

Wechselwirkungen einer multifunktionalen Flexibilitätsbewirtschaftung mit der Betriebsplanung proaktiver Verteilnetze

von der

Fakultät für Elektrotechnik und Informationstechnik
der
Technischen Universität Dortmund

genehmigte

Dissertation

zur Erlangung des akademischen Grades
Doktor der Ingenieurwissenschaften (Dr.-Ing.)

von

M.Sc. Fabian Erlemeyer

Dortmund, 2023

Referent: Univ.-Prof. Dr.-Ing. habil. Christian Rehtanz

Korreferent: Univ.-Prof. Dr.-Ing. habil. Markus Zdrallek

Tag der mündlichen Prüfung: 27.04.2023

Kurzfassung

Der Einsatz von Flexibilität dient im elektrischen Energieversorgungssystem zum Ausgleich zwischen der Stromerzeugung und dem –verbrauch. Dies geschieht sowohl für den planbaren Anteil als auch für den kurzfristigen Bedarf im Rahmen der Leistungsfrequenz-Regelung. Im Rahmen des Engpassmanagements wird zusätzlich Flexibilität für die Vermeidung von Grenzwertverletzungen im elektrischen Übertragungs- und Verteilnetz verwendet. Da sich im Zuge der Energiewende weitreichende Veränderungen sowohl in der Erzeuger- als auch in der Verbraucherstruktur ergeben, wird die zuvor beschriebene Flexibilität zukünftig von anderen, größtenteils im Verteilnetz angeschlossenen, technischen Anlagen erbracht. Durch die Verlagerung in das Verteilnetz nimmt die Komplexität und Heterogenität des Flexibilitätseinsatzes zu. In dieser Arbeit wird vor diesem Hintergrund ein Simulationsmodell zur Untersuchung des Flexibilitätseinsatzes in Wechselwirkung mit der Betriebsplanung elektrischer Verteilnetze erstellt. Die Funktionsfähigkeit wird zunächst anhand einer Simulation überprüft. Um die getroffenen Annahmen bezüglich der Verfügbarkeit und des Verhaltens der technischen Anlage überprüfen zu können, wird das erstellte Modell mit realen Anlagen kombiniert und betrieben. Aus dem Betrieb werden schließlich Annahmen zur Ausgestaltung zukünftiger Prozesse abgeleitet.

Abstract

The use of flexibility in the electric power supply system serves to balance power generation and consumption. This applies both to the plannable portion and to the short-term demand within the framework of power frequency control. In the context of congestion management, flexibility is also used to avoid limit violations in the electrical transmission and distribution network. Since the energy transition will result in far-reaching changes in both the generator and consumer structure, the flexibility described above will have to be provided in the future by other technical systems, most of which will be connected to the distribution grid. The shift to the distribution grid increases the complexity and heterogeneity of flexibility deployment. Against this background, a simulation model is developed to investigate the use of flexibility in interaction with the operational planning of electrical distribution grids. The functionality of the model is first tested by means of a simulation. In order to be able to check the assumptions made regarding the availability and the behavior of the technical system, the model created is combined with real systems and operated. Finally, assumptions for the design of future processes are derived from the operation.

Vorwort

Diese Arbeit entstand während meiner Zeit als wissenschaftlicher Mitarbeiter am Institut für Energiesysteme, Energieeffizienz und Energiewirtschaft (ie³) an der TU Dortmund. In dieser Zeit durfte ich mit spannenden Themen beschäftigen und mich so fachlich und persönlich weiterentwickeln. Es war mir stets eine große Freude dies im Umfeld eines jungen und inspirierenden Teams zu tun und dafür möchte ich mich bei allen Kolleginnen und Kollegen bedanken. Für die Möglichkeit zum Arbeiten in diesem Team, die Möglichkeit zur Promotion, das während dieser Zeit entgegengebrachte Vertrauen und die stets freundliche Unterstützung möchte ich mich insbesondere bei Herrn Prof. Dr. Christian Rehtanz herzlich bedanken. Bei Herrn Prof. Dr. Markus Zdrallek möchte ich mich für die freundliche Übernahme des Korreferats bedanken.

Ich möchte mich herzlich bei den Teilnehmern der regelmäßigen Treffen zum Diskutieren und Anfertigen der Dissertation bedanken. Durch die Treffen konnte ich stets neue Anregungen erhalten und schlussendlich die notwendige Motivation erlangen, um diese Monografie fertigzustellen. An dieser Stelle möchte ich mich auch bei allen Kolleginnen und Kollegen bedanken, die diese Arbeit Korrekturgelesen haben.

Herzlich danken möchte ich auch allen Studierenden und wissenschaftlichen Hilfskräften, die mich während meiner Arbeit begleitet und unterstützt haben.

Bei allen Kolleginnen und Kollegen aus dem Forschungsprojekt *Designetz* möchte ich mich für die konstruktive und offene Arbeitsatmosphäre bedanken. Insbesondere möchte ich mich bei allen Mitstreiterinnen und Mitstreitern aus dem Arbeitspaket 4 bedanken.

Einen besonderen Dank möchte ich an meinen langjährigen Büro-Kollegen Dennis Schmid richten. Durch die umtriebige Art war die Arbeit stets antreibend und durch den Humor gleichsam erfrischend. Vielen Dank für die gemeinsame Zeit.

Schließlich möchte ich mich bei meiner Familie für die immerwährende Unterstützung bedanken. Insbesondere danke ich meinen Eltern für die Möglichkeit meiner Ausbildung und die Unterstützung meiner Interessen.

Meiner Frau Lia danke ich vom ganzen Herzen für die andauernde Unterstützung während der Promotion und für jeden Augenblick abseits dieser.

Dortmund, im Januar 2023

Fabian Erlemeyer

Inhaltsverzeichnis

1	Einleitung.....	1
1.1	Ziele der Arbeit	2
1.2	Gliederung der Arbeit.....	3
2	Flexibilität in der elektrischen Energieversorgung.....	7
2.1	Flexibilitätsoptionen im elektrischen Energiesystem.....	8
2.1.1	Kraftwerke.....	8
2.1.2	Dezentrale Energieumwandlungsanlagen.....	9
2.1.3	Sektorale Stromspeicher	10
2.1.4	Sektorkoppelnde Stromspeicher	10
2.2	Anwendungsfälle für den Einsatz von Flexibilität.....	11
2.2.1	Marktdienliche Flexibilität	14
2.2.2	Systemdienliche Flexibilität.....	16
2.2.3	Netzdienliche Flexibilität.....	20
2.2.4	Interdependenzen der Anwendungsfälle von Flexibilität.....	25
2.3	Forschung zum Einsatz dezentraler Flexibilitätsoptionen.....	26
2.4	Modellanforderungen	30
3	Modellierung einer multifunktionalen Flexibilitätswirtschaftung....	32
3.1	Technische Restriktionen	33
3.2	Bestimmung der Residuallast.....	36
3.3	Vermarktung von Flexibilitätsoptionen	40
3.3.1	Marktdienliche Flexibilität	42
3.3.2	Systemdienliche Flexibilität.....	43
3.4	Netzdienliche Flexibilität	46
3.4.1	Bestimmung des netzdienlichen Bedarfs.....	47
3.4.2	Berücksichtigung vor- und nachgelagerter Netzebenen	52
3.4.3	(n-1)-Kriterium und Unsicherheiten	53
3.4.4	Bestimmung der netzdienlichen Fahrpläne.....	53
3.5	Zusammenfassung.....	54
4	Multifunktionaler Einsatz simulierter Flexibilitätsoptionen.....	57
4.1	Programmiertechnische Implementierung	57
4.2	Demonstration der simulativen Anwendung.....	62
4.2.1	Auswahl der Planungszeiträume anhand des Residuallast-Modells.....	62

4.2.2	Szenario Marktintegration	63
4.2.3	Szenario Eigenverbrauchsoptimierung.....	72
4.2.4	Szenario systemdienlicher Einsatz	73
4.3	Zusammenfassung und Bewertung des simulativen Flexibilitätseinsatzes	76
5	Multifunktionaler Einsatz realer Flexibilitätsoptionen	79
5.1	Gesamtsystem-Aufbau und Parametrierung des Modells	81
5.1.1	Aufbau und Betrieb des Gesamtsystems.....	81
5.1.2	Implementierung und Parametrierung	83
5.1.3	Beschreibung des Abrufprozesses	84
5.2	Beispielhafte Ergebnisse.....	85
5.2.1	Power-to-Heat-Anlagen A.....	85
5.2.2	Power-to-Heat-Anlagen B	86
5.2.3	Power-to-Gas - Elektrolyse	87
5.2.4	Aluminiumherstellung	88
5.3	Zusammenfassung und Bewertung des realen Flexibilitätseinsatzes ..	89
6	Zusammenfassung und Ausblick	93
6.1	Zusammenfassung	93
6.2	Bewertung des Modells und Ausblick	95
6.2.1	Marktdienliche Flexibilitätsbewirtschaftung	95
6.2.2	Netzdienliche Flexibilitätsbewirtschaftung.....	96
6.2.3	Systemdienliche Flexibilitätsbewirtschaftung.....	98
6.3	Fazit.....	99
	Literaturverzeichnis	101
	Abkürzungsverzeichnis	113
	Formelverzeichnis	113
	Abbildungsverzeichnis	115
	Tabellenverzeichnis	117
	Anhang A: Verwendete Simulationsparameter	119
	Anhang B: Nachweis wissenschaftlicher Tätigkeit	120

1 Einleitung

Als ein zentraler Baustein zur Reduktion der Treibhausgasemissionen befindet sich das elektrische Energiesystem in einem Transformationsprozess hin zu einem dezentralen, durch erneuerbare Energien (EE) dominierten Erzeugungssystem. Bei gleichzeitigem Wegfall von konventionellen Kraftwerken entsteht die Herausforderung diese zunehmend wetterabhängige Erzeugung mit dem elektrischen Energiebedarf sowohl kurz- als auch langfristig auszugleichen, d.h. sowohl kontinuierlich Abweichungen in der Energiebilanz zwischen Angebot und Nachfrage als auch saisonale Ungleichgewichte kompensieren zu können. Unterdessen findet die Elektrifizierung von vormals mit fossilen Kraftstoffen ausgeführten Anwendungen, in den Bereichen des Verkehrs-, Wärme- und Gassektors, statt. Aus Sicht des Stromsektors entstehen dadurch, neben den neuen dezentralen Erzeugern, ebenfalls neue elektrische Lasten. Einerseits entsteht die Möglichkeit den Verbrauch dieser neuen Stromanwendungen auf die wetterabhängige Erzeugung anzupassen. Andererseits entsteht in den Verteil- und Transportnetzen ein erhöhter Ausbaubedarf. Gründe dafür sind sowohl die hohe Gleichzeitigkeit als auch die historische Struktur der Netze, die auf vertikale, von den Kraftwerken zu den Letztverbrauchern führenden, Leistungsflüsse ausgelegt ist [1, 2]. Ein Indikator dafür, dass dieser Netzausbau nicht mit dem Ausbau der EE schritthalten kann, ist die zunehmende Ausfallarbeit die im Rahmen des Einspeisemanagements entsteht, um Grenzwertverletzungen zu verhindern [3]. Auch wenn laut der Bundesnetzagentur der Netzausbau das erste Mittel der Wahl auf allen Netzebenen ist (siehe [4]), besteht für die Transformationsphase ein zusätzlicher Bedarf flexible dezentrale Erzeuger und Lasten – als Flexibilitätsoptionen bezeichnet – in das Energiesystem zu integrieren und so zu koordinieren, dass die Ausfallarbeit verringert und damit der Anteil der EE am Stromverbrauch erhöht wird.

Der Netzanschluss dieser Flexibilitätsoptionen findet zum Großteil in den Verteilnetzebenen statt [5]. Zukünftig muss der Zustand einer Vielzahl von kleineren Anlagen informationstechnisch erfasst und koordiniert werden. Auch wenn es mit Einführung des sogenannten *Redispatch 2.0* erste Prozesse zur Datenerfassung dezentraler Flexibilitätsoptionen, Einbeziehung in das Netzengpassmanagement und Koordinierung von Verteil- und Transportnetzbetreibern gibt, ist der Betrieb der Verteilnetze aufgrund der historischen Struktur der Energieversorgung weiterhin weniger stark automatisiert. Mit der Einführung dieser neuen Prozesse, müssen Netzbetreiber perspektivisch eine Betriebsplanung für die unteren Verteilnetzebenen durchführen. Wenngleich die Betriebsplanung von einer umfassenden Automatisierung des Netzbetriebs profitiert, stellt ein Wechsel im Betrieb

dieser Netze, die als eine kritische Infrastruktur herkömmlicherweise stets über eine ausreichende Betriebsreserve verfügten, hin zu einer Betriebsweise die in manchen Situationen den Einsatz von Flexibilitätsoptionen Dritter benötigt, hohe Anforderungen an die Ausgestaltung zukünftiger Prozesse. Die Verknüpfung dieser kritischen, die Infrastruktur betreffenden Prozesse mit marktorientierten Prozessen ist im Übertragungsnetz seit jeher ein gängiges Verfahren. In den Verteilnetzen nimmt die Komplexität und Heterogenität solcher Prozesse jedoch zu, da das Flexibilitätspotenzial zunehmend wetter- und von menschlichen Bedürfnissen abhängig ist und durch die Verknüpfung zu anderen Sektoren weiteren, zeitlichen Restriktionen unterliegt. Folglich birgt die Verknüpfung dieser kritischen Prozesse mit den Interessen der Betreiber von Flexibilitätsoptionen, die unabhängig der Versorgungssicherheit erlösoptimierend handeln, die Möglichkeit von Marktmissbrauch und schlimmstenfalls einer Verminderung der Versorgungsqualität.

Es existieren folglich unterschiedliche Anwendungsfälle zum Einsatz von Flexibilitätsoptionen. Einige von diesen Anwendungsfällen werden zukünftig von kleineren technischen Anlagen übernommen werden müssen. Andere Anwendungsfälle entstehen durch die Transformationsprozesse des Energiesystems. Entsprechend besteht die Notwendigkeit neue energiewirtschaftliche Prozesse einzuführen, um die Versorgungssicherheit zu gewährleisten. Vor Einführung neuer Prozesse besteht die Notwendigkeit eingehende Untersuchungen durchzuführen, die anschließend genutzt werden, um mögliche Wechselwirkungen zwischen den Anwendungsfällen bewerten und in der Ausgestaltung energiewirtschaftlicher Prozesse berücksichtigen zu können.

Da das praktische Experimentieren im realen Energiesystem unter Wahrung der Systemsicherheit nur eingeschränkt möglich ist, wird in dieser Arbeit ein Simulationsmodell erarbeitet, welches die Untersuchung der Wechselwirkungen zwischen den verschiedenen Anwendungsfällen dezentraler Flexibilitätsoptionen ermöglicht.

1.1 Ziele der Arbeit

Um die zuvor beschriebenen Wechselwirkungen zu untersuchen, bedarf es der Modellierung und simulativen Untersuchung der beteiligten Systeme. Ziel dieser Arbeit ist daher die Entwicklung eines Verfahrens zur Untersuchung von Wechselwirkungen verschiedener Anwendungsfälle von Flexibilitätsbewirtschaftung im Verteilnetz. Dabei soll das Verfahren vor allem auf die Betriebsplanung von Verteilnetzen fokussieren. Die zentrale Forschungsfrage lautet daher wie folgt:

Wie lassen sich die Wechselwirkungen zwischen verschiedenen Anwendungsfällen des Einsatzes von Flexibilität modellieren, sodass

sich die Auswirkungen auf die Betriebsplanung von Verteilnetzen untersuchen lassen?

Um die multifunktionale Flexibilitätsbewirtschaftung modellieren zu können, bedarf es zunächst der Kenntnis, welche Anwendungsfälle für den Einsatz von Flexibilität existieren und wie sich diese charakterisieren lassen. Dies führt zu der folgenden Fragestellung:

Welche Anwendungsfälle für den Einsatz von Flexibilität im elektrischen Energieversorgungssystem gibt es und wie lassen sich diese charakterisieren?

Da Simulationsmodelle nicht alle Fehler und Störungen realer Systeme erfassen können, soll das erstellte Modell anschließend mit realen Flexibilitätsoptionen gekoppelt und betrieben werden, um die getroffenen Annahmen der Simulation überprüfen zu können. Als abschließende Forschungsfrage ergibt sich daher:

Wie lässt sich das erstellte Modell erweitern, um die Wechselwirkungen anhand realer Flexibilitätsoptionen untersuchen zu können?

Der Aufbau dieser Arbeit und die damit einhergehende Gliederung der vorgestellten Forschungsfragen, wird im folgenden Abschnitt erläutert.

1.2 Gliederung der Arbeit

Zur Beantwortung der zuvor erläuterten Fragestellung ist diese Arbeit wie folgt gegliedert. In **Kapitel 2** werden die technischen Einheiten zur Erbringung von Flexibilität im elektrischen Energieversorgungssystem beschrieben. Anschließend werden die verschiedenen Anwendungsfälle für den Einsatz von Flexibilität definiert und deren Beziehung zueinander erörtert. Nachdem der aktuelle Stand der Forschung dargelegt wurde, werden die Modellanforderungen formuliert, die das Modell zur Beantwortung der weiteren Forschungsfragen aufweisen muss. In **Kapitel 3** wird anhand der zuvor beschriebenen Anforderungen ein Modell zur Untersuchung einer multifunktionalen Flexibilitätsbewirtschaftung erstellt. Dabei wird zunächst ein allgemeines Modell zur Beschreibung dezentraler Flexibilitätsoptionen definiert. Durch eine entsprechende Parametrierung lässt sich das technisch nutzbare Potenzial verschiedener dezentraler Flexibilitätsoptionen bestimmen. Anschließend wird ein Modell zur Bestimmung der systemweiten Residuallast entwickelt, welches die notwendigen Eingangsgrößen für die folgende Flexibilitätsbewirtschaftung liefert. Diese lässt sich in drei Anwendungsfällen zusammenfassen und modellieren. In **Kapitel 4** wird die Funktionsfähigkeit des entwickelten Modells beispielhaft anhand eines öffentlich verfügbaren Datensatzes de-

monstriert und die entstehenden Wechselwirkungen diskutiert. Da diese Ergebnisse auf Simulationen der Flexibilitätsoptionen beruhen, können Effekte wie beispielsweise Prognosefehler, technische Fehler oder IT-Störungen nicht berücksichtigt werden. Um die Funktionsfähigkeit des Modells in Wechselwirkung mit realen Flexibilitätsoptionen und informationstechnischen Prozessen zu untersuchen, wird das entwickelte Modell in **Kapitel 5** mit realen Flexibilitätsoptionen kombiniert. Nachdem die dafür notwendigen Anpassungen des Modells beschrieben werden, wird ein Überblick über das Gesamtsystem gegeben und die Ergebnisse diskutiert. Abschließend werden die Ergebnisse der gesamten Arbeit in **Kapitel 6** zusammengefasst und ein Ausblick auf mögliche, an diese Arbeit anknüpfende Fragenstellungen gegeben. Der Aufbau dieser Arbeit ist schematisch in Abbildung 1-1 dargestellt.

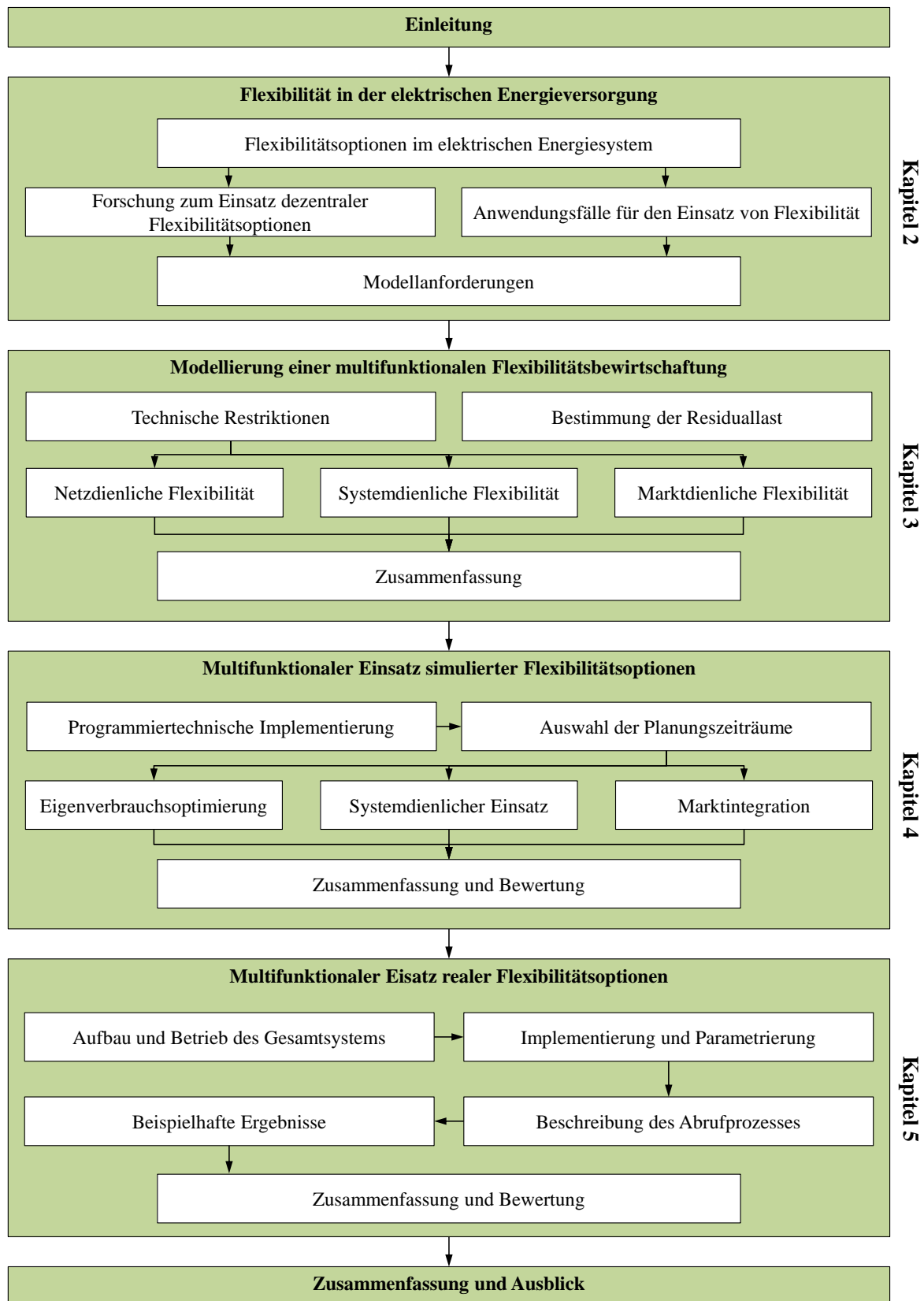


Abbildung 1-1: Gliederung der vorliegenden Arbeit

2 Flexibilität in der elektrischen Energieversorgung

Durch die technischen Eigenschaften drehstrombasierter Energieversorgungssysteme, besteht eine zentrale Aufgabe im Ausgleich der elektrischen Erzeugung mit der Nachfrage. In dem heutigen liberalisierten Stromversorgungssystem in Deutschland wird dieser Ausgleich durch die Strommärkte und den bilateralen Handel der Akteure gewährleistet. Die Energie wird dort zwischen mehreren Jahren bis unmittelbar vor dem Erfüllungszeitpunkt gehandelt [6]. Dennoch verbleibt durch den Handel mit diskreten Energieblöcken eine Differenz zu der tatsächlich nachgefragten, kontinuierlich veränderlichen Stromnachfrage. Ferner basieren die Handelsgeschäfte auf kaufmännischen Planwerten, die durch Prognosefehler und unvorhergesehene Ereignisse, wie beispielsweise Kraftwerksausfällen, keinen kontinuierlichen physikalischen Ausgleich sicherstellen. Daher wird parallel zu den Strommärkten Regelleistung (bzw. Regelenergie) von den verantwortlichen Übertragungsnetzbetreibern ausgeschrieben und schließlich von entsprechenden technischen Anlagen vorgehalten, um mit Hilfe von Reglerstrukturen die Energiebilanz auszugleichen [7]. Diese Prozesse verlangen, dass die Energieumwandlungsanlagen in verschiedenen Fristen entsprechende Leistungsanpassungen vornehmen. Diese Eigenschaft wird als *Flexibilität* bezeichnet. Die technischen Anlagen, die diese Flexibilität erbringen, werden als *Flexibilitätsoptionen* bezeichnet [8].

Die Transformation des Versorgungssystems, in dem überwiegend große Kraftwerke diese Leistungsanpassungen durchführen, hin zu einem System, welches eine Vielzahl an dargebotsabhängigen Erzeugungsanlagen und neuartige, mit anderen Energiesektoren gekoppelte Stromanwendungen, wie Elektrofahrzeuge oder Wärmepumpen, aufweist, führt zu einem zunehmenden Bedarf an Flexibilität, der zukünftig durch andere Akteure bereitgestellt werden wird. Diese – zu meist im Verteilnetz angeschlossenen – technischen Anlagen werden als *dezentrale Flexibilitätsoptionen* bezeichnet. Gleichzeitig entsteht durch diese Transformation ein erhöhter Ausbaubedarf in den elektrischen Übertragungs- und Verteilnetzen [1, 2]. Einerseits verzögert sich dieser Ausbau durch fehlende Akzeptanz in der Bevölkerung und lange Genehmigungsverfahren [9] und andererseits gewinnt die Nutzung von Flexibilitätsoptionen in der Planung und im Betrieb elektrischer Netze an Bedeutung, um den verzögerten Netzausbau zu kompensieren. Bereits umgesetzte Beispiele dafür ist die Spitzenkappung, der *Redispatch 2.0* oder die Einführung des § 14c des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG), wel-

ches die Einführung eines marktgestützten Verfahrens zur Beschaffung von netzdienlichen Flexibilitätsdienstleistungen festlegt. Neben dem Flexibilitätsbedarf mit dem Ziel die Energiebilanz auszugleichen, besteht zudem also ein wachsender Bedarf an Flexibilität zur Lösung von Grenzwertverletzungen im Verteil- und Übertragungsnetz.

Die Ausprägung und die Definition im wissenschaftlichen Kontext dieser Anwendungsfälle für den Einsatz von Flexibilität wird im Folgenden (Kapitel 2.2) beschrieben. In Kapitel 2.1 werden die technischen Anlagen, die als Flexibilitätsoptionen eingesetzt werden können, beschrieben. Daraufhin wird der Stand der Forschung und die Abgrenzung der Problemstellung in Kapitel 2.3 diskutiert. Abschließend werden in Kapitel 2.4 die Anforderungen an ein Modell zur Untersuchung von Wechselwirkungen der Flexibilitätsbewirtschaftung aufgezeigt.

2.1 Flexibilitätsoptionen im elektrischen Energiesystem

Die Bundesnetzagentur (BNetzA) definiert den Begriff *Flexibilität* im Energieversorgungssystem entsprechend der Definition des Branchenverbands der europäischen Elektrizitätswirtschaft (Eurelectric) (vgl. [10]), wie folgt: „Flexibilität ist die Veränderung von Einspeisung oder Entnahme in Reaktion auf ein externes Signal (Preissignal oder Aktivierung), mit dem Ziel eine Dienstleistung im Energiesystem zu erbringen. Die Parameter um Flexibilität zu charakterisieren beinhalten: die Höhe der Leistungsveränderung, die Dauer, die Veränderungsrate, die Reaktionszeit, der Ort etc.“ [4]. Mögliche Akteure für die Bereitstellung von Flexibilität im elektrischen Energieversorgungssystem sind somit alle technischen Einheiten, die entweder direkt angeschlossen oder durch die Verbindung zu Anlagen des elektrischen Energieversorgungssystems (Sektorenkopplung) eine Veränderung der Einspeisung oder Entnahme ermöglichen. Diese technischen Einheiten werden als Flexibilitätsoptionen bezeichnet. Dieser Definition folgend, existieren verschiedene technische Einheiten, die im Folgenden erläutert werden.

2.1.1 Kraftwerke

Als weiterhin größte Gruppe der Stromerzeuger übernehmen thermische und hydraulische Kraftwerke verschiedene Aufgaben der Flexibilitätsbereitstellung. Neben der Bereitstellung von Systemdienstleistungen, sind diese Kraftwerke in der Lage, langfristige Verträge mit Energienachfragern einzuhalten und eine entsprechende Nachfrage ohne EE zu bedienen. Abhängig von der Technologie bestehen

jedoch Mindesterzeugung-Kapazitäten (sog. *Must-Run-Kapazitäten*), die teilweise eine kurzfristige Anpassung verhindern und so zu einem erhöhten Flexibilitätsbedarf führen können, wie beispielsweise dem Abregeln von EE [11].

Da diese Kraftwerke aufgrund ihrer Größe fast ausschließlich im Übertragungsnetz angeschlossen sind, sich der Anwendungsbereich des entwickelten Verfahrens zum einen auf das Verteilnetz beschränkt und sich zum anderen aufgrund politischer Entscheidungen der Kraftwerkspark in Deutschland in den nächsten Jahren verkleinern wird, werden die thermischen und hydraulischen Kraftwerke in dieser Arbeit nicht weiter betrachtet.

2.1.2 Dezentrale Energieumwandlungsanlagen

In Abgrenzung zu den thermischen und hydraulischen Kraftwerken großer Leistungsklassen werden verbrauchsnahe Energieumwandlungsanlagen zur Erzeugung von Strom im Verteilnetz als dezentrale Energieumwandlungsanlagen bezeichnet. Zu den verbreitetsten Anlagentechniken im Bereich der EE zählen Photovoltaik- (PV) und Windenergieanlagen [12]. Aufgrund des dargebotsabhängigen Charakters dieser Erzeugungsanlagen besteht ein eingeschränktes Flexibilitätspotenzial. Auch wenn entsprechende Konzepte die kontinuierliche Reduzierung der möglichen Maximalleistung vorsehen, um für Regelleistungsabrufe die Leistungsabgabe kurzfristig erhöhen zu können (siehe z.B. [13]), wird in der Praxis für diese Anlagen größtenteils nur eine Reduktion der Leistungsabgabe durchgeführt.

Davon abweichend können Biomassekraftwerke durch Variation der Biomasse-Zugabe den Betriebspunkt ändern und so flexibel auf Leistungsanpassungen reagieren. Durch die Ausgestaltung des Förderregimes des Erneuerbare-Energien-Gesetzes konnte in der Vergangenheit der meiste Profit erwirtschaftet werden, wenn die Anlage möglichst bei Nennleistung betrieben wurde. Daraufhin wurden Bestrebungen umgesetzt, durch Prämien den Betrieb der Anlagen an das Marktgeschehen anzupassen [14].

Des Weiteren stellen Blockheizkraftwerke (BHKW) Strom und Wärme auf Grundlage der Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) zur Verfügung. Aufgrund der eingeschränkten Wärmetransportfähigkeit und der nicht in allen Regionen vorhandenen Wärmenetzen ist es denkbar, Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen flächendeckend in elektrischen Verteilnetzen zu installieren. Diese ersetzen dann die Wärmeerzeugung per Heizkessel. In Kombination mit einem Wärmespeicher und einem Spitzenlastkessel sind diese Anlagen in der Lage, die Erzeugung zeitlich zu verschieben und so Flexibilität bereitzustellen [15].

Als weitere dezentrale Erzeugungsanlage werden Notstromaggregate neben der Sicherstellung einer unterbrechungsfreien Stromversorgung innerhalb einer Versorgungseinheit, wie bspw. in Krankenhäusern oder Rechenzentren, dazu genutzt, im Verbund mit anderen Flexibilitätsoptionen Strom für das öffentliche Energieversorgungssystem anzubieten [16, 17]. Durch das Verbrennen von Diesel, Gas oder Heizöl sind diese Anlagen in der Lage, die Erfüllungszuverlässigkeit der angebotenen Produkte signifikant zu erhöhen.

2.1.3 Sektorale Stromspeicher

Neben den Energieumwandlungsanlagen, die Strom aus anderen Energiequellen erzeugen, sind Energiespeicher technische Anlagen, welche die Prozesse *Einspeichern*, *Speichern* und *Ausspeichern* von Energie in Form innerer, potentieller oder kinetischer Energie durchführen [18]. Sektorale Energiespeicher werden dadurch charakterisiert, dass sie, im Gegensatz zu den sektorenkoppelnden Energiespeichern, ausschließlich in einem Energiesektor eingesetzt werden. Im elektrischen Energieversorgungssystem sind Beispiele für sektorale Energiespeicher Pumpspeicherkraftwerke, elektrochemische Batterien oder elektrische Speicher (z.B. Supercaps). In den größeren Leistungsklassen werden neben Pumpspeicherkraftwerken Großbatteriespeicher eingesetzt. Pumpspeicherkraftwerke dienen heutzutage vor allem dazu, Gradienten des Nachfrageanstiegs am Morgen und den Erzeugungsrückgang bei Sonnenuntergang zu kompensieren. Großbatteriespeicher werden hingegen zur Erbringung von Primärregelleistung eingesetzt [19]. In den kleineren Leistungsklassen werden elektrochemische Batterien vor allem zur Erhöhung der Eigenverbrauchsquote von PV-Haushaltsanlagen genutzt [19].

2.1.4 Sektorkoppelnde Stromspeicher

Neben den sektoralen Speichern ermöglichen sektorkoppelnde oder auch sektorenübergreifende Stromspeicher die Speicherung elektrischer Energie durch die Verbindung einer technischen Einheit eines anderen Sektors mit dem Stromsektor. Relevante Sektoren stellen der Wärme-, Transport-, und Gassektor dar. Beispiele für diese Sektoren sind in Abbildung 2-1 dargestellt.

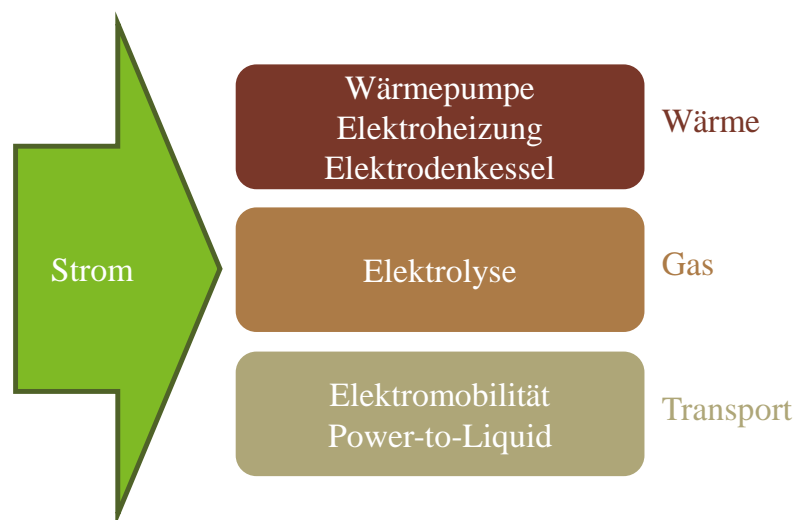


Abbildung 2-1: Beispiele für Sektorkopplung aus Sicht des Stromsektors

Aus Sicht des elektrischen Energiesystems stellen diese Anwendungen heute noch Letztverbraucher dar, da das Entladen in Form elektrischer Energie (beispielsweise durch die Nutzung von Wasserstoff in Blockheizkraftwerken) heutzutage unwirtschaftlich ist [18] [6]. Nichtsdestotrotz könnten durch die Sektorkopplung zukünftig ausreichend große Speichermöglichkeiten existieren, um die saisonalen Schwankungen in einem nahezu vollständig durch EE gespeisten Energiesystem auszugleichen [6].

2.2 Anwendungsfälle für den Einsatz von Flexibilität

Anwendungsfälle für den Einsatz von Flexibilität werden im Kontext von elektrischen Energiesystemen unterschiedlich definiert und voneinander abgegrenzt. Seit der Vorstellung eines möglichen Ampelkonzepts für die Beherrschung von betrieblichen Grenzwertverletzungen in Verteilnetzen durch [20] wird vielfach zwischen markt-, system- und netzdienlichen Anwendungsfällen unterschieden [20–24]. Der Einsatz als **marktdienliche Flexibilität** dient zum Ausgleich des planbaren Anteils der Energiebilanz an den Energie-Börsen, in bilateralen Handelsgeschäften oder innerhalb der eigenen Organisationsstruktur. **Systemdienliche Flexibilität** dient dem kurzfristigen Ausgleich der Energiebilanz in Form von Regelleistung bzw. Regelenergie und wird vom Übertragungsnetzbetreiber verantwortet. **Netzdienliche Flexibilität** dient zur Beherrschung von Netzengpässen und wird von den Verteil- und Übertragungsnetzbetreibern eingesetzt. Darüber hinaus wird die Netzverträglichkeit als Grundvoraussetzung für den Anschluss einer Anlage an das elektrische Energieversorgungsnetz definiert, wohingegen netzdienliche Flexibilität darüber hinaus aktiv zur Vermeidung von Grenzwert-

verletzungen eingesetzt wird [25, 26]. Unter der Annahme, dass sich die verschiedenen Anwendungsfälle gegenseitig bedingen können, ergibt sich im Folgenden die in Abbildung 2-2 dargestellte Beziehung der Anwendungsfälle.

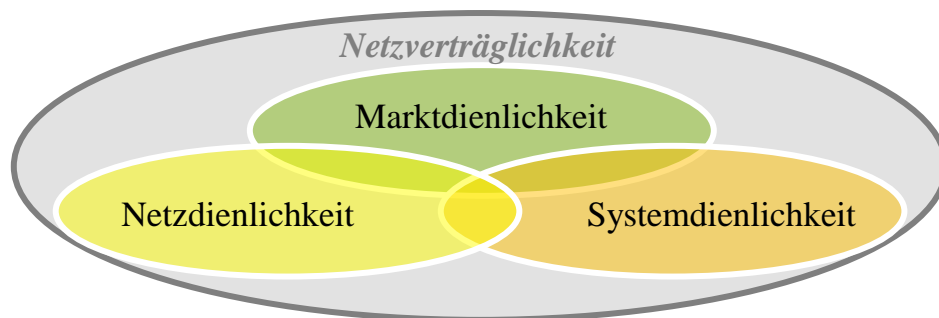


Abbildung 2-2: Netzverträglichkeit in Beziehung zu Anwendungsfällen des Flexibilitätseinsatzes; erweiterte Abbildung nach [25]

Zwischen den Anwendungsfällen bestehen wechselseitige Abhängigkeiten. Beispielsweise ist ein Regelleistungsabruf, der zu einer Grenzwertverletzung des Netzes führen würde, entweder nicht realisierbar oder muss durch weitere netzdienliche Gegenmaßnahmen aufgefangen werden. Ferner ist es möglich, dass ein marktdienlicher Flexibilitätseinsatz in dem lokalen Netzbereich einen Engpass verursachen würde, jedoch netzebenen-übergreifend eine netzdienliche Wirkung besitzt.

Wie bereits in [25] erläutert, unterscheiden sich die Definitionen der Begrifflichkeiten für die Anwendungsfälle im deutschsprachigen Raum. Abweichend von der oben getroffenen Definition wird der marktdienliche Anwendungsfall in [22] auf den Handel an den Energiemärkten und das Bilanzkreismanagement begrenzt, wohingegen kundeninterne Anwendungen, wie die Eigenverbrauchsoptimierung und das Spitzenlastmanagement, der separaten Kategorie *anlagenorientierte Anwendungen* zugeordnet wird. In [8] wird diesbezüglich zwischen dem ungesteuerten Betrieb von Flexibilitätsoptionen und dem gesteuerten Betrieb unterschieden, wobei letzterer der Vermarktung des nutzbaren Flexibilitätspotenzials an beliebigen Märkten dient. In anderen Quellen wird der Einsatz von Regelenergie zu den sogenannten *marktdienlichen* [4] bzw. *marktorientierten* Anwendungsfällen ([27]) hinzugezählt, da das Ziel des Ausgleichs von Erzeugung und Nachfrage elektrischer Energie in beiden Fällen grundsätzlich gleich ist und beides Produkte darstellen, die über ordentliche Märkte allokiert werden. In [28] wird dieser Anwendungsfall zu den „Maßnahmen, die der Sicherheit und der Zuverlässigkeit der Versorgung dienen“ hinzu gezählt, in der ebenfalls Flexibilität für die Beseitigung von Engpässen im Stromnetz, das Bilanzkreismanagement und gesicherte Kraftwerksleistung verortet wird.

In dieser Arbeit wird im Folgenden, analog zu [4], zum einen der *systemdienliche Anwendungsfall* ausschließlich für die Frequenzhaltung durch Regelleistung verwendet, um die Systemrelevanz der Regelleistung zu betonen und in diesem Zusammenhang das Konfliktpotential mit dem netzdienlichen Anwendungsfall zu verdeutlichen. Zum anderen werden das Bilanzkreismanagement, die Eigenverbrauchsoptimierung und das Spitzenlastmanagement dem *marktdienlichen Anwendungsfall* zugeordnet, um zu verdeutlichen, dass diese Anwendungen vorgelagert stattfinden und insofern den primären Anwendungsfall darstellen, der durch die weiteren Fälle eingeschränkt wird.

Des Weiteren bestehen Sonderfälle, die mehreren Anwendungsfällen zuzuordnen sind. Das Spitzenlastmanagement stellt hierbei einen solchen Sonderfall dar, da es sowohl als vorgelagerter Prozess innerhalb der Organisationsstruktur und damit vorgelagert zu den anderen Anwendungsfällen stattfindet als auch eine netzdienliche Wirkung auf das entsprechende Netz besitzt. Darüber hinaus stehen den Übertragungsnetzbetreibern Instrumente zur Verfügung, mit denen sie Kraftwerke kontrahieren, die im Falle eines zu geringen Angebots Flexibilität erbringen. Diese Flexibilität – die sogenannte Netzreserve – kann nach § 13d EnWG sowohl für die Bewirtschaftung von Netzengpässen und zur Spannungshaltung als auch zur Sicherstellung eines Versorgungswiederaufbaus eingesetzt werden. Nach § 13e EnWG können diese Kraftwerke auch zur Wahrung des Leistungsgleichgewichts reserviert und als sogenannte Kapazitätsreserve aktiviert werden. Diese Mechanismen, folgend als strategische Reserve zusammengefasst, beschränken sich auf Anlagen, die anderenfalls stillgelegt werden, derzeit nicht betriebsbereit sind, sich im Ausland befinden oder nach dem Ausscheiden aus der Reserve stillgelegt werden müssen. Diese strategische Reserve stellt ebenfalls einen Sonderfall dar, da sie sowohl Merkmale netzdienlicher als auch marktdienlicher Anwendungsfälle aufweist. Des Weiteren stellt die Netzwiederversorgung einen Sonderfall eines Anwendungsfalls für Flexibilität dar, da sie ebenfalls sowohl netz- als auch systemdienliche Merkmale aufweist.

In Abbildung 2-3 werden die einzelnen Ausprägungen der Anwendungsfälle für Flexibilität kategorisiert dargestellt. Die Anwendungsfälle werden in den Kapiteln 2.2.1-2.2.3 beschrieben, wobei die Sonderfälle nicht weiter betrachtet werden.

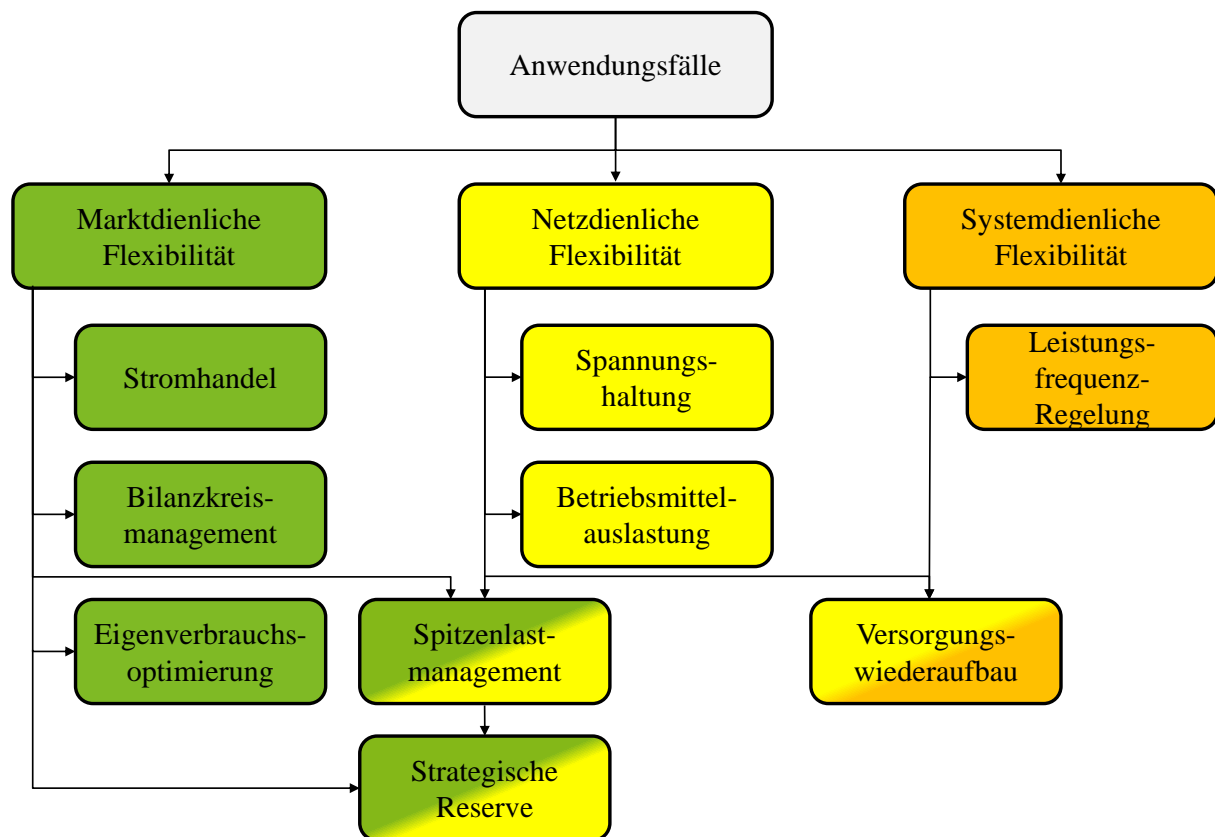


Abbildung 2-3: Übersicht der Anwendungsfälle für Flexibilität im elektrischen Energieversorgungssystem

2.2.1 Marktdienliche Flexibilität

Die Aufgabe der Strommärkte besteht darin, den Ausgleich zwischen Angebot und Nachfrage zu ermöglichen und anhand von entsprechenden Preissignalen Investitionen in Stromerzeugungsanlagen und deren Betrieb anzuregen. Folglich obliegt den Strommärkten die Aufgabe, anhand der Preissignale, flexibles Verhalten anzuregen. In einem System mit stark volatiler Residuallast, ist eine erhöhte Strompreisdynamik zu erwarten (vgl. [29]), welche die Kosten für unflexibles Verhalten für Erzeuger und perspektivisch auch für (unflexible) Verbraucher erhöht. In diesem Zusammenhang beschreibt der Begriff der *marktdienlichen Flexibilität* die Bereitstellung der entsprechenden Leistung an den Strommärkten. Die Dienlichkeit besteht somit in der Sicherstellung der Liquidität und damit auch der Sicherstellung des langfristigen, planbaren Teils der Stromversorgung.

Die Einsatzplanung zur Bestimmung der marktdienlichen Flexibilität lässt sich im Wesentlichen in zwei Kategorien unterteilen.

