

Diskussionspapier

Elektromobilität als Anwendungsfall des Ampelkonzepts im Verteilnetz

Berlin, 19. April 2018

Inhaltsverzeichnis

1. Einleitung	3
a. Zielstellung	3
b. Grundsätze des Ampelkonzepts	3
c. Markt und Netz agieren in der gelben Ampelphase	3
2. Flexibilitätsbereitstellung mit Elektromobilität im Rahmen des Ampelkonzepts	5
a. Beispiel 1: Stadt München	5
b. Beispiel 2: Projekt „Gesteuertes Laden 3.0“	6
c. Beispiel 3: Projekt „PlanGridEV“	7
d. Rahmenbedingungen für die Ermittlung des Flexibilitätsbedarfs in der gelben Phase	8
e. Prinzipielle Ausgestaltungsoptionen für die Regelung der Bereitstellung	10
3. Wesentliche Fragestellungen	12
a. Netzplanung	12
b. Betriebsführung	13
c. Regulierung	14
d. Markt	15
e. Marktprozesse	16
4. Anhang	17
a. 2013: BDEW-Roadmap Smart Grids	17
b. 2015: BDEW-Ampelkonzept Smart Grids	18
c. 2016: BDEW-Metastudie Smart Grids	18
d. 2017: Konkretisierung des Ampelkonzepts	19
e. 2017: Ausgestaltung des § 14a EnWG	20
5. Glossar	21

1. Einleitung

a. Zielstellung

Durch die Anwendung des Ampelkonzepts und die Ausgestaltung der gelben Phase können sich Smart Grids in Deutschland entwickeln. Der BDEW hat die Diskussion seit Jahren geprägt und grundlegende Überlegungen mit der Branche abgestimmt und veröffentlicht.

Ziel des vorliegenden Diskussionspapiers ist, die bestehende Diskussion zur Nutzung von netzdienlicher Flexibilität im Verteilnetz weiter anzuregen und hierfür den wichtigen Anwendungsfall Elektromobilität zu beschreiben. Daher werden im Kapitel 2 drei Beispiele zu Elektromobilität aufgeführt und anschließend an Prozessdiagrammen gezeigt, wie der Flexibilitätsbedarf ermittelt und abgerufen wird. Kapitel 3 zeigt anhand offener Fragen, an welcher Stelle eine weitere Ausgestaltung erforderlich ist. Der Anhang stellt die Entwicklung der Diskussion um das Ampelkonzept dar.

b. Grundsätze des Ampelkonzepts

Das Ampelkonzept ist ein Modell, wie Marktteilnehmer und Netzbetreiber in einem dezentralen Energiesystem miteinander interagieren können. Ziel des Ampelkonzepts ist, den Netzausbau durch Beschaffung netzdienlicher Flexibilität zu reduzieren bzw. zeitlich zu verschieben, sofern die Bewirtschaftung gegenüber dem konventionellen Ausbau volkswirtschaftlich effizienter ist. In der Logik einer Ampel wird zwischen der grünen Marktphase, in der das Stromnetz ohne Einschränkungen für den Markt funktioniert, und der roten Netzphase, in der der sichere Netzbetrieb gefährdet ist, eine gelbe Übergangsphase beschrieben.

Flexibilität kann auf unterschiedliche Weise genutzt werden. Marktdienliche Flexibilität ermöglicht Marktteilnehmern eine Preisoptimierung bei stark volatilen Marktpreisen. Systemdienliche Flexibilität wird vom Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) zum Erhalt der Systemstabilität genutzt.

Im Gegensatz zu diesen beiden Flexibilitätsformen ist netzdienliche Flexibilität durch die lokale Komponente in einem konkreten Netzsegment geprägt. Verteilnetzbetreiber (VNB) rufen netzdienliche Flexibilität zur Bewirtschaftung lokaler kritischer Netzsituationen ab.

c. Markt und Netz agieren in der gelben Ampelphase

In der grünen Ampelphase, der Marktphase, liegen keine kritischen Netzzustände vor bzw. der VNB kann diese durch netzbezogene Maßnahmen beheben. Der Markt kann seine system- und marktdienlichen Flexibilitätspotentiale innerhalb der Energieversorgung über finanzielle Anreize ausschöpfen und damit einen Beitrag zur Integration fluktuierender Einspeisungen leisten. VNB beobachten den Netzzustand und greifen nicht in den Markt ein.

In der gelben Ampelphase, der Interaktionsphase, zeichnet sich ein Netzengpass in einem definierten Netzsegment ab. VNB beheben diesen, indem sie von Marktteilnehmern angebotene und vertraglich kontrahierte Flexibilität netzdienlich abrufen. Es findet eine Interaktion zwischen Marktteilnehmern und VNB statt. Daneben kann der Markt weiter verbleibende Flexibilität systemdienlich und marktlich nutzen.

In der roten Ampelphase, der Netzphase, liegt eine unmittelbare Gefährdung des sicheren Netzbetriebs im Verteilungsnetz vor. Der VNB greift unmittelbar steuernd oder regelnd in den Markt ein. Die rote Phase ist im Sinne des sicheren Netzbetriebs möglichst zu vermeiden.

Abbildung 1 stellt die Flexibilitätsampel als Zusammenspiel von Netzzustand und VNB-Reaktion dar.

Netzzustand	Flexibilitätsampel
Kritischer Netzzustand liegt vor.	VNB setzt Markt außer Kraft.
Kritischer Netzzustand prognostiziert. Engpässe nicht ausgleichbar durch netzbezogene Maßnahmen. VNB setzt Flexibilität netzdienlich ein.	VNB interagiert mit Markt.
Kritischer Netzzustand prognostiziert. VNB behebt Engpässe durch netzbezogene Maßnahmen. ----- Kein kritischer Netzzustand prognostiziert.	VNB interagiert nicht mit Markt.

Abbildung 1: Im Ampelkonzept bestimmt die Interaktion zwischen VNB und Markt als Reaktion auf den Netzzustand die Phase der Flexibilitätsampel

Der Übergang der Ampelphasen und der Ablauf der gelben Phase werden in Abbildung 2 genauer dargestellt.

