



GUTACHTEN

ZUKUNFTSFÄHIGE NETZENTGELTSYSTEMATIK FÜR DIE TRANSFORMATION DES ENERGIESYSTEMS ABSCHLUSSFOLIENSATZ

Aachen | Oktober 2018

Bearbeiter

Dr. Andreas Nolde
Dr. Wolfgang Zander
Sebastian Seier
Thomas Langrock

Hendrik Berhalter
Dr. Stephan Lemkens
Dr. Sören Patzack

AGENDA

1. Ausgangslage und Herausforderungen
2. Länderanalyse
3. Entwicklung möglicher Netzentgeltmodelle
4. Bewertung der Modelle und Ableitung eines Zielmodells
5. Zielmodell und Auswirkungen
6. Zusammenfassung



AGENDA

1. Ausgangslage und Herausforderungen
2. Länderanalyse
3. Entwicklung möglicher Netzentgeltmodelle
4. Bewertung der Modelle und Ableitung eines Zielmodells
5. Zielmodell und Auswirkungen
6. Zusammenfassung



AUSGANGSLAGE UND HERAUSFORDERUNGEN

Die Dezentralisierung und Digitalisierung der energiewirtschaftlichen Wertschöpfungskette führt zu neuen Herausforderungen in den Verteilnetzen



Energiewende

Zunehmende Volatilität und Dezentralität der Stromerzeugung



Neue, flexible Stromanwendungen

Speicher, Elektromobilität, Wärmepumpen etc.



Digitalisierung

Smart Meter, Smart Grids, Smart Markets, Smart City etc.



Dekarbonisierung von Verkehr und Wärme

Sektorenkopplung, erneuerbare Wärme etc.

Herausforderungen

Unsichere Intensität und Zeitverlauf

Optimierung Markt- und Netz mit Vielzahl von Akteuren

Neue Anforderungen an IKT-Einsatz und -Infrastruktur

Reduzierung von Netzausbaubedarf und Kosten

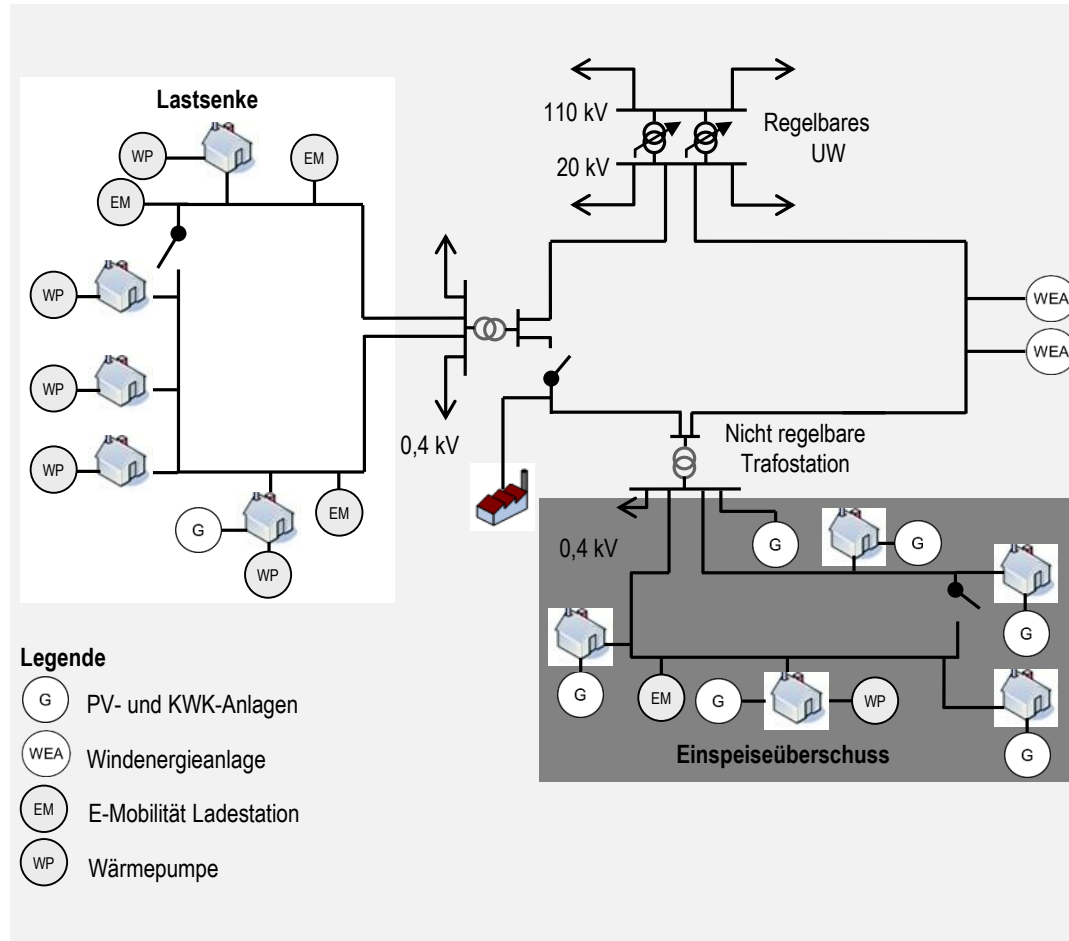


Eine zukunftsfähige Netzentgeltssystematik sollte eine große Bandbreite denkbarer Entwicklungen abdecken und die Flexibilitätspotentiale der Kunden dem Markt zugänglich machen.

AUSGANGSLAGE UND HERAUSFORDERUNGEN

Durch die Vielzahl dezentraler, flexibler Lasten (bspw. Elektrofahrzeuge, Wärmepumpen, Energiespeicher) steigen die Anforderungen an Verteilnetze stark an

➤ **Die Herausforderungen von Dekarbonisierung, Digitalisierung und Dezentralisierung wirken sich auch auf die Verteilnetze aus.**



Früher

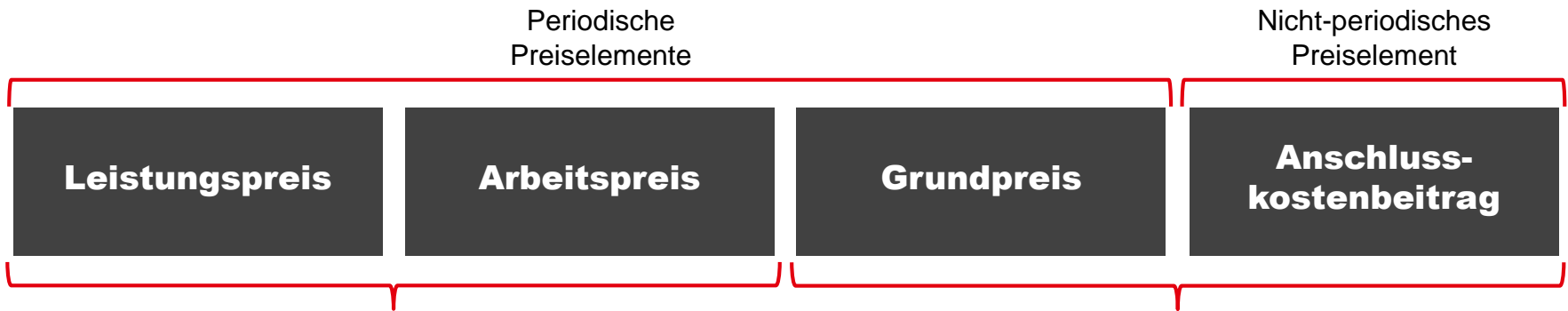
- Wenig flexible Lasten (Nachtspeicherheizungen, nicht netzorientiert)
- Heterogener Verbrauch, Durchmischung
- Passive Kunden
- Unidirektionale Leistungsflüsse
- Geringe Anforderungen an Netzmanagement

Zukunft

- Viele flexible Lasten und Speicher (Elektrofahrzeuge, Wärmepumpen, Batteriespeicher)
- Flexible Lasten können bedarfsgetrieben und durch Reaktion auf Marktsignale hohe Lastspitzen (Gleichzeitigkeit) verursachen
- Passive und aktive Kunden
- Hochvolatile bidirektionale Leistungsflüsse
- Sehr hohe Anforderungen an Netzmanagement

AUSGANGSLAGE UND HERAUSFORDERUNGEN

Die Netzentgelte setzen sich derzeit aus zeitlich fixen (statischen) Preisbestandteilen zusammen und unterstellen eine jederzeitige volle Verfügbarkeit der Anschlussleistung für den Kunden (unbedingte Netznutzung)



Verhaltensabhängige Preiselemente

- Preisbestandteile abhängig vom Verhalten des Verbrauchers
- Eine Anpassung des Verhaltens durch den Verbraucher bewirkt eine Änderung des zu zahlenden Netzentgeltes
- Preiselemente können zur Anreizung eines netzverträglichen bzw. -dienlichen Nutzerverhaltens herangezogen werden

Verhaltensunabhängige Preiselemente

- Preisbestandteile unabhängig vom Verhalten des Verbrauchers
- Keine kontinuierliche Anreizwirkung zu netzverträglichem bzw. -dienlichem Verhalten
- Grundpreis: planbare Einnahmen für Netzbetreiber
Anschlusskostenbeitrag: bei entsprechender Ausgestaltung Beitrag zur Kostenverteilungsgerechtigkeit



Da erwünschte Verhaltensänderungen nach Realisierung des Netzanschlusses bei den Netznutzern nur über Leistungs- und Arbeitspreis herbeigeführt werden können, sind diese Preisbestandteile zentrale Bausteine auch für eine neue Entgeltsystematik.

Neue flexible Verbraucher stellen grundlegend andere Anforderungen an die Verteilnetze als klassische unflexible Kunden

	KLASSISCHE UNFLEXIBLE LAST KLEINKUNDEN	NEUE FLEXIBLE LAST (EINSPEISUNG)
Verfügbarkeit Netznutzung	Jederzeitige volle Verfügbarkeit	Keine jederzeit gesicherte Netznutzung erforderlich
Durchmischung der Lastverläufe	Hohe Durchmischung / geringe Zeitgleichheit	Gefahr hoher Gleichzeitigkeiten durch Aggregatoren und Nutzerverhalten
Reaktion auf Preissignale	vernachlässigbar	möglich

Anteil Arbeitspreis

- + Für unflexible Kleinkunden wird Kostenstruktur gut abgebildet
- + Reizt energieeffizientes Verhalten an
- + Hohe Akzeptanz beim Kunden
- In der Regel nicht verursachungsgerecht für flexible und große Verbraucher
- Kein Anreiz für effizienten Umgang mit Kapazität

Anteil Leistungspreis

- + Reizt effizienten Umgang mit Netzkapazität an
- + Verursachungsgerechte Verteilung der Netzkosten (soweit zeitgleich zur Netzhöchstlast)
- Kein direkter Anreiz für energieeffizientes Verhalten
- In der klassischen Ausprägung hinderlich für Bereitstellung Flexibilität im Markt

➤ Eine Ergänzung um weitere Ausgestaltungselemente ist erforderlich, da klassische Leistungs- und Arbeitspreise keine Kombination von effizientem Umgang mit Netzkapazität und ungehinderter Flexibilitätsbereitstellung für den Markt ermöglichen.

ZIEL UND VORGEHENSWEISE DER STUDIE

Ziel des Projekts ist die Erarbeitung eines Vorschlags für eine zukunftsfähige Netzentgeltsystematik im Rahmen der Transformation des Energiesystems

› Ziele für die neue Netzentgeltsystematik



OPTIMIERUNG DES GESAMTSYSTEMS

Das Gesamtsystem aus Netz und Markt soll in Richtung eines volkswirtschaftlichen Optimums gestaltet werden. Hemmnisse für einen Flexibilitätseinsatz sollen abgebaut werden.



KOSTENVERURSACHUNGSGERECHTIGKEIT

Eine Kostenverursachungsgerechte Verteilung der Netzkosten und Erhalt der Finanzierungsbasis der Netze bei steigendem Anteil von dezentraler Eigenerzeugung und –verbrauch muss sichergestellt werden.



ANREIZ FÜR NETZORIENTIERTES VERHALTEN

Stärkung bzw. Neueinführung angemessener und sachdienlicher Preissignale für effiziente Netznutzung durch netzorientiertes Verhalten.



TRANSPARENZ

Das Gesamtsystem muss transparent und einfach gestaltet werden, d.h. klare Rollen und einfache Schnittstellen für die Marktteilnehmer.



ZUKUNFTSOFFENHEIT

Die Offenheit für eine möglichst große Bandbreite denkbarer zukünftiger Entwicklungen in der Energieversorgung muss gewährleistet sein.

Auf Basis von umfangreichen Simulationen werden Ausgestaltungsoptionen bewertet und ein robustes Zielmodell abgeleitet



1. Erstellung einer umfassenden **Länderanalyse** mit aktuellen Entwicklungen
2. **Operationalisierung** der Herausforderungen über Use-Cases
3. Erarbeitung **möglicher Ausgestaltungsoptionen** einer Netzentgeltsystematik
4. **Auswahl** geeigneter Netzentgeltsystematiken für Bewertung

1. Durchführung von **Netzsimulationen** in Mittel- und Niederspannungsnetz
2. Bewertung, ob Abmilderung von **Netzengpässen** durch Netzentgeltsysteme möglich
3. Qualitative Bewertung anhand von **Kriterienkatalog**

1. Formulierung eines **ZIELMODELLS**
2. Bewertung von **Umverteilungseffekten**
3. Analyse der Einflüsse auf unterschiedliche **Stakeholder**

1. Definition von **Maßnahmen** zur Einführung der Netzentgeltsystematik
2. Erstellung eines ersten **Zeitplans** zur Einführung

AGENDA

1. Ausgangslage und Herausforderungen
- 2. Länderanalyse**
3. Entwicklung möglicher Netzentgeltmodelle
4. Bewertung der Modelle und Ableitung eines Zielmodells
5. Zielmodell und Auswirkungen
6. Zusammenfassung



Überblick über aktuelle Netzentgeltsystematiken in Belgien, Deutschland, den Niederlanden, Norwegen, Portugal und Schweden

Große Bandbreite bei Netzentgelten

Für das Gutachten wurde eine Analyse von Netzentgeltsystematiken in sechs europäischen Ländern durchgeführt, um die Bandbreite von aktuell angewendeten Entgeltstrukturen darzustellen. Hierbei zeigen sich große Unterschiede, die von sehr konkret vorgeschriebenen Systematiken, bspw. in Deutschland und Portugal, bis hin zu dezentralen Systemen wie in Norwegen und Schweden, wo Netzbetreiber große Freiheiten bei der Ausgestaltung ihrer individuellen Entgeltsystematik haben, reichen.

Arbeits- und Leistungspreise

In klassischen Systemen wie in Belgien, Deutschland und Portugal finden im Bereich der Kleinkunden (v. a. Haushalte) Arbeitspreissysteme Anwendung, die in letzteren beiden Ländern noch um einen Grundpreis ergänzt werden. In Belgien und Deutschland wird zusätzlich zum Arbeitspreis einen Messstellenpreis erhoben. Leistungspreise werden in diesen drei Ländern lediglich Großkunden in Rechnung gestellt. Dabei handelt es sich um gemessene Ex-post-Leistungspreise.