In der ersten Kategorie besteht die Möglichkeit auf Grundlage von Prognosen, wie z.B. für Marktpreisen, Wettervorhersagen oder Wärmebedarfen, die Einsatzplanung einige Stunden bis Tage im Voraus zu planen und gegebenenfalls mit

näher tretendem Erfüllungszeitpunkt anhand verbesserter Prognosen zu aktualisieren (bspw. [30]). Je nach Größe der Flexibilität müssen dazu Anlagen aggregiert werden, um zum einen Markteintrittsbarrieren zu überwinden und zum anderen von Skalen- und Vermischungseffekten zu profitieren [31]. Diese Flexibilität kann sowohl an den europäischen Termin- oder Spotmärkten oder auch in Form bilateraler Verträge veräußert werden. Die Verpflichtung der Bilanzkreisverantwortlichen zur Bewirtschaftung ihres Bilanzkreises stellt den wirtschaftlichen Anreiz zur Bereitstellung marktdienlicher Flexibilität dar. Der wirtschaftliche Anreiz entsteht diesbezüglich durch die Kopplung der Bilanzungleichgewichte an die Kosten der eingesetzten Regelenergie. Hierfür wird der regelzonenübergreifende einheitliche Bilanzausgleichsenergiepreis (reBAP) als Abrechnungspreis für die Bilanzungleichgewichte genutzt. Durch die Ermittlungsvorschrift des reBAP soll dabei sichergestellt werden, dass der Anreiz zum Bilanzkreisausgleich besteht und sich keine nennenswerten Arbitragemöglichkeiten zwischen dem Ausgleichsenergiepreis des Bilanzkreises und den Preisen an den Energiemärkten ergeben (siehe [32]). Für die Bilanzkreisverantwortlichen besteht somit die Möglichkeit, die Energiebilanz zum einen durch die Nutzung von flexiblen Erzeugern oder Verbrauchern des eigenen Portfolios auszugleichen und zum anderen durch den Handel an den Strommärkten.

In der zweiten Kategorie ergeben sich für Akteure, die keinen eigenen Bilanzkreis bilden, weitere Anwendungsfälle für den marktdienlichen Flexibilitätseinsatz. Durch die Nutzung oder Zwischenspeicherung von selbsterzeugtem Strom oder die Anpassung des Verbrauchs wird der Bezug aus dem Netz reduziert, sodass sich bei niedrigen spezifischen Stromerzeugungskosten gegenüber dem Fremdbezug Kostenvorteile erwirtschaften lassen. Dies wird durch die Einsparung von Entgelten und Umlagen aus dem Fremdbezug weiter verstärkt. Für Kunden mit einer registrierenden Leistungsmessung gelten nach § 12 der Stromnetzanschlussverordnung veränderte Netzentgelte. Für diese Kunden ergeben sich für hohe Leistungsspitzen, verglichen mit einem konstanten Leistungsbezug, erhöhte Netzentgelte [33]. Das Vermeiden von Leistungsspitzen, auch mit Hilfe von Eigenverbrauchsoptimierung, ist bei diesen Kunden weit verbreitet und wird als Spitzenlastmanagement bezeichnet. Da durch das Spitzenlastmanagement die Belastung für das lokale Netz reduziert wird, weist dieser Anwendungsfall Merkmale eines markt- und netzdienlichen Anwendungsfalls auf. In der Literatur wird diskutiert, die Netzentgelte für alle Kunden zeitvariabel anzupassen, sodass alle Kunden durch die Netzentgelte zu einem netzdienlichen Verhalten angereizt werden. (siehe [34–37]). In § 14a des EnWG wird die Ausarbeitung solcher reduzierten Netzentgelte für flexible Lasten in der Niederspannung (NS) bereits gefordert. Die konkrete Umsetzung steht bis zum Erscheinen dieser Arbeit jedoch noch aus.

2.2.2 Systemdienliche Flexibilität

Wie bereits in Kapitel 2 beschrieben, besteht die Notwendigkeit, das Angebot und die Nachfrage nach elektrischer Leistung mit Hilfe der Leistungsfrequenz-Regelung auszugleichen. Von den Übertragungsnetzbetreibern (ÜNB) werden dafür verschiedene Produkte ausgeschrieben, die von bezuschlagten Flexibilitätsoptionen im Falle eines Bilanzgleichgewichts erbracht werden. Es wird dabei zwischen der Vorhaltung und dem Einsatz von Regelleistung der drei Regelleistungsqualitäten Primärregel- (PRL), Sekundärregel- (SRL) und Minutenreserveleistung (MRL) unterschieden. Diese Produkte sind im europäischen Verbundsystem abgestimmt und folgen definierten zeitlichen Verfügbarkeiten. In Abbildung 2-4 sind die verschiedenen Regelleistungsarten und ihre zeitliche Verfügbarkeit dargestellt.

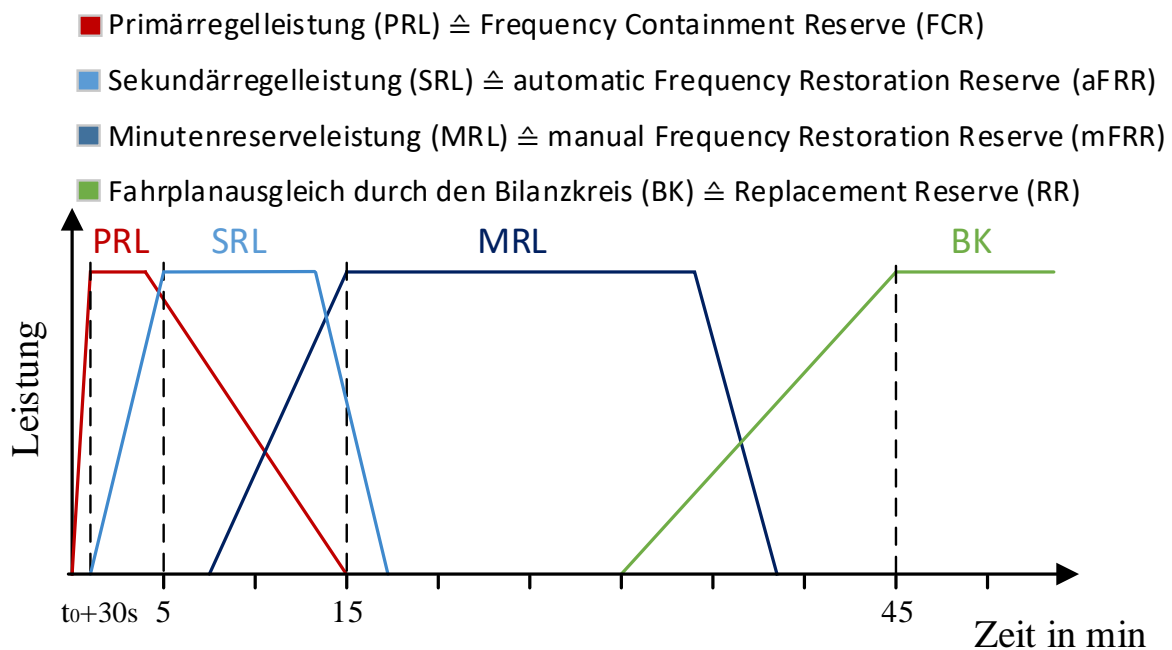


Abbildung 2-4: Standardisierte Regelleistungsqualitäten und ihre zeitliche Verfügbarkeit; eigene Darstellung nach [19, 38]

Grundsätzlich sind nach den Vorgaben der ÜNB alle technischen Anlagen dazu befähigt Regelleistung anzubieten, die vorher eine erfolgreiche Präqualifikation durchgeführt haben. Die Anforderungen der Präqualifikation führt dazu, dass nicht alle dezentralen Flexibilitätsoptionen für die verschiedenen Qualitäten der systemdienlichen Flexibilität zur Verfügung stehen. Eine umfassende Analyse der technischen Anlagen, die systemdienliche Flexibilität bereits erbringen, ist aufgrund der Anonymisierung der bezuschlagten Anbieter durch die ÜNB nicht möglich. Nichtsdestotrotz veröffentlichen die ÜNB die kumulierte Leistung der präqualifizierten Anlagen, aufgeteilt nach Technologien und Regelleistungsart. In Abbildung 2-5 ist diese Aufführung für den Januar 2022 dargestellt.

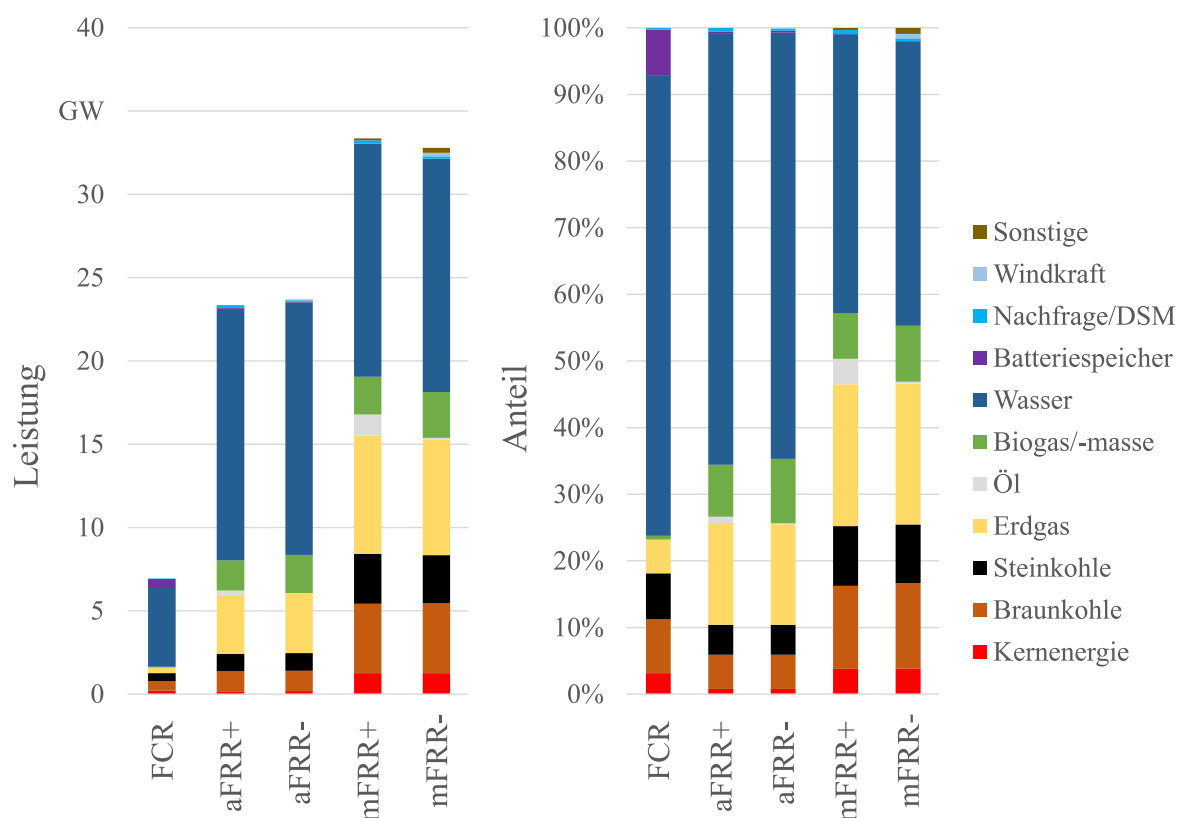


Abbildung 2-5: Präqualifizierte Leistung im Januar 2022 je Regelleistungsart und Technologie, absolut in GW (links) und anteilig (rechts); eigene Darstellung nach [19]; Daten nach [39]

Aufgrund verschiedener technischer Anforderungen und energiewirtschaftlicher Zusammenhänge verfügen einige der präqualifizierten Flexibilitätsoptionen eine höhere Verfügbarkeit zur Bereitstellung der präqualifizierten Leistung als andere. Diese Zusammenhänge werden ausführlich in [19] diskutiert. Für die im Verteilnetz befindlichen Flexibilitätsoptionen, sind die wichtigsten Zusammenhänge im Folgenden zusammengefasst.

Großbatterie-Speicher sind aufgrund ihrer hohen Verfügbarkeit in der Lage, die präqualifizierte Leistung beständig anzubieten. Aufgrund der begrenzten Kapazität der Batteriespeicher eignen sie sich gut für die symmetrischen Produkte der PRL. In [40] wird diesbezüglich die Betriebsweise von sechs 15 MW-Groß-Batteriespeichern zur Erbringung von PRL beschrieben. Laut [19] wird ein Drittel des deutschen Bedarfs an PRL von Großbatteriespeichern gedeckt. Darüber hinaus eignen sich ebenfalls kleinere Batteriespeicher in der Nieder- und Mittelspannung zur Erbringung kurzfristig benötigter PRL, wengleich zunächst Fragestellungen zu Abrechnungsmechanismen, Zuordnung der Netzentgelte und Hersteller-Bestimmungen geregelt werden müssen [41].

Dezentrale Erzeuger erbringen bereits heute im Pool, bestehend aus Biogasanlagen, Notstromaggregaten, Laufwasserkraftwerken oder BHKWs, Regelleistung.

So erbringen Biogas-Anlagen positive und negative SRL und MRL. Klein-Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen sind sowohl durch ihre zuschaltbare Erzeugungsleistung als auch durch ihr abschaltbares Potenzial in der Lage Regelleistung anzubieten. Eine hohe Marktdurchdringung legt des Weiteren nahe, dass diese Anlagen zukünftig an der Regelleistungserbringung teilnehmen werden. Notstromaggregate dienen zur Absicherung der Anlagenpools und erfüllen dadurch eine wichtige Bedeutung zur Erhöhung der Verfügbarkeit. Laufwasserkraftwerken kommt aufgrund der begrenzten topografischen Potenziale nur ein geringes Potenzial zu. Zur Erbringung negativer Regelleistung können die bestehenden Anlagen gleichwohl genutzt werden. Darüber hinaus erbringen bereits heute elektrische Lasten mit einer hohen Anschlussleistung Regelleistung in Form von *abschaltbarer* bzw. *schnell abschaltbarer Lasten* [7]. Mit der fortschreitenden Sektorenkopplung wird ein wachsendes Potenzial zur Integration von dezentralen Lasten angenommen. Vor allem die großskalige Förderung von Power-to-Gas-Anlagen lässt ein hohes Potenzial zur Erbringung von Regelleistung erwarten.

Zusammenfassend lässt sich festhalten, dass ein Großteil der Erbringung von Regelleistung aus Anlagen, die im Verteilnetz angeschlossen sind, erbracht werden wird. Die damit einhergehende Erhöhung der Gleichzeitigkeit im Zusammenhang mit einem sicheren Verteilnetzbetrieb und des Engpassmanagements wird bereits in verschiedenen Texten kritisch diskutiert [5, 42–44].

Der Bedarf an systemdienlicher Flexibilität wird in der *Guideline System Operation* für den kontinentaleuropäischen Regelverbund so festgelegt, dass der Ausfall von zwei großen Kraftwerksblöcken mit jeweils 1.500 MW durch die den Einsatz von PRL ausgeglichen werden können muss [45]. Die Aufteilung dieser 3 GW Reserveleistung wird jedes Jahr anteilig nach der Stromeinspeisung und der Last des Vorjahres auf die beteiligten Länder verteilt. Die ausgeschriebene PRL der deutschen ÜNB ergab sich für das Jahr 2020 zu 573 MW [3]. Die Dimensionierung von SRL und MRL wird von den deutschen ÜNB dynamisch bestimmt. Auf Grundlage einer probabilistischen Bemessungsmethode findet eine kalendertägliche Ausschreibung für jeweils sechs Produktzeitscheiben von jeweils vier Stunden für SRL und MRL statt. Das Verfahren gliedert sich in vier Schritte, die in Abbildung 2-6 dargestellt werden.

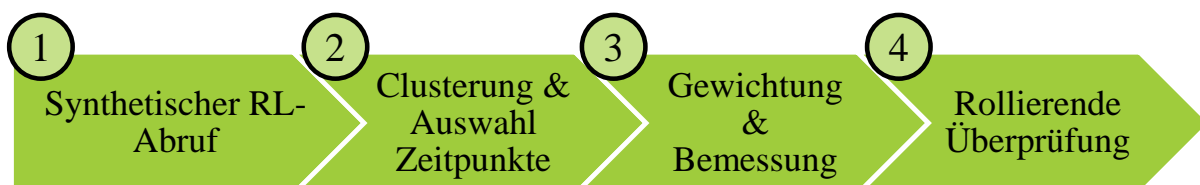


Abbildung 2-6: Von den ÜNB angewendeter Verfahrensablauf zur Dimensionierung von SRL und MRL; eigene Darstellung nach [46]

1. Zunächst werden die historischen RL-Bedarfe aufbereitet, indem ein fiktives, regelbasiertes Einsatzkonzept für SRL und MRL unterstellt wird, durch welches der RL-Bedarf ohne den Einfluss betrieblicher Entscheidungen ermittelt wird. Hierbei wird zwischen der SRL und der sogenannten Gesamtregelreserve (GRL) unterschieden, welche sich aus der Summe von SRL und MRL zusammensetzt. Dieser synthetische RL-Abruf beruht auf Minutenwerte der aktivierten Regelleistung, eingesetzten Zusatzmaßnahmen und nicht ausgeglichener Bilanzabweichungen, die saldiert und durch angrenzende ÜNB ausgeglichen wurden.¹ Das Einsatzkonzept sieht vor, dass kleine Bilanzabweichungen vollständig durch SRL ausgeglichen werden. Der Schwellwert, für den MRL eingesetzt wird, wird auf 600 MW gesetzt. Übersteigt der prognostizierte Bedarf für die übernächste Viertelstunde diesen Wert, werden 70 % des Mehrbedarfs durch MRL gedeckt. Der SRL-Bedarf spiegelt den Bedarf an RL für Bilanzabweichungen aufgrund schnell veränderliche Ursachen wider, wohingegen der MRL-Bedarf alle Ursachen für Bilanzabweichungen umfasst.

2. Der zuvor erstellte synthetische RL-Abruf wird auf Viertelstundenbasis geclustert, wobei explizit keine weiteren Tageseigenschaften berücksichtigt werden. Dabei wird ein *k-means*-Algorithmus zur Clusterung genutzt, wobei eine Clusteranzahl von vier verwendet wird. Anschließend werden, für den 4-Stunden-Zeitraum für den die Regelleistungsbemessung durchzuführen ist, die Cluster gefiltert und im nächsten Schritt gewichtet. Hierzu werden Referenz-Tageeigenschaften und Referenz-Zeiträume definiert. Der Referenzzeitraum ergibt sich für das aktuelle Jahr aus den vergangenen 60 Tagen und für zurückliegende Jahre aus 30 Tagen vor und nach dem Datum des entsprechenden Jahres. Aus diesen Referenzzeiträumen werden die Zeiträume ausgewählt, deren Tageseigenschaften übereinstimmen. Diese Tageseigenschaften ergeben sich aus dem Tag (Wochentag/Sonntag, Montag, Dienstag, ...) und dem Zeitraum (0 bis 4 Uhr, 4 bis 8 Uhr, ...).

3. Für die anhand der übereinstimmenden Referenz-Zeiträume ausgewählten Cluster aus Schritt 2 werden Wahrscheinlichkeitsdichtefunktionen gebildet, die wiederum gewichtet nach der Anzahl der enthaltenen Referenz-Zeiträume mit Hilfe der mathematischen Faltung miteinander kombiniert werden, um eine Wahrscheinlichkeitsdichtefunktion für den RL-Bedarf zu erhalten. Für diese Wahrscheinlichkeitsdichtefunktion wird unter Angabe einer zu tolerierenden Defizit- bzw. Überschusswahrscheinlichkeit das entsprechende Quantil abgelesen. Für GRL ergibt sich aktuell eine Defizit-/Überschusswahrscheinlichkeit von 0,0025 % und für SRL von 0,05 %, für welche die zu beschaffende RL aus der

¹ Kraftwerksausfälle werden aus der Datenbasis herausgerechnet, da sie zum einen vergleichsweise selten auftreten und somit in den Daten nicht stochastisch abgesichert repräsentiert sind und zum anderen gelten Kraftwerksausfälle als nicht korreliert zu sonstigen Ursachen für Bilanzabweichungen. Die Wahrscheinlichkeit von Kraftwerksausfällen wird in Schritt 3 wieder zu den Wahrscheinlichkeitsdichtefunktionen hinzugefügt.

Wahrscheinlichkeitsdichtefunktion bestimmt werden kann. Liegen die ermittelten Bedarfe unter den Mindestvorgaben der Regulierungsbehörden, wird der ausgeschriebene Bedarf entsprechend angepasst.

4. Abschließend findet eine ständige Überprüfung der durchgeführten Dimensionierungsschritte statt, um auf praxisrelevante Veränderungen oder regulatorische Änderungen reagieren zu können. Dies betrifft vor allem die Parametrierung hinsichtlich der Definition der Referenzeigenschaften, der Mindestmengen, der Sondersituationen oder des Einsatzkonzepts.

2.2.3 Netzdienliche Flexibilität

Netzbetreiber sind nach § 11 EnWG dazu verpflichtet ihre Netze sicher und zuverlässig zu betreiben. Nach § 19 EnWG müssen dazu die technischen Randbedingungen hinsichtlich des einzuhaltenden Spannungsbandes und der thermischen Grenzwerte von Betriebsmitteln, wie Kabeln und Transformatoren, eingehalten werden.

Hinsichtlich der Spannungsqualität definiert die DIN EN 50160, dass unter normalen Betriebsbedingungen die Spannungsänderungen $\pm 10\%$ der Nennspannung U_n nicht überschreiten dürfen. Da in der Nieder- und Mittelspannung die meisten Netznutzer angeschlossen sind, wird für diese Spannungsebenen weiter definiert, dass die Überprüfung dieser Vorgaben anhand der Effektivwerte erfolgt. So müssen in der Niederspannung 95 % der 10-Minuten-Mittelwerte der Effektivwerte eines jeden Wochenintervalls innerhalb von $+10\%$ / -15% von U_n liegen. Für die Mittelspannung gilt, dass 99 % aller 10-Minuten-Mittelwerte des Effektivwertes innerhalb von $\pm 10\%$ von U_n liegen.

Ein erhöhter Stromfluss führt in den Betriebsmitteln aufgrund der ohmschen Verluste zu einer Erwärmung ebendieser. Auch wenn es keine verbindlichen Normen, ähnlich wie bei der Spannungsqualität gibt, existieren gleichwohl Empfehlungen für die Stromtragfähigkeiten von Kabeln (bspw. [47]), Freileitungen (bspw. [48]) und Transformatoren (bspw. [49]). Um Schäden oder Verkürzungen der Lebenszeit der Betriebsmittel durch Erwärmung zu vermeiden, werden Maximalströme I_{\max} definiert, für die eine dauerhafte Belastung zulässig ist [50]. Des Weiteren gibt es für Kabel Vorgaben, welche die Erwärmung des umliegenden Erdreichs aus Umweltschutzgründen begrenzen [51]. Für Freileitungen existieren Vorgaben zu Mindestabständen zu Objekten, die aufgrund eines zunehmenden Durchhangs der Freileitung mit steigender Temperatur unterschritten werden können [50]. Da nichtsdestotrotz eine kurzzeitige Überschreitung von I_{\max} möglich ist, wird in der Literatur zwischen der sogenannten *Temporary Admissible Transmission Loading* und der *Permanent Admissible Transmission Loading* unterschieden [52]. Hieraus

können sich in Abhängigkeit der Betriebsführungsstrategie des jeweiligen Netzbetreibers Freiheitsgrade ergeben (siehe [53]), die im Rahmen dieser Arbeit nicht weiter betrachtet werden.

Die unterschiedlichen Spannungsebenen des Energieversorgungsnetzes sind von unterschiedlichen Redundanzen geprägt. So findet für die Höchst- und Hochspannungsebenen das (n-1)-Kriterium Anwendung, welches besagt, dass es bei Ausfall eines Betriebsmittels (Sammelschienen-Fehler ausgeschlossen) zu keinen Versorgungsausfällen kommen darf [54]. Während der Planung und des Betriebs dieser Netze wird deshalb fortlaufend eine sogenannte (n-1)-Ausfallrechnung durchgeführt. Auch wenn diese zusätzliche Sicherheit dementsprechend im Bedarf an netzdienlicher Flexibilität berücksichtigt werden muss, gibt es Bestrebungen, präventive Maßnahmen zur Wahrung der (n-1)-Sicherheit durch sogenannte kurative Maßnahmen zu ersetzen, die im Falle einer Überlastung eingesetzt werden, um die Überlastung von Betriebsmitteln zu verhindern [55, 56]. In der Mittelspannung wird in der Regel eine kurzzeitige Versorgungsunterbrechung akzeptiert, die durch manuelle Umschaltungen behoben wird, wobei etwaige Stichaussläufer mittels Aggregateinsatz versorgt werden [57]. In der Niederspannung wird hingegen keine redundante Struktur betrieben. [57]

Auch wenn Netzbetreiber in ihrer Netzplanung versuchen, zukünftige Versorgungsaufgaben zu antizipieren und ihre Netze entsprechend zu verstärken, kommt es in der Praxis zu Überlastungen der genannten Grenzwerte, die durch betriebliche Maßnahmen verhindert werden müssen. Zum einen entstehen diese Situationen durch ausstehende Netzausbaumaßnahmen aufgrund von Verzögerungen in den Genehmigungsverfahren und fehlender Bürger-Akzeptanz (vor allem für Übertragungsnetze relevant, siehe [3]) oder durch unvorhergesehene Anschlussgesuche aufgrund von unzureichenden Prognosen und langfristigen Betrachtungszeiträumen der Investitionsentscheidungen [58]. Zum anderen werden die Planungs- und Betriebsgrundsätze, insbesondere für Verteilnetze, dahingehend verändert, dass die betriebliche Grenze verkleinert wird und Netze im Sinne der energiewirtschaftlichen Ziele des EnWG auf ein sinnvolles Maß dimensioniert werden [4].

In der Netzplanung wird zur Behebung von Grenzwertverletzungen nach Vorgaben des § 11 Abs. 1 Satz 1 EnWG das sogenannte *NOVA*-Prinzip angewendet, welches das Prinzip „Netzoptimierung vor der Verstärkung vor Ausbau“ umsetzt. Netzbetreiber sind demnach angehalten, zunächst Optimierungs- und Verstärkungsmaßnahmen durchzuführen, bevor das Netz schließlich ausgebaut wird. In Abbildung 2-7 sind diesbezüglich die von Verteilnetzbetreibern in den Jahren 2018-2020 angewendeten Maßnahmen abgebildet.

2 Flexibilität in der elektrischen Energieversorgung

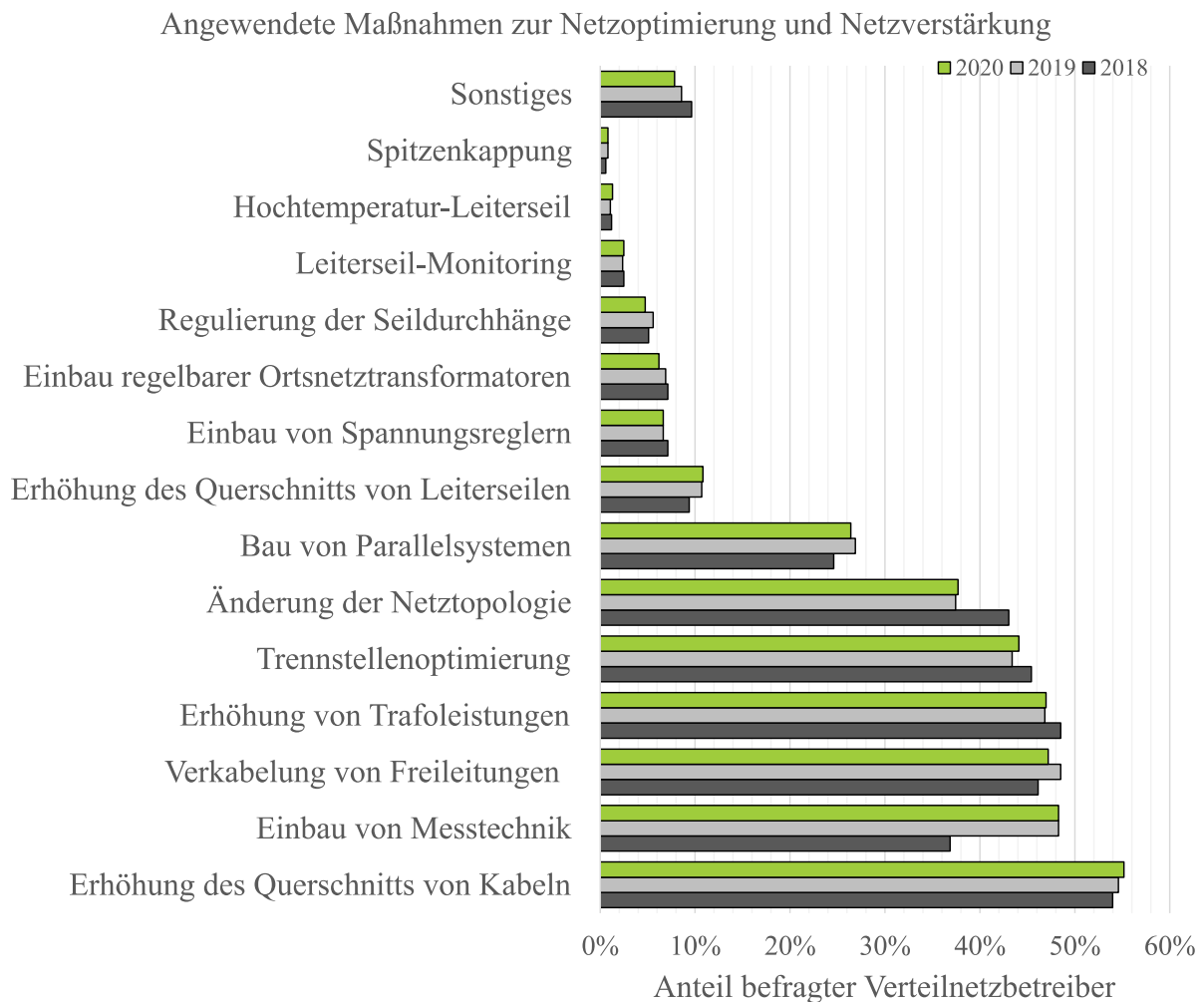


Abbildung 2-7: Angewendete Maßnahmen zur Netzoptimierung und Netzverstärkung als Anteil von 841 befragten Verteilnetzbetreibern für die Jahre 2018-2020 nach [3]

Bevor die Wirkleistung von Flexibilitätsoptionen auf Anordnung des Netzbetreibers angepasst wird, haben Netzbetreiber die Möglichkeit durch das Nutzen eigener Betriebsmittel, wie beispielsweise das Stufen von regelbaren Ortsnetztransformatoren (rONT), die Veränderung der Netztopologie oder durch ein dynamisches Blindleistungsmanagement, Grenzwertverletzungen zu verhindern. Nach Ausnutzen dieser Möglichkeiten müssen Wirkleistungsanpassungen von Flexibilitätsoptionen durchgeführt werden. Ein bedeutendes Beispiel dafür ist die Spitzenkappung, die den Netzbetreibern nach § 11 Abs.2 EnWG erlaubt, in der Planung anzunehmen, dass die jährliche Stromerzeugung von EE-Anlagen um 3 % reduziert wird. Darüber hinaus sieht das EnWG in § 14c bereits vor, dass Netzbetreiber in einem marktgestützten Verfahren Flexibilitätsoptionen von Dritten beschaffen können, um die Effizienz im Betrieb und Ausbau ihrer Netze zu verbessern. Hierfür sind entsprechende standardisierte Produkte zu erarbeiten, die bis zum Erscheinen dieser Arbeit noch nicht definiert wurden. Ferner wird die Einführung eines solchen marktbasiereten Verfahrens auf europäischer Ebene in

der EU-Richtlinie 2019/944 Artikel 32 gefordert. Neben diesen technologieoffenen Gesetzen werden im EnWG mögliche, netzdienliche Dienstleistungen für flexible Lasten (§ 14a) und Speicher (§ 11a) angeführt. Seit einer Novellierung der Anreizregulierungsverordnung und der Stromnetzentgeltverordnung gelten die Engpassmanagementkosten aus der Nutzung dieser netzdienlichen Flexibilität als dauerhaft nicht beeinflussbar [59]. Zukünftig werden Engpassmanagementkosten jedoch in den Effizienzvergleich aufgenommen (§ 34 Abs. 8 Anreizregulierungsverordnung), wodurch ein wirtschaftlicher Anreiz entsteht, diese zu senken. Für eine Analyse der regulatorischen Hemmnisse sei auf [60, 61] verwiesen.

Maßnahmen der Wirkleistungsanpassung, um diese Grenzwerte einzuhalten, haben in den letzten Jahren in Deutschland zugenommen. In Abbildung 2-8 wird diesbezüglich die jährliche Arbeit dargestellt, die durch Redispatch-Maßnahmen und Einspeisemanagement abgeregelt wird.

Im Hinblick auf die Ziele der Energiewende und der Funktionsweise der herkömmlichen Engpassmanagement-Verfahren verdeutlicht der steigende Bedarf an netzdienlicher Flexibilität die Notwendigkeit zur Untersuchung und Integration von neuartigen Konzepten, die dezentrale Flexibilitätsoptionen weiter in das Engpassmanagement einbeziehen.

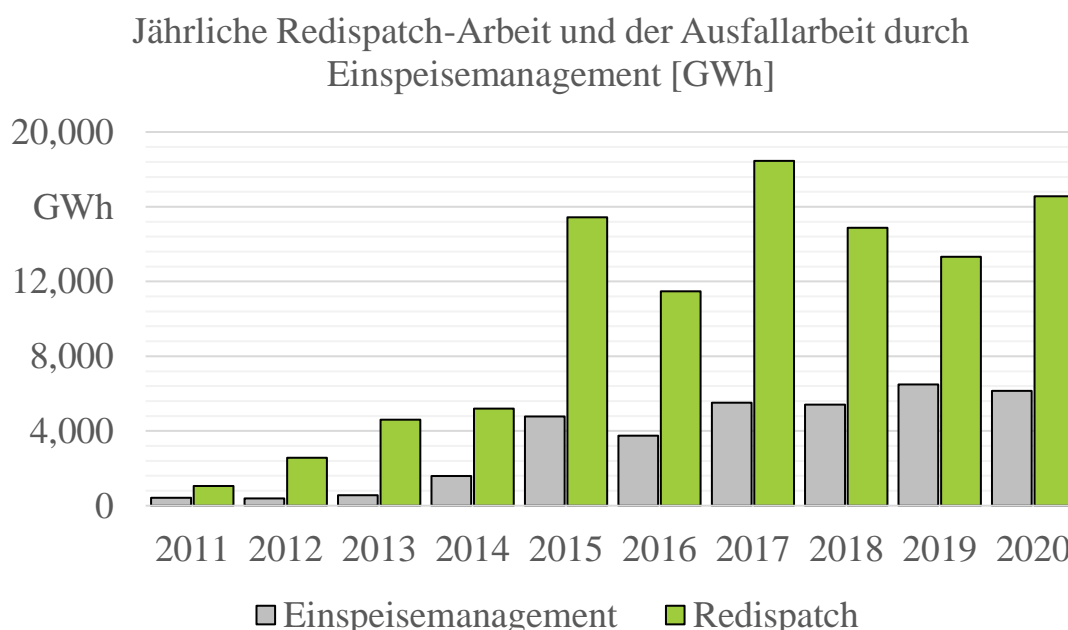


Abbildung 2-8: Jährliche Energie in GWh die in Deutschland (inkl. grenzüberschreitende Maßnahmen) durch Redispatch- und Einspeisemanagement-Maßnahmen abgeregelt wurde; eigene Darstellung auf Basis von [3]

Als erster Schritt wurde dazu durch die BNetzA in [62–64] die Änderung des bestehenden Redispatch-Verfahrens beschlossen. Dieses, *Redispatch 2.0* genannte Verfahren löst das Einspeisemanagement von EE- und KWK-Anlagen ab und erweitert den Redispatch auf alle Anlagen ab einer Leistung von 100 kW und alle steuerbaren Anlagen. Dadurch sind zukünftig verstärkt auch Verteilnetzbetreiber von Redispatch-Maßnahmen betroffen. Aufgrund der vertikalen Wirkung im Stromnetz steigt damit auch der Koordinierungsbedarf zwischen den Netzbetreibern. Anhand der getroffenen Beschlüsse der BNetzA hat der Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. in [65, 66] Anwendungshilfen zur Etablierung der notwendigen Koordination zwischen den Netzbetreibern veröffentlicht. Das Ziel dieser Koordination ist die kosteneffiziente Behebung prognostizierter Engpässe auf jeder Netzebene, ohne dass neue Engpässe in anderen Netzbereichen entstehen. Demnach sind Netzbetreiber verpflichtet, Daten von Flexibilitäten untereinander auszutauschen, um eine koordinierte Redispatch-Dimensionierung zu ermöglichen. Die dafür benötigten Daten der Flexibilitäten sind in Abbildung 2-9 dargestellt. Diese sind von den Anlagenbetreibern bzw. von beauftragten Dienstleistern an einen Dritten – den sogenannten Data Provider – zu übertragen, der diese Daten an die betroffenen Netzbetreiber weiterleitet.

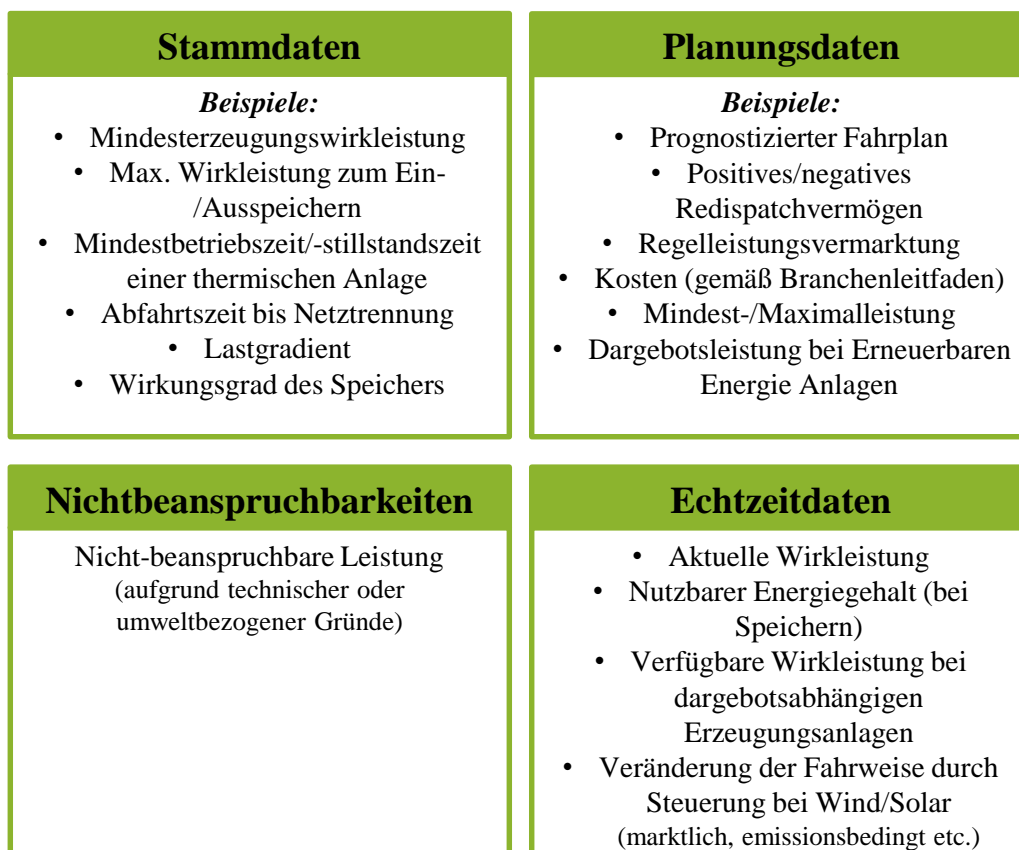


Abbildung 2-9: Auszug des Datenbedarfs den Anlagenbetreiber im *Redispatch 2.0* zur Verfügung stellen

Neben den Stammdaten, die einmalig ausgetauscht werden, teilen sich die Netzbetreiber während des Koordinierungsprozess sowohl die elektrische Wirkung der Flexibilitäten auf Netzverknüpfungspunkte zu anderen Netzbetreibern in Form von Sensitivitäten mit, als auch Restriktionen auf verfügbare Flexibilitätpotenziale, die bei Nutzung zu Grenzwertverletzungen in anderen Netzbereichen führen würden (sogenannte Flexibilitätsbeschränkungen) [66]. Für eine ausführliche Beschreibung sei auf [65] verwiesen. Netzbetreiber sind ebenfalls zu einem bilanziellen Ausgleich von durchgeführten Redispatch-Maßnahmen verpflichtet. Dieser energetische Ausgleich geschieht über die Börse, anhand von Reservekraftwerken oder im Sonderfall über den ÜNB [62].

Mit Einführung dieses neuen Redispatch-Verfahrens besteht folglich erstmals die Pflicht, Daten einer Vielzahl an Flexibilitäten im Verteilnetz zu erfassen und in gemeinsame Prozesse zu überführen. Auch Verteilnetzbetreiber, die heute noch nicht mit Grenzwertverletzungen während des Betriebs konfrontiert sind, erfassen netzdienliche Flexibilitätpotenziale und koordinieren sich diesbezüglich mit anderen Netzbetreibern. Netzdienliche Flexibilität stellt folglich sowohl im Übertragungs- als auch im Verteilnetz einen relevanten Anwendungsfall dar, den es in der Modellierung zu berücksichtigen gilt.

2.2.4 Interdependenzen der Anwendungsfälle von Flexibilität

Der Bedarf an markt-, system- und netzdienlicher Flexibilität wird von unterschiedlichen Akteuren bestimmt, die Flexibilität für unterschiedliche Ziele einsetzen. Bei der gesonderten Bestimmung des Einsatzes kann es auf Grund der verschiedenen Zielfunktionen zu unterschiedlichen Wirkungen untereinander kommen. Folglich können sich die Wirkungen der Flexibilität grundsätzlich gegenseitig verstärken oder ausgleichen. In Abbildung 2-10 ist diesbezüglich ein schematisches Beispiel für die Wechselwirkungen des Einsatzes von Flexibilitätsoptionen zwischen den verschiedenen Netzebenen dargestellt.

So könnten überregionale Situationen, wie beispielsweise eine hohe Windeinspeisung in einem Teil des Energiesystems, zu einem Bedarf an marktdienlicher Flexibilität führen, der wiederum zu einer erhöhten regionalen Auslastung der Netzbetriebsmittel führt, da beispielsweise das Lademanagement batterieelektrischer Fahrzeuge in einem Verteilnetz auf diesen marktdienlichen Flexibilitätsbedarf reagiert.

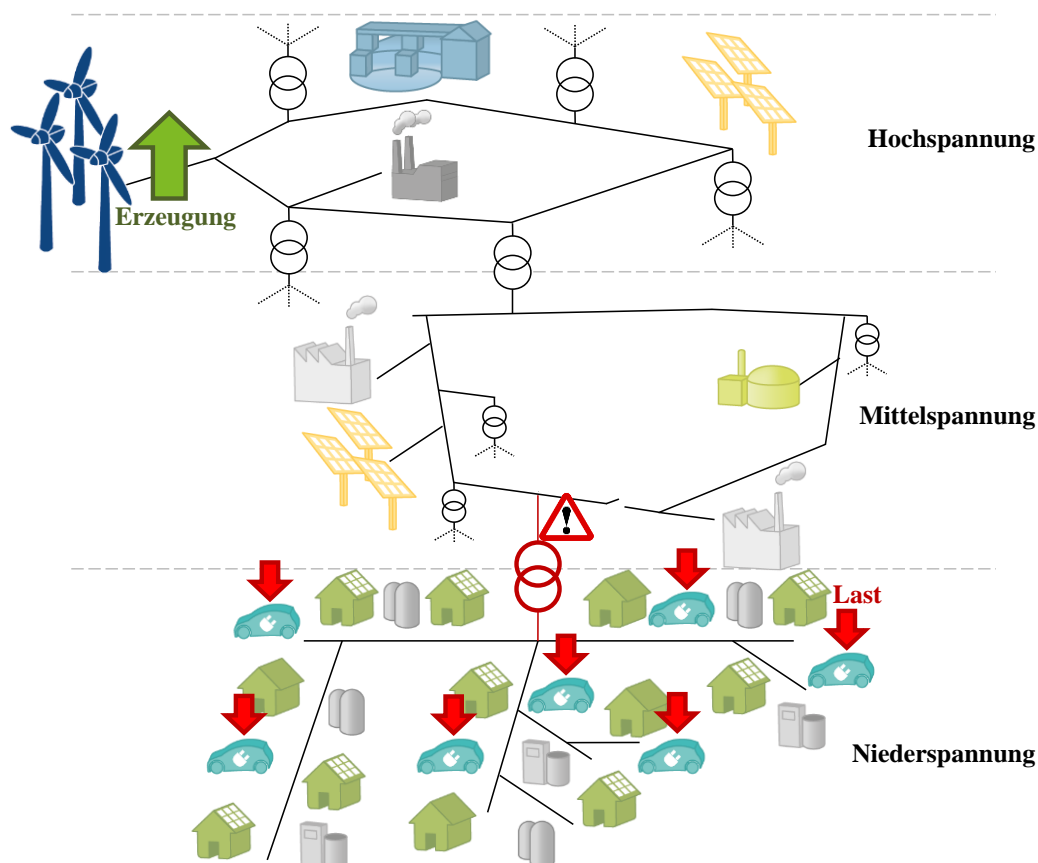


Abbildung 2-10: Schematische Darstellung beispielhafter Wechselwirkungen des Flexibilitätseinsatzes verschiedener Netzebenen

Diese beispielhafte Wechselwirkung zeigt, dass es hinsichtlich der weiteren Erschließung von dezentraler Flexibilität einen Bedarf zur Untersuchung dieser gegenseitigen Wechselwirkungen gibt. Diese Untersuchungen haben zum einen das Ziel, Konfliktpotenziale aufzuzeigen, die durch die Einführung von neuen Prozessen und Abstimmungen zwischen den Akteuren vermieden werden können. Zum anderen werden aus diesen Untersuchungen Rückschlüsse auf die Verfügbarkeit von Flexibilität möglich. Um diese Wechselwirkungen modellgestützt zu analysieren, werden in Kapitel 2.4 die entsprechenden Modell-Anforderungen formuliert. Dabei sollen die derzeitigen Regeln und Normen, die diesbezüglich bestehen, berücksichtigt werden.

2.3 Forschung zum Einsatz dezentraler Flexibilitätsoptionen

Als ein klassisches Forschungsgebiet existieren zur Bestimmung des Anlageneinsatzes Arbeiten, die sich mit der Bestimmung des kostengünstigsten Anlagenein-

satzes unter Berücksichtigung der technischen Grenzwerte und begrenzter Netzkapazitäten beschäftigen. Dieses Optimierungsproblem, *Optimal Power Flow* (OPF) genannt, existiert im Zusammenhang mit konventionellen Kraftwerken seit vielen Jahren und ist nicht nur Gegenstand der Forschung, sondern auch ein Mittel zur Bestimmung des Anlageneinsatzes in manchen Stromsystemen, wie beispielsweise in mehreren Staaten der USA, Singapur oder Australien [67]. Die Anwendung auf dezentrale Flexibilitätsoptionen im Verteilnetz findet beispielsweise in [68–70] statt. Die Lösung dieses Problems wird bei einer Vielzahl von Anlagen und Knoten, wie es im Verteilnetz üblich ist, deutlich erschwert [71]. Daher existieren zahlreiche Arbeiten die sich mit der effizienten Lösung dieses Problems beschäftigen. Für eine Übersicht sei auf [71] verwiesen.

Im europäischen Energiesystem ergibt sich der Anlageneinsatz seit der Liberalisierung durch die Handelsgeschäfte ohne Berücksichtigung der Netzkapazitäten, welcher anschließend von den Netzbetreibern hinsichtlich möglicher Grenzwertverletzungen überprüft und durch die Anweisung von Redispatch-Maßnahmen angepasst wird. Es existiert folglich ein energiewirtschaftlicher Ordnungsrahmen, der neben den unterschiedlichen Zielfunktionen von Netzbetreibern und Anlagenbetreibern, nicht durch die geschlossene Systemmodellierung eines klassischen OPF abgebildet wird. Aus diesem Grund existieren in der Literatur verschiedene Ansätze, um Teilaspekte der dezentralen Flexibilitätsbewirtschaftung oder die komplexen Wechselwirkungen der verschiedenen Akteure berücksichtigen zu können.

