

Untersuchung des Einflusses steigender Flexibilitätsdurchdringung auf ein marktbasierendes Netzengpassmanagement im Verteilnetz

Felix GAUMNITZ*, Markus HEIM, Andreas ULBIG

IAEW an der RWTH Aachen University, Schinkelstr. 6, 52062 Aachen, Deutschland,
Tel.: +49 (241) 80 90149, f.gaumnitz@iaew.rwth-aachen.de, www.iaew.rwth-aachen.de.

Kurzfassung: Durch den hohen Zubau von Stromerzeugungsanlagen auf Basis erneuerbarer Energien sowie die zunehmende Elektrifizierung der Nachfrageseite kommt es vor allem im Verteilnetz zu spannungs- und strombedingten Engpässen, welche durch das Netzengpassmanagement adressiert werden müssen. Die starke Zunahme elektrischer Fahrzeuge stellt ein bisher ungenutztes netzdienliches Flexibilitätpotential dar, welches beispielsweise durch die Nutzung von Flexibilitätsmärkten erschlossen werden könnte.

Zur Abschätzung der Auswirkungen einer zunehmenden Durchdringung mit EV auf das Netzengpassmanagement wird mithilfe des entwickelten Verfahrens zunächst die Betriebsplanung der beteiligten Anlagen durch die optimierte Vermarktung über Aggregatoren unter Berücksichtigung der Vermarktung von positiver und negativer Flexibilität simuliert. Anschließend ermittelt der Netzbetreiber strombedingte Engpässe und bestimmt im Rahmen des Netzengpassmanagements optimale Gegenmaßnahmen.

Die Anwendung des entwickelten Verfahrens auf ein exemplarisches SimBench-Mittelspannungsnetz zeigt einen hohen Einfluss der vorhandenen batterieelektrischen Fahrzeuge. Es wird deutlich, dass EV durch den wachsenden Energiebedarf und eine steigende Anschlussleistung einerseits Engpässe mitverursachen, andererseits aber auch zur Beseitigung von Netzengpässen durch die Flexibilitätsbereitstellung genutzt werden können.

Keywords: Netzengpassmanagement, Flexibilitätsmarkt, Verteilnetz, Elektromobilität

1 Einleitung

1.1 Hintergrund und Motivation

Im Zuge der Anstrengungen zur Dekarbonisierung im Rahmen der Energiewende kommt es insbesondere in den elektrischen Verteilnetzen zu einem starken Zubau von Stromerzeugungsanlagen auf Basis erneuerbarer Energien [1]. Gleichzeitig unterliegt auch die Nachfrageseite einem Wandel und der Flexibilisierung. Die zunehmende Sektorenkopplung führt unter anderem zum Zubau von Wärmepumpen und einem zunehmenden Anteil batterieelektrischer Fahrzeuge. Diese Entwicklungen stellen die historisch gewachsenen Verteilnetzstrukturen vor Herausforderungen, welche langfristig durch umfassenden Netzausbau adressiert werden müssen. Im kurzfristigen Netzbetrieb kommt es aufgrund der skizzierten Entwicklungen in zunehmendem Maße zu Netzengpässen, welche sich in Form von strom- oder spannungsbedingten Überlastungen der Netzbetriebsmittel äußern [2]. Um einen sicheren und zuverlässigen Netzbetrieb zu gewährleisten, müssen die antizipierten

Netzengpässe durch das Netzengpassmanagement adressiert werden. Durch das begrenzte Potential netzbezogener Maßnahmen im Verteilnetz kommt es im überwiegenden Maße zum Einsatz von Flexibilität der Netzkunden beispielsweise durch die Abregelung von Erzeugungsanlagen.

Die zunehmende Flexibilisierung der Nachfrageseite bietet jedoch auch wachsende Flexibilitätspotentiale, welche durch das Netzengpassmanagement netzdienlich genutzt werden könnten. Als Möglichkeit zur Einbindung und Hebung verteilter, kleinteiliger Flexibilitätspotentiale stehen aktuell marktbasierende Beschaffungsansätze, beispielsweise in Form von lokalen Flexibilitätsmärkten in der Diskussion. Merkmal dieser marktbasierenden Beschaffungsform ist die freiwillige Teilnahme der Anlagen sowie die Vergütung auf Basis von Gebotspreisen.

Aus Sicht der Netzsicherheit rückt insbesondere die Elektromobilität in den Fokus, da durch die hohe antizipierte Anzahl von Fahrzeugen, ein hohes Potential für die netzdienliche, lokale Bereitstellung von Flexibilität besteht. Im Rahmen des vorliegenden Beitrages soll deshalb untersucht werden, welchen Einfluss die Zunahme von Flexibilität aus elektrischen PKW (EV) auf das Netzengpassmanagement im Verteilnetz hat.

1.2 Beschaffung von Flexibilität für das Netzengpassmanagement im Verteilnetz

Im aktuellen regulatorischen Rahmen in Deutschland gelten unter anderem die Regularien für Übertragungsnetzbetreiber nach §13 EnWG analog auch für Verteilnetzbetreiber in ihrem Verantwortungsbereich (siehe §14 (1) EnWG) [3]. Demnach können auch Verteilnetzbetreiber netzbezogene und marktbezogene Maßnahmen nutzen, um drohende Engpässe in ihrem Netz zu beseitigen. Mit der Umsetzung der zweiten Auflage des Netzausbau-beschleunigungsgesetzes (NABEG 2.0) seit Oktober 2021 kommt es zu einer Erweiterung des verfügbaren Flexibilitätspotentials insbesondere für Verteilnetzbetreiber [4]. In §13a EnWG werden die Betreiber von Erzeugungsanlagen und Stromspeichern bereits mit einer Nennleistung ab 100 kW, sowie Anlagen mit weniger als 100 kW, sofern diese bereits durch einen Netzbetreiber ferngesteuert werden können, dazu verpflichtet, auf Anforderung der Netzbetreiber ihre Wirkleistungseinspeisung, beziehungsweise – bezogen auf Stromspeicheranlagen – auch ihren Wirkleistungsbezug anzupassen. Gleichzeitig müssen die durchgeführten Engpassmanagementmaßnahmen durch den Einsatz von Flexibilität bilanziell ausgeglichen werden, sodass durch Über- oder Unterdeckung keine Gefährdung der Systemsicherheit entsteht. Kleinanlagen in den unteren Ebenen des Verteilnetzes sowie lastseitige Anwendungen finden jedoch weiterhin keine Berücksichtigung, sodass möglicherweise vorhandene Flexibilitätspotentiale für das Netzengpassmanagement ungenutzt bleiben.