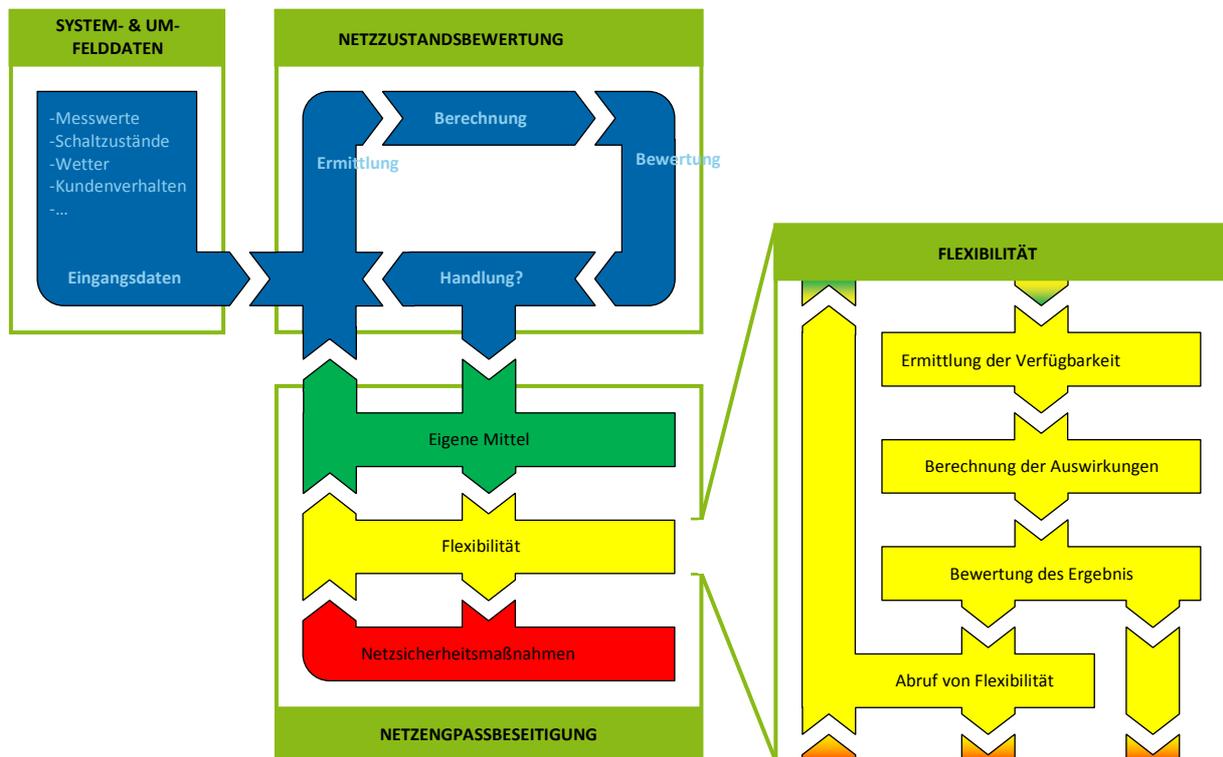


Abbildung 2: Der Prozessablauf zur Kontrahierung von Flexibilität im Projekt „Das Proaktive Verteilnetz“ zur Behebung eines Netzengpasses und Kommunikation von Markt und Netz in der gelben Ampelphase (BDEW, 2017)

2. Flexibilitätsbereitstellung mit Elektromobilität im Rahmen des Ampelkonzepts

In diesem Kapitel werden zunächst drei Beispiele vorgestellt, wie die Idee des Ampelkonzepts die Netzintegration von Elektromobilität unterstützt. Anschließend wird gezeigt, wie der Prozess der Flexibilitätsermittlung und des Flexibilitätsabrufs gelingen kann.

a. Beispiel 1: Stadt München

In München wird aktuell ein Gebäude mit 15 Schnellladesäulen geplant. Die notwendige Netzanschlusskapazität beträgt 3 Megawatt (MW), das bestehende Verteilnetz stellt für diesen gesamten Straßenzug jedoch nur 5 MW zur Verfügung.

Das bestehende Verteilnetz ist nicht dafür ausgelegt, dass zusätzlich alle 15 Schnellladesäulen gleichzeitig mit maximaler Leistung genutzt werden. Mit großer Wahrscheinlichkeit tritt dieser Fall nicht ein, jedoch liegen bisher kaum Erfahrungen zum Ladeverhalten von Elektrofahrzeugen vor. Sobald in der Nachbarschaft ein zweites oder drittes Gebäude mit diesen Anforderungen geplant wird, ist die Netzanschlusskapazität in diesem Straßenzug definitiv überschritten.

Durch Anwendung des Ampelkonzepts, d.h. eine vorausschauende auf Flexibilitätsnutzung ausgerichtete Planung mit geringeren Netzanschlusskapazitäten, kann der Netzausbau reduziert und die damit verbundenen Kosten optimiert werden. Eine zukünftige Flexibilitätsverordnung gemäß § 14a Energiewirtschaftsgesetz müsste die Grundlage dafür schaffen, dass die

Ladung der Elektromobile zeitlich gestaffelt oder gleichzeitig mit reduzierter Leistung erfolgen kann. Dabei würden Kundenwünsche zum Zeitpunkt der Ladung (z.B. „vollständig geladen am nächsten Morgen“) bestmöglich berücksichtigt. Die grundsätzliche Wahl der Flexibilitätsbereitstellung nach § 14a Energiewirtschaftsgesetz liegt beim Kunden. Neben diesem bekannten Beispiel liegen nun in München bereits weitere Anschlussanfragen mit identischer Fragestellung und ungeklärten Lösungsoptionen vor.

Zeitgewinn und Reduktion von Netzausbau

Anstelle den betroffenen Straßenzug in München heute für das bestehende Netzanschlussbegehren vollumfänglich zu verstärken und in den nächsten Jahren wiederholt neue Kabel für die nächsten Kundenanfragen zu verlegen, könnte der zuständige VNB in der gelben Ampelphase der Flexibilitätsampel handeln und den Netzausbau durch Nutzung von Flexibilität zeitlich besser koordinieren und zusammenfassen. Da das Verteilnetz bei der Nutzung netzdienlicher Flexibilität nicht mehr maximal ausgebaut werden muss, können die Kosten für den Netzausbau reduziert werden.

b. Beispiel 2: Projekt „Gesteuertes Laden 3.0“

Ein Gutachten von Consentec (2014) untersucht das Thema Netzausbau und Flexibilitätsnutzung am Beispiel der Elektromobilität in Niedersachsen, indem die maximale Anzahl installierbarer Ladepunkte an einem Transformator ermittelt wird. Abbildung 3 zeigt, dass die Anzahl von Elektroautos, die durch Steuerung (Flexibilitätsnutzung durch den VNB) in das bestehende Netz an dieser Ortsnetzstation integriert werden können, ein Vielfaches der Anzahl durch ungesteuerte Ladung beträgt. Diese netzdienliche Steuerung ist ein typischer Anwendungsfall des Ampelkonzepts. Die Wahl der Flexibilitätsbereitstellung hängt auch stark vom Anwendungsfall ab: Während die Steuerung privater Ladesäulen wahrscheinlicher erscheint, ist eine Steuerung von öffentlichen Schnellladesäulen an Autobahnen nur dann wahrscheinlich, wenn die finanziellen Anreize hierzu die Kosten einer „Pufferbatterie“ zur Zwischenspeicherung überwiegen.

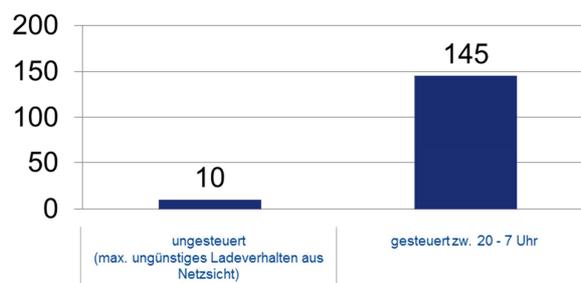


Abbildung 3: Netzausbau und Flexibilitätsnutzung am Bsp. Elektromobilität – maximale Anzahl installierbarer Ladepunkte mit 3,7 kW Leistung im Speisebereich einer typischen Ortsnetzstation (Quelle: Förderprojekt „Gesteuertes Laden 3.0“, EWE AG, Consentec 2014)

c. Beispiel 3: Projekt „PlanGridEV“

Die Simulationen und Feldtestmessungen im Europäisch geförderten Projekt „PlanGridEV“ zeigen, dass gleichzeitige ungesteuerte Ladevorgänge von Elektrofahrzeugen auch die leistungsfähigen deutschen Energienetze gefährden können (Abbildung 4). Gesteuerte Ladevorgänge durch „Smart Charging“ begrenzen die Auswirkungen der durch Ladevorgänge verursachten, zusätzlichen Last im Verteilnetz, wodurch Überlastsituationen vermieden werden können.