Diesen Ansätzen ist gemein, dass, wie in Abbildung 2-11 dargestellt, zunächst das Potenzial und der Bedarf zur Flexibilitätsnutzung definiert und bestimmt werden.

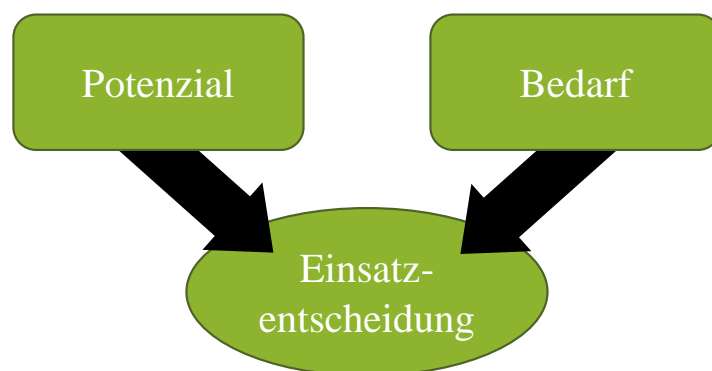


Abbildung 2-11: Bestimmung des Potenzials und des Bedarfs an Flexibilität als Grundlage zur Einsatzentscheidung

Es existieren Arbeiten, die sich nur mit Teilen dieser Prozesskette beschäftigen, den Bedarf unterschiedlich definieren und bestimmen oder die einzelnen Schritte vereinfachen. Ein Überblick und ein Vergleich der bestehenden Forschungsarbei-

ten, die sich mit der Bestimmung des verfügbaren Flexibilitätspotenzials für überlagerte Netzebenen beschäftigen, wird in [72] dargestellt. Diesbezüglich existieren zwei wesentliche Ansätze. Zum einen werden stochastische, datengetriebene Ansätze zur Bestimmung des Potenzials angewendet [73–77]. Zum anderen werden Optimierungsansätze genutzt, indem mehrstufige OPF-Ansätze abgeändert werden (bspw. [78]). Bei der Bestimmung des Potenzials wird dabei nicht weiter auf die tatsächliche Verfügbarkeit eingegangen, wohingegen in [8] explizit zwischen dem technischen, soziotechnischen, wirtschaftlichen und regulatorischen Potenzial unterschieden wird. Das bestimmte Potenzial wird in [79–81] für Regelungskonzepte verwendet, die den koordinierten Betrieb von Flexibilitätsoptionen aus dem Verteilnetz für Übertragungsnetzbetreiber vorsehen. Andere Arbeiten verwenden das Potenzial in Top-Down-Ansätzen für fundamentale Marktsimulationen [82, 83]. Aufgrund der Komplexität werden Verteilnetzrestriktionen in diesen Betrachtungen nicht oder nur vereinfacht berücksichtigt.

Bei der Bestimmung des Bedarfs unterscheiden sich die Vorgehensweise der bestehenden Ansätze hinsichtlich der Einsatzzwecke. In [22] werden die Wechselwirkungen zwischen einer markt- und netzdienlichen Flexibilitätswirtschaftung untersucht, indem ein zweistufiges Optimierungsverfahren angewendet wird. Für Flexibilitätsoptionen in der Mittelspannung wird anhand des *Power Nodes Modeling Framework* ein sogenannter Netzkapazitätskorridor berechnet, der eine markt- und netzdienliche Fahrweise erlaubt, in der sich der Fahrplan der Flexibilitätsoption ergeben kann. Diese Methode wurde auf reale Mittelspannungsnetze angewendet und wirtschaftlich bewertet. Der Einfluss von unterlagerten Netzebenen, sowie die Möglichkeit der Blindleistungsregelung zur Auflösung von Spannungsbandverletzungen werden dabei nicht betrachtet. In [84] wird ein lokaler Markt zur marktbasieren Bestimmung des netzdienlichen Flexibilitätseinsatzes eingeführt, um die netzdienliche Flexibilität in die Vermarktungsstrategien der Betreiber von Flexibilitätsoptionen mit einfließen lassen zu können. Unter der Annahme von technologiespezifischen Kosten der Flexibilitätsoptionen wird mit Hilfe eines OPF der kostengünstigste Flexibilitätseinsatz bestimmt. Darüber hinaus wird ein solcher Markt in den Netzplanungs-Prozess integriert, um schließlich Rückschlüsse der volkswirtschaftlichen Kosten gegenüber einem konventionellen Netzausbau zu ziehen. In [85] wird ein dreistufiges Optimierungsverfahren entwickelt, um ein marktbasierendes Netzengpassmanagement zu untersuchen. Anhand einer fundamentalen Marktsimulation wird zunächst ein marktdienlicher Flexibilitätseinsatz bestimmt. Dabei wird angenommen, dass ein Teil der verfügbaren Leistung für systemdienliche Zwecke reserviert ist, eine Aktivierung findet jedoch explizit nicht statt. Anhand dieses Einsatzes werden auftretende Grenzwertverletzungen als Nebenbedingung für die abschließende Verfahrensstufe formuliert, in der eine erneute marktdienliche Optimierung unter Berücksichtigung der

Grenzwertverletzungen stattfindet. Anhand der Differenz der Kosten der ersten und dritten Verfahrensstufe findet eine Bewertung der Flexibilitätsbewirtschaftung statt. In [8] wird die Residuallast als virtuelles Strompreissignal zur Bestimmung des Flexibilitätseinsatzes genutzt. Dabei wird das Potenzial dezentraler Flexibilitätsoptionen zur Glättung der Residuallast untersucht und gleichzeitig anhand von Monte-Carlo-Simulationen die Rückwirkung auf die Residuallast bei der Einsatzplanung berücksichtigt. Als Ergebnis ergeben sich hohe Gleichzeitigkeitsfaktoren in den Verteilnetzen, weshalb anschließend ein zeitreihenbasierter Ansatz zur Integration von Flexibilitätsoptionen in die Verteilnetzplanung entwickelt wird.

Der systemdienliche Einsatz von dezentralen Flexibilitätsoptionen wird im Hinblick auf zukünftige Anforderungen der Systemsicherheit ausführlich in [86] untersucht. Vor dem Hintergrund einer zunehmenden Netzauslastung, wird auf einen zunehmenden Abstimmungsbedarf zwischen den Netzbetreibern und der steigenden Komplexität im Betrieb hingewiesen. Deswegen konkludiert die Studie mit der Aufforderung, Systemsicherheit und den Einsatz systemdienlicher Flexibilität zukünftig gesamtheitlich zu betrachten. Das technologiespezifische Potenzial zur Regelleistungserbringung wird in [13] für dargebotsabhängige EE untersucht. In [19] wird diese Untersuchung auf flexible Lasten, Speicher und weitere EE ausgeweitet. Darüber hinaus wird neben der Regelleistungsbereitstellung ein strommarktorientierter Einsatz sowie ein Einsatz zur Erhöhung der lokalen Autarkie modelliert.

Neben diesen Untersuchungen existieren Arbeiten, die den regulatorischen Rahmen dahingehend untersuchen, inwiefern eine Anpassung, das nutzbare Flexibilitätspotenzial erhöhen und die Kosten für den Einsatz von Flexibilität reduzieren kann. Diesbezüglich gibt es Vorschläge, parallel zu den bestehenden Märkten einen Flexibilitätsmarkt oder eine –plattform einzuführen, auf der Flexibilität unter Berücksichtigung der bestehenden Übertragungskapazitäten gehandelt wird. Die Verteil- oder Übertragungsnetzbetreiber können auf dieser Plattform in einem marktbasieren Verfahren Flexibilität für das Engpassmanagement erwerben. Eine Übersicht internationaler Arbeiten hierzu ist in [87] und [88] enthalten – für nationale Arbeiten sei beispielhaft auf [84, 85, 89] verwiesen. In diesem Zusammenhang betont die BNetzA in [4], dass die netzdienliche Flexibilitätsbewirtschaftung nur eine Zwischenlösung in dem Transformationsprozess des Energieversorgungssystems sein darf und ein kosteneffizienter Ausbau der Infrastruktur als langfristiges Ziel angesehen werden muss. Inwiefern ein kosteneffizienter Kompromiss zwischen Netzausbau und netzdienlichem Flexibilitätseinsatz in der Planung von elektrischen Verteilnetzen gefunden werden kann, wird in [84, 90–94] diskutiert.

2.4 Modellanforderungen

Um die in dem Kapitel 2.2 dargestellten Anwendungsfälle für den Einsatz von Flexibilität modellgestützt zu untersuchen und die Wechselwirkungen mit der Betriebsplanung von Verteilnetzen zu ermöglichen, muss das zu entwickelnde Modell folgende Anforderungen erfüllen:

Schrittweise Modellierung der verschiedenen Anwendungsfälle: Um mögliche Wechselwirkungen bestimmen zu können, müssen der marktdienliche, netzdienliche und systemdienliche Anwendungsfall in aufeinanderfolgenden Stufen modelliert werden.

Sequentieller Programmablauf: Eine schrittweise Modellierung und eine darauf aufbauende sequentielle Simulation führt, im Gegensatz zu monolithischen Methoden wie bspw. klassische OPF-Ansätzen, zu zwei wesentliche Vorteilen. Zum einen wird die Tatsache berücksichtigt, dass in der Praxis verschiedene Akteure mit eingeschränktem Informationsgehalt existieren. So besitzt der Netzbetreiber keine umfassenden Informationen über die technischen Anlagen der Anlagenbetreiber, die wiederum keine umfassenden Informationen über den Netzzustand besitzen. Diese in der Praxis vorherrschende Trennung der Akteure und der daraus resultierende eingeschränkte Informationsgehalt sollte für die praktische Übertragbarkeit berücksichtigt werden. Zum anderen ergeben sich dadurch Vergleichsmöglichkeiten der Zwischenergebnisse, die sich als Wechselwirkungen interpretieren lassen.

Kopplung über definierte Schnittstellenparameter: Die trennscharfe Modellierung der Akteure verlangt eine Kopplung der einzelnen Modellteile. Hierbei lassen sich Schnittstellenparameter aus der Praxis (wie beispielsweise *Redispatch 2.0*) übernehmen. Hieraus ergibt sich die Möglichkeit einzelne Teil-Module zu erweitern oder durch andere Systeme zu ersetzen. Dies ermöglicht die Untersuchung der Wechselwirkungen realer Flexibilitätsoptionen im Zusammenspiel mit dem Modell.

Fahrplanbasierte Betriebsplanung: Da das Modell mittelfristige Einsatzplanungsprobleme und insbesondere die Wechselwirkungen mit der Betriebsplanung eines Verteilnetzbetreibers beschreiben soll, ist eine fahrplanbasierte Modellierung erforderlich. Eine quasi-dynamische Modellierung ist daher notwendig.

Fokussierung auf die Verteilnetz-Ebene: Da sich das Modell auf die Spannungsebenen des Verteilnetzes fokussiert, dürfen keine Vereinfachungen bezüglich Widerstandsbelägen in der Lastflussberechnung stattfinden. Weiter sollen die bereits heute angewendeten Maßnahmen zur Spannungsregelung im Verteilnetz

berücksichtigt werden. Dazu zählen der Einsatz von Betriebsmittel wie rONT und die Blindleistungsregelung der Flexibilitätsoptionen. Da sich dezentrale Flexibilitätsoptionen vor allem in den unteren Spannungsebenen des Energiesystems befinden, sollte das Modell den spannungsebenenübergreifenden Einsatz von Flexibilitätsoptionen berücksichtigen können und mögliche Wechselwirkungen zwischen den Spannungsebenen aufzuzeigen zu können.

Kostenneutraler Ansatz: Da sich durch die notwendige Regulierung im Energiesystem, abhängig von den aktuellen Förderungen und Gesetzen, Umlagen und damit Kosten für die Flexibilitätsoptionen ergeben, ändern sich die Anreize für verschiedene, vor allem marktdienliche, Anwendungsfälle von Flexibilität. Um Aussagen unabhängig von dem Förderregime treffen zu können und somit robust gegenüber Änderungen zu sein, muss sich das Modell auf fundamentale Anreize beschränken.

3 Modellierung einer multifunktionalen Flexibilitätsbewirtschaftung

Um die Wechselwirkungen zwischen den verschiedenen Anwendungsfällen gemäß Kapitel 2 modellgestützt untersuchen zu können, wird in diesem Kapitel ein entsprechendes Modell entworfen, welches in Abbildung 3-1 dargestellt ist.

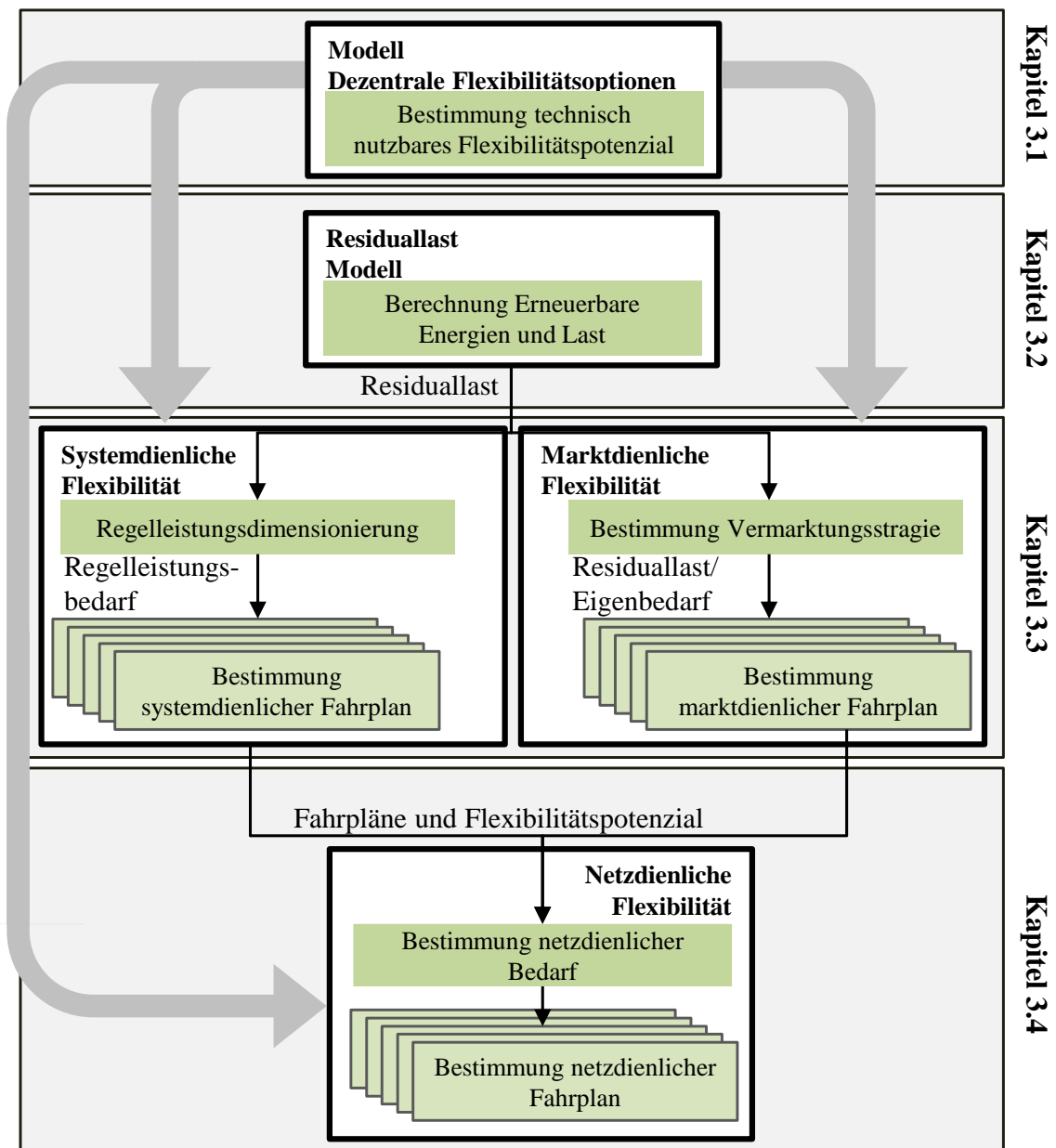


Abbildung 3-1: Modellübersicht der multifunktionalen Flexibilitätsbewirtschaftung

Die Berücksichtigung des technisch nutzbaren Potenzials bei der Bestimmung des Flexibilitätseinsatzes wird durch ein allgemeines Modell für dezentrale Flexibilitätsoptionen beschrieben (siehe Kapitel 3.1). Das Verfahren zur Bestimmung des Flexibilitätseinsatzes ist in drei Teilmodelle zur Bestimmung des Flexibilitätsbedarfs unterteilt, welche in den Kapiteln 3.3.1, 3.3.2 und 3.4 beschrieben werden. Da die Preisfindung an Strommärkten komplexen Zusammenhängen einer Vielzahl von verschiedenen Akteuren unterliegt und außerhalb der Zielstellung dieser Arbeit liegt, wird ein Residuallast-Modell erstellt (siehe Kapitel 3.2), welches die Eingangsdaten für die Einsatzplanung der Flexibilitätsoptionen liefert. Unter der Annahme, dass die Flexibilitätsoptionen des untersuchten Netzgebietes keinen signifikanten Einfluss auf die Residuallast haben, dient diese in den ersten beiden Schritten als Eingangsparameter für die Bestimmung des markt- und systemdienlichen Flexibilitätseinsatzes. Dementsprechend wird beispielsweise angenommen, dass sich bei einer negativen Residuallast keine Anreize für eine zusätzliche Stromerzeugung der dezentralen Flexibilitätsoptionen ergeben und dass eine positive Residuallast immer zu einer erhöhten dezentralen Einspeisung führt. Die Vermarktung der dezentralen Flexibilität dient im abschließenden Schritt als Eingangsgröße für die Bestimmung des netzdienlichen Flexibilitätseinsatzes. Da die Aktivierung der Regelleistung stochastischen Schwankungen unterliegt und zum Zeitpunkt der Betriebsplanung nicht zuverlässig prognostiziert werden kann, wird zur Bestimmung des netzdienlichen Flexibilitätseinsatzes eine Variantenrechnung durchgeführt, bei der zunächst von der maximalen positiven Aktivierung der vorgehaltenen Regelleistung ausgegangen wird und anschließend von der Aktivierung der negativen Regelleistung. Durch den Vergleich der bestimmten Fahrpläne der Flexibilitätsoptionen lassen sich abschließend Rückschlüsse auf entsprechende Wechselwirkungen ziehen.

3.1 Technische Restriktionen

Der Bestimmung der möglichen Fahrpläne für die verschiedenen Anwendungsfälle liegt ein Einsatzplanungsproblem zugrunde. Da das entwickelte Verfahren allgemein für jede Art von Flexibilitätsoption anwendbar ist, wird in Anlehnung an das *Power Node Framework* aus [95] ein abstrahiertes Modell zur Beschreibung der technischen Restriktionen des Anlageneinsatzes verwendet. Dieses Modell ist in Abbildung 3-2 dargestellt. Anschließend lässt sich dieses Modell für konkrete Flexibilitätsoptionen bestimmter Technologien parametrieren. Für Technologien ohne Speicher (wie beispielsweise PV-Anlagen) oder ohne Erzeugungs- bzw. Verbrauchseinheit (wie beispielsweise bei Batteriespeichern) lässt sich dieses Modell weiter vereinfachen.

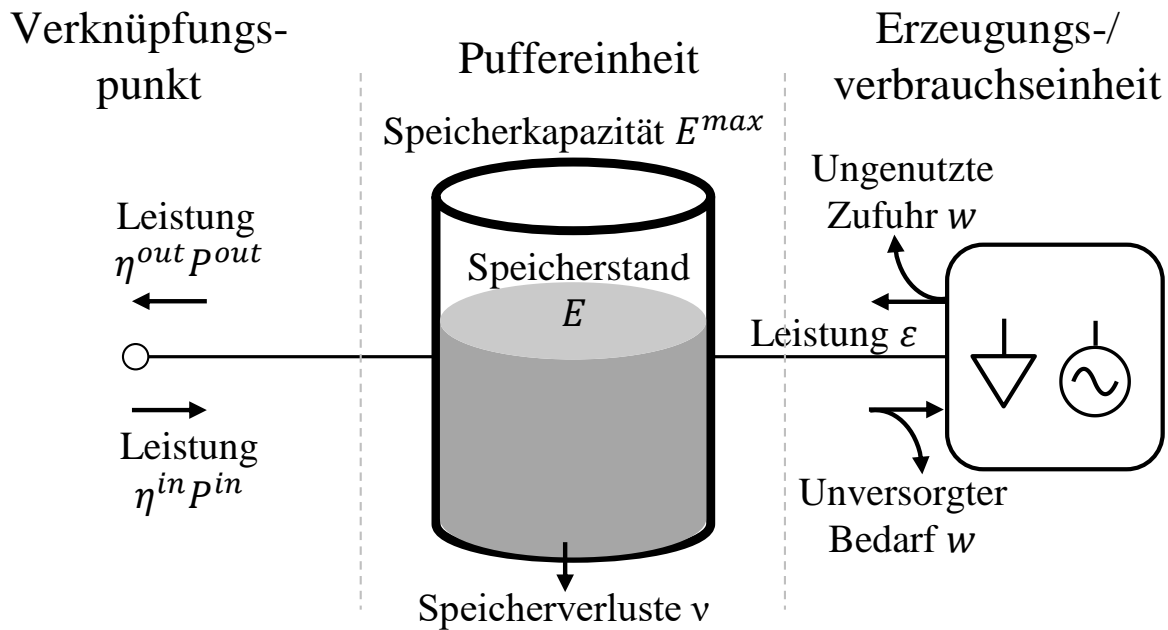


Abbildung 3-2: Modell für die Beschreibung einer Flexibilitätsoption; eigene Darstellung nach [95]

Für die beschriebene Flexibilitätsoption existiert ein Pufferspeicher mit der Speicherkapazität E^{max} , dem Speicherstand E und den Speicherverlusten v . Für den Austausch elektrischer Leistung am Verknüpfungspunkt seien η^{in} und η^{out} die Wirkungsgrade für den Bezug P^{in} und die Bereitstellung P^{out} . Dieser Verknüpfungspunkt kann ein Netzverknüpfungspunkt zum öffentlichen Stromnetz oder auch eine hausinterne bzw. anlageninterne Verknüpfung zu weiteren Flexibilitätsoptionen darstellen. Weiter sei ϵ die Leistung die von der Anlage, in Abhängigkeit ihres technologischen Aufbaus, anhand externer Produktionsfaktoren in elektrische Leistung umgewandelt wird oder für die sie elektrische Leistung benötigt. Diese elektrische Leistungsbereitstellung ($\epsilon < 0$) bzw. dieser Leistungsbedarf ($\epsilon > 0$) sei durch die ungenutzte Zufuhr w (für $w < 0$) bzw. durch nicht gedeckte Nachfrage ($w > 0$) mit dem Pufferspeicher verknüpft.² Die Speicherbilanz des Modells und die damit zusammenhängenden Nebenbedingungen ergeben sich in zeitdiskreter Form zu:

² Beispielsweise lässt sich für eine PV-Anlage die Abregelung einer aufgrund des Dargebots verfügbaren Energie mit $\epsilon < 0$, mit dem Term $w < 0$ modellieren.

$$E_t = E_{t-1} + \eta^{in} P_t^{in} - \frac{P_t^{out}}{\eta^{out}} + \varepsilon_t - w_t - v_t \quad (1)$$

$$\text{u. d. N.:} \quad 0 \leq E_t \leq E^{max} \quad (2)$$

$$0 \leq P_t^{in} \leq P_{max}^{in} \quad (3)$$

$$P_{max}^{out} \leq P_t^{out} \leq 0 \quad (4)$$

$$0 \leq \varepsilon_t \cdot w_t \quad (5)$$

$$0 \leq |\varepsilon_t| - |w_t| \quad (6)$$

$$0 \leq v_t \quad (7)$$

$$P_t^{in} \leq P_{max}^{in} \cdot l \quad (8)$$

$$P_t^{out} \leq P_{max}^{out} \cdot (1 - l) \quad (9)$$

$$\forall l \in \{0,1\}$$

Die Gleichungen bilden dabei die allgemeinen Abhängigkeiten für verschiedene Technologien ab. In Gleichung (1) wird für die erste Periode mit $t = 0$ der Speicherstand durch einen initialen Füllstand E^0 ersetzt. Darüber hinaus legen die Gleichungen (2)-(4) fest, dass der Speicherstand bzw. der Austausch mit dem Verknüpfungspunkt innerhalb der physikalischen Grenzen liegt. (5) und (6) legen fest, dass die erzeugte bzw. nachgefragte elektrische Leistung der Flexibilität nicht die ungenutzte Leistungsbereitstellung bzw. die nicht bediente -nachfrage übersteigt. In (7) werden die Speicherverluste als positiv definiert. Damit kein gleichzeitiger Bezug und Nachfrage am Netzverknüpfungspunkt möglich ist, wird mit Hilfe der binären Variable l in den Gleichungen (8) und (9) der Austausch beschränkt. Um die Verluste v dahingehend zu erweitern, dass eine Abhängigkeit vom Speicherfüllstand abgebildet wird, werden diese in [95] um eine lineare Füllstands-Abhängigkeit ergänzt.

Dieses abstrahierte Modell erlaubt die Simulation zur Flexibilitätsbewirtschaftung verschiedener Technologien. Als Beispiel wird zur Abbildung eines einzelnen Batteriespeichers das Modell um die Erzeugungs- und Verbrauchseinheit reduziert, sodass die Gleichungen (5) und (6) wegfallen und für die Gleichung (1) gilt:

$$\varepsilon_t = 0 \text{ und } w_t = 0 \quad (10)$$

$$E_t = E_{t-1} + \eta^{in} P_t^{in} - \frac{P_t^{out}}{\eta^{out}} - v_t \quad (11)$$

Für dezentrale Flexibilitätsoption ohne Speichermöglichkeit, beispielsweise für die Abbildung einer einzelnen PV-Anlage, entfällt für das allgemeine Modell die Puffereinheit, sodass gilt:

$$E_t = 0 \text{ und } P_{max}^{in} = 0 \quad (12)$$

Für weitere Beispiele sei auf die Beschreibung des *Power Node Framework* in [95] verwiesen.

Wenn mehrere Flexibilitätsoptionen an einer Sammelschiene zusammengeführt werden – beispielsweise für eine haushaltsinterne Eigenverbrauchsoptimierung – muss die Energiebilanz aller Flexibilitätsoptionen $n \in \mathcal{N}$ jederzeit der Energie am Netzverknüpfungspunkt P_t^{NVP} entsprechen, sodass zudem gilt:

$$\sum_n^N P_{n,t}^{out} + P_{n,t}^{in} = P_t^{NVP} \quad (13)$$

3.2 Bestimmung der Residuallast

Um den Zusammenhang zwischen der systemweiten Nachfrage bzw. dem Leistungsdargebot und der individuellen Einsatzplanung einer dezentralen Flexibilitätsoption abzubilden, wird in dieser Arbeit die systemweite Residuallast als virtuelles Strompreissignal genutzt. Dabei wird zunächst ein funktionaler Zusammenhang zwischen der Residuallast und dem Spotmarktpreis unterstellt. Dies stellt ein gängiges Vorgehen in der Literatur dar. [96–98]. Der Programmablauf ist in Abbildung 3-3 dargestellt:

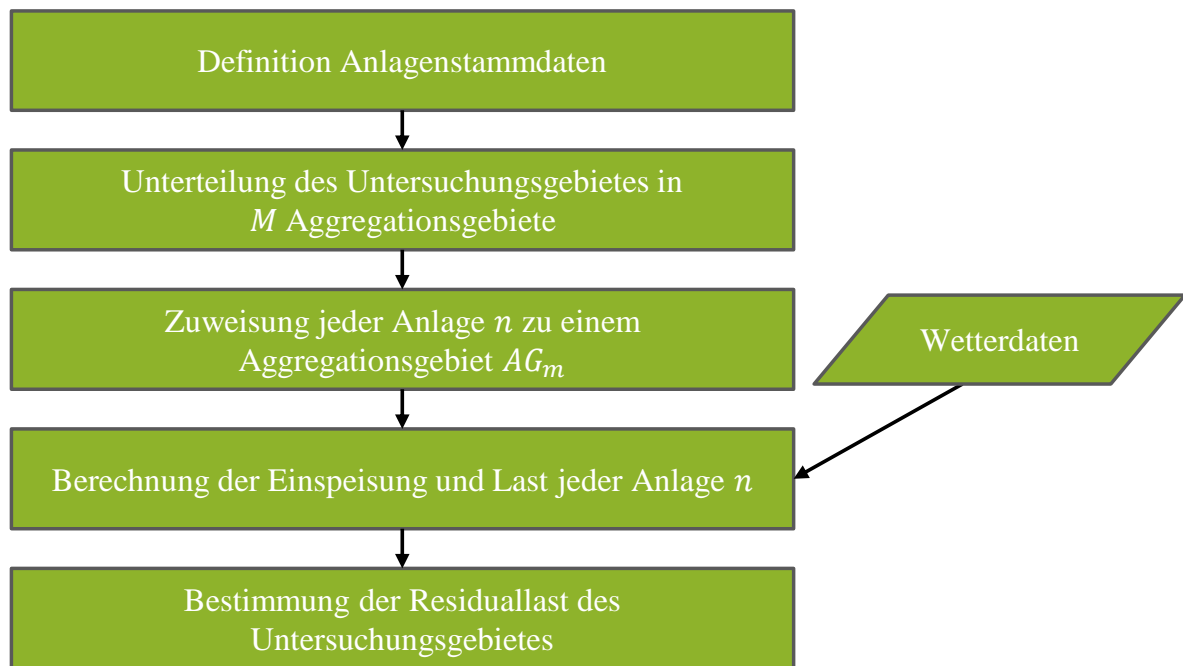


Abbildung 3-3: Programmablauf zur Berechnung der systemweiten Residuallast

Auf Grundlage von Wetterdaten wird die dargebotsabhängige Einspeisung aus PV- und Windenergieanlagen im Untersuchungsgebiet bestimmt. Um die benötigten Wetterdaten zu reduzieren, wird das Untersuchungsgebiet weiter in Aggregationsgebiete unterteilt, in denen ein gleiches Dargebot unterstellt wird. Abschließend werden die weitestgehend wetterunabhängigen Residuallast-Anteile bestimmt und die resultierende gesamte Residuallast bestimmt. Der dargestellte Programmablauf wird im Folgenden beschrieben.

Definition Anlagenstammdaten

Da mit dem Modell auf Grundlage von georeferenzierten Wetterdaten die Einspeisung aus EE bestimmt wird, ist eine vorgelagerte Definition der Anlagenstammdaten notwendig. Dabei werden neben technischen Eigenschaften wie der installierten Leistung und technologiespezifischen Parametern wie dem Höhenwinkel bei PV-Anlagen oder der Rotorfläche bei Windenergieanlagen, ebenfalls die Geokoordinaten der Anlagenstandorte definiert. Tabelle 1 stellt die zu definierenden Anlagenstammdaten dar.

Tabelle 1: Parameter zur Berechnung der Einspeisung aus PVA und WEA

Technologie	Anlagenstammdatum
PV, Wind	Installierte Leistung
PV, Wind	Geokoordinaten
PV	Höhenwinkel
PV	Azimutwinkel
PV	Albedo
PV	Wechselrichter-Wirkungsgrad
Wind	Nabenhöhe
Wind	Rotorfläche
Wind	Leistungsbeiwert-Kennlinie
Wind	Luftdichte

Unterteilung des Untersuchungsgebiets in Aggregationsgebiete

Wie in [99] gezeigt, korreliert die Einspeisung in Deutschland sowohl von Windenergie- als auch von PV-Anlagen soweit, dass eine Zusammenfassung gleichartiger Einspeiser in 78 Regionen bei Windenergie- und 21 Regionen bei PV-Anlagen mit einem ähnlichen Verhalten bezüglich der eingespeisten Leistung einhergeht.

In der Anwendung des Modells in Kapitel 4 und 5 wird das Untersuchungsgebiet Deutschland in die zweistelligen Postleitzahlgebiete unterteilt. Dadurch ergibt sich zum einen eine Übereinstimmung mit der Anzahl an Aggregationsgebieten zur Zusammenfassung der Einspeiser. Zum anderen existiert eine gute Datengrundlage bezüglich der Georeferenzierung von Anlagenstandorten, sodass sich diese aus vorhandenen Datenquellen übernehmen lassen können. Die sich daraus ergebende Aufteilung ist in Abbildung 3-4 dargestellt.

Zuweisung jeder Anlage zu einem Aggregationsgebiet AG_m

Anhand der in den Anlagenstammdatensätzen definierten Geokoordinaten wird jede Anlage einem Aggregationsgebiet AG_m zugeordnet.

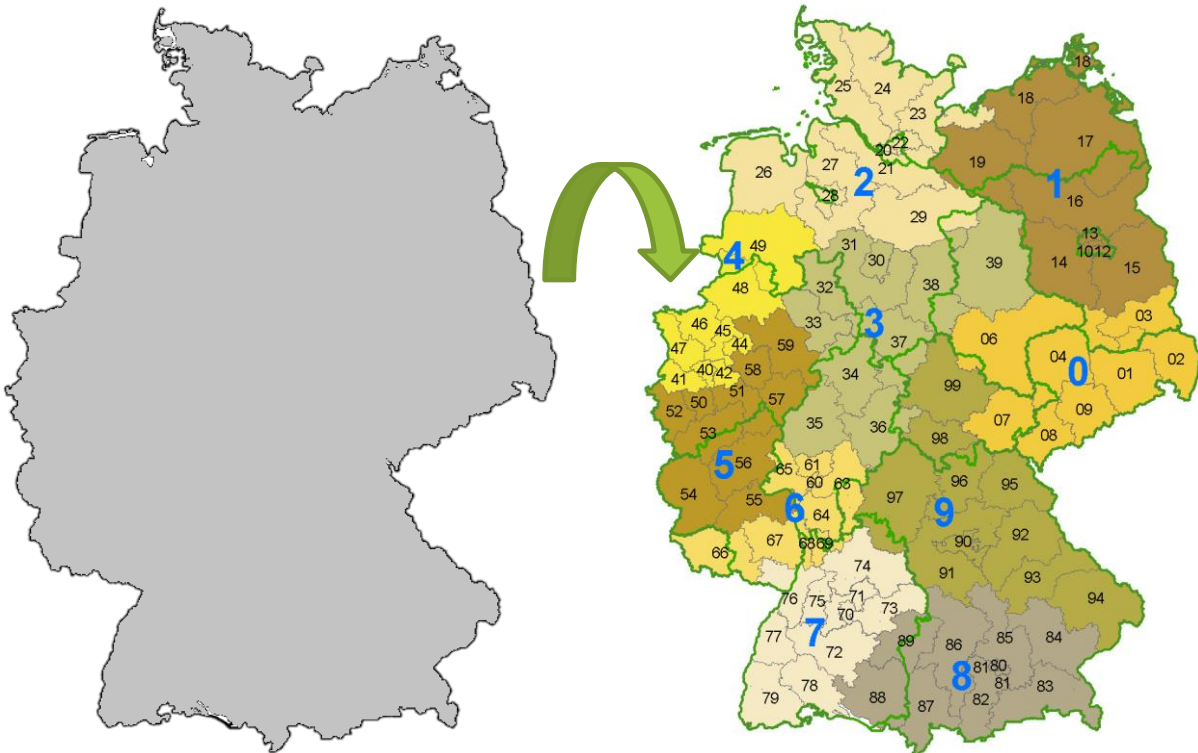


Abbildung 3-4: Einteilung des Untersuchungsgebiets in zweistellige Postleitzahlgebiete

Bestimmung Einspeisung erneuerbare Energien und Last

Die Einspeisung aus Windenergie- und PV-Anlagen wird auf Grundlage der Wetterdaten berechnet.

Für Windenergie-Anlagen ergibt sich bei einer Windgeschwindigkeit v_N auf Nabenhöhe nach [100] bzw. [101] die eingespeiste Leistung P_{WEA} zu:

$$P_{WEA} = \frac{1}{2} c_p \rho A_r v_N^3 \quad (14)$$

Dabei stellt c_p den Leistungsbeiwert der modellierten Windenergieanlage dar, ρ die Dichte der Luft und A_r die von der Rotorfläche durchstrichene Fläche.

Für PV-Anlagen ergibt sich die Einspeisung P_{PV} nach [102] aus der installierten Leistung $S_{r,PV}$, dem Leistungsfaktor $\cos \varphi$, dem Wirkungsgrad des Wechselrichters, zwei Korrekturfaktoren κ_G und κ_ϑ und der Bestrahlungsstärke Y_R :

$$P_{PV} = S_{r,PV} \cos \varphi Y_R \eta \kappa_G \kappa_\vartheta \quad (15)$$

Die Korrekturfaktoren κ_ϑ und κ_G basieren auf Langzeitmessungen, die in [103] abgeleitet wurden. κ_ϑ ist ein monatlicher Korrekturfaktor, der die Modultempe-

ratur einbezieht. Der Korrekturfaktor κ_G wird verwendet, um spektrale Fehlanpassungen, Teilabschattungen von Modulen, Verschmutzungen oder Verschattungen durch Schnee zu berücksichtigen. Y_R stellt die Bestrahlungsstärke auf der Modul-Oberfläche dar, die sich aus der diffusen und direkten Sonneneinstrahlung ergibt. Für die Berechnung von Y_R sei auf [102] verwiesen.

Die restlichen, in Deutschland relevanten Technologien der EE sind nicht unmittelbar von den Wetterbedingungen abhängig und werden deshalb entsprechend modelliert. Für die Berücksichtigung im Modell wird für die Einspeisung der restlichen EE P_{Sonstige} , wie beispielweise Laufwasser und Biomasse, auf historische Daten zurückgegriffen. Für Lasten werden ebenfalls historische Daten verwendet.

3.3 Vermarktung von Flexibilitätsoptionen

Der markt- und systemdienliche Einsatz von Flexibilitätsoptionen ergibt sich aus den Vermarktungsentscheidungen der Betreiber der technischen Einheiten. Ziel der Vermarktung ist dabei die Erlösmaximierung bzw. die Minimierung der Beschaffungskosten. Als virtuelles Preissignal dient die Residuallast als Grundlage zur Überführung der einzelnen Entscheidungen der verschiedenen Akteure in ein mathematisches Optimierungsproblem.

Die Entscheidung zur Teilnahme am Regelleistungsmarkt hängt von den technischen Anforderungen der verschiedenen Regelleistungs-Qualitäten, den technischen Fähigkeiten der Anlagen und den betriebswirtschaftlichen Erwägungen der Anlagen-Betreiber ab. Die Nachfrage der benötigten Regelleistung wird durch die ÜNB bestimmt. Daher werden für die Modellierung einer detaillierten Entscheidung zwischen der Vermarktung der verfügbaren Flexibilität als markt- oder systemdienliche Flexibilität, Annahmen zu allen dezentralen und zentralen Flexibilitätsoptionen, wie konventionellen Kraftwerke, im Verbundsystem und deren individuellen Einsatzentscheidungen benötigt. Darüber hinaus muss zur Abbildung der benötigten Regelleistung die Dimensionierungsgrundlage der ÜNB zur Verfügung stehen.

Folglich würde eine entsprechende Modellierung und Parametrierung für zukünftige Szenarien eine Vielzahl von unsicheren Annahmen des Gesamtsystems benötigen, die nur einen geringen Mehrwert für die Aussagekraft der Ergebnisse liefert. Im Rahmen dieser Arbeit findet die Entscheidung zwischen der markt- und systemdienlichen Vermarktung daher anhand einer randomisierten Entscheidungsvariable $b_{RL} \in [0,1]$ statt. Diese gibt für die jeweilige Flexibilitätsoption den Anteil der verfügbaren, flexiblen Leistung an, die für die Regelleistungsbereitstellung reserviert wird. Nach aktuellen Ausschreibungsmodalitäten ergibt sich der Zeitraum, in dem b_{RL} konstant bleibt zu $t_{RL} = 4\text{h}$ [7].

Um mögliche Opportunitäten, die außerhalb des Optimierungszeitraums liegen, berücksichtigen zu können, wird ein Folgezeitraum t_{sw} (auch als *sliding window* bekannt) definiert. Diese Opportunitäten ergeben sich aufgrund der zeitkoppelnden Beziehung mancher Flexibilitätsoptionen. Der Folgezeitraum wird in den Optimierungszeitraum T_{opt} mit einbezogen, wenngleich die nächste Iteration vor Anfang des Folgezeitraums beginnt, sodass die Ergebnisse nur implizit hinsichtlich veränderter Speicherstände Berücksichtigung finden. In Abbildung 3-5 sind die zeitlichen Abhängigkeiten der Vermarktungsentscheidungen mit beispielhafter Wahl der Entscheidungsvariable b_{RL} dargestellt.

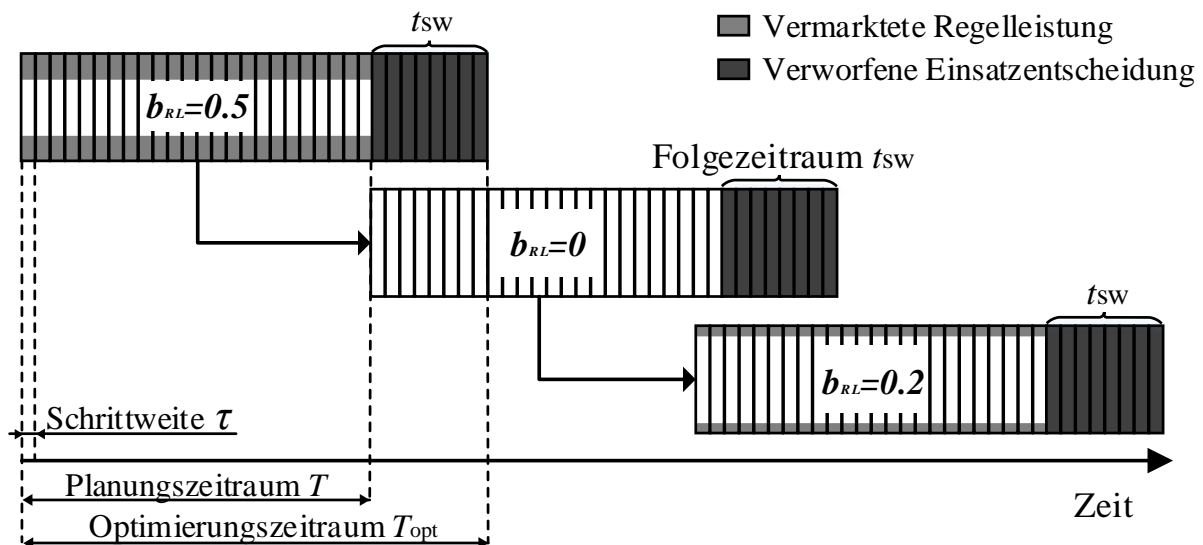


Abbildung 3-5: Zeitliche Abfolge der Vermarktungsentscheidungen der markt- und systemdienlichen Flexibilität

Für speicherbasierte Flexibilitätsoptionen mit $E_{max} > 0$ ergibt sich nach dem Abruf von systemdienlicher Flexibilität ein neuer Speicherstand, der zum Zeitpunkt der Vermarktung nicht genau bestimmt werden kann. Da in der Simulation kein expliziter Regelleistungsabruf simuliert wird, ist der neue Speicherstand, abhängig von der jeweiligen Regelleistungsqualität, zu parametrieren. Da es sich bei Primärregelleistung um symmetrische Produkte handelt, wird in der Modellierung davon ausgegangen, dass sich am Ende des Vermarktungszeitraums ein unveränderter Speicherstand beim Abruf von systemdienlicher Flexibilität ergibt [7].

Die Modellierung der Einsatzplanung für die marktdienliche Flexibilität findet in Kapitel 3.3.1 statt. Dabei wird neben einer vollständigen Marktintegration auch eine Eigenverbrauchsoptimierung modelliert. In Kapitel 3.3.2 wird die Modellierung der Einsatzplanung für die systemdienliche Flexibilität beschrieben.

3.3.1 Marktdienliche Flexibilität

Für den Einsatz von marktdienlicher Flexibilität werden zwei Möglichkeiten unterstellt.

Eigenverbrauchsoptimierung

Zum einen besteht die Möglichkeit einer Eigenverbrauchsoptimierung von kombinierten Flexibilitätsoptionen. Dabei werden mehrere Flexibilitätsoptionen, repräsentiert durch *Power Nodes*, kombiniert, sodass das Optimierungsziel die Minimierung der am Netzverknüpfungspunkt ausgetauschten Leistung P_t^{NVP} darstellt. Folglich gilt:

$$\min \sum_t |P_t^{NVP}| \quad \forall t \in T \quad (16)$$

Diese Leistung P_t^{NVP} ergibt sich aus der Betriebsweise der verschiedenen Flexibilitätsoptionen. Für das beschriebene Optimierungsproblem gilt, neben den technischen Nebenbedingungen der Flexibilitätsoptionen N , die Einhaltung der Energiebilanz:

$$\sum_t \left(\sum_n^N P_{n,t}^{in} + P_{n,t}^{out} \right) + P_t^{NVP} = 0 \quad (17)$$
$$\forall t \in T$$

$P_{n,t}^{in}$ und $P_{n,t}^{out}$ beschreiben die aufgenommene bzw. abgegebene Leistung der Flexibilitätsoption n aus der Menge der kombinierten Flexibilitätsoptionen N zum Zeitpunkt t und stellen die Entscheidungsvariablen des Optimierungsproblems dar. Die Nebenbedingungen ergeben sich aus den technologieabhängigen Restriktionen des *Power Node Framework*.

Marktintegration

Der Anreiz zur Eigenverbrauchsoptimierung liegt in der fehlenden Marktintegration von kleineren Flexibilitätsoptionen. Unter der Annahme, dass zukünftig Strompreisschwankungen an Endkunden weitergegeben werden und eine flächendeckende, notwendige informationstechnische Erfassung von Flexibilitätsoptionen besteht, kann davon ausgegangen werden, dass sich die marktdienliche Einsatzplanung der Flexibilitätsoptionen an den Preisen der Energiemärkte ausrichtet. Durch eine vollständige Erschließung der Flexibilität besteht folglich ein schwächerer Anreiz Eigenverbrauchsoptimierungen durchzuführen. Für Zu-

kunftsszenarien oder für Flexibilitätsoptionen, die bereits heute in Form von virtuellen Kraftwerken an Märkten partizipieren, ergibt sich die Zielfunktion als Erlösmaximierung. In dieser Arbeit wird die Residuallast als virtuelles Strompreis-signal interpretiert. Bei einem hinreichend kleinen Betrachtungsgebiet, dessen Rückwirkung auf den gesamten Markt vernachlässigbar klein ist, stellt dieser Ansatz ein verbreitetes Vorgehen in der Fachliteratur dar, da die Komplexität erheblich reduziert wird und gleichzeitig gute Ergebnisse hinsichtlich des Zusammenhangs zwischen Residuallast und Großhandelspreis entstehen [96].

Folglich wird angenommen, dass eine hohe Residuallast zu einem Anreiz zur Bereitstellung von Leistung führt, und eine niedrige bzw. negative Residuallast zu einem Anreiz Leistung zu beziehen. Unter der Berücksichtigung der technischen Anlagenrestriktionen (siehe Kapitel 3.1) ergibt sich die marktdienliche Einsatzplanung für jede Flexibilitätsoption $n \in N$ zu folgendem Optimierungsproblem:

$$\min \sum_t \sum_n^N P_t^{Resi} \cdot (P_{n,t}^{in} + P_{n,t}^{out}) \quad \forall t \in T \quad (18)$$

Dabei beschreibt P_t^{Resi} die systemweite Residuallast. $P_{n,t}^{in}$ und $P_{n,t}^{out}$ die aufgenommene bzw. abgegebene Leistung der Flexibilitätsoption n zum Zeitpunkt t und stellen die Entscheidungsvariablen des Optimierungsproblem dar. Die Nebenbedingungen ergeben sich aus den technologieabhängigen Restriktionen des *Power Node Framework*. Des Weiteren werden keine Markteintrittsbarrieren hinsichtlich einer Mindestlosgröße und keine langfristigen Termingeschäfte berücksichtigt, die zur Absicherung von Handelsgeschäften am Strommarkt abgeschlossen werden (sogenannte *Hedging*-Produkte).

