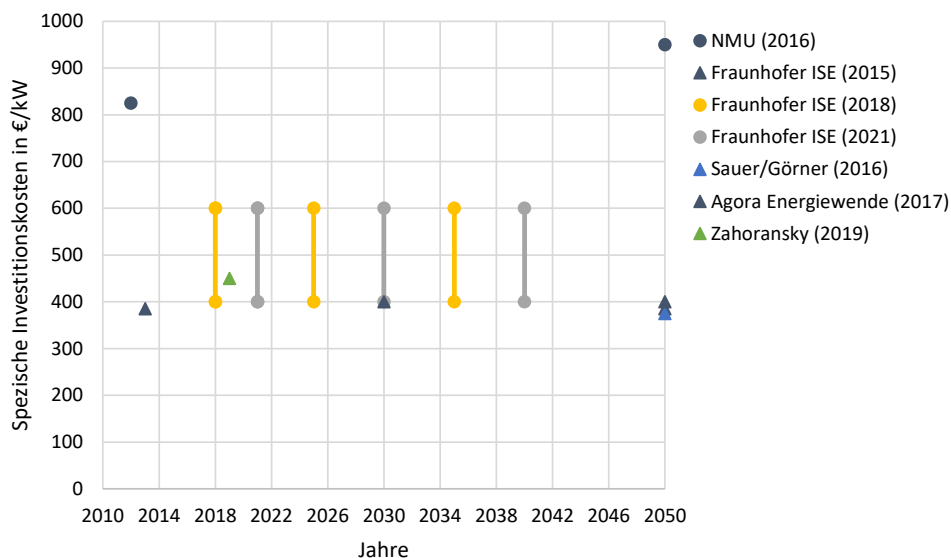


Abbildung 11.14: Spezifische Investitionskosten von Gaskraftwerken

#### Volllaststunden

Im Jahre 2021 erreichten Gaskraftwerke Volllaststunden in Höhe von 3.170 h [16]. Die Abschätzung der zukünftigen Volllaststunden unterliegt einer Reihe von technischen und politischen Rahmenbedingungen. Höhere Volllaststunden würden zukünftig auftreten, wenn die Kapazität an erneuerbaren Energien nicht ausreicht, um den Strombedarf zu decken, insbesondere nach Abschaltung aller Kohlekraftwerke im Jahr 2038.

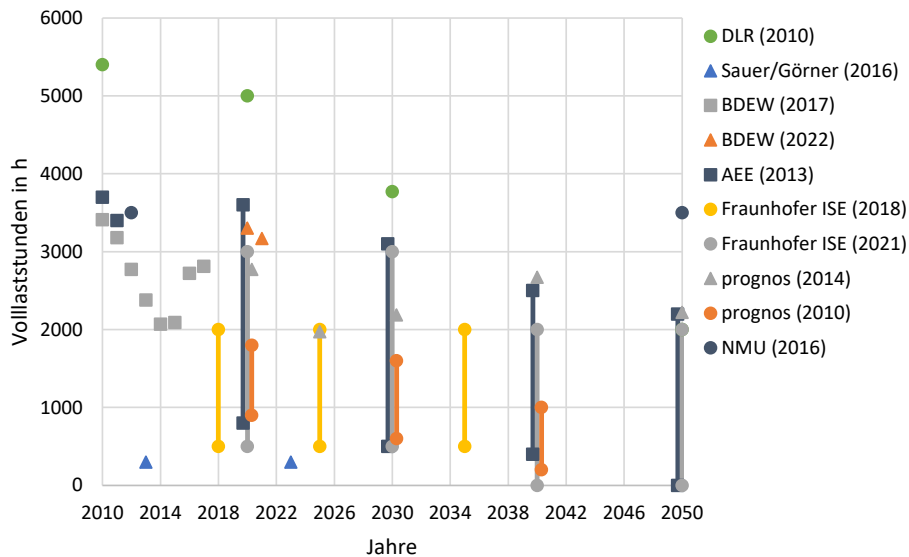


Abbildung 11.15: Volllaststunden von Gaskraftwerken

### Stromgestehungskosten

Die Stromgestehungskosten von Gasturbinen besitzen eine große Volatilität aufgrund von Eingangsgrößen mit einem breiten Wertebereich von 11,46 ct/kWh bis zu 28,96 ct/kWh. Als Netzreserve besitzen sie aufgrund ihrer Flexibilität und ihren geringen Investitionskosten einen Preisvorteil bei geringen Auslastungen unter 500 Volllaststunden pro Jahr [31].