In den Niederlanden, Norwegen und Schweden existieren hingegen auch für Kleinkunden leistungspreisbasierte Tarife. In den

Niederlanden ersetzt der Leistungspreis den Arbeitspreis sogar gänzlich. Während sich dieser Preis in den Niederlanden auf die bestellte Leistung bezieht, sind es in Norwegen und Schweden überwiegend Ex-post-Leistungspreise. Bei den Großkunden wenden die Niederlande und Schweden teilweise bereits Bestellleistungspreise an. In Norwegen handelt es sich um reine Ex-post-Leistungspreise.

Zeitvariabilität der Komponenten

Außer in Deutschland und bei Kleinkunden in Belgien sind die Arbeitspreise in der Regel tageszeitlich variabel (jedoch nicht dynamisch). In Norwegen sind sie stattdessen saisonal variabel. Im Großkundensegment sind die Arbeitspreise in allen Ländern bis auf Deutschland tageszeitlich und/oder saisonal variabel. In Schweden ist teilweise zusätzlich die Leistungspreiskomponente zeitlich ausdifferenziert.

Einspeisung und Prosumer

Belgien, Norwegen, Portugal und Schweden erheben nicht nur Netzentgelte auf die Entnahme von elektrischer Energie aus dem öffentlichen Stromnetz, sondern auch auf die Einspeisung. Diese Tarife sind arbeitspreisdominiert und vergleichsweise niedrig. In

Portugal sind Einspeisetarife nur auf der Mittel- und Hochspannungsebene zu zahlen, in Schweden ergänzen einige Netzbetreiber den Arbeitspreis um einen Leistungspreis.

Sonderregelungen für Prosumer bestehen im belgischen Flandern und in Norwegen. Während in Flandern Verbraucher mit eigener Photovoltaik-Anlage zusätzlich zu ihrem Entnahmetarif eine Leistungspauschale zahlen, die sich an der Leistung ihres PV-Wechselrichters orientiert, bekommen kleine Einspeiser (< 100 kW; inkl. Prosumer) in Norwegen den Grundpreis des Einspeisetarifs erlassen. Übrig bleibt somit nur der Arbeitspreis, dessen Höhe sich an den tatsächlichen Netzverlusten orientiert. Entlastet eine dezentrale Erzeugungsanlage das lokale Netz gar, fällt kein Einspeisetarif an.

Steuerbare Verbraucher

Norwegen, Deutschland und Portugal haben neben den regulären Tarifen auch Entgelte für steuerbare bzw. neuartige Netznutzer eingeführt. Während es sich dabei in Portugal um einen expliziten, zeitvariablen Tarif für das Laden von E-Autos handelt, können deutsche und norwegische Netzbetreiber allen steuerbaren Verbrauchern, die ihnen das Recht zur Fernsteuerung der Anlagen einräumen, reduzierte Netzentgelte berechnen.

Überblick über die Diskussionen zur Weiterentwicklung der aktuellen Netzentgeltsystematiken

Stärkung des Leistungspreises

Die Analyse der aktuellen Pläne und Debatten zur Reformierung der Netzentgeltsysteme in den untersuchten Ländern zeigt, dass in allen Ländern ein Trend zur höheren Gewichtung und teilweise auch Umstrukturierung des Leistungspreises besteht. Der voranschreitende Smart-Meter-Roll-Out ermöglicht es, Leistungspreise zunehmend auch bei Kleinkunden an der Niederspannungsebene anzuwenden.

Diskutiert wird eine deutliche Absenkung des Arbeitspreises bei gleichzeitiger Einführung bzw. Anhebung des Leistungspreises. Hintergrund ist die Netzkostenstruktur, die überwiegend von Fixkosten für die Leistungsbereitstellung geprägt ist. Ein Leistungspreis, der sich auf die Zeiträume der höchsten Netzbelastung bezieht, bildet die Kostenverursachung besser ab als ein arbeitspreisdominiertes Modell. Darüber hinaus ist auch eine Tendenz zum Bestelleinstellungspreis erkennbar, da die Bereitstellung von Netzkapazität die Kostenverursachung besser abbildet als die Ex-Post-festgestellte tatsächliche Nutzung.

Zeitliche Variabilität der Tarife

Für die effizientere Auslastung der Stromnetze werden in allen Ländern zeitlich variable Netzentgelte diskutiert. Während dabei dynamische

Netzentgelte, deren Preisniveaus sich kurzfristig an Marktsignalen oder dem Netzzustand orientieren, von den meisten Ländern aufgrund ihrer hohen Komplexität vorerst ausgeschlossen werden, soll in Portugal hierzu im April 2018 ein erstes Pilotprojekt mit Kunden an der Mittel- und Hochspannungsebene beginnen. Bis auf die Bundesnetzagentur in Deutschland bewerten die meisten anderen Regulierungsbehörden der einzelnen Länder die Möglichkeit der Differenzierung des Netzentgeltpreisniveaus anhand unterschiedlicher fixierter Zeitfenster positiv. Diskutiert bzw. geplant wird sowohl eine zeitliche Differenzierung des Arbeitspreises (Wallonien), des Leistungspreises (Niederlande, Portugal) als auch beider Komponenten (Norwegen, Schweden). Daneben wird in den Niederlanden, Norwegen und Portugal auch eine regionale Differenzierung der Netzentgelte in Erwägung gezogen um lokal unterschiedlichen Netzauslastungsgraden Rechnung zu tragen.

Prosumertarife

Durch die Absenkung der eignen Entnahme von Strom aus dem öffentlichen Netz reduziert der Verbrauch von selbst produziertem Strom den Beitrag, den Prosumer zur allgemeinen Netzfinanzierung leisten. Um diesem Entsolidarisierungseffekt entgegenzuwirken, wird in einigen Ländern die Einführung eines Prosumertarifs

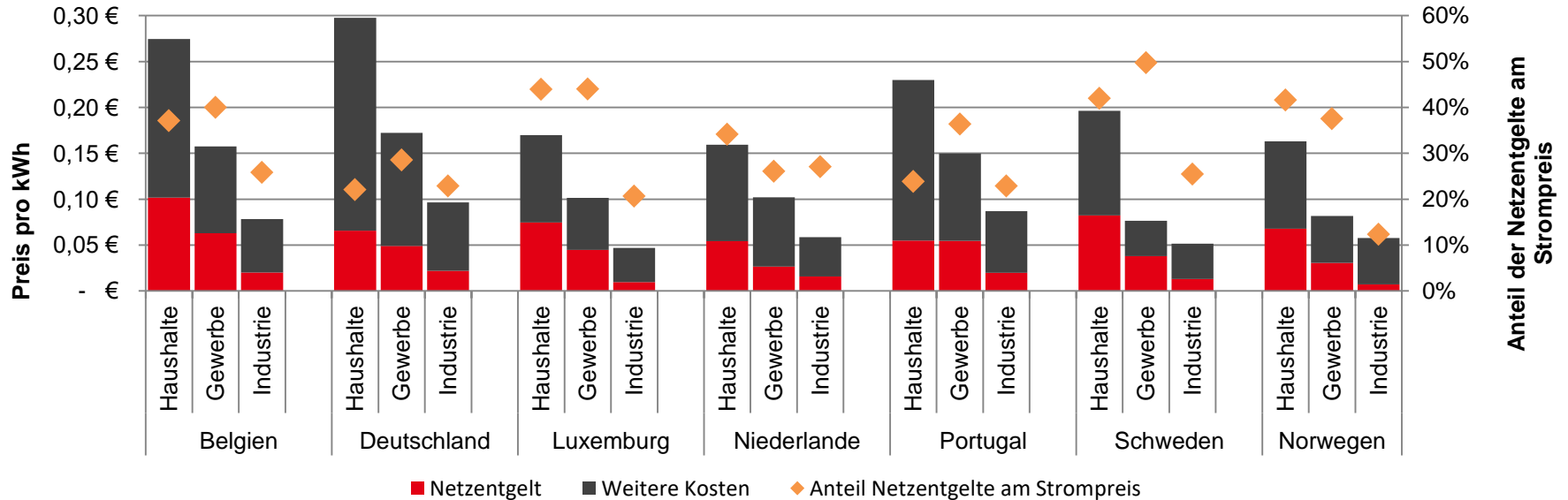
diskutiert (v. a. Wallonien, Deutschland, Niederlande). Während in den Niederlanden die Nutzung eines allgemeinen – und auch für Prosumer gültigen – Einspeisetarifs im Raum steht, sieht Wallonien die Einführung eines Bestelleinstellungspreises, der sich an der installierten Kapazität der jeweiligen Erzeugungsanlage orientiert, vor. Neben dieser Option werden in Deutschland zudem Verfügbarkeitspauschalen, ein erhöhter Grundpreis und ein verbrauchsbezogener Arbeitspreis diskutiert. Momentan präferiert die Bundesnetzagentur die Pauschale.

Bedingte Netznutzung

Überlassen Netznutzer die Steuerung von flexiblen Verbrauchseinrichtungen dem Netzbetreiber, damit dieser sie im Fall von Netzengpässen infolge hoher Netzlast oder Nichtverfügbarkeit von Betriebsmitteln drosseln oder abschalten kann, zahlen Netznutzer in Norwegen reduzierte Netzentgelte. In Deutschland sieht das Energiewirtschaftsgesetz eine ähnliche Regelung vor, Details müssen jedoch noch per Verordnung geklärt werden. In Wallonien ist die Einführung der bedingten Netznutzung für innovative Pilotprojekte ab 2019 geplant und soll in der kommenden Regulierungsperiode zunächst kostenlos sein.

Die absolute Höhe der Netzentgelte und ihr Anteil an den Strompreisen weist mit einer Bandbreite von 12 bis 50% eine große Streuung auf

› Vergleich von Netzentgelten und Strompreisen 2016 in den untersuchten Ländern



Strompreise und Netzentgelte

- Bei der Höhe der zu entrichtenden Netzentgelte in den untersuchten Ländern sind deutliche Unterschiede zwischen privaten (2,5-5 MWh/Jahr), gewerblichen (20-500 MWh/a) und industriellen Abnehmern (20-70 GWh/a) zu verzeichnen. Im Durchschnitt aller analysierten Länder (inkl. Luxemburg) lag der Wert für Haushalte 2016 bei 7,2 Cent/kWh, für Gewerbe bei 4,4 Cent/kWh und für die Industrie bei 1,5 Cent pro kWh.
- Über die drei Nutzergruppen hinweg sind in den Niederlanden die Netzentgelte am geringsten (3,2 Cent/kWh), während die Netznutzer in Belgien fast einen doppelt so hohen Beitrag zu leisten haben (6,2 Cent/kWh).
- Umso höher der Anteil der Netzentgelte am Gesamtstrompreis, desto größer ist potenziell die steuernde Wirkung einer Netzentgeltsystematik. Mit 12 % ist der Netzentgeltanteil für Industriekunden in Norwegen am geringsten. Dahingegen machen Netzentgelte für Gewerbekunden in Schweden 50 % des Gesamtstrompreises aus. Mit durchschnittlich 39 % für alle Nutzergruppen ist der Anteil in Schweden am höchsten, gefolgt von Luxemburg mit 36 %. Den niedrigsten Anteil an den Strompreisen machen die Netzentgelte in Deutschland mit 25 % aus.



Belgien: energiewirtschaftliche Rahmenbedingungen

Eckpunkte

2015

Einwohner*	11,4 Mio.
Bevölkerungsdichte (Einwohner pro km ²)	372
Anzahl Verteilnetzbetreiber	26
Anzahl Energievertriebe	52
Marktanteil des größten Erzeugers	49 %
Smart-Meter-Roll-Out...*	Flandern ab 2019, Wallonien bis 2034
Anteil volatiler erneuerbarer Energien	12,7 %
Anzahl E-Autos** (pro 10.000 Einwohner)	2,6
Wärmepumpen (Luft & Erde; pro 1.000 Einwohner)	8,1
Stromspeicherkapazität* (Wh pro Einwohner)	k. A.

*2017, **2016



Landesbeschreibung

- Belgien ist geprägt von großen kulturellen Unterschieden der verschiedenen Regionen. Im Jahr 2014 wurde die Kompetenz zur Regulierung der Netzentgelte von der föderalen auf die Ebene der Regionen übertragen. Insbesondere zwischen den beiden größten Regionen, Wallonien und Flandern, sind in den kommenden Jahren wachsende Unterschiede in der Netzregulierung zu erwarten.
- Im Vergleich zu den weiteren hier betrachteten Ländern ist die Marktdurchdringung neuer flexibler Technologien wie Wärmepumpen und E-Autos in Belgien noch gering.
- Der Smart-Meter-Roll-Out soll in Flandern ab 2019 beginnen. In Wallonien sollen bis 2034 80 % der Haushalte mit intelligenten Messsystemen ausgestattet sein.

Zuständigkeiten

- **Regulierungsbehörde:**
 - Flandern: Vlaamse Regulator van de Elektriciteits- en Gasmarkt (VREG), insb. "Directie netbeheer" (Network Management Department)
 - Wallonie: La Commission wallonne pour l'Énergie (CWaPE), insb. Direction socio-économique et tarifaire
- **Zuständiges Ministerium:** FÖD Wirtschaft, KMB, Mittelstand und Energie, insb. Direction générale de l'Énergie
- **Aktuelle Ministerin:** Marie-Christine Marghem (Mouvement Réformateur)



Belgien: aktuelle Netzentgeltsystematik

Beschreibung der Netzentgeltsystematik

- Mit der sechsten Staatsreform aus dem Jahr 2014 wurde die Kompetenz zur Regulierung der Netzentgelte von der Bundesebene zu den Regionen verlagert.
- Aktuell orientiert sich die Netzentgeltsystematik in den Regionen noch stark an der früheren nationalen Regelung und ähnelt sich damit in weiten Teilen. Für die kommenden Regulierungsperioden wollen sowohl Flandern als auch Wallonien die Netzentgelte überarbeiten.
- Während in Flandern bereits seit 2015 eine Anreizregulierung mit Erlösobergrenze eingesetzt wird, findet in Wallonien noch eine kostenbasierte Regulierung Anwendung. Ein Übergang zur Anreizregulierung ist dort – trotz anhängiger Klagen seitens der Netzbetreiber – 2019 geplant.
- Die Netzentgeltsystematik differenziert nach Anschlussebenen sowie nach Entnahme und Einspeisung.
- Ein Ex-post-Leistungspreis für die Entnahme wird in den oberen Spannungsebenen sowie bei Kunden mit Leistungsmessung an der Niederspannungsebene angewendet.
- Für restliche Kunden in der Niederspannung gilt ein fast ausschließlich arbeitspreisbasiertes System. Grundpreise werden nicht erhoben.
- Auf der Mittelspannungsebene und für Niederspannungskunden ohne Leistungsmessung ist der Arbeitspreis in einen Tag- und einen Nachtтариф unterteilt.
- Einspeiser auf allen Spannungsebenen müssen neben einem Anschlusspreis auch einen jährlichen Preis für ihr Zählersystem sowie einen geringen Arbeitspreis (ca. 0,04-0,3 Cent/kWh) entrichten.

