

Flex-Tarif: Entgelte und Be- preisung zur Steuerung von Lastflüssen im Stromnetz

Einleitung und
Rahmenbedingungen

S. Moser,
J. Mayr

Österreichische
Begleitforschung
zu Smart Grids

Berichte aus Energie- und Umweltforschung

1b/2015

Impressum:

Eigentümer, Herausgeber und Medieninhaber:
Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie
Radetzkystraße 2, 1030 Wien

Verantwortung und Koordination:
Abteilung für Energie- und Umwelttechnologien
Leiter: DI Michael Paula

www.NachhaltigWirtschaften.at

Flex-Tarif: Entgelte und Bepreisung zur Steuerung von Lastflüssen im Stromnetz

Einleitung und Rahmenbedingungen für Entgelte und
Bepreisung zur Steuerung von Lastflüssen im Stromnetz

Österreichische Begleitforschung
zu Smart Grids

Simon Moser
Energieinstitut an der JKU Linz

Johann Mayr
TU Graz, Institut für Elektrische Anlagen

Linz und Graz, September 2014

Vorbemerkung

In der Strategie der österreichischen Bundesregierung für Forschung, Technologie und Innovation ist deutlich verankert, dass Forschung und Technologieentwicklung zur Lösung der großen gesellschaftlichen Herausforderungen beizutragen hat, wobei die Energie-, Klima- und Ressourcenfrage explizit genannt wird. In der vom Rat für Forschung und Technologieentwicklung für Österreich entwickelten Energieforschungsstrategie wird der Anspruch an die Forschung durch das Motto „Making the Zero Carbon Society Possible!“ auf den Punkt gebracht. Um diesem hohen Anspruch gerecht zu werden sind jedoch erhebliche Anstrengungen erforderlich.

Im Bereich der Energieforschung wurden in den letzten Jahren die Forschungsausgaben deutlich gesteigert und mit Unterstützung ambitionierter Forschungs- und Entwicklungsprogramme international beachtete Ergebnisse erzielt. Neben der Finanzierung von innovativen Forschungsprojekten gilt es mit umfassenden Begleitmaßnahmen und geeigneten Rahmenbedingungen eine erfolgreiche Umsetzung der Forschungsergebnisse einzuleiten. Ein wesentlicher Erfolgsfaktor für die Umsetzung ist die weitgehende öffentliche Verfügbarkeit der Resultate. Die große Nachfrage und hohe Verwendungsquoten der zur Verfügung gestellten Ressourcen bestätigen die Sinnhaftigkeit dieser Maßnahme. Gleichzeitig stellen die veröffentlichten Ergebnisse eine gute Basis für weiterführende innovative Forschungsarbeiten dar. In diesem Sinne und entsprechend dem Grundsatz des „Open Access Approach“ steht Ihnen der vorliegende Projektbericht zur Verfügung. Weitere Berichte finden Sie unter www.NachhaltigWirtschaften.at.

DI Michael Paula

Abteilung für Energie- und Umwelttechnologien

Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie

Vorbemerkung zur Smart Grids Begleitforschung

In den letzten Jahren setzt das BMVIT aufgrund der Aktualität des Themas einen strategischen Schwerpunkt im Bereich der Weiterentwicklung der Elektrizitätsversorgungsnetze. Dabei stehen insbesondere neue technische, aber auch sozio-technische und sozio-ökonomische Systemaspekte im Vordergrund.

Im Rahmen der „Smart Grids Begleitforschung“ wurden daher Fragestellungen von zentraler Bedeutung für die Weiterentwicklung diesbezüglicher F&E-Strategien identifiziert und dementsprechende Metastudien, Detailanalysen und Aktionspapiere initiiert und - zum Teil gemeinsam mit dem Klima- und Energiefonds - finanziert. Der gegenständliche Bericht dokumentiert eine in diesem Zusammenhang entstandene Arbeit, die nicht zwingend als Endergebnis zur jeweiligen Fragestellung zu verstehen ist, sondern vielmehr als Ausgangspunkt und Grundlage für weiterführende Forschung, Strategieentwicklung und Entscheidungsfindung.

Michael Hübner

Themenmanagement Smart Grids

Abteilung Energie- und Umwelttechnologien

Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie

Der Klima- und Energiefonds unterstützt das bmvit bei dieser Strategieentwicklung. Dieses Projekt wurde mit Mitteln des Klima- und Energiefonds finanziert.

Inhaltsverzeichnis

1	Einleitung	4
1.1	Problemstellung	4
1.2	Das Projekt Flex-Tarif.....	5
2	Rahmenbedingungen	5
2.1	Lastverschiebungspotenziale bestehen.....	5
2.1.1	Lastverschiebung in der Industrie.....	6
2.1.2	Lastverschiebung im Gewerbe	7
2.1.3	Lastverschiebung in der kommunalen Infrastruktur	8
2.1.4	Lastverschiebung in Haushalten	8
2.2	Smart Metering als Voraussetzung für flexible Tarife.....	9
2.3	Wirkweise flexibler Tarife.....	10
2.3.1	Vom theoretischen zum realen Lastverschiebungspotenzial	10
2.3.2	Technische Möglichkeiten zur kundInnenseitigen Lastverschiebung	11
2.4	Ziel- bzw. Interessenskonflikte bei der Tarifwirkung.....	12
2.4.1	Exklusive Verhaltensänderung	12
2.4.2	Ziel- bzw. Interessenskonflikte	13
2.4.3	Liberalisierung und Unbundling	14
2.4.4	Dominanz der Versorgungssicherheit in kritischen Situationen	15
2.4.5	Das Ampelkonzept (BDEW, 2013)	15
2.5	Das Produkt Strom – die EN 50160.....	17

1 Einleitung

Derzeit werden den meisten StromkundInnen unabhängig von den tatsächlich verfügbaren Erzeugungs- und Netzübertragungskapazitäten ein bestimmter Strompreis und ein bestimmtes Netzentgelt pro verbrauchte kWh verrechnet bzw. ein Entgelt für die maximal bezogene Leistung in einem bestimmten Zeitraum veranschlagt. Durch eine **Flexibilisierung der Netzentgelt-Komponente** könnte die Höhe des eingehobenen Betrags die aktuelle Auslastung und Stabilität des Stromnetzes deutlicher widerspiegeln, durch eine **Flexibilisierung der Energiepreis-Komponente** wiederum könnte die aktuelle Auslastung der zur Verfügung stehenden Erzeugungskapazitäten widergespiegelt und somit nötigenfalls auf Engpässe verursachergerechter reagiert werden. Durch die Flexibilisierung der Tarife kann die Entscheidung der KundInnen beeinflusst werden, zu welchen Zeitpunkten sie elektrische Energie verstärkt oder vermindert konsumieren.

Eine Flexibilisierung des Tarifs impliziert im Rahmen des Projekts Flex-Tarif den Ansatz eines Lieferanten bzw. Netzbetreibers, elektrische Lasten bzw. Verbräuche zu verschieben. Dieses Ziel wird schon heute z.B. mit zeitabhängigen Tag-Nacht-Tarifen und schaltbaren Lasten verfolgt: Der Stromkonsum wird in Zeiten schwacher Netzauslastung, meist in die Nacht, verlagert (weil gegenwärtig aufgrund geringer Nachfrage in dieser Zeit niedrigere Tarife als tagsüber angeboten werden). Das heißt:

- Eine Flexibilisierung der Strompreiskomponente „Netz“ zielt auf eine Realisierung des Lastverschiebungspotenzials durch den Netzbetreiber ab.
- Eine Flexibilisierung der Strompreiskomponente „Energie“ zielt auf eine Realisierung des Lastverschiebungspotenzials durch den Lieferanten ab.

Die fortschreitende Umsetzung intelligenter Netze, die einfachere Erfassung des tageszeitabhängigen Verbrauchs durch Smart Meter und die verstärkte Ausstattung von KundInnen mit Geräten, auf die IKT-basiert zugegriffen werden kann (Smart Home/Building/Office), erlauben eine (im Vergleich zu vor wenigen Jahren) einfachere, kostengünstigere, weniger zeitaufwändige und mitunter automatisierte Verschiebung elektrischer Lasten. Die KundInnen als AdressatInnen und AnbieterInnen der Lastverschiebung sowie Netzbetreiber oder Lieferanten als Nachfrager der Lastverschiebung sind die wichtigsten Marktteilnehmer am Lastverschiebungsmarkt.