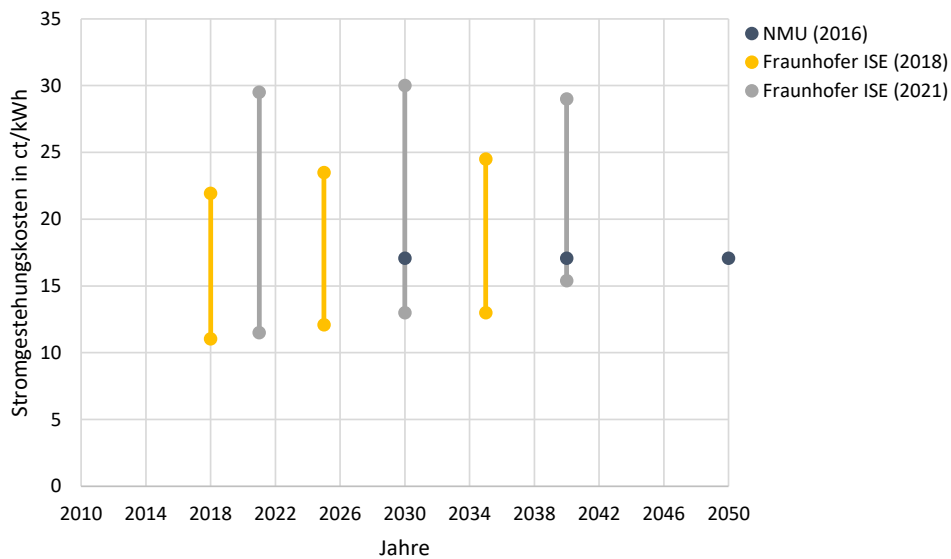


Abbildung 11.16: Stromgestehungskosten von Gaskraftwerken

### 11.3.5 Photovoltaikanlagen

Photovoltaikanlagen werden in wirtschaftlichen Betrachtungen nach Dachanlagen oder Freiflächenanlagen unterschieden. Die Bemessungsleistung besitzt einen relevanten Einfluss auf die Kostenbestandteile, insbesondere die Investitionskosten. Dachanlagen mit einer Leistung von weniger als 1.000 kW besitzen in der Regel durch nicht vorhandene Skalierungseffekte höhere spezifische Investitionskosten als Freiflächenanlagen mit einer Leistung von mehr als 1.000 kW. Die Lebensdauer beider Anlagentypen wird im Bereich von 20 bis 30 Jahren angegeben [31], [32]. Bei der jährlichen Reduktion des Wirkungsgrades können Werte im Bereich von 0,2 % [29] bis 0,25 % [31] angenommen werden. Ein weiterer wichtiger Einflussfaktor ist der Standort der Anlage. An dieser Stelle werden Voll-

laststunden zur Vergleichbarkeit zwischen den Technologien angegeben, welche die übliche Angabe von kWh/(m<sup>2</sup> a) bei einer 1-kW-Anlage ersetzen. Im Norden von Deutschland können Volllaststunden von 800 h bis zu 1.000 h [29] als Berechnungsgrundlage verwendet werden. Für den Süden von Deutschland werden Volllaststunden von 1.200 h [29] bis 1.300 h [31] erreicht. Abbildung 11.17 stellt die verwendeten Volllaststunden von PV Anlagen in den Jahren 2010 bis 2050 dar.

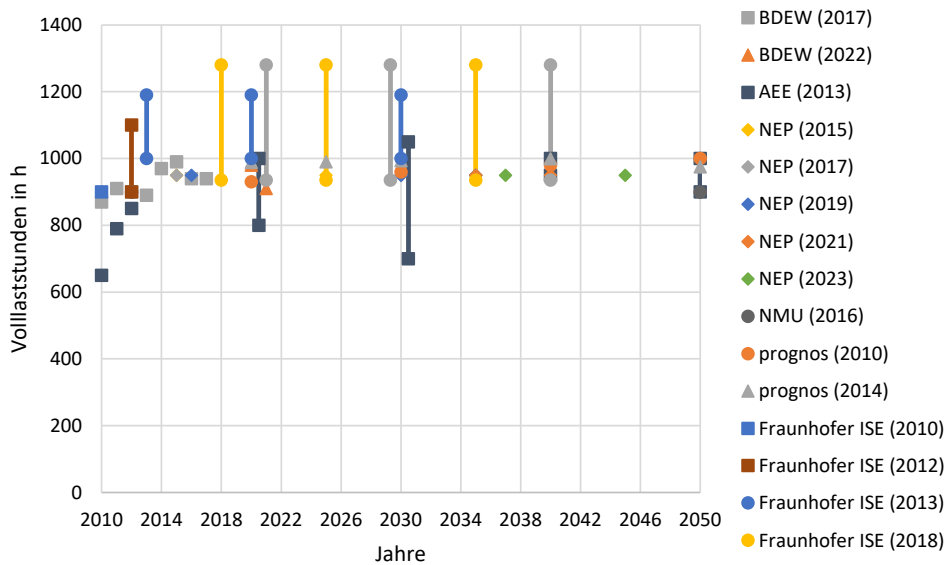


Abbildung 11.17: Volllaststunden von Photovoltaik-Anlagen

### Investitionskosten

Wie bereits im vorherigen Abschnitt erwähnt besitzen Freiflächenanlagen geringere spezifische Investitionskosten als Dachanlagen. Dennoch ist in den letzten Jahren bei allen Anlagenvarianten eine Kostenreduktion zu verzeichnen. Inwieweit Lerneffekte und Produktionssteigerungen die Kosten weiter senken, wird hier nicht eingeschätzt. Gegebenenfalls stellt sich in den nächsten Jahren ein Sättigungseffekt ein, was einer Kostenreduktion entgegensteht. Für PV-Dachanlagen wird prognostiziert, dass sich Investitionskosten von unter 1.000 €/kW im Jahr 2050 erzielen lassen. Ausgangspunkt waren Kosten im Bereich von 3.000 €/kW im Jahr 2010.