Eine marktbasierende Beschaffung von Flexibilität mithilfe eines Flexibilitätsmarkt als Alternative zum kostenbasierten Ansatz kann dies adressieren, indem Anlagen freiwillig ihre Flexibilität auf dem Flexibilitätsmarkt vermarkten können und die aufwendige Bestimmung der Kosten der Bereitstellung für den Netzbetreiber entfallen. Die konkrete Ausgestaltung des Flexibilitätsmarktes ist aktuell Gegenstand der Forschung und wird durch unterschiedliche Demonstrationsprojekte erprobt [5]. Nachfolgend soll eine mögliche konsistente Ausgestaltung eines solchen Marktes beschrieben werden.

Auf einem Flexibilitätsmarkt stehen die Netznutzer als Anbieter von Flexibilität dem Netzbetreiber als alleinigem Nachfrager der Flexibilität gegenüber (Single Buyer Market). Mit der möglichen Einführung eines Flexibilitätsmarktes sehen sich die Netznutzer mit einer zusätzlichen Vermarktungsoption konfrontiert, welche sie durch ihre Betriebsplanung berücksichtigen. Die Beschaffung von Flexibilität über den Flexibilitätsmarkt in Form einer Kapazitätsvorhaltung erfolgt nach Abschluss des Day-Ahead Handels und vor Beendigung des Intraday-Handels. Eine hohe Vorlaufzeit und Verschiebung führt zu steigender Unsicherheit bezüglich des notwendigen Flexibilitätsvolumens, geringe Vorlaufzeiten haben zur Folge, dass die vorhandene Flexibilität der Netznutzer bereits im hohen Maß in anderen Märkten gebunden ist.

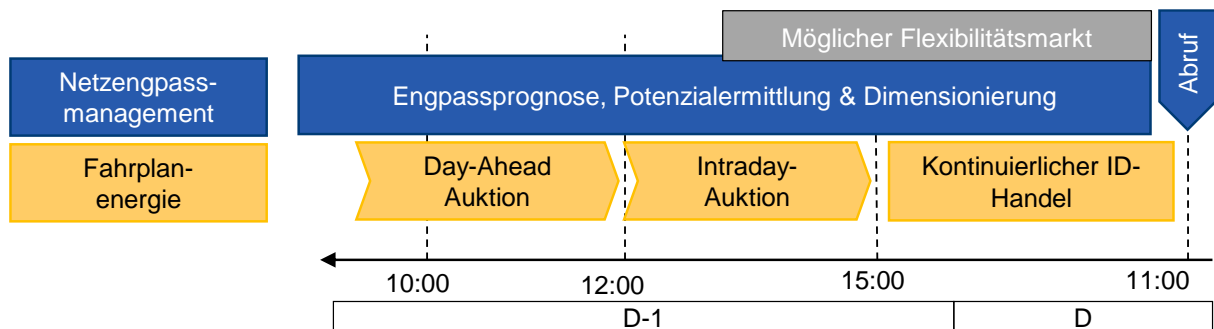


Abbildung 1-1: Prozess und Wechselwirkungen des Netzengpassmanagements im Netzbetrieb

Wie in Abbildung 1-1 dargestellt, finden die Prozesse des Netzengpassmanagements beim Netzbetreiber zeitlich parallel zum Handel auf den Fahrplanenergiemärkten sowie dem Flexibilitätsmarkt statt. Es ist daher zu erwarten, dass sich die Prozesse zudem gegenseitig beeinflussen, da die Teilnehmer beispielsweise die Ergebnisse des Flexibilitätsmarktes antizipieren und so ihr Gebotsverhalten dementsprechend anpassen werden.

1.3 Bereitstellung von Flexibilität durch Elektromobilität im Verteilnetz

Die Bereitstellung von Flexibilität im Verteilnetz ist theoretisch durch eine Vielzahl der Netzkunden denkbar. Einschränkend wirken unter anderem höher priorisierte Anliegen (in Form einer Primäraufgabe) der Versorgung. Während lastseitig bisher überwiegend konventionelle, unflexible Lasten aus den Sektoren Industrie, GHD oder Haushalten vorkamen, ist eine Erhöhung neuartiger Flexibilitätspotentiale zu beobachten. Wesentlicher Treiber ist die Sektorenkopplung in Form von elektrischen Wärmepumpen und Elektromobilität. Eine mögliche Entwicklung, die in besonderem Maße zu einer höheren Flexibilitätsbereitstellung führen könnte, ist die antizipierte Zunahme von elektrisch angetriebenen PKW, kurz BEV, oder EV genannt, deren Entwicklung in Abbildung 1-2 dargestellt ist.