1.1 Problemstellung

Flexible Tarife zielen (hier) auf die Realisierung einer Lastverschiebung ab, wobei die Lastverschiebung im Projekt Flex-Tarif als einziges strategisches Ziel der flexiblen Tarife angesehen werden kann.¹ Dagegen steht der Lastverschiebung eine Mehrzahl von strategischen, übergeordneten Zielsetzungen gegenüber:

- Generell ist in den vergangenen Jahren eine Steigerung des Stromverbrauchs zu verzeichnen (2002 bis 2012: 17% Steigerung).² Die Verbrauchssteigerung stellt die Notwendigkeit eines Ausbaus der Verteil- und Übertragungsnetze in den Raum.
- Die bedeutendste Problemstellung ist die rasche Veränderung der Stromerzeugungs- bzw. Einspeisestrukturen. Volatile und/oder dezentrale Erzeugungsanlagen machen

¹ ExpertInnen weisen auch auf die Imagewirkung und Produktdifferenzierung durch neue Preismodelle von Lieferanten hin, die aktuell nicht zwingend strategische bzw. systemrelevante Zielsetzungen verfolgen.

² Statistik Austria (2013): Bilanz der elektrischen Energie. Erstellt am 16.12.2013.

einen steigenden Anteil an der Stromproduktion aus. Es gilt, diese Strommengen optimal zu verwenden, während die Versorgungssicherheit gewährleistet bleibt und ein durch diese Erzeuger bedingter Ausbau des Stromnetzes verzögert oder weitgehend vermieden wird.

1.2 Das Projekt Flex-Tarif

Vorangehende Projekte stellen klar, dass Lastverschiebungspotenziale vorhanden sind (vgl. Kapitel 2.1). Vom reinen Vorhandensein von Lastverschiebungspotenzialen bis zu deren Realisierung sind viele Schritte zu setzen, welche aber u.a. aufgrund sozialer, rechtlicher, ökonomischer und/oder technischer Barrieren nicht oder nur schwer durchgeführt werden können.

Flex-Tarif analysiert die Effektivität von flexiblen Tarifen bei KundInnen (Haushalte, Gewerbe und Industrie) zur Erreichung der strategischen Ziele der Lastverschiebung,³ wobei insgesamt 15 Varianten wie z.B. lastabhängige, zeitabhängige, dynamische, schaltbare und Eventtarife betrachtet werden.

„Tarife“ bzw. „Tarifmodell“ wird hier als Überbegriff für die Ausgestaltung des Netzentgelt- und/oder Energiepreismodells verwendet.

Zunächst findet eine Analyse der unterschiedlichen Auswirkungen eines Tarifs auf die strategischen Zielsetzungen der Lastverschiebung im Rahmen von Smart Grids statt. Die Aspekte Versorgungssicherheit, Verzögerung des Netzausbaus, Integration erneuerbarer Energien und Verbesserung von Energieeffizienz werden im Projekt als Zielsetzungen für ein Smart Grid identifiziert (vgl. Projektbericht 3/9).

In einem weiteren Schritt werden die Möglichkeiten der KundInnen, überhaupt auf die Anreize eines flexiblen Tarifmodells reagieren zu können, untersucht. Um eine Last verschieben zu können, sind die grundsätzliche Möglichkeit und Bereitschaft der Kunden Energiedienstleistungen zu verschieben erforderlich und eventuell eine Automatisierung und moderne Geräte, kundInnenseitige Speicher und v.a. eine effektive Kommunikation in Richtung der KundInnen (Übermittlung der aktuellen Tarifinformationen) zielführend.

Neben einer rechtlichen Betrachtung von flexiblen Tarifen, v.a. von flexiblen Netzentgelten, weist das Projekt auch auf die Bedeutung der Segmentierung der KundInnen hinsichtlich ihrer Motivation und Interessen (d.h. Umstieg auf neuen Tarif und Durchführung der Lastverschiebung) hin und zeigt die mit den Tarifen verbundenen Verteilungseffekte auf.

2 Rahmenbedingungen

2.1 Lastverschiebungspotenziale bestehen⁴

Das Projekt Flex-Tarif zielt darauf ab, die Wege, Möglichkeiten und Restriktionen der Realisierung vorhandener Lastverschiebungspotenziale bei allen Kundengruppen zu beleuchten. Kein Ziel ist, Lastverschiebungspotenziale (neu) zu berechnen. Zur Darstellung,

³ In den Arbeitsdefinitionen im Projektbericht 3/9 werden als strategische Ziele der Lastverschiebung die Integration volatiler erneuerbarer elektrischer Energie, die kurzfristige Versorgungssicherheit, die Vermeidung bzw. Verzögerung des Netzausbaus und die energetische Energieeffizienz abgeleitet.

⁴ Textteile dieses Kapitels wurden aus dem Vorgänger-Projekt „LoadShift“ entnommen, an dem die Autoren maßgeblich beteiligt waren.

dass Lastverschiebungspotenziale in Österreich vorhanden sind, wird auf die Vorgänger-Studie „LoadShift“⁵ zurückgegriffen. Im Projekt LoadShift wurden die Potenziale der Verschiebung der Elektrizitätsnachfrage erhoben und die ökonomischen, technischen, rechtlichen und organisatorischen Aspekte dieser Verschiebung analysiert. Das Projekt untersuchte die Potenziale dabei getrennt für die Sektoren Industrie, gewerbliche Anwendungen, Haushalte und kommunale Infrastruktur, liefert konsistente Schätzungen für den Aufwand verschiedener Grade der Potenzialausschöpfung und leitet Kostenkurven für Österreich ab.

2.1.1 Lastverschiebung in der Industrie

„LoadShift“ analysierte Prozesse und Anwendungen in sieben Industriezweigen in Österreich hinsichtlich ihrer Lastverschiebungspotenziale.⁶ Die betrachteten Produktionsbereiche weisen unterschiedlich geeignete Voraussetzungen für Lastverschiebung auf. Die in Abbildung 2-1 folgende Kostenkurve wurde dabei im Projekt LoadShift abgeleitet. Zu realistischen Kosten von 200,- Euro sind etwas mehr als 200 MW zu realisieren.

Im ebenfalls im Projekt LoadShift verfassten „Hemmniskatalog“,⁷ der Barrieren und Restriktionen der Realisierung der Lastverschiebung in einem Sektor auflistet, sind für die Industrie überblicksmäßig folgende Hemmnisse gelistet:

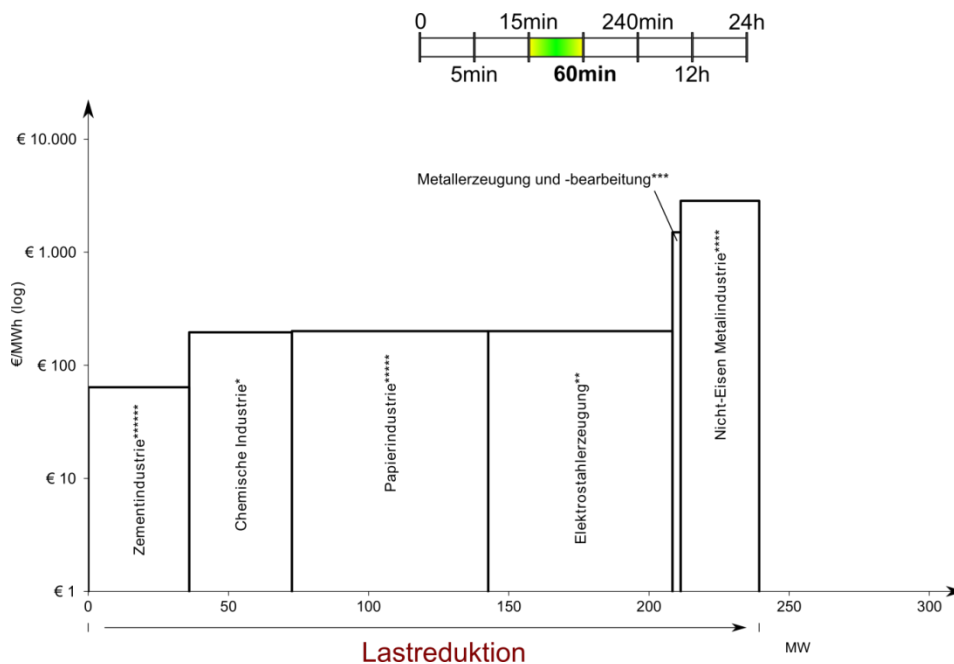
- Komplexität der Prozesstechnik
- Zusammenspiel von IKT und Netzbetrieb
- Hürden im Marktbereich
- Kenntnisstand über Lastmanagement
- Organisatorische & systemische Herausforderungen an den Betrieb
- Unsicherheit der wirtschaftlichen Betrachtung
- Mangelnde gesellschaftliche Akzeptanz

⁵ Kollmann A., de Bruyn K., Moser S., Schmidthaler M., Amann C., Elbe C., Schmutzner E., Kraußler A., Reinhofer-Gubisch M., Pucker J., Frantes B. (2014): LoadShift – Lastverschiebung in Haushalten, Industrie, Gewerbe und kommunaler Infrastruktur – Potenzialanalyse für Smart Grids. Endbericht, 2014.