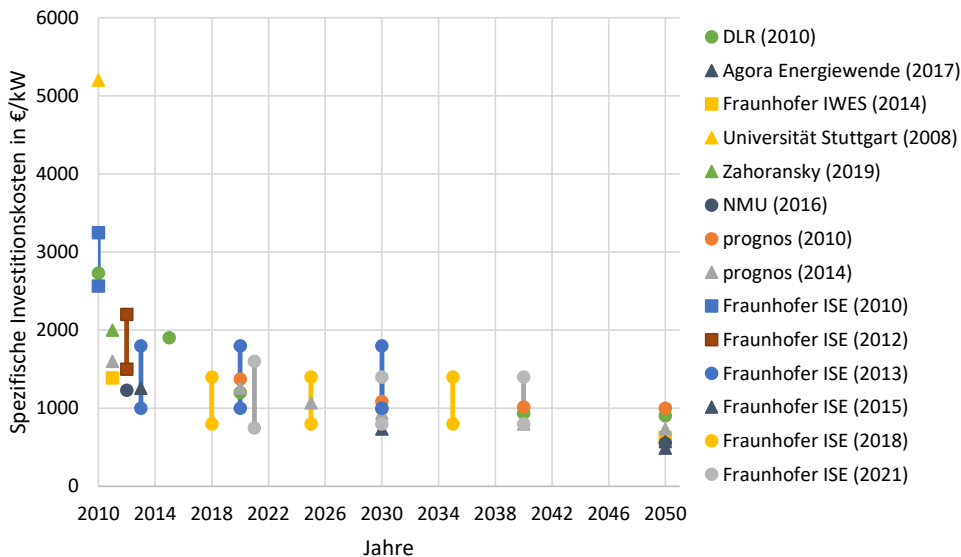


Abbildung 11.18: Spezifische Investitionskosten von Photovoltaik-Dachanlagen

Photovoltaik-Freiflächenanlagen könnten im besten Fall Investitionskosten von unter 500 €/kW erreichen.

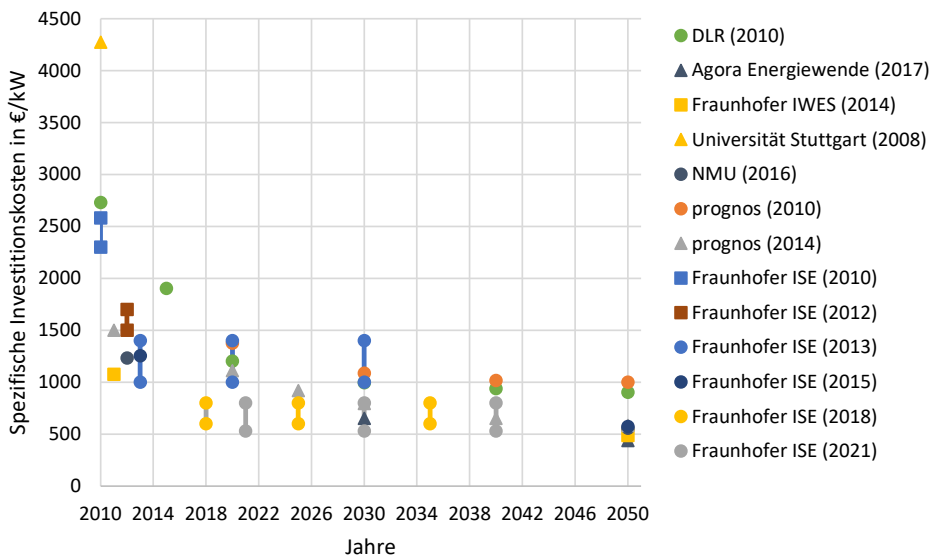


Abbildung 11.19: Spezifische Investitionskosten von Photovoltaik-Freiflächenanlagen

### Betriebskosten

Bei den Betriebskosten von Photovoltaikanlagen werden ausschließlich fixe Betriebskosten in €/kW bezogen auf die Bemessungsleistung angegeben. Für PV-Freiflächenanlagen werden meist niedrigere Kosten als bei PV-Dachanlagen angesetzt. In 2021 besitzen PV-Dachanlagen fixe Betriebskosten im Bereich von 18,75 €/kW bis 40 €/kW im Jahr und bei PV-Freiflächenanlagen 13,25 €/kW bis 20 €/kW.

### Stromgestehungskosten

Bei Errichtung von PV-Dachanlagen wurden im Jahr 2021 Stromgestehungskosten von 4,8 ct/kWh bis zu 11,01 ct/kWh [31] erreicht. Es werden Lernraten von 15 % angenommen, so dass sich im Jahr 2030 Stromgestehungskosten von 3,58 ct/kWh bis zu 6,77 ct/kWh ergeben [31].