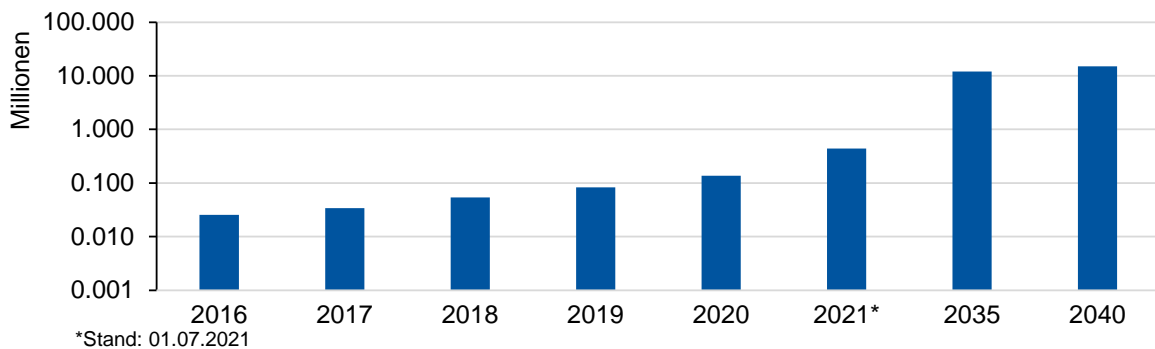


Abbildung 1-2: Zulassungszahlen /-prognosen für BEV in Deutschland nach [6] und [7]

Elektrische Fahrzeuge dienen primär der Deckung des Mobilitätsbedürfnisses seiner Nutzer, weisen jedoch aufgrund langer Standzeiten am Wohnort und Arbeitsplatz des Nutzers ein Flexibilitätspotential an diesen Standorten auf. Der Netzanschluss erfolgt üblicherweise mittels AC-Ladetechnologie und mit Ladeleistungen von bis zu 22 kW. Einschränkend für die Bereitstellung von Flexibilität sind auch technischer Sicht einerseits die Mobilitätsbedürfnisse der Nutzer, die einen Teil der verfügbaren Leistung und Akkukapazität beansprucht und andererseits die erforderliche Informations- und Kommunikationstechnologie, welche zur Koordination des Flexibilitätsabrufes erforderlich ist. Hinsichtlich des Mobilitätsbedürfnisses besteht die Problematik, dass der Ladezustand (SOC) des Fahrzeuges infolge eines Flexibilitätsabrufes sehr stark beeinflusst werden kann, was zu mangelnder Reichweite führen könnte. Es ist daher notwendig, dass Informationen zum Fahrverhalten des Nutzers vorliegen, die die Bereitstellung von Flexibilität ohne Komfortverlust für den Nutzer ermöglichen.

2 Methodisches Vorgehen

2.1 Entwickeltes Verfahren zur Bewertung marktbasierter Beschaffung von Flexibilität

Für eine Bewertung des Einflusses einer steigenden Durchdringung von elektrischen Fahrzeugen auf das Netzengpassmanagement im Verteilnetz wird, wie in Abbildung 2-1 **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.** dargestellt, ein mehrstufiges Verfahren verwendet. Dies ist notwendig, um alle vorherigen Prozesse, welche zur Notwendigkeit des Netzengpassmanagements führen, realistisch abzubilden. Als Eingangsdaten dienen ein Netzmodell des betrachteten Verteilnetzausschnittes, Strukturdaten zu den vorhandenen Netzkunden, sowie Prognosen zur Einspeisung erneuerbarer Energieanlagen sowie der erwarteten Preise auf den Day-Ahead und Intraday-Märkten sowie dem Flexibilitätsmarkt. Zunächst wird die Betriebsplanung aller Netzkunden durchgeführt. Dies dient der Ermittlung der optimalen Betriebs- und Vermarktungsentscheidung unter Berücksichtigung der antizipierten Marktpreise an den Fahrplanmärkten sowie am Flexibilitätsmarkt. Anschließend wird auf Basis der ermittelten, optimalen Fahrpläne die Netzbetriebsplanung des Netzbetreibers betrachtet, welche Engpässe ermittelt und notwendige, effiziente Gegenmaßnahmen identifiziert. Nachfolgend werden die einzelnen Verfahrensschritte detaillierter erläutert.