Darstellung der Netzentgeltsystematik

Niederspannung mit Leistungsmessung	Hoch- & Mittelspannung
Anschlusspreis ¹⁾	Anschlusspreis ¹⁾
Ex-post-Leistungspreis	Ex-post-Leistungspreis
Arbeitspreis	Arbeitspreis ²⁾
Messstellenpreis ³⁾	Messstellenpreis ³⁾
	Blindarbeitspreis
Niederspannung ohne Leistungsmessung	Einspeisung alle Spannungsebenen
Anschlusspreis ¹⁾	Anschlusspreis ¹⁾
Arbeitspreis ⁴⁾	Arbeitspreis
Messstellenpreis ³⁾	Messstellenpreis ³⁾

Legende

Periodisch gezahlte Komponente	Einmalige Komponente	Nicht für alle Nutzer dieser Gruppe
--------------------------------	----------------------	-------------------------------------

Erläuterungen

- 1) Gestaffelt nach Anschlussleistung und Spannungsebene
- 2) Unterscheidung zwischen Tag- und Nachtpreis
- 3) Jährlicher Preis, abhängig vom Zählertyp
- 4) Pauschaler Preis für Verbraucher mit Eintarifzähler, unterschieden nach Tag- und Nachtpreis für Verbraucher mit Zweitartifizähler



Belgien: der Prosumertarif in Flandern

Beschreibung des Prosumertarifs

- In Flandern werden Photovoltaik-Dachanlagen mittels Net-Metering gefördert. Hierfür verfügen die Kunden über einen Zähler, der bei Einspeisung von Solarstrom in das öffentliche Netz rückwärts läuft und somit die Stromrechnung des Kunden reduziert.
- Um keine Entsolidarisierung zu bewirken und diese Kunden nicht aus der Pflicht zur Finanzierung des Netzes zu entlassen, existiert für diese Gruppe ein eigener Prosumertarif bei den Netzentgelten.
- Unterschieden wird nach Großkunden, die auf der NS-Umspannebene angeschlossen sind und zur Lastmessung verpflichtet sind, und Kunden am Niederspannungsnetz ohne Lastmessung.
- Abweichend vom sonstigen Netzentgeltmodell für diese Kunden zahlen Prosumer mit Lastgangmessung zusätzlich einen Blindarbeitspreis.
- Sowohl Kunden mit als auch ohne Leistungsmessung zahlen zudem eine Verfügbarkeitspauschale. Hierbei handelt es sich um einen jährlichen Leistungspreis pro kW Leistung des verwendeten PV-Wechselrichters.

Darstellung des Prosumertarifs

Prosumertarif ohne Lastgangmessung	Prosumertarif mit Lastgangmessung
Anschlusspreis ¹⁾	Anschlusspreis ¹⁾
Ex-post-Leistungspreis	Leistungspauschale ²⁾
	Leistungspauschale ²⁾
Arbeitspreis ²⁾	Arbeitspreis ²⁾
Messstellenpreis ³⁾	Messstellenpreis ³⁾
	Blindarbeitspreis

Legende

Periodisch gezahlte Komponente	Einmalige Komponente	Nicht für alle Nutzer dieser Gruppe
--------------------------------	----------------------	-------------------------------------

Erläuterungen

- 1) Gestaffelt nach Anschlussleistung
- 2) Gestaffelt nach Leistung des verwendeten PV-Wechselrichters
- 3) Unterscheidung zwischen Tag- und Nachtpreis
- 4) Jährlicher Preis, abhängig vom Zählertyp



Wallonien: aktuelle Debatte zur Weiterentwicklung der Netzentgeltsystematik

Grund- und Arbeitspreis

Für Verbraucher auf der Nieder- und Mittelspannungsebene soll im neuen System ein Grundpreis eingeführt werden, dessen Höhe sich ausschließlich nach der Spannungsebene richtet. Mit Blick auf den Smart-Meter-Roll-Out in der Wallonie ersetzt und vereinheitlicht der neue Grundpreis die bisher unterschiedlichen Tarife für verschiedene Messsysteme. Auch die Arbeitspreise werden angepasst. Während im heutigen System zeitlich differenzierte Arbeitspreise vor allem auf der Mittelspannungsebene zur Anwendung kommen, soll dieses Prinzip ab 2019 auf alle Abnehmer ausgeweitet werden. Dabei wird es nicht nur wie bisher eine Einteilung in Tag- und Nachtpreise geben, sondern eine Differenzierung nach Peak, Normal, Off-Peak und Nacht. Die Höhe der Arbeitspreise richtet sich nach der Anschluss-ebene. Verbraucher an der Niederspannung mit einer Anschlussleistung von unter 56 kVA, für die kein Leistungspreis erhoben wird, haben im Gegenzug höhere Arbeitspreise zu zahlen.

Prosumertarif

Während aktuell nur in Flandern ein gesonderter Tarif für Prosumer besteht, soll ein solcher mit der neuen Netzentgeltsystematik auch in Wallonien eingeführt werden. Ursprünglich war

der Start dieses Tarifs bereits für 2017 geplant, doch eine Klage von Betroffenen verzögerte die Implementierung, sodass der Tarif voraussichtlich erst am 01.01.2020 in Kraft treten wird. Prosumer sind in Wallonien nur Netznutzer, deren Erzeugungsanlage eine Anschlussleistung von maximal 10 kVA besitzt. Nutzer mit einem Netzanschluss von weniger als 56 kVA müssen normalerweise keinen Leistungspreis entrichten. Für Prosumer wird ab 2020 jedoch ein Bestellleistungspreis berechnet, der sich nach der Anschlussleistung ihrer Erzeugungsanlage richtet. Bei Vorhandensein eines entsprechenden Messsystems kann der Prosumer auch einen Tarif wählen, der auf der aus dem Netz netto bezogenen Arbeit basiert. So soll ein möglichst hoher Eigenverbrauchsanteil angereizt werden, um das Netz zu entlasten.

Bedingte Netznutzung

Auch der Einspeisetarif für Erzeuger mit einer Anschlussleistung von über 10 kVA wurde für die neue Regulierungsperiode überarbeitet. Statt des bisherigen reinen Arbeitspreissystems ist zukünftig ein Leistungspreis vorgesehen. Ergänzt wird dieser durch einen Grundpreis, dessen Höhe sich nach der Anschluss-ebene richtet.

Der Leistungspreis wird unterteilt in die genehmigte und garantierte Einspeiseleistung sowie in eine bedingt verfügbare Zusatzkapazität, die nur genutzt werden darf, wenn dadurch die Betriebssicherheit des Netzes nicht beeinträchtigt wird. Für den Zeitraum von 2019 bis 2023 ist die Nutzung dieser bedingten Einspeisekapazität zunächst kostenlos.

Neben der regulären Netzentgeltsystematik wurde für die kommende Regulierungsperiode auch eine spezielle Systematik für innovative Projekte erarbeitet. Die alternative Regelung kann für Verbraucher, die auf innovative Art und Weise bei der Netzintegration von dezentralen Erzeugungsanlagen helfen sollen, beantragt werden. In dieser Systematik fallen die regulären Grund- und Arbeitspreise an. Der Leistungspreis wird jedoch auf ein Bestellleistungssystem mit bedingter Netznutzung umgestellt. Dabei können Verbraucher eine garantiert zur Verfügung stehende Leistung bestellen.

Zusätzlich können sie nicht-garantierte Leistung zu einem deutlich niedrigeren Preis pro Kilowatt hinzubuchen. Die nicht-garantierte Leistung steht nur zur Verfügung, wenn dadurch die Betriebssicherheit des Netzes nicht gefährdet ist. Dieser Tarif steht nur Verbrauchern an der Mittelspannungsebene zur Verfügung sowie solchen, die niederspannungsseitig direkt an den Ortsnetztransformator angeschlossen sind.



Flandern: aktuelle Debatte zur Weiterentwicklung der Netzentgeltsystematik

Leistungspreissystem

In Flandern wurde 2016 ein neues, bestelleistungspreisbasiertes Netzentgeltsystem in die öffentliche Konsultation gegeben. Die Rückmeldungen der meisten Stakeholder waren jedoch ablehnend, vor allem weil durch dieses System mit sehr niedrigen Arbeitspreisen kaum Anreize für die effiziente Nutzung von Energie gegeben würde.

In der Folge wurden weitere Untersuchungen in Angriff genommen, um alternative Ausgestaltungsmöglichkeiten zu ermitteln. Erste Ergebnisse wurden Anfang 2018 veröffentlicht. Ziel ist nach wie vor, den Tarif für Großverbraucher deutlich stärker auf einen

Leistungspreis basieren zu lassen. Untersucht wurden sowohl Bestell- als auch Ex-Post-Leistungspreissysteme. Eine weitere Option ist ein Mischsystem, in dem innerhalb der bestellten Leistung zusätzlich nach Spitzenlast abgerechnet wird.

Für Haushalte, die ab 2019 mit Smart-Metern ausgerüstet werden sollen, wird in Erwägung gezogen, den jetzigen reinen Arbeitspreistarif zukünftig um einen Leistungspreis zu ergänzen.

Einspeisetarif und Dynamisierung

Daneben existieren Überlegungen, auch den Tarif für die Einspeisung von einem Arbeitspreis-

auf einen Leistungspreis umzustellen, um die Kostenstruktur des Stromnetzes besser abbilden zu können.

Auch dynamische Netzentgelte werden punktuell diskutiert, stoßen aber nur bei großen flexiblen Verbrauchern auf Befürworter. Aktuell seien laut der Regulierungsbehörde die für die Steuerung der komplexen Vorgänge notwendigen IT-Systeme noch nicht verfügbar.

Nachdem die Ergebnisse zu den Untersuchungen möglicher Netzentgeltvarianten nun vorliegen, sollen vonseiten der flämischen Regulierungsbehörde VREG Mitte 2018 erste Entscheidungen zur zukünftigen Ausgestaltung des Entgeltsystems gefällt werden.



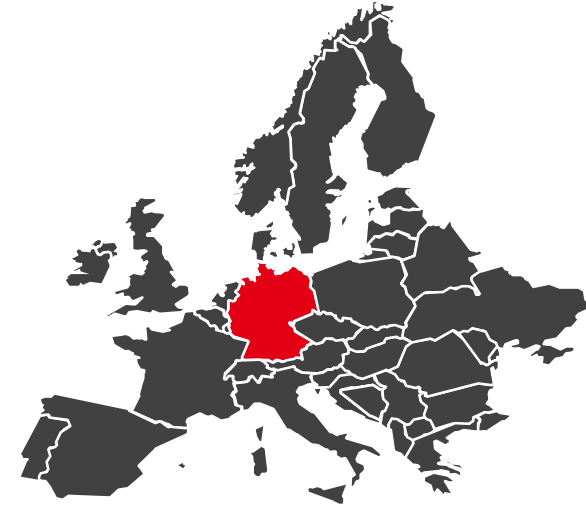
Deutschland: energiewirtschaftliche Rahmenbedingungen

Eckpunkte

2015

Einwohner*	82,8 Mio.
Bevölkerungsdichte (Einwohner pro km ²)	229
Anzahl Verteilnetzbetreiber	884
Anzahl Energievertriebe	1.238
Marktanteil des größten Erzeugers	32 %
Smart-Meter-Roll-Out...*	Teilweiser Roll-Out ab 2017
Anteil volatiler erneuerbarer Energien	19,3 %
Anzahl E-Autos** (pro 10.000 Einwohner)	3,2
Wärmepumpen (Luft & Erde; pro 1.000 Einwohner)	10,8
Stromspeicherkapazität** (Wh pro Einwohner)	146,1

*2017, **2016



Landesbeschreibung

- Deutschland ist mit seinen knapp 83 Mio. Einwohnern das bevölkerungsreichste Land Mitteleuropas. Der Energiemarkt ist stark diversifiziert und von zahlreichen kommunalen Akteuren (Stadtwerke, Netzbetreiber) geprägt.
- Unter den untersuchten Ländern hat Deutschland nach Portugal den zweithöchsten Anteil an variablen erneuerbaren Energien und somit großen Handlungsdruck hinsichtlich Netzoptimierung und -ausbau.
- Während der Hochlauf der Elektromobilität politisch forciert wird, ist die tatsächliche Nutzung von E-Autos noch gering. Dafür hat Deutschland unter den hier betrachteten Staaten die mit Abstand höchste Marktdurchdringung bei Stromspeichern. Diese wird insbesondere durch den Heimspeichermarkt getrieben.

Zuständigkeiten

- **Regulierungsbehörde:** Bundesnetzagentur (BNetzA), Abteilung 6 „Energierregulierung“ (insb. Referat 610 „Netzentgelte Elektrizität“)
- **Zuständiges Ministerium:** Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi), Abteilung III „Energiepolitik – Strom und Netze“, Unterabteilung III C „Netze“ (insb. Referat II C 2 „Netzregulierung“)
- **Aktueller Minister:** Peter Altmaier (Christlich Demokratische Union Deutschlands)

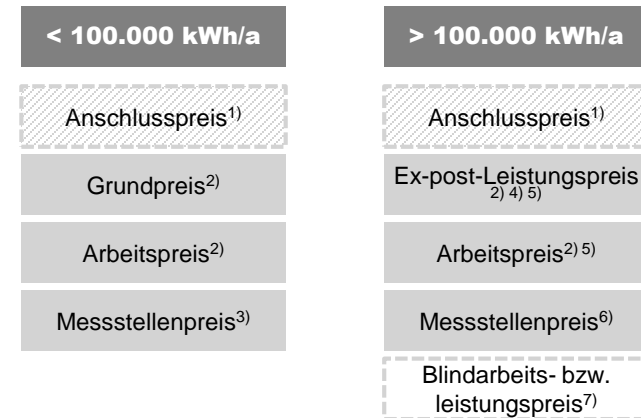


Deutschland: aktuelle Netzentgeltsystematik

Beschreibung der Netzentgeltsystematik

- Die deutsche Netzentgeltsystematik ist durch die Stromnetzentgeltverordnung und das Energiewirtschaftsgesetz geregelt.
- Seit 2007 wird die Stromnetzentgeltverordnung ergänzt durch die Anreizregulierungsverordnung, durch welche die anzulegende Erlösobergrenze im Laufe einer fünfjährigen Regulierungsperiode kontinuierlich gesenkt wird.
- Die Bestandteile des Netzentgeltes für verschiedene Benutzergruppen sind durch die Stromnetzentgeltverordnung festgelegt.
- Für die Einspeisung von Strom in das öffentliche Netz fallen keine Netzentgelte an.
- Bei der Ausgestaltung der Netzentgelte wird unterschieden nach Abnehmern mit einer jährlichen Entnahme von maximal oder mehr als 100.000 kWh.
 - Netznutzer mit einer Entnahme von bis zu 100.000 kWh pro Jahr werden über einen Arbeitspreis abgerechnet. Zusätzlich kann ein Grundpreis festgelegt werden.
 - Netznutzer mit einer Entnahme von mehr als 100.000 kWh pro Jahr zahlen sowohl ein Arbeitsentgelt als auch ein Jahresleistungsentgelt, das im Standard auf jährlicher Basis (optional Monatsleistungspreissystem) erhoben wird und nach Jahresnutzungsdauer differenziert ist. Netzbetreibern steht es zudem frei, ein Entgelt auf Blindmehrarbeit bzw. -leistung zu erheben.
 - Alle Verbraucher zahlen ein Entgelt für den Messstellenbetrieb. Dessen Höhe richtet sich nach Zählertyp, Ablesehäufigkeit und Spannungsebene.
- Steuerbaren Verbrauchseinrichtungen an der Niederspannungsebene kann ein reduziertes Netzentgelt berechnet werden, wenn im Gegenzug mit dem Netzbetreiber eine netzdienliche Steuerung vereinbart wurde (zum Stand der aktuellen Diskussion siehe nächste Folie).
- Es bestehen noch eine Vielzahl von ergänzenden Sonderregeln an, die zu einem insgesamt sehr komplexem und z.T. in sich widersprüchlichen Anreizsystem führen

Darstellung der Netzentgeltsystematik



Legende



Erläuterungen

- | | |
|---|--|
| <p>1) Anschlusskosten und ergänzend Baukostenzuschuss; max. 50% der Anschlusskosten und nur für Anschlüsse >30 kW an der Niederspannungsebene</p> <p>2) Reduzierung für steuerbare Verbrauchseinrichtungen an der Niederspannungsebene möglich</p> | <p>3) Unterscheidung nach Zählertyp und Ablesehäufigkeit</p> <p>4) Jährliche und monatliche Abrechnung möglich</p> <p>5) Unterscheidung zwischen Jahresnutzungsdauer von weniger oder mindestens 2.500 Stunden</p> <p>6) Unterscheidung nach Spannungsebene</p> <p>7) Wird nicht von jedem Netzbetreiber erhoben</p> |
|---|--|



Deutschland: aktuelle Debatte zur Weiterentwicklung der Netzentgeltsystematik

Steuerbare Verbrauchseinrichtungen

Das Energiewirtschaftsgesetz sieht im §14a reduzierte Netzentgelten für steuerbare Verbrauchseinrichtungen auf der Niederspannungsebene vor. Die Reduzierung kann gewährt werden, wenn im Gegenzug mit dem Netzbetreiber eine netzdienliche Steuerung des Verbrauchers vereinbart wird. Explizit werden hierbei Elektromobile als steuerbare Verbraucher genannt. Per Verordnung muss die Regelung von der Bundesregierung konkretisiert werden, was derzeit in Arbeit ist. Insbesondere geht es dabei um das Recht, Steuerungshandlungen durchzuführen, und die Frage, in welchem Maße diese vom Netzbetreiber oder dem Lieferanten vorgenommen werden.