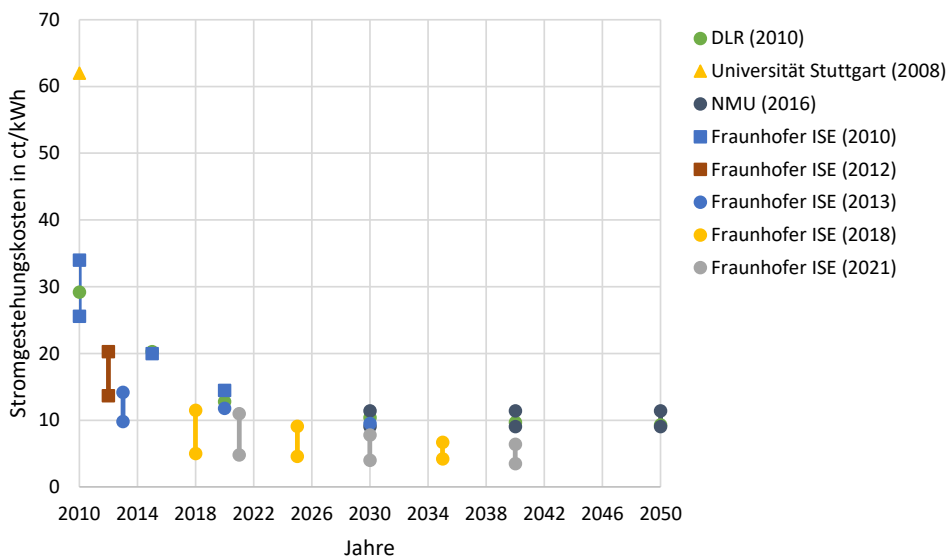


Abbildung 11.20: Stromgestehungskosten von Photovoltaik-Dachanlagen

Bei Errichtung von PV-Freiflächenanlagen würden im Jahr 2021 Stromgestehungskosten von 3,1 ct/kWh bis zu 5,8 ct/kWh [31] erreicht. Es werden Lernraten von 15 % angenommen, so dass sich im Jahr 2040 Stromgestehungskosten von 1,92 ct/kWh bis zu 3,51 ct/kWh ergeben [31].

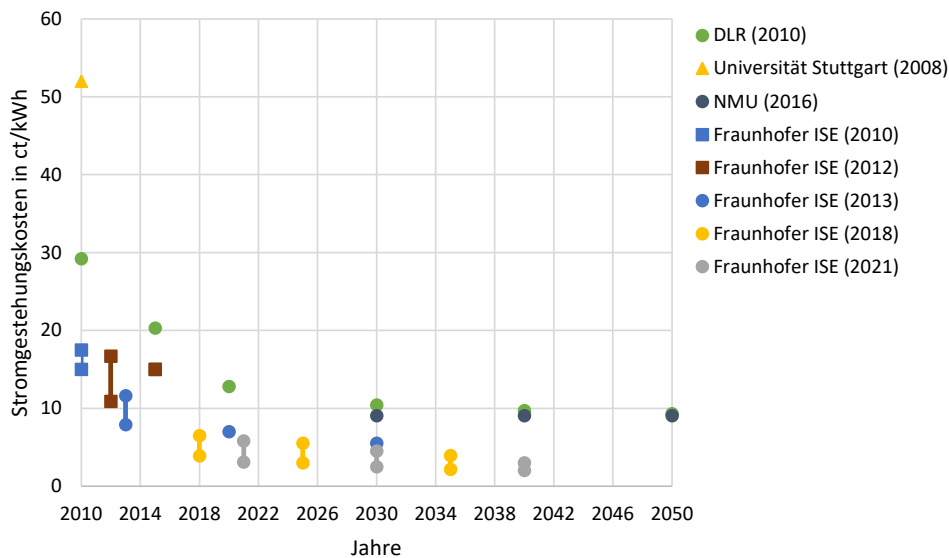


Abbildung 11.21: Stromgestehungskosten von Photovoltaik-Freiflächenanlagen

### 11.3.6 Onshore-Windenergieanlagen

Die Bemessungsleistung einer einzelnen Windenergieanlage lag im Jahr 2021 bei durchschnittlich 4,317 MW bei steigender Tendenz. Im Jahr 2030 wird mit Anlagengrößen mit einer mittleren Leistung zwischen 5,6 MW und 6,2 MW gerechnet [94], [68]. Die Lebensdauer wird zwischen 18 Jahren [94] und 25 Jahren [31] angenommen. Die fixen Betriebskosten werden im Jahr 2022 in einem Wertebereich von 33 €/kW a bis zu 43 €/kW a angesetzt [94]. Zusätzlich werden noch variable Betriebskosten zwischen 0,7 ct/kWh und 0,9 ct/kWh angegeben [94].

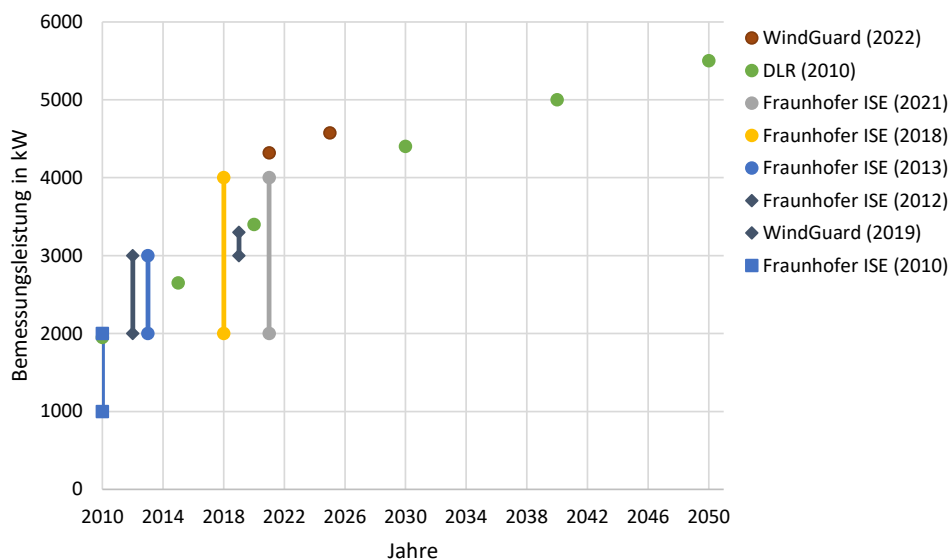


Abbildung 11.22: Bemessungsleistung von Onshore-Windenergieanlagen

#### Investitionskosten

Die spezifischen Investitionskosten werden im Jahr 2021 in einem Bereich von 1.400 €/kW bis zu 2.000 €/kW angegeben [31] bei einer möglichen Reduzierung auf unter 1.000 €/kW bis zum Jahr 2050.

