

# Gelbe Ampelphase im Kontext einer Flexibilitätsplattform

Simulative Bewertung von Netzzuständen in einem realen Mittelspannungsgebiet als Anwendungsbereich einer Flexibilitätsplattform

Thomas Estermann, Simon Köppl, Mathias Müller, Andreas Zeiselmaier

[TEstermann@ffe.de](mailto:TEstermann@ffe.de), [www.ffe.de](http://www.ffe.de)

Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V.  
Am Blütenanger 71, 80995 München

## 1 Motivation und Ausgangslage

Die voranschreitende Energiewende führt zu einem steigenden Anteil erneuerbarer Energien (EE) im deutschen Stromsektor. Ein großer Teil dieser Erzeugungsanlagen befindet sich dabei in der Verteilnetzebene [1]. Auf der Verbraucherseite sorgt die sogenannte "Elektrifizierung" auch dafür, dass die Anzahl der zusätzlichen elektrischen Verbraucher, wie Wärmepumpen (2015: ca. 0,5 Mio. Anlagen; Prognose für 2050: 6,5 - 16,7 Mio. Anlagen [2]) und Elektrofahrzeuge (2015: 0,1 Mio. Einheiten; Prognose für 2050: 12,1 - 30,2 Mio. Einheiten [2]) in Abhängigkeit des gewählten Szenarios steigt. Neben der installierten Leistung ist das Auftreten einer hohen Gleichzeitigkeit sowohl auf der Erzeugungs- als auch auf der Verbrauchsseite eine zusätzliche Herausforderung in den Verteilnetzen [3]. Weiterhin besteht durch die Digitalisierung der Energiewirtschaft die Möglichkeit, dass diese Anlagen auf ein überregionales und externes Signal (bspw. Börsenstrompreis oder den Abruf von Regelleistung im Pool) reagieren und somit das Gleichzeitigkeitsverhalten der Anlagen wiederum beeinflusst wird. Die Folgen dieser multilateralen Entwicklungen werden in Zukunft zu neuen Netzbelastungssituationen insbesondere in der Nieder- und Mittelspannung führen [4].

Für die Lösung, Vermeidung bzw. Verminderung von lokalen Netzengpässen besteht der Bedarf, lokal Flexibilität zu kontrahieren und bedarfsgerecht einzusetzen. Hierbei erfolgt der Einsatz von sogenannten Smart-Market-Modellen (auch Flexibilitätsplattformen oder Flex-Plattformen genannt), welche sich nach [5] in den Ausprägungen „Koordinationsprinzip“, „Preisbildung“, „Zahlungsverpflichtung“ und „Kordinator“ unterscheiden. Im Verbundprojekt C/sells<sup>1</sup> [6] wird von der Forschungsstelle für Energiewirtschaft e. V. eine Flex-Plattform entwickelt, welche durch einen marktbasieren Ansatz lokale Netzengpässe bewirtschaftet [7]. In der Ausprägungsstufe „Koordinationsprinzip“ nach [5] ähnelt der FfE-Ansatz der Kategorie „Flexbezug“, wobei der Netzbetreiber als Nachfrager von Flexibilität auftritt und entsprechende Informationen an die Plattform übergibt. Um den Prozess bedienen zu können ist es notwendig, eine Prognose von Seiten des Netzbetreibers über das Auftreten von Engpässen im Netz zu erstellen und entsprechend zu kommunizieren.

---

<sup>1</sup> Weitere Information zum Gesamtprojekt sind unter <https://www.csells.net/de/> zu finden  
Eine detaillierte Beschreibung der Tätigkeiten der FfE in C/sells finden Sie hier <http://www.ffe.de/csells>

Die verschiedenen Smart-Market-Modelle als auch die Flex-Plattform sind dabei Ausprägungen der sogenannten gelben Ampelhase [5]. Das zu Grunde liegende Phasenmodell wird in [8] eingeführt, wobei hier die gelbe Phase als „Interaktionsphase“ deklariert wird. Neben diesen qualitativen Ampelphasen ordnet der Netzbetreiber die prognostizierten Netzzustände ebenso anhand quantifizierbaren Kriterien in ein Phasenmodell ein, woraus sich ein Flexibilitätsbedarf und somit die Interaktion mit der Flex-Plattform ableiten lässt. Neben der Sortierung dieser beiden Phasenmodelle enthält das vorliegende Paper im Folgenden eine Methodik für die Bestimmung von prognostizierten Engpässen sowie die Ableitung des zeitlichen Ablaufes des Plattformprozesses.

## 2 Das Ampelmodell aus heutiger Perspektive

### Smart-Grid-Ampel

Wie eingangs kurz erläutert, existieren verschiedene Ampelmodelle, welche unterschiedliche Anwendungsbereiche adressieren. Auf das in der Literatur häufig verwiesene Modell vom BDEW (Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V.), welches im Jahr 2015 unter dem Titel „Smart Grids Ampelkonzept“ [9] veröffentlicht und zwei Jahre später mit dem Papier „Konkretisierung des Ampelkonzeptes im Verteilungsnetz“ [8] näher beschrieben wurde. Das darin gezeigte Modell beschreibt die Möglichkeit, wie Netzbetreiber bei Engpässen mit verschiedenen Marktakteuren interagieren können. Gemäß [8], [10] und [5] werden die drei Phasen wie folgt beschrieben:

- **Rote Ampelphase – Netzphase:**  
In dieser Phase liegt eine unmittelbare Gefährdung der Netzstabilität vor und der Netzbetreiber greift steuernd oder regelnd auf Anlagen zu. Für die Beseitigung der roten Phase kann der Netzbetreiber bereits heute zum Beispiel auf Einspeisemanagementmaßnahmen zurückgreifen (§ 13 (2) EnWG, § 14 EEG).
- **Gelbe Ampelphase – Interaktions- oder Übergangsphase:**  
Die gelbe Phase umfasst eine Prognose eines Netzengpasses durch die Betriebsplanungsprozesse des Netzbetreibers (z. B. am Vortrag) und die damit verbundenen Aktionen des Netzbetreibers. Dieser kontrahiert Flexibilität und setzt diese netzdienlich zur Verhinderung oder Verminderung des Engpasses ein. Nach derzeitiger Rechtslage steht hierfür insbesondere den Verteilnetzbetreibern kein Mechanismus zur Verfügung. Diese Lücke soll durch die Flex-Plattform geschlossen werden.
- **Grüne Ampelphase – Marktphase:**  
In dieser Phase liegen keine kritischen Netzzustände und keine prognostizierten Engpässe vor. Der Markt kann ohne netztechnische Einschränkungen agieren. Der Verteilnetzbetreiber nimmt nur eine beobachtende Rolle ein.