Einspeiseentgelte

In der aktuellen Systematik werden Netzentgelte lediglich von Verbrauchern entrichtet. Einspeiser müssen kein Entgelt bezahlt. Vor allem durch den dezentralen Ausbau der erneuerbaren Energien entstehen jedoch Kosten für den Netzausbau, an denen Erzeuger über die Netzentgelte beteiligt werden können. Zudem könnten die Entgelte bei entsprechender Ausgestaltung eine Steuerungswirkung auf die regionale Verteilung des EE-Zubaus entfalten. Als mögliche Ausgestaltungsoptionen werden

Leistungs- und Arbeitspreise, ein einmaliger Baukostenzuschuss, die lokale Differenzierung von Erzeugerentgelten auf Übertragungsnetzebene bzw. deren Beschränkung auf die Verteilnetzebene diskutiert.

Entsolidarisierungsdebatte

Aufgrund der sinkenden Preise für Erneuerbare-Energie-Anlagen und der vergleichsweise hohen Stromkosten in Deutschland besteht für Verbraucher ein Anreiz zur Eigenversorgung. Durch die Volatilität von Wind- und Solarenergie sind die Eigenversorger jedoch immer noch auf das Stromnetz angewiesen, um darüber in Zeiten ohne Eigenerzeugung ihren Bedarf decken zu können. Durch ihren insgesamt niedrigeren Strombezug fällt ihre Beteiligung an der Netzfinanzierung jedoch geringer aus. Als mögliche Lösungen werden eine Pauschale für die Netzvorhaltung, die sich nach der vertraglich vereinbarten vorzuhaltenden Leistung oder der installierten Leistung der Erzeugungsanlage richten kann, ein Netzentgelt auf den Eigenverbrauch und ein höherer Grundpreis diskutiert. Wegen der großen rechtlichen Eingriffstiefe bei Entgelten auf den Eigenverbrauch und die geringe Wirkung eines höheren Grundpreises präferiert die Bundesnetzagentur aktuell die Pauschale.

Stärkung der Leistungskomponente

Die Kosten für die Stromnetzinfrasturktur basiert zum größten Teil auf Fixkosten. Aus diesem Grund wird diskutiert, die Entgeltsystematik der Netzkostenstruktur anzupassen, indem die Netzentgelte stärker auf den Leistungspreis abstellen. Mögliche Ausgestaltungsoptionen wären hierbei ein Flatratemodell, ein Kapazitätstarif, der sich nach der Sicherungsgröße der Abnehmer richten würde, und die Einführung bzw. Anhebung des Grundpreises. Aufgrund fehlender Anreize zum sparsamen Umgang mit Energie und unerwünschten Verteilungseffekten bei den Kosten werden Flatrates und Kapazitätstarife von der BNetzA abgelehnt.

Individuelle Netzentgelte

Es wird aktuell diskutiert, die Vielzahl von Sonderregeln und ergänzenden Abgaben (staatlich induzierte Preisbestandteile), die das gesamte Entgeltsystem in sich widersprüchlich und komplex gestalten, einzudämmen bzw. neu zu ordnen und dadurch verursachte Fehlanreize zu verringern.

Niederlande: energiewirtschaftliche Rahmenbedingungen



Eckpunkte

2015

Einwohner*	17 Mio.
Bevölkerungsdichte (Einwohner pro km ²)	503
Anzahl Verteilnetzbetreiber	7
Anzahl Energievertriebe	51
Marktanteil des größten Erzeugers	k. A.
Smart-Meter-Roll-Out bis...*	2020
Anteil volatiler erneuerbarer Energien	8,3 %
Anzahl E-Autos** (pro 10.000 Einwohner)	5,5
Wärmepumpen (Luft & Erde; pro 1.000 Einwohner)	17,4
Stromspeicherkapazität** (Wh pro Einwohner)	49,2

*2017, **2016



Landesbeschreibung

- Die Niederlande verfügen über die höchste Bevölkerungsdichte der hier untersuchten Länder. Der niederländische Energiemarkt ist nach wie vor stark von der heimischen Erdgasförderung geprägt. Auch wenn die Produktion in den letzten Jahren deutlich gesunken ist, macht Erdgas noch über 70% des Energieverbrauchs in privaten Haushalten aus.
- Dank steuerlicher Vorteile für elektrisch betriebene Fahrzeuge verfügen die Niederlande nach Norwegen über Europas zweithöchste Marktdurchdringung im Bereich der Elektromobilität.
- Der Strommarkt in den Niederlanden weist mit nur 51 Energievertriebsgesellschaften und 7 Netzbetreibern noch eine vergleichsweise hohe Marktkonzentration auf. Viele der Akteure befinden sich im kommunalen Besitz.

Zuständigkeiten

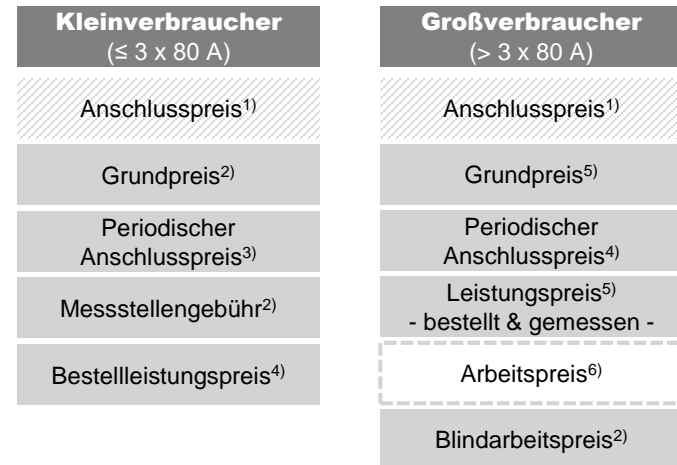
- **Regulierungsbehörde:** Autoriteit Consument & Markt (ACM), Directie Energie (Energieabteilung)
- **Zuständiges Ministerium:** Ministerie van Economische Zaken en Klimaat, Abteilung „DG Energie, Telecom en Mededinging“ (insb. Referat „Energiemarkt en Innovatie“)
- **Aktueller Minister:** Eric Wiebes (Volkspartij voor Vrijheid en Democratie)

Niederlande: aktuelle Netzentgeltsystematik

Beschreibung der Netzentgeltsystematik

- In den Niederlanden bildet seit 2001 eine Form der Anreizregulierung die Grundlage für die Berechnung der Höhe der Netzentgelte. Im Vorfeld einer Regulierungsperiode wird die Preisobergrenze pro Jahr festgelegt. Durch die Anwendung eines Effizienzfaktors (X-Faktor) wird diese Obergrenze von Jahr zu Jahr abgesenkt.
- Die Netzentgeltsystematik in den Niederlanden wird durch das Tarifgesetz Strom (*Tariefcode elektriciteit*) geregelt.
- Bei den Netzentgelten wird zwischen Kleinverbrauchern mit einem maximal dreiphasigen Anschluss à 80 A und Großverbrauchern mit über 80 A pro Phase unterschieden.
- Für den Netzanschluss zahlen Verbraucher in den Niederlanden neben dem einmaligen Anschlusspreis auch einen periodischen Anschlusspreis, der die Wartungskosten des Anschlusses abdeckt. Der periodische Anschlusspreis fließt ebenfalls in das Netzentgelt ein und richtet sich nach der Anzahl der angeschlossenen Phasen.
- Die Netzentgelte für Kleinverbraucher setzen sich aus einem Grundpreis, einem BestelleLeistungspreis und einer Gebühr für das Messwesen zusammen. Ein Arbeitspreis wird nicht erhoben.
- Großverbraucher zahlen neben dem Grundpreis und dem periodischen Anschlusspreis (richtet sich hier nach der Anschlussleistung) einen Leistungs- und einen Blindarbeitspreis. Abnehmer, die an die Nieder- oder Mittelspannung angeschlossen sind, zahlen zudem einen Arbeitspreis. Auf der Niederspannungsebene unterscheidet dieser zwischen Peak- und Off-Peak-Zeiten.
- Für Großverbraucher setzt sich der Leistungspreis aus einem Preis für die bestellte und einem Preis für die monatlich (bei Hochspannung teilweise auch wöchentlich) maximal gemessene Leistung zusammen. Überschreitet ein Nutzer in einem Monat (einer Woche) seine bestellte Leistung, wird der Wert für das gesamte Jahr raufgesetzt und dem Kunden nachträglich in Rechnung gestellt.

Darstellung der Netzentgeltsystematik



Legende



Erläuterungen

- 1) Einmalig bei Anschluss; gestaffelt nach Anschlussleistung, Spannungsebene, Anzahl Phasen und Länge des Anschlusses
- 2) Für alle Anschlussleistungen einheitlich
- 3) Unterscheidet nach ein- und dreiphasigen Anschlüssen und Anschlussleistung
- 4) Gestaffelt nach Anschlussleistung (einphasig bis 10A, dreiphasig bis 25A, 35A, 50A, 63A, 80A)
- 5) Gestaffelt nach Spannungsebene
- 6) Nur für Niederspannung und Mittelspannung; auf der Niederspannung differenziert nach Peak und Off-Peak

Niederlande: aktuelle Debatte zur Weiterentwicklung der Netzentgeltsystematik

Prosumer und Einspeiser

Bis 2004 existierte in den Niederlanden ein Tarif für die Einspeisung von Strom ins öffentliche Netz. Da insbesondere Deutschland als großes Nachbarland keine Netzentgelte auf die Einspeisung erhebt und man Wettbewerbsverzerrungen befürchtete, wurden die Tarife für Erzeuger 2004 zunächst auf Null gesetzt und später gänzlich abgeschafft.

Im heutigen Tarifmodell existiert somit kein explizites Einspeiseentgelt mehr. Prosumer benötigen jedoch aufgrund der Einspeisung aus ihrer Eigenerzeugungsanlage (z. B. einer PV-Dachanlage) teilweise einen Anschluss mit einer höheren Kapazität als Verbraucher ohne Eigenerzeugung. Führt dieser Mehrbedarf an Kapazität dazu, dass die Prosumer in eine Kategorie mit einer höheren Anschlussleistung eingestuft werden müssen, steigt der zu zahlende Bestellleistungspreis entsprechend.

Da aktuell der Regeltarif für Haushalte bei 3x25A (ca. 17 kVA) und damit im Normalfall deutlich über dem durchschnittlichen Kapazitätsbedarf niederländischer Haushalte (< 2 kW) liegt, tritt dieser Fall der impliziten Netzentgelte für Erzeugungsanlagen nur bei sehr hohem Verbrauch und/oder großen Erzeugungsanlagen auf.

Ein bereits seit 2015 vorliegender Gesetzesentwurf sieht jedoch vor, die für die

Eigenerzeugung benötigte Netzkapazität bei der Ermittlung der Anschlusskategorie und des damit verbundenen Preisniveaus nicht zu beachten. Gleichzeitig wird jedoch diskutiert, erneut einen Tarif für die Einspeisung von Energie auf allen Netzebenen einzuführen, um damit verbundene Kosten ausgleichen zu können. Diese Diskussion befindet sich jedoch noch in einem sehr frühem Stadium.

Weiterentwicklung Leistungspreis

Im Jahr 2009 haben die Niederlande den Arbeitspreis für Haushaltskunden abgeschafft. Ziel war einerseits eine bessere Abbildung der Treiber für die Netzkosten, d.h. die benötigte Netzkapazität. Hierbei wurden allerdings Durchmischungseffekte nicht berücksichtigt. Andererseits sollten durch die vereinfachte Abrechnung und das Wegfallen der Messung von Arbeitspreisen administrative Kosten eingespart werden. Um den positiven Effekt von Arbeitspreisen auf den effizienten Umgang mit Energie jedoch nicht zu verlieren, wurde im Gegenzug die Stromsteuer deutlich angehoben (von 8,95 auf 12,91 Cent/kWh).

Aktuell stellt sich jedoch das Problem, dass den Nutzern in der niedrigsten Kategorie, in die die meisten Haushalte fallen, bis zu 15 kW zur Verfügung stehen (3x 25 A). Aufgrund des hohen Gasanteils beim Kochen und Heizen in

den Niederlanden liegt der durchschnittliche Bedarf jedoch nur bei 1,8 kW. Selbst zum Laden der in den Niederlanden häufig vertretenen Elektroautos steht allen Haushalten in diesem günstigen Tarif ausreichend Kapazität zur Verfügung. Dadurch steigt jedoch das Gefälle zwischen jenen Haushalten mit sehr niedrigem Kapazitätsbedarf und jenen, die für die Elektromobilität oder andere große Verbraucher stärkere Anschlüsse benötigen. Haushalte mit geringem Leistungsbezug finanzieren somit Netznutzer mit höherem Bedarf mit.

Eine aktuell diskutierte Lösung dieses Kostenverteilungsproblems ist die Einführung von mehr Tarifgruppen, die für Anschlüsse unter 15 kW differenzierte Preise ermöglichen. Alternativ wird erwogen, mit Abschluss des Smart-Meter-Roll-Outs (voraussichtlich 2020) gemessene Kapazitätswerte für die Abrechnung heranzuziehen.