⁶ Ebenda, Arbeitspapier 4/9.

⁷ Ebenda, Arbeitspapier 9/9.

Abbildung 2-1: Cost Curve Sektor Industrie (16-59 min). Quelle: LoadShift.⁸



*Chemische Industrie: Über den Jahresstromverbrauch gewichtete durchschnittliche Kosten berechnet aus den Kosten pro MW.

**Elektrostahl: Die österreichweit erhobenen Lastverschiebungspotenziale sind vor allem in Hinblick auf die hohe Wertschöpfung in diesem Sektor nur unter Bereitstellung adäquater Anreizstrukturen möglich. Eine Ausschöpfung eines Teils des Verlagerungspotenzials ist zu Kosten von rund 200 €/MWh möglich.

***Metallerzeugung und -bearbeitung: Die verschiebbare Leistung wurde unter der Annahme eines konstanten Leistungsbedarfs berechnet. Das ausgewiesene Potenzial ist als Untergrenze anzusehen, da vielfach Chargenbetrieb anstelle kontinuierlicher Betriebsweisen angewandt wird. Die Kosten für Lastverschiebungsmaßnahmen stellen mit 1.500 €/MWh aus aktueller Sicht kaum realisierbare ökonomischen Grenzen der Anreizbereitstellung dar.

****Nichteisenmetalle: Unternehmen im Sektor Nichteisen-Metalle weisen eine große Heterogenität auf. Das gesamtstaatliche Energieverschiebepotenzial wird von 800 bis 7.200 MWh p.a. identifiziert. Je nach Ausgestaltung des Anreizsystems steht dieses Potenzial zu Kosten von rund 2.850 €/je MWh zur Verfügung. Auf die eingeschränkte Vergleichbarkeit der Kostenstruktur sei beispielsweise im Vergleich zum Leitmarkt Deutschland hingewiesen.

*****Papierindustrie: Betrachtet wurden Prozesse am Holzplatz, in der Altpapieraufbereitung und bei der Holzstoffherstellung.

*****Zementindustrie: Annahme der Verschiebbarkeit von 12 % (Verlagerbare Energie/Strombedarf) des Jahresstromverbrauchs berechnet aus den deutschen Werten für Zement und Rohrmühlen (Klobasa et al., 2009). Wert für Steine, Erden, Glas aus der Cost Curve von Berger et al. (2012).

2.1.2 Lastverschiebung im Gewerbe

Bei der Analyse des Potenzials im Gewerbe im Rahmen von LoadShift⁹ gehen die Autoren v.a. auf die Lebensmittelkühlung sowie die Konditionierung von Dienstleistungsgebäuden ein. Signifikante 60 Minuten-Potenziale sind feststellbar, aber eng mit den Rahmenbedingungen verknüpft. Daher lassen sich auch mangels Detailinformationen für Dienstleistungsgebäude keine Kosten angeben. Für die Lebensmittelkühlung liegen Kosten in der hohen Bandbreite von 25 – 280 €/MWh vor.

⁸ Ebenda, Arbeitspapier 0/9.

⁹ Ebenda, Arbeitspapier 5/9.

2.1.3 Lastverschiebung in der kommunalen Infrastruktur

Im Projekt LoadShift¹⁰ wurde weiters die kommunale Infrastruktur hinsichtlich bestehender Lastverlagerungspotenziale beleuchtet. Abwasserreinigungsanlagen weisen im Zeitraum bis zu 60 Minuten nur Verschiebungspotenziale von 2-3 MW in ganz Österreich auf, kurzzeitiger (bis 15 min) stehen aber 21-26 MW zu Kosten von 80-170 Euro/MWh zur Verfügung.

Anhand eines Fallbeispiels stellen die Autoren fest, dass aktuell noch keine ökonomischen Anreize für Investitionen in die Flexibilisierung von Wasserversorgungssystemen vorliegen. Jedoch konnte auch gezeigt werden, dass Flexibilitäten grundsätzlich vorliegen und eventuell im Zuge zukünftiger innovativer Geschäftsmodelle, bspw. durch das Pooling der Anlagen mehrerer Gemeinden, genutzt werden könnten.

2.1.4 Lastverschiebung in Haushalten

Das Potenzial für den Bereich Haushalte wurde im Rahmen des Projekts LoadShift¹¹ durch die nunmehrigen Projektpartner in Flex-Tarif berechnet.

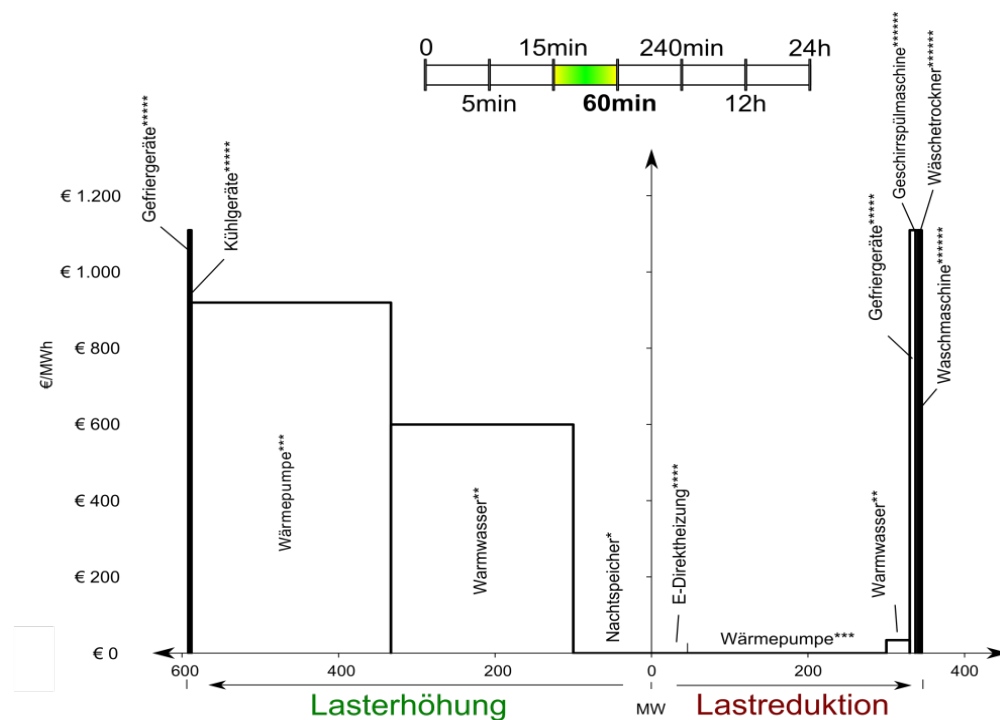
Für die Lastverschiebung in Haushalten wurden nur jene Anwendungen betrachtet, die in Relation zum durchschnittlichen jährlichen Gesamtstromverbrauch relevant sind. Bei den Potenzialen ist klar ersichtlich, dass thermische Anwendungen für Heizung und Warmwasser die höchsten Potenziale aufweisen (Abbildung 2-2). Bei diesen wurden potenzielle Komforteinbußen bereits bei der Potenzialberechnung beachtet und das beschriebene Lastverschiebungspotenzial erfordert daher keine Verhaltensänderung. Auch wenn diese thermischen Anwendungen das Potenzial anderer Geräte wie Waschmaschine, Trockner, Geschirrspüler, Kühl- und Gefriergeräte deutlich übersteigen, sind letztere nicht zu vernachlässigen, speziell dann, wenn sie über ein Smart Home System automatisch geschaltet werden können.