Als Zwischenfazit in Bezug auf die qualitativen Ampelphasen lässt sich festhalten, dass im heutigen System ein direkter Übergang zwischen der grünen „Marktphase“ und der roten „Netzphase“ im Verteilnetz stattfindet, auch wenn ein Engpass absehbar ist. Hier setzt die gelbe „Interaktions- oder Übergangsphase“ an. In dieser wird dem Verteilnetzbetreiber ein Werkzeug angeboten, mit dem durch marktbasierter Flexibilitätbeschaffung Engpässe vermindert werden können. Neben dieser übergeordneten Einordnung und Beschreibung der Ampelphasen für Verteilnetzbetreiber besteht auch für die Kategorisierung einzelner Netzzustände ein Phasenmodell, welches im Folgenden eingeführt wird.

### **Netzampel**

Als technische Randbedingungen für die Sicherstellung des Normalbetriebes im Netz kann nach [10] die Einhaltung der maximalen thermischen Belastung von Freileitungen, Kabel und Transformatoren sowie die Einhaltung des Spannungsbandes an den Netzknoten definiert werden. Um den jeweiligen Netzzustand (thermische Auslastung und Spannungswert) einer Ampelphase zuordnen zu können, sind Grenzwerte für die Phasen bzw. deren Übergänge zu definieren. Für den Übergang zur roten Ampelphase kann zum Teil auf bestehende Richtlinien zurückgegriffen werden. So ist beispielsweise nach DIN EN 50160 (Merkmale der Spannung in öffentlichen Versorgungsnetzen) die Nenn- bzw. Betriebsspannung im Niederspannungsnetz auf  $\pm 10\%$  der Nennspannung einzuhalten [8]. Für die Übergänge der gelben Ampelphase auf die rote bzw. grüne existieren jedoch keine verbindlichen Richtwerte, wodurch jeder Netzbetreiber individuell Grenzwerte festzulegen hat. In [8] wird bei der maximalen Strombelastung die gelbe Phase zwischen 80 % und 100 % Auslastung, ein oberes Spannungsband von 108 % bis 110 % sowie ein unteres Band von 92 % bis 90 % in Bezug auf die Nennspannung vorgeschlagen. Im Rahmen von C/sells werden in Absprache mit dem beteiligten Verteilnetzbetreiber die Grenzwerte gemäß **Tabelle 2-1** für die Einordnung des Netzzustandes in die Ampelphasen angewendet.

**Tabelle 2-1:** Parametrisierung der quantitativen Netzampelphasen

		Strombelastung bezogen auf die thermische Tragfähigkeit		Spannungsband bezogen auf die Nennspannung	
		Leitung	Transformator	Max. Spannung	Min. Spannung
Niederspannung ( $U_N=0,4$ kV)	Rot	> 100 %	> 100 %	> 110 %	< 90 %
	Gelb	$\geq 90$ %	$\geq 90$ %	$\geq 107$ %	$\leq 93$ %
	Grün	< 90 %	< 90 %	< 107 %	> 93 %
Mittelspannung ( $U_N=20$ kV)	Rot	> 100 %	> 100 %	> 106,5 %	< 95,5 %
	Gelb	$\geq 90$ %	$\geq 90$ %	$\geq 105$ %	$\leq 97,5$ %
	Grün	< 90 %	< 90 %	< 105 %	> 97,5 %

### Ampelphasen im Kontext der Flex-Plattform

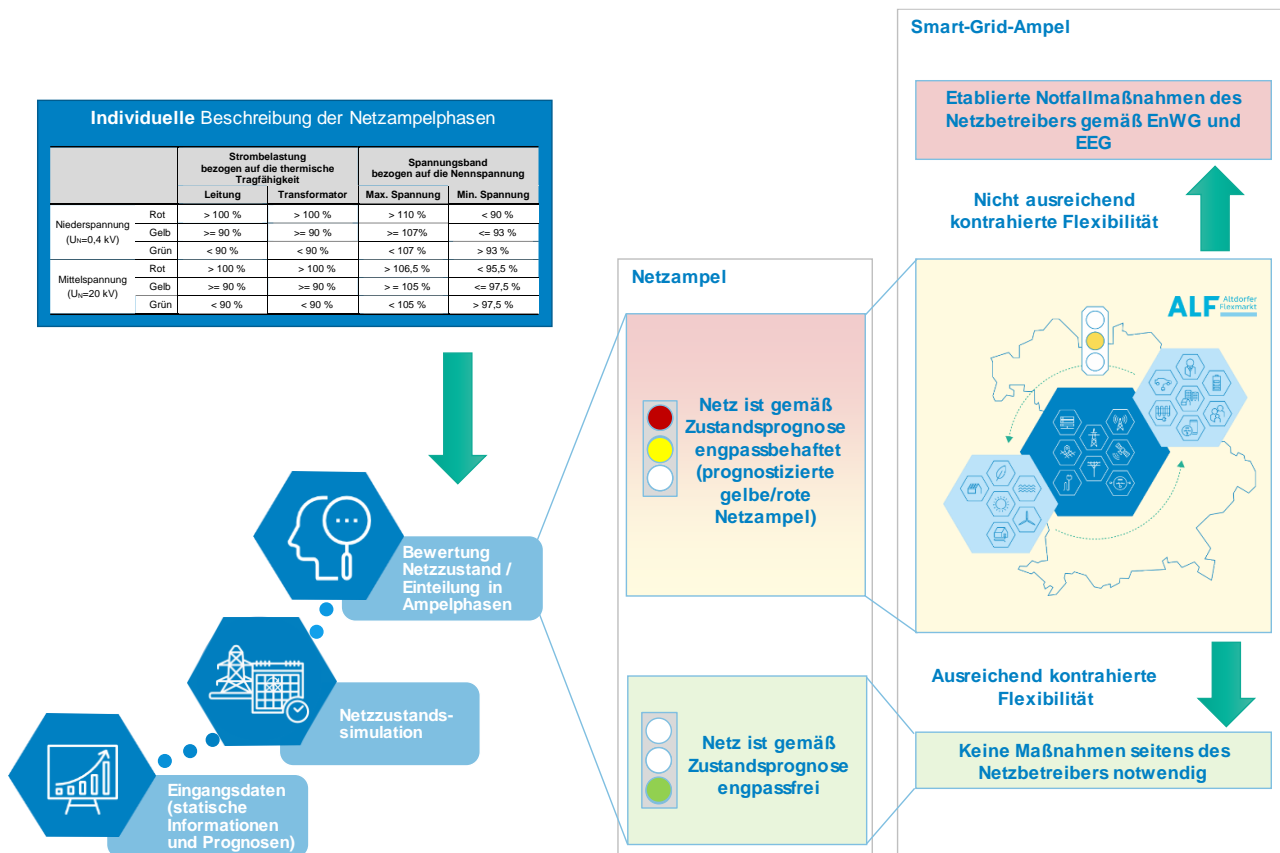
Im Kontext der C/sells Tätigkeiten der FfE finden die zuvor eingeführte quantitative Netzampel als auch die qualitative Smart-Grid-Ampel Anwendung. Das zu Grunde liegende Konzept ist in **Abbildung 2-1** dargestellt.