Darüber hinaus wird mit Blick auf die Netzauslastung in Erwägung gezogen, die Leistungspreise zeitlich zu variieren (tageszeitlich oder saisonal). Auch eine regionale Differenzierung der Tarife innerhalb der Konzessionsgebiete der verschiedenen Verteilnetzbetreiber ist Bestandteil der laufenden Diskussion. Allerdings sind diese Ideen bisher wenig konkret



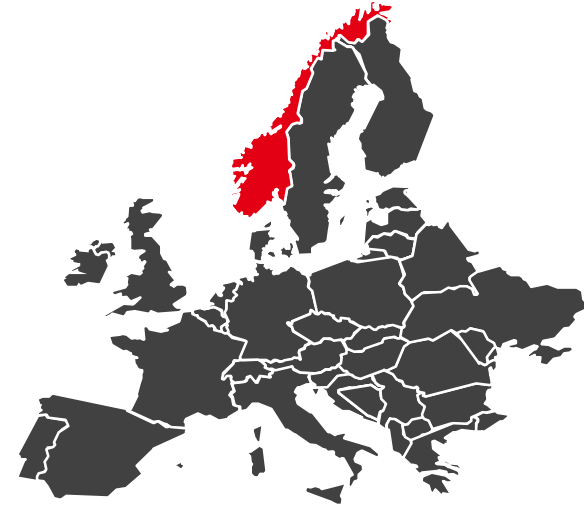
Norwegen: energiewirtschaftliche Rahmenbedingungen

Eckpunkte

2015

Einwohner*	5,3 Mio.
Bevölkerungsdichte (Einwohner pro km ²)	17
Anzahl Verteilnetzbetreiber	150
Anzahl Energievertriebe	>110
Marktanteil des größten Erzeugers	28 %
Smart-Meter-Roll-Out bis...*	2019
Anteil volatiler erneuerbarer Energien	1,7 %
Anzahl E-Autos** (pro 10.000 Einwohner)	133,6
Wärmepumpen (Luft & Erde; pro 1.000 Einwohner)	100,2
Stromspeicherkapazität** (Wh pro Einwohner)	k. A.

*2017, **2016



Landesbeschreibung

- Norwegen ist zwar kein Mitgliedsstaat der Europäischen Union, orientiert sich aber stark an europäischer Gesetzgebung. Dies gilt auch für den Smart-Meter-Roll-Out, der in Norwegen zum 1. Januar 2019 abgeschlossen sein soll.
- Norwegen zeichnet sich durch einen hohen Elektrifizierungsgrad aus. Dies gilt nicht nur für die Marktdurchdringung von Elektroautos (die höchste weltweit), sondern auch im Wärmesektor (z. B. Durchlauf-erhitzer, Wärmepumpen, Elektroheizungen). Entsprechend hoch ist der Stromverbrauch (z. B. Haushalte i. d. R. 15-20.000 kWh/Jahr).
- Aufgrund des hohen Anteils an Wasserkraft machen die sonstigen, stärker volatilen erneuerbaren Energien in Norwegen weniger als 2% der jährlichen Stromerzeugung aus.

Zuständigkeiten

- **Regulierungsbehörde:** Norges vassdrags- og energidirektorat (Norwegisches Wasser und Energiedirektorat), Abteilung „Elmarkedstilsynet“ (Energiamarktregulierung), insb. Referat „Regulering av nett-tjenester“ (Netzregulierung)
- **Zuständiges Ministerium:** Olje- og energidepartementet (Öl- und Energieministerium), Abteilung „Energi- og vannressursavdelingen“ (Energie- und Wasserressourcen), insb. Referat „Kraftmarkedsseksjonen“ (Strommarkt)
- **Aktueller Minister:** Terje Søviknes (Fortschrittspartei)

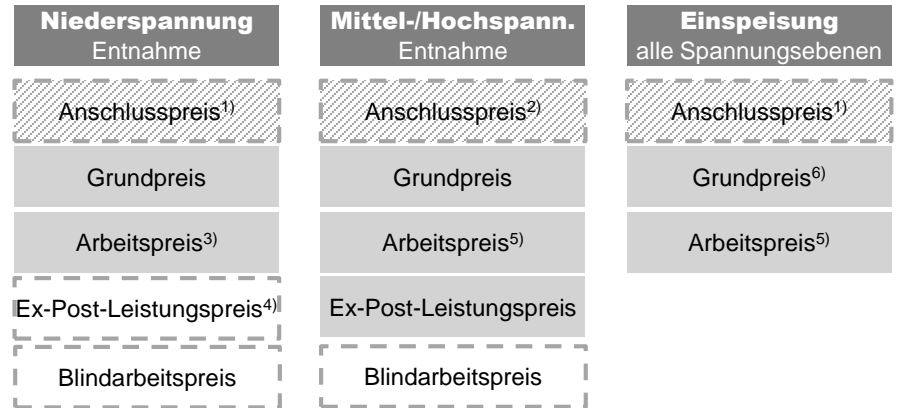


Norwegen: aktuelle Netzentgeltsystematik

Beschreibung der Netzentgeltsystematik

- Norwegen wendet eine Anreizregulierung an. Die Erlösobergrenze für die Netzbetreiber wird jährlich mithilfe eines Benchmarks berechnet.
- Die Netzentgelte unterscheiden einerseits nach Nutzern auf der Niederspannungsebene und andererseits Anschlussnehmern auf der Mittel- bzw. Hochspannungsebene. Für alle Spannungsebenen existiert zudem ein Tarif für die Einspeisung von elektrischer Energie. Dieser setzt sich aus Arbeits- und Grundpreis zusammen.
- Einspeiser mit < 100 kW (Prosumer) zahlen keinen Grundpreis, sondern nur den Arbeitspreis. Da sich dieser an den Netzverlusten orientiert, fällt er dort nicht an, wo Einspeiser das Netz entlasten.
- Anschlusspreise für Einspeisung und Entnahme können bis zu einer Spannung von 22 kV erhoben werden, sind aber nicht gesetzlich vorgeschrieben.
- Abnehmer auf der Niederspannungsebene zahlen einen Grundpreis und einen Arbeitspreis. Zähler von Haushalten mit einem Verbrauch von > 8.000 kWh/Jahr sollen regelmäßig (4-12x/Jahr) ausgelesen werden. Der Arbeitspreis ist für diese Kunden saisonal variabel.
- Bei Niederspannungskunden, die bereits über einen Smart Meter verfügen, enthält das Netzentgelt zudem eine Leistungskomponente.
- Bei den Niederspannungskunden werden extra Tarife für Ferienhäuser erhoben. Diese Tarife sind deutlich teurer als solche für Haushalte.
- Abnehmer auf der Mittel- und Hochspannungsebene zahlen einen Grund-, Leistungs- und Arbeitspreis. Die Arbeitspreise sind nach Jahres- und Tageszeit gestaffelt. Die Leistungspreise beziehen sich auf die gemessene Leistung.
- Unterbrechbare Verbrauchseinrichtungen können vom Netzbetreiber ein reduziertes Netzentgelt berechnet bekommen, wenn der Netzbetreiber im Gegenzug die Verbrauchseinrichtung zu Spitzenzeiten abschalten darf. Je kürzer die erforderliche Vorwarnzeit für eine Abschaltung, desto niedriger ist das zu zahlende Netzentgelt.

Darstellung der Netzentgeltsystematik



Legende



Erläuterungen

- Im Ermessen der Netzbetreiber; kann für Erstanschluss & Netzupgrade erhoben werden.
- Nur bis zu einer Spannung von 22 kV. Darüber kein Anschlusspreis.
- Für Kunden mit mehrmaliger Zählerablesung pro Jahr nach Jahreszeiten gestaffelter Preis.
- Nur für Kunden mit Smart Meter/Lastmessung;
- Höhe orientiert sich an Kosten für Übertragungsverluste. Zeitlich gestaffelt; mindestens nach Winter-Tag, Winter-Nacht/Wochenende und Sommer.
- Durchschnitt der über 10 Jahre gemessenen Leistung während der jährlichen Höchstlaststunde im Netz.



Norwegen: aktuelle Debatte zur Weiterentwicklung der Netzentgeltsystematik

Stärkung des Leistungspreises

Die Diskussion um die Weiterentwicklung der Netzentgelte in Norwegen fokussiert sich stark auf den Leistungspreis, da dieser aus Sicht der Regulierungsbehörde die Netzkostenstruktur besser widerspiegelt als Arbeitspreise.

Auf den höheren Spannungsebenen orientieren sich die Arbeitspreise schon heute an den Übertragungsverlusten, die den Hauptteil der variablen Netzkosten ausmachen. Nun erwägt die Regulierungsbehörde NVE, eine solche Regelung auch für Haushaltskunden einzuführen und damit den Arbeitspreis erheblich zu senken. Im Gegenzug soll ein Leistungspreis auch für Niederspannungskunden verpflichtend eingeführt werden.

Bis Anfang 2019 werden alle Kunden mit einem Smart Meter ausgestattet, was die Abrechnung eines Leistungspreises auch bei Kleinkunden ermöglicht. Das neue Leistungspreissystem soll 1-2 Jahre nach dem vollständigen Smart-Meter-Roll-Out eingeführt werden, damit die Netzbetreiber bei der Ausgestaltung der Tarife auf die Smart-Meter-Daten zurückgreifen können.

Die NVE strebt einen zeitlich differenzierten Leistungspreis an, der zu Peak-Zeiten höher ist als zu Off-Peak-Zeiten. Alternativ sollen die Netzbetreiber den Arbeitspreis entsprechend differenzieren können. Folgende Leistungspreismodelle werden diskutiert:

- Gemessene Leistung
- Installierte Anschlussleistung
- Bestelleistung – sowohl mit Strafzahlung als auch über Schalter in den Smart-Metern, die den Leistungsbezug durch stufenweises Abschalten einzelner Verbraucher drosseln
- wie die Beschaffung organisiert werden soll,
- wie konkrete Flexibilitätsprodukte aussehen könnten,
- welche Rolle die Netzbetreiber spielen sollen,
- und wie mögliche Interessenkonflikte mit der Nachfrage von Systemdienstleistungen von ÜNB gelöst werden können.

Die NVE präferiert aktuell ein Bestelleistungssystem mit Strafzahlungen. Der Bestellpreis pro Kilowatt oder die Pönalen könnten dabei von den Netzbetreibern auch zeitvariabel ausgestaltet werden.

Darüber hinaus sollen die Verteilnetzbetreiber frei darin sein, Entgelte innerhalb ihres Netzgebietes auch geografisch zu differenzieren. Eine entsprechende Verpflichtung wird von der NVE jedoch abgelehnt.

Außerdem wirke die aktuelle Anreizregulierung der Flexibilisierung entgegen und reize stattdessen den Netzausbau an. Die NVE will deshalb ein Pilotprojekt anregen und das Thema unabhängig von der Netzentgeltsystematik weiterentwickeln.

Anschlusspreise über 22 kV

Bis auf wenige Ausnahmen fallen bisher keine Anschlusspreise auf Spannungsebenen mit über 22 kV an. Aktuell wird jedoch diskutiert, Anschlusspreise auch auf diesen Spannungsebenen zu erheben, um eine bessere Kostenverursachungsgerechtigkeit zu erzielen.

Aufgrund der weiteren Elektrifizierung, insbesondere des Verkehrssektors, rechnet man mit einem starken Anstieg der Last auf den höheren Ebene. Dies ist verbunden mit entsprechendem Ausbaubedarf, an dem Kunden an den betroffenen Spannungsebenen über den Anschlusspreis beteiligt werden könnten.

Marktliche Beschaffung von Flexibilität

Unterbrechbare Verbrauchseinrichtungen können vom Netzbetreiber ein reduziertes Netzentgelt berechnet bekommen, wenn der Netzbetreiber im Gegenzug die Verbrauchseinrichtung zu Spitzenzeiten abschalten darf. Es wird jedoch diskutiert, diese Tarife durch marktwirtschaftliche Mechanismen zum Zukauf von Flexibilität zu ergänzen oder zu ersetzen.

Ein konkretes Modell zur Ausgestaltung einer solchen Regelung liegt bisher nicht vor. Hier bedarf es laut NVE weiterer Untersuchungen. Insbesondere muss demnach geklärt werden



Portugal: energiewirtschaftliche Rahmenbedingungen

Eckpunkte

2015

Einwohner*	10,3 Mio.
Bevölkerungsdichte (Einwohner pro km ²)	112
Anzahl Verteilnetzbetreiber	13
Anzahl Energievertriebe	10
Marktanteil des größten Erzeugers	43 %
Smart-Meter-Roll-Out bis...*	Kein Zieljahr
Anteil volatiler erneuerbarer Energien	24,4 %
Anzahl E-Autos** (pro 10.000 Einwohner)	0,7
Wärmepumpen*** (Luft & Erde; pro 1.000 Einwohner)	24,8
Stromspeicherkapazität** (Wh pro Einwohner)	7,2

*2017, **2016, *** inkl. Kühlung



Landesbeschreibung

- Nach Dänemark ist Portugal dank intensiver Nutzung von Onshore-Windenergie das europäische Land mit dem höchsten Anteil der Erzeugung aus volatilen erneuerbaren Energien am Gesamtstrommix.
- Vergleichsweise gering ist hingegen die Marktdurchdringung von flexiblen Verbrauchstechnologien wie Stromspeicher, Wärmepumpen oder E-Autos.
- Die Auswirkungen des vormals monopolistischen Energiemarkts sind in Portugal teilweise immer noch zu spüren. So gibt die Regulierungsbehörde ERSE nicht nur die Struktur, sondern auch die Höhe der Netzentgelte vor. Die letzten Haushalte, die noch über einen Altvertrag mit einem vormals monopolistischen Versorger verfügten, mussten bis Ende 2017 einen Anbieter auf dem freien Markt wählen.

Zuständigkeiten

- **Regulierungsbehörde:** Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE), insb. Direção de Tarifas e Preços
- **Zuständiges Ministerium:** Ministro da Economia, insb. „Gabinete do Secretário de Estado da Energia“
- **Aktueller Minister:** Manuel Caldeira Cabral (unabhängig)

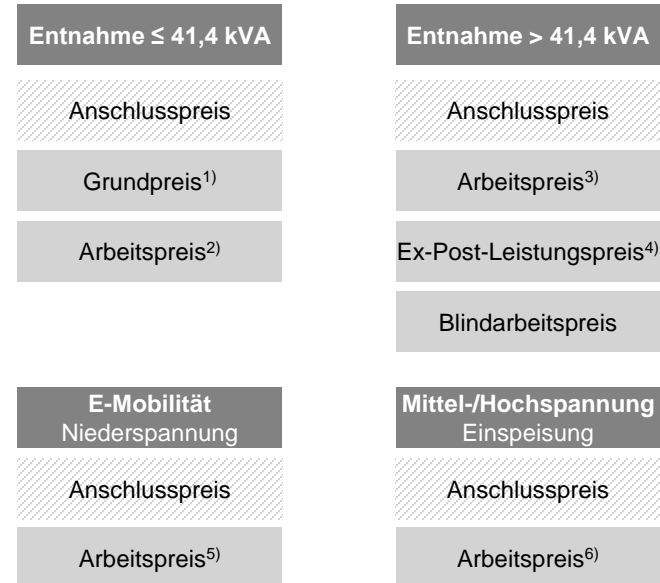


Portugal: aktuelle Netzentgeltsystematik

Beschreibung der Netzentgeltsystematik

- Die Netzentgelte („Tarifas de Acesso às Redes“) in Portugal werden von der Regulierungsbehörde festgelegt und setzen sich aus zwei Komponenten zusammen: Das Gesamtsystementgelt („Usó Global do Sistema“), das allgemeine Verwaltungskosten des Stromsystems umlegt, sowie die Netznutzungsentgelte für die Übertragungs- bzw. Verteilnetze. Die Übertragungs- und Verteilnetzentgelte (> 41,4 kVA) enthalten zudem je einen Anteil für induktive und kapazitive Blindarbeit.
- Für alle Verbraucher und Einspeiser wird bei erstmaligem Netzanschluss ein Anschlusspreis erhoben. Während der Nutzer Kosten für Leitungen auf seinem Privatgrundstück vollständig übernimmt, ist die Anschlussleitung im öffentlichen Raum bis zu einer gewissen Länge kostenlos. Darüber hinaus wird ein Preis pro Meter berechnet.
- Für Entnahmeanschlüsse mit einer Leistung von maximal 41,4 kVA wird ein Grundpreis in Abhängigkeit von der Anschlussleistung sowie ein wahlweise einheitlicher oder gestaffelter Arbeitspreis erhoben. Für ausgewählte Verbraucher mit einer Anschlussleistung von maximal 6,9 kVA existiert ein Sozialtarif.
- Verbraucher mit > 41,4 kVA zahlen statt des Grundpreises einen Ex-Post-Leistungspreis. Dieser berechnet sich einerseits anhand der durchschnittlichen Leistungsnutzung eines Verbrauchers innerhalb der 900 Stunden eines Jahres mit der höchsten Netzbelastung sowie andererseits über den maximalen viertelstündlichen Leistungsbezug innerhalb der letzten 365 Tage.
- Für die Niederspannungsebene existiert ein gesondertes Netzentgelt für das Laden von Elektroautos. Hierbei wird lediglich eine Unterscheidung abhängig von der Tageszeit gemacht (Peak-, Normal-, Off-Peak-Zeiten).
- Auf der Mittel- und Hochspannungsebene wird zudem ein Peak- und Off-Peak-Arbeitspreis für die Einspeisung von Elektrizität ins Netz erhoben.