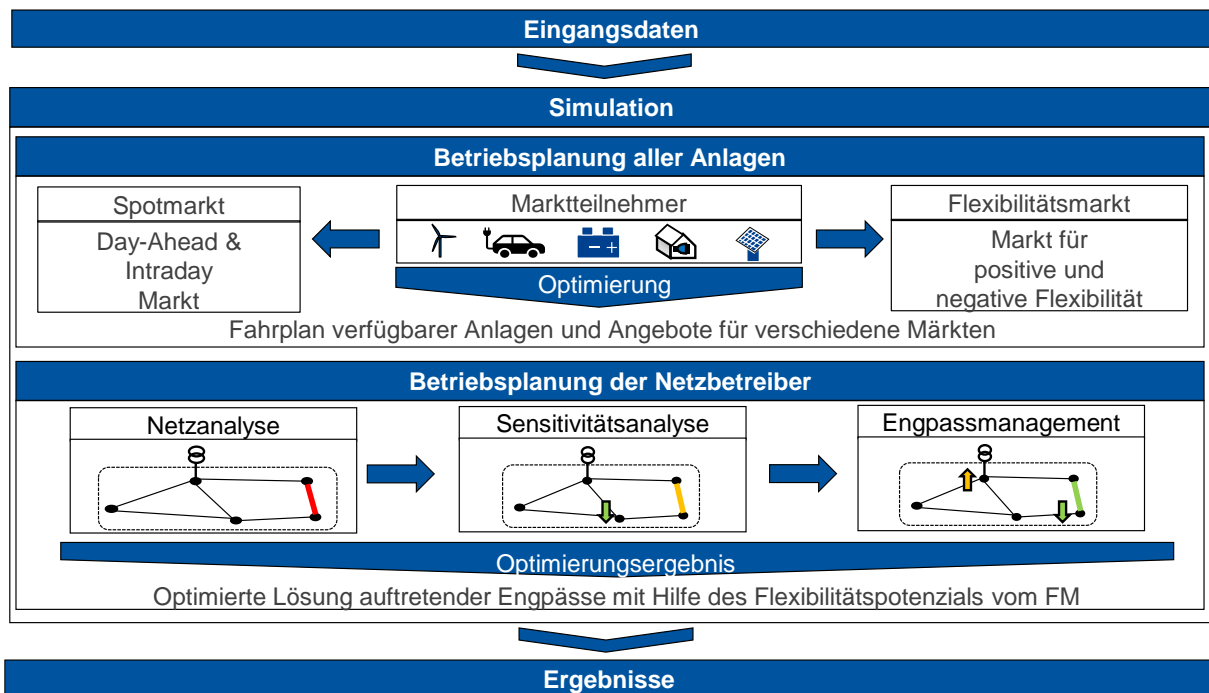


Abbildung 2-1: Entwickelter Verfahrensansatz

Betriebsplanung der Anlagen im Verteilnetzabschnitt

Die Betriebsplanung ermittelt die optimalen Betriebs- und Vermarktungsentscheidungen der einzelnen Netzkunden. Aufgrund der Größenbeschränkung für den Zugang an den Fahrplanmärkten wird die Vermarktung einzelner Kleinanlagen durch Aggregatoren vorgenommen. Ein Aggregator vermarktet alle Anlagen, welche direkt am Mittelspannungsknoten oder im unterlagerten Niederspannungsnetz des Knotens angeschlossen sind. Das Ziel der einzelnen Aggregatoren ist die Maximierung ihres Deckungsbeitrages durch den Handel an den Fahrplanmärkten sowie am Flexibilitätsmarkt. Die sich ergebende Zielfunktion der Aggregatoren besteht aus Betriebs- sowie Vermarktungsentscheidungen, welche miteinander gekoppelt sind:

$$\max \{ \text{Betriebsentscheidung} + \text{Vermarktungsentscheidung} \}$$

Die beispielhaften Freiheitsgrade der Betriebsentscheidung für eine Erzeugungsanlage stellen die Erzeugung für die Vermarktung an den einzelnen Fahrplanmärkten, dem positiven sowie negativen Flexibilitätsmarkt sowie die Erzeugung zur Deckung der Last des Aggregators unter Berücksichtigung der anlagenspezifischen Erzeugungskosten dar. Die gemeinsame Vermarktungsentscheidung aller Anlagen des Aggregators wird durch unterschiedliche Entscheidungsvariablen für den Handel an den Märkten sowie der dazugehörigen Preisprognosen umgesetzt. Die Betriebsplanung unterliegt umfangreichen Restriktionen, welche wie folgt unterteilt werden können:

- Technische Randbedingungen der einzelnen Anlagen der Netzkunden
- Nebenbedingungen der Vermarktung
- Koppelnde Nebenbedingungen

Als technische Randbedingungen werden die technischen Eigenschaften der vorhandenen Anlagen modelliert. Dabei werden Erzeugungsanlagen (Windkraft- und Photovoltaik, Thermische Kraftwerke und KWK-Anlagen), Speicher (Batteriespeicher und elektrische

Fahrzeuge) sowie statische Lasten berücksichtigt. Die Abbildung der Nebenbedingungen der Speicher umfasst die Kontinuität und Einhaltung des Speicherfüllstandes SOC, die Einhaltung der maximalen Lade- und Entladeleistung im Erfüllungszeitpunkt sowie die Ausschließlichkeit von Laden und Entladen. Zudem wird bei der Abbildung von elektrischen Fahrzeugen der Energiebedarf sowie die Nichtverfügbarkeit aufgrund des Primärzweckes berücksichtigt.

Die Nebenbedingungen der Vermarktung umfassen Restriktionen für die Teilnahme an den Märkten. Es wird unter anderem die Vermarktung am Flexibilitätsmarkt derart eingeschränkt, dass ausschließlich die Bereitstellung positiver oder negativer Flexibilität möglich ist.

Die koppelnden Nebenbedingungen sichern die Konsistenz zwischen dem Anlagenbetrieb und der Vermarktung indem die Entscheidungsvariablen beider Bereiche miteinander verknüpft werden. Dies garantiert eine ausgeglichene Leistungsbilanz in jedem Zeitpunkt.

Betriebsplanung der Netzbetreiber

Im Rahmen der vortäglichen Betriebsplanung antizipiert der Netzbetreiber drohende Engpässe in seinem Netz basierend auf den ihm zur Verfügung stehenden Fahrplänen der Netzkunden. Anschließend bestimmt der Netzbetreiber, beim Vorliegen von Engpässen optimale Gegenmaßnahmen in Form von Flexibilitätsabrufen.

Die betrachteten Fahrpläne der Netzkunden basieren auf den optimalen Vermarktungsentscheidungen in der Betriebsplanung. Im entwickelten Verfahren werden im Zuge der Netzanalyse mithilfe eines Wirkleistungsflusses strombedingte Engpässe auf den Leitungen detektiert. Eine unzulässige Überlastung liegt vor, wenn der festgelegte Grenzwert im Betrieb unter Berücksichtigung einer Sicherheitsmarge überschritten wird. Zur Bestimmung der Wirkung eines Flexibilitätsesatzes auf den Leistungsfluss im Verteilnetzausschnitt kommen lineare Sensitivitätsfaktoren in Form von *Power Transfer Distribution Factors* (PTDF) zum Einsatz.

Ziel des Netzengpassmanagements ist der kostenminimale Einsatz von vorhandener Flexibilität unter der Bedingung eines engpassfreien Netzbetriebes. Der Netzbetreiber hat Zugriff auf lokale Flexibilität, welche von den angeschlossenen Netzkunden über den Aggregator am Flexibilitätsmarkt angeboten wurde. Zudem kann auch Flexibilität am Intraday-Markt beschafft werden, welche dem Ausgleich eines lokalen Flexibilitätsaufrufes dient und keine Sensitivität auf lokale Netzengpässe besitzt. Zur Bestimmung des optimalen Flexibilitätsbezuges wurde im Rahmen des entwickelten Verfahrens ein gemischt-ganzzahliges lineares Optimierungsproblem entwickelt. Als Entscheidungsvariablen wurden unter anderem der Flexibilitätsesatz der einzelnen Anlagen ($\Delta P_{i,t}^+$ und $\Delta P_{i,t}^-$) sowie die Flexibilitätsbeschaffung über den Intraday-Markt ($\Delta P_{Market,t}^+$ und $\Delta P_{Market,t}^-$) definiert. Als Kostenterme werden die anlagenspezifischen Aktivierungskosten ($c_{i,t}^+$ und $c_{i,t}^-$) sowie die stundenscharfen Intradaypreise ($c_{Market,t}^+$ und $c_{Market,t}^-$) verwendet. Die Zielfunktion ergibt sich wie folgt:

$$\min \left\{ \sum_{t=1}^d \left(\sum_{i=1}^n \Delta P_{i,t}^+ \cdot c_{i,t}^+ + \Delta P_{i,t}^- \cdot c_{i,t}^- + C_{i,t}^{Storage/EV,+} \cdot c_{Market,t}^+ + C_{i,t}^{Storage/EV,-} \cdot c_{Market,t}^- \right) + \Delta P_{Market,t}^+ \cdot c_{Market,t}^+ + \Delta P_{Market,t}^- \cdot c_{Market,t}^- \right\} \quad 2.1$$