Die Geräte von Haushalten befinden sich im Gegensatz zu den einzelnen bzw. großen, v.a. industriellen Potenzialen im Niederspannungs- bzw. Verteilnetz. Gilt es nicht, generell große Windenergieparks oder Photovoltaikanlagen zu integrieren oder das Gesamtnetz zu stabilisieren (Frequenz), sondern geht es um die Power Quality im Verteilnetz, so sind eventuell auch kleinere Lasten zur Laststeuerung im Netz von Interesse. Sind die Technologien des Smart Homes zukünftig besser etabliert und Alltagsanwendungen, so sind die Potenziale zu geringen Kosten nutzbar.

¹⁰ Ebenda, Arbeitspapier 7/9.

¹¹ Ebenda, Arbeitspapier 6/9.

Abbildung 2-2: Kostenkurve für den Sektor Haushalte (16-59 min), Quelle: Werte gemäß Arbeitspapier 6/9 Haushalte.



* Nachtspeicherheizungen werden definitionsgemäß primär nachts geladen. Da es sich nachts um einen Zeitraum mit schwachen Lasten und geringen Energiepreisen handelt, wird hier kein Erfordernis zur Last- oder Verbrauchsreduktion angenommen. Eine (beschränkte) Lasterhöhung kann tagsüber durch Freischaltung des Zählers und entsprechendes, teilweises Nachladen der Geräte erfolgen.

** Die Warmwasserbereitung kann zu einer Lastreduktion nur in dem Ausmaß beitragen, in dem Boiler zum jeweiligen Zeitpunkt betrieben werden. Eine Abschaltung wäre nach Installation eines Zweitählers möglich. Ist der Zähler freigeschalten, ist eine Aufheizung aller nicht sowieso in Betrieb befindlichen Warmwasser-Boiler möglich. Zur Aktivierung ist eine reine Freischaltung nicht ausreichend und es bedarf einer Ansteuerung über IKT.

*** Wärmepumpen werden schon aktuell am schaltbaren Zweitstromzähler installiert. Eine Lastreduktion kann durch Abschaltung des Zählers erfolgen. Ist dieser freigeschalten, ist eine Aufheizung aller nicht sowieso in Betrieb befindlichen Wärmepumpen möglich. Zur Aktivierung ist jedoch eine reine Freischaltung des Zählers nicht ausreichend und es bedarf einer Ansteuerung über IKT.

**** Elektrodirektheizungen haben keinen integrierten Wärmespeicher. Aufgrund eines angenommenen Dauerbetriebs wird kein Lasterhöhungspotenzial attestiert. Eine (begrenzte) Lastreduktion ist jedoch über einen schaltbaren Zweitstromzähler möglich.

***** Kühl- und Gefriergeräte eignen sich nur bei Verfügbarkeit ausreichender IKT (Smart Home) zur Lasterhöhung und -reduktion, da manuelle Schaltungen mit Unsicherheiten (z.B. Verderb von Lebensmitteln) verbunden sind. Für Kühlgeräte liegt nach einer Stunde kein Lastreduktionspotenzial vor.

***** Ungeladene Waschmaschinen, Wäschetrockner und Geschirrspüler stehen nicht für eine Einschaltung zur Verfügung (kein Lasterhöhungspotenzial). Tageszeitabhängig können zur Lastreduktion deutlich höhere Potenziale zur Verfügung stehen. Es ist anzunehmen, dass über ein Smart Home auch Waschmaschinen, Wäschetrockner und Geschirrspüler, elektrische Heizsysteme bzw. Wärmepumpen oder die Warmwasserbereitung angesteuert werden können, womit die Kosten pro MWh sinken würden und ein umfassender Zugang zu allen relevanten Haushaltsgeräten möglich ist.

2.2 Smart Metering als Voraussetzung für flexible Tarife

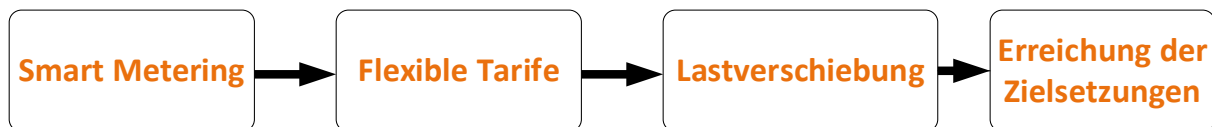
Flexible Tarife, welche zur praktischen Umsetzung eine zeitgenaue Aufzeichnung der Verbrauchs- oder Lastdaten, die zur Abrechnung heranziehbar sind, erfordern, sind ohne Smart Meter nicht wirtschaftlich realisierbar.¹² Einige flexible Tarife können schon aktuell mit den üblichen Ferrariszählern abgerechnet werden. Hierzu zählen v.a. schaltbare und Tag-

¹² Dies trifft v.a. auf nicht lastgemessene KleinkundInnen z.B. mit einfachen Ferrariszählern zu.

Nacht-Tarife. Die Aufzeichnung und Abrechnung von Echtzeittarifen, zeitlich feiner gegliederten zeitabhängigen Tarifen (Time of Use) und Event-Tarifen ist jedoch ohne Smart Meter nicht wirtschaftlich möglich (Quelle: ExpertInneninterviews sowie Kollmann et al., 2013).¹³

Kausal folgt aus der nicht möglichen Verrechnung der (relevanteren) flexiblen Tarife, dass flexiblen Tarife nicht angeboten werden (können), folglich kundInnenseitig keine Lastverschiebung durchgeführt wird und wiederum in Folge die strategischen Zielsetzungen¹⁴ einer Lastverschiebung im Smart Grids nicht erreicht werden können (Abbildung 2-3).

Abbildung 2-3: Smart Metering als Voraussetzung für flexible Tarife, die Realisierung der Lastverschiebung und die Erreichung der Zielsetzungen eines Smart Grids.

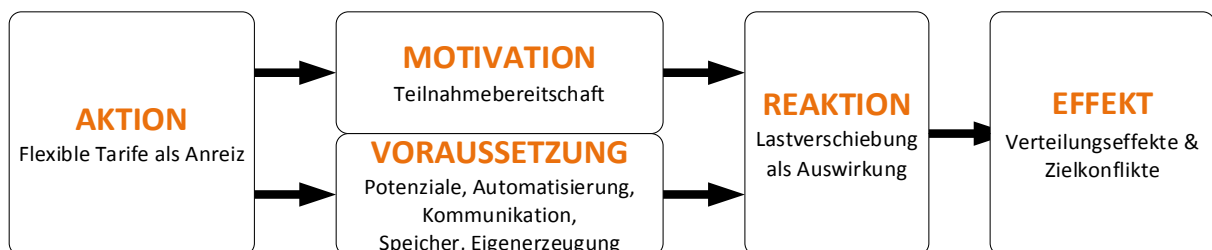


2.3 Wirkweise flexibler Tarife

2.3.1 Vom theoretischen zum realen Lastverschiebungspotenzial

Primäres Themenfeld von Flex-Tarif sind die Voraussetzungen und Barrieren für die Realisierung eines vorhandenen Lastverschiebungspotenzials. Diese sind überblicksmäßig in Abbildung 2-4 illustriert.

Abbildung 2-4: Ablauf der Realisierung von Lastverschiebungspotenzialen. Quelle: Eigene Abbildung.



Aktion: Flexible Tarife können für KundInnen einen von einem Netzbetreiber, Lieferanten oder eingebundenen Dritten gesetzten Anreiz zur Lastverschiebung darstellen. Es ist vorerst nachrangig, ob die Last von den KundInnen selbst verschoben wird oder durch einen anderen Akteur. KundInnen sind Haushalte, Gewerbe und die Industrie. Als Anreiz sind nicht nur monetäre Anreize zu werten, sondern auch nicht-monetäre (z.B. ökologische oder

¹³ Kollmann A., Moser S., de Bruyn K., Schwarz M., Fehringer K. (2013): Smart Grids Begleitforschung: Smart Metering im Kontext von Smart Grids. Studie im Auftrag des BMVIT. Energieinstitut an der JKU Linz, Linz, Dezember 2013.