Eine Netzzustandsprognose stellt dabei den initialen Schritt dar. Auf Basis statischer Eingangsdaten (bspw. Netztopologie) sowie verschiedener Prognosewerte (Temperatur, solare Einstrahlung etc.) erfolgt eine Netzzustandssimulation. Eine detaillierte Beschreibung des methodischen Vorgehens für die Bestimmung des Netzzustandes in der Nieder- und Mittelspannung ist in **Abschnitt 3** zu finden. Die prognostizierten Netzzustände (Strom- und Spannungswerte) werden gemäß der quantitativen Netzampel eingeordnet und entsprechend der Phase eine Handlung von Seiten des Netzbetreibers abgeleitet. Ist das Netz gemäß der Prognose engpassfrei, ergibt sich kein weiterer Handlungsbedarf und der Netzbetreiber verbleibt in der beobachtenden Rolle - die grüne Phase der Netzampel entspricht der grünen Phase der Smart-Grid-Ampel.

Wird hingegen ein Engpass prognostiziert (rote bzw. gelbe Phase als Grenzwertüberschreitung in Bezug auf die Netzampel) tritt die Interaktions- bzw. Übergangsphase der Smart-Grid-Ampel (gelbe Phase) in Kraft. Hierbei erfolgt der Versuch, den prognostizierten Engpass unter Anwendung einer Flex-Plattform und der dadurch kontrahierten Flexibilität zu vermeiden bzw. zu vermindern. Kann ausreichend Flexibilität unter Einhaltung gewisser Randbedingungen (bspw. Kosten für Engpassbewirtschaftung) kontrahiert und abgerufen werden, resultiert hieraus die Rückführung in die grüne Phase und der Netzbetreiber verbleibt im Weiteren in der beobachtenden Rolle.

Ist es jedoch nicht möglich, ausreichend Flexibilität zu kontrahieren, erfolgt der Übergang in die rote Phase, in welcher der Netzbetreiber auf etablierte Notfallmaßnahmen wie Einspeisemanagement zurückgreifen kann. Maßnahmen der roten Phase der Smart-Grid-Ampel werden ebenso angewendet, wenn es zu einer Echtzeit-Detektion von Engpässen kommt. Grund hierfür könnten sowohl Prognoseungenauigkeiten als auch ungeplante Ausfälle von Betriebsmitteln (bspw. durch Bauarbeiten) sein.

In [11] und [12] erfolgt die Anwendung des Ampelmodells in ähnlicher Weise, wobei in [12] nach [5] das Koordinationsprinzip auf Basis einer „Quote“ beruht, wohingegen der FfE-Ansatz den „Flexbezug“ verfolgt.



**Abbildung 2-1:** Anwendung und Verknüpfung der quantitativen Netzampel und der qualitativen Smart-Grid-Ampel

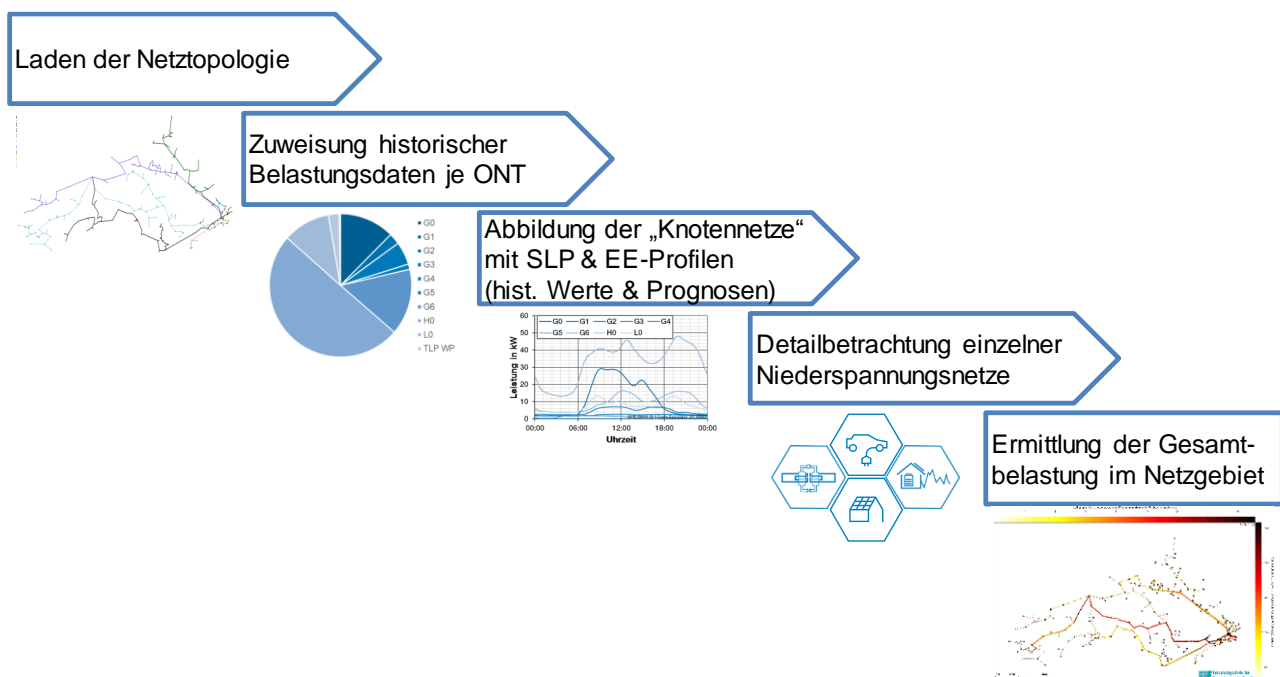
### 3 Methodik zur Netzzustandsprognose in Nieder – und Mittelspannung nach heutiger Datenbasis

Die Ausgestaltung der gelben Ampelphase lässt gerade bei einem Fokus auf die Prozesse des Netzengpassmanagements beim Verteilnetzbetreiber einige Freiheitsgrade zu: Wie eine Befragung der in C/sells beteiligten Netzbetreiber gezeigt hat, wird bei den meisten Verteilnetzbetreibern für die unteren Spannungsebenen am Vortrag keine Netzzustandsprognose durchgeführt, wie sie im Übertragungsnetz im Day-Ahead-Congestion-Forecast (DACF) bereits etabliert ist [13]. Um für den Plattformprozess entsprechend einen Flexibilitätsbedarf ausweisen zu können, wird folgend die Methodik zur Netzzustandsprognose in einer reduzierten Form für den nächsten Tag in der Nieder- und Mittelspannung erläutert.