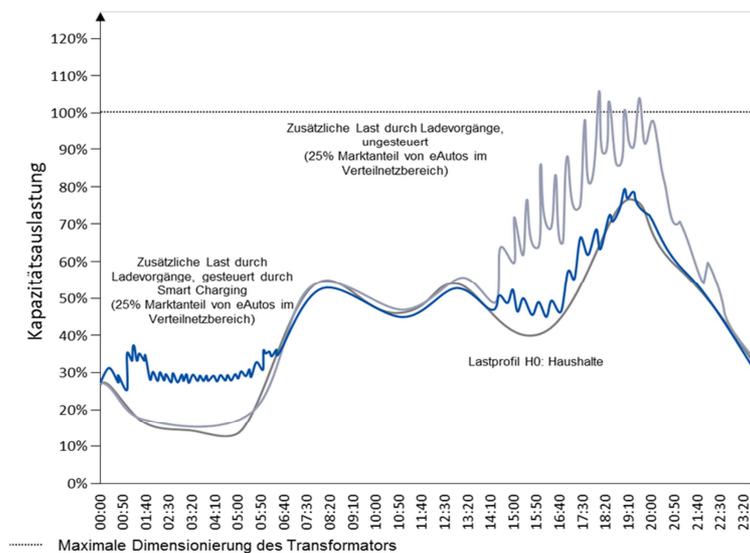


Abbildung 4: Einflüsse von Elektrofahrzeugen und Ladevorgängen auf Netzauslastung – Simulationsdaten (Quelle: Förderprojekt „PlanGridEV“)

Wie Abbildung 5 zeigt, ist Flexibilitätspotential beim Laden von Elektrofahrzeugen im Netz vorhanden. Daher kann das Ampelkonzept hier Anwendung finden. Nur für 300 Stunden des Jahres laden alle verbundenen Autos mit voller Leistung (Gleichzeitigkeitsfaktor 1). In der Regel parken die Fahrzeuge rund 40 – 60 % länger, als sie zum Laden benötigen, wodurch sie gesteuert Lastprofilen folgen können. Gesteuertes Laden ermöglicht die Flexibilität, den Ladewunsch mit der Netzsituation zu vereinbaren ohne Netze auszubauen. Da die Ladezeit von Vorgaben des Nutzers gesteuert wird, entsteht kein Komfortverlust.

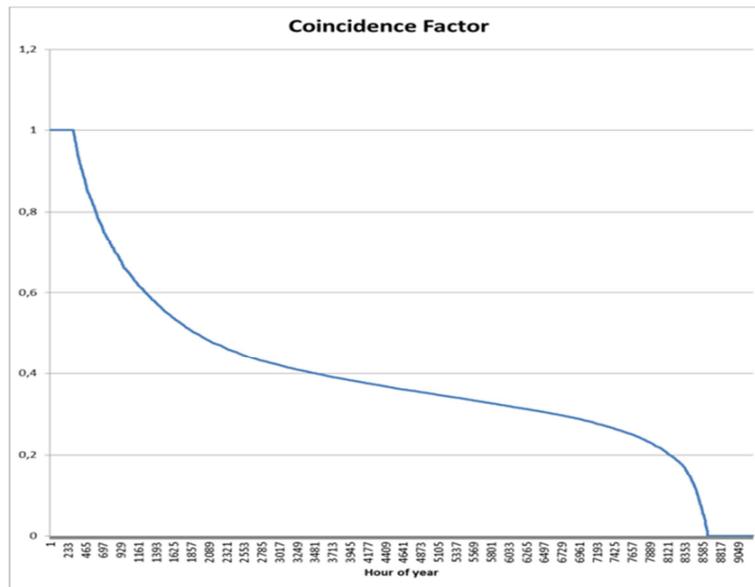


Abbildung 5: Bezogene Leistung / max. mögliche Ladeleistung der ladenden Autos bezogen auf jede Stunde des Jahres 2014 (Datengrundlage: 450.000 Ladevorgänge an öffentlicher Ladeinfrastruktur, Quelle: Förderprojekt „PlanGridEV“)

d. Rahmenbedingungen für die Ermittlung des Flexibilitätsbedarfs in der gelben Phase

Für die Nutzung von Flexibilität muss zunächst das verfügbare Flexibilitätspotenzial ermittelt werden. Der allgemeine Prozess hierfür wird in Abbildung 6 beschrieben.