Darstellung der Netzentgeltsystematik



Legende



Erläuterungen

- Nach Anschlussleistung
- Bei Anschlüssen über > 20,7 kVA gestaffelt nach Peak, Normal und Off-Peak; bei Anschlüssen ≤ 20,7 kVA wahlweise gestaffelt nach Peak/Off-Peak oder Peak/Normal/Off-Peak oder Einheitspreis ohne Staffelung
- Flexibel nach Jahres- und Tageszeit (Sommer & Winter sowie Peak, Normal, Off-Peak, Super-Off-Peak).
- Zweiteilung nach Leistungsbezug zu Netz-Peak-Zeiten sowie viertelstündlicher Höchstleistung in den letzten 365 Tagen.
- Tageszeitliche Unterscheidung nach Peak, Normal und Off-Peak
- Tageszeitliche Unterscheidung nach Peak & Off-Peak



Portugal: aktuelle Debatte zur Weiterentwicklung der Netzentgeltsystematik

Dynamische Netzentgelte

Die Weiterentwicklung der portugiesischen Netzentgeltsystematik konzentriert sich stark auf die zeitliche Ausdifferenzierung bzw. Dynamisierung der Leistungspreiskomponenten. Laut dem seit Dezember 2014 gültigen Netzentgeltgesetz müssen die Verteilnetzbetreiber sowohl eine Kosten-Nutzen-Analyse als auch erste Pilotprojekte zur Dynamisierung der Netzentgelte auf der Mittel- und Hochspannungsebene entwickeln.

Die vom Verteilnetzbetreiber EDP Distribuição im Juni 2016 vorgelegte Kosten-Nutzen-Analyse zeigt beispielsweise, dass eine zeitliche Verschiebung von 5% des Bedarfs zu Höchstlastzeiten zu signifikant geringerem Netzausbau und somit zu einem niedrigeren Investitionsbedarf führt.

Zudem wird eine regionale Differenzierung der dynamisierten Tarife empfohlen, da sich die Höchstlaststunden im Norden deutlich von denen im Süden unterscheiden. Während in Nordportugal die höchste Stromnachfrage im kühlen Winter auftritt, liegen die Spitzenzeiten in Südportugal in den heißen Sommermonaten, in denen viele Klimaanlage laufen und im Tourismus Hochsaison ist.

Zudem zeigte sich in der Vergangenheit, dass das heutige System keine ausreichende Steuerungswirkung hinsichtlich der Netz-

belastung entfaltet. Ein Hauptproblem ist hierbei, dass aktuell ein Teil des Leistungspreises über den mittleren Leistungsbezug eines Verbrauchers innerhalb der 900 Stunden eines Jahres mit der höchsten Netzauslastung berechnet wird. Die Zahl von 900 Stunden ist jedoch zu hoch, um Anreize zu unterschiedlichen Verbrauchsverhaltensweisen bei verschiedenen Netzzuständen anzureizen.

Ein Pilotprojekt zu dynamisierten Netzentgelten, das am 1. April 2018 starten soll, wurde bereits bei der Regulierungsbehörde ERSE angemeldet und soll dieses Problem angehen. Das Projekt umfasst insgesamt 100 Pilotkunden auf der Mittel- und Hochspannungsebene, für die nach wie vor der maximale viertelstündliche Leistungsbezug der letzten 365 Tage abgerechnet wird.

Die Dynamisierung betrifft ausschließlich die zweite Komponente des Leistungspreises. Im dynamisierten Modell soll die Zahl von 900 Stunden innerhalb eines Jahres auf 100 reduziert werden. Welche Stunden in diese 100 Peak-Stunden hineinzählen, gibt der zuständige Netzbetreiber jeweils zwei Tage im Voraus bekannt.

Zeitvariable Leistungspreise

Während im heutigen System in Portugal nur die Arbeitspreise zeitvariabel ausgestaltet sind, soll neben dem Pilotprojekt zum dynamischen Netzentgelt im April 2018 auch ein Test mit regional und zeitlich variablen (jedoch de facto nicht dynamischen) Leistungspreisen beginnen.

Auch hier bleibt die Komponente zur Abrechnung des maximalen viertelstündlichen Leistungsbezugs in den letzten 365 Tagen bestehen. Geändert wird hier ebenfalls der Leistungspreisteil, der sich aktuell auf den durchschnittlichen Leistungsbezug in den 900 Stunden der höchsten Netzbelastung bezieht.

Über eine Analyse der Lastflüsse werden hierfür die Stunden für Super-Off-Peak-, Off-Peak-, Normal-, Peak- und Super-Peak-Zeiten für sechs Regionen ermittelt. Dabei gibt es jeweils auch jahreszeitliche Unterscheidungen, so dass beispielsweise innerhalb einer Region Peak-Zeitfenster im Sommer in anderen Stunden liegen können als im Winter. Für Peak- und Super-Peak-Zeiten gilt dann nicht mehr der mittlere Leistungsbezug in den 900 Stunden mit der höchsten Netzauslastung, sondern 400 (Peak) bzw. 300 (Super-Peak) Stunden.

Die Preise für die Leistungskomponente bleiben hierbei unverändert. Lediglich die Zeitfenster und die regionale Differenzierung machen den Unterschied zum heutigen System aus.



Schweden: energiewirtschaftliche Rahmenbedingungen

Eckpunkte

2015

Einwohner*	10 Mio.
Bevölkerungsdichte (Einwohner pro km ²)	24
Anzahl Verteilnetzbetreiber	170
Anzahl Energievertriebe	120
Marktanteil des größten Erzeugers	41 %
Smart-Meter-Roll-Out bis...*	2009
Anteil volatiler erneuerbarer Energien	10,3 %
Anzahl E-Autos** (pro 10.000 Einwohner)	4,9
Wärmepumpen (Luft & Erde; pro 1.000 Einwohner)	148,6
Stromspeicherkapazität** (Wh pro Einwohner)	0,01

*2017, **2016



Landesbeschreibung

- Die Liberalisierung des Strommarktes begann in Schweden Anfang der 1990er Jahre und damit erheblich früher als in den meisten anderen europäischen Ländern. Zum 1. Januar 1996 war die Liberalisierung bereits umgesetzt.
- Als erstes europäisches Land schloss Schweden im Jahr 2009 seinen vollständigen Smart-Meter-Roll-Out ab.
- Das schwedische Stromsystem ist geprägt durch die geringe Einwohnerdichte des Landes. Die Verteilnetzbetreiberlandschaft in Schweden ist sehr kleinteilig. Rechnerisch versorgt jeder Betreiber lediglich 59.000 Personen.
- Schweden weist eine hohe Dichte von Wärmepumpen und eine steigende Marktdurchdringung bei der Elektromobilität auf.

Zuständigkeiten

- **Regulierungsbehörde:** Energimarknadsinspektionen, Abteilung für Netzregulierung (Nätreglering)
- **Zuständiges Ministerium:** Miljö- och energidepartementet (Ministerium für Umwelt und Energie), Referat Energienheten
- **Aktueller Minister:** Ibrahim Baylan (Sveriges socialdemokratiska arbetareparti; Sozialdemokraten)



Schweden: aktuelle Netzentgeltsystematik

Beschreibung der Netzentgeltsystematik

- Schweden wendet eine Anreizregulierung mit Erlösbergrenze für die Verteilnetzbetreiber an. Bei der Ausgestaltung der Netzentgeltsystematik (inkl. Wahl der Komponenten) verfügen die Netzbetreiber über vollständige Freiheit. Entgelte müssen nicht von der Regulierungsbehörde genehmigt werden.
- Die hier beschriebene Systematik entspricht der am häufigsten anzufindenden Kombination von Entgeltkomponenten. Andere Systematiken sind rechtlich möglich und werden angewendet (z. B. rein leistungs-, arbeitspreis- oder grundpreisbasierte Preismodelle).
- Der Grundpreis setzt sich aus einer sog. Behördengebühr, die der Finanzierung der öffentlichen Verwaltung dient, und einem klassischen Grundpreis zusammen.
- Die Höhe der einzelnen Netzentgeltkomponenten ist nach Sicherungsgröße (Ampere) und Jahresverbrauch gestaffelt.
- Die Netzentgeltsystematiken für Verbraucher mit einer Sicherung von < 200 A und einem Jahresverbrauch von < 240 MWh setzen sich in der Regel aus einem Ex-Post-Leistungspreis und/oder einem Arbeitspreis zusammen. Teilweise wird bei beiden Bestandteilen nach Normallast- und Hochlastzeiten unterschieden. Die Gewichtung von Leistungs- und Arbeitspreis variiert zwischen den Netzgesellschaften erheblich.
- Bei Verbrauchern mit einer Sicherung von > 200 A und einem Jahresverbrauch von > 240 MWh werden von den Netzbetreibern wahlweise reine Bestelleleistungs-, reine Ex-post-Leistungs- oder gemischte Leistungspreissysteme genutzt werden.
- Es wird auch ein Entgelt für die Einspeisung erhoben. Anlagen mit einer Sicherungsgröße von < 63 A und einer Leistung von max. 43,5 kW sind von der Regelung ausgenommen, wenn der Betreiber pro Jahr mehr Strom aus dem Netz bezieht als er einspeist. Anlagenbetreiber von Erzeugungseinheiten mit einer Leistung von max. 1,5 MW zahlen oft lediglich ein Messentgelt.

Darstellung der Netzentgeltsystematik



Die Darstellung entspricht der am häufigsten tatsächlich auftretenden Systematik. Prinzipiell gibt es keine regulatorischen Vorgaben zu den Netzentgeltkomponenten, so dass bspw. auch ein Bestelleleistungspreis für Haushalte rechtlich möglich ist.

< 200 A & 240.000 kWh/a Entnahme	> 200 A & 240.000 kWh/a Entnahme	Einspeisung
Anschlusspreis	Anschlusspreis	Anschlusspreis
Grundpreis ¹⁾	Grundpreis ¹⁾	Grundpreis
Ex-post-Leistungspreis ²⁾	Bestelleleistungspreis	Arbeitspreis
Arbeitspreis ²⁾	Ex-post-Leistungspreis	Ex-post-Leistungspreis
	Arbeitspreis ³⁾	

Legende

Periodisch gezahlte Komponente	Einmalige Komponente	Nicht für alle Nutzer dieser Gruppe
--------------------------------	----------------------	-------------------------------------

Erläuterungen

- 1) Setzt sich zusammen aus Behördengebühr („Myndighetsavgifter“) und nach Sicherungsgröße und Jahresverbrauch gestaffelten jährlichen Grundpreis.
- 2) Netzbetreiber kann optional nach Normallast- und Hochlastzeiten unterscheiden.
- 3) Gestaffelt nach: Winter hoch/niedrig,

Frühjahr/Herbst hoch/niedrig, Sommer hoch/niedrig



Schweden: aktuelle Debatte zur Weiterentwicklung der Netzentgeltsystematik

Zeitvariable Tarife und Leistungspreise

2016 hat die schwedische Regulierungsbehörde von der Regierung den Auftrag erhalten, eine Studie zur zukünftigen Ausgestaltung der Netzentgeltsystematik anzufertigen. Mit Blick auf eine verbesserte Demand Response, der besseren Abbildung anfallender Kosten für den Netzbetreiber, die effiziente Netznutzung und die Verteilungsgerechtigkeit empfahl die Regulierungsbehörde daraufhin die stärkere Nutzung von zeitvariablen Tarifen und eine höhere Gewichtung von Leistungspreiskomponenten. Während zeitvariable Tarife zu einer gleichmäßigeren Netzauslastung beitragen sollen, würde der stärkere Fokus auf Leistungspreise die Kostenstruktur der Netzbetreiber besser wiedergeben.

Der Bericht der Regulierungsbehörde wurde im Frühjahr 2017 an die Regierung übergeben und öffentlich diskutiert. Bisher folgten auf das Konsultationsverfahren noch keine politischen Maßnahmen bzw. regulatorische Änderungen.

Die konkrete Ausgestaltung der Netzentgelte obliegt aktuell den Verteilnetzbetreibern in Schweden. Schon heute nutzt die Mehrzahl der Netzbetreiber Leistungspreiskomponenten für

Klein- und Großverbraucher sowie für Einspeiser. Während es sich momentan größtenteils noch um Ex-Post-Leistungspreise handelt, finden Bestelleistungspreissysteme – auch bei Haushalten – immer häufiger Anwendung.

Bei Haushaltskunden dient die Sicherung als physische Sanktionierung, wenn die Verbrauchskapazität die Kapazität der Sicherung übersteigt. Großkunden zahlen hingegen eine Strafe bei Überschreitung der bestellten Leistung. Ziel ist in der Regel die Erreichung von netzschonendem Verhalten bei den Verbrauchern.

Kompetenzen des Regulierers

Bisher sind die schwedischen Verteilnetzbetreiber bei der Ausgestaltung der Netzentgeltstrukturen vollkommen frei. Sie bekommen von der Regulierungsbehörde nur die jährliche Erlösobergrenze vorgegeben und können die verschiedenen Netzentgeltkomponenten selbstständig auswählen und kombinieren. Hierbei müssen sie lediglich die Prinzipien der Nichtdiskriminierung, der

Kostengerechtigkeit und der effizienten Netznutzung beachten. Netzentgeltstrukturen müssen nicht von der Regulierungsbehörde genehmigt werden. Diese wird nur aktiv, wenn sich Netznutzer bei ihr beschweren.

Hintergrund ist die vergleichsweise hohe Anzahl an Verteilnetzbetreibern in Schweden. Durch die hohe Eigenständigkeit der Netzbetreiber soll die Regulierungsbehörde entlastet werden.

Mit dem Report aus dem Jahr 2016 gab die Regulierungsbehörde jedoch die Empfehlung ab, ihr die Kompetenz zu übertragen, bestimmte Preiskomponenten regulatorisch vorschreiben zu können. Diese Möglichkeit sieht das schwedische Stromgesetz explizit vor.

Bei einer Übertragung der Entscheidungskompetenz an den Regulierer behielten die Verteilnetzbetreiber jedoch weiterhin großen Spielraum bei der konkreten Ausgestaltung der Tarife (z. B. welche Zeitfenster bei zeitvariablen Tarifen gelten).

Im Frühjahr 2017 wurde der Bericht der Regulierungsbehörde öffentlich diskutiert. Eine Entscheidung seitens der Regierung bezüglich der Kompetenzübertragung steht noch aus.