Für eine detaillierte und umfangreiche Netzzustandsprognose gibt es in der Literatur zahlreiche Verfahren, z. B. die Anwendung von neuronalen Netzen. In diesen Verfahren werden meist detaillierte Prognosen der einzelnen Verbraucher und Lasten erstellt. Für

diese Verfahren ist es allerdings nötig, umfassende historische Werte für die zu prognostizierenden Anlagen zu haben, um damit beispielsweise die neuronalen Netze zu trainieren. Im Gegensatz zu einer Prognose aller Lasten wurde in [14] versucht, die Netzlast basierend auf wenigen ausgewählten Messpunkten abzuschätzen. Die Analyse verschiedener Methoden zeigt, dass durch aufwändige Verfahren und trotz hohem Rechenaufwand nur ein geringfügig besseres Ergebnis als bei der Auswahl zufälliger bzw. der Lasten mit den höchsten Verbräuchen erzielt werden konnte. Da für das im Rahmen dieses Projekts relevante Netzgebiet keine umfassenden Messdaten der letzten Jahre vorhanden sind und das Verfahren auf weitere Netzgebiete übertragbar sein soll, kommen diese Prognosemethoden für den vorliegenden Anwendungsfall nicht in Frage.

Im Rahmen dieses Projekts soll ein Ansatz gewählt werden, welcher nur mit Daten funktioniert, die bereits heute beim Netzbetreibern vorhanden sind. Dies sind neben den Netztopologien die Verbrauchswerte der Zähler, welche für die Energiebeschaffung zusätzlich geeigneten Verbrauchstypen zugewiesen werden. Somit liegen im Regelfall für alle Zähler Jahresenergieverbräuche und die entsprechenden Profile vor. Die hierfür nötigen Schritte sind in der **Abbildung 3-1** dargestellt.



**Abbildung 3-1:** Schematisches Vorgehen zur Bestimmung der Netzzustände

Im ersten Schritt werden die Netztopologien für das Simulationsmodell aufbereitet und geladen. Hierbei können zusätzlich zum Mittelspannungsnetz auch unterlagerte Niederspannungsnetze berücksichtigt werden. Die Integration von Niederspannungsnetzen kann sinnvoll sein, wenn es entweder in diesen Netzgebieten selbst zu Engpässen kommen könnte oder zukünftig eine starke Elektrifizierung von Wärmebereitstellung und Mobilität erwartet wird. Für diese Fälle ist der im Folgenden beschriebene Ansatz der Knotennetze auf Basis von Standardlastprofilen (SLP) nicht ausreichend.

Die Netztopologien werden in einen Knoten- und Kantenmodell abgebildet und beinhalten somit die Information, welche Knoten elektrisch verbunden sind sowie die zugehörigen Impedanzwerte der Verbindungen. Zusätzlich ist bekannt, an welchen Knoten Lasten angeschlossen sind. Unter Lasten werden in diesem Zusammenhang Verbraucher und Erzeuger oder ganze Ortsnetze verstanden.

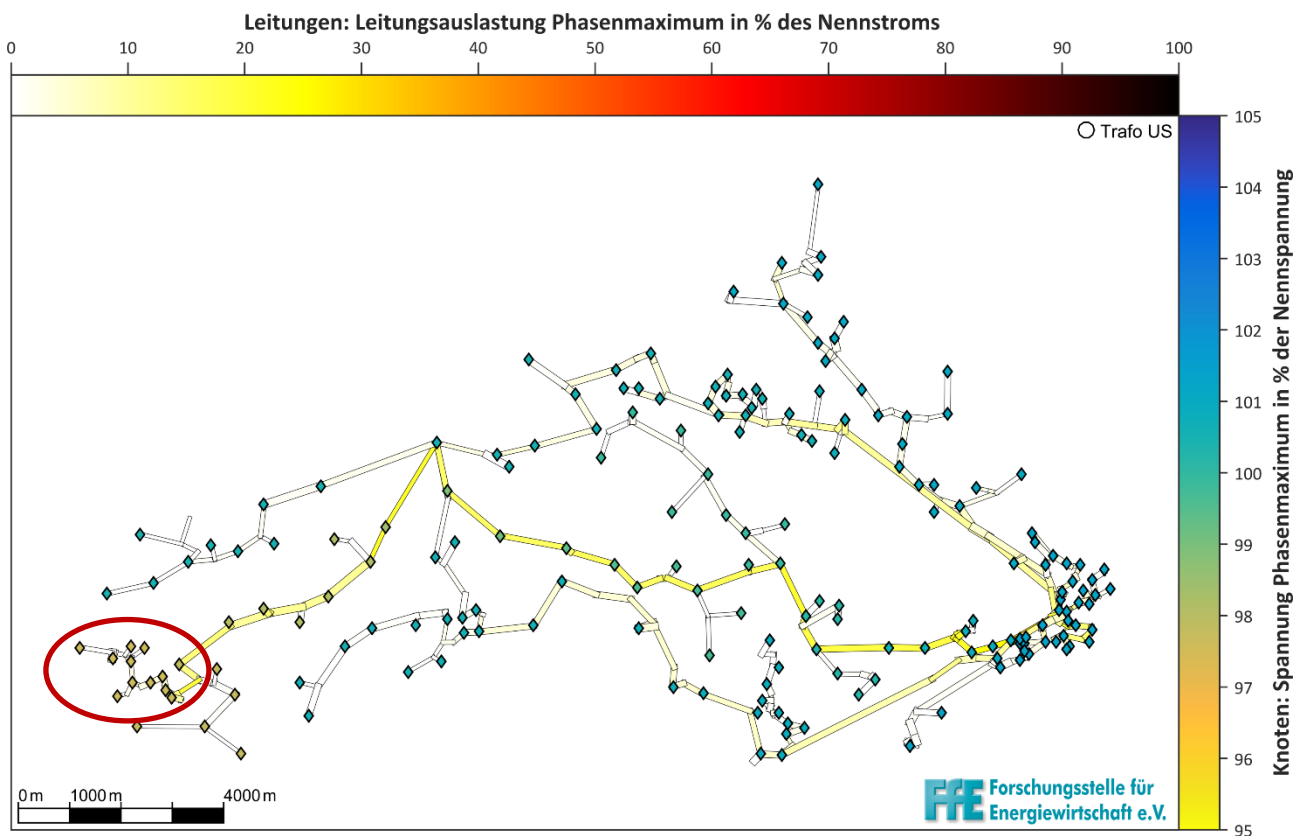
Im zweiten Prozessschritt werden allen Mittelspannungslasten sowie den nicht detailliert betrachteten Ortsnetztransformatoren historische Energieverbrauchswerte zugewiesen. Diese Daten werden hierfür in die unterschiedlichen Kategorien der Standardlastprofile, welche auch für die Energieversorger relevant sind, unterteilt.