Als Nebenbedingungen der Optimierung ergeben sich:

- Technische Randbedingungen der Flexibilitätsbereitstellung der Netzkunden
- Engpassfreiheit
- Ausgeglichenheit des Flexibilitätseinsatzes

In den Nebenbedingungen zu den technischen Randbedingungen wird unter anderem der zulässige Flexibilitätszugriff auf die Gebote im Flexibilitätsmarkt beschränkt. Für Speichertechnologien und elektrische Fahrzeuge bedarf es durch die vorliegende Zeitkopplung umfangreicherer Nebenbedingungen. Da ein Flexibilitätszugriff des Netzbetreibers auch Einfluss auf den Speicherfüllstand hat, kann eine Verletzung des zulässigen Speicherfüllstandes resultieren [8]. Diese drohende Inkonsistenz zwischen dem vorab bestimmten Fahrplan und dem nachgelagerten Flexibilitätszugriff kann durch eine Kompensation geheilt werden. Diese Kompensationsvariablen ($C_{i,t}^{Storage/EV,+}$ und $C_{i,t}^{Storage/EV,-}$) werden ebenfalls in der Zielfunktion berücksichtigt und ermöglichen den Ausgleich zu einem früheren oder späteren Zeitpunkt über den Intraday-Markt. Zusätzliche Bilanzierungsvariablen ermöglichen die Erfassung der notwendigen Kompensationsenergie.

Zentral für das Netzengpassmanagement ist die Nebenbedingung zur Engpassfreiheit, welche garantiert, dass durch den Flexibilitätseinsatz die vorliegenden Engpässe behoben werden. Die Verknüpfung des Flexibilitätseinsatzes und der Leitungsbelastung erfolgt über die zuvor abgeleiteten PTDF:

$$-F_{max}^m \leq F_{Base,t}^m + \sum_{i=1}^n (\Delta P_{i,t}^+ + C_{i,t}^{Storage/EV,-}) \cdot PTDF_i^m - (\Delta P_{i,t}^- + C_{i,t}^{Storage/EV,+}) \cdot PTDF_i^m \leq F_{max}^m \quad 2.2$$

Der Einsatz von Flexibilität durch den Netzbetreiber soll möglichst geringe Auswirkungen auf den Netz- und Systembetrieb haben. Eine einseitige Aktivierung von positiver oder negativer Flexibilität beeinflusst die systemische Leistungsbilanz und soll daher vermieden werden. Aus diesem Grund wird sichergestellt, dass Flexibilitätseingriffe des Netzbetreibers stets bilanzneutral beziehungsweise ausgeglichen sind.

2.2 Skalierung von Flexibilitätspotentialen aus Elektromobilität für das Zukunftsszenario

Zur Abbildung von EV werden für das Ausgangsszenario aus dem Netzmodell bestehende Knoten mit Ladepunkten in der Niederspannung entnommen. Es wird angenommen, dass jeder Heimladestation mit einem Anschlusspunkt ein Fahrzeug zugeordnet werden kann. Zur Abbildung des Fahrverhaltens im Modell wird auf einen Fahrprofilgenerator zurückgegriffen, welcher eine hohe Anzahl unterschiedlicher synthetischer Fahrprofile von elektrischen PKW liefert [9]. Im Zuge der Eingangsdatenbearbeitung wird auf Basis des gezogenen Fahrprofils der Energieverbrauch jeder Fahrt ermittelt. Die Energie muss zum Ende des Ladevorgangs gespeichert sein und beschränkt damit die für den Flexibilitätsabruf zur Verfügung stehende Akkukapazität. Aufgrund der geschlossenen Betrachtung eines Tages in der Optimierung gibt es zum Start der Simulation keine Informationen über den SOC als Resultat vorangegangener Handelsentscheidungen. Daher erfolgt die Festlegung eines Startwertes, der folgende Bedingungen erfüllen muss:

- Es muss mindestens so viel Energie gespeichert sein, dass auch der Bedarf für die Mobilität gedeckt ist, der nicht durch Ladevorgänge im Untersuchungszeitraum gedeckt werden kann.
- Es muss mindestens so viel Energie gespeichert sein, dass der Fahrtantritt gemäß des Fahrprofils und der verfügbaren Ladeleistung erfolgen kann.
- Die Grenzen der Akkukapazität dürfen nicht verletzt werden.

Zur Skalierung des Flexibilitätspotentials aus EV wird in Bezug zum Basisfall die Fahrzeug- bzw. Ladesäulenanzahl als auch die maximale Netzanschlussleistung erhöht. Für eine realistische Abschätzung der Auswirkungen muss auch die räumliche Verteilung der zusätzlichen Fahrzeuge in Form einer Regionalisierung beachtet werden. Dies erfolgt auf Basis eines vereinfachten Ansatzes: Anhand der Informationen aus dem Netzmodell können Netzknoten mit einem angeschlossenen Haushalt und einer gegebenenfalls installierten PV-Anlage und Heimpladestation entnommen werden. Gemäß exogen vorgegebenem Verhältnis erfolgt dann eine Verteilung der Fahrzeuge auf Haushalte mit und ohne PV-Anlage, wobei die Verteilung auf Knoten innerhalb einer der beiden Kategorien zufällig mittels Gleichverteilung und ohne Wiederholung erfolgt. Knoten die bereits über eine Heimpladestation verfügen werden nicht ausgewählt. Neue Ladepunkte erhalten eine Anschlussleistung von 11kW.