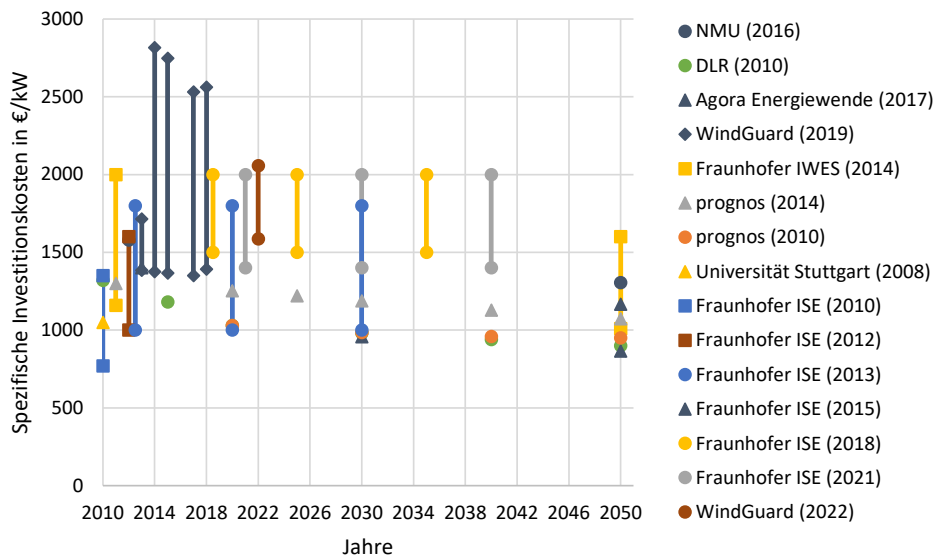


Abbildung 11.23: Spezifische Investitionskosten von Onshore-Windenergieanlagen

### Volllaststunden

Für Onshore-Windenergieanlagen können je nach Standort Volllaststunden von 1.800 h bis zu 3.200 h erreicht werden. Die Spannweite der Werte resultiert grundlegend durch unterschiedliche Standorte mit ihren Windeigenschaften [31].

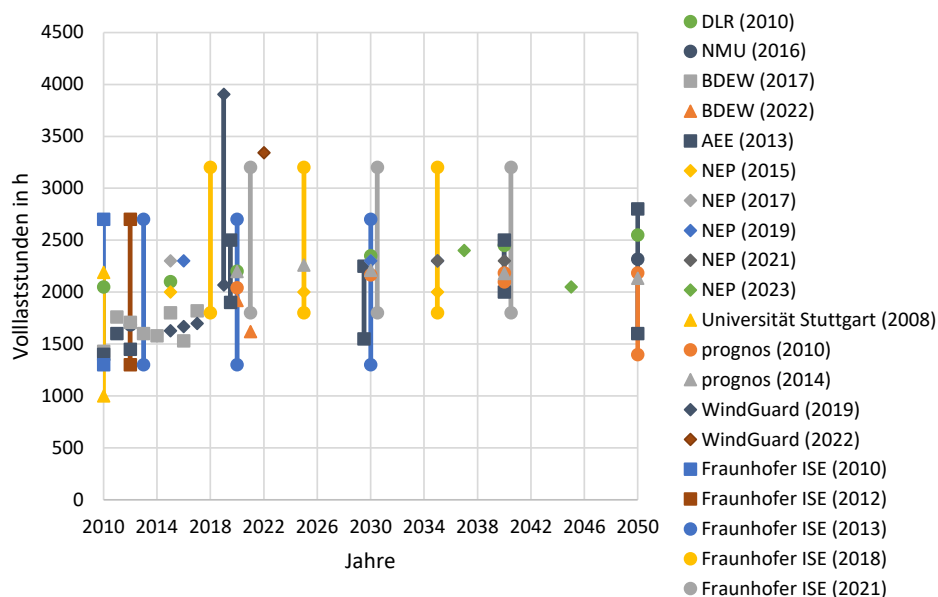


Abbildung 11.24: Volllaststunden von Onshore-Windenergieanlagen

### Stromgestehungskosten

Die Stromgestehungskosten von Onshore-Windenergieanlagen liegen im Jahr 2021 zwischen 3,94 ct/kWh bis zu 8,29 ct/kWh. Es ist von einer Lernrate von 5 % durch technologische Entwicklungen auszugehen. Insbesondere kann durch größer werdende Rotorflächen bei gleichbleibender Generatorleistung die Anzahl der Volllaststunden erhöht werden. Dies bewirkt eine mögliche Reduktion der Stromgestehungskosten auf zwischen 3,40 ct/kWh und 6,97 ct/kWh [31].