Die Länderanalyse zeigt, dass der Leistungspreis überall eine zentrale Rolle für zukünftige Netzentgeltsystematiken spielt

Untersuchte Länder



Belgien
(Wallonien & Flandern)



Deutschland



Niederlande



Norwegen



Portugal



Schweden

KERNERGEBNISSE

- Im Kleinkundenbereich nutzen die Niederlande, Norwegen und Schweden bereits **leistungspreisbasierte Tarife** (100% LP in den Niederlanden).
- In allen Ländern wird eine **(weitere) Stärkung des Leistungspreises** zumindest diskutiert. Durch den Smart-Meter-Roll-Out ist dies auch in der NS-Ebene möglich.
- Die Niederlande wenden bei Klein- und Großkunden und Schweden nur bei Großkunden **Bestelleistung** an.
- In allen weiteren Ländern wird die Einführung eines **Bestelleistungssystems** zumindest als **eine Option** diskutiert.
- In Deutschland und Norwegen ist eine **bedingte Netznutzung** (reduzierte Tarife bei Fernsteuerbarkeit eines Verbrauchers durch den VNB) bereits angelegt. In Wallonien sind ab 2019 Pilotprojekte geplant.
- Bis auf in Deutschland bewerten die meisten anderen Regulierungsbehörden die Nutzung **nicht-dynamischer Zeitfenster** positiv. Diskutiert bzw. geplant wird sowohl eine zeitliche Differenzierung des Arbeitspreises (Wallonien), des Leistungspreises (Niederlande, Portugal) als auch beider Komponenten (Norwegen, Schweden).

QUELLEN (1/2)

Allgemeine Eckpunkte zu den Ländern

Anzahl E-Autos:

<http://appsso.eurostat.ec.europa.eu/nui/submitViewTableAction.do> (letzter Zugriff 17.01.18)

Anzahl VNB und EVU:

http://www.eurelectric.org/media/113155/dso_report_web_final-2013-030-0764-01-e.pdf (letzter Zugriff 17.01.18)

Einwohner:

<http://ec.europa.eu/eurostat/tgm/table.do?tab=table&init=1&language=en&pcode=tps00001&plugin=1> (letzter Zugriff 17.01.18)

Energiemengen und -preise:

<http://ec.europa.eu/eurostat/web/energy/data/database> (letzter Zugriff 17.01.18)

Marktanteil größter Erzeuger:

http://appsso.eurostat.ec.europa.eu/nui/show.do?dataset=nrg_ind_331a&lang=en (letzter Zugriff 17.01.18)

Smart-Meter-Roll-Out:

<http://my-smart-energy.eu/my-country> (letzter Zugriff 17.01.18)

Stromspeicher:

<https://www.energystorageexchange.org/> (letzter Zugriff 17.01.18)

Wärmepumpen:

<https://www.euroobserv-er.org/heat-pumps-barometer-2016/> (letzter Zugriff 17.01.18)

Belgien (Flandern)

Anschlusspreis:

<https://www.eandis.be/nl/publicaties/tarieven-voor-aansluitingen-elektriciteit-nl> (letzter Zugriff 14.12.17)

Entgeltssystematik 2017-2020:

[http://www.vreg.be/nl/tarifmethodologie-](http://www.vreg.be/nl/tarifmethodologie-distributienettarieven-2017-2020-0)

[distributienettarieven-2017-2020-0](http://www.vreg.be/nl/tarifmethodologie-distributienettarieven-2017-2020-0) (letzter Zugriff 14.12.17)

Netzentgelte:

<https://www.eandis.be/nl/publicaties/tarieven-afname-en-injectie-elektriciteit-5-nl> (letzter Zugriff 14.12.17)

Interview mit Kathy Van Damme, Projektleiterin in der Abteilung Netzregulierung (Directie netbeheer) beim Vlaamse Regulator van de Elektriciteits- en Gasmarkt, am 21.11.2017.

Smart-Meter-Rollout:

<https://www.killmybill.be/fr/compteurs-intelligents-obligatoires-flandre-2019/> (letzter Zugriff 16.01.2018)

VREG Prosumertarif:

<http://www.vreg.be/nl/prosumententariet-2017> (letzter Zugriff 14.12.17)

Belgien (Wallonien)

Décision relative à la méthodologie tarifaire gaz et électricité pour la période régulatoire 2019-2023:

<http://www.cwape.be/docs/?doc=3185> (letzter Zugriff 15.01.18)

Décisions tarifaires pour 2017:

<http://www.cwape.be/?lg=1&dir=7.6.5> (letzter Zugriff 15.01.18)

Décret méthodologie tarifaire 2019-2023:

<http://www.cwape.be/?dir=7&news=636> (letzter Zugriff 15.01.18)

Interview mit Antoine Thoreau, Direktor der Direction socio-économique et tarifaire der Commission wallonne pour l'Energie, am 13.12.2017.

Smart-Meter-Roll-Out:

<https://www.lecho.be/economie-politique/belgique-wallonie/Les-compteurs-intelligents-arriveront-en-Wallonie-fin-2034/9970517?ckc=1&ts=1516094653> (letzter Zugriff

15.01.18)

Netzentgeltreform:

<http://www.cwape.be/?lg=1&dir=7&title=Tarifs+des+grd> (letzter Zugriff 15.01.18)

Deutschland

Anreizregulierungsverordnung:

<https://www.gesetze-im-internet.de/aregv/> (letzter Zugriff 14.11.17)

BNetzA (2015): Bericht - Netzentgeltsystematik Elektrizität:

https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Netzentgelte/Netzentgeltsystematik/Bericht_Netzentgeltsystematik_12-2015.pdf?__blob=publicationFile&v=1 (letzter Zugriff 14.11.17)

Energiewirtschaftsgesetz:

https://www.gesetze-im-internet.de/enwg_2005/index.html#BJNR197010005BJNE016601118 (letzter Zugriff 14.11.17)

Niederspannungsanschlussverordnung:

http://www.gesetze-im-internet.de/nav/_11.html (letzter Zugriff 14.11.17)

Stromnetz Berlin Preisblätter 2017:

https://www.stromnetz_berlin.de/file/NNE-B-2017_130060303.pdf (letzter Zugriff 14.11.17)

Stromnetzentgeltverordnung:

<https://www.gesetze-im-internet.de/stromnev/index.html> (letzter Zugriff 14.11.17)

Westnetz Preisblätter 2017:

<http://www.westnetz.de/web/cms/mediablob/de/3346316/dat/a/1625968/3/westnetz/netz-strom/netzentgelte/preisblaetter-2017/Preisblaetter-WESTNETZ-Strom-2017-01-01.pdf> (letzter Zugriff 14.11.17)

QUELLEN (2/2)

Niederlande

Interview mit Luuk Spee, Senior enforcement official der Autoriteit Consument & Markt, am 15.12.2017.

Netzentgelte VNB Enduris:

<https://www.enduris.nl/consument/tarieven.htm> (letzter Zugriff 20.12.17)

Netzentgelte für Einspeiser VNB Enexis:

https://www.enexis.nl/consument/aansluiting-en-meter/tarief/maandelijkse-netwerkstarieven?stap=Maandelijkse-netwerkstarieven_2_3 (letzter Zugriff 20.12.17)

Tarifgesetz Strom:

<http://wetten.overheid.nl/BWBR0037951/2017-04-07> (letzter Zugriff 20.12.17)

Norwegen

Interview mit Velaug Amalie Mook, Seniorberaterin „Energimarkedstilsynet“ in der „Seksjon for regulering av netjtjenester“ des „Norges vassdrags- og energidirektorat“, am 17.11.2017.

NVE Network Tariffs:

<https://www.nve.no/energy-market-and-regulation/network-regulation/network-tariffs/> (letzter Zugriff 21.11.17)

NVE Report: Status of NVE's work on network tariffs in the electricity distribution system:

http://publikasjoner.nve.no/rapport/2016/rapport2016_62.pdf (letzter Zugriff 21.11.17)

NVE Statistics on distribution network tariffs:

<https://www.nve.no/energy-market-and-regulation/network-regulation/network-tariffs/statistics-on-distribution-network-tariffs/> (letzter Zugriff 21.11.17)

Hafslund Nett Tariffs:

https://www.hafslundnett.no/english/customer/grid_rental_prices_private_customers/15562 und https://www.hafslundnett.no/english/customer/commercial_customers/15560 (letzter Zugriff 21.11.17)

Regulations governing financial and technical reporting, income caps for network operations and transmission tariffs: https://www.regjeringen.no/globalassets/upload/oed/vedlegg/lover-og-reglement/reg_no_302_of_11_march_1999.pdf (letzter Zugriff 21.11.17)

Portugal

AHK-Zielmarktanalyse:

http://www.german-energy-solutions.de/GES/Redaktion/DE/Publikationen/Marktanalyse_n/2017/zma_portugal_2017_tourismus.pdf?__blob=publicationFile&v=2 (letzter Zugriff 16.01.18)

Netzentgelte 2017:

http://www.erse.pt/pt/electricidade/LigacoesasRedes/Documents/Ligacoes%20redes_Nov2012_v2.pdf (letzter Zugriff 16.01.18)

Interview mit Pedro Verdelho, Direktor der Abteilung „Tarifas e Preços“ der ERSE, am 12.12.2017.

Saraiva, Fidalgo et al. (2016): Implementation of dynamic tariffs in the Portuguese electricity system - preliminary results of a Cost-Benefit Analysis:

<http://ieeexplore.ieee.org/document/7521329/> (letzter Zugriff 16.01.18)

Single market progress report:

https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/2014_countryreports_portugal.pdf (letzter Zugriff 16.01.18)

Schweden

Energimarknadsinspektionen:

<https://www.ei.se/sv/for-energikonsument/el/Elnat/elnatavgift/> (letzter Zugriff 15.11.17)

Interview mit Kristina Östman, Analystin in der Abteilung Netzregulierung der Energimarknadsinspektionen, am 14.11.2017.

Länderprofil Schweden:

http://www.german-energy-solutions.de/GES/Redaktion/DE/Publikationen/Marktanalyse_n/Laenderprofile/schweden.pdf?__blob=publicationFile&v=7 (letzter Zugriff 15.11.17)

Netzentgelte 2017:

<http://ei.se/sv/publikationer/Arsrapporter/elnatforetag-arsrapporter/> (letzter Zugriff 15.11.17)

Netzentgelte Vattenfall:

<https://www.vattenfalldistribution.se/el-hem-till-dig/elnatpriser/> (letzter Zugriff 15.11.17)

Netzentgeltgesetz:

https://www.riksdagen.se/sv/dokument-lagar/dokument/svensk-forfattningssamling/ellag-1997857_sfs-1997-857 (letzter Zugriff 15.11.17)

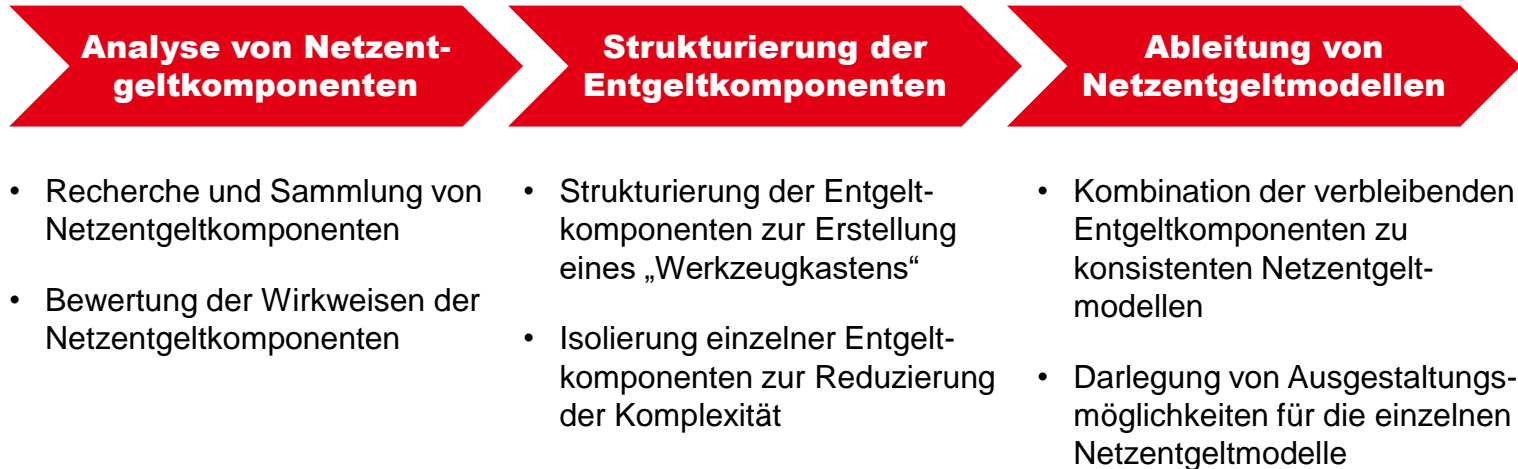
AGENDA

1. Ausgangslage und Herausforderungen
2. Länderanalyse
- 3. Entwicklung möglicher Netzentgeltmodelle**
4. Bewertung der Modelle und Ableitung eines Zielmodells
5. Zielmodell und Auswirkungen
6. Zusammenfassung



Die Definition von möglichen Zielmodellen erfolgte in drei Schritten

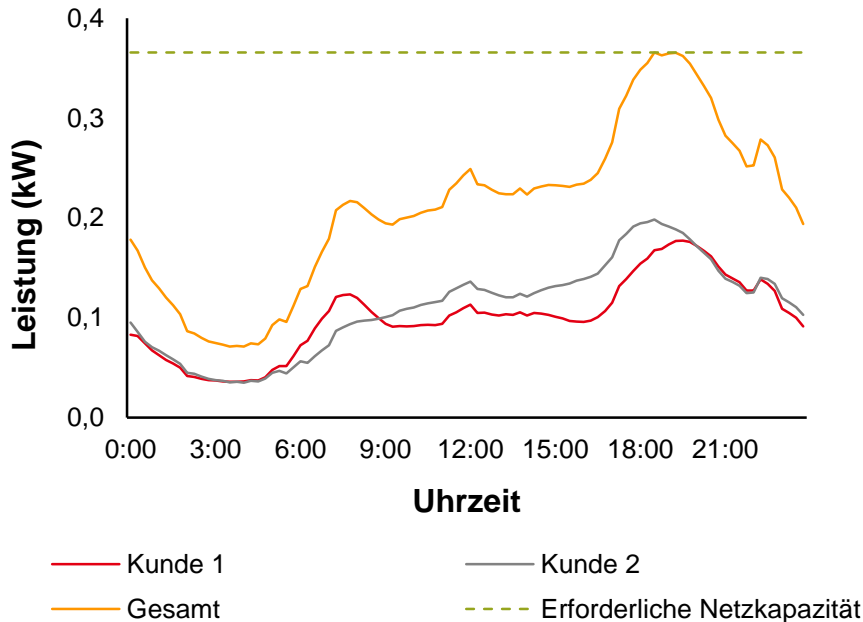
› Vorgehensweise bei der Ableitung möglicher Netzentgeltmodelle



Die Gewichtung von Arbeits- und Leistungspreis ist eine Abwägung zwischen der Anreizung energieeffizienten Verhaltens und der Abbildung der Netzkostenstruktur