Eine Skalierung der Anschlussleistung sieht eine Erhöhung der Ladeleistung bereits bestehender Anschlüsse von 3,7kW auf 11kW vor, da 3,7kW im Netzmodell überwiegen, während sich Wallboxen mit 11kW als Standard etablieren.

3 Exemplarische Untersuchungen

Im Rahmen der durchgeführten Untersuchungen wurde das in Abschnitt 2 beschriebene Verfahren parametrisiert und angewendet. Es soll untersucht werden, inwiefern sich die Erhöhung der Anzahl von EV auf das marktbasierete Netzengpassmanagement auswirkt.

3.1 Beschreibung des Untersuchungsrahmens

Für die Untersuchungen wird ein ländlich geprägtes SimBench-Mittelspannungsnetz mit 97 Knoten und 103 Leitungsverbindungen herangezogen. Es handelt sich, wie in Abbildung 3-2 und Abbildung 3-4 dargestellt, um ein stark durch regenerative Erzeugung geprägtes System in der Struktur mehrerer offen betriebener Ringnetze mit einer zentralen Verbindung zur überlagerten Hochspannungsebene.

Es werden 24 Stunden eines Tages im April untersucht. Die antizipierten Preise für die Fahrplanmärkte sowie den Flexibilitätsmarkt, sind in Abbildung 3-1 dargestellt. Der Netzbetreiber entscheidet unter anderem auf Basis von Aktivierungskosten, welche in Abbildung 3-3 dargestellt sind. Dabei fallen für Speicher und EV zusätzlich zur eigentlichen Aktivierung noch Kosten für die Kompensation über den Intraday-Markt an. Als maximale zulässige Leitungsauslastung wurden 40% des thermischen Grenzstromes definiert.

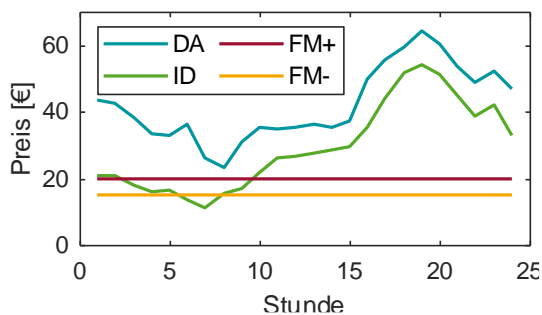


Abbildung 3-1: Antizipierte Preiszeitreihen für den DayAhead, Intraday sowie den positiven und negativen Flexibilitätsmarkt

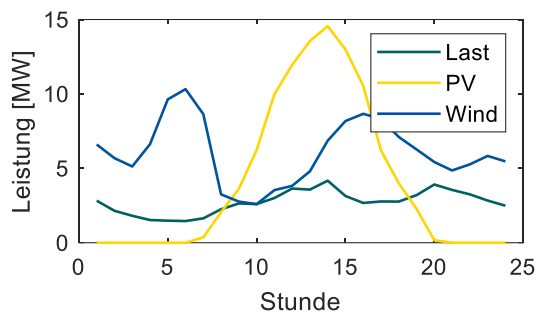


Abbildung 3-2: Summierte Einspeisezeitreihe aus erneuerbaren Energieanlagen und Nachfragezeitreihe im Untersuchungsgebiet

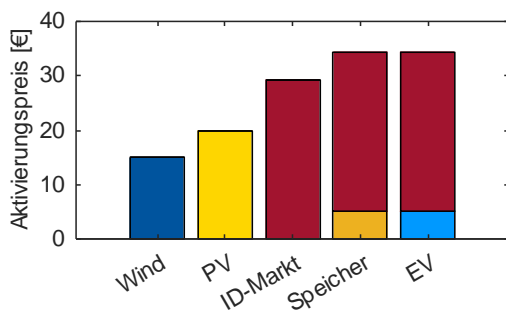


Abbildung 3-3: Exemplarische Aktivierungspreise für den Einsatz von Flexibilität

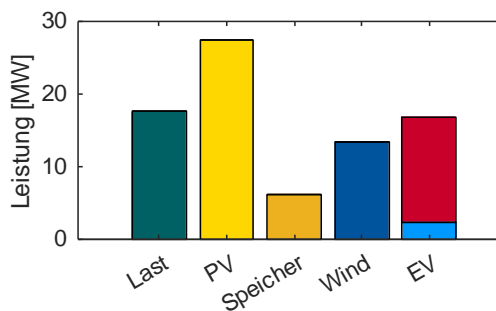


Abbildung 3-4: Installierte Leistungen im Untersuchungsgebiet im Basisszenario sowie nach Skalierung von EV

3.2 Simulationsergebnisse im Basisfall

Im Basisfall wurde das Verfahren entsprechend dem SimBench-Datensatz parametrisiert [10]. Im Rahmen der Betriebsplanung optimieren die Aggregatoren den Einsatz der ihnen zugehörigen Anlagen auf Basis der antizipierten Marktpreise. Die sich ergebenden Fahrpläne der Anlagen inklusive der Mengengebote am Flexibilitätsmarkt werden dem Netzbetreiber zur Verfügung gestellt.