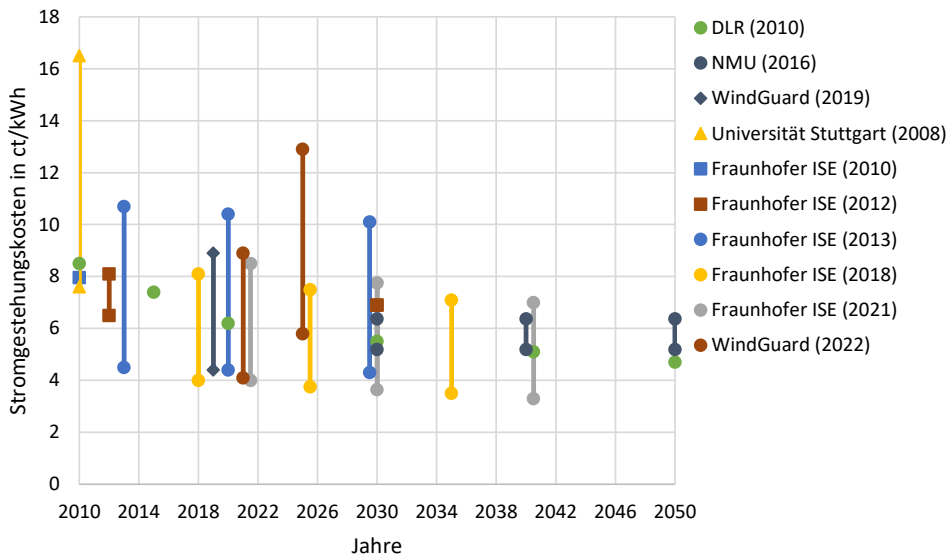


Abbildung 11.25: Stromgestehungskosten von Onshore-Windenergieanlagen

### 11.3.7 Offshore-Windenergieanlagen

Die Bemessungsleistung einer einzelnen Anlage liegt im Jahr 2021 bei durchschnittlich 5,2 MW bei steigender Tendenz, so dass in der kommenden Ausbauphase Anlagen mit einer maximalen Leistung von 15 MW entstehen werden [87]. Die Lebensdauer wird zwischen 20 Jahren [8] und 25 Jahren [31] angenommen. Die fixen Betriebskosten werden im Jahr 2021 mit 70 €/kW a angesetzt [31]. Zusätzlich werden noch variable Betriebskosten von 0,8 ct/kWh angegeben [31].

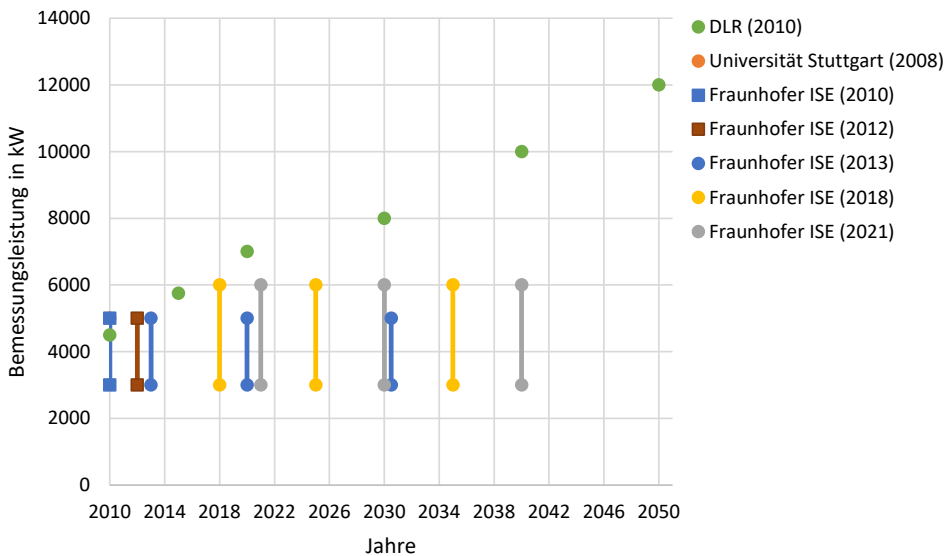


Abbildung 11.26: Bemessungsleistung von Offshore-Windenergieanlagen

#### Investitionskosten

Die spezifischen Investitionskosten werden im Jahr 2021 in einem Bereich von 3.000 €/kW bis zu 4.000 €/kW angegeben [31] bei einer möglichen Reduzierung in einem Wertebereich zwischen 1.250 €/kW und 2.500 €/kW im Jahr 2050. Bis zum Jahr 2030 ist nur mit einer geringen Kostendegression zu rechnen.