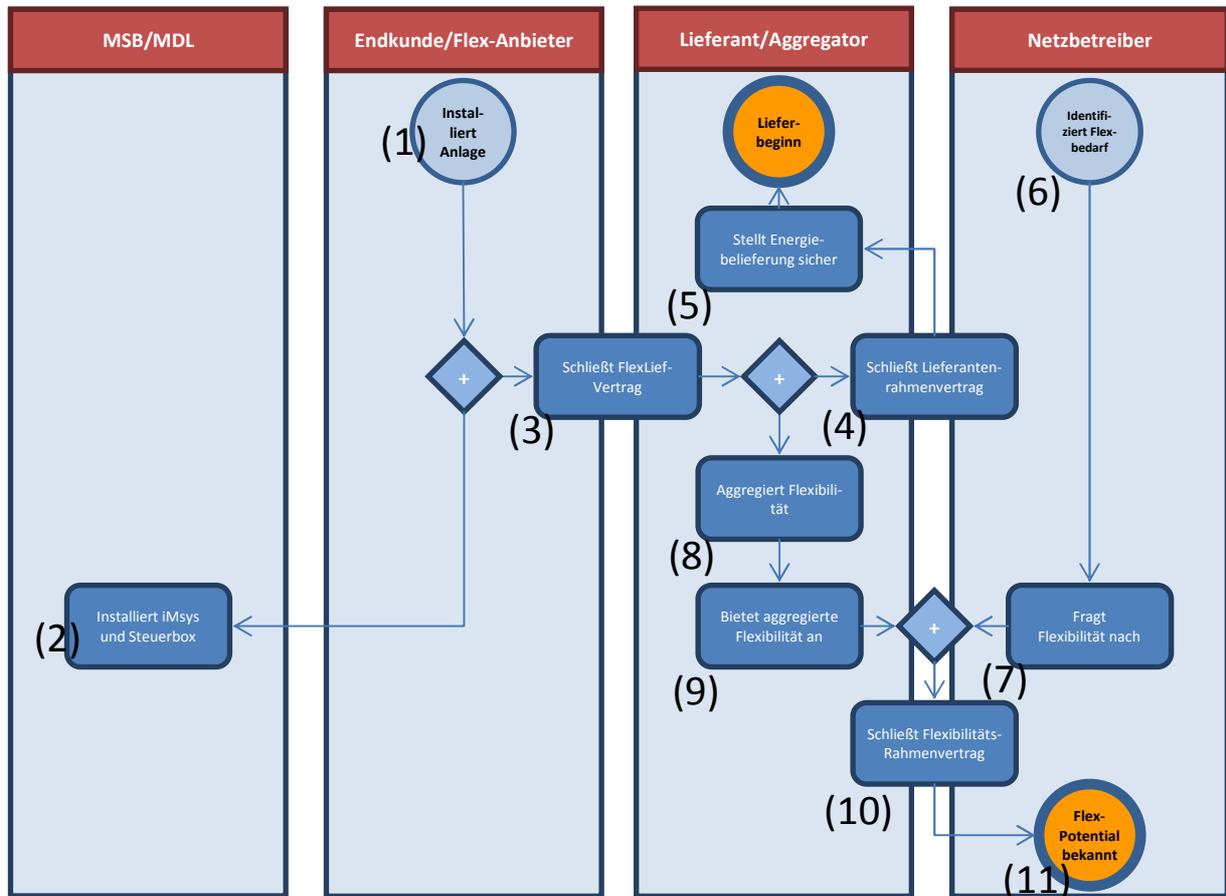


Abbildung 6: Ermittlung des Flexibilitätspotenzials (BDEW, 2015)

Am konkreten Beispiel Elektromobilität bedeutet das in den einzelnen Schritten der Abbildung:

(1) Der Endkunde installiert eine Anlage (*hier: Ladeinfrastruktur*), deren Leistung ganz oder teilweise als netzdienliche Flexibilität bereitgestellt werden kann.

(2) Damit die Anlage (*hier: Ladeinfrastruktur*) gemessen und gesteuert werden kann, installiert der Messstellenbetreiber (MSB) ein intelligentes Messsystem mit einer Steuerbox.

(3) Der Endkunde bietet seine Flexibilität (*hier: verfügbare Kapazität der Elektroauto-Batterie*) einem Lieferanten/Aggregator an. Beide schließen einen Flexibilitäts-Liefervertrag. Der Endkunde ist somit gleichzeitig Bezieher von Energie als auch Flexibilitätsanbieter.

(4) Der Lieferant/Aggregator und der Netzbetreiber schließen den Lieferanten-Rahmenvertrag ab.

(5) Auf Basis des Lieferanten-Rahmenvertrags stellt der Lieferant/Aggregator die Energiebelieferung der Kundenanlage (*hier: Ladeinfrastruktur*) sicher.

(6) Der Netzbetreiber identifiziert einen Bedarf an Flexibilität, um sein Netz effizient zu bewirtschaften.

- (7) Der Netzbetreiber fragt die identifizierte Flexibilität nach.
- (8) Der Lieferant/Aggregator aggregiert die vertraglich zugesicherte Flexibilität der Endkunden (*hier: verfügbare Kapazität der Elektroauto-Batterie*).
- (9) Der Lieferant/Aggregator bietet diese aggregierte Flexibilität (*hier: verfügbare Kapazität der Elektroauto-Batterie*) dem Netzbetreiber an.
- (10) Der Netzbetreiber schließt mit dem Lieferant/Aggregator zusätzlich zu dem allgemeinen Lieferanten-Rahmenvertrag einen Flexibilitäts-Rahmenvertrag ab.
- (11) Durch die vom Lieferant/Aggregator angebotene Flexibilität (*hier: verfügbare Kapazität der Elektroauto-Batterie*) ist dem Netzbetreiber das Flexibilitätspotential für das betroffene Netzsegment bekannt.
- Alle weiteren Schritte in der grünen, gelben und roten Ampelphase bauen auf diesem Prozess der Ermittlung des Flexibilitätspotentials auf.

e. Prinzipielle Ausgestaltungsoptionen für die Regelung der Bereitstellung

Sobald das Flexibilitätspotential ermittelt wurde, kann die Flexibilität im erforderlichen Fall abgerufen werden (siehe Abbildung 7).

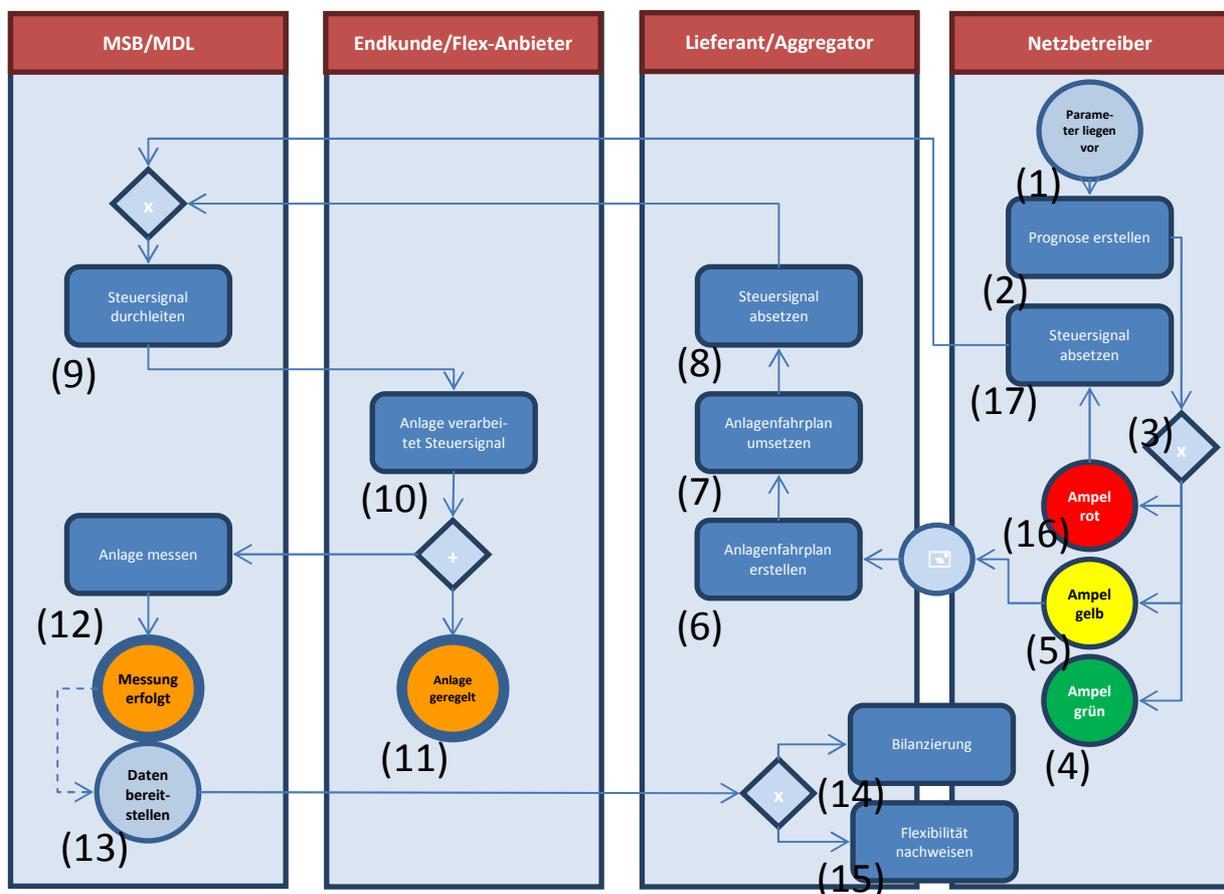


Abbildung 7: Flexibilitätsabruf im Zielmodell; Regelfall in der gelben Phase (BDEW, 2015)

Am konkreten Beispiel Elektromobilität bedeutet das in den einzelnen Schritten der Abbildung:

- (1) Dem Netzbetreiber liegen alle für eine Prognose relevanten Informationen vor.
- (2) Der Netzbetreiber prognostiziert auf Basis unterschiedlicher Parameter, wie z.B. Lastprofilen und der Wettervorhersage den voraussichtlichen Netzzustand in dem Netzsegment, in dem er einen grundsätzlichen Flexibilitätsbedarf identifiziert hat.
- (3) Auf Grundlage dieser Prognose bestimmt der Netzbetreiber die Farbe der Ampelphase pro Netzsegment.