Im dritten Schritt werden aus den Energiemengen mit Hilfe der SLP Lastgänge erzeugt. Im betrachteten Gebiet werden neben dem H0-Profil für Haushalte, L0 für Landwirtschaft, G0 bis G6 für unterschiedliche Gewerbebetriebe auch zwei Profile zur Abbildung von elektrischen Heizungen verwendet. Für die SLP werden die Tage in je drei Jahreszeiten (Winter, Übergang, Sommer) sowie Werktag, Samstag oder Sonntag eingeteilt [15]. Die beiden temperaturabhängigen Lastprofile (TLP) unterscheiden zwischen elektrischen Speicherheizungen und Wärmepumpen. Für die Modellierung der Lastgänge wird je Tag die äquivalente Tagesmitteltemperatur errechnet. Diese wird mit Hilfe von Gewichtungsfaktoren aus den Temperaturen der letzten drei Tage und dem aktuellen Tag, welche auf einer Prognose basiert, ermittelt [16]. Zusätzlich zu diesen Verbrauchsprofilen wird die dezentrale Erzeugung aus PV-Anlagen mit Hilfe von Prognosen der Erzeugungsgänge modelliert. Die hierfür benötigten Temperatur- und PV-Prognosen werden von einem Partner aus dem C/sells Projekt bereitgestellt. Somit kann jeder ONT, der als Knotennetz abgebildet wird, mit einem Residuallastgang abgebildet. Dieser berechnet sich aus der Summe der obigen Lastgänge.

Zusätzlich können im vierten Schritt einzelne Niederspannungsnetze mit den Möglichkeiten des Simulationsmodells GridSim, welches ausführlich in [17] beschrieben ist, modelliert werden. Hierbei ist es möglich, einzelnen Gebäuden neben der klassischen Haushaltslast auch eine Wärmepumpe oder elektrische Speicherheizung zur Deckung des Wärmebedarfs sowie Elektrofahrzeuge zuzuweisen. Das Simulationsmodell beinhaltet für diese Komponenten eine detaillierte hochaufgelöste Modellierung, da in der Niederspannungsebene eine Anwendung des SLP-Ansatzes auf Grund der geringen Anzahl von Elementen nicht ausreichend ist. Durch die Anwendung eines geglätteten SLP würden bei wenigen Elementen die Lastspitzen der Einzelprofile vernachlässigt, welche sich erst ab hohen Anlagenanzahlen statistisch ausmitteln. [4]

Im letzten Schritt erfolgt für jeden 15-minütigen Zeitschritt eine Lastflussrechnung zur Ermittlung der Netzbelastung. Diese Lastflussrechnung erfolgt gekoppelt für beide Spannungsebenen (Nieder- und Mittelspannung). Abschließend werden die Auslastungen der Betriebsmittel, Leitungen und Transformatoren berechnet und die resultierenden Spannungen analysiert. Mit Hilfe der oben beschriebenen Grenzwerte erfolgt dann die Beurteilung, ob es im prognostizierten Zeitraum einen Flexibilitätsbedarf gibt und somit auch eine Einteilung des Zeitschritts in eine der drei Netz-Ampelphasen.

Dieser Prozess der Netzzustandsprognose wird nun beispielhaft am MS-Netz der Projektregion durchgeführt. Aus Gründen der Übersichtlichkeit wird im folgenden Beispiel auf eine detaillierte Abbildung der Niederspannungsnetze verzichtet und somit alle ONT als Knotennetze abgebildet. Im ersten Schritt wird gemäß **Abbildung 3-1** das Netzgebiet geladen und sämtlichen Lasten deren historische Verbrauchswerte zugewiesen. In diesem Beispiel wird anstelle einer Temperatur- und PV-Prognose auf historische Daten aus dem Jahr 2013 zurückgegriffen und dabei ein kalter Werktag ausgewählt. Dieser Tag hat eine äquivalente Tagesmitteltemperatur von  $-5^{\circ}\text{C}$ . Mit Hilfe dieser Kenngrößen können im nächsten Schritt die Standardlastprofile entsprechend skaliert und angewendet werden. Die folgende Lastflussrechnung zur Ermittlung der Netzzustände zeigt, dass es in diesem Belastungsfall keine Engpässe gibt. Es treten allerdings Spannungen auf, welche sehr nah an der Grenze zur gelben Netzampelphase sind. In **Abbildung 3-2** sind die Ergebnisse der Lastflussrechnung für den Zeitschritt mit der niedrigsten Spannung (von 07:15 Uhr bis 07:30 Uhr) dargestellt.

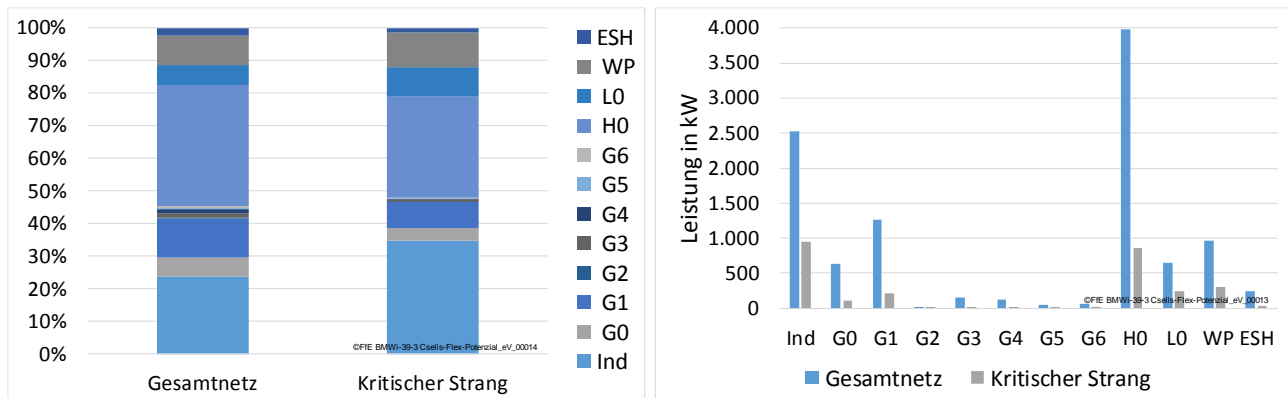


**Abbildung 3-2:** Abbildung der Simulationsergebnisse für einen kalten Januartag

Die niedrigste Spannung tritt dabei am Ende des längsten Strangs auf (rote Markierung) und weist einen Wert von 97,6 % der Nennspannung auf. Dies ist somit nur 0,1 % über der Grenze zur gelben Ampelphase (vgl. Tabelle 2-1) wodurch in diesem Zeitschritt kein Flex-Bedarf vorhanden ist. Das weitere Vorgehen im Falle eines Flex-Abrufs ist in [18] näher beschrieben.