3.3.2 Systemdienliche Flexibilität

Die Vermarktung systemdienlicher Flexibilität findet nach aktuellen Regularien für einen Produktzeitraum von vier Stunden statt [7]. Es bedarf der Möglichkeit, die Wirkleistung einer Anlage vom aktuellen Arbeitspunkt aus zu verändern und für einen definierten Zeitraum beizubehalten. Für speicherbasierte Flexibilitätsoptionen mit einem begrenzten Arbeitsvermögen stellt dieser Zeitraum für PRL lediglich mindestens 15 min dar [104]. Je nach Arbeitspunkt ergeben sich für verschiedene Technologien unterschiedliche Potenziale, wie in Abbildung 3-6 dargestellt.

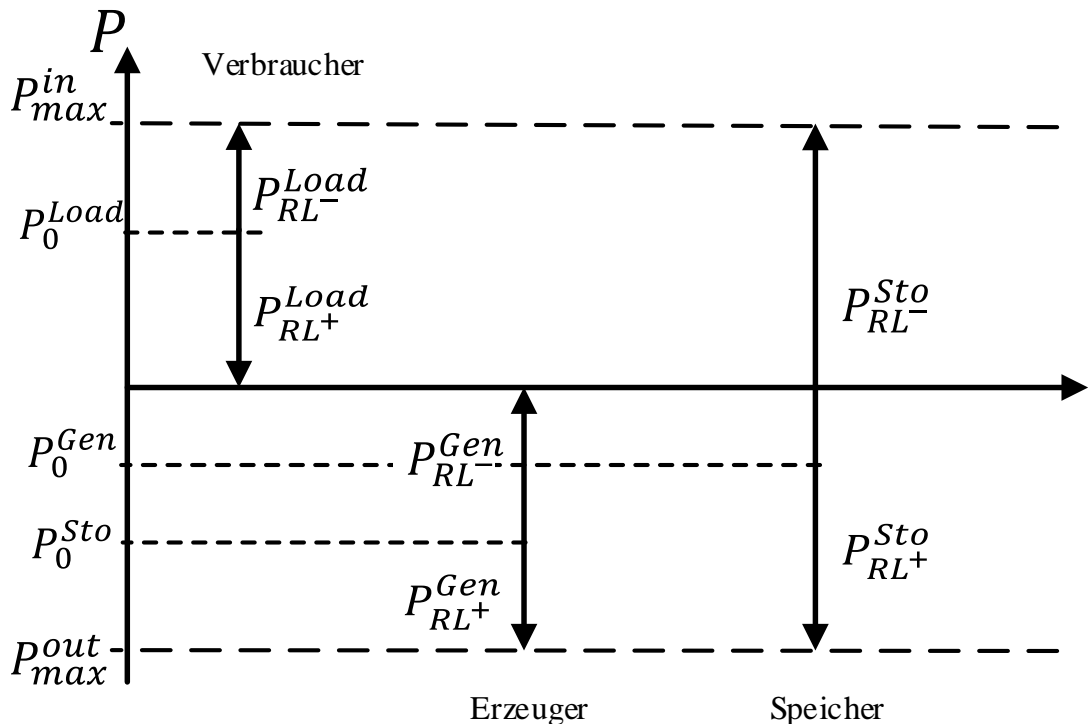


Abbildung 3-6: Allgemeines Regelleistungsvermögen von Verbrauchern, Erzeugern und Speichern

Positive Regelleistung P^{RL+} wirkt folglich einer sinkenden Netzfrequenz entgegen, wohingegen negative Regelleistung P^{RL-} einer steigenden Netzfrequenz entgegenwirkt. Für diese gilt:

$$0 \leq P_t^{RL-} \leq P_{max}^{in} - P_t^{in} - P_t^{out} \quad (19)$$

$$P_{max}^{out} - P_t^{in} - P_t^{out} \leq P_t^{RL+} \leq 0 \quad (20)$$

Die Entscheidung zur Teilnahme am Regelleistungsmarkt wird durch die Entscheidungsvariable b_{RL} vorgegeben, sodass sich das Optimierungsproblem um folgende Nebenbedingungen erweitert:

$$0 \leq b_{RL-} P_{max}^{in} \leq -P_t^{in} - P_t^{out} \quad (21)$$

$$-P_t^{in} - P_t^{out} \leq b_{RL+} P_{max}^{out} \leq 0 \quad (22)$$

Für speicherbasierte Flexibilitätsoptionen mit $E_{max} > 0$ erweitert sich das Optimierungsproblem, sodass während des Vermarktungszeitraums die geforderte Energie bereitgestellt werden kann:

$$\frac{P_t^{RL+}}{\eta^{out}} t_{RL} - \nu \geq E_t \geq P_t^{RL-} t_{RL} \eta^{in} - \nu \quad \forall t \in t_{RL} \quad (23)$$

Für das in dieser Arbeit verwendete *Power Node Model* ergeben sich damit zur Abbildung der technischen Restriktionen verschiedene Möglichkeiten der Parametrierung. Darüber hinaus existieren in der Praxis wirtschaftliche Zusammenhänge, die die Teilnahme bestimmter Technologien an den Regelleistungsmärkten weiter einschränken. In Tabelle 2 werden mögliche Parametrierungen hinsichtlich des Regelleistungspotenzials zusammengefasst.

Tabelle 2: Parametrierung des Power Node Model zur Abbildung des Regelleistungspotenzials verschiedener dezentraler Flexibilitätsoptionen

Beschreibung technische Anlage	Parametrierung des <i>Power Node Model</i>			Regelpotenzial
	E_{max}	ε	w	
Wind- und PV-Anlagen mit Abregelung	$E_{max} = 0$	$\varepsilon \leq 0$	$w \leq 0$	RL^-
Biogasanlage	$E_{max} = 0$	$\varepsilon \leq 0$	$w = 0$	RL^+, RL^-
Batteriespeicher	$E_{max} > 0$	$\varepsilon = 0$	$w = 0$	RL^+, RL^-
Elektroauto (ohne Vehicle-to-Grid)	$E_{max} > 0$	$\varepsilon \geq 0$	$w = 0$	RL^+, RL^-
KWK-Anlage mit Wärmespeicher	$E_{max} > 0$	$\varepsilon \leq 0$	$w = 0$	RL^+, RL^-
Power-to-Heat-Anlage mit Wärmespeicher	$E_{max} > 0$	$\varepsilon \geq 0$	$w = 0$	RL^+, RL^-
Power-to-Gas mit Speicher	$E_{max} > 0$	$\varepsilon \geq 0$	$w = 0$	RL^+, RL^-

Wind und PV-Anlagen können durch die Abregelung der dargebotsabhängigen Leistung negative Regelleistung bereitstellen. Technisch möglich wäre auch eine konstante Drosselung der verfügbaren Leistung, um die Differenz als positive Regelleistung anzubieten. Die dadurch dauerhaft entgangenen Einnahmen lassen eine solche Fahrweise jedoch nur bei hohen Preisen für positive Regelleistung vorteilhaft erscheinen, sodass lediglich ein negatives Regelleistungspotenzial angenommen wird. Biogasanlagen, Batteriespeicher, Elektroautos, Power-to-Heat- und Power-to-Gas-Anlagen sind durch ihre flexible Fahrweise in der Lage sowohl positive als auch negative Regelleistung zu erbringen.

3.4 Netzdienliche Flexibilität

Der Bedarf zur netzdienlichen Flexibilitätsbewirtschaftung wird auf Grundlage der marktdienlich bestimmten Fahrpläne und der für Regelleistung reservierten Leistung bestimmt. In Abbildung 3-7 wird der Ablauf zur Bestimmung der netzdienlichen Fahrpläne dargestellt.

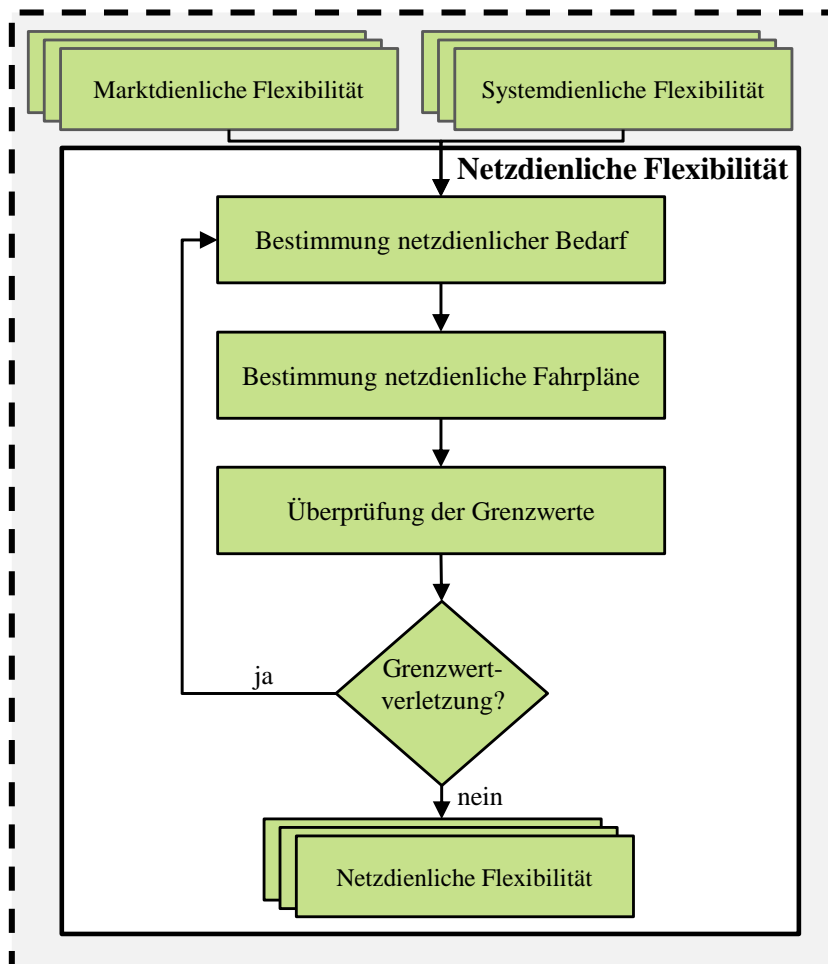


Abbildung 3-7: Programmablauf zur Bestimmung der netzdienlichen Flexibilität

Die netzdienliche Flexibilität wird als Wirkleistungsänderung gegenüber den markt- und netzdienlichen Fahrplänen bestimmt. Wird eine Verletzung des Spannungsbandes bestimmt, findet zunächst eine vorgelagerte Spannungsregelung statt, die nachfolgend beschrieben wird. Bleiben daraufhin Grenzwertverletzungen bestehen, wird der Bedarf an netzdienlicher Flexibilität, im Sinne einer Wirkleistungsänderung der Flexibilitätsoptionen, bestimmt. Die Wirkung jeder Flexibilitätsoption auf die Grenzwertverletzung wird dabei auf Grundlage linearisierter Sensitivitäten bestimmt. Dieser Prozess wird für jede Grenzwertverletzung wiederholt. Anschließend wird ein gemischt-ganzzahliges Optimierungsproblem zur Bestimmung der netzdienlichen Flexibilität formuliert und gelöst.

3.4.1 Bestimmung des netzdienlichen Bedarfs

Die Aktivierung der Regelleistung unterliegt stochastischen Ereignissen und lässt sich ex ante nicht sicher bestimmen. Diese Unsicherheit wird bei der Modellierung des Netzbetriebs mit einer Variantenrechnung berücksichtigt. So wird im Basisfall angenommen, dass keine Regelleistung eingesetzt wird. In der Variante 1 bzw. 2 wird die vollständige Aktivierung positiver bzw. negativer Regelleistung unterstellt. Für die drei Varianten werden die Knotenspannungen und Stromflüsse über die Betriebsmittel geprüft und eventuelle Grenzwertverletzungen berechnet und für die anschließende Optimierung gespeichert. In Abbildung 3-8 ist der Ablauf zur Prüfung der Grenzwertverletzungen dargestellt.

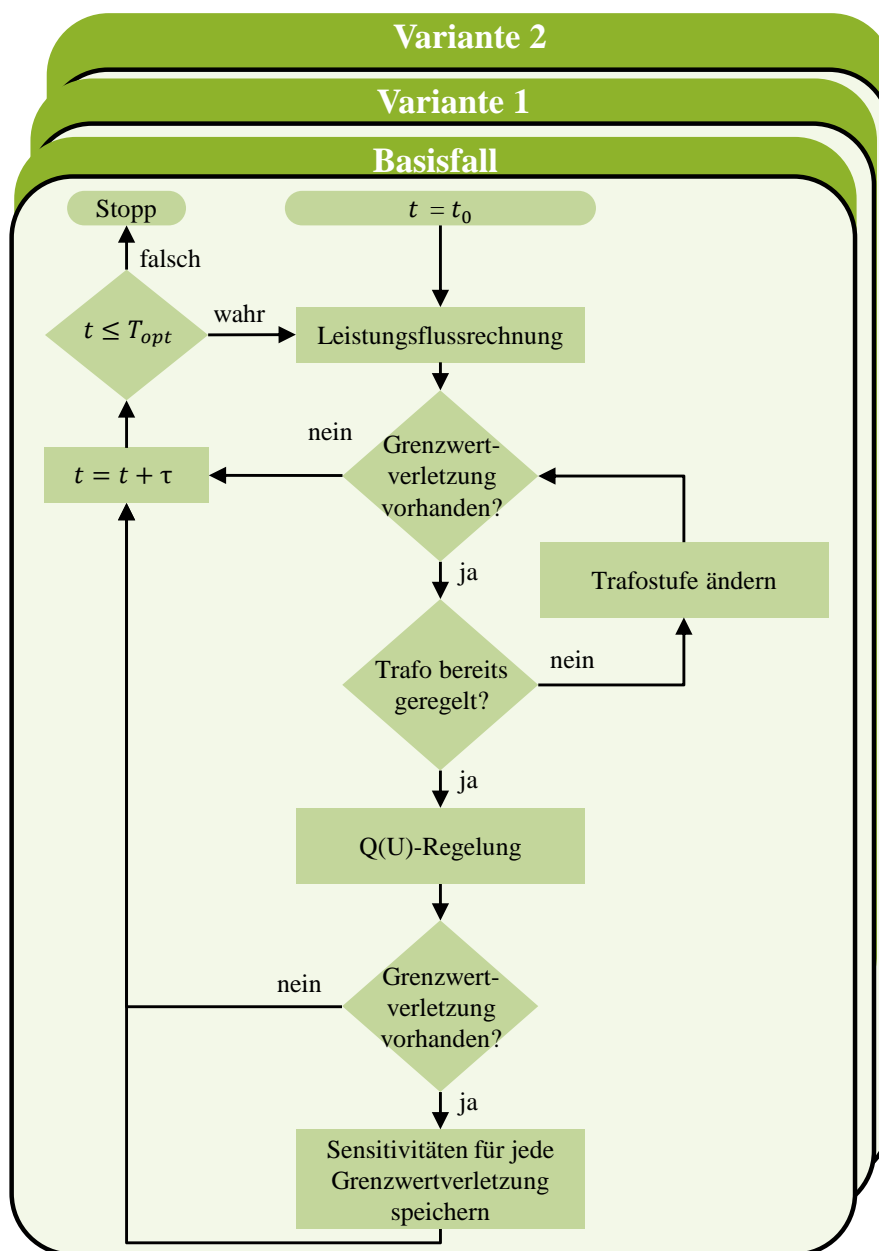


Abbildung 3-8: Programmablauf zur Bestimmung des netzdienlichen Flexibilitätsbedarfs

Um der Tatsache Rechnung zu tragen, dass das elektrische Verteilnetz von verschiedenen Netzbetreibern betrieben wird, die im Zuge des Engpassmanagements die Wirkung auf die anderen Netzbetreiber berücksichtigen müssen, wird das betrachtete, gesamte Netzmodell \mathcal{G} in mehrere galvanisch entkoppelte Sub-Netze aufgeteilt. Für jedes Sub-Netz $g \in \mathcal{G}$ wird, beginnend mit dem ersten Zeitpunkt t_0 des Planungszeitraums T , eine Leistungsflussrechnung mit Hilfe des *Newton-Raphson-Verfahrens* durchgeführt, welches in [105] ausführlich beschrieben wird. Aus den daraus erlangten komplexen Knotenspannungen \underline{U}_i werden mit Hilfe der Admittanzmatrix \mathbf{Y}_k die Leistungsflüsse \underline{S}_{ij} zwischen zwei Knoten i und j wie folgt berechnet:

$$\underline{S}_{ij}^* = P_{ij} - jQ_{ij} = \underline{U}_i^* (\underline{U}_i - \underline{U}_j) \underline{Y}_{ij} + U_i^2 \underline{Y}_{i0} \quad (24)$$

Der entsprechende Stromfluss zwischen Knoten i und j ergibt sich aus:

$$\underline{I}_{ij} = (\underline{U}_i - \underline{U}_j) \underline{Y}_{ij} + \underline{U}_i \underline{Y}_{ij} \quad (25)$$

Für die Einhaltung des Spannungsbandes muss für den Spannungsbetrag jedes Knotens i gelten:

$$U_{\min} < |\underline{U}_i| < U_{\max} \quad (26)$$

Für jede Leitung und jeden Transformator wird die thermische Belastbarkeit anhand der maximalen Stromstärke begrenzt:

$$|\underline{I}| < I_{\max} \quad (27)$$

Im Falle einer Spannungsbandverletzung stehen im Modell zwei spannungsregelnde Maßnahmen zur Verfügung. Zunächst wird mit Hilfe von regelbaren Transformatoren und anschließend mit Hilfe einer Blindleistungsregelung der verfügbaren Flexibilitätsoptionen die Spannung geregelt. Dabei folgt die Reihenfolge den Ergebnissen aus [106].

Regelbare Ortsnetztransformatoren werden so modelliert, dass aufgrund einer unterspannungsseitigen Spannungsbandverletzung das Übertragungsverhältnis geändert wird, sodass sich die Spannung aller angeschlossenen unterspannungsseitigen Stränge verändert. Es wird eine Spannungsmessung an jedem Knoten $k \in \mathcal{K}$ unterstellt. Kommt es in verschiedenen Strängen des Netzes zu gegenläufigen Spannungsbandverletzungen, wird die Transformatorstufe so gewählt, dass die Summe der Beträge aller Spannungsbandverletzungen U_{sum} minimiert wird, für die gilt:

$$U_{Sum} = \begin{cases} \sum_k |U_k - U_{min}|, & \text{für } U_k < 1 \\ \sum_k |U_k - U_{max}|, & \text{für } U_k > 1 \end{cases} \quad \forall k \in \mathcal{K} \quad (28)$$

In der Praxis werden für regelbare Transformatoren Verzögerungszeiten definiert, die unnötige Schaltungen bei Schwankungen nahe der Schaltschwelle verhindern. In [107] wird eine minimale Verzögerungszeit von 10 s vorgegeben. Da die Simulationsschrittweite des Gesamtmodells um ein Vielfaches größer ist, wird diese Verzögerungszeit vernachlässigt und die Transformatorstufung bei jeder Über- bzw. Unterschreitung der Schaltschwelle durchgeführt.

Die Modellierung der Blindleistungsregelung folgt den Vorgaben der Norm VDE-AR-N 4105. Es wird die Möglichkeit der Vorgabe einer $Q(U)$ -Kennlinie für Erzeuger und Speicher ausgewählt und ins Modell integriert. Dabei wird für Umrichter-gekoppelte Erzeugungsanlagen und Speicher mit einer maximalen Scheinleistung von $S_{max} \leq 4,6 \text{ kVA}$ ein fester Leistungsfaktor $\cos \varphi$ von 0,95 untererregt bis 0,95 übererregt vorgegeben. Für Erzeugungsanlagen und Speicher mit einer maximalen Leistung von $S_{max} > 4,6 \text{ kVA}$ wird die in Abbildung 3-9 dargestellte $Q(U)$ -Kennlinie vorgegeben.

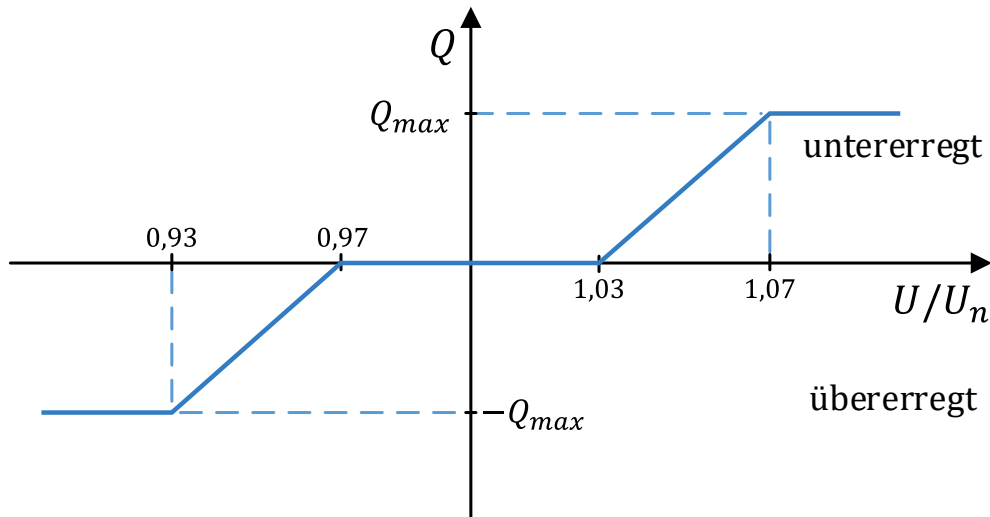


Abbildung 3-9: Standardkennlinie nach VDE-AR-N 4105 für Erzeuger und Speicher größer 4,6 kVA

Für die dargestellte Kennlinie ergibt sich unter Vorgabe der Norm ein Leistungsfaktor $\cos \varphi$ zwischen 0,9 untererregt und 0,9 übererregt. Analog zu den Schaltzeiten von regelbaren Transformatoren, wird aufgrund der wesentlich größeren Simulationsschrittweite, die Verzögerungszeit der $Q(U)$ -Regelung vernachlässigt.

Grenzwertverletzungen die nach der Spannungsregelung fortbestehen, müssen durch Anpassungen der Wirkleistung behoben werden. Um die Wirkung einer Wirkleistungsanpassung auf das überlastete Betriebsmittel bzw. die Knotenspannung zu bestimmen, wird auf Teilergebnisse des Newton-Raphson-Verfahrens zur Lösung der Lastflussrechnung zurückgegriffen. In diesem Verfahren werden die partiellen Ableitungen der komplexen Knotenleistungen und Knotenspannungen nach Spannungsbetrag $|U_m|$ und nach Spannungswinkel δ_m aller Knotenspannungen bestimmt. Durch Anwendung dieser Ableitungen wird schließlich die Sensitivität als Änderung der Wirk- bzw. Blindleistung eines jeden Knotens auf die Änderung des Wirkleistungsflusses zwischen zwei Knoten und die Änderung des Spannungsbetrags bestimmt. Dieses Verfahren wurde bereits in einer Veröffentlichung [FE2] des Autors beschrieben und beruht auf [108] und [109].

Aus dem Newton-Raphson-Verfahren ergibt sich:

$$\begin{bmatrix} \frac{\partial P_{ij}}{\partial \delta_m} \\ \frac{\partial P_{ij}}{\partial |U_m|} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{\partial P_k}{\partial \delta_m} & \frac{\partial Q_k}{\partial \delta_m} \\ \frac{\partial P_k}{\partial |U_m|} & \frac{\partial Q_k}{\partial |U_m|} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \frac{\partial P_{ij}}{\partial P_k} \\ \frac{\partial P_{ij}}{\partial Q_k} \end{bmatrix} = [J^T] \begin{bmatrix} \frac{\partial P_{ij}}{\partial P_k} \\ \frac{\partial P_{ij}}{\partial Q_k} \end{bmatrix} \quad (29)$$

Dabei werden die partiellen Ableitungen der Wirkleistungsänderungen bzw. der Blindleistungsänderungen jedes Knotens k nach Winkel δ_m und Betrag $|U_m|$ zur sogenannten Jacobi-Matrix J zusammengefasst. Diese Matrix wird aus der letzten Iteration der Lastflussberechnung entnommen. Aus der Inversen lässt sich $\partial|U_m|/\partial P_k$ als die Änderung des Spannungsbetrags bei einer Wirkleistungsänderung an Knoten k ablesen und analog $\partial|U_m|/\partial Q_k$ bei Änderung der Blindleistung an Knoten k . Durch Invertieren der Jacobi-Matrix lässt sich Gleichung (29) zu Gleichung (30) umformen.

$$\begin{bmatrix} \frac{\partial P_{ij}}{\partial P_k} \\ \frac{\partial P_{ij}}{\partial Q_k} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{\partial \delta_m}{\partial P_k} & \frac{\partial \delta_m}{\partial Q_k} \\ \frac{\partial |U_m|}{\partial P_k} & \frac{\partial |U_m|}{\partial Q_k} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \frac{\partial P_{ij}}{\partial \delta_m} \\ \frac{\partial P_{ij}}{\partial |U_m|} \end{bmatrix} = [J^T]^{-1} \begin{bmatrix} \frac{\partial P_{ij}}{\partial \delta_m} \\ \frac{\partial P_{ij}}{\partial |U_m|} \end{bmatrix} \quad (30)$$

Der Vektor $\partial P_{ij}/\partial P_k$ beschreibt die Wirkleistungsänderung zwischen den Knoten i und j bei einer Wirkleistungsänderung an Knoten k . $\partial P_{ij}/\partial Q_k$ beschreibt analog die Änderung aufgrund einer Blindleistungsänderung an Knoten k .

Unter der Annahme eines konstanten Leistungsfaktors $\cos \varphi$ bei einer Wirkleistungsveränderung am Knoten k ergeben sich die Leistungsfluss sensitivitäten $s_{k,ij}^P$

für den Leistungsfluss zwischen den Knoten i und j nach Formel (31) und die Spannungssensitivitäten $s_{k,m}^U$ für den Knoten m nach Formel (32):

$$s_{k,ij}^P = \frac{\partial P_{ij}}{\partial P_k} + \frac{\partial P_{ij}}{\partial Q_k} \tan \varphi \quad (31)$$

$$s_{k,m}^U = \frac{\partial |U_m|}{\partial P_k} + \frac{\partial |U_m|}{\partial Q_k} \tan \varphi \quad (32)$$

Um den für einen sicheren Netzbetrieb notwendigen Bedarf an Wirkleistungsanpassungen der Flexibilitätsoptionen zu bestimmen, wird das Optimierungsziel so definiert, dass die Abweichung zu dem ursprünglichen, marktdienlichen Flexibilitätseinsatz minimiert wird. Durch diese Vorgehensweise werden explizit Anlagen mit einer höheren Wirkung auf die Grenzwertverletzung bevorzugt und eine Bestimmung möglicher Kosten umgangen. Die Einhaltung der technischen Betriebsgrenzen wird durch die Anwendung des *Power Node Framework* sichergestellt. Daraus ergibt sich für die netzdienliche Flexibilitätsbewirtschaftung aller überlasteten Betriebsmittel zwischen Knoten i und j und der Knoten \mathcal{K} , deren Knotenspannung außerhalb des Spannungsbandes liegt, folgendes Optimierungsproblem:

$$\min \sum_t \sum_n |(P_{alt,n,t}^{in} + P_{alt,n,t}^{out}) - (P_{n,t}^{in} + P_{n,t}^{out})| \quad (33)$$

$$\text{u. d. N.: } (I_{ij,\max} - I_{ij,alt})U_i$$

$$> \sum_k \sum_n s_{k,ij}^P \sum_k \sum_n s_{k,m}^U ((P_{alt,n,t}^{in} - P_{alt,n,t}^{out}) - ((P_{n,t}^{in} - P_{n,t}^{out})) \quad (34)$$

$$U_{m,\max} - U_{m,alt} > \sum_k \sum_n s_{k,m}^U ((P_{alt,n,t}^{in} - P_{alt,n,t}^{out}) - ((P_{n,t}^{in} - P_{n,t}^{out})) \quad (35)$$

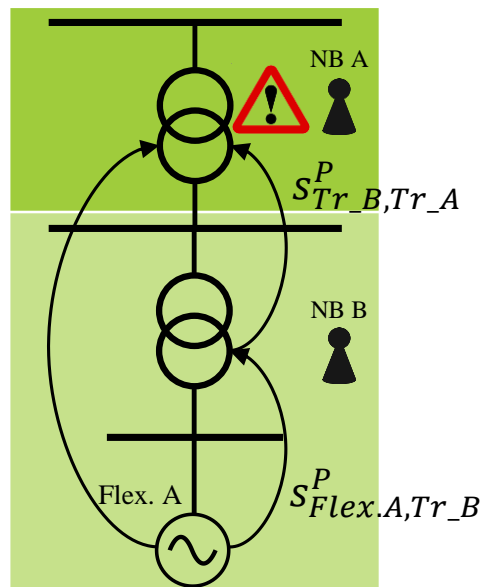
$$\forall t \in T, n \in \mathcal{N}, k, i, j, m \in \mathcal{K}$$

Aufgrund der Betriebspunktabhängigkeit der linearisierten Sensitivitäten, ist eine erneute Überprüfung der Grenzwerte mit Hilfe einer Lastflussrechnung notwendig. Vor diesem Hintergrund werden zur Reduktion der Problemkomplexität, abweichend zu klassischen OPF-Verfahren, nur die Betriebsgrenzen der überlasteten Betriebsmittel in die Nebenbedingungen einbezogen. Kommt es durch die Lösung des Problems an anderer Stelle zu weiteren Grenzwertverletzungen, wird das

ursprüngliche Problem, um die neuen Grenzwertverletzungen erweitert und erneut gelöst.

3.4.2 Berücksichtigung vor- und nachgelagerter Netzebenen

Nach Vorbild des in der Praxis implementierten *Redispatch 2.0* wird ebenfalls die Möglichkeit zur Beeinflussung von Flexibilitätsoptionen aus anderen Sub-Netzen zur Behebung von Grenzwertverletzungen genutzt. Ist das in den Formeln (34) und (35) beschriebene Problem mit den Flexibilitätsoptionen des Subnetzes nicht lösbar, werden ebenfalls Flexibilitätsoptionen unterlagerter Netzebenen zur Lösung des Problems einbezogen. Die Sensitivitäten der unterlagerter Netzebenen, werden entsprechend mit den Sensitivitäten der Netzebene multipliziert, wie in Abbildung 3-10 beispielhaft dargestellt.



$$S_{Flex.A,Tr_A}^P = S_{Tr_B,Tr_A}^P \cdot S_{Flex.A,Tr_B}^P$$

Abbildung 3-10: Bestimmung von Netzebenen-übergreifender Sensitivitäten

Für den beispielhaft überlasteten Transformator der Netzebene A entspricht die Wirkung der Flexibilitätsoption A der Multiplikation der Sensitivität der Flexibilitätsoption A auf den Transformator B mit der Sensitivität des Transformators B auf den Transformator A.

3.4.3 (n-1)-Kriterium und Unsicherheiten

Da das entwickelte Modell zur Bestimmung der netzdienlichen Flexibilität für die Betriebsplanung eines Verteilnetzes ausgelegt ist und somit ein präventives Engpassmanagement darstellt, wird das (n-1)-Kriterium im Rahmen der vorherrschenden Planungs- und Betriebsgrundsätze berücksichtigt. Für die Hochspannungsebene gilt nach diesen Grundsätzen das (n-1)-Kriterium. Um dies im Modell zu berücksichtigen, werden die Grenzwerte für die Betriebsmittelauslastung um einen Sicherheitsfaktor β reduziert, sodass bei einem (n-1)-relevanten Betriebsmittelausfall die Grenzwerte der übrigen Betriebsmittel nicht überschritten werden. Dieser Sicherheitsfaktor hängt von der Netzstruktur ab und liegt bei ungefähr 30 % [110, 111]. Da die berechneten Sensitivitäten die partiellen Ableitungen in dem Betriebspunkt des überlasteten Netzzustands enthalten, besteht für den neuen Betriebspunkt ein Fehler. Darüber hinaus existieren weitere Unsicherheiten im Netzbetrieb, denen mit einer weiteren Erhöhung des Sicherheitsfaktors begegnet wird. Zur Berücksichtigung dieser Unsicherheiten wird der Sicherheitsfaktor β um zehn Prozentpunkte erhöht.

Grenzwertverletzungen aufgrund der Berücksichtigung der maximal abrufbaren Regelleistung, führen bei einer Verletzung des (n-1)-Kriteriums im Modell nicht dazu, dass eine Wirkleistungsanpassung der Flexibilitätsoptionen vorgenommen wird. Da die Berücksichtigung der Regelleistung in den beiden Varianten auf Extremszenarien beruht, wird die Wahrscheinlichkeit des Auftretens im Zusammenhang mit einem (n-1)-Ausfall vernachlässigt.

3.4.4 Bestimmung der netzdienlichen Fahrpläne

Das in den Formeln (33)-(35) beschriebene Optimierungsproblem zur Bestimmung der netzdienlichen Fahrpläne, stellt ein gemischt-ganzzahliges Optimierungsproblem dar, für dessen Lösung eine Vielzahl etablierter Software-Lösungen existieren. Um sicherzustellen, dass das Verfahren stets eine gültige Lösung hinsichtlich der Auflösung der Grenzwertverletzungen findet, werden zudem Slack-Variablen sl_{ij} und sl_m eingeführt. Falls die technischen Anlagen-Restriktionen die Auflösung der Grenzwertverletzung nicht zulassen, werden diese Slack-Variablen genutzt. Die Nutzung dieser Variablen wird so gedeutet, dass die Auflösung mit Hilfe der verfügbaren Flexibilität nicht möglich ist und weitere Notfallmaßnahmen der Netzbetriebsführung erfolgen müssen, die im Rahmen dieser Arbeit nicht weiter modelliert werden. Die Nebenbedingungen erweitern sich so zu:

$$\begin{aligned}
 & \left((I_{ij,max} + sl_{ij,t}) - I_{ij,alt} \right) U_i \\
 & > \sum_k \sum_n s_{k,ij}^P \sum_k \sum_n s_{k,m}^U \left((P_{alt,n,t}^{in} - P_{alt,n,t}^{out}) \right. \\
 & \qquad \qquad \qquad \left. - (P_{n,t}^{in} - P_{n,t}^{out}) \right) \quad (36)
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 & U_{m,max} + sl_m(t) - U_{m,alt} \\
 & > \sum_k \sum_n s_{k,m}^U \left(P_{alt,n,t}^{in} - P_{alt,n,t}^{out} \right) - (P_{n,t}^{in} - P_{n,t}^{out}) \quad (37)
 \end{aligned}$$

$$\forall t \in T, n \in \mathcal{N}, k, i, j, m \in \mathcal{K}$$

3.5 Zusammenfassung

In diesem Kapitel wird der Einsatz dezentraler Flexibilitätsoptionen für drei verschiedene Anwendungsfälle modelliert. Als Grundlage wird dafür ein abstraktes Flexibilitätsmodell verwendet. Mit diesem werden die technischen Restriktionen der Anlagen beschrieben. Für unterschiedliche Technologien lässt sich dieses Modell parametrieren, sodass sich alle gängigen Flexibilitätsoptionen modellieren lassen. Um die Einsatzentscheidungen der markt- und systemdienlichen Flexibilität unabhängig von der regulatorischen Ausgestaltung bezüglich der Förderung von Technologien, Umlagen und Entgelten zu treffen, wird ein kostenneutraler Ansatz gewählt. Als Entscheidungsgröße für den Einsatz wird die systemweite Residuallast bestimmt. Um das Verhalten der Residuallast mit den Wetterbedingungen des modellierten Verteilnetzes und der darin enthaltenen Flexibilitätsoptionen abzustimmen, wird ein wetterabhängiges Residuallast-Modell entwickelt. Auf Grundlage mehrerer Aggregationsgebiete wird so die EE-Einspeisung berechnet und zur Residuallast überführt.

Der marktdienliche Flexibilitätseinsatz wird weiter in eine Eigenverbrauchsoptimierung und die vollständige Marktintegration aufgeteilt. Bei der Eigenverbrauchsoptimierung wird der Austausch am Netzverknüpfungspunkt minimiert, wohingegen bei der Marktintegration die Residuallast als virtuelles Preissignal interpretiert wird. Zusammen mit den Nebenbedingungen des abstrakten Flexibilitätsmodells ergibt sich so ein GGLP für die Einsatzentscheidung. Für den systemdienlichen Flexibilitätseinsatz werden, in Übereinstimmung mit den vorherrschenden Ausschreibungszeiträumen der Regelleistungsmärkte, Zeiten für die

Regelleistungsvorhaltung reserviert. Da kein expliziter Regelleistungsabruf, beispielsweise auf Grundlage einer Frequenz-Simulation, stattfindet, muss ein möglicher Abruf in der Betriebsplanung des Verteilnetzes berücksichtigt werden. Dies geschieht dadurch, dass für die Betriebsplanung einmal von dem vollständigen positiven und einmal von dem vollständigen negativen Regelleistungsabruf ausgegangen wird. Für die Bestimmung der netzdienlichen Flexibilität werden also die Grenzwerte auf Grundlage der markt- und systemdienlichen Fahrpläne überprüft. Für Spannungsband-Verletzungen stehen Maßnahmen der Spannungsregelung zur Verfügung. So lässt sich zum einen die Blindleistungsbereitstellung der dezentralen Flexibilitätsoptionen anpassen und zum anderen kann mit Hilfe von unter Last stufbaren Transformatoren das Spannungsniveau des unterspannungsseitigen Netzabganges angepasst werden. Darüber hinaus wird zur Lösung der bestehenbleibenden Grenzwertverletzungen die notwendige Wirkleistungsanpassung der Flexibilitätsoptionen als netzdienliche Flexibilität bestimmt. Dazu werden linearisierte Spannungs- und Leistungsflusssensitivitäten bestimmt. Hieraus ergibt sich erneut ein GGLP. Da die Sensitivitäten in dem Betriebspunkt der Überlastung linearisiert sind, werden die netzdienlichen Fahrpläne erneut überprüft. Falls aufgrund des Linearisierungs-Fehlers oder an einer anderen Stelle des simulierten Verteilnetzes neue Grenzwertverletzungen auftreten, wird das ursprüngliche GGLP um die neuen Nebenbedingungen erweitert. Da dieses Verfahren auf die Betriebsplanung abzielt, stellt es ein präventives Engpassmanagement dar, so dass bei der Bestimmung der Maßnahmen (n-1)-Kriterien berücksichtigt werden.

4 Multifunktionaler Einsatz simulierter Flexibilitätsoptionen

Das entwickelte Modell bietet die Möglichkeit die Wechselwirkungen der verschiedenen Anwendungsfälle des Flexibilitätseinsatzes mit der Betriebsplanung elektrischer Verteilnetze zu untersuchen. Da diese Wechselwirkungen vor allem mit fortschreitendem Ausbau von EE, einer fortschreitenden Sektorenkopplung und einer sinkenden Netzreserve relevant für die Betriebsplanung werden, wird das erstellte Modell im Folgenden für ein Zukunftsszenario parametrisiert und für ausgewählte Zeiträume untersucht.

Die Untersuchungen werden anhand eines Benchmark-Datensatzes aus dem Projekt *Simbench*³ durchgeführt. Dieser Datensatz enthält Parameter zur statischen Modellierung von Stromnetzen von der Nieder- bis zur Höchstspannungsebene. Darüber hinaus sind für verschiedene Szenarien dezentrale Flexibilitätsoptionen und Lasten in den Netzen verortet, für die wiederum Zeitreihen bezüglich des elektrischen Verbrauchs bzw. der Einspeisung hinterlegt sind. Die Szenarien bilden die Zeithorizonte von „heute“, „morgen“ und „übermorgen“ ab. Für die Untersuchungen in diesem Kapitel wird der Datensatz *1-MVLV-rural-4.101-2-no_sw* ausgewählt, der dem Zeithorizont „übermorgen“, ohne die Modellierung von Schaltern entspricht. In ebendiesem ist ein ländliches Mittelspannungsnetz enthalten. Für die unterlagerten Ortsnetze ist ein Niederspannungsnetz detailliert modelliert, die restlichen Ortsnetze sind aggregiert enthalten und werden in Form von Zeitreihen für unflexible Last und Flexibilitätsoptionen dargestellt. Das in dieser Arbeit entwickelte Residuallast-Modell wird gemäß dem Szenario-Rahmen des Netzentwicklungsplans 2030, Szenario B aus dem Jahr 2017 (siehe [112]) parametrisiert. Die Wetterdaten stammen aus dem *COSMO-EU*-Modell des Deutschen Wetterdienstes [113–115].

4.1 Programmiertechnische Implementierung

Die verschiedenen Modell-Teile werden als Simulatoren in dem Co-Simulationsframework *mosaik* implementiert, welches die Orchestrierung und den Datenaustausch übernimmt. Die Co-Simulationssoftware basiert auf der Programmierspra-

³ <https://simbench.de/>

che *Python*. Darüber hinaus existieren Programmierschnittstelle zu anderen gängigen Programmiersprachen wie *Java* oder *C#* [116]. Die implementierten Simulatoren sind in Abbildung 4-1 dargestellt.

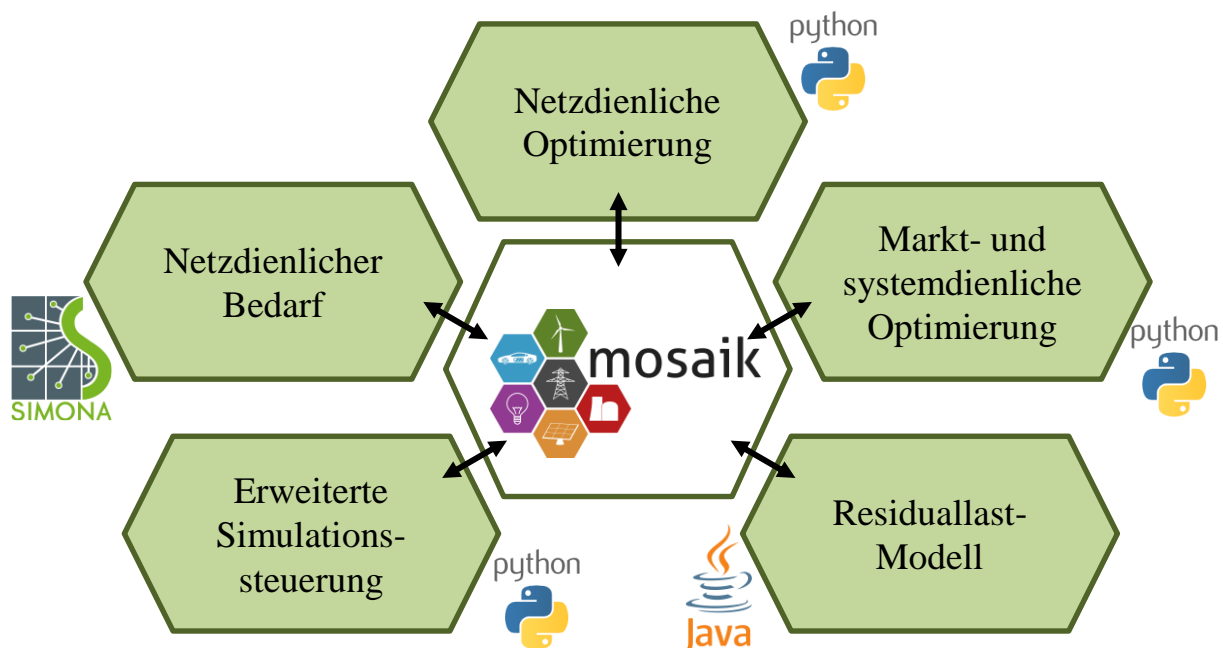


Abbildung 4-1: Simulations-Architektur zur Simulation der multifunktionalen Flexibilitätsbewirtschaftung

Die Aufgaben der dargestellten Simulatoren und deren Implementierung werden im Folgenden beschrieben.

Residuallast-Modell: Der Simulator zur Berechnung der Residuallast ist in der Programmiersprache *Java* implementiert. Als Eingangsdaten erhält dieser die Zeit des aktuellen Planungszeitraums und die Wetterdaten für den entsprechenden Zeitraum. Vor Beginn der Simulation werden Annahmen über das Energiesystem bezüglich der installierten Leistung von EE und deren Verortung definiert. Als Ausgangsdaten wird die Residuallast für jeden Zeitschritt des Planungszeitraums zurückgegeben.

Markt- und systemdienliche Optimierung: Der Simulator zur Bestimmung des markt- und systemdienlichen Flexibilitätseinsatzes ist in der Programmiersprache *Python* implementiert. Es wird für einzelne Flexibilitätsoptionen und für mehrere, miteinander kombinierte Flexibilitätsoptionen ein gemischt-ganzzahliges Optimierungsproblem aufgestellt und mit Hilfe des kommerziellen Solvers *Gurobi*⁴ gelöst. Als Eingangsdaten erhält der Simulator neben der Zeit, die Residuallast,

⁴ <https://www.gurobi.com/>

den Anteil der systemdienlich zu reservierenden Flexibilität und den Flexibilitätseinsatz des vorausgegangenen Planungszeitraums. Die technischen Parameter der Flexibilitätsoptionen sind aus dem *Simbench*-Datensatz entnommen.

Netzdienlicher Bedarf: Zur Überprüfung der Grenzwerte des betrachteten Verteilnetzes und zur Bestimmung des netzdienlichen Flexibilitätsbedarfs, wird die agentenbasierte Stromnetzsimulations-Software *Simona* benutzt [100, 102, 117, 118]. Für dieses auf den Programmiersprachen *Java* und *Scala* basierende Simulationswerkzeug wurde eine entsprechende mosaik-Schnittstelle implementiert und Anpassungen bezüglich des zeitlichen Simulationsablaufs vorgenommen, sodass dieser Simulator als Eingangsdaten die Fahrpläne der markt- und systemdienlich eingesetzten Flexibilität und der weiteren, nicht flexiblen Anlagen aus dem *Simbench*-Datensatz erhält. Der in [117] beschriebene Dekompositionsansatz in *Simona* eignet sich zudem um den netzdienlichen Flexibilitätsbedarf innerhalb der Subnetze zu bestimmen. Nach Bestimmung der netzdienlichen Fahrpläne wird die resultierende Wirkung auf das simulierte Netz erneut überprüft. Als Ausgangsdaten werden mögliche Grenzwertverletzungen und die Wirkung der vorhandenen Flexibilitätsoptionen auf diese, als Leistungsfluss- oder Spannungssensitivitäten formuliert, übergeben. Keine Ausgangsdaten signalisieren der Simulationssteuerung Konvergenz für diesen Planungszeitraum.

Netzdienliche Optimierung: Auf Grundlage der markt- und systemdienlichen Fahrpläne, der zur Verfügung stehenden Flexibilität, der Grenzwertverletzungen des Netzes und der Wirkung der Flexibilitätsoptionen auf diese, wird in diesem, in *Python* implementierten, Simulator der netzdienliche Flexibilitätseinsatz bestimmt. Für die Lösung des Optimierungsproblems wird ebenfalls der *Gurobi*-Solver verwendet.

Erweiterte Simulationssteuerung: Dieser in *Python* implementierte Simulator, teilt den anderen Simulatoren das Datum und die Uhrzeit des zu simulierenden Planungszeitraums mit. Darüber hinaus prüft dieser, inwiefern die Planungsphase für den entsprechenden Zeitraum erfolgreich abgeschlossen wurde und das nächste Intervall beginnen kann. Der Planungszeitraum wird anhand dieses Simulators auf 24 h gesetzt. Die Optimierungszeit wird hingegen auf 30 h gesetzt, sodass anhand der Simulationssteuerung ein *Sliding Window* entsteht. Die Simulationsschrittweite τ beträgt 15 min.