Grüne Phase

- (4) Die Prognose des Netzbetreibers ergibt, dass eine Anpassung der erwarteten Lastentwicklung im Netzsegment nicht erforderlich ist. Es gilt die grüne Ampelphase.

Der Lieferant/Aggregator regelt die in seinem Portfolio befindlichen Anlagen (*hier: Ladeinfrastruktur*) entsprechend der vertraglich festgelegten Standardbelieferung.

Gelbe Phase

- (5) Die Prognose des Netzbetreibers ergibt, dass ein potenzieller Netzengpass vorliegt und eine Anpassung der erwarteten Lastentwicklung im Netzsegment erforderlich ist. Er ruft für dieses Netzsegment die gelbe Ampelphase aus.
- (6) Der Lieferant/Aggregator erstellt den Anlagenfahrplan (*hier: für die Belieferung der Ladeinfrastruktur*) unter Beachtung der Bilanzierungsregeln entsprechend der angepassten Bedarfsanforderung.
- (7) Der Lieferant/Aggregator setzt diesen Anlagenfahrplan um.
- (8) Zudem setzt der Lieferant/Aggregator das Steuersignal zur Steuerung der Kundenanlage (*hier: Ladeinfrastruktur*) ab.
- (9) Das Steuersignal wird vom Messstellenbetreiber in seiner Funktion als Gateway-Administrator an die Kundenanlage (*hier: Ladeinfrastruktur*) durchgeleitet.
- (10) Die Kundenanlage (*hier: Ladeinfrastruktur*) verarbeitet das Signal.
- (11) Die Kundenanlage (*hier: Ladeinfrastruktur*) wird entsprechend des Signals geregelt.
- (12) Der Messstellenbetreiber erfasst den Energiebezug bzw. die Energieeinspeisung der Anlage.
- (13) Der Messstellenbetreiber stellt die Messdaten bereit.
- (14) Die Messdaten werden für die Bilanzierung verwendet. Die Bilanzierung erfolgt nach Zählerstandsgangmessung (bei Lastprofilkunden) bzw. Lastgängen (bei Lastgangkunden) basierend auf der Zeitreihe der Messwerte; die Verantwortlichkeit ist zu diskutieren.

(15) Die Messdaten dienen als Nachweis der Erbringung von Flexibilität zwischen Lieferant/Aggregator und Netzbetreiber.

Rote Phase

(16) Die Prognose des Netzbetreibers ergibt, dass eine unmittelbare Gefährdung des sicheren Netzbetriebs in dem betroffenen Netzgebiet oder sogar der vorgelagerten Systemstabilität und somit der Versorgungssicherheit auch unter Nutzung der netzdienlichen Flexibilität vorliegt. Er ruft die rote Ampelphase aus.

(17) Der Netzbetreiber setzt direkt das Steuersignal zur Steuerung der Kundenanlage (*hier: Ladeinfrastruktur*) ab. Danach erfolgen, analog zur gelben Ampelphase, die Schritte (9) bis (14).

3. Wesentliche Fragestellungen

Das Diskussionspapier lässt eine Vielzahl von Fragen unbeantwortet. Diese müssen diskutiert und beantwortet werden. Zu einigen Fragen wird bereits in den SINTEG-Projekten und in BDEW-Projektgruppen an möglichen Lösungen gearbeitet.

a. Netzplanung

Wo ist das volkswirtschaftliche Optimum zwischen Netzausbau und Flexibilitätsnutzung?

Eine Studie des IAEW¹ im Rahmen des vom Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) geförderten Forschungsprojekts „Das Proaktive Verteilnetz“ thematisiert die Kosten für die Netzintegration von Flexibilitätsoptionen wie die Elektromobilität. In dieser Studie werden im ersten Schritt die Kosten der Flexibilitätsnutzung zum Engpassmanagement so ermittelt, dass ein Anreiz für die Betreiber der flexiblen Anlagen zur Teilnahme am Flexibilitätsmarkt existiert. Diese Kosten werden bei einem Netzausbauszenario für das Jahr 2030 in einem iterativen Verfahren den Kosten des konventionellen Netzausbaus solange gegenübergestellt, bis sich die optimale Kombination mit den minimalen Kosten ergibt (Abbildung 8). Somit wird das Ziel des Ampelkonzepts erreicht, den Netzausbau durch Beschaffung netzdienlicher Flexibilität zu reduzieren, sofern die Bewirtschaftung gegenüber dem konventionellen Ausbau volkswirtschaftlich effizienter ist.

¹ A. Moser, M. Sieberichs, M. Siemonsmeier, K. Geschermann, M. Kokot, „Ausbauplanung von Verteilnetzen unter Berücksichtigung von Netzengpassmanagement mit marktbasieret bereitgestellter Flexibilität“, 10. Internationale Energiewirtschaftstagung, TU Wien, 2017

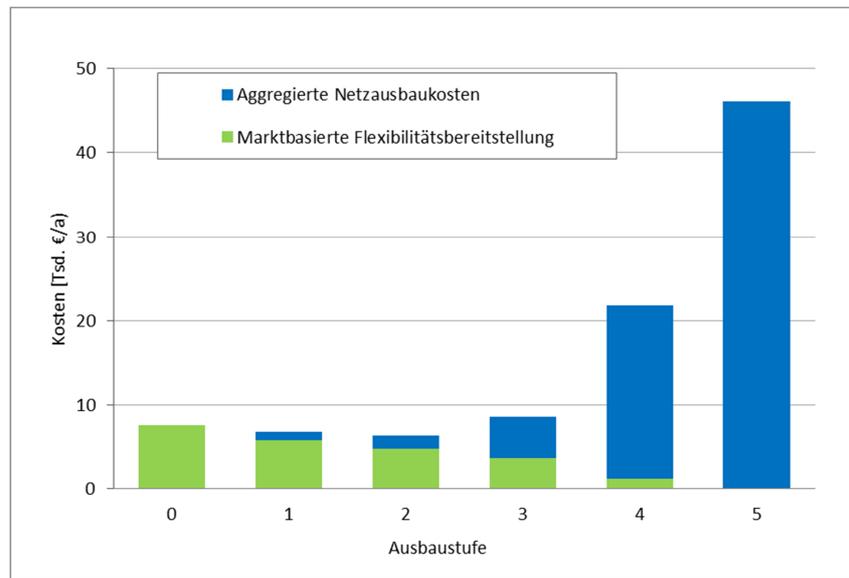


Abbildung 8: Ermittlung der Gesamtkosten für Netzausbau eines exemplarischen Mittel- und Niederspannungsnetzes für ein Zukunftsszenario des Jahres 2030 bei marktbasierter Flexibilitätsbereitstellung

Dieser Studie zufolge ergibt sich die Erkenntnis, dass für das exemplarische Netz eine Kombination von Flexibilitätsnutzung und konventionellem Netzausbau ein wirtschaftliches Optimum ergibt. Die Studie hat dabei nur die Kosten für den Netzausbau, den anzunehmenden Flexibilitätsvergütung gegenübergestellt. Darüber hinaus gehende Kostenanteile wie z.B. Transaktionskosten, Produktkosten und Betriebskosten wurden nicht berücksichtigt.