¹⁴ In den Arbeitsdefinitionen im Projektbericht 3/9 werden als strategische Ziele der Lastverschiebung die Integration volatiler erneuerbarer Elektrizität, die kurzfristige Versorgungssicherheit, die Vermeidung bzw. Verzögerung des Netzausbaus und die energetische Energieeffizienz abgeleitet.

soziale),¹⁵ die mit dem Tarif (und der damit verfügbaren Information zur Verhaltensoptimierung) einhergehen.

Motivation: Die Teilnahmebereitschaft von KundInnengruppen unterscheidet sich. Es gilt zu analysieren, welche KundInnengruppen interessant und welche KundInnengruppen interessiert sind.

Voraussetzungen: Es können selbst von gewillten (z.B. umweltbewussten) KundInnen keine Lasten bzw. Verbräuche sinnvoll verschoben werden, wenn sie kein Potenzial haben oder keine Informationen, wie und wann sie die Last bzw. den Verbrauch verschieben sollen. Automatisierung, kundInnenseitige Speichermöglichkeiten (z.B. Batterien oder thermische Speicher wie Boiler) und Eigenerzeugung (v.a. PV) spielen eine wesentliche Rolle für das Potenzial.

Reaktion: KundInnen reagieren auf die Anreize, soweit die Aspekte Motivation und Voraussetzungen dies ermöglichen oder herausfordern.

Verteilungseffekte: Aufgrund der unterschiedlichen Möglichkeiten von KundInnen, auf flexible Tarife zu reagieren und in Folge von diesen zu profitieren, ist eine Besser- bzw. Schlechterstellung von bestimmten KundInnengruppen zu erwarten.

Zielkonflikte ergeben sich hinsichtlich der möglichen Zielsetzungen einer Lastverschiebung, z.B. konterkarieren die Interessen von Netzbetreiber und Lieferant in manchen Situationen (vgl. Kapitel 2.4).

2.3.2 Technische Möglichkeiten zur kundInnenseitigen Lastverschiebung

Grundsätzlich lassen sich drei **Punkte der Einflussnahme mittels flexiblen Tarifen** ableiten.

- Die erste Möglichkeit zur Einflussnahme bietet eine Zu- oder Abschaltung bzw. Begrenzung des Stromflusses über den Stromzähler. Hier hat der Kunde bzw. die Kundin nur einen beschränkten Einfluss, sobald er/sie sich für ein bestimmtes Tarifmodell entschieden hat.
- Die zweite Möglichkeit zur Einflussnahme bietet die direkte Bereitstellung entsprechender Informationen und/oder Anreize an die KundInnen selbst, die dann eigenverantwortlich Geräte in oder außer Betrieb nehmen.
- Die dritte Möglichkeit zur Einflussnahme bietet die direkte (Fern-)Steuerung eines Geräts durch den Verteilernetzbetreiber oder einen Lastmanager, wobei der Kunde bzw. die Kundin diese Steuerung freigeben muss (z.B. durch Anschluss an einen anderen Stromkreis oder durch Abschaltung der Automatisierung).

Somit können folgende Möglichkeiten des Zugriffs auf Zähler oder der Information der KundInnen genannt werden:

- Netzbetreiber könnten, sofern dies z.B. über die Regulierung gedeckt oder durch andere Gesetzgebung sogar gefordert wird, direkt auf Zähler der KundInnen zugreifen. Die Schaltbarkeit findet v.a. bei Sekundär- oder gerätspezifischen Stromkreisen (d.h. kaum am Hauptzähler) Anwendung. Damit hat der Netzbetreiber im Rahmen der Regulierung, der Gesetzgebung und/oder des angebotenen Tarifs die

¹⁵ Als ökologischer Anreiz ist z.B. eine anteilmäßige Steigerung des Verbrauchs erneuerbarer Energien zu identifizieren. Beispiele für soziale Anreize können soziale Normen („verschwende keine Energie“) oder „Vorzeigetaten“ (z.B. Imagewirkung von modernen Geräten oder Produkten) sein.

Möglichkeit, Lasten am Zähler frei- oder abzuschalten bzw. zu kontrollieren. Befindet sich hinter dem Zähler (im jeweiligen Augenblick) keine nachgefragte Last,¹⁶ ist auch keine Zuschaltung dieser Last möglich.

- Netzbetreiber haben im Rahmen der Regulierung, der Gesetzgebung und/oder des angebotenen Tarifs die Möglichkeit, KundInnen durch Preissignale¹⁷ oder Geräte durch Steuersignale¹⁸ zu beeinflussen.
- Lieferanten haben die Möglichkeit, KundInnen durch Preissignale¹⁹ oder Geräte durch Steuersignale²⁰ zu beeinflussen. Lieferanten haben nicht die Möglichkeit, Zähler des Kunden zu schalten.

In den ExpertInneninterviews (zur Methode vgl. Arbeitspapier 3/9) wird klar, dass die erste Möglichkeit primär bzw. nach heutigem Stand exklusiv den Netzbetreibern zuzurechnen ist. Die zweite Möglichkeit wird vorrangig von den Lieferanten als Umsetzungsmöglichkeit in den kommenden Jahren angesehen bzw. sind solche Tarifmodelle schon verfügbar (vgl. „Smart Meter Tarif“ der ENAMO GmbH²¹). Die dritte Möglichkeit bedingt, dass weitgehend auf automatische Abläufe zurückgegriffen werden kann, um die Opportunitätskosten gering zu halten. Als Übergangsvariante zwischen zweiter und dritter Möglichkeit sind aktuelle Konzepte zur Teilnahme von industriellen GroßkundInnen am Regelenergiemarkt anzusehen.

Unterschiedliche Motivatoren beeinflussen den Netzbetreiber und den Lieferanten, ihren KundInnen flexible Tarife anzubieten: Der Fokus des Netzbetreibers liegt auf dem stabilen Betrieb des Netzes im Rahmen der Kapazitäten. Der Fokus des Vertriebs liegt auf einem möglichst kosteneffektiven Verhältnis aus Stromeinkauf, Stromverkauf und Ausgleichsenergie.

2.4 Ziel- bzw. Interessenskonflikte bei der Tarifwirkung

2.4.1 Exklusive Verhaltensänderung

Die Interessen von Netzbetreiber oder Lieferanten können divergieren. Entsprechend setzen sie Anreize, die KundInnen auffordern, seine Last zu senken oder zu erhöhen. Senkt oder erhöht der/die einzelne Kund/in nun seine/ihre Last, folgt er/sie damit einer der beiden Interessen. Divergieren also die Interessen, ist die Verhaltensänderung der einzelnen KundInnen exklusiv zunutze eines Akteurs.

¹⁶ Als Beispiele lassen sich vollständig geladene Warmwasserspeicher oder Nachtspeicherheizungen anführen bzw. elektrische Heizsysteme im Sommer: Wird der Zähler dann vom Netzbetreiber freigeschaltet, führt dies zu keiner Lasterhöhung.

¹⁷ Vgl. nach Tag und Nacht bzw. Sommer und Winter unterscheidende Entgeltfestsetzung für manche Entgeltvarianten in der Systemnutzungsentgelte-Verordnung 2012-Novelle 2014.

¹⁸ In ExpertInneninterviews wird dargestellt, dass der Netzbetreiber alle ihm möglichen Mittel zur Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit anwenden darf. Hätte ein Netzbetreiber also die Möglichkeit zur Schaltung von Geräten, wäre dies im Extremfall erlaubt.

¹⁹ Vgl. bereits aktuell HT/NT-Preismodelle oder den Smart-Meter-Tarif der ENAMO GmbH.

²⁰ Z.B. im Rahmen eines Smart Homes, das webbasiert Steuer- oder Preissignale an den angeschlossenen Geräten verarbeitet.

²¹ ENAMO (k.D.): Preisinformation Smart Meter für Privatkunden. http://www.linzag.at/cms/media/linzagwebsite/dokumente/wohnungenergie_1/strom_3/strom_neu_172_012/Privatstrom_SMART.pdf (2014-09-23).