Der Programmablauf für die beschriebenen Simulatoren ist in Abbildung 4-2 dargestellt.

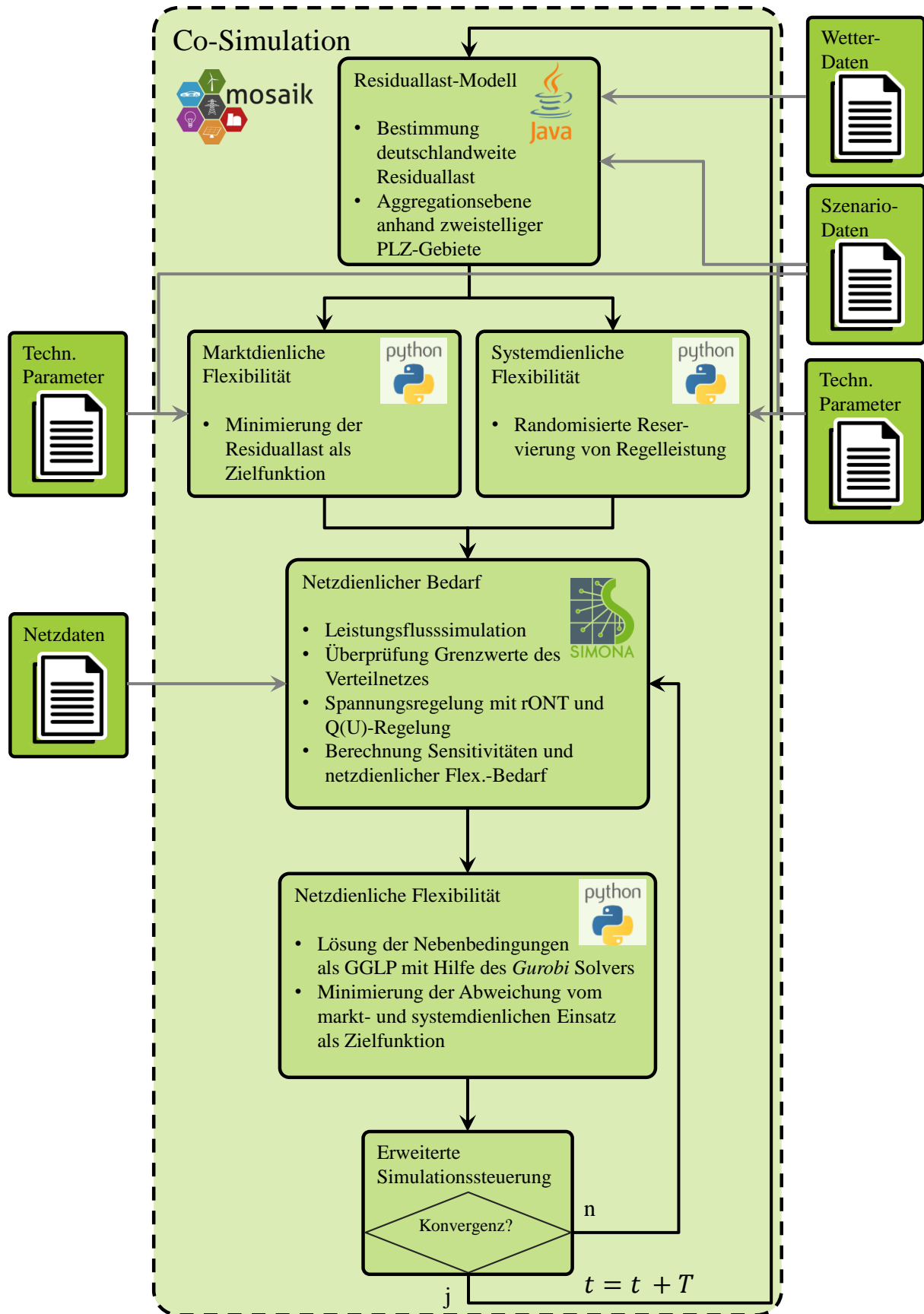


Abbildung 4-2: Implementierter Programmablauf zur Bestimmung des markt-, system- und netzdienlichen Flexibilitätseinsatzes

Vor dem Start der Simulation werden die statischen Eingangsparameter für die Simulatoren bestimmt. Für das Residuallast-Modell werden dafür Wetterdaten für jedes Aggregationsgebiet bereitgestellt. Wie in Kapitel 3.2 beschrieben, werden dafür die zweistelligen-Postleitzahlgebiete Deutschlands verwendet. Das simulierte Verteilnetz ist in Abbildung 4-3 dargestellt.

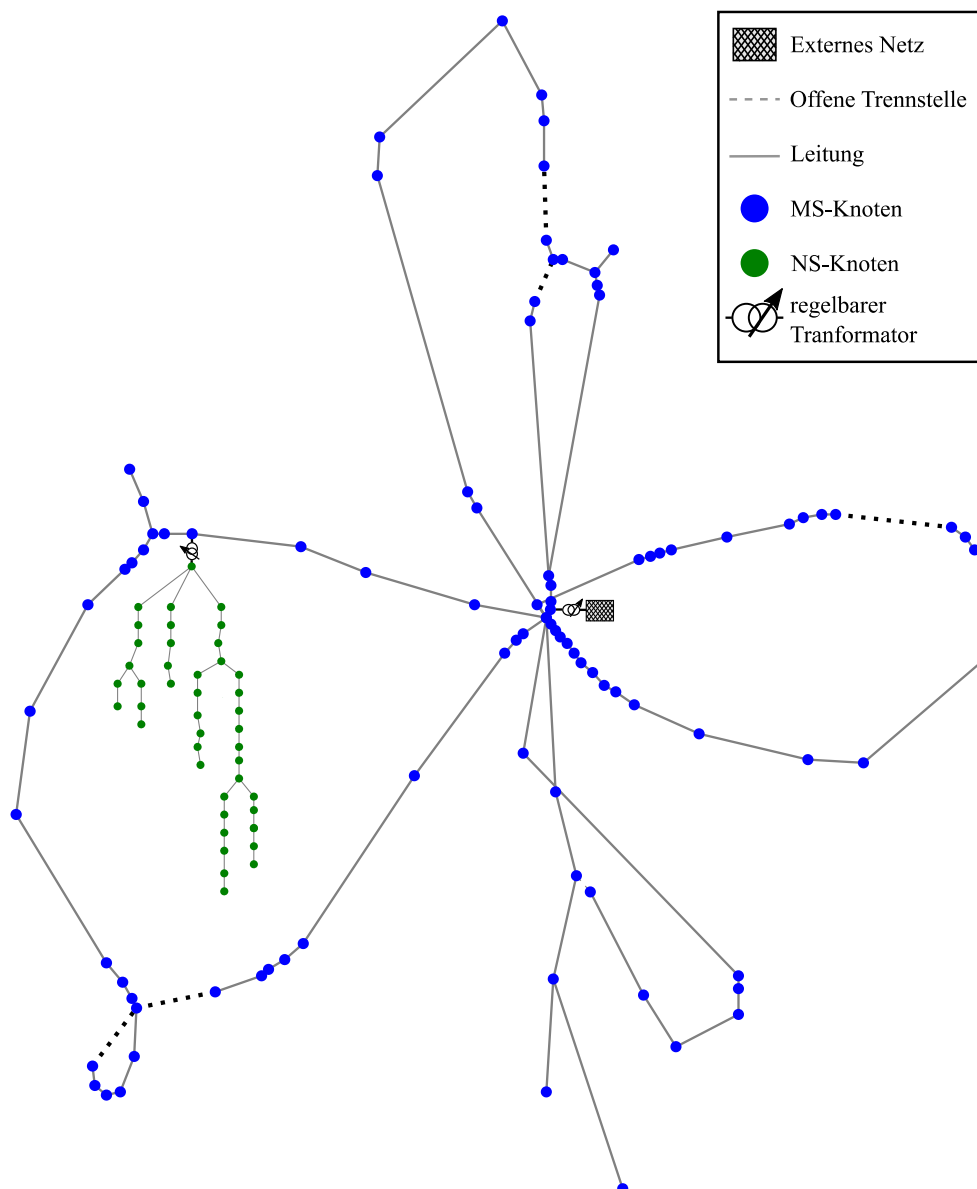


Abbildung 4-3: Simbench Netz "1-MVLV-rural-4.101-2-no_sw"; Modell eines ländlichen Mittelspannungsnetzes, inklusive der Modellierung eines unterlagerten Niederspannungsnetzes

Das dargestellte 20 kV-Mittelspannungsnetz-Modell weist eine Ringnetz-Struktur auf, welche mit Hilfe von geöffneten Trennstellen wie ein Strahlennetz betrieben wird. Es weist mehrere unterlagerte Niederspannungsnetze auf. Dabei wird

eines, wie abgebildet, durch ein detailliertes 0,4 kV - Niederspannungsnetz-Modell abgebildet. Die restlichen Ortsnetze werden durch Aggregationsmodelle abgebildet. Die Transformatorstufen des Hochspannung/Mittelspannung- (HS/MS) und des Ortsnetztransformators des detaillierten NS-Netzes sind in der Simulation unter Last stufbar und damit für die Simulation frei regulierbar. Für den betrachteten Anwendungsfall werden die im Datensatz enthaltenen Batteriespeicher ersetzt, sodass die Flexibilität dieser Anlagen in den verschiedenen Stufen der Optimierung zur Verfügung steht. Die verwendeten Simulationsparameter sind in Tabelle A-1 enthalten. Darüber hinaus ist es möglich die Einspeisung der EE für den system- und netzdienlichen Flexibilitätseinsatz zu reduzieren. Das Verhalten der enthaltenen Lasten ist nicht flexibel modelliert.

4.2 Demonstration der simulativen Anwendung

Im Folgenden werden für die dezentralen Flexibilitätsoptionen verschiedene Annahmen getroffen, die anhand von drei Szenarien untersucht werden. Die Residuallast wird als Entscheidungsbasis für die Auswahl der Untersuchungszeiträume hinsichtlich markanter Größen ausgewertet. Anhand dieser Zeiträume wird zunächst die vollständige Marktintegration der vorhandenen Flexibilitätsoptionen angenommen. Daraufhin wird eine eigenverbrauchsoptimierte Betriebsweise der Batteriespeicher diskutiert und schließlich der Einfluss einer zusätzlichen systemdienlichen Vermarktung aufgezeigt. Abschließend werden die vorgestellten Ergebnisse bewertet.

4.2.1 Auswahl der Planungszeiträume anhand des Residuallast-Modells

Die Residuallast dient für die folgenden Simulationen als wesentliche Größe, nach der sich der Flexibilitätsbedarf des Energieversorgungssystems richtet. Für die Auswahl der zu untersuchenden Planungszeiträume wird das Residuallast-Modell entkoppelt von den anderen Simulatoren betrieben, sodass sich ein Jahresverlauf ergibt. Das Modell wird nach dem Szenario B des Netzentwicklungsplans parametrisiert [112]. Dieses Szenario entspricht dem mittleren Szenario-Pfad bezüglich des Ausbaus der EE. Die installierte Leistung von Windkraftanlagen beträgt 58,5 GW onshore, 15 GW offshore und 66,3 GW PV-Anlagen. Die restliche installierte Leistung an EE beträgt 13,1 GW. Die Jahreshöchstlast beträgt 84 GW. Wie in Kapitel 3.2 beschrieben, wird das Untersuchungsgebiet in zweistellige Postleitzahl-Gebiete aufgeteilt. Die Zuweisung der installierten Leistung zu den Gebieten findet ebenfalls anhand der Daten des Netzentwicklungsplans statt, sodass für jedes Gebiet eine Großanlage entsteht. Die Einspeisung für jeden Simulationsschritt wird anhand der Formeln (16) und (17) und der entsprechenden

Wetter-Daten berechnet. Die sich ergebende jährliche Residuallast für das gewählte Szenario ist in Abbildung 4-4 dargestellt. Als weitere Untersuchungsgröße ist die tägliche Schwankungsbreite der Residuallast dargestellt.

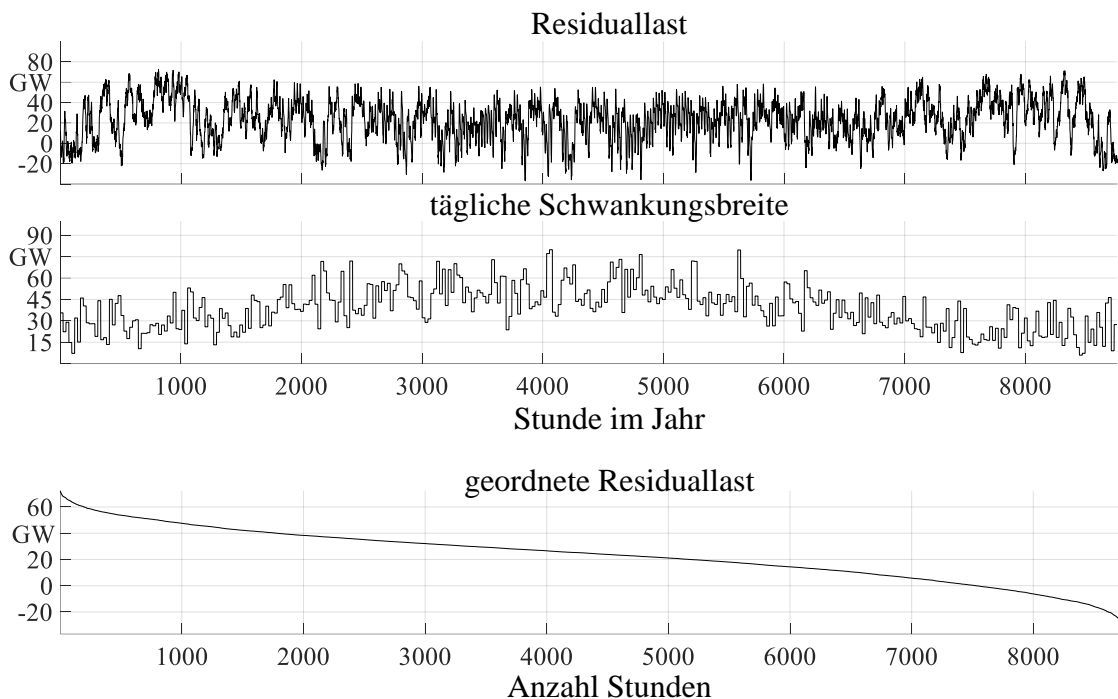


Abbildung 4-4: Zeitlicher Verlauf der Residuallast (oben), tägliche Schwankungsbreite (mittig) und geordnete Residuallast (unten) des zugrundeliegenden Szenariorahmens im Jahresverlauf in GW

Für die Auswahl der diskutierten Planungszeiträume wird zum einen die absolute Residuallast hinsichtlich negativer oder stark positiver Werte herangezogen. Zum anderen werden Planungszeiträume mit einer hohen täglichen Schwankungsbreite ausgewählt, da sich durch den schwankenden Flexibilitätsbedarf Erlöspotenziale aufgrund hoher Preisspreads ergeben, die wiederum nicht von unflexiblen Kraftwerken bedient werden können [119].

4.2.2 Szenario Marktintegration

Für die folgenden Untersuchungen wird ein Tag mit einer hohen lokalen PV- und Wind-Erzeugung bei gleichzeitig schwankender, systemweiter Residuallast betrachtet.

Das virtuelle Strompreissignal der Residuallast führt bei einer vollständigen Marktintegration für ein gewerbliches PV-Speichersystem zu dem in Abbildung 4-5 dargestellten Speichereinsatz.

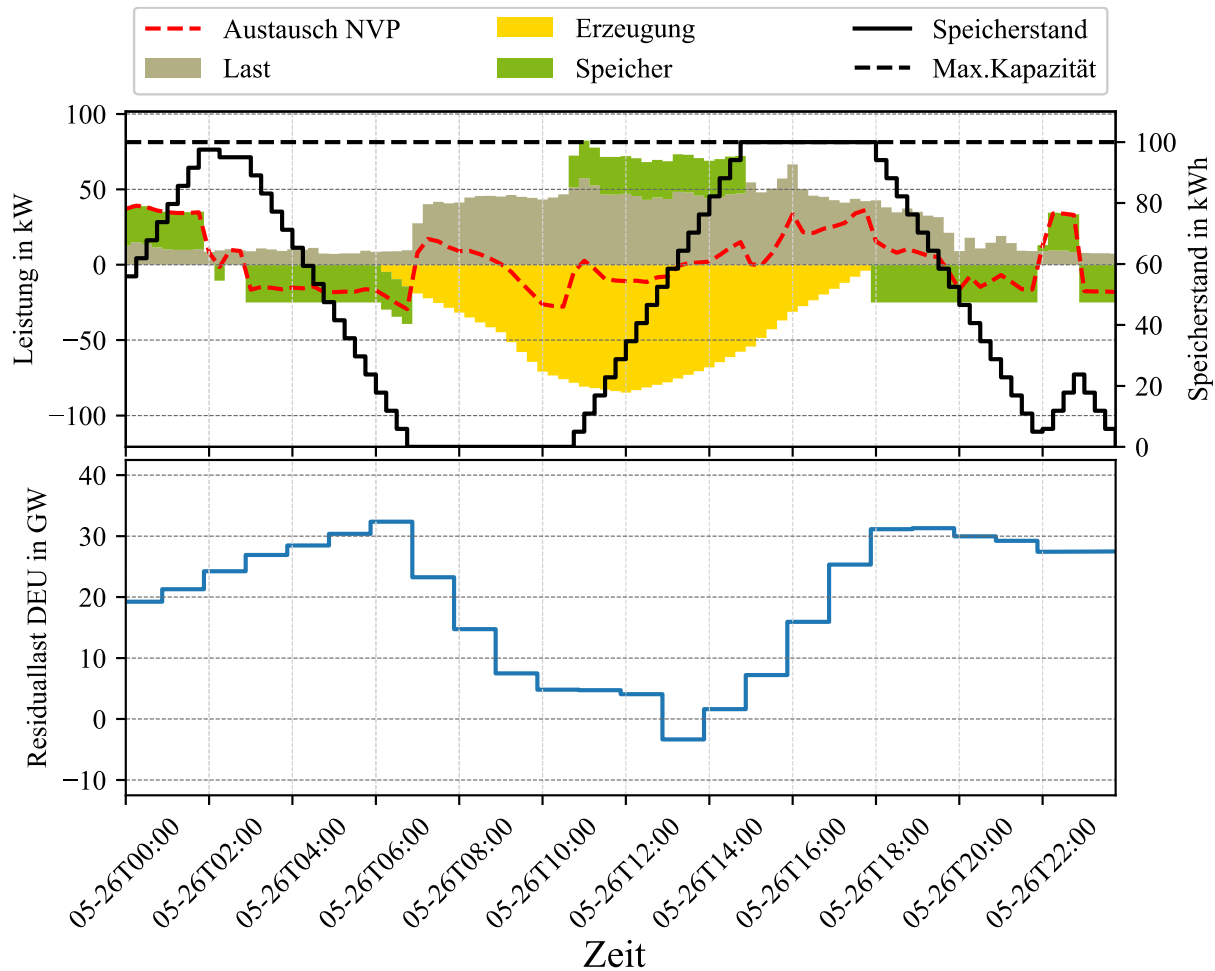


Abbildung 4-5: Leistungsverlauf des marktdienlicher Flexibilitätseinsatz eines gewerblichen PV-Speichersystems bei vollständiger Marktintegration (oben), deutschlandweite Residuallast (unten)

In den frühen Morgenstunden wird der Speicher trotz fehlender PV-Erzeugung und mäßiger Residuallast aufgeladen, um diesen in den Morgenstunden bei erhöhter systemweiter Residuallast zu entladen. Unter der Annahme der vollständigen Marktintegration entsteht für den Betreiber des PV-Speichersystems durch das Zusammenfallen der lokalen PV-Erzeugung mit der negativen Residuallast, ein Anreiz die PV-Erzeugung so abzuregeln, dass keine Einspeisung am Netzverknüpfungspunkt auftritt. Um die Einspeisung zu verhindern und dennoch die EE-Erzeugung zu nutzen, wird der Speicher geladen. Da die Abregelung der Erzeugung als marktdienliche Flexibilität im Modell keine Berücksichtigung findet, wird lediglich der Speicher geladen, sodass kein Austausch am Netzverknüpfungspunkt entsteht. Aggregiert für alle technischen Anlagen ergibt sich in dem betrachteten Niederspannungsnetz der in Abbildung 4-6 dargestellte Flexibilitätseinsatz. Aufgrund der unterschiedlichen Last und Einspeisung in Kombination mit dem vorhandenen Speichervolumen der im NS-Netz vorhandenen Flexibilitätsoptionen, besteht für einige Anlagen mit einem entsprechenden Speicherstand

die Möglichkeit, die kleinen Unterschiede in der Residuallast in den Abend- und Morgenstunden, so zu nutzen, dass die gewichtete Residuallast minimiert wird.

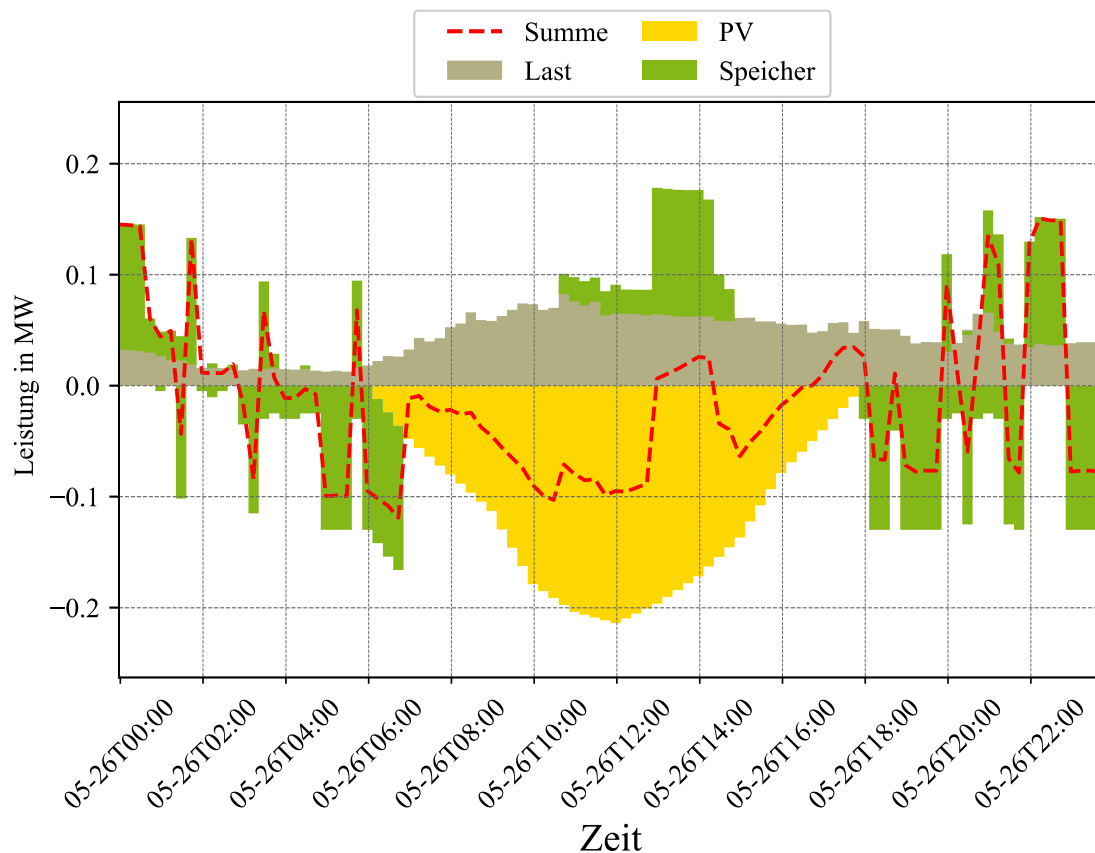


Abbildung 4-6: Aggregierter Leistungsverlauf des marktdienlichen Flexibilitätseinsatzes bei vollständiger Marktintegration im betrachteten NS-Netz

Die hohe PV-Erzeugung in den Mittagsstunden, führt zu einer Erhöhung der Knotenspannungen im NS-Netz. Mit Hilfe der Q(U)-Regelung und Stufung des rONT werden Spannungsbandverletzungen verhindert, sodass kein netzdienlicher Flexibilitätsbedarf für das NS-Netz entsteht. In Abbildung 4-7 sind die jeweils höchsten Auslastungen jedes Betriebsmittels und der Knotenspannungen im gesamten Planungszeitraums als Violin-Plot dargestellt. In der Abbildung entspricht die Breite der farbigen Fläche der Wahrscheinlichkeitsverteilung, der weiße Punkt entspricht dem Median und der schwarzer Balken begrenzt das 1. und 3. Quartil.

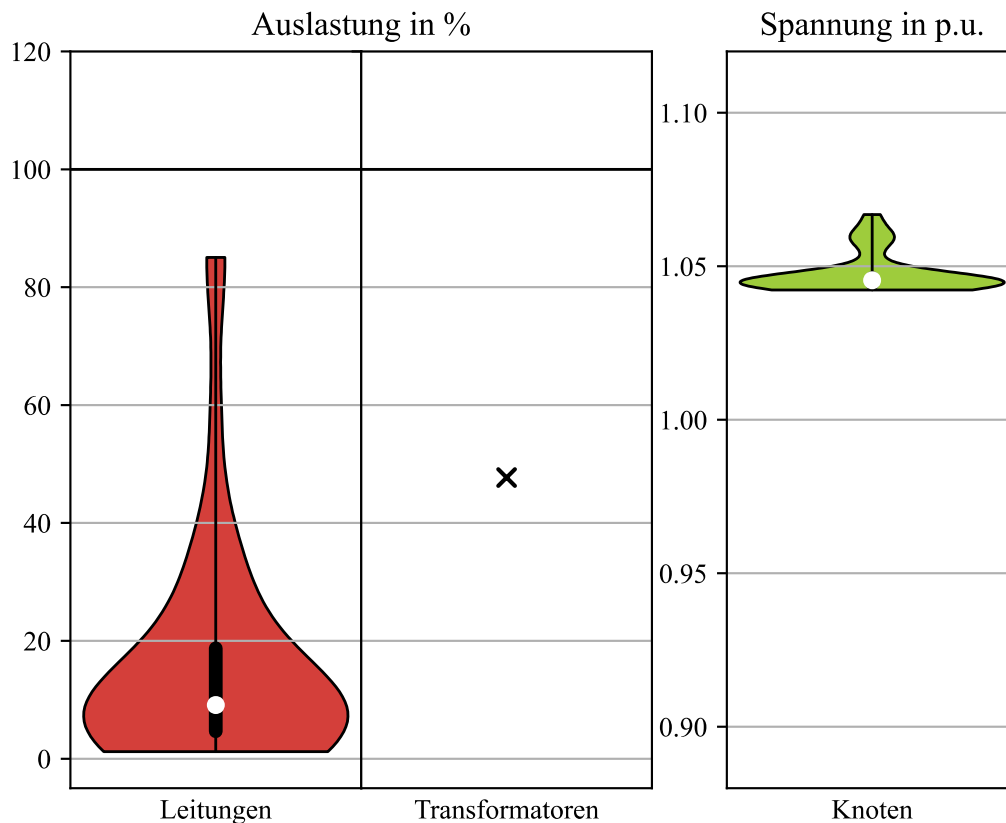


Abbildung 4-7: Maximale Auslastung der Leitungen und des Transformators und höchste bzw. niedrigste Spannungen für jeden Knoten des NS-Netzes über die Zeit des Planungszeitraums als Violin-Plot

Die Leitungen einzelner Abgänge sind zu den Zeitpunkten maximaler PV-Erzeugung stark ausgelastet – Grenzwertverletzungen entstehen jedoch nicht. In den restlichen Abgängen verbleibt eine größere Reserve, sodass das 3. Quartil bei lediglich 20 % Auslastung liegt. Der Transformator ist zu den Mittagsstunden zu circa 50 % ausgelastet. Die Auslastung der Leitungen und die Knotenspannungen nach Stufung des rONT sind in Abbildung 4-8 beispielhaft für den Zeitpunkt der höchsten PV-Erzeugung abgebildet.

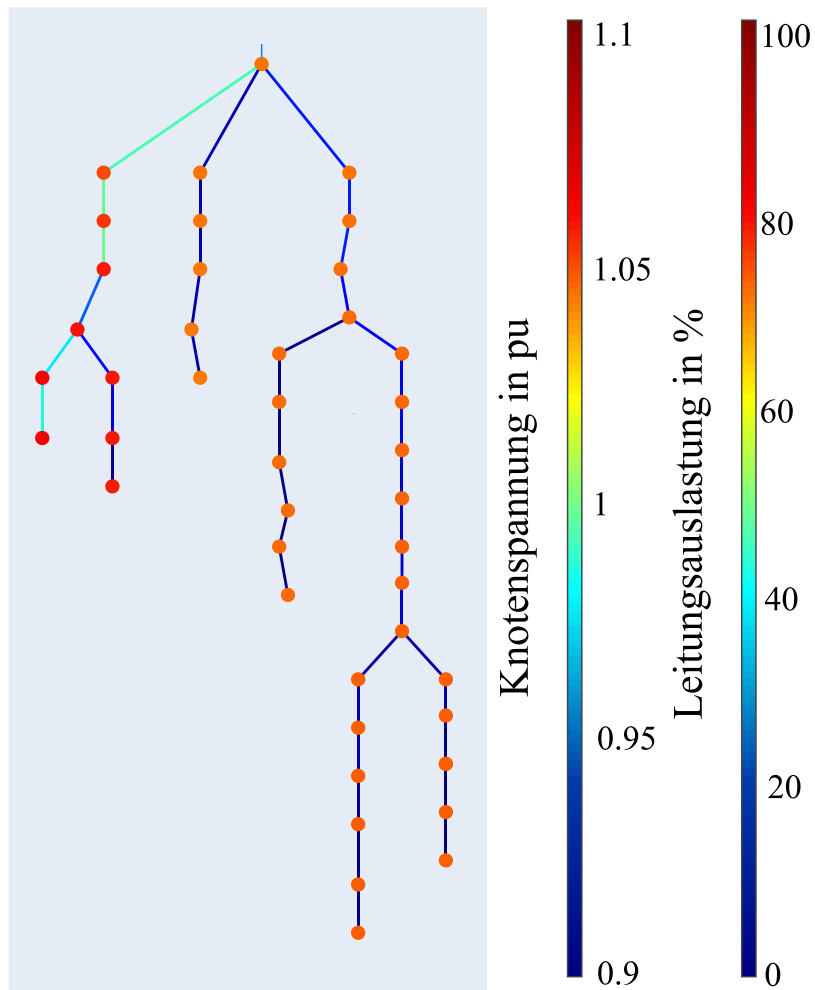


Abbildung 4-8: Auslastung des NS-Netzes für den Zeitpunkt maximaler PV-Erzeugung bei vollständiger Marktintegration im betrachteten Planungszeitraum

In dem überlagerten MS-Netz führt die parallele Einspeisung aus Windenergieanlagen zusammen mit der PV-Erzeugung und der Marktintegration der Batteriespeicher zu einer Überlastung des MS/HS-Transformators. Die aggregierte Leistung des MS-Netz ist in Abbildung 4-9 dargestellt.

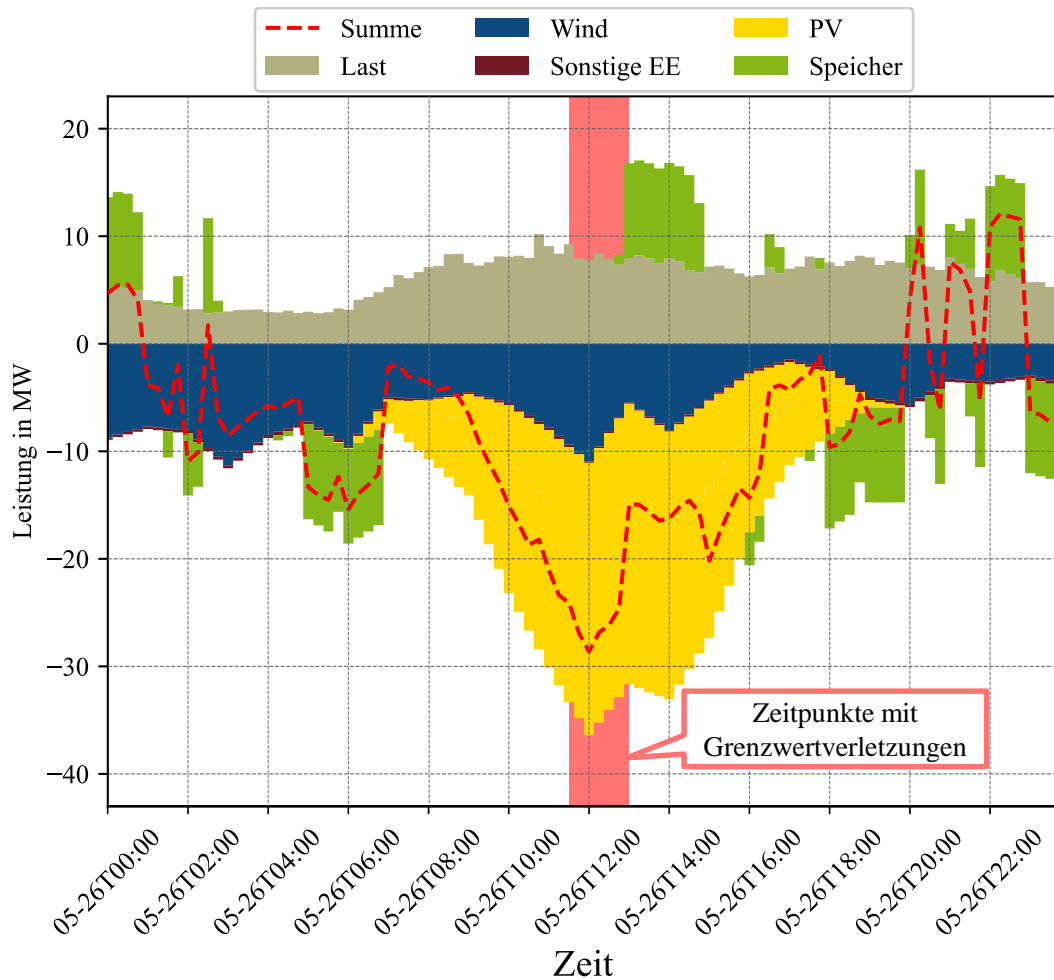


Abbildung 4-9: Leistungsverlauf des aggregierten marktdienlichen Flexibilitätseinsatzes bei vollständiger Marktintegration im betrachteten MS-Netz (rot markiert sind Zeitpunkte mit netzdienlichem Flexibilitätsbedarf)

Da das Maximum der Residuallast zeitlich nach dem Auftreten des lokalen Einspeise-Maximums liegt, reduziert der marktdienliche Speichereinsatz die summierte Einspeisungsspitze im betrachteten MS-Netz nicht. Analog zum NS-Netz sind in Abbildung 4-10 die jeweils höchsten Auslastungen jedes Betriebsmittels und der Knotenspannungen im gesamten Planungszeitraums als Violin-Plot dargestellt.

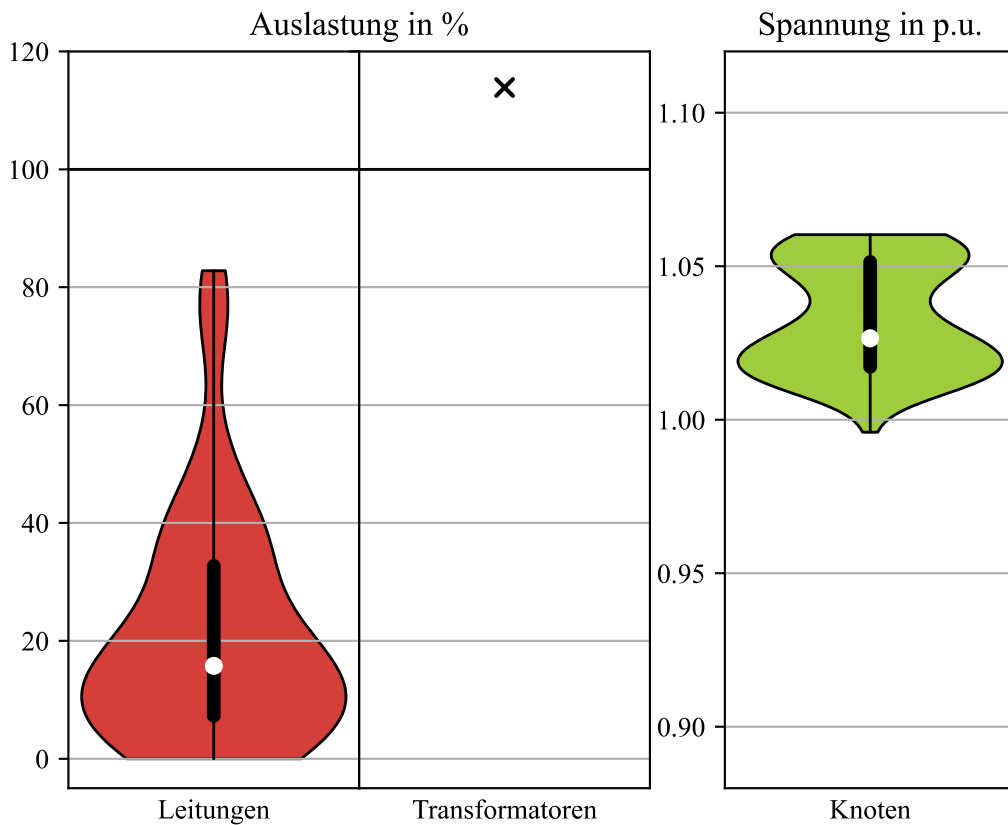


Abbildung 4-10: Maximale Auslastungen der Leitungen und des Transformators (links) sowie die maximalen und minimalen Knotenspannungen (rechts) im gesamten Planungszeitraums des MS-Netzes

Im MS-Netz entsteht durch den marktdienlichen Flexibilitätseinsatz eine erhöhte Auslastung der Leitungen und insbesondere des Transformators dessen Grenzwert überschritten wird. Das Spannungsband wird verglichen mit der NS weniger stark ausgereizt. In Abbildung 4-11 sind entsprechend die Auslastung der Leitungen und die Knotenspannungen für den Zeitpunkt mit der höchsten Einspeisung dargestellt. Knoten am Ende der Leitungen weisen erhöhte Spannungswerte auf, wenngleich diese innerhalb der definierten Spannungsgrenzwerte liegen. Aufgrund der Betriebsweise als Strangnetz, erhöht sich die Leitungsauslastung der Leitungen mit räumlicher Nähe zum HS/MS-Transformators, der aufgrund der hohen Rückspeisung eine überhöhte Auslastung von 117 % aufweist.

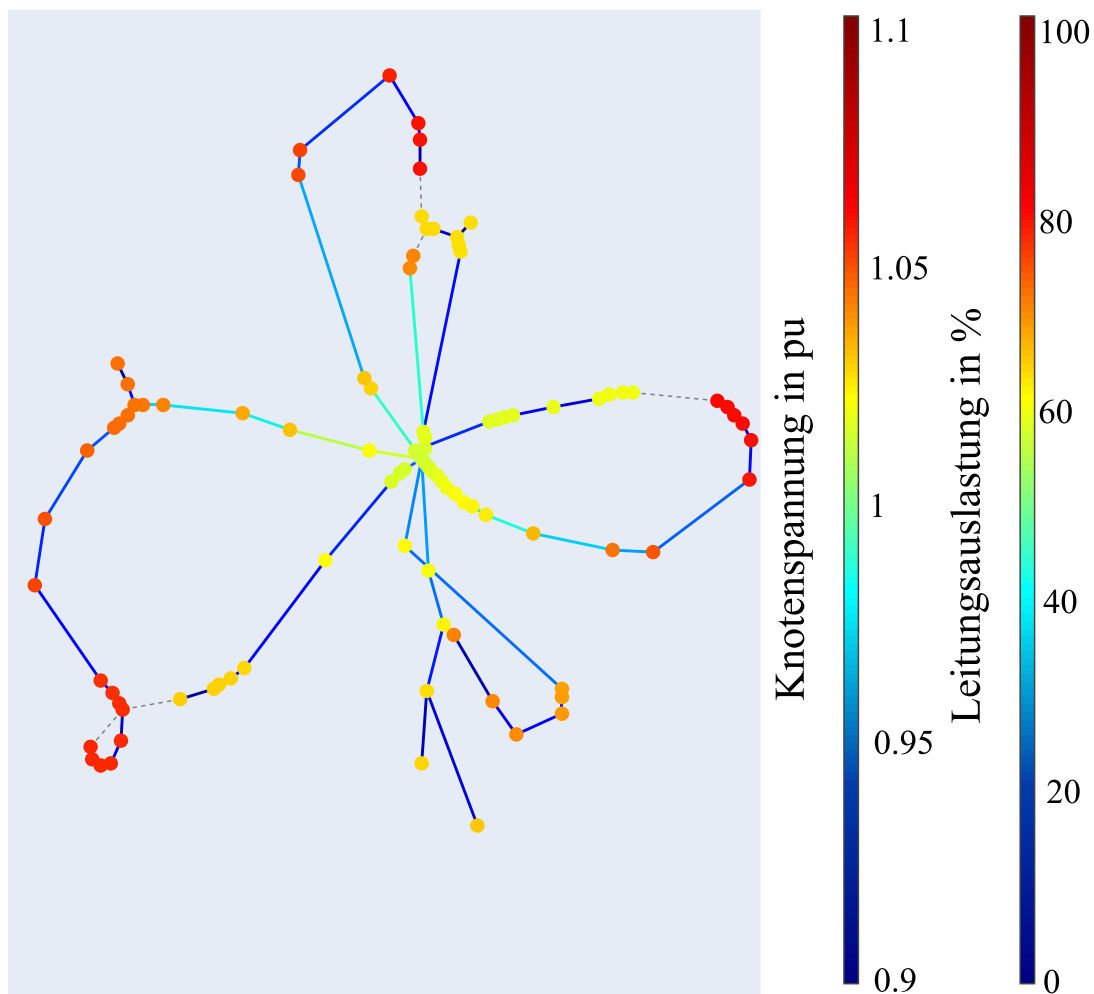


Abbildung 4-11: Auslastung des MS-Netz für den Zeitpunkt maximaler PV-Erzeugung bei vollständiger Marktintegration im betrachteten Planungszeitraum

Für die Zeitschritte mit prognostizierten Grenzwertüberschreitungen wird der netzdienliche Bedarf zur Rückführung des Transformators unterhalb des Grenzwertes, inklusive des Sicherheitsfaktors β von 10 %, berechnet. Es befindet sich zudem ein weiterer HS/MS-Transformator im Netz, der im Fehlerfall in Betrieb genommen wird. Für MS-Netze mit Ringstrukturen wird nach den anerkannten Betriebsgrundsätzen gefordert, dass das (n-1)-Kriterium in der Form eingehalten wird, sodass ein Leitungsausfall durch Umschaltmaßnahmen behoben werden darf, wobei Stichausläufer gegebenenfalls mit Notstromaggregaten versorgt werden können [120]. Zur Berücksichtigung dieser (n-1)-Fälle wird bei der Bestimmung des netzdienlichen Bedarfs, wie in Kapitel 3.4.3 beschrieben, ein Sicherheitsfaktor für die Leitungen von $\beta = 30\%$ eingehalten. Nach der Bestimmung der einzuhaltenden Grenzwerte werden zusätzlich die Leistungsflusssensitivitäten der Flexibilitätsoptionen auf die überlasteten Betriebsmittel bestimmt. In Abbildung 4-12 ist der aggregierte Einsatz der Flexibilitätsoptionen nach Bestimmung des netzdienlichen Flexibilitätseinsatzes dargestellt.

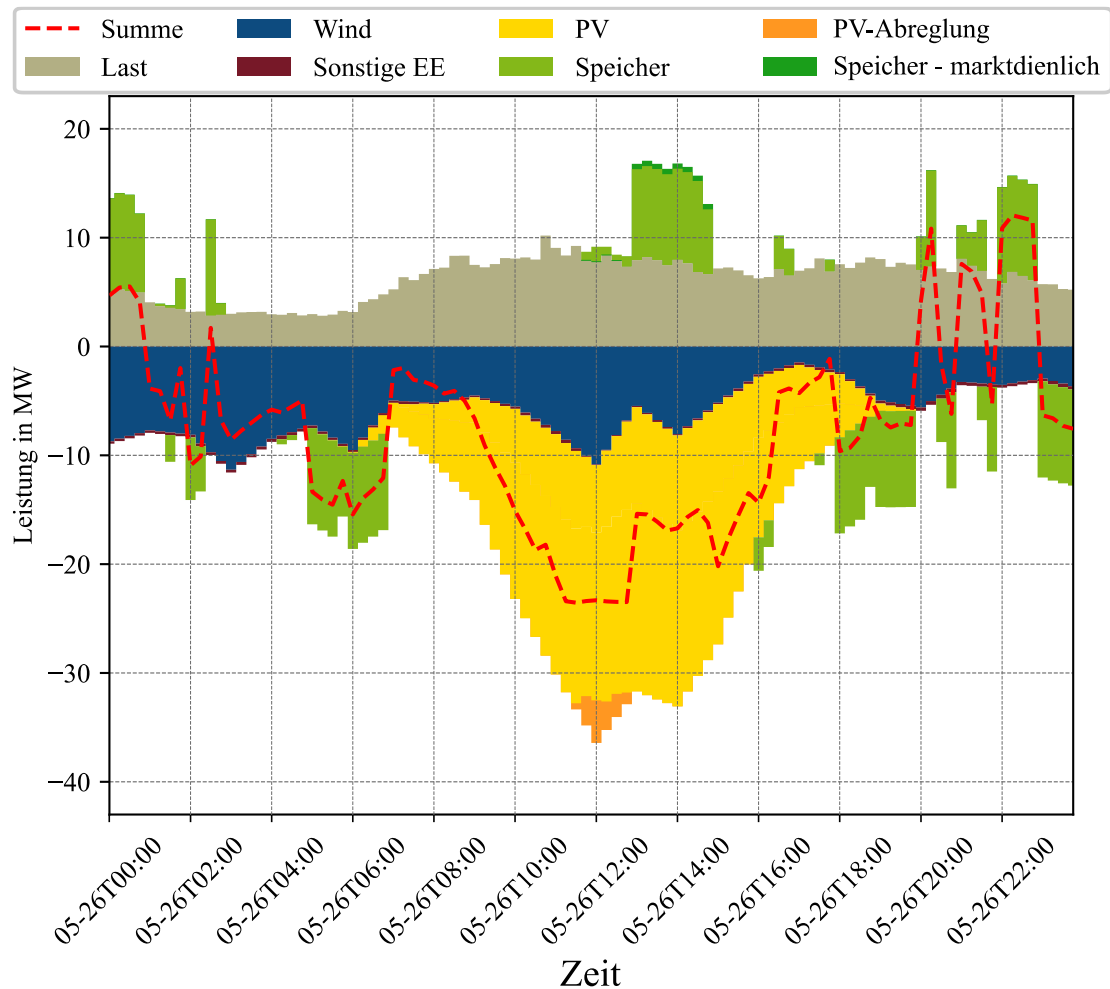


Abbildung 4-12: Leistungsverlauf des aggregierten Flexibilitätseinsatzes des betrachteten MS-Netzes nach netzdienlichem Flexibilitätseinsatz bei vollständiger Marktintegration

Zur Lösung der Grenzwertverletzungen werden zum einen PV-Anlagen um die Mittagszeit abgeregelt und zum anderen wird ein Teil des Ladens der Batteriespeicher zu den Zeitpunkten der höchsten PV-Erzeugung verschoben. Die Auswahl des netzdienlichen Flexibilitätseinsatzes findet anhand der größten Wirkung auf die Betriebsmittel statt. Dies führt dazu, dass trotz einer negativen Residuallast um 13 Uhr das Laden der Batteriespeicher zu dem Zeitpunkt der höchsten PV-Erzeugung verschoben wird. Die Strompreissignale des Strommarktes werden folglich beim Einsatz der netzdienlichen Flexibilität nicht berücksichtigt.