Das Zusammenspiel von Flexibilitätsnutzung und Netzausbau ist stets von der individuellen Situation vor Ort abhängig. Somit wird es in Teilen der Verteilnetze zu einem ausschließlichen Netzausbau kommen, wobei in anderen Verteilnetzen der Einsatz von Flexibilität zu einem Optimum führt. Die Ermittlung des volkswirtschaftlichen Optimums zwischen Netzausbau und Flexibilitätsnutzung muss in jedem Einzelfall geprüft werden.

b. Betriebsführung

Mit welchem Vorlauf wird die gelbe Phase kommuniziert?

Netzbetreiber wollen durch Kommunikation der gelben Phase in einem Netzsegment auf Flexibilität zurückgreifen und dadurch die rote Phase verhindern. Je früher Netzbetreiber die gelbe Phase kommunizieren, umso größer wird das Angebot an Flexibilität sein. Netzbetreiber und Marktakteure haben daher das gemeinsame Ziel, früh über die gelbe Phase zu informieren bzw. informiert zu werden. In den SINTEG-Projekten wird u.a. über Kommunikation day-ahead und intraday diskutiert. Hier sind unterschiedliche Flexibilitätsprodukte je nach zeitlichem Vorlauf denkbar.

Wie lange dauert die gelbe Phase?

Es ist sinnvoll, Flexibilität in 15-minütigen Zeitscheiben anzubieten und nachzufragen, da dies den bestehenden Bilanzierungszeiten entspricht. Mindestzeiten müssen nicht vorgegeben werden.

Welche Dauer sollten Flexibilitätsverträge haben?

Die Länge der Vertragslaufzeiten ist insb. für die Netzplanung von Bedeutung. Je länger die Vertragsdauer ist, umso besser kann Flexibilität als Alternative zum Netzausbau berücksichtigt werden. Daher sind langfristige Verträge wünschenswert, gesetzlich dürfen mit Endkunden jedoch nur Verträge mit maximaler Dauer von 24 Monaten abgeschlossen werden.

Wann beginnt und endet die gelbe Phase?

Der BDEW hat 2017 technische Kriterien für Stromstärke und Spannung für die gelbe Phase zur Diskussion gestellt, siehe Abbildung 13. Diese technischen Grenzwerte werden intensiv diskutiert. Zunächst ist zu klären, ob technische Grenzwerte für Beginn und Ende der gelben Phase erforderlich sind. Falls ja, müssen die technischen Werte für Stromstärke und Spannung definiert werden. Außerdem ist zu diskutieren, ob die Kriterien im Ermessen der VNB liegen oder deutschlandweit gleiche Grenzen gelten. Mehrere der SINTEG-Projekte setzen sich mit der Frage nach einer objektiven Abgrenzung der gelben Phase auseinander.

Sind Smart Meter für Flexibilitätsnutzung erforderlich?

Nein. Technisch sind keine Smart Meter erforderlich, aus Sicht des BDEW ist der Einsatz der Steuerbox jedoch sinnvoll. Das Gesetz zur Digitalisierung der Energiewende sieht vor, dass steuerbare Anlagen über ein Smart Meter Gateway in Verbindung mit einer Steuerbox angeschlossen werden. Flexibilität kann aber auch auf andere Weise abgerufen werden. Technikunabhängig besteht jedoch die Anforderung, dass die Vielzahl von Steuersignalen koordiniert werden muss. Hierzu gibt es unterschiedliche Vorschläge, z.B. eine vom FNN vorgeschlagene Koordinierungsfunktion.

c. Regulierung

Welche gesetzlichen Anpassungen sind erforderlich?

CDU, CSU und SPD haben im Koalitionsvertrag vereinbart, „unter Anerkennung der zunehmenden Verantwortung der Stromverteilnetzbetreiber den Regulierungsrahmen weiter[zu]entwickeln, um Investitionen in intelligente Lösungen (Digitalisierung) – gerade auch im Bereich der Verteilnetze – zu flankieren.“

Das bedeutet konkret, dass wenn für einen VNB die Nutzung von Flexibilität gegenüber dem konventionellen Netzausbau in einem Fall wirtschaftlich effizienter ist, der VNB hierfür wirtschaftlich keine Nachteile erleiden sollte. Der rechtliche Rahmen sollte es ermöglichen, dass sowohl Investitionskosten als auch Betriebskosten für die Flexibilitätsnutzung kompensiert werden. U.a. muss § 14a des Energiewirtschaftsgesetzes entsprechend angepasst werden.

d. Markt

Wie wird Flexibilität vergütet?

Auch Kunden und Flexibilitätsvermarkter benötigen Anreize, Flexibilität anzubieten. Das BDEW-Ampelkonzept ist die Schnittstelle zwischen Netzbetreibern und Marktakteuren, die auf dieser Basis in Zukunft gemeinsame Verträge abschließen und Produkte nutzen.

Die Frage nach der Vergütung von Flexibilität ist für ein funktionierendes Zusammenspiel von Netz und Markt zentral. Beide Seiten müssen einen Anreiz haben, Flexibilität bereitzustellen bzw. zu nutzen. Die Frage wird daher z.B. in den SINTEG-Projekten oder im BMWi-Workshop Lastmanagement Elektromobilität diskutiert. In diesem wird überlegt, ob die Steuerung von Ladesäulen vergütet oder stattdessen vom Netzbetreiber als Standard gefordert werden soll. Die BDEW-Projektgruppe DSO 2.0 stellt mit Abbildung 9 eine Übersicht der Lösungsansätze zur Anreizung eines netzdienlichen Einsatzes von Flexibilität durch die Verteilnetzbetreiber zur Diskussion (kein Anspruch auf Vollständigkeit).



Abbildung 9: Übersicht der Lösungsansätze zur Anreizung eines netzdienlichen Einsatzes von Flexibilität im Massengeschäft durch den VNB (in den notwendigen Zeitfenstern)

Welche Anforderungen an Flexibilität haben VNB?

Für Flexibilität im Verteilnetz stellt sich die Frage, ob ähnliche Bedingungen erforderlich sind wie im Übertragungsnetz. Hier haben die ÜNB Präqualifikationsbedingungen für die Nutzung von Regelleistung erstellt. Die Ausgestaltung im Verteilnetz ist eine zentrale Fragestellung.

Wer ist Vertragspartner für den Flexibilitätsanbieter?

Als Vertragspartner für den Flexibilitätsanbieter kommen insb. der Netzbetreiber oder der Lieferant in Frage. Abbildung 6 schlägt vor, dass der Flexibilitätsanbieter einen Flexibilitätsliefervertrag mit dem Lieferant schließt, der wiederum einen Lieferantenrahmenvertrag und einen Flexibilitätsrahmenvertrag mit dem Netzbetreiber schließt.

e. Marktprozesse

Wie soll die kleinteilige Flexibilität von Standardlastprofilen erfasst werden?