2.4.2 Ziel- bzw. Interessenskonflikte

KundInnen sind AnbieterInnen der Lastverschiebung und Netzbetreiber sowie Lieferanten sind Nachfrager der Lastverschiebung. Die monetären und nicht-monetären Interessen der Angebotsseite (KundInnen) werden vorerst nicht beachtet. Es sind die folgenden Interessenslagen von Netzbetreiber und Lieferant gegeben:

- Netzbetreiber verfolgen die Zielsetzung einer effizienten Versorgungssicherheit. Es ist ihre gesetzliche Aufgabe, die Qualität des Produkts Strom zu gewährleisten (Power Quality) und die Versorgung mit diesem sowohl kurzfristig (Ausfallvermeidung) als auch langfristig (Netzausbau) zu gewährleisten. Die Einflüsse auf die Zielsetzungen sind primär physikalischer und oftmals sehr lokaler Natur.
- Lieferanten verfolgen die Zielsetzung einer effizienten Versorgung. Allgemein gilt, dass es ist ihre betriebswirtschaftliche Zielsetzung ist, Umsätze zu generieren und Kosten zu senken,²² wobei auch nicht-monetäre Kosten und Nutzen (z.B. Imagewirkung) zu beachten sind. Daraus leitet sich ein Anreiz zu einem verstärkten Absatz günstiger Elektrizität,²³ einem verringerten Absatz (sehr) teurer Elektrizität und einer Minimierung des Ausgleichsenergiebedarfs ab. Die Einflüsse auf die Zielsetzungen sind primär marktgetrieben und meist überregionaler Natur.

In vielen Situationen sind die Interessenslagen der Netzbetreiber und der Lieferanten kongruent. Dies muss jedoch nicht in allen Situationen der Fall sein. Dann führen Anreize eines Akteurs zu Lastverschiebungen der KundInnen, die den Interessen des anderen Akteurs entgegenwirken. KundInnen reagieren auf die Kombination der aktuellen Kosten der Komponenten Netz und Energie. Divergieren die Interessen von Netzbetreiber und Lieferant, so kann die Last bzw. der Verbrauch der KundInnen nur einer Interessenslage folgen.

Beispiele:

- Der Lieferant würde in einer Situation, in der Strom aufgrund einer starken Einspeisung aus volatilen Quellen zu günstigen Preisen zur Verfügung steht, Anreize für einen weiteren Mehrverbrauch setzen, während aber vielleicht in bestimmten Netzabschnitten keine Übertragungskapazitäten mehr zur Verfügung steht und der Netzbetreiber daher Verbrauch und/oder Einspeisung reduzieren möchte.
- Der Lieferant würde in einer Situation, in der Strom aufgrund einer sehr geringen Einspeisung aus volatilen Quellen nur zu teuren Preisen zur Verfügung steht, Anreize für einen Wenigerverbrauch setzen, während aber in den meisten Netzabschnitten freie Übertragungskapazitäten zur Verfügung steht und der Netzbetreiber daher Verbrauch und/oder Einspeisung zulassen und begünstigen könnte.

Die Beeinflussung der KundInnen zur Lastverschiebung erfolgt durch monetäre Anreize, also durch (flexible) Netzentgelte und/oder (flexible) Preise für die Energiekomponente. Divergieren die Interessen und die über Entgelte und Preise gesetzten Anreize von Netzbetreiber und Lieferant, so kann die Gesamtlast auf KundInnenseite schlussfolgernd nur einem der beiden Interessen folgen.

²² Zur theoretischen Gewinnmaximierung bzw. Kostenminimierung von Unternehmen siehe Pindyck R., Rubinfeld D. (2009): Mikroökonomie. 7. Auflage. Pearson Studium. ISBN 9783827372826.

²³ Ceteris paribus implizieren eine Mehreinspeisung von volatiler erneuerbarer Elektrizität geringere Großhandels- bzw. Marktpreise und eine Wenigereinspeisung höhere Großhandels- bzw. Marktpreise.

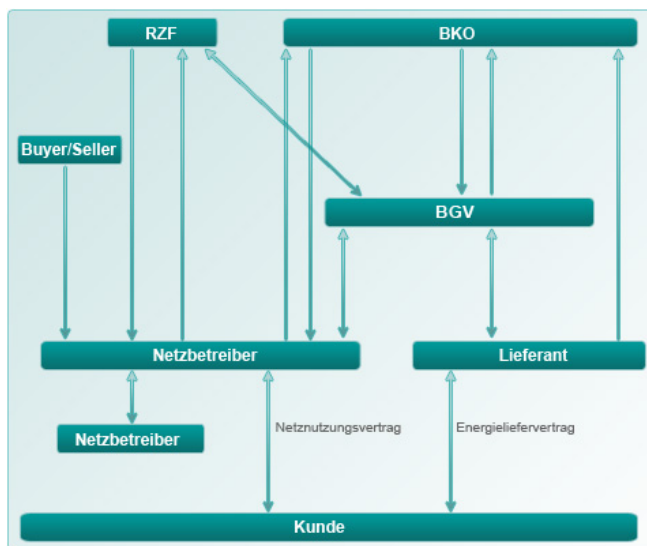
Dennoch lässt sich aus dem deutschen E-Energy-Programm ableiten, dass sich aus divergierenden Interessen nur selten kritische Situationen ergeben. Aufgrund von Preiselastizitäten von nur 0,11²⁴ ist auch bei drastischen Preissenkungen nur eine relativ geringe Erhöhung der Verbrauchsmenge zu erwarten (Karg et al., 2013, S.161f).²⁵ Wie beschrieben kann die Situation dann kritisch sein, wenn bereits hohe Lasten im Netz gegeben sind und auch geringe Steigerungen die Versorgungssicherheit gefährden würden.

2.4.3 Liberalisierung und Unbundling

Nur kurz sei auf die mit der Liberalisierung des Strommarkts einhergehende Entflechtung (das Unbundling) eingegangen: Die von der EU vorangetriebene Liberalisierung erbrachte eine Regulierung des monopolistischen Netzbetreibers und eine Marktöffnung für quasi alle anderen wesentlichen Akteure am Strommarkt. Von den ExpertInnen wurde auch darauf eingegangen, dass ein nicht entflochtenes EVU eine Zusammenführung der Interessen eines Netzbetreibers und eines Lieferanten bedeuten würde; daher sei erwähnt, dass im Projekt Flex-Tarif ein entflochtener Strommarkt, also eine strikte Trennung von Netzbetreiber und Lieferant sowie den damit verbundenen gesetzlichen Grundsätzen, als Gegebenheit angesehen und eine Optimierung unter diesen gegebenen Bedingungen angestrebt wird.

Eine schematische Darstellung des Strommarktes in Österreich bietet die folgende, auf der Website des österreichischen Regulators bereitgestellte Grafik (Abbildung 2-5). Daraus geht deutlich hervor, dass KundInnen nur in direktem Kontakt mit Netzbetreiber und Lieferant stehen. Diese sind also die Interessenten bzw. Initiatoren einer Lastverschiebung und damit neben den KundInnen die wesentlichen Akteure.

Abbildung 2-5: Schematische Darstellung der Akteure des Strommarktes in Österreich. Wesentlich für Flex-Tarif ist, dass KundInnen nur in Beziehung zu Netzbetreiber und Lieferant stehen. RZF = Regelzonenführer, BKO = Bilanzgruppenkoordinator, BGV = Bilanzgruppenverantwortlicher. Quelle: E-Control (2014).²⁶



²⁴ Preiselastizität der Nachfrage, $e = 0,11$: die verbrauchte Menge reduziert sich bei einer Preisverdoppelung um 11%.

²⁵ Karg L., Kleine-Hegermann K., Wedler M., Jahn C. (2013): E-Energy Abschlussbericht. Ergebnisse und Erkenntnisse aus der Evaluation der sechs Leuchtturmprojekte. B.A.U.M.

²⁶ E-Control (2014): Der Strommarkt in Österreich. Homepage der E-Control. <http://www.e-control.at/de/marktteilnehmer/strom/strommarkt> (2014-09-19).

2.4.4 Dominanz der Versorgungssicherheit in kritischen Situationen

Flexible Kosten für die beiden Strompreiskomponenten „Netz“ und „Energie“ führen zu einer Flexibilität des Verbrauchs bzw. der Last. Es ist auf Basis einer Betrachtung der Anreize und der Ergebnisse der ExpertInneninterviews davon auszugehen, dass in akut netzkritischen Situationen (oder zur Vorbeugung dieser) eine Dominanz des Netzbetreibers bei der Signalgebung notwendig ist.