In **Abbildung 3-3** sind die zum Zeitpunkt der geringsten Spannung aufgetretenen Lasten im Gesamtnetz und im kritischen Strang dargestellt.



**Abbildung 3-3:** Darstellung der Lasten im kritischen Zeitpunkt

Hierbei wird ersichtlich, dass im kritischen Strang 35 % der Last (956 kW) durch Industrie sowie 31 % (858 kW) durch Haushalte verursacht werden. Die Gewerbe verursachen in Summe 13 % der Last und die Landwirtschaft trägt 9 % bei. Die Auswirkungen der Speicherheizungen sind in diesem Strang mit 1 % sehr gering, allerdings werden 9 % der Leistung zu diesem Zeitschritt für das Betreiben von Wärmepumpen benötigt. Im Gesamtnetz hingegen ist die Leistung der Industrie mit 24 % der Gesamtleistung etwas geringer und dafür die Last durch Haushalte (37 %) und Gewerbe (22 %) höher. Diese Case-Study zeigt, dass das Netzgebiet in der Demonstrationszelle Altdorf auch heute in den kritischsten Zeitpunkten schon zeitweise an die Belastungsgrenzen stößt, weswegen es sinnvoll ist, dies detaillierter zu betrachten. Durch die erwartungsgemäße zunehmende Elektrifizierung ist zudem ein Anstieg der Last auf der Nieder- und Mittelspannungsebene zu erwarten.

## 4 Ableitung des zeitlichen Verlaufs einer Flex-Plattform

Nachdem die gelbe Smart-Grid-Ampelphase als prognostizierte gelbe oder rote Netzampel definiert (vgl. Abbildung 2-1) und die Methodik zur Bestimmung des daraus resultierenden Flexibilitätsbedarf erläutert wurde, wird im Folgenden die Flex-Plattform als neues Werkzeug der Betriebsplanung in der gelben Smart-Grid-Ampelphase vorgestellt. Die Flex-Plattform, wie sie in C/sells entwickelt wird, bietet einen Mechanismus zur Erschließung und Koordination von dezentraler Flexibilität zur effizienten Bewirtschaftung von Netzenpässen [7]. Der zeitliche Ablauf der Plattformprozesse gliedert sich dabei als neues Instrument des Engpassmanagements in bestehende Markt- und Koordinationsprozesse (vgl. **Abbildung 4-1**).

Eine Befragung der Netzbetreiber in C/sells zeigt, dass diese eine potenzielle Anwendung einer Flex-Plattform am Vortrag in ihre Betriebsplanungsprozesse integrieren würden und daher einen Kontrahierungszeitpunkt „Day-Ahead“ präferieren. Mögliche Unsicherheiten in

den Prognosen könnten entsprechend durch einen Sicherheitsaufschlag berücksichtigt werden.

In Anlehnung an die Betriebsplanungsprozesse bei den Übertragungsnetzbetreibern, dem Day-Ahead-Congestion-Forecast, ist die Flex-Plattform so konzipiert, dass sie Day-Ahead abläuft: Die Allokation eines passenden Flexibilitäts-Angebots zu einer -Nachfrage findet unter Berücksichtigung möglicher Randbedingungen mithilfe einer Kostenoptimierung am Vortrag des Bedarfs und der eigentlichen Erbringung statt ( $t_0$ ). Der genaue Kontrahierungszeitpunkt am Vortrag hat sowohl Einfluss auf die Ermittlung des Bedarfs als auch auf das zur Verfügung stehende Angebot. Sowohl für Angebot als auch Nachfrage auf der Plattform gilt grundsätzlich:

- Je frühzeitiger auf einer Flex-Plattform eine Nachfrage mit einem Angebot allokiert wird und als Konsequenz davon eine Flexibilität kontrahiert wird, desto mehr Planungssicherheit hat der Verteilnetzbetreiber bei der Bewirtschaftung der begrenzten Netzkapazitäten. Der Nachteil einer frühzeitigen Kontrahierung liegt in potenziell unsicheren Prognosen bei Angebot oder Nachfrage. Dementsprechend müsste eine entsprechend höhere Sicherheit bei der Kontrahierung berücksichtigt oder das Risiko der roten Ampelphase bewusst in Kauf genommen werden.
- Bei einem Kontrahierungszeitpunkt relativ nah am Erbringungszeitpunkt ist die Liquidität am höchsten (vgl. [22]), d. h. durch eine späte Kontrahierung kann potenziell auf mehr Angebote zurückgegriffen werden, was sich in niedrigeren Preisen ausdrücken sollte. Als Nachteil ist die Unsicherheit in der Betriebsplanung der Netzbetreiber und somit ein höheres Risiko, auf Maßnahmen der roten Ampelphase zurückgreifen zu müssen, zu nennen.