In einem dezentralen Energiesystem wird eine große Anzahl kleinteiliger Flexibilität vorherrschen, z.B. Elektromobile. Das heutige Modell des Submeterings würde eine Bilanzierung nach Standardlastprofilen an der Marktlokation vorsehen. Da dies jedoch ungenau ist, könnte auch kleinteilige Flexibilität grundsätzlich per Zählerstandsgangmessung erfasst und bilanziert werden.

In welcher Form wird die Ampelphase dem Markt bekannt gegeben?

Wenn VNB mögliche Netzengpässe prognostizieren, müssen sie das gelbe Ampelsignal an den Markt kommunizieren. Hierfür sind verschiedene Instrumente denkbar, z.B. eine Flexibilitätsliste, eine Quote oder eine andere Form der Kommunikation. In den SINTEG-Projekten werden unterschiedliche Formen der Ausgestaltung getestet.

4. Anhang

Bei der Diskussion um Smart Grids wird von einem Ampelkonzept und der Ausgestaltung der gelben Phase gesprochen. Der BDEW hat die Diskussion seit Jahren geprägt und grundlegende Überlegungen mit der Branche abgestimmt und veröffentlicht.

a. 2013: BDEW-Roadmap Smart Grids

Zur Realisierung von Smart Grids sind mehrere Schritte erforderlich. Auch mit Blick auf die SINTEG-Projekte befinden wir uns aktuell am Übergang von der Etablierungs- und Ausgestaltungsphase zur Realisierungs- und Marktphase (siehe Abbildung 10).

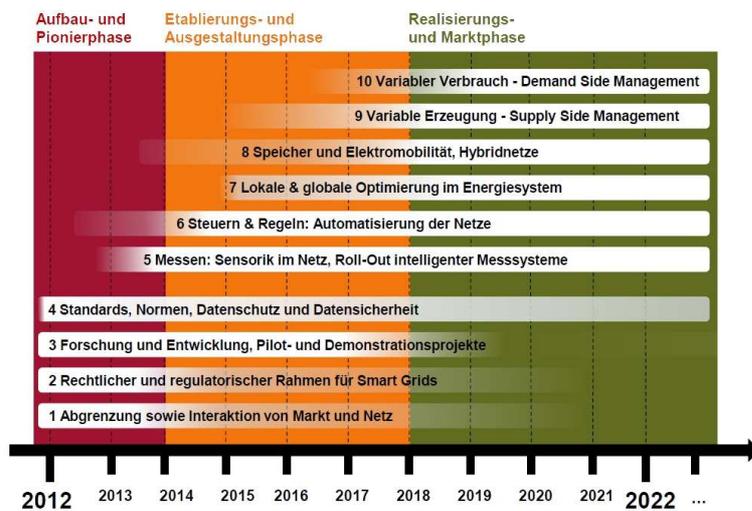


Abbildung 10: 10 Schritte zum Smart Grid in Deutschland (BDEW, 2013)

Als erster Schritt ist somit eine Abgrenzung sowie Interaktion von Markt und Netz erforderlich. Daher wurde in der BDEW-Roadmap Smart Grids erstmals die Idee des Ampelkonzepts beschrieben (siehe Abbildung 11).

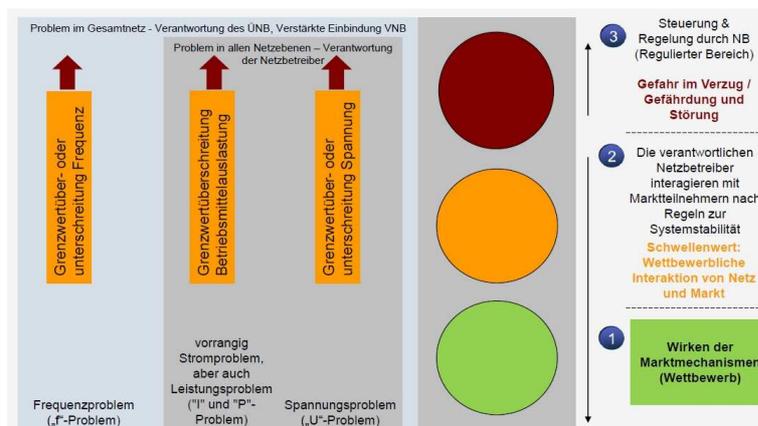


Abbildung 11: Ampelkonzept Smart Grids (BDEW, 2013)

b. 2015: BDEW-Ampelkonzept Smart Grids

Das 2015 veröffentlichte BDEW-Ampelkonzept grenzt netzdienliche Flexibilität von systemdienlicher oder marktlicher Flexibilität ab und beschreibt die Charakteristik der grünen, gelben und roten Ampelphase. An einem Praxisbeispiel wird beschrieben, wie das Flexibilitätspotenzial ermittelt wird (siehe Abbildung 6).

Sobald das Flexibilitätspotenzial ermittelt wurde, kann die Flexibilität im erforderlichen Fall abgerufen werden (siehe Abbildung 7).

c. 2016: BDEW-Metastudie Smart Grids

In Deutschland wurde und wird eine Vielzahl an Projekten zum Thema Smart Grid durchgeführt. Die BDEW-Metastudie listet 479 Projekte auf, von denen 60 mit detaillierten Steckbriefen analysiert werden. Ergebnis: Die BDEW-Roadmap Smart Grids ist zu einem guten Grad abgedeckt – dieser Abdeckungsgrad ist jedoch heterogen auf einzelne Themenfelder verteilt. Technische Lösungen für ein Smart Grid werden entwickelt, rechtliche und regulatorische Hemmnisse müssen jedoch noch beseitigt werden (siehe Abbildung 12).

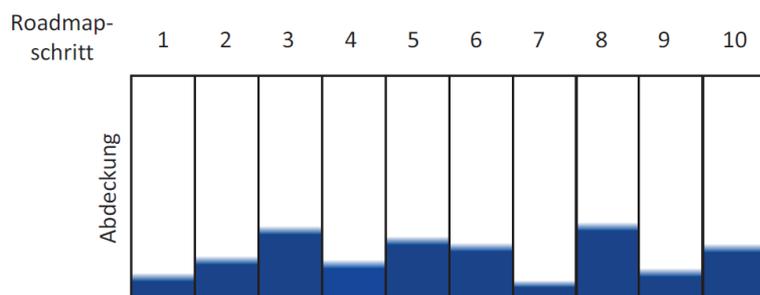


Abbildung 12: Abdeckung der Roadmapschritte in den Forschungsprojekten (BDEW, 2016)

d. 2017: Konkretisierung des Ampelkonzepts

Da die Idee des Ampelkonzepts in der Branche und über die deutschen Grenzen hinaus intensiv diskutiert wird, hat der BDEW 2017 eine Konkretisierung für das Verteilungsnetz erarbeitet und veröffentlicht. Sowohl die von der EU-Kommission eingesetzte Expertengruppe 3 zu Smart Grids als auch die SINTEG-Projekte beziehen sich auf die Überlegungen. Mit der Konkretisierung wird insb. der Übergang der drei Ampelphasen sowie der Ablauf der gelben Phase beschrieben (siehe Abbildung 2).