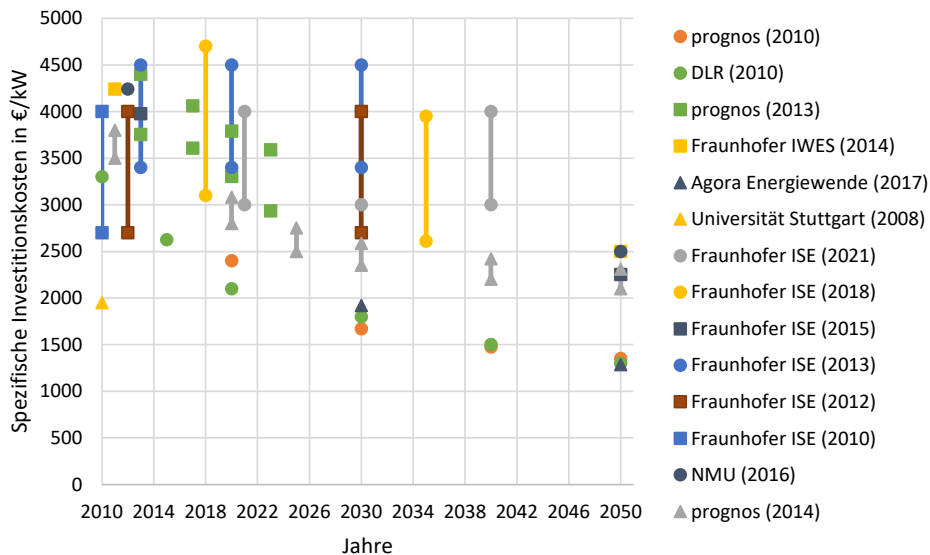


Abbildung 11.27: Spezifische Investitionskosten von Offshore-Windenergieanlagen

### Volllaststunden

Für Offshore-Windkraftanlagen können je nach Standort Volllaststunden von 3.200 h bis zu 4.500 h erreicht werden. Die Spannweite der Werte resultiert grundlegend durch unterschiedliche Standorte mit ihren Windeigenschaften [31].

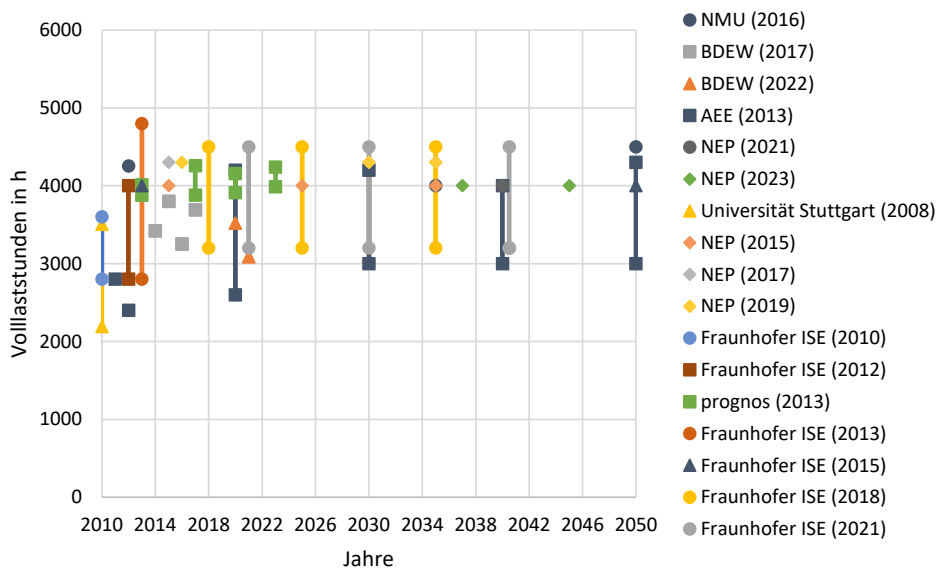


Abbildung 11.28: Volllaststunden von Offshore-Windenergieanlagen

### Stromgestehungskosten

Die Stromgestehungskosten von Offshore-Windenergieanlagen liegen im Jahr 2021 zwischen 7,23 ct/kWh bis zu 12,13 ct/kWh. Durch Nutzung von Kostensenkungspotenzial mit einer Lernrate von 7 % und Vergrößerung der Anlagendimensionierung können die Kosten im Jahr auf 5,87 ct/kWh bis 10,5 ct/kWh reduziert werden [31].



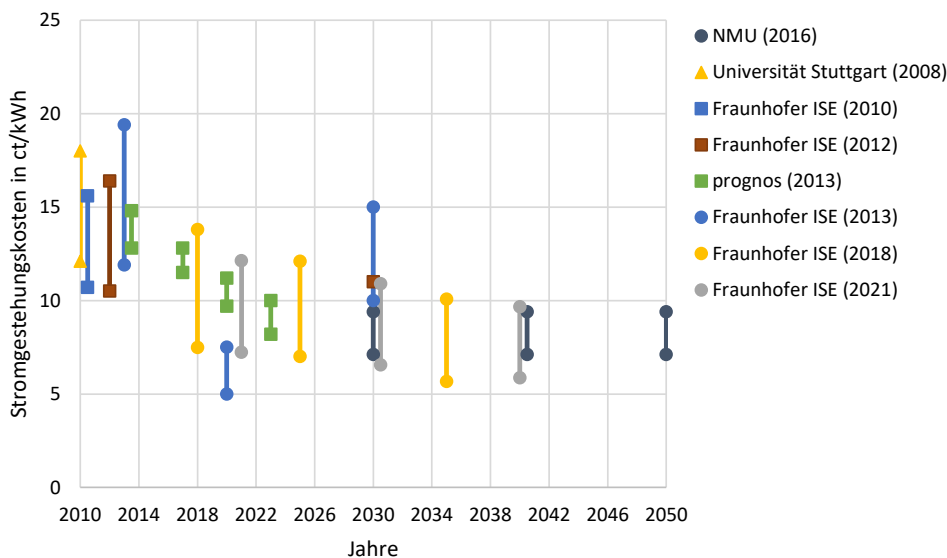


Abbildung 11.29: Stromgestehungskosten von Offshore-Windenergieanlagen

### 11.3.8 Biomasse / Biogas

Biomasseanlagen im weiteren Sinn umfassen auch feste und flüssige Biomasse. Bei festen Biomasseanlagen sind reine Öfen oder Brenner die übliche Technik. Flüssige biogene Energieträger werden nahezu ausschließlich im Transportsektor als Kraftstoffbeimischung eingesetzt. Nur Holzheizkraftwerke spielen eine gewisse Rolle im Strommarkt. Sie werden aber überwiegend wärmegeführt betrieben und haben wegen der geringen elektrischen Wirkungsgrade von 20 bis 25 % und des relativ trägen Start-Stopp-Verhaltens wenig Flexibilitätspotenzial. Deshalb beziehen sich die folgenden Angaben auf Biogas und Biomethan-BHKW.