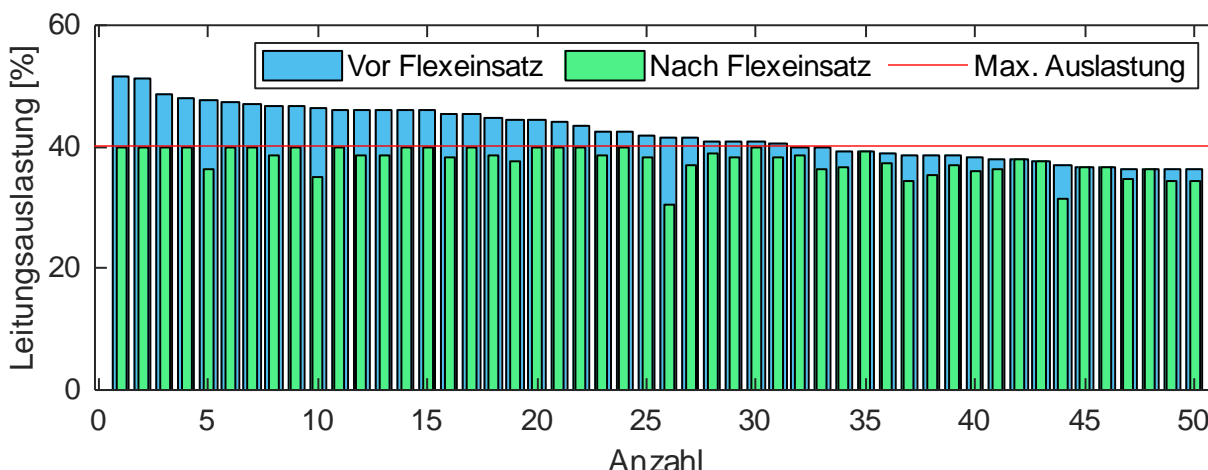


Abbildung 3-5: Ergebnis der Netzanalyse im Basisfall

Die Netzanalyse in Abbildung 3-5 zeigt, dass sich im Betrachtungszeitraum von 24 Stunden auf den 103 Leitungen insgesamt 32 Überlastungssituationen ergeben. Die maximal auftretende Auslastung beträgt 51,5%. Es kann zudem gezeigt werden, dass durch den

bestimmten optimalen Flexibilitätseinsatz, die aufgetretenen Überlastungen beseitigt werden können.

In Abbildung 3-6 ist der zeitlich und technologisch aufgelöste Flexibilitätseinsatz dargestellt. Es zeigt sich, dass für die Bereitstellung negativer Flexibilität¹ ausschließlich erneuerbare Energieanlagen verwendet werden. Die Abregelung von Windkraft und Photovoltaikanlagen stellt für den Netzbetreiber die günstigste Möglichkeit der Flexibilitätsbereitstellung dar. Aufgrund der Nebenbedingung des ausgeglichenen Flexibilitätseinsatzes wird in jeder Stunde positive Flexibilität in gleicher Höhe abgerufen. Diese wird im überwiegenden Maße über den Intraday-Markt, also ohne netztechnische Wirkung auf den lokalen Netzengpass bezogen.

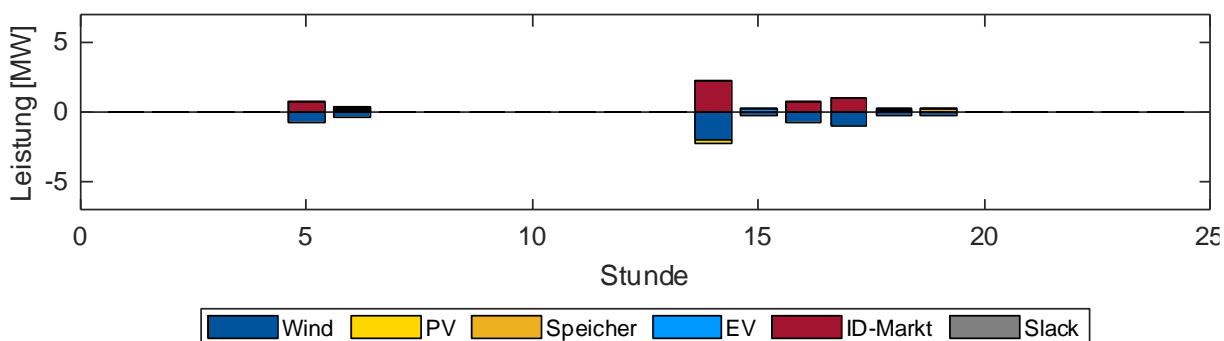


Abbildung 3-6: Flexibilitätsabruf im Basisfall

3.3 Simulationsergebnisse im Fall der Skalierung von Elektromobilität

Für die Untersuchungen zur Skalierung wird die vorhandene Fahrzeuganzahl gegenüber dem Basisfall deutlich erhöht. Auf Basis der Schätzungen der Bundesnetzagentur zur Anzahl in Deutschland zugelassener EV im Jahr 2035 zeigt sich, dass ca. 1/3 der Haushalte über ein Elektrofahrzeug verfügen werden. Das betrachtete Netz weist insgesamt 4623 Haushalte in den unterlagerten Niederspannungsnetzen auf, weshalb nun eine Anzahl von knapp 1500 Fahrzeugen mit einer Gesamtanschlussleistung von 16,84 MW angenommen werden. Bei der Verteilung der Ladepunkte wurde eine Korrelation zwischen PV-Anlagenbesitzern und EV-Besitzern berücksichtigt, indem 45% der neuen Heimpladestationen zu Haushalten mit PV-Anlage zugewiesen wurden.

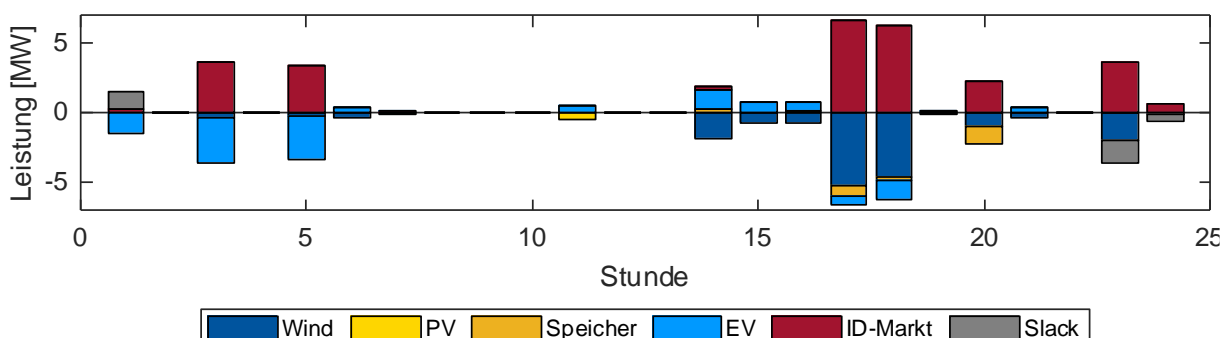


Abbildung 3-7: Flexibilitätsabruf bei Skalierung von Elektromobilität

¹Negative Flexibilität: Lasterhöhung oder die Reduktion der Einspeisung.