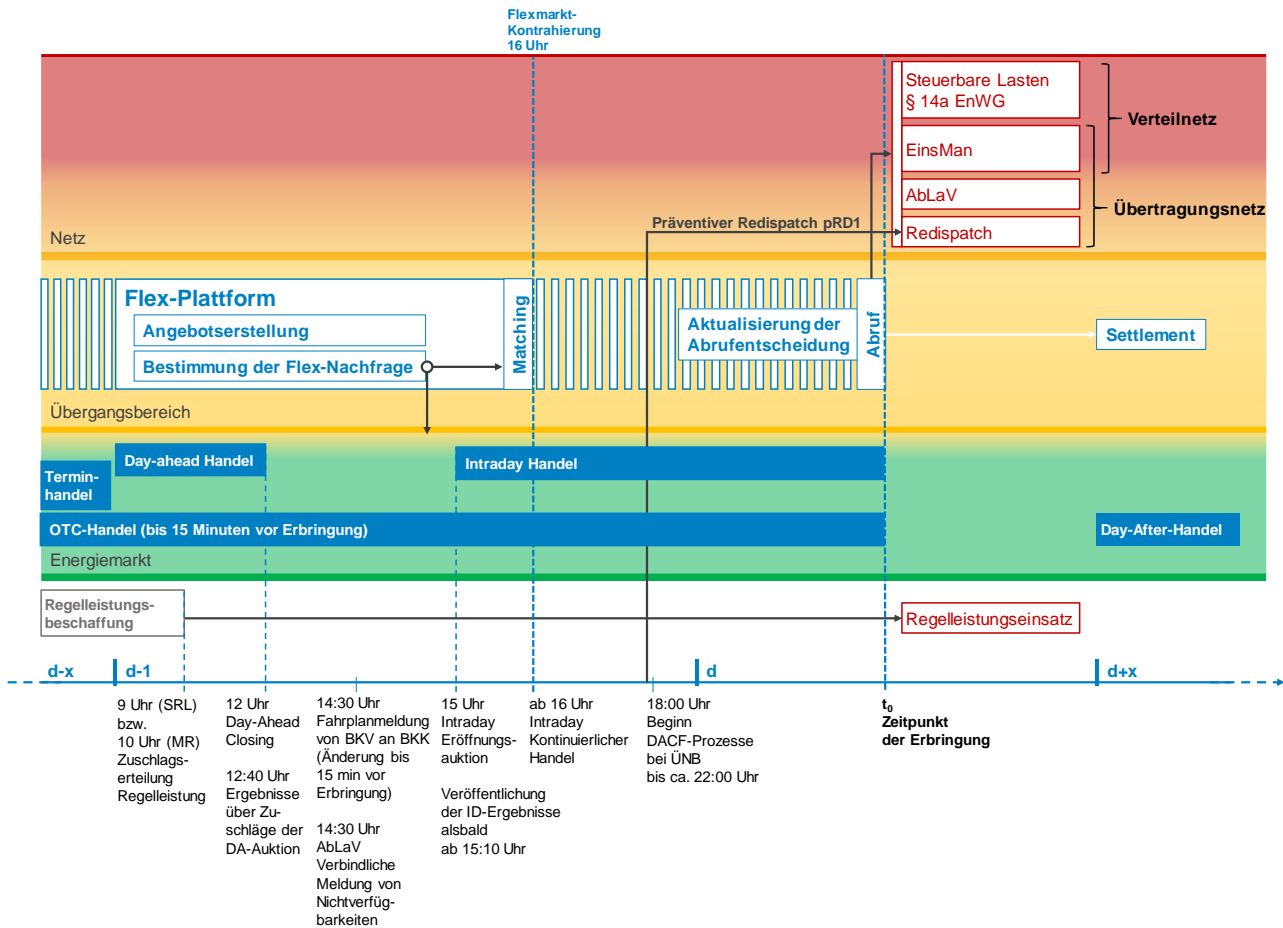
Zur konkreten Festlegung des zeitlichen Ablaufs wurden daher andere Day-Ahead-Prozesse analysiert.

Auf Seiten der Bedarfsermittlung spielen insbesondere die Verfügbarkeit von Prognosen zu Erzeugung und Verbrauch im Netzgebiet, als auch die gemeldeten Kraftwerkseinsatzdaten eine entscheidende Rolle. So werden im Rahmen der Kraftwerkseinsatzplanung (KWEP) die Fahrpläne der Bilanzkreisverantwortlichen (BKV) um 14:30 Uhr an den Bilanzkreiskoordinator (BKK) gemeldet. [21]

Für die Angebotsseite sind insbesondere die alternativen Vermarktungsoptionen für die zur Verfügung stehende Flexibilität der Flex-Option von Bedeutung. Letztlich hat die zeitliche Ausgestaltung somit Einfluss auf die Marktliquidität im Sinne der verfügbaren Flex-Angebote. So bestimmt sich der Angebotspreis einer Flex-Option auch über die Erlösmöglichkeiten an anderen Marktplätzen, die zum Zeitpunkt der Angebotsstellung bekannt bzw. angenommen sind. Bei der Ausgestaltung des zeitlichen Ablaufs der Plattformprozesse wurden daher relevante Zeitpunkte unterschiedlicher Marktprozesse berücksichtigt. Von besonderem Interesse sind hierbei insbesondere der Day-Ahead (DA) Spotmarkthandel, der bis 12 Uhr des Vortags abschlossen ist, und der Intraday (ID) Handel, dessen Eröffnungsauktion täglich um 15 Uhr stattfindet; ab 16 Uhr findet der kontinuierliche

ID-Handel statt. [20] Die Abstimmung mit bestehenden Prozessen auf Seiten der Regelleistungsbeschaffung spielen auf Verteilnetzebene hingegen nur eine untergeordnete Rolle.

**Abbildung 4-1** zeigt den zeitlichen Ablauf des Plattform-Prozesses und eine Einordnung in bestehende Mechanismen.



**Abbildung 4-1:** Zeitlicher Ablauf und Einordnung der Plattform-Prozesse in bestehende Mechanismen [19], [20], [21], [13]

Der Ablauf gliedert sich dabei wie folgt: Die Erstellung eines Angebots von Flexibilität kann durch den Anbieter jederzeit auf der Plattform hinterlegt werden. Nach Bestimmung einer Flex-Nachfrage weist der Netzbetreiber seinen Bedarf aus und übergibt diesen an die Flex-Plattform. Um 16:00 Uhr am Tag vor der geplanten Erbringung erfolgt das Matching zwischen Flex-Angebot und Flex-Bedarf. Dabei werden die Flex-Optionen kontrahiert und alle Beteiligten über das erfolgreiche Matching in Kenntnis gesetzt. Der Day-Ahead Prozess ist hiermit abgeschlossen.

Am Tag der Erbringung kann eine Aktualisierung der Abrufentscheidung von Seiten des Netzbetreibers als Flex-Nachfrager erfolgen, um final über den Abruf zum Zeitpunkt der kontrahierten Erbringung zu entscheiden. Der Abruf erfolgt schließlich gemäß der am Vortag vereinbarten Bedingungen. Falls die erbrachte Flexibilität nicht zur Lösung des Engpasses ausreicht, stehen dem Netzbetreiber nach wie vor die Maßnahmen der roten Smart-Grid-Ampelphase zur Verfügung.

## **5 Ausblick**

Das vorliegende Paper beschreibt eine Anwendung des Ampelkonzepts auf die Betriebsplanungsprozesse bei den Netzbetreibern. Dabei wird eine Flex-Plattform beschrieben, die in der sog. gelben Smart-Grid-Ampelphase aktiv wird und dabei Flexibilität netzdienlich einsetzt. Kapitel 3 zeigt auf, wie die Prognose des Netzzustands am Vortag der Ausweisung eines Flexibilitätsbedarf dient, welcher schließlich als Nachfrage auf der Flex-Plattform eingestellt werden kann. Hierfür werden neben PV- und Temperaturprognose auch verschiedene Szenarien angewandt, um die Netzbelastungssituation für kommende Jahre und bestimmte Entwicklungen, wie Elektrifizierung des Verbrauchssektors, abbilden zu können. Angebote, die durch Flex-Optionen auf der Plattform eingestellt werden, stehen nach einem erfolgreichen Matching dem Netzbetreiber als Nachfrager zum Zeitpunkt des prognostizierten Netzengpasses zur Verfügung. Die kontrahierte Flexibilität kann somit dazu eingesetzt werden, die prognostizierte gelbe oder rote Netzampel in eine grüne Netzampel zu überführen. Der tatsächliche Abruf steht dem Netzbetreiber letztlich frei. So kann nach erneuter Überprüfung des Netzzustands vor dem Erbringungszeitpunkt die Richtigkeit der Prognosen geprüft werden. Falls wider Erwarten kein Engpass eintritt, kann der Netzbetreiber auf einen Abruf verzichten; reicht die kontrahierte Flexibilität hingegen nicht aus um den Engpass zu heilen, stehen letztlich die Maßnahmen der roten Netzampelphase zur Verfügung.