Die marktdienliche Flexibilitätsbewirtschaftung führt also unter der Annahme, dass sich dezentrale Flexibilitätsoptionen vollständig an den Preisen der Großmärkte orientieren, zu einer hohen Gleichzeitigkeit in den Verteilnetzen. Mit Hilfe des rONT und der Q(U)-Regelung der vorhandenen Flexibilitätsoptionen lassen sich die Spannungsbandverletzungen des NS-Netz beherrschen. In dem betrach-

teten MS-Netz führt die PV-Einspeisung am Mittag zu einer Grenzwertverletzung, die nicht vollständig durch den Speichereinsatz gelöst werden kann, sodass ein gewisser Teil abgeregelt werden muss.

4.2.3 Szenario Eigenverbrauchsoptimierung

Unabhängig von der Residuallast verhalten sich die eigenverbrauchsoptimierten Flexibilitätsoptionen gemäß der zu versorgenden Last und der dargebotsabhängigen lokalen Erzeugung. In Abbildung 4-13 ist der Speichereinsatz eines eigenverbrauchsoptimierten PV-Gewerbespeicher-Systems dargestellt.

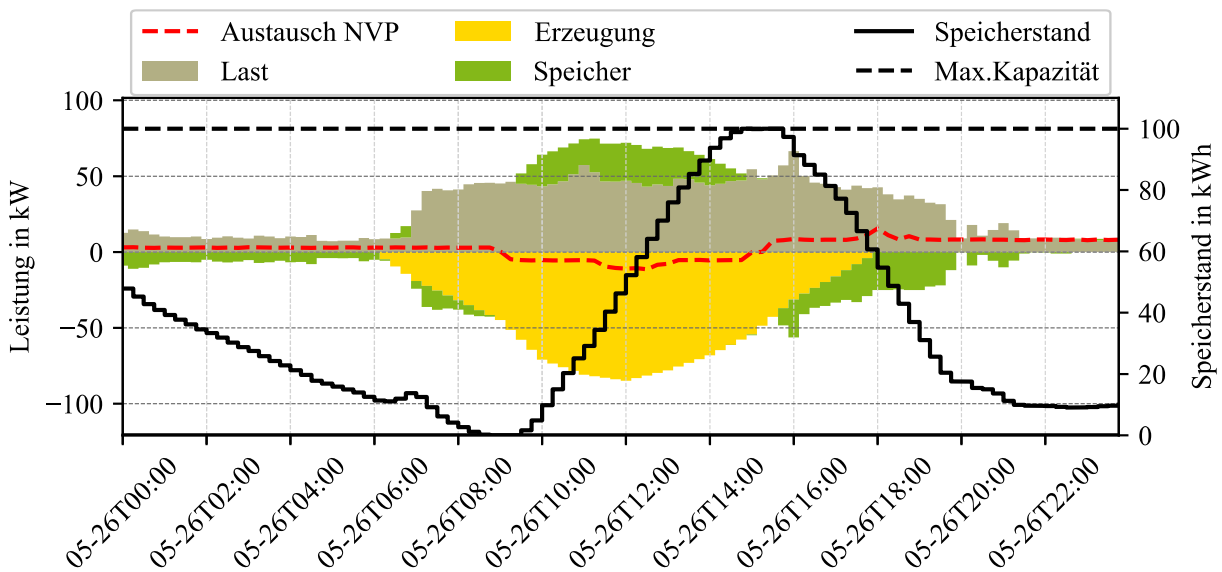


Abbildung 4-13: Leistung eines eigenverbrauchsoptimierten PV-Heimspeicher-System im Tagesverlauf

Die unterstellte Prognosefähigkeit des modellierten Systems ermöglicht die Minimierung der mit dem Netzverknüpfungspunkt ausgetauschten Leistung, sodass der Speicher in den Mittagsstunden die erzeugte PV-Leistung einspeichert und diese im Verlauf des Abends zur Deckung der Last ausspeichert. Die eigenverbrauchsoptimierte Betriebsweise der Flexibilitätsoptionen führt verglichen zu der Marktintegration zu einer geringen Auslastung des modellierten Verteilnetzes. In Abbildung 4-14 sind die maximal auftretenden Auslastungen der Betriebsmittel und des Spannungsbandes des NS-Netzes innerhalb des Planungshorizonts dargestellt:

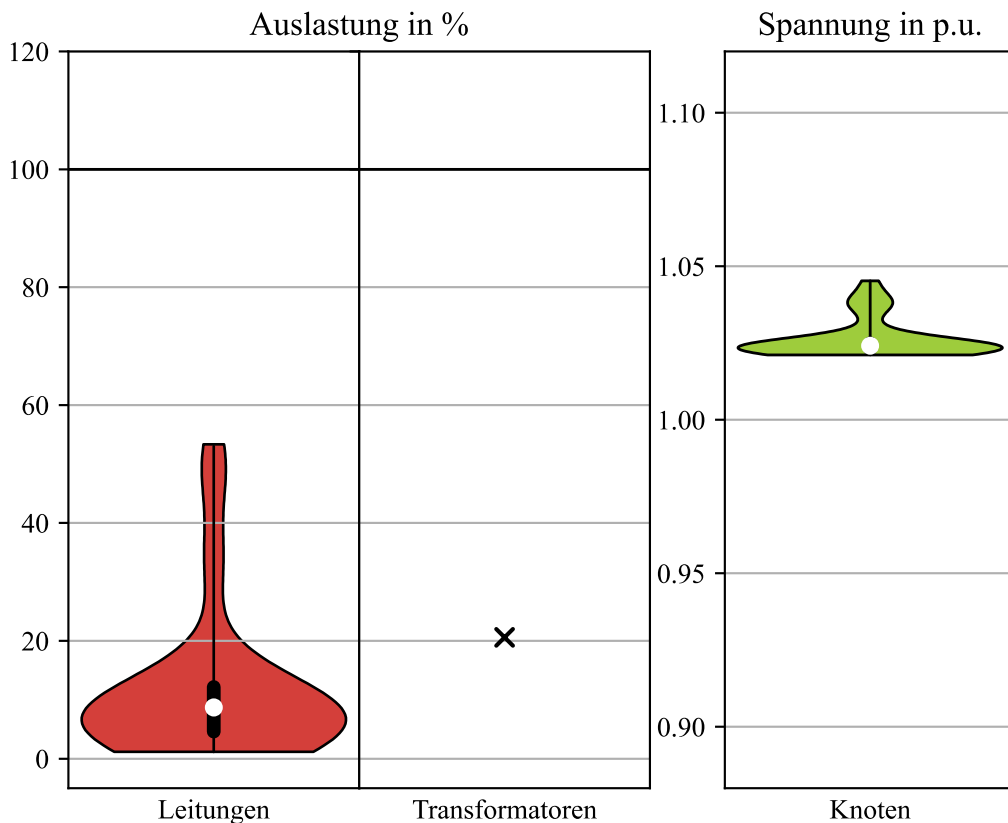


Abbildung 4-14: : Maximale Auslastungen der Leitungen und des Transformators (links) sowie die maximalen und minimalen Knotenspannungen über die Zeit des Planungszeitraums (rechts)

Sowohl das Spannungsband als auch die thermische Auslastung der Betriebsmittel liegen innerhalb der Grenzwerte. Es besteht für diesen Planungszeitraum kein Bedarf für eine netzdienliche Einschränkung des Flexibilitätseinsatzes.

Die Eigenverbrauchsoptimierung führt also zu einer geringen Auslastung der Verteilnetze. Die Rückwirkung auf die Großhandelsmärkte werden nicht weiter betrachtet.

4.2.4 Szenario systemdienlicher Einsatz

Im Weiteren wird für die vorhandenen Speicher eine Regelleistung-Vermarktung unterstellt, indem für vierstündige Zeitintervalle Werte aus dem Intervall $[0,1]$ für die Entscheidungsvariable b_{RL} zugewiesen werden. Die aktuelle, regulatorische Mindestgebotsgröße von 1 MW wird dabei nicht berücksichtigt, da ein nicht weiter betrachtetes Pooling der Anlagen zur Erreichung der Mindestgröße unterstellt wird. Für die betrachteten Speicher ergibt sich für die Eigenverbrauchsoptimierung folglich ein kleineres Flexibilitätspotenzial, welches zu der in Abbildung 4-15 dargestellten Betriebsweise führt.

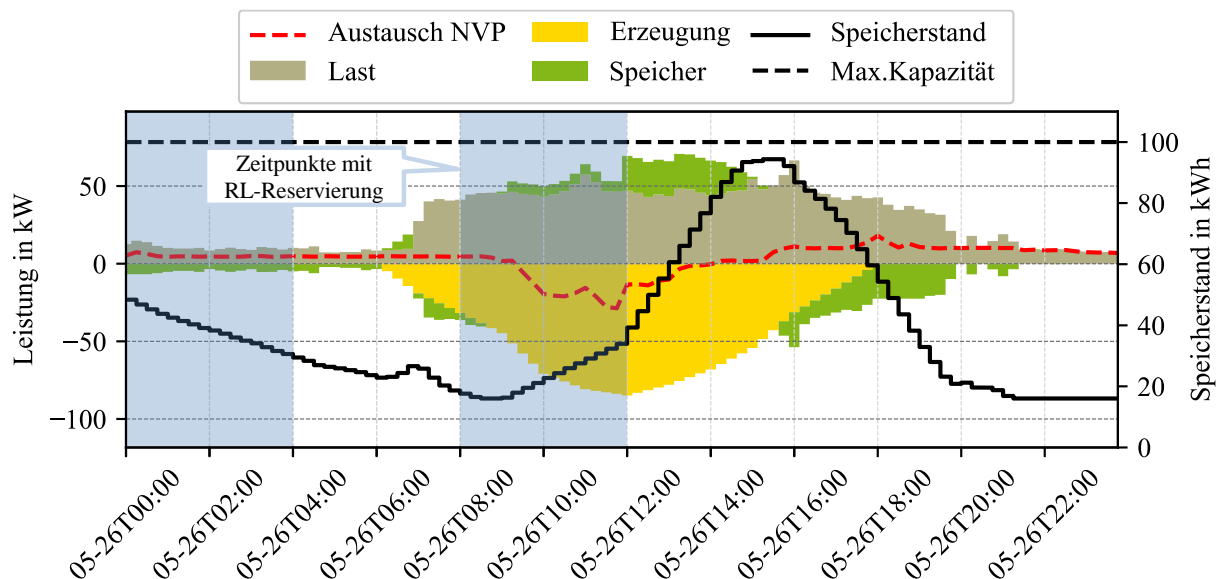


Abbildung 4-15: Leistung eines eigenverbrauchsoptimierten PV-Heimspeicher-Systems bei einer Regelleistungsvorhaltung (blau markiert) im Tagesverlauf

In den Stunden zwischen 00 Uhr – 04 Uhr und zwischen 8 Uhr – 12 Uhr wird 70 % des Flexibilitätspotenzials systemdienlich reserviert. Folglich ist ein Teil des verfügbaren Flexibilitätspotenzials für einen möglichen Regelleistungsabruf reserviert und kann nicht weiter genutzt werden.

Da zum Zeitpunkt der Betriebsplanung der tatsächliche Regelleistungsabruf nicht genau bestimmt werden kann, wird zur Bestimmung des netzdienlichen Bedarfs wie in Kapitel 3.4.1 beschrieben, eine vollständig positive und eine vollständig negative Regelleistungsaktivierung angenommen. Diese Annahme führt zu einem erhöhten Bedarf netzdienlicher Flexibilität. Da die Flexibilität der Speicher systemdienlich reserviert ist, werden wie in Abbildung 4-16 dargestellt, die PV-Anlagen abgeregelt, um den Bedarf zu decken.

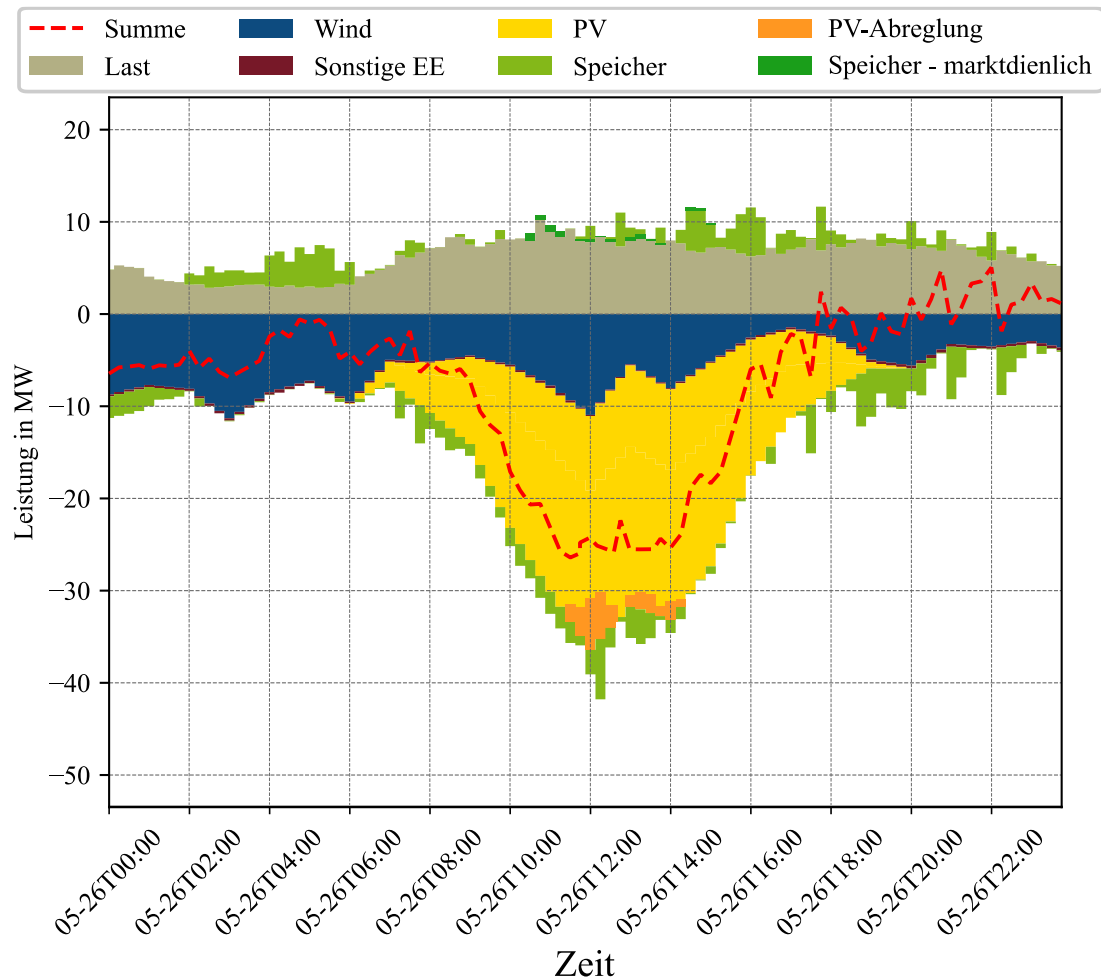


Abbildung 4-16: Aggregierte Leistung im Tagesverlauf des betrachteten MS-Netz nach netzdienlichem Flexibilitätseinsatz mit Regelleistungsvorhaltung

Die verbleibende, nicht reservierte Flexibilität der Batteriespeicher wird genutzt, indem das ursprüngliche Laden zwischen 10:15 Uhr – 11:15 Uhr und zwischen 14:15 Uhr – 14:45 Uhr in den Zeitraum mit der höchsten PV-Erzeugung zwischen 11:45 Uhr – 13:30 Uhr verschoben wird. Unter der Berücksichtigung einer möglichen Regelleistungsaktivierung reicht die verbleibende Flexibilität der Batteriespeicher nicht aus, um der einspeisebedingten Grenzwertverletzung des Transformators entgegenzuwirken, sodass darüber hinaus ein Teil der PV-Erzeugung abgeregelt wird.

Die Erbringung systemdienlicher Flexibilität aus dem Verteilnetz führt folglich für die Betriebsplanung des Verteilnetzes zu einem erhöhten Bedarf an netzdienlicher Flexibilität. Insbesondere führt die Unsicherheit des Aktivierungszeitraum führt dazu, dass in der Betriebsplanung mit höheren Sicherheits-Puffern gerechnet werden muss.

4.3 Zusammenfassung und Bewertung des simulativen Flexibilitätseinsatzes

Das erstellte Modell ist in der Lage, die definierten Anwendungsfälle für den Einsatz dezentraler Flexibilitätsoptionen zu simulieren und Wechselwirkungen aufzuzeigen. Die beispielhaften Untersuchungen anhand des ausgewählten MS-/NS-Netzes haben verdeutlicht, dass die Betriebsplanung von Verteilnetzen zukünftig externe Signale, wie Regelleistungsvermarktung und Marktanreize generell, berücksichtigen sollte. Die vollständige Marktintegration führt zu einer erhöhten Gleichzeitigkeit, die wiederum zu Überlastungen führen kann. Durch die Reservierung von Flexibilität zur Erbringung von Regelleistung wird dieser Effekt weiter verstärkt, da zum einen weniger Flexibilität zur Auflösung von Grenzwertverletzungen zur Verfügung steht und zum anderen erhöht die Regelleistungsvorhaltung durch den ungewissen Aktivierungszeitpunkt die prognostizierte Auslastung der Netze.

Die im Modell angenommene perfekte Prognosefähigkeit der Flexibilitätsoptionen ist eine Annahme, die zu einer überhöhten Gleichzeitigkeit in den betrachteten Verteilnetzen führt. Dies gilt sowohl für die Erzeugung als auch für die, teilweise von menschlichen Verhalten abhängige, Nachfrage. In der Praxis führen Prognosefehler verschiedener Prognosen zu weiteren Vermischungseffekten. Außerdem ist der Einsatz prognosebasierter Energiemanagements-Systeme mit Kosten verbunden, die dem flächendeckenden Einsatz bei Haushaltsanwendungen entgegenstehen. Hier sind günstige, alternative Betriebsstrategien, die auf einfachen Regelungskonzepten beruhen, ebenfalls wirkungsvoll [121].

Aus der systemweiten Residuallast wird der Anreiz für den marktdienlichen Flexibilitätseinsatz abgeleitet. Da der Einfluss des sich ergebenden Flexibilitätseinsatzes auf die Residuallast nicht abgebildet wird, könnte hierdurch der Anreiz zum marktdienlichen Einsatz ebenfalls überschätzt werden. Eine korrekte Abbildung der Rückwirkung bedarf der Abbildung aller Marktteilnehmer und der Berücksichtigung aller Kosten und Erlöse der jeweiligen technischen Anlage. Die Annahme aller Kosten und Erlöse für Zukunftsszenarien ist wiederum abhängig von den gültigen Regularien und Marktstrukturen. Um diesen Unsicherheiten zu begegnen, werden in der Literatur häufig Grenzkosten-basierte Marktsimulationen, die andere Kostenbestandteile vernachlässigen, verwendet. Für brennstoffbetriebene Kraftwerke stellt dies, unter der Annahme des Fortbestandes des aktuellen Einheitspreisverfahren, ein anerkanntes Vorgehen dar. Die Kosten dezentraler Flexibilitätsoptionen sind jedoch stark von Opportunitätskosten bestimmt. Die Bestimmung dieser unterliegt bei Letztverbrauchern theoretisch unzähligen Erzeugungs- und Nutzungsprozessen, wodurch die Bestimmung dieser Kosten hochkomplex

4.3 Zusammenfassung und Bewertung des simulativen Flexibilitätseinsatzes

wird [4]. Eine mögliche Überschätzung des marktdienlichen Flexibilitätseinsatzes durch die Verwendung des kostenneutralen Ansatzes stellt vor diesem Hintergrund eine einschneidende Vereinfachung dar.

5 Multifunktionaler Einsatz realer Flexibilitätsoptionen

Die Simulationen in Kapitel 4 gehen von einer perfekten Prognosefähigkeit der Flexibilitätsoptionen und einem störungsfreien Betrieb der IT-Infrastruktur und der Flexibilitätsoptionen aus. Da diese Annahmen im realen System nicht bestehen, sind weitere Einschränkungen zu erwarten, die es zu untersuchen gilt. Aufgrund des modularen Aufbaus und der variablen Simulationssteuerung lässt sich das entwickelte Modell mit anderen Simulatoren sowie realen Flexibilitätsoptionen kombinieren. So lässt sich die Funktionsfähigkeit des Modells in Wechselwirkung mit realen Flexibilitätsoptionen und informationstechnischen Prozessen untersuchen. Demgemäß wurde im Forschungsprojekt *Designetz* das beschriebene Modell zusammen mit weiteren Forschungspartnern dahingehend verändert, dass vierzehn reale Flexibilitätsoptionen in die Simulation miteinbezogen wurden. Durch die gewählte Parametrierung, bei der eine hohe Durchdringung von EE und dezentralen Flexibilitätsoptionen im Energiesystem vorhanden ist, konnten die realen Flexibilitätsoptionen hinsichtlich der Anforderungen des zukünftigen Energiesystems analysiert werden. Somit wurde durch die Anwendung des beschriebenen Modells die Möglichkeit geschaffen, die Flexibilitätsoptionen sowohl einzeln bzw. untereinander als auch im Hinblick auf die Anforderungen des zukünftigen Energiesystems zu untersuchen. In Abbildung 5-1 wird die Integration der realen Flexibilitätsoptionen schematisch dargestellt.

Diese realen Flexibilitätsoptionen, die bereits einen initialen Fahrplan bestimmt haben, melden diesen zusammen mit einem dazugehörigen Flexibilitätspotenzial über eine definierte Schnittstelle. In der Simulation wird diese Flexibilität, zusammen mit der Flexibilität weiterer, simulierter Anlagen, zur Bestimmung eines optimierten Anlageneinsatzes genutzt. Das Ergebnis der Optimierung wird den realen Flexibilitätsoptionen wiederum mitgeteilt. Somit wird ihnen ein veränderter Fahrplan vorgegeben, den es umzusetzen gilt. Über einen Soll-Ist-Vergleich können anschließend Rückschlüsse über die Annahmen der Simulation und der Prognosefähigkeit der realen Anlagen gezogen werden.

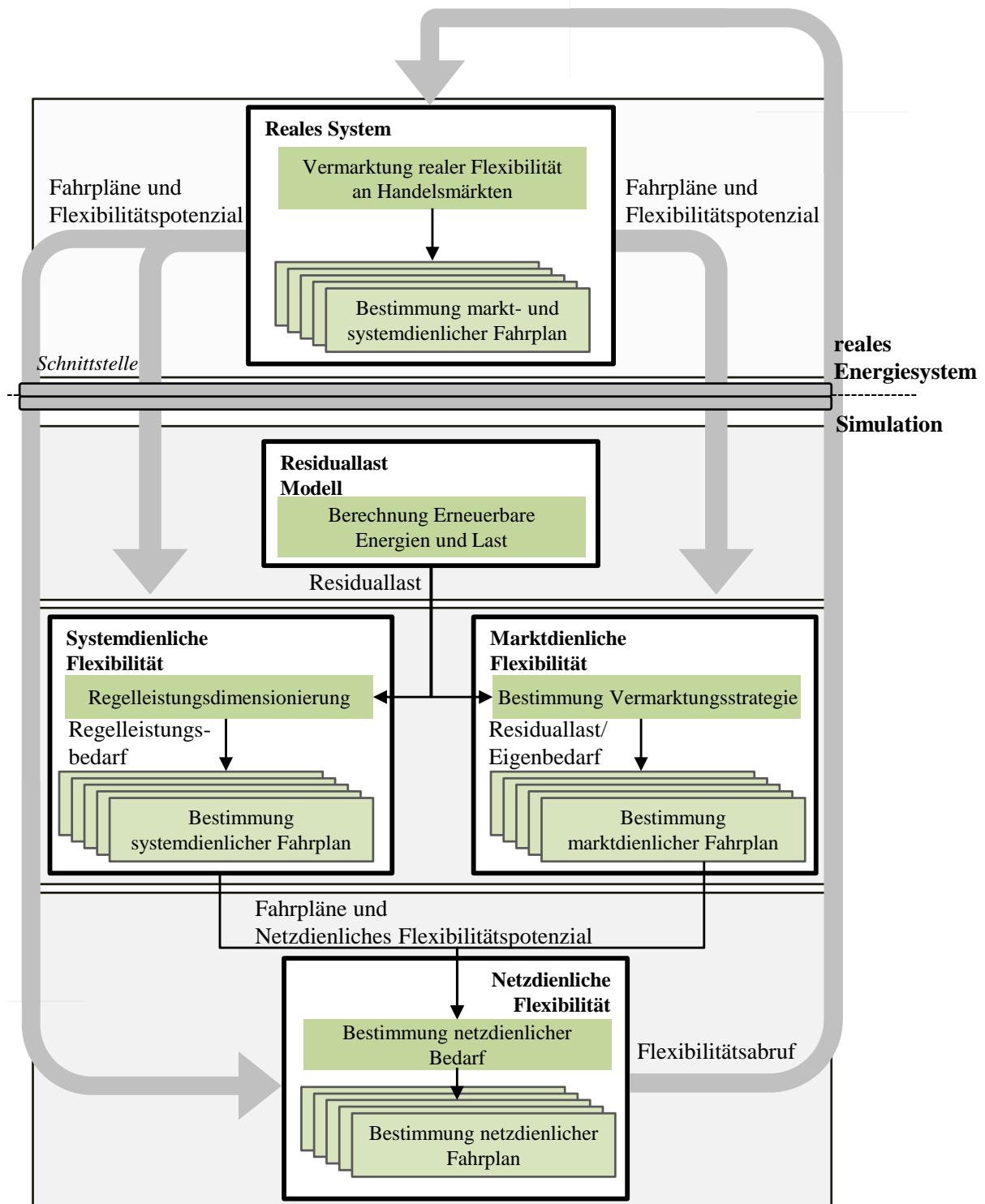


Abbildung 5-1: Einbeziehung der Fahrpläne und des Flexibilitätspotenzials realer Flexibilitätsoptionen in die Simulation

Die folgenden Ergebnisse wurden bereits in einer Veröffentlichung [FE1] des Autors beschrieben. Für eine Beschreibung der Implementierung sei auf die Veröffentlichung [FE2] des Autors verwiesen. Darüber hinaus sei auf den öffentlichen Teil des Abschlussberichts des Projekts [122, 123] und die Synthese-Dokumente

des übergeordneten SINTEG-Projekts [124–128] verwiesen, die eine Beschreibung der integrierten Flexibilitätsoptionen, der IT-Infrastruktur und der Gesamtergebnissen des Projekts enthalten.

5.1 Gesamtsystem-Aufbau und Parametrierung des Modells

Im Folgenden wird der Aufbau des Gesamtsystems und die Betriebsweise zusammen mit den realen Flexibilitätsoptionen beschrieben. Da sich durch die Integration realer Flexibilitätsoptionen und die projektspezifische Arbeitsteilung bei der Implementierung des Modells abweichende Anforderungen ergeben, die wiederum eine veränderte Implementierung des Modells zur Folge haben, wird anschließend auf die Unterschiede zu dem in Kapitel 4 dargestellten Anwendungsfall eingegangen.

5.1.1 Aufbau und Betrieb des Gesamtsystems

Im Projekt *Designetz* wurde das Modell zur Bestimmung des Flexibilitätsbedarfs unter den Namen *System-Cockpit* wie in Abbildung 5-2 in das Gesamtsystem eingebunden.

Im Betrieb übermitteln die realen Flexibilitätsoptionen, als Demonstrationsanlagen bezeichnet, alle sechs Stunden oder bei Prognoseänderungen, ihre geplanten Betriebswerte und das davon abweichende, mögliche Flexibilitätspotenzial. Dieses Flexibilitätspotenzial setzt sich bei speicherabhängigen Flexibilitätsoptionen aus einer minimalen und maximalen Leistung und einer, auf den Planungszeitraum bezogenen, maximalen Energiemenge zusammen. Diese Energie bestimmt den Zeitraum, in dem die Anlage die angegebene Leistung erbringen kann, ohne vom vorgegebenen Fahrplan abzuweichen und Nachholeffekte auszuführen. Die geplanten Betriebswerte werden anschließend in der Simulation an zuvor definierten Knoten des simulierten Verteilnetzes eingebunden.

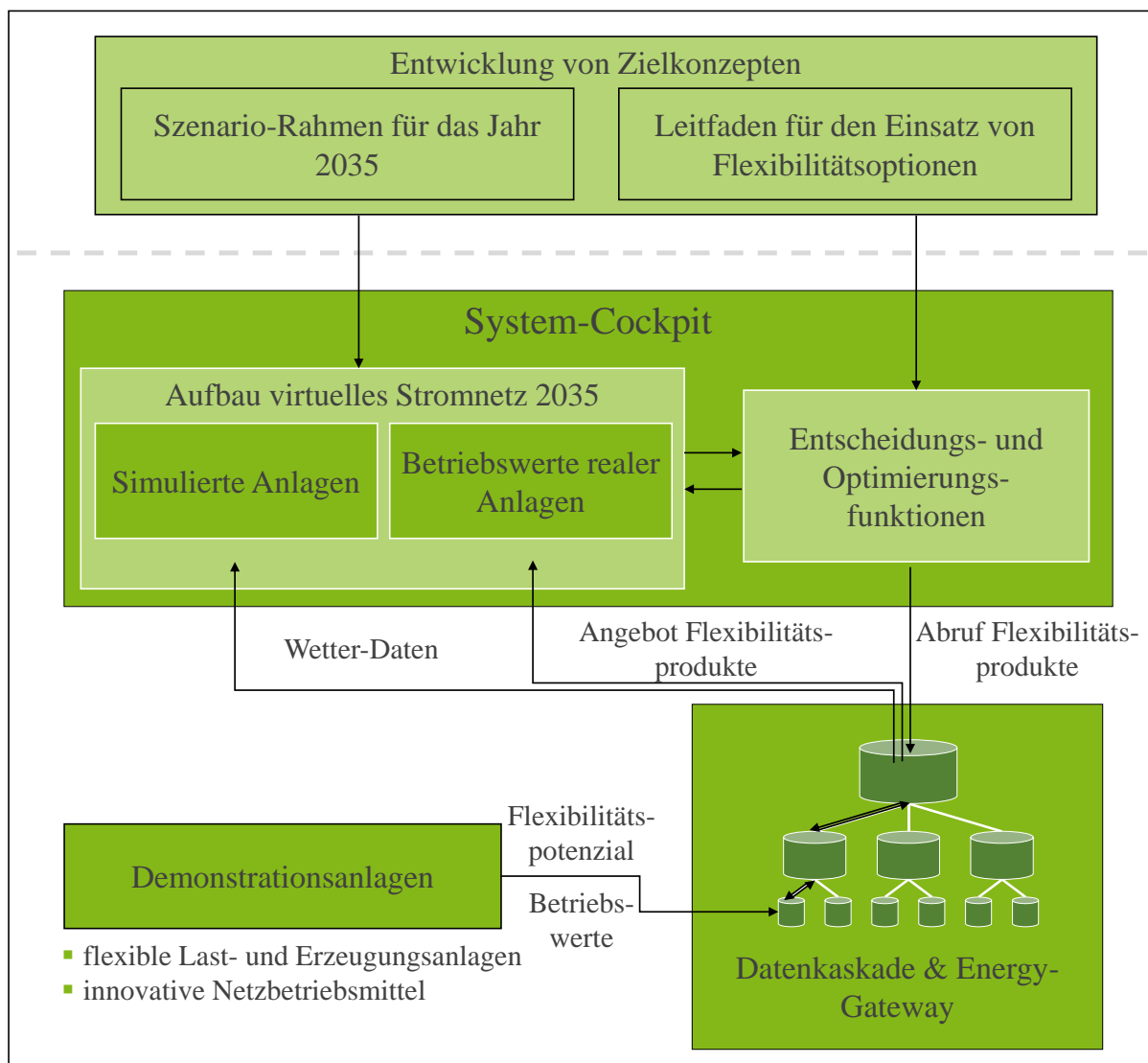


Abbildung 5-2: Einbindung des System-Cockpits in das Gesamtsystem des Projekts Designnetz; eigene Abbildung nach [FE2]

Die Betriebswerte der Demonstrationsanlagen ergeben sich aus der Vermarktung an den Handelsmärkten oder in Folge einer Eigenverbrauchsoptimierung und stellen, der Definition aus Kapitel 2 folgend, den markt- bzw. systemdienlichen Flexibilitätseinsatz dar. Die Wetterdaten für das Residuallast-Modell werden über einen tagesaktuellen, externen Dienst in die Simulation mit einbezogen, sodass mögliche Wetterabhängigkeiten und damit teilweise Marktsignale, die auf die realen Systeme wirken, auch näherungsweise auf die simulierten Flexibilitätsoptionen wirken.

Nachdem die Fahrpläne unter Berücksichtigung des gemeldeten Flexibilitätspotenzials wie in Abbildung 5-1 dargestellt, für einen 6-stündigen Zeitraum optimiert wurden, werden die Ergebnisse über die sogenannte Datenkaskade zurück an den Demonstrationsanlagen gesendet. Zum Erfüllungszeitpunkt wird die Aus-

lastung des simulierten Stromnetzes anhand der aktuellen viertelstündigen Betriebswerte der Demonstrationsanlagen zusammen mit den Werten der simulierten Anlagen (ohne synthetische Prognoseungenauigkeiten) anhand einer Lastflussrechnung überprüft. Kommt es in Folge von Fehlern oder Prognoseungenauigkeiten zu Grenzwertverletzungen, werden diese dokumentiert und bei der Auswertung berücksichtigt. Für die Regionalisierung der simulierten Flexibilitätsoptionen und bei der Auswahl der simulierten Stromnetze werden Ergebnisse aus einem anderen Arbeitsschritt herangezogen [FE5]. Das ausgewählte Szenario entspricht einer progressiven Energiewende mit einem hohen Anteil von Flexibilitätsoptionen für das Jahr 2035.

5.1.2 Implementierung und Parametrierung

Um weitere gesamtwirtschaftliche Anforderungen und saisonale Effekte bei der Bestimmung der Fahrpläne mit einbeziehen zu können, wurde in einem vorgelagerten Schritt von anderen Projektpartnern anhand mehrerer Jahressimulationen ein Leitfaden für den Einsatz von Flexibilität erarbeitet [129, 130]. Dieser schlägt den Einsatz bzw. das Bevorzugen von Flexibilitätsoptionen gewisser Technologien in bestimmten Situationen vor. Diese Situationen werden anhand der Einspeisung an EE innerhalb des betrachteten Netzgebiets im Verhältnis zur installierten Leistung und anhand der Einspeisung innerhalb des Gesamtsystems bestimmt. Die Bestimmung der Residuallast des Gesamtsystems wird wie in Kapitel 3.2 beschrieben durchgeführt. Der Abgleich zwischen den im Leitfaden hinterlegten Situationen und der vorliegenden Situation im Betrieb wird als weiterer Zwischenschritt ausgeführt. Um die Komplexität des Systems zu reduzieren, wurde im Forschungsprojekt auf die Simulation des systemdienlichen Flexibilitätseinsatzes verzichtet.

Innerhalb des Arbeitsschrittes zur Erarbeitung des Leitfadens, wurde außerdem der Ausbaustand des betrachteten Verteilnetzes bestimmt, welches im Betrieb auf den Einsatz netzdienlicher Flexibilität angewiesen ist und für den Betrieb des Systems zusammen mit den realen Flexibilitätsoptionen verwendet wurde. Für eine Beschreibung der dafür verwendeten Methode sei auf die Veröffentlichung [129] verwiesen.

Als weiterer Unterschied zur Simulation in Kapitel 4 wurde die Auswahl und damit die Optimierung der Fahrpläne durch einen Projektpartner mit Hilfe eines datengetriebenen Ansatzes durchgeführt [131]. Auf Grundlage des gemeldeten Flexibilitätspotenzials wird hierzu zunächst eine variable Anzahl an technisch möglichen Fahrplänen erzeugt. Die so erzeugte Fahrplan-Schar bildet die Entscheidungsgrundlage für den anschließenden Optimierungsprozess [132]. Mit steigen-

der Anzahl an Fahrplänen innerhalb einer Schar und einer großen Anzahl an dezentralen Flexibilitätsoptionen, steigt zum einen die Lösungsgüte und zum anderen nimmt jedoch die Menge der auszutauschenden Daten zwischen den beteiligten Simulatoren und damit die Rechenzeit innerhalb des Gesamtsystems zu.

5.1.3 Beschreibung des Abrufprozesses

Aufgrund der Heterogenität der beteiligten realen Flexibilitätsoptionen, die Flexibilität von wenigen kW bis mehrere MW zur Verfügung stellen können und der unterschiedlichen Möglichkeiten zur Erstellung einer Fahrplan-Prognose werden unterschiedliche Abruf-Prozesse für jede Flexibilitätsoption ausgestaltet. Es werden drei Abrufprozesse definiert:

AP1. Fahrplan-Abruf: Die zu erbringende Flexibilität wird als Fahrplan vor Beginn des Abruf-Zeitraumes mitgeteilt.

AP2. Ad-hoc-Abruf: Der Abruf wird zum Erbringungszeitpunkt als Führungsgröße mitgeteilt.

AP3. Mischform: Der Abruf wird im Voraus gemeldet. Die konkrete Leistung wird erst zum Erfüllungszeitpunkt in Form einer Führungsgröße übermittelt.

Unabhängig von der Flexibilitätsoption und dem definierten Abrufprozess wird ein Normalprozess definiert. Dieser ist in Form eines Sequenzdiagramms in Abbildung 5-3 dargestellt.

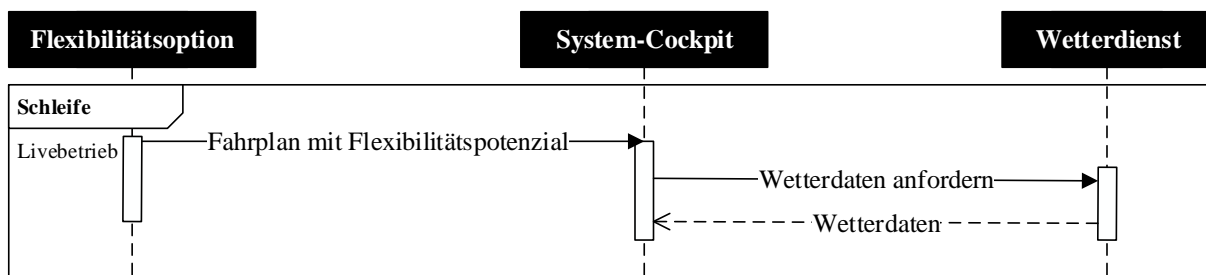


Abbildung 5-3: Normalprozess Flexibilitätsabruf

Mit dem Beginn des Normalprozesses wird die Betriebsplanung des System-Cockpits angestoßen, sodass der Flexibilitätsbedarf für den nächsten Planungszeitraum bestimmt wird. Nachdem dieser wie in Abbildung 5-1 dargestellt, bestimmt worden ist, wird der Fahrplan in für AP1 und AP3 der Flexibilitätsoption mitgeteilt. Die Flexibilitätsoptionen aktualisieren daraufhin, wie in Abbildung 5-4 dargestellt.



Abbildung 5-4: Anpassung der Prognose nach Erhalt des Fahrplan-Abrufs

Bis zum Erfüllungszeitraum besteht für die Typen AP1 und AP3 die Möglichkeit der Stornierung des übermittelten Fahrplans. Dies geschieht durch die Übermittlung eines neuen Fahrplans für den gleichen Zeitraum, sodass sich der Prozess aus Abbildung 5-4 wiederholt. Während des Abrufzeitraums ist dieser Prozess nicht definiert und der übermittelte Fahrplan bezieht sich stets auf die nächsten sechsständigen Planungszeitraum. In umgekehrter Richtung ist die Stornierung der angebotenen Flexibilität seitens der Anlage möglich, indem die Prognose aktualisiert wird, woraufhin der Normalprozess aus Abbildung 5-3 erneut gestartet wird.

Für den Ad-hoc-Abruf AP2 wird anstelle des Fahrplans eine Führungsgröße zum Erfüllungszeitpunkt übermittelt. Da sich durch die fehlende Ankündigung in Form eines Fahrplans keine Möglichkeit zur Stornierung ergibt, entfällt dieser Fall für AP2.

5.2 Beispielhafte Ergebnisse

Im Folgenden werden Flexibilitäts-Abrufe für verschiedene reale Flexibilitätsoptionen dargestellt und diskutiert. Dabei werden zwei Verbünde von verschiedenen Power-to-Heat-Anlagen in der Niederspannung, ein Elektrolyseur für die Produktion von Wasserstoff und eine flexible Aluminiumhütte ausgewählt und beschrieben. Die Abrufe fanden im Rahmen des Projekts *Designetz* statt. Aufgrund der unterschiedlichen Verfügbarkeit der technischen Anlagen innerhalb der Projektlaufzeit fanden die Abrufe zu verschiedenen Zeitpunkten statt. Des Weiteren fanden die Abrufe auf Grundlage des zuvor gemeldeten, prognostizierten Flexibilitätspotenzials und der zugehörigen, prognostizierten Leistung ohne Flexibilitätsabruf statt. Für eine vollständige Beschreibung der Projektergebnisse sei auf den Ergebnisbericht des Projekts verwiesen [122, 123].

5.2.1 Power-to-Heat-Anlagen A

Der Verbund der Power-to-Heat-Anlagen A besteht aus Heizstäben in 25 Haushalten, zwei Hotelbetrieben und zwei sozialen Einrichtungen, die zusätzlich zur

herkömmlichen Wärmeversorgung installiert wurden. Die Objekte verfügen neben dem Heizstab jeweils über einen entsprechenden Wärmespeicher, mit Hilfe dessen Flexibilität erbracht wird. Die Haushalte haben zusätzlich ein Umschaltventil verbaut, sodass zu Zeiten ohne Heizwärme-Nachfrage die Brauchwasseraufbereitung flexibel mit dem Heizstab durchgeführt wird. Die Leistung der Heizstäbe variiert innerhalb der Objekte zwischen 6, 12, 24 und 30 kW. Der Abrufprozess findet nach dem Prozess des AP1 statt. In Abbildung 5-5 ist der Flexibilitätsabruf für einen Zeitraum von 18 h dargestellt. Dabei beziehen sich die Werte auf den prognostizierten Betriebswert der Anlagen.

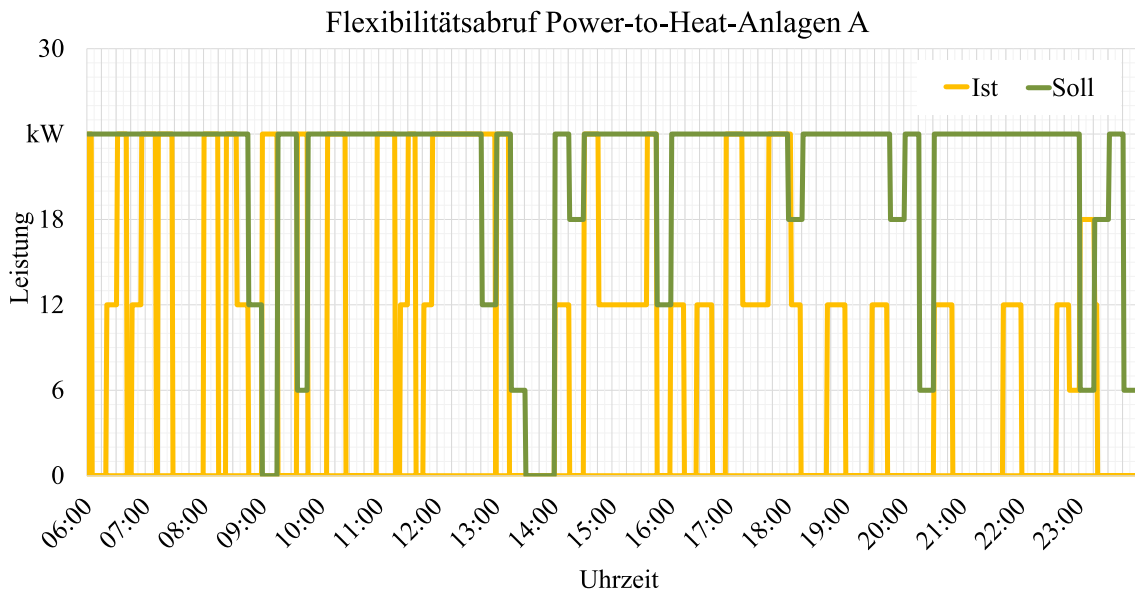


Abbildung 5-5: Angeforderte Leistung und tatsächlich erbrachte Leistung der Power-to-Heat-Anlagen A bezogen auf den prognostizierten Betriebswert als Flexibilitätsabruf

Die angeforderte Flexibilität kann von dem Verbund nur zu wenigen Zeitpunkten wie angefordert erbracht werden. Die Abweichung zum Fahrplan resultiert aus technischen Problemen in der Fernwirktechnik einzelner Anlagen, sodass ein erheblicher Unterschied in der prognostizierten Flexibilität und der tatsächlich erbrachten Leistung des Verbundes besteht. Der Ausfall einzelner Anlagen führt für den Verbund zu einer unzureichenden Erfüllung der angeforderten Flexibilität.

5.2.2 Power-to-Heat-Anlagen B

Der Verbund der Power-to-Heat-Anlagen B besteht aus acht Heizstäben mit einer installierten Leistung von je 6 kW. Die Heizelemente sind in den Haushalten in den Brauchwasserspeichern integriert, sodass über den Speicher als Puffer Flexibilität bereitgestellt werden kann. Der Abruf findet nach dem Prozess des AP2 statt. In Abbildung 5-6 ist die angeforderte Leistung und die durch den Verbund erbrachte Leistung für einen Zeitraum von sechs Stunden dargestellt. Dabei beziehen sich die Werte auf den prognostizierten Betriebswert der Anlagen.

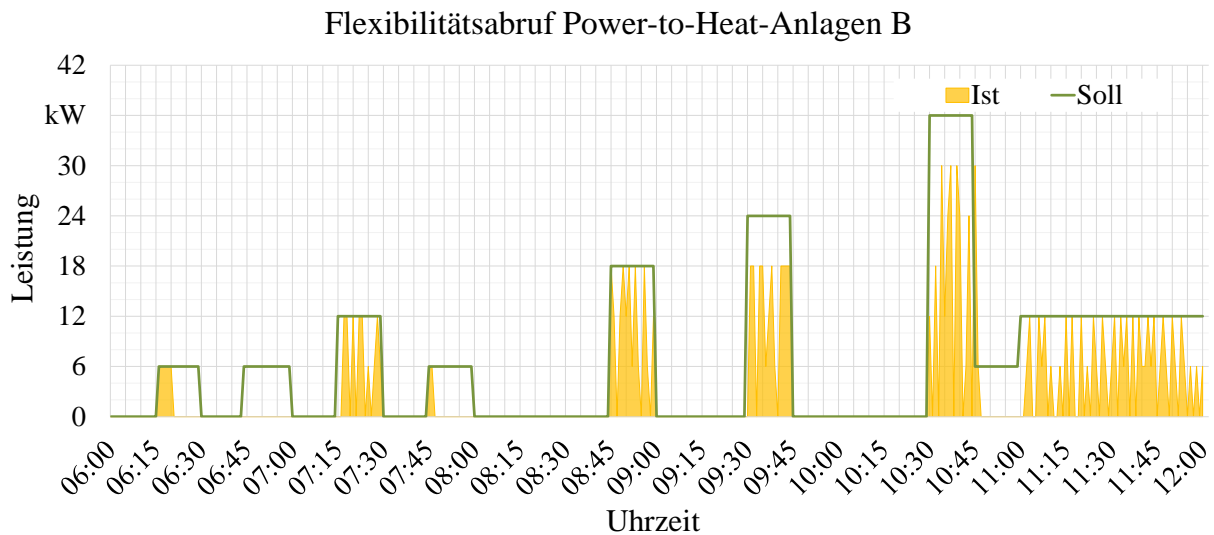


Abbildung 5-6: Angeforderte Leistung und tatsächlich erbrachte Leistung der Power-to-Heat-Anlagen B bezogen auf den prognostizierten Betriebswert als Flexibilitätsabruf

Die tatsächlich erbrachte Flexibilität entspricht in dem dargestellten Zeitraum nur teilweise der angeforderten Leistung. Das resultiert daraus, dass einige Anlagen nicht wie prognostiziert zur Verfügung stehen, da das Verhalten der Bewohner nicht korrekt vorhergesagt werden kann. Der Ausfall vereinzelter Anlagen ist an der stufenweisen Differenz von 6 kW zum Abrufwert zu erkennen. Darüber hinaus ist die mögliche Energiemenge, die zeitliche Verfügbarkeit eines Abrufs definiert, nicht ausreichend genau in der Erstellung der Prognose berücksichtigt worden, sodass teilweise keine Flexibilität auf Grund von vollen Wärmespeichern zur Verfügung steht.