Durch die Vervielfachung der Ladeleistung kommt es im betrachteten Netzabschnitt zu einer starken Zunahme auftretender Überlastungssituationen (141 Situationen). Die maximale Leitungsauslastung beträgt hierbei 79,8%. Dementsprechend wird, wie in Abbildung 3-7 dargestellt, deutlich mehr Flexibilität eingesetzt, um die Engpässe zu beseitigen. Dabei kommt es, analog zum Basisfall ebenfalls zum vorwiegenden Einsatz von Flexibilität aus Windkraftanlagen sowie vom Intraday-Markt. Gleichzeitig wird nun aber auch lokale Flexibilität aus EV in positiver und negativer Richtung abgerufen. Der Einsatz von virtueller, lokaler Slack-Flexibilität durch Slack-Knoten deutet auf ein Flexibilitätsdefizit hin.

4 Zusammenfassung und Schlussfolgerung

Im Rahmen der Energiewende kommt es in den Verteilnetzen zu erzeugungs- und lastseitigen Veränderungen, welche eine zunehmende Anzahl an Netzengpässen bedingen. Gleichzeitig stellt insbesondere die starke Zunahme elektrischer Fahrzeuge ein bisher ungenutztes netzdienliches Flexibilitätspotential dar, welches beispielsweise durch die Nutzung von Flexibilitätsmärkten erschlossen werden könnte.

Zur Abschätzung der Auswirkungen einer zunehmenden Durchdringung mit EV auf das Netzengpassmanagement ist es notwendig, alle vorherigen Prozesse, welche zur Notwendigkeit des Netzengpassmanagements führen, realistisch abzubilden. Im Rahmen des entwickelten Verfahrens wird daher zunächst die Betriebsplanung der beteiligten Anlagen durch die optimierte Vermarktung über Aggregatoren unter Berücksichtigung der Vermarktung von positiver und negativer Flexibilität vorgenommen. Anschließend ermittelt der Netzbetreiber strombedingte Engpässe und bestimmt die optimalen Gegenmaßnahmen.

Die Anwendung des entwickelten Verfahrens auf ein exemplarisches SimBench-Mittelspannungsnetz zeigt einen hohen Einfluss der vorhandenen elektrischen Fahrzeuge. Es wird deutlich, dass EV durch den wachsenden Energiebedarf und eine steigende Anschlussleistung einerseits Engpässe mitverursachen, andererseits aber auch zur Beseitigung von Netzengpässen durch die Flexibilitätsbereitstellung genutzt werden können.

Literatur

- [1] Bundesnetzagentur: „EEG in Zahlen 2019“, 2021. [Online]. Abrufbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/ErneuerbareEnergien/ZahlenDatenInformationen/start.html [Zugriff: 26.01.2022].
- [2] Bundesnetzagentur: „Bericht – Quartalsbericht Netz- und Systemsicherheit – Gesamtes Jahr 2020“, 2021. [Online]. Abrufbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Mediathek/Berichte/2020/Quartalszahlen_Gesamtjahr_2020.pdf?__blob=publicationFile&v=3 [Zugriff: 26.01.2022].
- [3] Energiewirtschaftsgesetz vom 7. Juli 2005 (BGBl. I S. 1970, 3621), das zuletzt durch Artikel 84 des Gesetzes vom 10. August 2021 (BGBl. I S. 3436) geändert worden ist. [Online]. Abrufbar unter: https://www.gesetze-im-internet.de/enwg_2005/BJNR197010005.html [Zugriff: 26.01.2022].
- [4] Nodes, E-Bridge & PÖYRY: „Marktbasiertes Engpassmanagement als notwendige Ergänzung zum regulierten Redispatch in Deutschland“, 2019. [Online]. Abrufbar unter: https://www.e-bridge.de/wp-content/uploads/2019/09/20190904_NODES_Marktbasierter_RD_DEUTSCH_v10_sent.pdf. [Zugriff: 26.01.2022].

- [5] J. Radecke, J Hefele und L. Hirth, „Working Paper - Markets for Local Flexibility in Distribution Networks“, 2019. [Online]. Abrufbar unter: <https://www.econstor.eu/handle/10419/204559>. [Zugriff: 26.01.2022].
- [6] Kraftfahrtbundesamt: “Neuzulassungen von Kraftfahrzeugen mit alternativem Antrieb im November 2021”, 2021. [Online]. Abrufbar unter: https://www.kba.de/SharedDocs/Downloads/DE/Statistik/Fahrzeuge/FZ28/fz28_2021_11.xlsx?__blob=publicationFile&v=5. [Zugriff: 26.01.2022].
- [7] Bundesnetzagentur: „Genehmigung des Szenariorahmens 2021-2035“, 2020. [Online]. Abrufbar unter: https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/paragraphs-files/Szenariorahmen_2035_Genehmigung_1.pdf. [Zugriff: 26.01.2022].
- [8] C. Schmitt, T. Sous, A. Blank, F. Gaumnitz und A. Moser, "A Linear Programming Formulation of Time-Coupled Flexibility Market Bids by Storage Systems," in *2020 55th International Universities Power Engineering Conference (UPEC)*, Turin, 2020.
- [9] C.M. Vertgevall, M.Trageser und M.Kurth, „Modelling Of Location And Time Dependent Charging Profiles Of Electric Vehicles Based On Historical User Behaviour“ in *CIGRE 2021 - The 26th International Conference and Exhibition on Electricity Distribution*, Online, 2021.
- [10] S. Meinecke, D. Sarajlić, S. R. Drauz, A. Klettke, L.-P. Lauven, C. Rehtanz, A. Moser und M. Braun, “SimBench—A Benchmark Dataset of Electric Power Systems to Compare Innovative Solutions Based on Power Flow Analysis,” in *Energies*, vol. 13, no. 12, p. 3290, Jun. 2020.