Die Umsetzung und Demonstration des Flex-Plattformkonzeptes, der sog. Altdorfer Flexmarkt, ist in der Region Markt Altdorf geplant, wobei ca. 30-60 Probanden aktiv ihre Flexibilität dem Netzbetreiber zur Lösung bzw. Verminderung von simulierten Engpässen anbieten. Die Ansteuerung der Flexibilität der Probanden erfolgt dabei über die Architektur der intelligenten Messsysteme. Der Feldversuch startet im ersten Quartal 2019.

## **Förderung und Projektpartner**

Die Bearbeitung der hier beschriebenen Inhalte erfolgt im Verbundprojekt C/sells durch die Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (FfE). Die FfE-Aktivitäten im Verbundprojekt C/sells werden im Rahmen des Förderprogramms „Schaufenster intelligente Energie – Digitale Agenda für die Energiewende“ (SINTEG) des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWi) gefördert (Förderkennzeichen: 03SIN121).

Neben dem BMWi wird die FfE durch die Bayernwerk AG, Intel Deutschland GmbH, die SWM Services GmbH, die Stadtwerke Augsburg Energie GmbH und Stadtwerke Augsburg Netze GmbH sowohl finanziell als auch mit Daten und individuellen, praxisnahen Erfahrungen unterstützt.



## 6 Literaturverzeichnis

- [1] Schwencke, Tilman: Erneuerbare Energien und das EEG: Zahlen, Fakten, Grafiken (2017) - Anlagen, installierte Leistung, Stromerzeugung, EEG-Auszahlungen, Marktintegration der Erneuerbaren Energien, EEG-Auszahlungen und regionale Verteilung der EEG-Anlagen. Berlin: BDEW, 2017
- [2] Bründerlinger, Thomas et al.: dena-Leitstudie Integrierte Energiewende - Teil A: Ergebnisbericht und Handlungsempfehlungen. Berlin: dena, 2018.
- [3] Müller, Mathias; Samweber, Florian; Leidl, Peter: Impact of Different Charging Strategies for Electric Vehicles on their Grid Integration - Einfluss der Ladesteuerung von Elektrofahrzeugen auf deren Netzintegration in: 2. Internationale ATZ Konferenz Netzintegration der Elektromobilität. Wiesbaden: ATZ Live, 2017
- [4] Samweber, Florian: Systematischer Vergleich Netzoptimierender Maßnahmen zur Integration elektrischer Wärmeerzeuger und Fahrzeuge in Niederspannungsnetze. München: Fakultät für Elektrotechnik und Informationstechnik der TU München, 2017
- [5] SmartMarket-Design in deutschen Verteilnetzen - Studie im Auftrag von Agora Energiewende. Berlin: Ecofys, 2017.
- [6] Köppl, Simon; Estermann, Thomas; Zeiselmaier, Andreas: Laufendes Projekt: C/sells – Großflächiges Schaufenster im Solarbogen Süddeutschlands in: [www.ffe.de/csells](http://www.ffe.de/csells). München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (FfE), 2017
- [7] Zeiselmaier, Andreas et al.: Altdorfer Flexmarkt (ALF) - Konzeptbeschreibung, Zielsetzung, Funktionsweise und Prozesse des Altdorfer Flexmarkts. München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V., 2018.
- [8] Konkretisierung des Ampelkonzepts im Verteilungsnetz. Berlin: BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V., 2017.
- [9] Smart Grids Ampelkonzept - Ausgestaltung der gelben Phase. Berlin: BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V., 2015.
- [10] Geschermann, Kilian et al.: Ausbauplanung von Verteilnetzen unter Berücksichtigung von Netzengpassmanagement mit marktbasieret bereitgestellter Flexibilität. Aachen: RWTH Aachen University, 2017.
- [11] Gawron-Deutsch, Tobias et al.: Marktbasierter Ansatz für die Koordination von Markt und Netz - Market Based Approach for Coordination of Market and Grid. Wien: Siemens AG Oesterreich, 2015.
- [12] Rupp, Linda et al.: Enhanced Feed-in Management in Low and Medium Voltage Distribution Grids for PV Integration and Ancillary Service Provision - Experience from a field test. Stuttgart: Netze BW GmbH, 2018.
- [13] ENTSO-E: Continental Europe Operation Handbook Policy 4 - RG CE OH– Policy 4: Coordinated Operational Planning V. 4.0. Brüssel: ENTSO-E, 2016.
- [14] Eberl, Benedikt et al.: Extrapolating Household Load Data. In: 15th IAEE European Conference 2017; Vienna: FfE GmbH, 2017.

- [15] Standardlastprofile Strom. Berlin: Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (BDEW), 2014
- [16] Fünfgeld, Christian et al.: Bestimmung von Lastprofilen für unterbrechbare Verbrauchseinrichtungen. Cottbus: Energieressourcen-Institut e.V., 2002.
- [17] Köppl, Simon; Samweber, Florian; Bruckmeier, Andreas; Böing, Felix; Hinterstocker, Michael; Kleinertz, Britta; Konetschny, Claudia; Müller, Mathias; Schmid, Tobias; Zeiselmair, Andreas: Projekt MONA 2030: Grundlage für die Bewertung von Netzoptimierenden Maßnahmen - Teilbericht Basisdaten. München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (FfE), 2017
- [18] Hübner, Tobias et al.: Die Rolle synthetischer Brennstoffe zur Erreichung der klimapolitischen Ziele - Bedeutung im Jahr 2050. In: BWK (Brennstoff, Wärme, Kraft) - Das Energie-Fachmagazin 10/2018. Düsseldorf: Springer-VDI-Verlag GmbH & Co. KG, 2018.
- [19] Ropenus, Stephanie: Smart-Market-Design in deutschen Verteilnetzen. Berlin: Agora Energiewende, 2017
- [20] EPEX: Trading on EPEX SPOT. Paris: EPEX SPOT SE, 2018.
- [21] Bundesnetzagentur: Festlegungsverfahren zu Datenaustauschprozessen im Rahmen des Energieinformationsnetzes (Strom) - BK6-13-200. Berlin: Bundesnetzagentur, 2013.
- [22] Deutsche Energie-Agentur (dena): Entwicklung der Erlösmöglichkeiten für Flexibilität auf dem Strommarkt. Berlin: dena, 2014