5.2.3 Power-to-Gas - Elektrolyse

Die Power-to-Gas-Anlage produziert Wasserstoff mittels der *Proton-Exchange-Membrane-Elektrolyse*. Der produzierte Wasserstoff wird anschließend in einen angeschlossenen Untergrundspeicher eingespeist. Die installierte Leistung der Anlage beträgt 150 kW und es besteht eine Minimallast von 25 kW. Da die Anlage während der Projektlaufzeit keine primäre Aufgabe erfüllt, besteht konstant ein Flexibilitätspotenzial zwischen 25 und 150 kW. Der Abruf erfolgt durch den Prozess des AP2. In Abbildung 5-7 ist der Flexibilitätsabruf für einen sechsstündigen Zeitraum dargestellt.

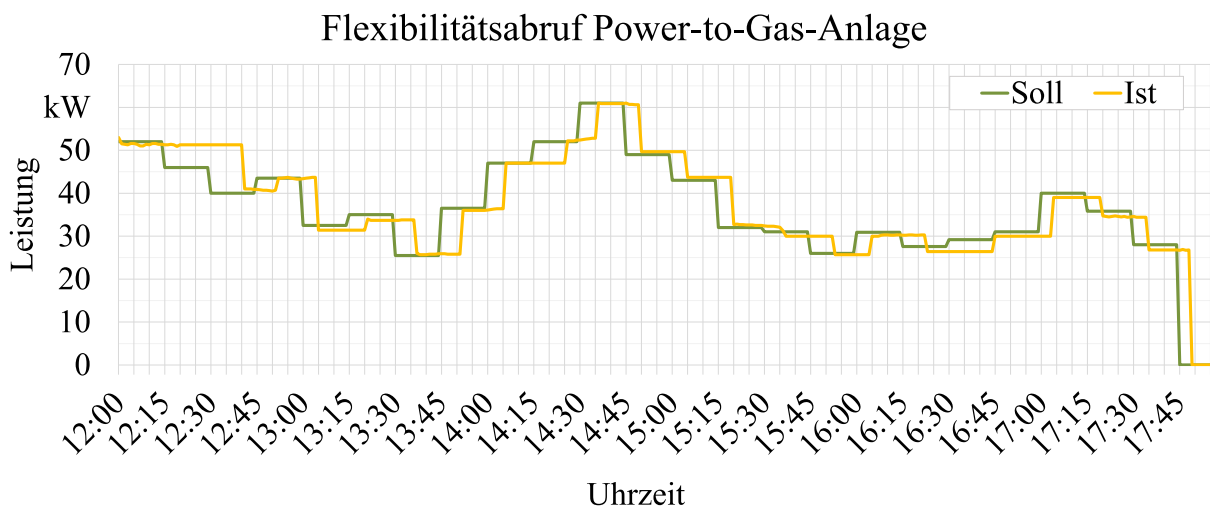


Abbildung 5-7: Angeforderte Leistung und tatsächlich erbrachte Leistung der Power-to-Gas-Anlage als Flexibilitätsabruf

Die tatsächlich erbrachte Leistung der Power-to-Gas-Anlage folgt grundsätzlich der angeforderten Leistung. In dem dargestellten Abrufzeitraum besteht ein zeitlicher Versatz zwischen dem Soll und dem Ist-Wert von wenigen Minuten. Das Steuersignal der angeforderten Leistung wird in dem lokalen Datenknoten der übergeordneten Steuerung, in das Datenformat der Anlagensteuerung umgewandelt. Dabei entsteht sowohl eine zeitliche Verzögerung als auch eine wertemäßige Abweichung aufgrund von Rundungsfehlern.

5.2.4 Aluminiumherstellung

Die angeschlossene Aluminiumhütte verfügt über eine installierte Leistung von 90 MW. Durch die Umstrukturierung der Prozesse beim Schmelzen des Rohstoffs, können 22 MW Leistung im Prozess für einen Zeitraum von 48 h flexibel zu- bzw. abgeschaltet werden. Im Rahmen des Forschungsprojekts wurde 1 MW als flexible Leistung zur Verfügung gestellt. Aufgrund der hohen betriebswirtschaftlichen Kosten bei möglichen Kommunikationsfehlern, wurde der Abruf für dieses Projekt nicht automatisiert durchgeführt. Vielmehr wurde der Abruf manuell, unabhängig von den Ergebnissen der multifunktionalen Flexibilitätsbewirtschaftung, definiert und die entsprechenden Werte wurden anschließend in die Anlagensteuerung eingegeben. Der Abruf soll diesbezüglich die Integration von großen Industrie-Anlagen als Anbieter von Flexibilität untersuchen. Darüber hinaus sind aufgrund dieses geänderten Vorgehens, Abrufe mit einer kleineren Auflösung als 15 min möglich. So sind in dem definierten Flexibilitäts-Abruf Leistungsstufen von 5 kW definiert. In Abbildung 5-8 ist ein Flexibilitätsabruf für einen vierstündigen Zeitraum dargestellt. Die Werte beziehen sich dabei auf den prognostizierten Betriebswert der Anlage.

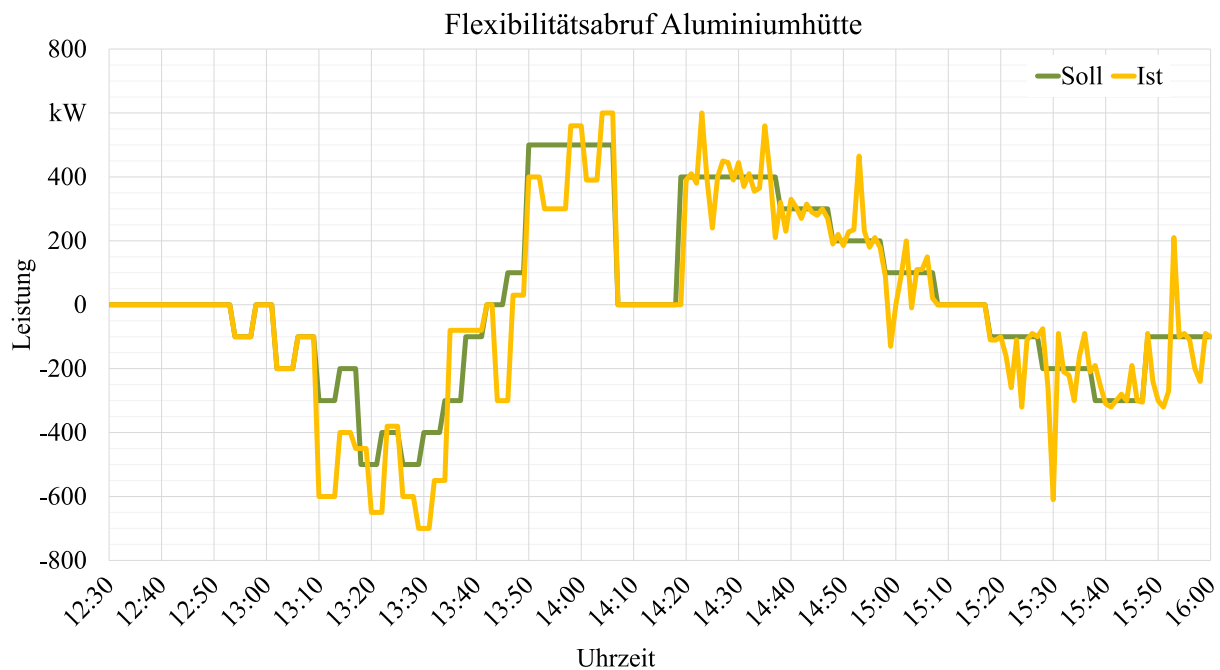


Abbildung 5-8: Angeforderte Leistung und tatsächlich erbrachte Leistung bezogen auf den prognostizierten Fahrplan der Aluminiumhütte als Flexibilitätsabruf

In dem beispielhaften Abruf folgt die Anlage grundsätzlich der angeforderten Leistung. Es kommt zu einigen Abweichungen, die sich durch prozessbedingte Schwankungen erklären lassen. So kann es während des Schmelzprozess zu Gasblasenbildung und Inhomogenität im Ofen kommen, wodurch die benötigte Leistung schwankt. Durch eine Regelung werden diese Schwankungen ausgeglichen.

5.3 Zusammenfassung und Bewertung des realen Flexibilitätseinsatzes

Die Verknüpfung des Modells mit realen Anlagen und die erfolgten Abrufe von Flexibilität haben Ergebnisse in unterschiedlichen Bereichen hervorgebracht, die im Folgenden in Bezug auf das reale Energiesystem diskutiert werden.

Prognose

Für die unterschiedlichen Netzebenen des Energiesystems ergeben sich unterschiedliche Ergebnisse hinsichtlich der Prognosemöglichkeiten. Der Live-Betrieb hat diesbezüglich gezeigt, dass die Prognosefähigkeit für kleinere Flexibilitätsoptionen in der NS-Ebene nur bedingt geeignet für den netzdienlichen Flexibilitätseinsatz ist. Aufgrund fehlender Durchmischungseffekte in der NS-Ebene ergeben sich so bei Prognosefehlern unzureichende netzdienliche Flexibilitätsabrufe. Wie jedoch ebenfalls in Kapitel 4 gezeigt, bestehen in den unteren Spannungsebenen

gute Engpassmanagement-Möglichkeiten durch ein umfassendes Blindleistungsmanagement und den Einsatz von rONT. Darüber hinaus könnte diese Unsicherheit durch die Einbeziehung mehrerer Flexibilitätsoptionen und der konzeptionellen Beachtung solcher Unsicherheiten berücksichtigt werden. Demgegenüber weisen Flexibilitätsoptionen höherer Spannungsebenen, die zumeist als primäres Ziel die Teilnahme am Strommarkt haben und deren Potential nicht direkt von menschlichen Bedürfnissen abhängen, eine gute Prognosefähigkeit auf. Die Einbeziehung dieser Anlagen kann in markt-, netz- und systemdienlichen Prozessen erfolgen.

Datenmodell

Die Übermittlung des verfügbaren Flexibilitätspotenzials fand im Projekt anhand eines Leistungsbands und einer zugehörigen Energie statt, welche den Zeitraum des Flexibilitätsabrufs beschränkt. Dieses Vorgehen eignet sich gut für Konzepte, in denen Flexibilität nur zu gewissen Zeitpunkten benötigt wird, wie beispielsweise die Nutzung netzdienlicher Flexibilität in lokalen Märkten [84] oder die Nutzung im Rahmen des *Redispatch 2.0*. Eine markt- und systemdienliche Optimierung sollte aus Sicht der Anlagenbetreiber jedoch getrennt bestimmt werden und die Angabe der Gesamtenergiemenge als zusätzlich im Rahmen des Engpassmanagement mögliche Flexibilität bereitstehen, die unter Ausgleich der bei Abruf entstehenden Opportunitätskosten ausgeglichen werden müssen. Die Nutzung der Gesamtenergiemenge zur markt- und systemdienlichen Optimierung führt dazu, dass Potenziale für folgende Optimierungszeiträume aufgrund von Nachholeffekten eventuell nicht optimal ausgenutzt werden können.

Abruftypen

Des Weiteren wurde bei dem Abruf der Flexibilität zwischen drei Verfahren unterschieden.

1. Die zu erbringende Flexibilität wird als Fahrplan mitgeteilt.
2. Bei Abruf wird sie als ad-hoc-Maßnahme zum Erbringungszeitpunkt als Führungsgröße mitgeteilt
3. Mischform in der der Abruf ähnlich wie beim Fahrplan Abruf im Voraus gemeldet wird, die konkrete Leistung zum Erfüllungszeitpunkt wird zudem zusätzlich als Führungsgröße übermittelt.

Die technische Umsetzbarkeit ist bei allen Abruf-Formen gegeben, jedoch ergeben sich aus diesen verschiedenen Abruf-Mechanismen Implikationen für die Ausgestaltung von Plattformen oder Mechanismen, die zukünftig dafür sorgen, dass dezentrale Flexibilität bereitgestellt werden kann. So könnten sich mit dem

Abruf-Typ 2 und 3 Notfallmaßnahmen des Netzbetreibers für netz- oder systemdienliche Anwendungsfälle selektiv umsetzen lassen. Abruf-Typ 1 eignet sich dagegen vor allem für gut prognostizierbare Anwendungsfälle.

Die Abrufe im Projekt haben gezeigt, dass vor allem kleinere technische Anlagen, wie beispielsweise ein Pool von Power-to-Heat-Anlagen im Haushaltsbereich, die Abrufe als Fahrplan nur unzureichend umsetzen können. Für diese Anlagen-Pools muss der Ausfall bzw. die Nicht-Verfügbarkeit einzelner Anlagen in der Prognose berücksichtigt werden. Durch diese Unsicherheiten können markt- und systemdienliche Produkte, die keine Ortsgebundenheit aufweisen, mit einem gewissen Zuverlässigkeitsintervall angeboten werden. Für netzdienliche Anwendungsfälle ergibt sich weiterhin die Möglichkeit, Maßnahmen für überlagerte Netzebenen mit einer gewissen Zuverlässigkeit anzubieten.

Skalierbarkeit

Die zentrale Erfassung und Bestimmung des Einsatzes der Flexibilität stellt bezüglich Robustheit und Rechenzeit der beteiligten IT-Systeme eine Herausforderung dar. Die Skalierbarkeit eines solchen zentralen Systems ist für eine steigende Anzahl an Teilnehmern fragwürdig. Diesbezüglich könnten neue Marktmechanismen mit Hilfe von dezentralen Verhandlungs- und Abrechnungsmechanismen genutzt werden, um die Skalierbarkeit zu verbessern, wie beispielsweise in [133] beschrieben.

Aufgrund des prototypischen Charakters des Forschungsprojekts und der damit zusammenhängenden begrenzten Betriebsdauer können darüber hinaus keine allgemeinen gültigen Aussagen aus gesamtsystemischer Sicht abgeleitet werden. Der Betrieb verdeutlicht vielmehr, dass die Vernetzung und die Flexibilitäts-Erschließung für eine zukünftige, multifunktionale Flexibilitätsbewirtschaftung verstärkt Anforderungen an eine ausgereifte IT-Governance stellt. Sicherheiten, die im Energiesystem traditionell durch eine robuste Auslegung der elektrischen Netze und der Sicherstellung ausreichender Reserve-Kraftwerken bereitgestellt wurden, müssen in Zukunft im begrenzten Umfang durch robuste IT-Systeme, gereifte Prozesse mit fähigen Notfalllösungen und einer Vielzahl vernetzter, dezentraler Flexibilitätsoptionen ersetzt werden. Diese projektbezogenen Erfahrungen lassen sich in ähnlicher Weise in der verzögerten Einführung des *Redispatch 2.0*-Prozesses erkennen, in dem aufgrund fehlender Stammdaten-Erfassung – also einer fehlenden Digitalisierung – der bilanzielle Ausgleich für die Redispatch-Maßnahmen nicht stattfinden kann [134].

6 Zusammenfassung und Ausblick

Abschließend werden die zentralen Beiträge dieser Arbeit zusammengefasst. Darauf aufbauend werden das erstellte Modell und die damit erzeugten Ergebnisse kritisch bewertet, Weiterentwicklungsmöglichkeiten aufgezeigt und ein Ausblick gegeben.

6.1 Zusammenfassung

Die Transformation des Stromversorgungssystems erfordert die Integration und den koordinierten Einsatz von Flexibilitätsoptionen. Damit diese Transformation gelingt und ein zuverlässiges, klimaverträgliches und kosteneffizientes Versorgungssystem sichergestellt werden kann, bedarf es Untersuchungen des möglichen Zielsystems, um notwendige Anpassungen der technischen Richtlinien, dem regulatorischen Rahmen oder dem Förderregime vorzunehmen.

Um den Einsatz von Flexibilität für das zukünftige Energiesystem modellieren zu können, wurde in Kapitel 2 dieser Arbeit zunächst eine Definition der verschiedenen Anwendungsfälle für den Einsatz von Flexibilität erarbeitet. Dabei wird aufgezeigt, dass verschiedene, teils konkurrierende, Anwendungsfälle für den Einsatz von Flexibilität existieren und es wird beschrieben, wie sich diese charakterisieren lassen. Daraufhin werden Anforderungen formuliert, die ein Simulationsmodell erfüllen muss, um den Einsatz und mögliche Wechselwirkungen dieser Anwendungsfälle mit der Betriebsplanung von Verteilnetzen untersuchen zu können.

Basierend auf diesen Anforderungen wird schließlich in Kapitel 3 ein solches Modell entworfen. Dabei wird auf eine schrittweise Modellierung der Anwendungsfälle geachtet, um mögliche Wechselwirkungen bewerten zu können. Es wird ein abstraktes Flexibilitätsmodell zur Abbildung der technischen Eigenschaften verwendet. Durch eine geeignete Parametrierung des Modells lassen sich so die technischen Nebenbedingungen der dezentralen Flexibilitätsoptionen im Gesamtmodell berücksichtigen. Um die Wechselwirkungen unabhängig von der aktuellen Ausgestaltung des regulatorischen Rahmens und die damit verbundenen Förderungen und Umlagen zu halten, wird ein kostenneutraler Ansatz gewählt. Als Entscheidungsgröße für den Einsatz wird die systemweite Residuallast bestimmt. Hierfür wird ein Residuallast-Modell entworfen, welches auf Grundlage von Wetterdaten die EE-Erzeugung berechnet und mit Hilfe dessen die Residuallast für

jeden Zeitschritt bestimmt. Dies stellt die Grundlage zur Bestimmung der Vermarktungsentscheidung der Flexibilitätsoptionen dar. Der marktdienliche Flexibilitätseinsatz wird dabei zusätzlich in die Eigenverbrauchsoptimierung und eine vollständige Marktintegration unterteilt. Bei letzterer bildet die Residuallast als virtuelles Strompreissignal die Grundlage für die Einsatzentscheidung. Bei der Eigenverbrauchsoptimierung wird der Austausch mit dem öffentlichen Versorgungsnetz minimiert, indem verschiedene Flexibilitätsoptionen hinter dem Netzverknüpfungspunkt miteinander kombiniert werden. Die Entscheidung zur Teilnahme am Regelleistungsmarkt wird anhand einer randomisierten Entscheidungsvariable im Modell getroffen. Durch die Teilnahme wird ein Teil der verfügbaren Flexibilität reserviert. Da kein expliziter Regelleistungsabruf, beispielsweise auf Grundlage einer Frequenz-Simulation stattfindet, muss ein möglicher Abruf in der Betriebsplanung des Verteilnetzes berücksichtigt werden. Dies geschieht durch die Annahme eines vollständigen positiven und eines vollständigen negativen Regelleistungsabrufs. Für den Einsatz der netzdienlichen Flexibilität werden die Grenzwerte des Verteilnetzes auf Grundlage der markt- und systemdienlichen Fahrpläne untersucht. Zunächst besteht die Möglichkeit Maßnahmen zur Spannungsregelung zu nutzen. Hierzu wird das Blindleistungsmanagement der Flexibilitätsoptionen und zusätzlich das Ändern des Spannungsniveaus durch das Stufen von Transformatoren genutzt. Bestehen weiterhin Grenzwertverletzungen, wird die notwendigen Wirkleistungsanpassung der Flexibilitätsoptionen als Fahrplan bestimmt.

In Kapitel 4 wird dieses Modell für ein Zukunftsszenario parametrisiert, ausgeführt und bewertet. Anhand der beispielhaften Untersuchungen konnte gezeigt werden, dass sich eine geringere Auslastung des Verteilnetzes gegenüber der vollständigen Marktintegration der Flexibilitätsoptionen ergibt. Bei letzterer kommt es aufgrund des einheitlichen Preissignals zu einer hohen Gleichzeitigkeit, die insbesondere in dem abgebildeten MS-Netz zu Grenzwertverletzungen führt, die wiederum durch die Wirkleistungsanpassung von Flexibilitätsoptionen behoben werden. Durch die systemdienliche Reservierung von einem Teil der Flexibilität kommt es durch die Unsicherheit während der Betriebsplanung zu einer erhöhten Abregelung von EE-Erzeugung. Die reservierte Flexibilität der Speicher steht zum einen nicht zur Verfügung und zum anderen wird durch die Annahme einer möglicherweise zeitgleichen Regelleistungsaktivierung die Auslastung der Netze verstärkt.

Zur Überprüfung der Annahmen bezüglich der Verfügbarkeit und der perfekten Prognosefähigkeit der Flexibilitätsoptionen, sowie des störungsfreien Betriebes der notwendigen IT-Infrastruktur, wird das erstellte Modell mit realen Flexibilitätsoptionen kombiniert und betrieben. Die getrennte Modellierung der Akteure

sowie der modulare Aufbau erlaubt diesbezüglich den Austausch von einigen simulierten Anlagen durch reale Flexibilitätsoptionen. Diese Kombination wurde im Rahmen des Forschungsprojekts *Designetz* mit vierzehn realen Flexibilitätsoptionen realisiert. Der Aufbau und Betrieb dieses Systems wird zusammen mit beispielhaften Ergebnissen in Kapitel 5 der Arbeit diskutiert.

6.2 Bewertung des Modells und Ausblick

Der Einsatz von Flexibilität wird unterteilt in markt-, system- und netzdienliche Anwendungsfälle. Im Folgenden werden die Modellierung und die Ergebnisse der verschiedenen Anwendungsfälle diskutiert und bewertet. Darüber hinaus wird für jeden der diskutierten Anwendungsfälle ein Ausblick bezüglich möglicher, folgender Forschungsansätze gegeben.

6.2.1 Marktdienliche Flexibilitätsbewirtschaftung

Für Endverbraucher ohne direkten Zugang zu den Strommärkten stellt die Eigenverbrauchsoptimierung heutzutage einen relevanten Anwendungsfall für den Einsatz von Flexibilität dar. Um zu verdeutlichen, dass dieser Einsatz einen primären Anwendungsfall darstellt, der durch die anderen Anwendungen eingeschränkt wird, findet die Zuordnung ebenfalls zu dem marktdienlichen Anwendungsfall statt. Die Modell-Anwendung dieser Arbeit hat diesbezüglich jedoch ergeben, dass eine vollständige Marktintegration gegenüber einer Eigenverbrauchsoptimierung aus Sicht des Verteilnetzes unterschiedliche Wirkungen auf die Auslastung der Betriebsmittel aufweist. So wird das Verteilnetz bei einer Eigenverbrauchsoptimierung weniger stark belastet. Sie führt jedoch dazu, dass an den Märkten weniger Flexibilität zur Verfügung steht. Weitere Arbeiten sollten diesbezüglich untersuchen, welche volkswirtschaftlichen Kosten durch eine flächendeckende Eigenverbrauchsoptimierung gegenüber einer vollständigen Marktintegration entstehen und welchen Einfluss dies wiederum auf die Anreize zur Bereitstellung von Flexibilität aufweist. In diesem Zusammenhang ist ebenfalls die Modellierung des marktdienlichen Flexibilitätseinsatzes dieser Arbeit kritisch zu bewerten. Durch die fehlende Rückkopplung auf die Residuallast und den kostenneutralen Ansatz, wird der marktdienliche Einsatz tendenziell überschätzt. Zur Modellierung der marktdienlichen Flexibilität könnte in weiteren Arbeiten, wie beispielsweise in [85], eine fundamentale Marktsimulation des gesamten Marktgebietes genutzt werden. Da das entwickelte Verfahren auf die Betriebsplanung abzielt, sollte jedoch die Rechenzeit beherrschbar bleiben, sodass eine Kopplung mit realen Anlagen weiterhin möglich ist. Die Anwendung von Aggregations- und Dekompensationsansätzen wie in [92] stellt in diesem Zusammenhang eine vielversprechende Möglichkeit dar.

Damit in der Praxis der modellierte Einsatz der Flexibilitätsoptionen möglich wird, muss zunächst die flächendeckende, informationstechnische Erfassung der Anlagen stattfinden. Unternehmen könnten so kleinere Flexibilitäten bündeln und die Aufgabe der Vermarktung an den Handelsmärkten übernehmen. Als ein möglicher Zwischenschritt dahin werden zeitvariable Tarife für Endkunden diskutiert, mit denen ein marktdienliches Verhalten angereizt werden soll, ohne dass eine explizite Einsatzplanung stattfindet. Die Anreize zur Eigenverbrauchsoptimierung würden so abgeschwächt und eine gegebenenfalls volkswirtschaftlich kosteneffizientere Flexibilitätsbewirtschaftung verfolgt werden. Zukünftige Arbeiten könnten, unter Auflösung des kostenneutralen Ansatzes, die Wirkung dieser zeitvariablen Tarife in das Modell integrieren und untersuchen.

6.2.2 Netzdienliche Flexibilitätsbewirtschaftung

In der Anwendung des Modells wird ein Verteilnetz verwendet, welches im Betrieb Grenzwertverletzungen aufweist. Der Bedarf an netzdienlicher Flexibilität hängt neben der Betriebsweise der Flexibilitätsoptionen und der Spannungsregelung maßgeblich von dem Ausbaustand des betrachteten Verteilnetzes ab. Das Engpassmanagement in den Verteilnetzen findet heutzutage hauptsächlich in Regionen mit einer hohen Einspeisung, insbesondere mit Windkraftanlagen, statt [3]. Durch den Ausbau der Elektromobilität und die Elektrifizierung der Wärmeerzeugung durch Wärmepumpen ist zukünftig auch ein erheblicher Netzausbaubedarf durch Last-Spitzen zu erwarten [135]. Um das Netz weiter sicher betreiben zu können, ohne dabei Lasten und Erzeuger abzuwerfen, könnten sich zukünftig die Planungs- und Betriebsgrundsätze von Verteilnetzbetreibern dahingehend verändern, dass der Einsatz von netzdienlicher Flexibilität weiter in der Planung berücksichtigt wird. Um die eingesetzte Flexibilität gegenüber konventionellen Netzausbaumaßnahmen in der Planung kostenoptimal berücksichtigen zu können, existieren in der Forschung bereits Ansätze [91]. Zukünftige Arbeiten sollten bei der Untersuchung der Wechselwirkungen der Betriebsplanung mit der Flexibilitätsbewirtschaftung Netze mit solchen veränderten Planungs- und Betriebsgrundsätze heranziehen.

Darüber hinaus wurde das erstellte Modell in Kapitel 4 der Arbeit anhand eines simulierten Mittelspannungsnetzes mit einer typischen Ringstruktur untersucht. In Hochspannungsnetzen nimmt der Vermaschungsgrad der Netze zu, sodass für das Engpassmanagement eines überlasteten Betriebsmittels eine höhere Komplexität bezüglich der Einhaltung der Grenzwerte der übrigen Betriebsmittel besteht. Das erstellte Modell löst dieses Problem, indem bei der Auslösung einer neuen Grenzwertverletzung durch den Einsatz von netzdienlicher Flexibilität, das Verfahren erneut, ergänzt um die neuen Grenzwerte, ausgeführt wird. Bei einem höheren Vermaschungsgrad und einer hohen Auslastung der Netze ist zu erwarten,

dass zur Bestimmung des netzdienlichen Einsatzes mehrere Iterationsstufen durchlaufen werden müssen. In Bezug auf eine mögliche Kopplung mit realen Anlagen und die daraus resultierende, begrenzte Rechenzeit, erfordert die Anwendung des Modells für große, vermaschte Netze eine Anpassung des Modells.

Für die Übertragbarkeit der Ergebnisse auf die Praxis sei darauf hingewiesen, dass die Modellierung von der vollständigen Beobachtbarkeit aller Netzknoten des untersuchten Verteilnetzes ausgeht. Eine vollständige Beobachtbarkeit ist in den Verteilnetzen noch nicht gegeben, wenngleich vielversprechende Arbeiten zur Einbeziehung von Smart Meter Daten existieren, mit denen der Zustand der Verteilnetze bestimmt und entsprechend Flexibilität abgerufen werden kann [136].

Des Weiteren hat die praktische Erprobung des erstellten Modells zusammen mit Betreibern von Flexibilitätsoptionen und Netzbetreibern gezeigt, dass die echtzeitnahe Offenlegung von Informationen, die den Netzzustand betreffen, von den Netzbetreiber kritisch gesehen wird. Die Einführung einer vertrauensvollen Rolle, beispielsweise in Form einer Flexibilitätsplattform wie die niederländische Plattform *GOPACS*⁵, könnte den Anforderungen des Datenschutzes genügen und das Zusammenführen von Angebot und Nachfrage übernehmen. Die Einführung einer solchen Marktplattform, die für Anlagenbetreiber eine weitere Erlösquelle darstellen, bietet je nach Ausgestaltungsform jedoch Möglichkeiten des Missbrauchs. Da die Produkte durch die örtlich begrenzte Wirkung kein *Commodity* - also kein standardisiertes, homogenes Produkt – darstellen, ergeben sich für gewisse Anlagen an vorteilhaften Netzknoten Vorteile und die Möglichkeit durch strategisches Bieten Übergewinne zu erwirtschaften [137]. Die Ausgestaltung solcher Plattformen wird beispielsweise in [138] diskutiert. Das in dieser Arbeit erstellte Modell könnte als Grundlage zur Überprüfung von möglichen Ausgestaltungsformen von Marktplattformen dienen, indem das Bieterverhalten der dezentralen Flexibilitätsoptionen auf ebendieser abgebildet wird und ein Markträumungsprozess integriert wird. Diesbezüglich haben die Ergebnisse dieser Arbeit jedoch gezeigt, dass die Einführung eines robusten, marktbasiereten Engpassmanagements auf den untersten Spannungsebenen vor großen Herausforderungen steht. Durch die begrenzte Anzahl an Akteuren, sowie die meist strahlen- oder ringförmige Netzstruktur gibt es zum einen keinen Wettbewerb. Diese Tatsache lässt die Notwendigkeit einer Netzverstärkungsmaßnahme alternativlos erscheinen. Zum anderen besteht aufgrund der fehlenden Durchmischungseffekte eine schlechte Prognosefähigkeit der einzelnen Anlagen. In aggregierter Form könnten mehrere Flexibilitätsoptionen aus den unteren Spannungsebenen jedoch einen Beitrag zur Stabilisierung der überlagerten Netze liefern. Darüber hinaus konnten Grenzwertverletzungen innerhalb des NS-Netz in dieser Arbeit durch eine leistungsfähige Spannungsregelung

⁵ <https://en.gopacs.eu/>

gelöst werden. Diesbezüglich gibt der § 14a EnWG für NS-Netze bereits vor, dass für Lieferanten und Letztverbraucher mit einer netzdienlichen Steuerung reduzierte Netzentgelte berechnet werden müssen.

6.2.3 Systemdienliche Flexibilitätsbewirtschaftung

Die Dimensionierung der vorzuhaltenden Regelleistung findet in Deutschland anhand einer probabilistischen Bemessungsmethode statt. Dieser Bedarf wird in Produkte überführt und über öffentliche Ausschreibungen können sich präqualifizierte Anlagen an der Regelleistungserbringung beteiligen. Als Zusammenschluss mehrerer technischer Anlagen können und haben sich dezentrale Flexibilitätsoptionen bereits am Regelleistungsmarkt beteiligt. Da die Entscheidung zur Teilnahme am Regelleistungsmarkt einem betriebswirtschaftlichen Kalkül folgt, wird die Entscheidung zur Teilnahme in dem entwickelten, kostenneutralen Modell anhand einer randomisierten Entscheidungsvariable getroffen. Damit lassen sich die Auswirkungen auf die Betriebsplanung des Verteilnetzes untersuchen. Um eine betriebswirtschaftliche Entscheidung zur Teilnahme am Regelleistungsmarkt zu treffen, werden bspw. in [85] mögliche Erlöse für die Regelleistungsvermarktung postuliert, anhand derer eine betriebswirtschaftliche Optimierung stattfindet. Diese Annahme geht davon aus, dass die simulierten Anlagen keinen signifikanten Einfluss auf das Marktergebnis haben, sodass die Entscheidung zur Teilnahme keinen Einfluss auf den Preis nach sich zieht. In [19] wird eine Merit-Order für den Einsatz von Flexibilitäten für die Regelleistungsaktivierung entworfen. Durch die Ermittlung des Regelleistungsbedarfs, kann so abgeleitet werden, welche Anlagen abgerufen werden. Da daraus keine Preise für die Zuschläge ermittelt werden können, kann auch kein Rückschluss auf die individuelle, betriebswirtschaftliche Einsatzoptimierung einer dezentralen Flexibilitätsoption gezogen werden. Für die vollständige Abbildung des systemdienlichen Flexibilitätseinsatzes innerhalb der Verteilnetze, könnte in zukünftigen Arbeiten Marktsimulationen zur Abbildung der Preisbildung an den Termin-, Spot- und Regelleistungsmärkten erstellt werden (wie bspw. in [139]). Durch die Annahme der zugrundeliegenden Kosten und einer individuellen Gewinnerwartung können so über die Simulation der Gebote der einzelnen Akteure die Preise und die bezuschlagten Teilnehmer bestimmt werden. Da die Gebote an den Märkten durch etwaige Förderungen und Umlagen beeinflusst werden, müssten jedoch Annahmen zu dem geltenden regulatorischen Rahmen getroffen werden.

Die Untersuchung einer tatsächlichen Aktivierung der bezuschlagten Regelleistung bedarf jedoch der Abbildung des Frequenzverhaltens des Gesamtsystems. Für die Betriebsplanung reicht die Kenntnis der systemdienlichen Reservierung jedoch aus, da zur Einhaltung einer hohen Versorgungszuverlässigkeit von der

vollständigen Aktivierung ausgegangen werden muss. Die Ergebnisse der Simulationen haben diesbezüglich gezeigt, dass Flexibilitätsoptionen mit einer systemdienlichen Flexibilitätseinsatz Vorrang bei der Bestimmung des netzdienlichen Flexibilitätseinsatzes haben sollten. Diese Ergebnisse werden ebenfalls durch die aktualisierte Fassung der Norm VDE-AR-N 4141-1 bestätigt. In dieser werden erste Grundsätze für die Priorisierung von Maßnahmen zwischen ÜNB und VNB definiert und damit die Vorgaben der europäischen Vorgaben ausgearbeitet. Demnach müssen Anlagen mit Beiträgen für Systemdienstleistungen im Vorfeld priorisiert werden. Darüber hinaus haben lokale Maßnahmen Vorrang vor regionalen. Die betragsmäßig größere Anpassung von Wirkleistung wird umgesetzt und lokale Maßnahmen dürfen nicht durch gegenläufige Maßnahmen eines anderen Netzbetreibers aufgehoben werden. In der Norm VDE-AR-N 4141-2 werden diese Regeln für die Schnittstellen zwischen Verteilnetzbetreibern definiert.

6.3 Fazit

Im Rahmen der Energiekrise stiegen im Jahr 2022 die Strom-, Gas- und Benzinpreise für Endkunden. In der öffentlichen Debatte wurden daraufhin die vorherrschenden Mechanismen zur Preisbildung diskutiert. Im Rahmen dieser Diskussion entstand zudem ein zunehmendes Verständnis für den Wert von Flexibilität im Energiesystem und die Notwendigkeit zur Integration aller möglichen Flexibilitätsoptionen in den Strommarkt, zur Sicherstellung der Versorgungssicherheit. Die steigenden Gaspreise haben zudem die Integration von erdgasfreien Heizsystemen, wie beispielsweise Wärmepumpen und Direktheizungen, und die steigenden Benzinpreise wiederum die Anschaffung von Elektro-Autos weiter angereizt. Des Weiteren wurden, bezüglich der Integration von Flexibilitätsoptionen für Regelleistung, erfolgreiche Projekte zur Präqualifikation von Elektro-Autos zur Erbringung von Regelleistung durchgeführt.

Diese Entwicklungen führen dazu, dass zum einen mehr elektrische Verbraucher in die Verteilnetze integriert werden müssen und zum anderen steigt durch eine Integration in die Strommärkte die Gleichzeitigkeit dieser Verbraucher. In Folge dessen steigt die Auslastung der Verteilnetze weiter. Durch die hohen Kosten und die gestiegene Dringlichkeit steigt damit auch die Notwendigkeit zur Einführung neuer Prozesse zum koordinierten Einsatz der Flexibilitätsoptionen. In dieser Arbeit wurden in diesem Zusammenhang die verschiedenen Anwendungsfälle für Flexibilität charakterisiert und darauf aufbauend ein Modell zur Untersuchung einer multifunktionalen Flexibilitätsbewirtschaftung entwickelt.

In der Praxis ist die Einführung des *Redispatch 2.0* Prozess noch immer nicht abgeschlossen. Die Verzögerungen machen deutlich, dass eine praktische, systemische Überprüfung von Prozessen notwendig ist, um Hürden zu identifizieren

und auszuräumen. Die praktische Überprüfung der Modellannahmen durch die prototypische Erprobung im Rahmen dieser Arbeit haben diesbezüglich aufgezeigt, dass das Zusammenführen einer Vielzahl von verschiedenen technischen Anlagen aus verschiedenen Sektoren hohe Anforderungen an die IT-Governance stellt. Die zukünftige Betriebsplanung der Verteilnetze muss anhand von robusten IT-Konzepten umgesetzt werden. Die aufgezeigten Forschungsansätze sollten diesbezüglich aufgegriffen werden, um weitere Untersuchungen durchzuführen.

Literaturverzeichnis

- [1] Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena) (Hrsg.), „Ausbau- und Innovationsbedarf der Stromverteilnetze in Deutschland bis 2030 (dena-Verteilnetzstudie),“ Berlin, 2013. Online verfügbar: https://www.dena.de/fileadmin/dena/Dokumente/Pdf/9100_dena-Verteilnetzstudie_Abschlussbericht.pdf, (besucht am 13.09.2022).
- [2] Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, „Bestätigung Netzentwicklungsplan 2021-2035,“ Bonn, 2022. Online verfügbar: https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/paragraphs-files/NEP2035_Bestaetigung.pdf, (besucht am 13.09.2022).
- [3] Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, „Monitoringbericht 2021,“ Bonn, 2021. Online verfügbar: https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Mediathek/Monitoringberichte/Monitoringbericht_Energie2021.pdf?jsessionid=DBB2D38D4BCFF50A3E6ACA2816C3661A?__blob=publicationFile&v=7, (besucht am 13.09.2022).
- [4] Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, „Flexibilität im Stromversorgungssystem: Bestandsaufnahme, Hemmnisse und Ansätze zur verbesserten Erschließung von Flexibilität,“, Diskussionspapier 2017. Online verfügbar: https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/NetzentwicklungUndSmartGrid/BNetzA_Flexibilitaetspapier.pdf?__blob=publicationFile&v=1, (besucht am 13.09.2022).
- [5] E-Bridge Consulting (Hrsg.), „Sichere und effiziente Koordinierung von Flexibilitäten im Verteilnetz,“ Studie im Auftrag deutscher Verteilnetzbetreiber, Bonn, 2017. Online verfügbar: https://www.e-bridge.de/wp-content/uploads/2017/06/E-Bridge_Abschlussbericht-Sichere-und-effiziente-Koordinierung-von-Flexi...-1.pdf, (besucht am 13.09.2022).
- [6] Prognos, Öko-Institut, Wuppertal-Institut, „Klimaneutrales Deutschland 2045: Wie Deutschland seine Klimaziele schon vor 2050 erreichen kann,“, Zusammenfassung im Auftrag von Stiftung Klimaneutralität, Agora Energiewende und Agora Verkehrswende. Online verfügbar: https://static.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2021/2021_04_KNDE45/A-EW_209_KNDE2045_Zusammenfassung_DE_WEB.pdf, (besucht am 13.09.2022).
- [7] Consentec GmbH (Hrsg.), „Beschreibung von Konzepten des Systemausgleichs und der Regelreservemärkte in Deutschland,“ 2022. Online verfügbar: https://www.regelleistung.net/ext/download/MARKTBESCHREIBUNG_CONS, (besucht am 13.09.2022).
- [8] S. Kippelt, „Dezentrale Flexibilitätsoptionen und ihr Beitrag zum Ausgleich der fluktuierenden Stromerzeugung Erneuerbarer Energien,“ Dissertation an der TU Dortmund, Shaker Verlag, Aachen, 2017.
- [9] C. E. Mueller, „Why do residents participate in high-voltage transmission line planning procedures? Findings from two power grid expansion regions in Germany,“ Energy Policy, Jg. 145, 2020.

- [10] Union of the Electricity Industry - EURELECTRIC, „Flexibility and Aggregation: Requirements for their interaction in the market,“ 2014. Online verfügbar: <https://www.usef.energy/app/uploads/2016/12/EURELECTRIC-Flexibility-and-Aggregation-jan-2014.pdf>, (besucht am 13.09.2022).
- [11] Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena) (Hrsg.), „Must-Run und gesicherte Leistung: Ergebniszusammenfassung des dena-Symposiums,“ Berlin, 2019. Online verfügbar: https://www.dena.de/fileadmin/dena/Publikationen/PDFs/2020/dena_Ergebniszusammenfassung_Must_Run_.pdf, (besucht am 13.09.2022).
- [12] V. Quaschnig, „Regenerative Energiesysteme: Technologie – Berechnung – Simulation,“ Hanser Verlag München 2011. Online verfügbar: <http://www.hanser-elibrary.com/doi/book/10.3139/9783446429444>, (besucht am 13.09.2022).
- [13] Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES) (Hrsg.), „Regelenergie durch Windkraftanlagen,“ Kassel, 2014. Online verfügbar: https://www.iee.fraunhofer.de/content/dam/iee/energiesystemtechnik/de/Dokumente/Projekte/20170814_ReWP_Abschluss_final.pdf, (besucht am 13.09.2022).
- [14] BDEW Bundesverband (Hrsg.), „Anwendungshilfe zur Flexibilitätsprämie nach §50b EEG 2017,“ Berlin, 2019. Online verfügbar: http://www.vbv.de/fileadmin/user_upload/pdf/2019/Anwendungshilfe_Flexibilitaetspraemie.pdf, (besucht am 13.09.2022).
- [15] B. Thomas, „Mini-Blockheizkraftwerke: Grundlagen, Gerätetechnik, Betriebsdaten,“ Vogel Buchverlag, Würzburg, 2014. Online verfügbar: <https://ebookcentral.proquest.com/lib/kxp/detail.action?docID=1115215>, (besucht am 13.09.2022).
- [16] Next Kraftwerke GmbH, „Erfahrungsbericht - Notstromaggregat im Virtuellen Kraftwerk - Ungenutzte Potenziale heben,“ Pressemitteilung. Online verfügbar: <https://www.next-kraftwerke.de/unternehmen/referenzen/notstrom-regelenergie>, (besucht am 18.11.2022).
- [17] RWE Supply & Trading GmbH, „Erlösquelle Notstromaggregat,“ Pressemitteilung, 2021. Online verfügbar: <https://www.rwe.com/-/media/RWE/documents/03-unser-portfolio-und-loesungen/produkte-und-dienstleistungen/ihr-notstromaggregat-als-erloesquelle-flyer.pdf>, (besucht am 18.11.2022).
- [18] M. Sterner und I. Stadler, „Energiespeicher – Bedarf, Technologien, Integration,“ Springer Vieweg Berlin Heidelberg, 2014.
- [19] T. Schlüter, „Zukünftige Bereitstellung von Regelleistung unter Berücksichtigung technischer und marktwirtschaftlicher Potenziale,“ Dissertation an der TU Dortmund, Shaker Verlag, Aachen, 2019.
- [20] BDEW Bundesverband (Hrsg.), „Smart Grids Ampelkonzept - Ausgestaltung der gelben Phase: Diskussionspapier,“ Berlin, 2015. Online verfügbar: https://www.bdew.de/media/documents/20150310_Smart-Grids-Ampelkonzept.pdf, (besucht am 13.09.2022).
- [21] S. Ohrem und D. Telöken, „Concepts for flexibility use - interaction of market and grid on DSO level,“ CIRED Workshop, Paper Nr. 0128, Helsinki Finnland, 2016.
- [22] T. Kornrumpf, „Bewertung von Flexibilitätsoptionen in Mittelspannungsnetzen,“ Dissertation an der Universität Wuppertal, epubli, 2019.
- [23] N. Lehmann, E. Kraft, C. Duepmeier, I. Mauser, K. Förderer und D. Sauer, „Definition von Flexibilität in einem zellulären geprägten Energiesystem,“ Tagung Zukünftige

- Stromnetze, Berlin, 2019. Online verfügbar: <https://publikationen.bibliothek.kit.edu/1000090455/23314636>, (besucht am 13.09.2022).
- [24] J. Villar, R. Bessa und M. Matos, „Flexibility products and markets: Literature review,“ *Electric Power Systems Research*, vol. 154, SS.329-340, 2018.
- [25] Y. Schulze, M. Müller, S. Faller, W. Duschl und F. Wirtz, „Was ist Netzdienlichkeit?,“ *Energiewirtschaftliche Tagesfragen - online Sommerspecial 2021*.
- [26] J. Suckow, „Weiterentwicklung der Stromnetze,“ *Forum Netztechnik/ Netzbetrieb im VDE*. Berlin: Forum Netztechnik/Netzbetrieb im VDE (FNN), 2015.
- [27] Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena) (Hrsg.), „Optimierter Einsatz von Speichern für Netz- und Marktanwendungen in der Stromversorgung (dena-Netzflexstudie),“ Berlin, 2017. Online verfügbar: https://www.dena.de/fileadmin/dena/Dokumente/Pdf/9191_dena_Netzflexstudie.pdf, (besucht am 13.09.2022).
- [28] DIN SPEC 91410-2, *Energieflexibilität - Teil 2: Identifizierung und Bewertung von Flexibilität*, in Gebäuden und Quartieren Beuth Verlag, Berlin, 2021.
- [29] Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena) (Hrsg.), „Entwicklung der Erlösmöglichkeiten für Flexibilität auf dem Strommarkt,“ Berlin, 2014.
- [30] H. Neumann, „Zweistufige stochastische Betriebsoptimierung eines virtuellen Kraftwerks,“ *Dissertation an der TU Dortmund*, Shaker Verlag, Aachen, 2007.
- [31] S. Burger, J.P. Chaves-Ávila, C. Battle und I.J. Pérez-Arriaga, „The Value of Aggregators in Electricity Systems,“ *MIT Center for Energy and Environmental Policy Research, CEEPR WP 2016-001*, Cambridge 2016. Online verfügbar: https://energy.mit.edu/wp-content/uploads/2016/01/CEEPR_WP_2016-001.pdf, (besucht am 13.09.2022).
- [32] Consentec GmbH (Hrsg.), „Weiterentwicklung des Ausgleichsenergiepreissystems,“ im Auftrag der deutschen Übertragungsnetzbetreiber, Aachen, 2019. Online verfügbar: https://www.regelleistung.net/ext/download/REBAP_CONSENTEC_BP_KOPPLUNG, (besucht am 13.09.2022).
- [33] Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, „Bericht der Bundesnetzagentur zur Netzentgeltsystematik Elektrizität,“ Bonn, 2015. Online verfügbar: https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Netzentgelte/Netzentgeltsystematik/Bericht_Netzentgeltsystematik_12-2015.pdf?__blob=publicationFile&v=1, (besucht am 13.09.2022).
- [34] W. Zander, U. Rosen, A. Nolde, S. Patzack, S. Seier, M. Hübschmann, M.T. Piske, S. Lemkens, K.V. Boesche, „Digitalisierung der Energiewende - Regulierung, Flexibilisierung und Sektorkopplung,“ im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie, Berlin, 2018. Online verfügbar: https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Publikationen/Studien/digitalisierung-der-energiewende-thema-2.pdf?__blob=publicationFile&v=6, (besucht am 13.09.2022).
- [35] J. Metz und H. Doderer, „Systemische Ansätze zur Reform der Netzentgelte für die Energiewende 2.0,“ Berlin, 2020. Online verfügbar: <https://www.ikem.de/wp-content/uploads/2021/01/IKEM-Netzentgelte-Broschu%CC%88re.pdf>, (besucht am 13.09.2022).
- [36] Consentec GmbH (Hrsg.), „Netzentgeltreform: Netzentgelte verbraucherfreundlich gestalten,“ im Auftrag der Verbraucherzentrale Bundesverband, 2020, Aachen.