KundInnen bewerten die Sicherheit der Versorgung um ein Vielfaches höher als aktuelle Marktpreise. Dies wurde in Schmidthaler et al. (2012)²⁷ sowie Reichl et al. (2013)²⁸ auf Basis einer Erhebung der Ausfallkosten von Unternehmen, Einrichtungen und Institutionen sowie der Zahlungsbereitschaft von Haushaltskunden zur Vermeidung von Versorgungsunterbrechungen erhoben. Netzbetreiber kommen durch den Erhalt der Versorgungssicherheit ihren gesetzlichen Verpflichtungen nach. Für Lieferanten ist die Versorgungssicherheit ebenso Maxime, da ansonsten keine Lieferung möglich ist.

Es ist abzuleiten, dass

- in nicht kritischen Netz-Situationen weitgehende Freiheit für alle Akteure bestehen soll, wie sie Anreize setzen bzw. Lasten und Verbräuche verschoben werden.
- in kritischen Netz-Situationen ein exklusives Recht des Netzbetreibers gegeben sein soll, Lasten soweit möglich und nötig zu beeinflussen.
- in Situationen der Absehbarkeit aufkommender kritischer Netzzustände erscheint es sinnvoll, wenn der Netzbetreiber die Anreize anderer Akteure beschränken kann, d.h. die Interessen der Marktseite zurückgedrängt werden.

Diese situationsabhängige Vorgehensweise hat über das vom Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft vorgeschlagene „Ampelkonzept“ Bekanntheit erlangt. Das Ampelkonzept teilt die drei Situationen in die Phasen grün, gelb und rot und sieht ähnliche Vorgaben zur Interessensdurchsetzbarkeit der Akteure vor (vgl. 2.4.5).

2.4.5 Das Ampelkonzept (BDEW, 2013)²⁹

Wenn bei EndkundInnen eine Lastverschiebung realisiert wird, so folgen diese den tariflichen Informationen bzw. Anreizen (bzw. der Fernsteuerung) des Netzbetreibers oder eines anderen Akteurs (v.a. des Lieferanten). Die Interessen von Netz und Markt können divergieren; wenn sie divergieren, bedeutet eine Lastverschiebung, dass einem der beiden Interessen nicht nur nicht nachgekommen, sondern zuwider gehandelt wird. Um die Systemstabilität zu gewährleisten, wurde im deutschen Smart Grids-Forschungsprogramm E-Energy ein Ampelkonzept entwickelt, das von BDEW (2013, S.15-18) beschrieben wird.³⁰

²⁷ Schmidthaler M., Reichl J., Schneider F. (2012): Der volkswirtschaftliche Verlust durch Stromausfälle – eine empirische Analyse für Haushalte, Unternehmen und den öffentlichen Sektor. Perspektiven der Wirtschaftspolitik, Blackwell Publishing Ltd, 2012, 13, S. 308-336.

²⁸ Reichl J., Schmidthaler M., Schneider F. (2013): The Value of Supply Security: The Costs of Power Outages to Austrian Households, Firms and the Public Sector. Energy Economics 36, S. 256 – 261.

²⁹ BDEW (2013): BDEW-Roadmap – Realistische Schritte zur Umsetzung von Smart Grids in Deutschland. BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. Berlin, 11. Februar 2013. http://www.e-energy.de/documents/BDEW-Roadmap_Smart_Grids.pdf (2014-09-18).

³⁰ BDEW (2013, S.15) weist darauf hin, dass das vorliegende Konzept nicht mit „dem Ampelkonzept „ENTSO-E Regional Alarm and Awareness System (RAAS)“, welches nur auf Netzbetreiber begrenzt ist“, zu verwechseln ist.

Tabelle 2-1: Beschreibung des Ampelkonzepts. Quelle: Text übernommen aus BDEW (2013, S.15-18).

Das Ampelkonzept – Grundsätzliche Regeln für den künftigen Energiemarkt

Das Zusammenwirken aller marktrelevanten Rollen (Lieferanten, Händler, Erzeuger, Speicherbetreiber etc.) und der gesetzlich regulierten Rollen (Netzbetreiber, Messstellenbetreiber etc.) lässt sich anhand eines einfachen Ampelkonzeptes darstellen. Es ist ein verständliches Grundschemata, mit dem die zum Teil komplexen und vielfältigen Wechselwirkungen und Abhängigkeiten zwischen allen Marktteilnehmern, also den Netznutzern und systemverantwortlichen Netzbetreibern, beschrieben werden können.

Ziel des Ampelkonzeptes ist es, die Arbeitsteilung zwischen reguliertem und nicht-reguliertem Bereich bei der Steuerung/Regelung von Einspeisern und Verbrauchern zu definieren, sodass die jederzeitige Systemstabilität und ein freier Markt für intelligente Produkte sichergestellt werden. Die für die Systemstabilität verantwortlichen Netzbetreiber ermitteln den aktuellen und den prognostizierten Zustand ihrer Netzgebiete (drei Ampelphasen: „grün“, „gelb“, „rot“) und informieren hierüber die berechtigten Marktteilnehmer automatisiert und kontinuierlich. Diese nutzen die Informationen, um ihre Geschäftsmodelle optimal abzuwickeln bzw. um neue „intelligente“ Produkte anzubieten.

In der „**grünen Ampelphase**“, der „Marktphase“, liegen keine kritischen systemischen Netzzustände vor. Alle Marktprodukte können ohne Einschränkungen angeboten und nachgefragt werden. Der Markt kann seine Potenziale innerhalb der Energieversorgung über finanzielle Anreize ausschöpfen und damit einen wesentlichen Beitrag zur Integration fluktuierender Einspeisungen leisten. Der Netzbetreiber beobachtet das System. Dies schließt den Einsatz von Regelenergie nicht aus. In der „**roten Ampelphase**“, der „Netzphase“, liegt eine unmittelbare Gefährdung der Netzstabilität und Versorgungssicherheit vor. Der verantwortliche Netzbetreiber muss unmittelbar steuernd oder regelnd in eigene Betriebsmittel und den Markt (Erzeugungs-, Speicher- oder Verbrauchseinheiten) eingreifen. [...]

Die gelbe Phase - intelligentes Zusammenwirken von Netz und Markt

Grundsätzlich soll eine Entlastung der Netzkapazitäten erreicht und Netzausbau vermieden werden, indem Flexibilität im Markt beschafft wird. Übersteigen die Preise für Flexibilität die Kosten des Netzausbaus ist Netzausbau unvermeidlich.

Das intelligente Zusammenwirken von Netz und Markt findet insbesondere in der so genannten „gelben Phase“ statt, in der lokale und globale Systemengpässe, das heißt Engpässe in Verteil- und Übertragungsnetzen, durch alle Marktteilnehmer „bewirtschaftet“ und behoben werden. Der Markt kann weiterhin uneingeschränkt stattfinden.

Verteilte dezentrale Erzeugungsstrukturen führen zu komplexen Netzsituationen. [...]

Aus systemischer Sicht ist in der „gelben Phase“ folgender Mechanismus notwendig:

Der Netzbetreiber greift auf vertraglich zugesicherte Flexibilität zu (Erzeuger, Lasten, Speicher, etc.). [...] Im Ergebnis können Netznutzer ihr Verhalten anpassen und von der Beteiligung an der Sicherung der Systemstabilität profitieren. Zwangseingriffe gegenüber den Netznutzern gibt es hingegen während der gelben Phase nicht.

BDEW (2013) schließt mit der wesentlichen Aussage, dass die Parameter und Kriterien, über welche die Ampelphasen festgelegt werden, noch zu entwickeln sind.

2.5 Das Produkt Strom – die EN 50160

Das öffentliche Elektrizitätsversorgungsnetz (auch Verbundnetz) ist physikalisch, aus Gründen der Übertragungseffizienz sowie Betriebs- und Ausfallssicherheit, in mehrere Spannungs- und Umspannungsebenen (NE = Netzebenen) aufgeteilt:

- NE1 – Höchstspannungsebene (HHS > 150 kV, typ. 380 kV)
- NE2 – Umspannung von Höchst- auf Hochspannung (Direktanbindung von Verbrauchern bzw. Erzeugern höchster Leistung)
- NE3 – Hochspannungsebene (36 kV < HS ≤ 150 kV, typ. 110 kV)
- NE4 – Umspannung von Hoch- auf Mittelspannung (Direktanbindung von Verbrauchern bzw. Erzeugern hoher Leistung)
- NE5 – Mittelspannungsebene (1 kV < MS ≤ 36 kV, typ. 20 kV)
- NE6 – Umspannung von Mittel- auf Niederspannung (Direktanbindung von Verbrauchern bzw. Erzeugern mittlerer Leistung in der Niederspannung)
- NE7 – Niederspannungs-Verteilnetz-Ebene (NS < 1 kV, typ. 0,4 kV)

Die Übertragung erfolgt im Allgemeinen (bis zu Entfernungen von 400 km) mit Wechselstrom, aufgrund der leichteren und verlustärmeren Transformierbarkeit im Vergleich zu Gleichstrom. Wechselstrom wird in drei Einzelleitern zu einem phasenverschobenen System (Schwingungsmaxima zeitlich versetzt), als Drehstrom bezeichnet, zusammengefasst. Daraus ergibt sich der Vorteil der zusätzlichen Verlust- sowie Kostenreduktion gegenüber drei einzelnen Wechselstromsystemen.