#### Investitionskosten

Die Investitionskosten für eine Biogasanlage inkl. BHKW, Trafo, Biogasspeicher und Wärmepuffer im Dauerbetrieb liegen zwischen 2.500 €/kW [31] und 6.000 €/kW (Schätzung KWK-Flexperten). Davon entfallen etwa 1.000 €/kW bis 1.200 €/kW auf das BHKW. Dies sind auch die Investitionskosten für Satelliten-BHKW bzw. die Flexibilisierung von Bestandsanlagen durch Vergrößerung der Überbauung bei Anlagen größer als 1.000 kW.

Heute neu zu errichtende Biogasanlagen werden mit größerer Überbauung und als Speicherkraftwerke geplant, die zwischen 1.000 und 1.500 Betriebsstunden aufweisen. Durch die größere installierte Leistung bei gleichbleibendem Biogaserzeuger sinken die spezifischen Investitionskosten auf 1.200 €/kW bis 1.500 €/kW.

#### Betriebskosten

Die Betriebskosten verhalten sich entsprechend unterschiedlich bei Bestands- und Neuanlagen sowie Biomethananlagen.

Die Betriebskosten für die Biogaserzeugung lagen bisher im Bereich um 6 bis 8 ct/kWh. Abfallanlagen liegen mit 4 bis 6 ct/kWh etwas darunter. Hinzu kommt die Umwandlung im BHKW mit einem Wirkungsgrad von 35 bis 40 %, sodass mit 18 bis 22 ct/kWh gerechnet werden konnte [31].

Die Betriebskosten der Flexibilisierung verhalten sich hierbei paradox: Durch die Stromerzeugung im größeren BHKW steigen zwar die CAPEX um die Investitionen, sinken aber die Betriebskosten vielfältig: Der elektrische Wirkungsgrad steigt, sodass Biogas eingespart wird. Die Wartungskosten der BHKW sinken, ebenfalls die Abschreibungen je Kilowattstunde. Im Speicherkraftwerk, also einer Biogasanlage mit Stromerzeugung von etwa 2.000 bis 2.500 Stunden pro Jahr macht das etwa 3 bis 5 ct/kWh aus.

## Stromgestehungskosten

Die Gestehungskosten für Strom aus Biogas betragen seit 2022 etwa 25 bis 30 ct/kWh. Davon sind etwa 5 ct/kWh auf Investitionskosten zurückzuführen. Den Rest machen die Betriebskosten aus.

### 11.3.9 Speicherwasserkraftwerke

Das Potenzial der Wasserkraft gilt in Deutschland als ausgeschöpft. Im aktuellen NEP Strom [47] ist kein Ausbau der Wasserkraft vorgesehen. Allenfalls im Bereich der Kleinstwasserkraftwerke mit einer Bemessungsleistung von einigen wenigen Kilowatt wird ein gewisses Potenzial gesehen. Kleinstwasserkraftanlagen liefern jedoch keinen substantziellen Beitrag zur Flexibilisierung des Energiesystems.

Die Kostenparameter neuer Wasserkraftwerke (Speicher-/Pumpspeicherkraftwerke) sind sehr standortspezifisch [31]. In [8] werden Investitionskosten in Höhe von 1.000 €/kW ohne Erschließungskosten angenommen, Betriebskosten in Höhe von 40 €/kW und es wird eine Lebensdauer von 45 Jahren unterstellt. Für Kleinstanlagen können die spezifischen Investitionskosten beim Zehnfachen liegen. Es besteht ein gewisses Potenzial in der Modernisierung oder Reaktivierung bereits vorhandener Wasserkraftanlagen. Die Kostenparameter für solche Projekte sind sehr anlagen- und standortspezifisch, da der Erhaltungszustand der einzelnen Anlagen sehr unterschiedlich ist. Aufgrund des geringen Potenzials der Wasserkraft sind aktuelle Schätzungen zu den Stromgestehungskosten neuer Anlagen nicht verfügbar [31]. In der Vergangenheit lagen sie bei 2,2 ct/kWh bis 10,8 ct/kWh [32]. Die Kosten zur Speicherung elektrischer Energie in einem Pumpspeicherkraftwerk liegen bei 3 bis 5 ct/kWh bei tageweiser Speicherung. Längere Speicherdauern führen zu höheren Kosten.

Die Wasserkraftwerke in Deutschland erreichten im Jahr 2021 im Mittel eine Jahresvolllaststundenzahl von 3.430 h [16]. Je nach Standortbedingungen unterliegen diese großen Schwankungen. Tendenziell wird aufgrund des Klimawandels mit sinkenden Volllaststunden gerechnet.



VDE Verband der Elektrotechnik  
Elektronik Informationstechnik e.V.  
Energietechnische Gesellschaft (ETG)

Merianstraße 28  
63069 Offenbach am Main  
Tel. +49 69 6308-346  
[etg@vde.com](mailto:etg@vde.com)

**VDE**