- [37] Verband kommunaler Unternehmen e.V., „Positionspapier zum Abschlussbericht zum Gutachten „Netzentgeltreform: Netzentgelte verbraucherfreundlich gestalten“,“ Berlin, 2020. Online verfügbar: https://www.vku.de/fileadmin/user_upload/Verbandsseite/Sparten/Energiewirtschaft/Strom/200626_VKU-PP_14aEnWG_Consentec-Gutachten_zeitvariable_Netzentgelte.pdf, (besucht am 13.09.2022).
- [38] *Supporting Paper for the Load-Frequency Control and Reserves*, ENTSO-E. Online verfügbar: https://eepublicdownloads.entsoe.eu/clean-documents/pre2015/resources/LCFR/130628-NC_LFCR-Supporting_Document-Issue1.pdf.
- [39] Agora Energiewende (Hrsg.), „Agora_Speicherstudie_Web: Untersuchung zum Bedarf an neuen Stromspeichern in Deutschland für den Erzeugungsausgleich, Systemdienstleistungen und im Verteilnetz,“. Online verfügbar: https://static.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2013/speicher-in-der-energiewende/Agora_Speicherstudie_Web.pdf, (besucht am 13.09.2022).
- [40] D. Lehmann, D. Hidalgo Rodriguez und M. Brack, „Optimized operation of large scale battery systems,“ at - Automatisierungstechnik, Jg. 70, Nr. 1, S.67-78, 2022.
- [41] VDE ETG Energietechnik (Hrsg.), „Batteriespeicher in der Nieder- und Mittelspannungsebene - Anwendungen und Wirtschaftlichkeit sowie Auswirkungen auf die elektrischen Netze,“ Studie der Energietechnischen Gesellschaft im VDE (ETG), Frankfurt am Main, 2015.
- [42] Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena) (Hrsg.), „Wechselwirkungen zwischen Regelleistungserbringung und Netzengpässen im Verteilnetz,“ Berlin, 2017. Online verfügbar: https://www.dena.de/fileadmin/dena/Dokumente/Pdf/9226_dena-Studie_Wechselwirkungen_zwischen_Regelleistungserbringung_und_Netzengpaessen_im_Verteilne.pdf, (besucht am 13.09.2022).
- [43] Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena) (Hrsg.), „dena-Studie Systemdienstleistungen 2030. Voraussetzungen für eine sichere und zuverlässige Stromversorgung mit hohem Anteil erneuerbarer Energien,“ Berlin, 2014. Online verfügbar: https://www.dena.de/fileadmin/dena/Dokumente/Pdf/9094_dena-Studie_Systemdienstleistungen_2030.pdf, (besucht am 13.09.2022).
- [44] Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena) (Hrsg.), „Regelleistungserbringung aus dezentralen Energieanlagen. Analyse des weiteren Handlungsbedarfs der dena-Plattform Systemdienstleistungen,“ Berlin, 2015. Online verfügbar: https://www.dena.de/fileadmin/dena/Dokumente/Pdf/9239_Innovationsreport_Systemdienstleistugen.pdf, (besucht am 13.09.2022).
- [45] *Festlegung einer Leitlinie für den Übertragungsnetzbetrieb - Artikel 153 "FCR-Dimensionierung"*, EU Verordnung 2017/1485. Online verfügbar: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/HTML/?uri=CELEX:02017R1485-20210315&from=EN#tocId191> (besucht am 25.11.22).
- [46] Consentec GmbH (Hrsg.), „Verfahren zur dynamischen Bestimmung des Bedarfs für Sekundärregel- und Minutenreserve,“ im Auftrag der deutschen Übertragungsnetzbetreiber, Aachen, 2018. Online verfügbar: <https://www.regelleistung.net/ext/tender/remark/download/128231382>, (besucht am 13.09.2022).
- [47] DIN 0276-1000:1995-06 - Starkstromkabel Teil 1000: Strombelastbarkeit, Allgemeines, Umrechnungsfaktoren, DIN e.V. (Hrsg.), VDE-Verlag, Berlin, 1995.

- [48] DIN VDE 0276-626:1997-01 - Starkstromkabel, Teil 626: Isolierte Freileitungsseile für oberirdische Verteilungsnetze mit Nennspannungen $U_0/U(\text{Um})$: 0,6/1(1,2) kV, Deutsche Fassung HD 626 S1/A1: 1997, DIN e.V. (Hrsg.), VDE-Verlag, Berlin, 1997.
- [49] DIN IEC 60076-7 VDE 0532-76-7:2020-06 - Leistungstransformatoren - Teil 7: Leitfaden für die Belastung von ölgefüllten Leistungstransformatoren, DIN e.V. (Hrsg.), VDE-Verlag, Berlin, 2008.
- [50] K. Heuck, K.-D. Dettmann und D. Schulz, „Elektrische Energieversorgung: Erzeugung, Übertragung und Verteilung elektrischer Energie für Studium und Praxis,“ 8. Auflage, Vieweg+Teubner Verlag, Wiesbaden, 2010.
- [51] D. Oeding und B.R. Oswald, „Elektrische Kraftwerke und Netze,“ Springer Berlin Heidelberg 8.Auflage, Springer Vieweg, Berlin, 2016.
- [52] *Operational Handbook - Policy 3: Operational Security*, ENTSO-E. Online verfügbar: https://eepublicdownloads.entsoe.eu/clean-documents/pre2015/publications/entsoe/Operation_Handbook/Policy_3_final.pdf.
- [53] P. Goergens, „Verfahren zur aktiven Betriebsführung von Niederspannungsnetzen,“ Dissertation an der RWTH Aachen, Verlagshaus Mainz, Aachen 2017.
- [54] H. Berndt, M. Hermann, H.D. Kreye, R. Reinisch, U. Scherer und J. Vanzetta, „Transmission Code 2007- Netz- und Systemregeln der deutschen Übertragungsnetzbetreiber,“ Ausgabe 1.1, Berlin, 2017. Online verfügbar: <https://www.vde.com/resource/blob/937758/14f1b92ea821e9e19ee13fc798c1ee0e/transmissioncode-2007--netz--und-systemregeln-der-deutschen-uebertragungsnetzbetreiber-data.pdf>, (besucht am 13.09.2022).
- [55] A. Hoffrichter, „Verfahren zur Betriebssimulation zukünftiger elektrischer Übertragungsnetze,“ Dissertation an der RWTH Aachen, Verlagshaus Mainz, Aachen 2020.
- [56] M. Lindner, D. Mende, A. Wasserrab, I. Sacar, M. Ariatabar, C. Lakenbrink, T. van Leeuwen, M. Lassig und U. Häger, „Corrective Congestion Management in Transmission Grids Using Fast-Responding Generation, Load and Storage,“ IEEE Electrical Power and Energy Conference (EPEC), Toronto, Kanada, 2021.
- [57] L. Jendernalik, „Betrieb und Aufbau von Netzen,“ Vorlesungsskript, Vorlesung an der TU Dortmund, Dortmund, 2020.
- [58] A. Sillaber, „Leitfaden zur Verteilnetzplanung und Systemgestaltung,“ Springer Fachmedien Wiesbaden Springer Vieweg, Wiesbaden, 2016.
- [59] Verordnung zur Änderung der Anreizregulierungsverordnung und der Stromnetzentgeltverordnung, Bundesgesetzblatt, Bundesministerium der Justiz (Hrsg.), 2021.
- [60] Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena) (Hrsg.), „Regulatorischer Handlungsbedarf zur Erschließung und Nutzung netzdienlicher Flexibilität,“ Berlin, 2019. Online verfügbar: https://www.dena.de/fileadmin/dena/Publikationen/PDFs/2019/Dena-ANALYSE_Regulatorischer_Handlungsbedarf_zur_Erschliessung_und_Nutzung_netzdienlicher_Flexibilitaet.pdf, (besucht am 13.09.2022).
- [61] Ecofys und Fraunhofer IWES, „Smart-Market-Design in deutschen Verteilnetzen: Entwicklung und Bewertung von Smart Markets und Ableitung einer Regulatory Roadmap,“ im Auftrag von Agora Energiewende, Berlin, 2017. Online verfügbar: https://www.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2016/Smart_Markets/Agora_Smart-Market-Design_WEB.pdf, (besucht am 13.09.2022).

- [62] *Beschluss vom 06.11.2020, Az. BK6-20-059*, Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen. Online verfügbar: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/1_GZ/BK6-GZ/2020/BK6-20-059/BK6-20-059_Beschluss_vom_06_11_2020.pdf?__blob=publicationFile&v=1 (besucht am 24.11.22).
- [63] *Beschluss vom 12.03.2021, Az. BK6-20-060*, Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen. Online verfügbar: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/1_GZ/BK6-GZ/2020/BK6-20-060/BK6-20-060_beschluss_vom_12.03.2021.pdf?__blob=publicationFile&v=1 (besucht am 24.11.22).
- [64] *Beschluss vom 23.03.21, Az. BK6-20-061*, Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen. Online verfügbar: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/1_GZ/BK6-GZ/2020/BK6-20-061/BK6-20-061_beschluss_vom_23.03.21.pdf?__blob=publicationFile&v=2 (besucht am 24.11.22).
- [65] BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V., „Detailprozesse für die Netzbetreiberkoordination im Redispatch 2.0,“ Version 1.4, Berlin, 2022. Online verfügbar: https://www.bdew.de/media/documents/Awh_20220831_RD_2.0_NKK-Detailprozesse_Version_1.4_final_ICIEQxh.pdf, (besucht am 13.09.2022).
- [66] BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V., „Anwendungshilfe - Netzbetreiberkoordinationskonzept für Redispatch 2.0: Rahmenbedingungen für die Koordination des Redispatch unter Einbezug von EE- und KWK-Anlagen - Version 1.0,“. Online verfügbar: https://www.bdew.de/media/documents/Awh_20210922_RD2-0_Netzbetreiberkoordinationskonzept_NKK.pdf, (besucht am 13.09.2022).
- [67] L. Hirth, C. Maurer, C. Zimmer, „Nodale und zonale Strompreissysteme im Vergleich,“ Bericht für das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, 2018. Online verfügbar: https://neon.energy/Neon_Nodale-Zonale-Preise_BMWi.pdf, (besucht am 13.09.2022).
- [68] O.K. Olsen, D. Sieraszewski, D. Ivanko, I. Oleinikova, H. Farahmand, „Hybrid AC/DC Optimal Power Flow Modelling Approach for Coordination in Flexibility Market,“, International Conference on Smart Energy Systems and Technologies (SEST), Vaasa, Finland, 2021.
- [69] H. Yuan, F. Li, Y. Wei, Yanli, J. Zhu, „Novel Linearized Power Flow and Linearized OPF Models for Active Distribution Networks With Application in Distribution LMP,“ IEEE Transactions on Smart Grid, Jg. 9, Nr. 1, S. 438-448, 2018.
- [70] L. Bai, J. Wang, C. Wang, C. Chen and F. Li, „Distribution Locational Marginal Pricing (DLMP) for Congestion Management and Voltage Support,“ IEEE Transactions on Power Systems, Jg. 33, Nr. 4, S.4061-4073, 2018.
- [71] F. Stephen, I. Steponavice, S. Rebennack, „Optimal power flow: a bibliographic survey I,“ Energy Syst, Jg. 3, Nr. 3, S. 221-258, 2012.
- [72] M. Sarstedt, L. Kluß, J. Gerster, T. Meldau und L. Hofmann, „Survey and Comparison of Optimization-Based Aggregation Methods for the Determination of the Flexibility Potentials at Vertical System Interconnections,“ Energies, Jg. 14, Nr. 3, S. 687, 2021.
- [73] D. Mayorga Gonzales, „The Smart Power Cell Concept: A Novel System Architecture and Operational Concept for the Efficient, Secure and Stable Operation of Future Power Systems,“ Dissertation an der TU Dortmund, 2021.

- [74] F. Rewald, „Engpassmanagement mit Flexibilitäten in Mittel- und Niederspannungsnetzen bei unsicheren Netzzuständen,“, Band 21 Dissertation an der TU Dortmund, Shaker Verlag, Aachen, 2021.
- [75] M. Heleno, R. Soares, J. Sumaili, R. J. Bessa, L. Seca und M. A. Matos, „Estimation of the flexibility range in the transmission-distribution boundary,“ IEEE Eindhoven PowerTech, Eindhoven, Niederlande, 2015.
- [76] L. Ageeva, M. Majidi und D. Pozo, „Analysis of Feasibility Region of Active Distribution Networks,“ 2019 International Youth Conference on Radio Electronics, Electrical and Power Engineering (REEPE), Moskau, Russland, 2019.
- [77] S. Riaz and P. Mancarella, „On Feasibility and Flexibility Operating Regions of Virtual Power Plants and TSO/DSO Interfaces,“ 2019 IEEE Milan PowerTech, 2019.
- [78] J. Silva, J. Sumaili, R. Bessa, L. Seca, M. Matos, V. Miranda, M. Caujolle, B. Goncer und M. Sebastian-Viana, „Estimating the Active and Reactive Power Flexibility Area at the TSO-DSO Interface,“ IEEE Transactions on Power Systems, Jg. 33, Nr. 5, S. 4741-4750, 2018.
- [79] P. Aristidou, G. Valverde und T. Van Cutsem, „Contribution of Distribution Network Control to Voltage Stability: A Case Study,“ IEEE Transactions on Smart Grid, Jg. 8, Nr. 1, S.106-116, 2017.
- [80] T. Noll, „Frequenzstützung durch den Einbezug von Anlagen aus dem Verteilnetz,“ Dissertation an der TU Dortmund, Sierke Verlag, Göttingen, 2017.
- [81] O. Stanojev, Y. Guo, P. Aristidou, G. Hug, „Multiple Ancillary Services Provision by Distributed Energy Resources in Active Distribution Networks,“ Bulk Power Systems Dynamics and Control Symposium (IREP 2022), Nr. 11, 2022, Banff, Kanada.
- [82] C. Spieker, „Europäische Strommarkt- und Übertragungsnetzsimulation zur technoökonomischen Bewertung der Netzentwicklung,“ Dissertation an der TU Dortmund, Shaker Verlag, 2019.
- [83] T. Drees, „Simulation des europäischen Binnenmarktes für Strom und Regelleistung bei hohem Anteil erneuerbarer Energien,“ Dissertation an der RWTH Aachen, Printproduction M. Wolff Verlag, Aachen, 2016.
- [84] K. Kotthaus, „Marktbasierter Flexibilitätseinsatz zur präventiven Netzengpassbewirtschaftung in Mittel- und Niederspannungsnetzen,“ Dissertation an der Universität Wuppertal, epubli, 2022.
- [85] K. Geschermann, „Bewertung einer marktbasiernten Flexibilitätsbereitstellung für das Netzengpassmanagement im Verteilnetz,“ Dissertation an der RWTH Aachen, Printproduction M. Wolff Verlag, Aachen, 2017.
- [86] Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena) (Hrsg.), „dena-Studie Systemsicherheit 2050: Systemdienstleistungen und Aspekte der Stabilität im zukünftigen Stromsystem,“. Online verfügbar: https://www.dena.de/fileadmin/dena/Publikationen/PDFs/2020/dena_Systemsicherheit_2050_LANG_WEB.pdf, (besucht am 13.09.2022).
- [87] O. Valarezo, T. Gómez, J.P. Chaves-Avila, L. Lind, M. Correa, D.U. Ziegler, R. Escobar, „Analysis of New Flexibility Market Models in Europe,“ Energies, Jg. 14, Nr. 12, 2021. Online verfügbar: <https://www.mdpi.com/1996-1073/14/12/3521/pdf?version=1624344694>, (besucht am 13.09.2022).

- [88] T. Dronne, F. Roques und M. Saguan, „Local flexibility market: Which design for which needs?“, CIRED - Open Access Proceedings Journal, Nr. 1, S.721-723, 2020.
- [89] R. Apel, V. Berg, B. Fey, K. Geschermann, W. Glausinger, A. von Scheven, M. Stötzer und S. Wanzek, „Regionale Flexibilitätsmärkte: Marktbasierte Nutzung von regionalen Flexibilitätsoptionen als Baustein zur erfolgreichen Integration von erneuerbaren Energien in die Verteilungsnetze“, VDE ETG Task Force RegioFlex, 2014.
- [90] S. Koopmann, „Planung von Verteilungsnetzen unter Berücksichtigung von Flexibilitätsoptionen“, Dissertation an der RWTH Aachen, Verlagshaus Mainz Verlag, Aachen, 2016.
- [91] K. Pacco, A. Fehler, D. Schmid, C. Rehtanz und A. Moser, „Einsatz netzdienlicher Flexibilität zur Vermeidung konventionellen Netzausbaus auf Verteilnetzebene“, 12. Internationale Energiewirtschaftstagung an der TU Wien, 2021.
- [92] A. Fehler, „Berücksichtigung dezentraler Flexibilitätspotenziale in der Simulation von Strommärkten“, Dissertation an der RWTH Aachen, Printproduction M. Wolff Verlag, Aachen, 2021.
- [93] Frontier Economics (Hrsg.), „Beitrag von Flexibilitäten im Verteilnetz zur Senkung der Redispatchkosten in Deutschland“, Studie im Auftrag von Innogy und deutschen Verteilnetzbetreibern, 2017. Online verfügbar: https://www.bdew.de/media/documents/20170809_Studie-Redispatchkosten.pdf, (besucht am 13.09.2022).
- [94] B. Özalay, H. Schuster, J. Kellermann, J. Priebe und A. Moser, „Wirtschaftlicher Vorteil der netzdienlichen Nutzung von Flexibilität in Verteilnetzen“, Kurzstudie im Auftrag von innogy SE, EWE NETZ GmbH, Stadtwerke München Infrastruktur, 2019 GmbH. Online verfügbar: https://www.e-bridge.de/wp-content/uploads/2019/02/20190212_Studie-E-Bridge_Vorteil_netzdienlicher-Flexibilit%C3%A4t_final.pdf, (besucht am 13.09.2022).
- [95] K. Heussen, S. Koch, A. Ulbig und G. Andersson, „Energy storage in power system operation: The power nodes modeling framework“, 2010 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference Europe, Göteborg, Schweden, 2010, doi: 10.1109/ISGT-EUROPE.2010.5638865.
- [96] H. Schermeyer, „Netzengpassmanagement in regenerativ geprägten Energiesystemen“, Dissertation am Karlsruher Institut für Technologie, 2018.
- [97] M. Burger, B. Klar, A. Müller und G. Schindlmayr, „A spot market model for pricing derivatives in electricity markets“, Quantitative Finance, Jg. 4, Nr. 1, S.109-122, 2004.
- [98] A. Wagner, „Residual Demand Modeling and Application to Electricity Pricing“, Berichte des Fraunhofer ITWM, Nr. 213, 2012.
- [99] J. Schwippe, „Das Potenzial der probabilistischen Lastflussrechnung in der Planung elektrischer Netze“, Dissertation an der TU Dortmund, Sierke Verlag, Göttingen, 2015.
- [100] A. Seack, „Time-series based distribution grid planning considering interaction of network participants with a multi-agent system“, Dissertation an der TU Dortmund, Sierke Verlag, Göttingen, 2016.
- [101] C. Hinsch und D. Westermann, „Leistungskurvenvermessung mit Hilfe eines Gondelanemometers“, DEWI Magazin, Nr.8, 1996.

- [102] J. Hiry, „Agent-based Discrete-Event Simulation Environment for Electric Power Distribution System Analysis,“ Dissertation an der TU Dortmund, Shaker Verlag, Düren, 2022.
- [103] H. Häberlin, „Photovoltaik: Strom aus Sonnenlicht für Verbundnetz und Inselanlagen,“ Electrosuisse-Verlag, 2010.
- [104] 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TransnetBW GmbH und TenneT TSO GmbH (Hrsg.), „Handbuch Präqualifikations-Portal,“ Version 4.1, Oct. 2022. Online verfügbar: https://pq-portal.energy/Portals/1/Downloads/Handbuch%202022-10-01%20Praqualifikations-Portal%20v4_1_0.pdf.
- [105] E. Handschin, „Elektrische Energieübertragungssysteme,“ Band 2, 1987.
- [106] O. Marggraf, S. Laudahn, B. Engel, M. Lindner, C. Aigner, R. Witzmann, M. Cremer, M. Meyer, P. Goergens, A. Schnettler, M. Schoeneberger, S. Patzack und H. Vennegeerts, „Abschlussbericht zum Verbundvorhaben U-Control,“ 2018.
- [107] VDE - Forum Netztechnik/Netzbetrieb im VDE (Hrsg.), „Regelbarer Ortsnetztransformator (rONT) - Einsatz in Netzplanung und Netzbetrieb,“ Forum Netztechnik/ Netzbetrieb im VDE, 2016.
- [108] S. Kippelt, J. von Haebler, M. Westermann und C. Rehtanz, „Assessment of capacity management approaches in distribution grids,“ 2016 IEEE International Energy Conference (ENERGYCON), Leuven, Belgien, Apr. 2016.
- [109] S. Chaitusaney, B.E.-A., „AC power flow sensitivities for transmission cost allocation,“ IEEE/PES Transmission and Distribution Conference, S.858–863, Yokohama, Japan, 2002.
- [110] A.S. Gazafroudi, F. Neumann, T. Brown, „Topology-based approximations for N–1 contingency constraints in power transmission networks,“ International Journal of Electrical Power & Energy Systems, Nr.137, 2022.
- [111] H. Hobbie, J. Mehlem, C. Wolff, L. Weber, F. Flachsbarth, D. Möst und A. Moser, „Impact of model parametrization and formulation on the explorative power of electricity network congestion management models,“ BW - Leibniz Information Centre for Economics, Kiel, Hamburg, 2021. Online verfügbar: <http://hdl.handle.net/10419/240928>, (besucht am 13.09.2022).
- [112] Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, „Genehmigung des Szenariorahmens für die Netzentwicklungspläne Strom - Szenariorahmen 2017-2030,“ Bonn, 2016. Online verfügbar: https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/paragraphs-files/szenariorahmen_2030_genehmigung.pdf, (besucht am 05.12.2022).
- [113] G. Doms und M. Baldauf, „COSMO-Model Version 5.00: A Description of the Nonhydrostatic Regional COSMO-Model - Part I: Dynamics and Numerics,“ Offenbach, 2013.
- [114] G. Doms, J. Förstner, E. Heise u.a., „COSMO-Model Version 5.00: A Description of the Nonhydrostatic Regional COSMO-Model - Part II: Physical Parameterizations,“ Offenbach, 2011.
- [115] U. Schättler, G. Doms, C. Schraff, „COSMO-Model Version 5.00: A Description of the Nonhydrostatic Regional COSMO-Model - Part VII: User’s Guide,“ Offenbach, 2018.
- [116] C. Steinbrink, M. Blank-Babazadeh, A. El-Ama, S. Holly, B. Lüers, M. Nebel-Wenner, R. Ramírez Acosta, T. Raub, J. Schwarz, S. Stark, A. Nieße und S. Lehnhoff, „CPES

- Testing with mosaik: Co-Simulation Planning, Execution and Analysis,“ Applied Sciences, Jg. 9, Nr. 5, 2019.
- [117] C. Kittl, „Entwurf und Validierung eines individualitätszentrierten, interdisziplinären Energiesystemsensors basierend auf ereignisdiskreter Simulation und Agententheorie - Chris Kittl,“ Dissertation an der TU Dortmund, Shaker Verlag, Düren, 2022.
- [118] J. Kays, „Agent-based simulation environment for improving the planning of distribution grids,“ Dissertation an der TU Dortmund, Sierke Verlag, Göttingen, 2014.
- [119] T. Kern, „The value of intraday electricity trading – Evaluating situation-dependent opportunity costs of flexible assets,“.
- [120] P. Wintzek, S. A. Ali, J. Monscheidt, B. Gamsjäger, A. Slupinski und M. Zdrallek, „Planungs- und Betriebsgrundsätze für städtische Verteilnetze: Leitfaden zur Ausrichtung der Netze an ihren zukünftigen Anforderungen,“ Zdrallek, M. (Hrsg.), Neue Energie aus Wuppertal, Band 35, Wuppertal, 2021.
- [121] B. Siegel und J. Bergner, „Betriebsstrategien für PV-Speichersysteme im Vergleich,“ Projektarbeit, Hochschule für Technik und Wirtschaft Berlin, 2015.
- [122] E.ON SE (Hrsg.), „Lösungen. Strategien. Impulse.: Für das Energiesystem der Zukunft,“, vol. 2021. Online verfügbar: https://www.designetz.de/fileadmin/downloads/DESIGNETZ_Band_1.pdf, (besucht am 13.09.2022).
- [123] E.ON SE (Hrsg.), „Themen. Projekte. Ergebnisse.: Von Einzelanlagen zum integrierten Energiesystem der Zukunft,“, vol. 2021. Online verfügbar: https://www.designetz.de/fileadmin/downloads/DESIGNETZ_Band_2.pdf, (besucht am 13.09.2022).
- [124] B. Munzel, M. Reiser, K. Steinbacher, „Flexibilitätspotenziale und Sektorkopplung. Synthesebericht 1 des SINTEG Förderprogramms,“, Studie im Auftrag des BMWK, Berlin, 2022.
- [125] K. Burges, P. Creuzberg, N. Maas, C. Nabe, „Netzdienliche Flexibilitätsmechanismen. Synthesebericht 2 des SINTEG Förderprogramms,“, Studie im Auftrag des BMWK, Berlin, 2022.
- [126] J. Schütz, M. Uslar, M. Clausen, „Digitalisierung. Synthesebericht 3 des SINTEG Förderprogramms,“, Studie im Auftrag des BMWK, Berlin, 2022.
- [127] E. Widl, F. Kupzog, T. Tötzer, B. Iglar, R.-R. Schmidt, B. Gahleitner, „Pionier für Reallabore. Synthesebericht 4 des SINTEG Förderprogramms,“, Studie im Auftrag des BMWK, Berlin, 2022.
- [128] H. Focken, T. Götz, J. Grimm-Huber, R. Nowak, O. Wagner, „Partizipation und Akzeptanz. Synthesebericht 5 des SINTEG Förderprogramms,“, Studie im Auftrag des BMWK, Berlin, 2022.
- [129] K. Pacco, A. Fehler, D. Schmid, C. Rehtanz und A. Moser, „Einsatz netzdienlicher Flexibilität zur Vermeidung konventionellen Netzausbaus auf Verteilnetzebene,“ 12. Internationale Energiewirtschaftstagung an der TU Wien, 2021.
- [130] A. Fehler, D. vom Stein, D. Schmid, C. Rehtanz, A. Moser, „Dezentrale Flexibilitätsbewirtschaftung – markt-, netz- und systemdienlicher Einsatz,“ 11. Internationale Energiewirtschaftstagung an der TU Wien, 2019.
- [131] C. Hinrichs und M. Sonnenschein, „A distributed combinatorial optimisation heuristic for the scheduling of energy resources represented by self-interested agents,“ International Journal of Bio-Inspired Computation, Jg.10, Nr. 2, 2017.

-
- [132] A. Niebe und M. Troschel, „Controlled self-organization in smart grids,“ 2016 IEEE International Symposium on Systems Engineering, Edinburgh, Schottland, 2016.
- [133] R. Jahn, O. Kraft, M. Klaes, D. Schmid, C. Rehtanz, U. Häger, „The Decentralized Grid-Aware P2P Energy Market enabled by a Distributed Ledger Implementation,“ 2022 IEEE 21st Mediterranean Electrotechnical, S.843–848, Palermo, Italien, 2022.
- [134] Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, „Weiteres Vorgehen nach Auslaufen der BDEW-Übergangslösung zum bilanziellen Ausgleich: Az. BK6-20-059, Mitteilung Nr. 9 zum Redispatch 2.0,“. Online verfügbar: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/BK06/BK6_84_Sys_Dienst/844_redispatch/Mitteilung_09/mitteilung_nr_09.html, (besucht am 24.08.2022).
- [135] ef.Ruhr GmbH (Hrsg.), „Gutachten zur Weiterentwicklung der Strom-Verteilnetze in Nordrhein-Westfalen auf Grund einer fortschreitenden Sektorenkopplung und neuer Verbraucher,“ Für das Ministerium für Wirtschaft Innovation, Digitalisierung und Energie des Landes Nordrhein-Westfalen, Dortmund, 2021.
- [136] A. Schaugar, E. Schnittmann M. Ludwig, M. Zdrallek, J. Zimpel, A. Schalk, B. Brandherm, M. DeruundA. Ndiaye N. Neusel-Lange, „Grid serving Deployment of Smart Meter Data in the Context of Distribution Grid Automation,“ 2019 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Europe, Bucharest, 2019.
- [137] L. Hirth und I. Schlecht, „Market-Based Redispatch in Zonal Electricity Markets: In-Dec Gaming as a Consequence of Inconsistent Power Market Design (not Market Power),“ ZBW – Leibniz Information Centre for Economics, Kiel, Hamburg, 2019. Online verfügbar: <https://www.econstor.eu/bitstream/10419/194292/1/Market-Based-Redispatch-in-Zonal-Electricity-Markets.pdf>, (besucht am 09.12.2022).
- [138] P. Olivella-Rosell, E. Bullich-Massagué, M. Aragüés-Peñalba, A. Sumper, S. Ottesen, J. Vidal-Clos, R. Villafáfila-Robles, „Optimization problem for meeting distribution system operator requests in local flexibility markets with distributed energy resources,“ Applied Energy, Jg. 210, S. 881-895, 2018.
- [139] T. Künzel, „Entwicklung eines agentenbasierten Marktmodells zur Bewertung der Dynamik am deutschen Strommarkt in Zeiten eines steigenden Anteils erneuerbarer Energien,“ Dissertation an dem Karlsruher Institut für Technologie, KIT-Bibliothek, Karlsruhe, 2019. Online verfügbar: <https://publikationen.bibliothek.kit.edu/1000100456/50006897>, (besucht am 11.12.2022).

Abkürzungsverzeichnis

Abkürzungen

EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
BNetzA	Bundesnetzagentur
EE	Erneuerbare Energien
HS	Hochspannung
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
MRL	Minutenreserveleistung
MS	Mittelspannung
NS	Niederspannung
OPF	optimierte Leistungsflussberechnung (<i>engl. optimal power flow</i>)
PRL	Primärregelreserveleistung
PV	Photovoltaik
reBAP	Regelzonenübergreifender einheitlicher Bilanzausgleichsenergiepreis
rONT	Regelbarer Ortsnetztransformator
SRL	Sekundärregelreserveleistung

Formelverzeichnis

E^{\max}	Maximale Speicherkapazität
E	Speicherstand
v	Speicherverluste
η^{in}	Wirkungsgrad Leistungsbezug
η^{out}	Wirkungsgrad Leistungsabgabe
p^{in}	Leistungsbezug
p^{out}	Leistungsabgabe
ε	Elektr. Leistungsbereitstellung/-bedarf
w	Ungenutzte Leistungszufuhr/ nicht gedeckte Leistungsnachfrage
E^0	Initialer Füllstand
l	Binäre Einschaltvariable
τ	Periodendauer
c_p	Leistungsbeiwert

ρ	Dichte
A_r	Rotorfläche
P_{PV}	PV-Leistung
$\cos \varphi$	Leistungsfaktor
$S_{r,PV}$	Installierte PV-Leistung
η_{PV}	Wirkungsgrad Wechselrichter
Y_R	Bestrahlungsstärke
$\kappa_{\vartheta}, \kappa_G$	Korrekturfaktoren PV
$P_{Sonstiae}$	Leistung restliche erneuerbare Energien
b_{RL}	Entscheidungsvariable zur Regelleistungsvermarktung
t_{RL}	Ausschreibungszeit Regelleistung
T_{opt}	Optimierungszeitraum
t_{sw}	Folgezeitraum
P_{NVP}	Leistung am Netzverknüpfungspunkt
P_{Resi}	Leistung Residuallast
RL^+, RL^-	Positives, negatives Regelleistungspotenzial
\mathcal{G}	Menge aller Subnetze
g	Teilnetz
Y	Admittanzmatrix
\underline{S}_{ij}	Komplexe Leistungsflüsse zwischen Knoten i und j
\underline{U}_i	Komplexe Knotenspannung an Knoten i
P_{ij}	
Q_{ij}	
\underline{I}_{ij}	Stromfluss zwischen Knoten i und j
U_{\min}, U_{\max}	Untere, obere Spannungsbandgrenze
I_{\max}	Maximaler Grenzstrom
U_{sum}	Summe der Beträge aller Spannungsbandverletzungen
S_{\max}	Maximale Scheinleistung
δ_m	Spannungswinkel
\mathcal{K}	Summe aller Knoten
J	Jacobi-Matrix
$S_{k,ij}^P$	Leistungsflusssensitivität zwischen Knoten i und j an Knoten k
$S_{k,m}^U$	Spannungssensitivität an Knoten m auf Knoten k
$P_{alt,n}^{in}$	Leistungsbezug der Flexibilitätsoption n vor netzdienlicher Flexibilitätswirtschaftung
$P_{alt,n}^{out}$	Leistungsabgabe der Flexibilitätsoption n vor netzdienlicher Flexibilitätswirtschaftung
β	Sicherheitsfaktor
sl_{ij}, sl_m	Slack-Leistung zur Lösung der Grenzwertverletzung
\mathcal{N}	Menge aller Flexibilitätsoptionen

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1-1: Gliederung der vorliegenden Arbeit	5
Abbildung 2-1: Beispiele für Sektorenkopplung aus Sicht des Stromsektors	11
Abbildung 2-2: Netzverträglichkeit in Beziehung zu Anwendungsfällen des Flexibilitätseinsatzes; erweiterte Abbildung nach [25].....	12
Abbildung 2-3: Übersicht der Anwendungsfälle für Flexibilität im elektrischen Energieversorgungssystem.....	14
Abbildung 2-4: Standardisierte Regelleistungsqualitäten und ihre zeitliche Verfügbarkeit; eigene Darstellung nach [19, 38]	16
Abbildung 2-5: Präqualifizierte Leistung im Januar 2022 je Regelleistungsart und Technologie, absolut in GW (links) und anteilig (rechts); eigene Darstellung nach [19]; Daten nach [39].....	17
Abbildung 2-6: Von den ÜNB angewendeter Verfahrensablauf zur Dimensionierung von SRL und MRL; eigene Darstellung nach [46].....	18
Abbildung 2-7: Angewendete Maßnahmen zur Netzoptimierung und Netzverstärkung als Anteil von 841 befragten Verteilnetzbetreibern für die Jahre 2018-2020 nach [3]	22
Abbildung 2-8: Jährliche Energie in GWh die in Deutschland (inkl. grenzüberschreitende Maßnahmen) durch Redispatch- und Einspeisemanagement-Maßnahmen abgeregelt wurde; eigene Darstellung auf Basis von [3].....	23
Abbildung 2-9: Auszug des Datenbedarfs den Anlagenbetreiber im <i>Redispatch 2.0</i> zur Verfügung stellen	24
Abbildung 2-10: Schematische Darstellung beispielhafter Wechselwirkungen des Flexibilitätseinsatzes verschiedener Netzebenen	26
Abbildung 2-11: Bestimmung des Potenzials und des Bedarfs an Flexibilität als Grundlage zur Einsatzentscheidung.....	27
Abbildung 3-1: Modellübersicht der multifunktionalen Flexibilitätswirtschaftung.....	32
Abbildung 3-2: Modell für die Beschreibung einer Flexibilitätsoption; eigene Darstellung nach [95]	34
Abbildung 3-3: Programmablauf zur Berechnung der systemweiten Residuallast	37

Abbildung 3-4: Einteilung des Untersuchungsgebiets in zweistellige Postleitzahlgebiete.....	39
Abbildung 3-5: Zeitliche Abfolge der Vermarktungsentscheidungen der markt- und systemdienlichen Flexibilität.....	41
Abbildung 3-6: Allgemeines Regelleistungsvermögen von Verbrauchern, Erzeugern und Speichern.....	44
Abbildung 3-7: Programmablauf zur Bestimmung der netzdienlichen Flexibilität	46
Abbildung 3-8: Programmablauf zur Bestimmung des netzdienlichen Flexibilitätsbedarfs.....	47
Abbildung 3-9: Standardkennlinie nach VDE-AR-N 4105 für Erzeuger und Speicher größer 4,6 kVA.....	49
Abbildung 3-10: Bestimmung von Netzebenen-übergreifender Sensitivitäten... ..	52
Abbildung 4-1: Simulations-Architektur zur Simulation der multifunktionalen Flexibilitätsbewirtschaftung.....	58
Abbildung 4-2: Implementierter Programmablauf zur Bestimmung des markt-, system- und netzdienlichen Flexibilitätseinsatzes	60
Abbildung 4-3: Simbench Netz "1-MVLV-rural-4.101-2-no_sw"; Modell eines ländlichen Mittelspannungsnetzes, inklusive der Modellierung eines unterlagerten Niederspannungsnetzes	61
Abbildung 4-4: Zeitlicher Verlauf der Residuallast (oben), tägliche Schwankungsbreite (mittig) und geordnete Residuallast (unten) des zugrundeliegenden Szenariorahmens im Jahresverlauf in GW	63
Abbildung 4-5: Leistungsverlauf des marktdienlicher Flexibilitätseinsatz eines gewerblichen PV-Speichersystems bei vollständiger Marktintegration (oben), deutschlandweite Residuallast (unten).....	64
Abbildung 4-6: Aggregierter Leistungsverlauf des marktdienlichen Flexibilitätseinsatzes bei vollständiger Marktintegration im betrachteten NS-Netz	65
Abbildung 4-7: Maximale Auslastung der Leitungen und des Transformators und höchste bzw. niedrigste Spannungen für jeden Knoten des NS-Netzes über die Zeit des Planungszeitraums als Violin-Plot.....	66
Abbildung 4-8: Auslastung des NS-Netzes für den Zeitpunkt maximaler PV-Erzeugung bei vollständiger Marktintegration im betrachteten Planungszeitraum	67
Abbildung 4-9: Leistungsverlauf des aggregierten marktdienlichen Flexibilitätseinsatzes bei vollständiger Marktintegration im betrachteten MS-Netz (rot markert sind Zeitpunkte mit netzdienlichem Flexibilitätsbedarf)	68

Abbildung 4-10: Maximale Auslastungen der Leitungen und des Transformators (links) sowie die maximalen und minimalen Knotenspannungen (rechts) im gesamten Planungszeitraums des MS-Netzes	69
Abbildung 4-11: Auslastung des MS-Netz für den Zeitpunkt maximaler PV-Erzeugung bei vollständiger Marktintegration im betrachteten Planungszeitraum	70
Abbildung 4-12: Leistungsverlauf des aggregierten Flexibilitätseinsatzes des betrachteten MS-Netzes nach netzdienlichem Flexibilitätseinsatz bei vollständiger Marktintegration.....	71
Abbildung 4-13: Leistung eines eigenverbrauchsoptimierten PV-Heimspeicher-System im Tagesverlauf.....	72
Abbildung 4-14: : Maximale Auslastungen der Leitungen und des Transformators (links) sowie die maximalen und minimalen Knotenspannungen über die Zeit des Planungszeitraums (rechts)	73
Abbildung 4-15: Leistung eines eigenverbrauchsoptimierten PV-Heimspeicher-Systems bei einer Regelleistungsvorhaltung (blau markiert) im Tagesverlauf ..	74
Abbildung 4-16: Aggregierte Leistung im Tagesverlauf des betrachteten MS-Netz nach netzdienlichem Flexibilitätseinsatz mit Regelleistungsvorhaltung.....	75
Abbildung 5-1: Einbeziehung der Fahrpläne und des Flexibilitätspotenzials realer Flexibilitätsoptionen in die Simulation	80
Abbildung 5-2: Einbindung des System-Cockpits in das Gesamtsystem des Projekts Designetz; eigene Abbildung nach [FE2]	82
Abbildung 5-3: Normalprozess Flexibilitätabruf	84
Abbildung 5-4: Anpassung der Prognose nach Erhalt des Fahrplan-Abrufs	85
Abbildung 5-5: Angeforderte Leistung und tatsächlich erbrachte Leistung der Power-to-Heat-Anlagen A bezogen auf den prognostizierten Betriebswert als Flexibilitätabruf.....	86
Abbildung 5-6: Angeforderte Leistung und tatsächlich erbrachte Leistung der Power-to-Heat-Anlagen B bezogen auf den prognostizierten Betriebswert als Flexibilitätabruf.....	87
Abbildung 5-7: Angeforderte Leistung und tatsächlich erbrachte Leistung der Power-to-Gas-Anlage als Flexibilitätabruf	88
Abbildung 5-8: Angeforderte Leistung und tatsächlich erbrachte Leistung bezogen auf den prognostizierten Fahrplan der Aluminiumhütte als Flexibilitätabruf.....	89

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Parameter zur Berechnung der Einspeisung aus PVA und WEA 38

Tabelle 2: Parametrierung des Power Node Model zur Abbildung des Regelleistungspotenzials verschiedener dezentralerer Flexibilitätsoptionen 45

Anhang A: Verwendete Simulationsparameter

Tabelle A-1: Parametrierung für die Simulation der im *Simbench*-Datensatz enthaltenen Flexibilitätsoptionen

Typen- Bezeichnung	$P_{max}^{in} =$ $-P_{max}^{out}$ [kW]	E_{max} [kWh]	η^{in}	η^{out}	v	$\cos \varphi_0$
<i>lv_rural1</i>	130	250	0,95	0,95	0	0,98
<i>lv_rural2</i>	70	120	0,95	0,95	0	0,98
<i>lv_rural3</i>	70	120	0,95	0,95	0	0,98
<i>lv_semiurb4</i>	120	240	0,95	0,95	0	0,98
<i>Storage_PV5_H0-A</i>	10	15	0,95	0,95	0	0,98
<i>Storage_PV5_G2-A</i>	90	130	0,95	0,95	0	0,98
<i>Storage_PV5_H0-G</i>	5	11	0,95	0,95	0	0,98
<i>Storage_PV5_G4-A</i>	25	100	0,95	0,95	0	0,98

Anhang B: Nachweis wissenschaftlicher Tätigkeit

Wissenschaftliche Publikationen

- [FE1] F. Erlemeyer, C. Rehtanz, A. Hermanns, B. Lüers, M. Nebel-Wenner und R. J. Eilers, „Live Testing of Flexibilities on Distribution Grid Level - Simulation Setup and Lessons Learned“, 2021 IEEE Electrical Power and Energy Conference (EPEC), Toronto, Kanada, 2021
- [FE2] F. Erlemeyer, B. Lüers, D. Schmid, C. Rehtanz, S. Lehnhoff, „Simulation Setup for Live Testing of Future Distribution Grid Flexibility“, CIRED 2019, 25th International Conference on Electricity Distribution, Madrid, Spanien, 2019
- [FE3] S. Dalhues, Y. Zhou, O. Pohl, F. Rewald, F. Erlemeyer, D. Schmid, J. Zwartscholten, Z. Hagemann, C. Wagner, D. Mayorga Gonzalez, H. Liu, M. Zhang, J. Liu, C. Rehtanz, Y. Li und Y. Cao, „Research and practice of flexibility in distribution systems: A review“, CSEE Journal of Power and Energy Systems, Jg. 5, Nr. 3, S. 285-294, 2019
- [FE4] A. Brüggemann, F. Erlemeyer, D. Schmid, B. Lüers, T. Noll, C. Rehtanz, „DESIGNETZ: Flexibilität in der Energiewelt 2035“, Energiewirtschaftliche Tagesfragen, 2018
- [FE5] D. vom Stein, J. Sprey, F. Erlemeyer, S. Ohrem, C. Rehtanz, „Designetz: Erster Baustein: Szenarien für 2035“, Energiewirtschaftliche Tagesfragen, 2018
- [FE6] J. von Haebler, F. Erlemeyer, G. Blanco, C. Rehtanz, „Modelling of Efficient Distributed Generation Portfolios Using a Multiobjective Optimization Approach“, Nr. 18, IEEE Manchester PowerTech, Manchester, Vereinigtes Königreich, 2017

Betreute wissenschaftliche Arbeiten

- L. Behm: „Modellgestützte Analyse und Optimierung der Betriebs- und Instandhaltungsstrategien eines Offshore Windparks“, Masterarbeit, 2022
- T. Psztur: „Technisch-sozioökonomische Bewertung von Ladeinfrastruktur-Standorten“, Bachelorarbeit, 2022
- S. Josephs: „Entwicklung eines markt- und netzorientierten Lademanagement-Algorithmus für öffentliche Ladeinfrastruktur“, Masterarbeit, 2022
- F. Probst: „Entwicklung eines Modells zur Bestimmung und Bewertung eines Beschaffungsportfolios auf Grundlage eines Power Purchase Agreements“, Masterarbeit, 2022

L. Kartaun: „Entwicklung einer Methodik zur Lösung von Netzengpässen in der Nieder- und Mittelspannungsebene durch den Einsatz von Flexibilitäten“, Masterarbeit, 2022

A. Gausemeier: „Analyse regulatorischer und normativer Randbedingungen zur Grenzwertbestimmung für Netzplanung und –betrieb“, Bachelorarbeit 2021

G. Düssel: „Implementierung eines Optimal-Power-Flow-Algorithmus zur Untersuchung von dezentralen Marktstrukturen auf Verteilnetz-Ebene“, Masterarbeit, 2020

M. Brack: „Entwicklung einer optimalen Betriebsstrategie eines Energiehubs zur wirtschaftlichen Herstellung von Wasserstoff“, Masterarbeit, 2020

L. Maaß: „Entwicklung einer Methodik zur Bestimmung des aggregierten Flexibilitätspotenzials dezentraler Flexibilitätsoptionen“, Masterarbeit, 2020

Hellwig, P.: „Konzeptionierung und Entwicklung eines Systems von Informationsgrößen für das Asset-Management im Rahmen der elektrischen Energieübertragung“, Masterarbeit, 2019

M. Zerwer: „Entwicklung einer Methodik zur Abschätzung der Kosten für die Bereitstellung und den Abruf von Flexibilität der Verteilnetze für die Betriebsführung der Hochspannung“, Bachelorarbeit, 2019

R. Linnemann: „Ausgestaltung von Marktplattformen zur Integration von Flexibilitätsoptionen für das Engpassmanagement“, Bachelorarbeit, 2019

F. Röhricht: „Analyse und probabilistische Modellierung von Sonderverbrauchs-kunden zur Verbesserung der Netzausbauplanung“, Masterarbeit 2018

M. Gallus: „Techno-ökonomische Analyse und Modellierung von Flexibilitätspotenzialen in Verteilnetzen“, Masterarbeit, 2017

D. Schmid: „Konzeptionierung und agentenbasierte Modellierung eines innovativen Netzbetriebsagenten unter Berücksichtigung eines regionalen Flexibilitätmarktes“, Masterarbeit, 2017

F. Schütz: „Analyse der Batteriespeicherprojekte der Westnetz GmbH zur Optimierung der Speicherassets und Ausleseroutinen sowie Evaluation von Batteriemodellen“, Masterarbeit, 2017

V. Peters: „Entwicklung und Bewertung von Konzepten zur Ausgestaltung der BDEW-Ampelphasen im Designetz-Demonstrator“, Masterarbeit, 2017

C. Brenne: „Analyse und Bewertung von Flexibilitätsoptionen in der Energiesystemanalyse“, Bachelorarbeit, 2017