Die Ebenen NE1 bis NE3 werden als Übertragungsnetze bezeichnet, da mit ihnen elektrische Energie über weite Distanzen übertragen werden kann. Ihr ursprünglicher Zweck ist die Übertragung von elektrischer Energie und Ausgleichsenergie sowie die Bereitstellung von Regelleistung, um die Systemstabilität bei unausgewogener Energiebilanz zwischen Erzeugung und Verbrauch zu gewährleisten. Durch die Liberalisierung des Elektrizitätsmarkts wurde dieses Paradigma gebrochen: durch den seither möglichen Handel elektrischer Energie an Strombörsen wird diese nunmehr als Ware hier auch „verteilt“. Diese Aufgabe kommt im Allgemeinen den Ebenen NE5 bis NE7 zu, den sogenannten Verteilnetzen (auch Verteilernetze). Hier wird elektrische Energie zu den jeweiligen, als Übergabestellen definierten, Orten im Netz geliefert, an denen ein Austausch zwischen zwei Vertragspartnern (üblicherweise als Netzbetreiber und Netznutzer bezeichnet) stattfindet.

Dieser Austausch erfolgt unter klar definierten Bedingungen und ist in diversen Normen und Vorschriften geregelt. Zum einen in den technischen und organisatorischen Richtlinien (kurz **TOR**) der zuständigen Elektrizitätsmarkt-Regulierungsbehörde (Energie Control Austria). Diesen Richtlinien müssen sich alle natürlichen oder juristischen Personen (Erzeuger, Netzbetreiber aber auch Kunden) unterwerfen, die am Elektrizitätsmarkt teilnehmen (anbieten, verteilen und beziehen) wollen. Zum anderen regeln einige unverbindliche Normen, die aber allgemein anerkannt sind, die Qualität des Produkts elektrische Energie. Auf nationaler Ebene ist dies vorwiegend die **ÖNORM EN 50160** für die physikalischen Eigenschaften von elektrischer Energie an der Übergabestelle. Des Weiteren wurde die Norm **IEC 61000-4-30** erarbeitet, um den sicheren Zusammenschluss von Erzeugern und Verbrauchern in einem gemeinsamen Verbundnetz zu regeln und zu gewährleisten.

Grundsätzlich besteht ein Unterschied zwischen dem physikalischen Energiefluss (Lastfluss) und dem kalkulierten Energietransfer bzw. den börsengehandelten Energiepaketen.

Elektrische Energie verteilt sich in jedem Leitungssystem nach bekannten physikalischen Gesetzmäßigkeiten aufgrund der momentanen Erzeugungs- bzw. Verbrauchssituation. Erzeuger heben das elektrische Potential an ihren Anschlussstellen durch Energieumwandlung an, ein Ausgleichsvorgang zu elektrisch leitenden, verbundenen Elementen mit niedrigeren Potentialen (Verbraucher) beginnt, dies ist als elektrischer Strom bekannt. Den Potenzialunterschied zwischen Erzeuger und Verbraucher nennt man Spannung. Eine elektrische Spannung tritt überall dort auf, wo unterschiedliche Potentiale vorherrschen, so auch zwischen den einzelnen Phasen des Drehstromsystems oder von Phase zu Erde bzw. Neutralleiter. Man kann somit auch den vorher definierten Übergabestellen eine Spannung zuordnen (laut Definition: vereinbarte Versorgungsspannung). Um einen Zusammenschluss vieler elektrischer Betriebsmittel (im Verbundnetz) sicherzustellen, wurden (Qualitäts-)Kriterien dieser Spannung festgelegt.

- Form, (Grund-)Frequenz und Höhe des zeitlichen Verlaufs der Spannung
- Oberschwingungsfrequenz³¹ und Höhe dieser Spannungen
- Symmetrie (und allgemein Phasenfolge) des Drehstromsystems
- Zeitlicher Verlauf in Intervallen des Effektivwerts (Gleichstromäquivalent der Wechselgröße) der Spannung
- „Flicker“: Eindruck der Unstetigkeit visueller Empfindungen, hervorgerufen durch zeitliche Schwankung der Leuchtdichte oder der spektralen Verteilung³²

Diese Anforderungen sind in allen Spannungsebenen nahezu identisch (Zahlenwerte können etwas variieren) und sind wie folgt festgelegt:

- Sinus-förmige Spannung mit einer Frequenz von 50 Hz ± 1 % zu 99,5 % eines Jahres mit einer definierten (effektiven) Spannungshöhe abhängig von der Netzebene (z.B. 10 kV als Nennspannung). 50 Hz $+4/-6$ % müssen zu 100 % der Zeit eingehalten werden. Schnelle Spannungsänderungen (Erhöhungen und Einsenkungen) etwa aufgrund von Schalthandlungen im Bereich einiger Millisekunden (Anwendungsbereich definiert in EN 50160: 2011-03-01 und EN 61000-3-3) werden zudem toleriert, wenn zusätzlich deren Amplitudengrenzen eingehalten werden.
- Die ganzzahligen Vielfachen der Grundfrequenz unterliegen folgenden Grenzen (10-Minuten-Mittelwerte zu 95% der Zeit in einer Woche):
 - 3. Oberschwingung (150 Hz): 5 % des Effektivwerts der Grundschiwingung
 - 5. Oberschwingung (250 Hz): 6 % des Effektivwerts der Grundschiwingung
 - 7. Oberschwingung (350 Hz): 5 % des Effektivwerts der Grundschiwingung
 - usw. (Tabelle in EN 50160)
 - Zudem darf die Summe aller Oberschwingungseffektivwerte (THD) nicht 8 % der Grundschiwingung überschreiten.
- 95% der 10-Minuten-Mittelwerte des Effektivwertes der Versorgungsspannung jedes Wochenintervalls müssen innerhalb des Bereichs $U_n \pm 10$ % liegen und es müssen alle 10-Minuten-Mittelwerte des Effektivwertes der Versorgungsspannung innerhalb des Bereichs $U_n +10\%/-15\%$ liegen.

³¹ Oberschwingungen sind der Grundschiwingung überlagert und werden als Vielfache dieser definiert (bei 50 Hz ist die 3. Oberschwingung 150 Hz).

³² Das „Flickern“ (nicht Flackern) von Leuchtmitteln hat keine direkte Auswirkung auf Betriebsmittel per se, sondern wirkt (bewusst oder unbewusst) störend.

Diese Kriterien sind unter dem Sammelbegriff „Spannungsqualität“ vereint und gelten für den geregelten Netz-Normalbetrieb (Abweichungen können zwischen den Vertragspartnern vereinbart werden, solange der Gesamtbetrieb nicht gefährdet wird). Die meisten elektrischen Verbraucher sind zudem auf diese Grenzen ausgelegt. Es soll somit garantiert werden, dass alle geprüften Geräte funktionstüchtig über die gesamte technische Lebensdauer bleiben. Die EN 50160: 2011-03-01 definiert zudem Abweichungen von diesen Qualitätsparametern und legt Prüfverfahren zu deren Bestimmung fest.

Für die Versorgung mit elektrischer Energie existiert eine Reihe von weiteren Qualitätsparametern. All diese Parameter lassen sich laut IEC 61000-4-30 unter der Bezeichnung Versorgungssicherheit zusammenfassen, und werden wie in Abbildung 2-6 folgt eingeteilt.

Abbildung 2-6: Parameter bzw. Kategorien der Versorgungssicherheit. Quelle: E-Control, 2013.