Einheitliche technische Richtwerte für den Übergang der Ampelphasen dienen dazu, Transparenz gegenüber den Flexibilitätsanbietern zu schaffen. Die wesentlichen technischen Kriterien für den Übergang der Ampelphasen sind die maximale Stromstärke (I_{\max}) und die Nennspannung (U_n).

	Stromstärke I_{\max}	Spannung U_n	
ROT	über 100%	unter -10%, über +10%	kritischer Netzzustand liegt vor, Netzbetreiber muss eingreifen
GELB	80% bis 100%	-10% bis -8%, +8% bis +10%	kritischer Netzzustand prognostiziert, Flexibilität wird vergütet
GRÜN	0% bis 80%	-8% bis +8%	kein kritischer Netzzustand prognostiziert, Markt agiert frei

Abbildung 13: Beispiel für technische Kriterien der Ampelphasen (BDEW, 2017)

Wenn VNB mögliche Netzengpässe prognostizieren, müssen sie das gelbe Ampelsignal an den Markt kommunizieren. Hierfür sind verschiedene Instrumente denkbar, z.B. wie sie in dem Diskussionspapier 2017 vorgestellt wurden.

Das Diskussionspapier gibt auch eine Priorisierung der Flexibilitätsabrufe bei Mehrfachvermarktung vor: Grundsätzlich soll netzdienlicher vor systemdienlichem vor marktlichem Abruf gelten, solange keine konkreten Gefahrensituationen des ÜNB oder VNB entgegenstehen.

e. 2017: Ausgestaltung des § 14a EnWG

Das Ampelkonzept ist eng mit der Ausgestaltung des § 14a EnWG verknüpft, da dieser die Nutzung von Flexibilität im Niederspannungsnetz beschreibt. Anwendungsfelder sind zeitlich flexible Stromanwendungen wie Elektromobile, Wärmepumpen oder steuerbare Nachtspeicherheizungen. Der BDEW hat in einem Positionspapier vier Kernbotschaften für die Ausgestaltung des § 14a EnWG formuliert:

- Erweiterung von „steuerbaren Verbrauchsanlagen“ auf „steuerbare Verbrauchs- und Erzeugungsanlagen“,
- Bestandschutz für Anlagen, die heute schon Flexibilität im Netz bereitstellen,
- Standardisierte Bewertungsmethode für „Ausbau“ oder „Bewirtschaftung“,
- Intelligente Messsysteme mit Steuerbox sind verpflichtende Technik für sicheres Steuern.

5. Glossar

Netzzustand: Betriebszustand des Netzes, der als Grundlage für die Flexibilitätsampel genutzt wird. Dient als Indikator für Netzbetreiber (für sich selbst und untereinander), ob und in welchem Maße sie betriebliche Mittel, Flexibilität oder gesetzlich gewährte Steuerungs- und Regelungsmechanismen einsetzen. Zum Beispiel werden zur Darstellung des Netzzustands im Übertragungsnetz die Farben grün, gelb, rot, blau und schwarz genutzt.

Flexibilitätsampel: Wird vom VNB auf Basis des prognostizierten Netzzustands für einzelne Netzsegmente als Anzeige des aktuellen Zustands der Interaktion von VNB und Flexibilitätsanbietern erstellt. Bildet für die Flexibilitätsanbieter ab, mit welchem Freiheitsgrad sie im jeweiligen Verteilnetzsegment agieren können. Es werden die Phasen grün, gelb und rot unterschieden. Die Ampelphasen stellen sich aus der Sicht der Flexibilitätsanbieter lokal sowie zeitlich begrenzt ein.

grüne Phase der Flexibilitätsampel: Marktphase, in der keine kritischen Netzzustände prognostiziert werden bzw. VNB diese durch eigene netzbezogene Maßnahmen beheben können. Alle Flexibilitätsanbieter können ungehindert in den Grenzen der technischen Anschlussbedingungen agieren. Angebot und Nachfrage von Flexibilität findet ausschließlich zwischen Flexibilitätsanbietern statt. Diese setzen die vorhandene Flexibilität ausschließlich marktlich oder systemdienlich ein. Netzbetreiber greifen nicht in den Markt ein. Die grüne Phase ist der Regelfall.

gelbe Phase der Flexibilitätsampel: VNB prognostizieren einen kritischen Netzzustand im Verteilnetz, der nicht durch eigene netzbezogene Maßnahmen behoben werden kann und die Netzsicherheit gefährden würde. VNB signalisiert den Flexibilitätsanbietern einen entsprechenden Flexibilitätsbedarf; die gelbe Ampelphase (Interaktionsphase) stellt sich ein. Damit wird den Flexibilitätsanbietern zur Kenntnis gegeben, dass diese Einschränkungen bei der markt- bzw. systemdienlichen Vermarktung Ihrer Flexibilitätsoptionen zu erwarten haben, weil ein netzdienlicher Einsatz benötigt wird. Art und Umfang der Einschränkung werden den Flexibilitätsanbietern vom VNB kommuniziert.

rote Phase der Flexibilitätsampel: Können die prognostizierten Grenzwertverletzungen weder durch netzbezogene Maßnahmen noch durch Nutzung marktbasierter Flexibilitätsoptionen behoben werden, würden diese zu einer Gefährdung oder Störung des sicheren Netzbetriebs führen. Um den Netzengpass zu beheben, greift der Netzbetreiber hierbei nach den gültigen Regeln des Erneuerbaren-Energien-Gesetzes (EEG) und des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) direkt steuernd, ohne vertragliche Grundlage, in den Anlageneinsatz ein. Der Markt wird also lokal außer Kraft gesetzt; die rote Ampelphase stellt sich ein. Bei Bedarf gibt der VNB entsprechende Signale an die nachgelagerten Netzebenen weiter.

Flexibilität: Potenzial, um Unterschiede von Stromangebot und -nachfrage auszugleichen. Flexibilitätsoptionen können auf Erzeugungsseite, auf Nachfrageseite, durch Speicher oder über Netze wirken.

Flexibilitätsanbieter: Anbieter von Erzeugungs-, Speicher- oder Verbrauchskapazität, Aggregatoren und Lieferanten.

Flexibilitätsmarkt: Markt, an dem unterschiedliche Flexibilitätsoptionen angeboten und nachgefragt werden sowie in den Wettbewerb treten.

Flexibilitätsabruf: Die Definition der Ampelphase und somit die Schaltverantwortung für den Abruf geht stets vom Netzbetreiber aus. Dies geschieht durch direkte Abrufe an die vertraglich gebundenen Flexibilitätsanbieter.

marktliche Flexibilität: Flexibilität von Flexibilitätsanbietern zur Arbitrage von Strompreisunterschieden in der grünen Ampelphase.

netzdienliche Flexibilität: Flexibilität, die zur Beherrschung kritischer lokaler Netzsituationen in der gelben Ampelphase genutzt wird.

systemdienliche Flexibilität: Flexibilität, die durch den Übertragungsnetzbetreiber zum Erhalt der Systemstabilität in der gesamten Regelzone genutzt wird.

Netzsegment: Topologische Netzeinheit, in der eine Flexibilität auf den Engpass wirkt. Ein Netzsegment kann z. B. ein Netzstationsgebiet, ein Umspannwerksgebiet oder ein ganzes Netzgebiet sein.