› Arbeits- und Leistungspreis

Leistung als Kostentreiber im Netz



Arbeitspreis

- + Für unflexible Kleinkunden (Standardlastprofile) wird Kostenstruktur abgebildet
- + Reizt energieeffizientes Verhalten an
- + Hohe Akzeptanz beim Kunden
- Bildet Kostenstruktur des Stromnetzes für flexible und große Kunden mit registrierender Leistungsmessung nicht ab
- Kein Anreiz für effizienten Umgang mit Kapazität

Leistungspreis

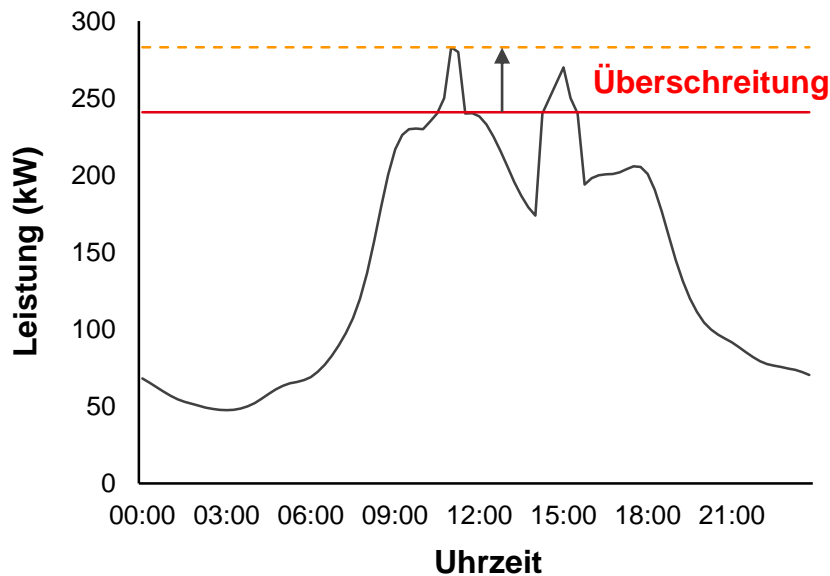
- + Bildet Kostenstruktur des Stromnetzes (soweit zeitgleich zur Netzhöchstlast) ab
- + Reizt effizienten Umgang mit Netzkapazität an
- Kein Anreiz für energieeffizientes Verhalten
- In der klassischen Ausprägung hinderlich für Bereitstellung von Flexibilität im Markt

› Ein Netzentgeltsystem sollte einen Leistungspreis zur Abbildung der Kostenstruktur des Stromnetzes enthalten. Die Ergänzung um einen Arbeitspreis u.a. als effizienzanzehendes Instrument ist möglich.

Die Ausgestaltung des Leistungspreises beeinflusst den vonseiten des Kunden erforderlichen Aufwand und die Planbarkeit der Netzkapazität

› Ex-Post-Leistungspreis und BestelleLeistungspreis

Ausgestaltung des Leistungspreises



➔ BestelleLeistungspreissystem mit (gestaffelter) Sanktionierung bei Überschreitung der bestellten Leistung (Pönale oder ergänzend / alternativ Abschaltung).

Ex-post-Leistungspreis

- + Verbrauchsgetreue Abrechnung
- + Unkompliziertes Abrechnungsverfahren für die Kunden
- eingeschränkte Kostenprognostizierbarkeit für Kunden
- Hohes Kostenrisiko für nichtflexible Kunden mit seltenen aber großen Lastspitzen

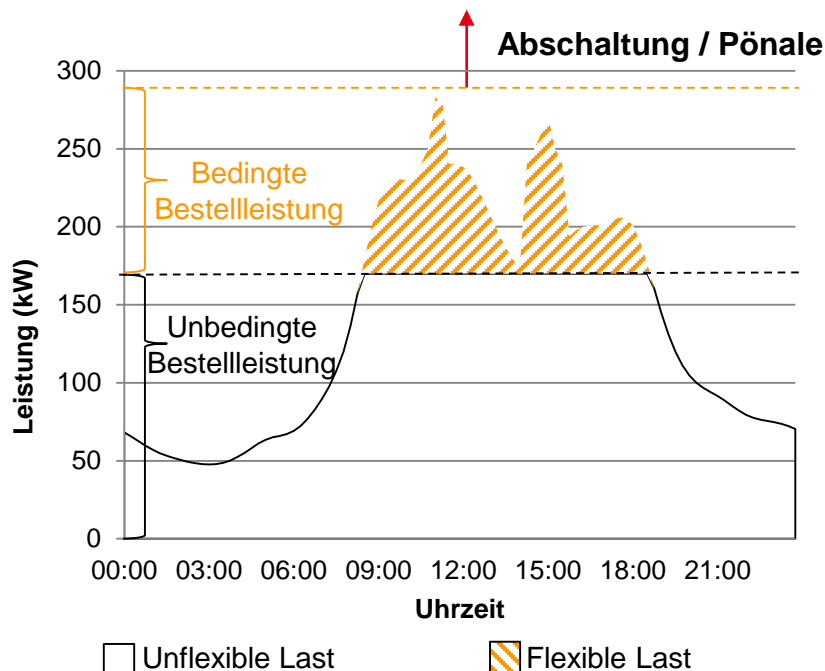
BestelleLeistungspreis

- + Gute Kostenprognostizierbarkeit für Kunden
- + Liefert verlässliche Informationen für die Netzplanung
- + Bildet Kostenverursachung besser ab als reine Ex-Post-Messung
- Leistungsbestellung für Kunden aufwendiger als Ex-post-Abrechnung
- Je nach Ausgestaltung der Sanktionierung durch Abschaltung oder Überschreitungsentgelt u.U. negative Rückwirkung auf Kundennutzen oder erhebliche Kosten

Die Bestelleistung kann optional in unbedingt und bedingt verfügbare Leistung unterteilt werden, wobei bedingte Leistung vom Netzbetreiber bei Bedarf abgeregelt werden kann, um Belastungsspitzen im Stromnetz zu minimieren

› Unbedingte und bedingte Bestelleistung

Ausgestaltung des Bestelleistungspreises



➔ Bedingte Bestelleistung ist günstiger als unbedingte und v. a. für Nutzer mit flexiblen Lasten sinnvoll.

Unbedingte Bestelleistung

- + Dimensionierung für unflexiblen Anteil der Last
- + Gute Kostenprognostizierbarkeit für Kunden
- + Liefert verlässliche Informationen für die Netzplanung
- Kunde muss in der Lage sein, das für ihn optimale Maß an unbedingter Leistung zu ermitteln

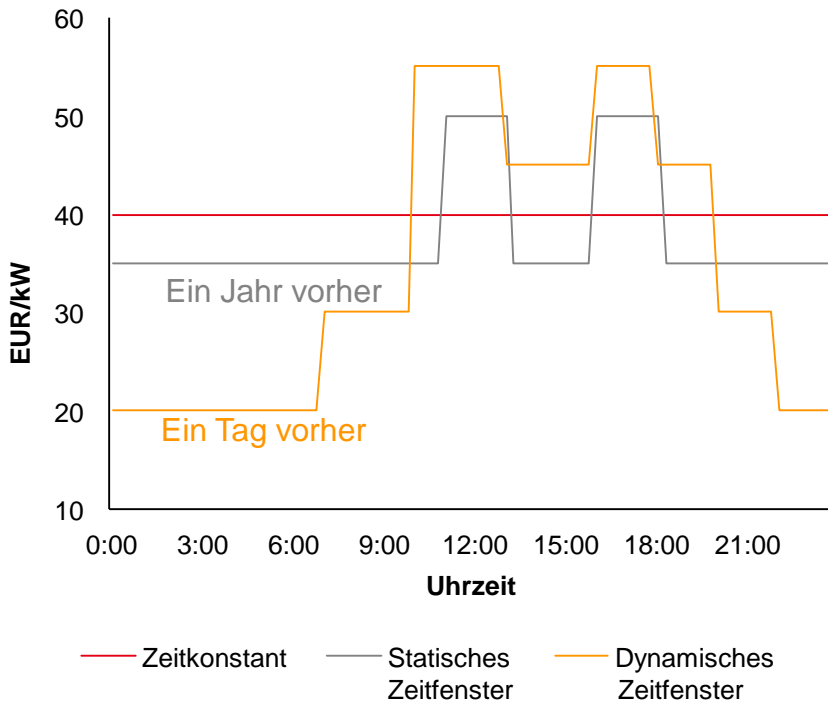
Bedingte Bestelleistung

- + Zusatzoption zur unbedingten Bestelleistung
- + Kostengünstig für flexiblen Lastanteil
- Vorrichtungen für schnelle Lastanpassung erforderlich
- Eingeschränkte Vorhersehbarkeit der Abregelung
- Kunde muss in der Lage sein, das für ihn optimale Maß an bedingter Leistung zu ermitteln

Die zeitliche Ausgestaltung von Netzentgelten wirkt sich auf den erforderlichen Aufwand aufseiten der Kunden und der VNB sowie auf die effiziente Netzauslastung aus

› Zeitvariabilität der Preiselemente

Zeitabhängige Ausgestaltung



Zeitkonstante Preise

- + Hohe Transparenz für Verbraucher
- + Einfache Erlösermittlung für Netzbetreiber
- Kein Anreiz zur Flexibilisierung des Verbrauchs und zu netzdienlichem Verhalten

Variable Preise (statische Zeitfenster)

- + Anreiz zur zeitlichen Flexibilisierung des Verbrauchs zu netzdienlichem Verhalten
- Keine Garantie für permanente Zweckdienlichkeit d. Zeitfenster
- Prognosewerkzeug zur Festlegung d. Zeitfenster und Preise notwendig

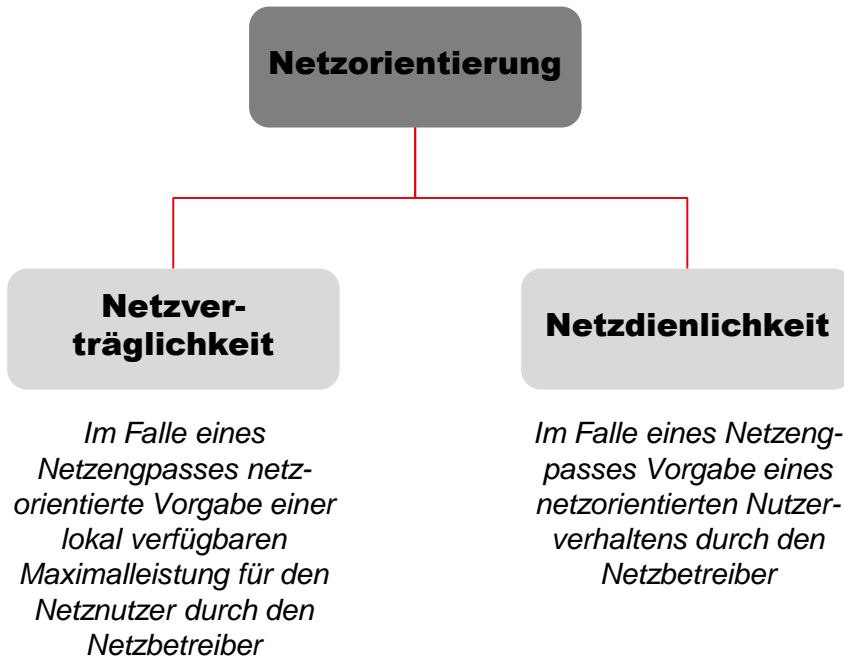
Variable Preise (dynamische Zeitfenster)

- + Anreiz zur Flexibilisierung des Verbrauchs
- + Exakteres Nachfahren des Netzzustandes möglich
- Technische Komplexität für Netzbetreiber und Kunden
- Geringe Transparenz für Kunden

Hinsichtlich der Reaktion auf Netzengepässe kann zwischen Netzverträglichkeit und Netzdienlichkeit differenziert werden, die sich u. a. in der Invasivität für den Nutzer unterscheiden

› Netzverträglichkeit vs. Netzdienlichkeit

Strukturierung der Begriffe



Netzorientierung

- Der Netznutzer richtet sein Verhalten innerhalb seiner ihm zugebilligten maximalen Netzkapazität u. a. danach aus, in welcher Belastungssituation sich das Netz zum jeweiligen Zeitpunkt befindet.
- Die *Netzverträglichkeit* und *Netzdienlichkeit* sind unterschiedliche Ausprägungen der Netzorientierung.

Netzverträglichkeit

- Der Netznutzer verwendet seine Flexibilität im Rahmen der zeitlich variablen, zum jeweiligen Zeitpunkt lokal noch verfügbaren positiven oder negativen Maximalleistung (maximale Entnahme- oder Einspeiseleistung).
- Bis zur so festgelegten zeitlich variablen Maximalleistung ist er in seinem Verhalten im Übrigen uneingeschränkt.

Netzdienlichkeit

- Der Netznutzer setzt seine Flexibilität nach Vorgabe des Netzbetreibers ein, um eine ohne sein Verhalten bereits existierende oder drohende Netzüberlastung abzumildern.
- Hier erfolgt ein direkter Eingriff in das Verhalten des Netznutzers durch Vorgabe einer zu erbringenden positiven oder negativen Mindestleistung.

Für die Ausarbeitung eines neuen Entgeltmodells in Luxemburg ergibt sich somit ein „Werkzeugkasten“ aus unterschiedlichen Preiskomponenten

Komponenten möglicher Netzentgeltsystematiken

Schwerpunkt der Preissystematik (Verhaltensabhängig)		Schwerpunkt der Preissystematik (Verhaltensunabhängig)					
Arbeitspreis	Leistungspreis (ex-post / bestellt)	Grundpreis	Anschlusskostenbeitrag				
Zahlung für netzdienliches Verhalten („mindestens X kW einspeisen / entnehmen“)		Netzverträglich: Unbedingte / bedingte Netznutzung („maximal X kW entnehmen / einspeisen“)					
Entschädigung (für unfreiwillige Anpassung)	Anreizzahlung (Lastflussangebot)	Unbedingt	Bedingt Abhängig von der Belastungssituation				
	Anreizzahlung (Lastflusszusage)			Bedingt Abhängig von Betriebs- mittelverfügbarkeit			
Zeitliche/örtliche Differenzierung			Bezugsgröße der Netznutzungsentgelte				
Statische konstante Preise	Statische Zeitfenster	Dynamische Zeitfenster	Verbrauch	Erzeugung	Speicher	Einspeisung	Entnahme

Zur Begrenzung der Komplexität des Systems werden zunächst additive Elemente ausgeklammert und Komponenten mit geringer Eingriffstiefe näher betrachtet

Isolierte Elemente



Schwerpunkt der Preissystematik (Verhaltensunabhängig)	
Grundpreis	Anschlusskostenbeitrag

Zu kombinierende Elemente

Schwerpunkt der Preissystematik (Verhaltensabhängig)	
Arbeitspreis	Leistungspreis (ex-post / bestellt)

Zahlung für netzdienliches Verhalten	
Netzdienliches Verhalten als komplexer und größtmöglicher Eingriff ins Kundenverhalten wird nicht näher untersucht, solange das Ziel mit den verbleibende Elementen erreicht werden kann.	
Anreizzahlung (Anpassung)	Anreizzahlung (Lastflusszusage)

Zeitliche/örtliche Differenzierung		
Statische konstante Preise	Statische Zeitfenster	Dynamische Zeitfenster

Unbedingte / bedingte Netznutzung („maximal X kW entnehmen / einspeisen“)		
Unbedingt	Bedingt Abhängig von der Belastungssituation	Bedingt Abhängig von Betriebsmittelverfügbarkeit

Bezugsgröße der Netznutzungsentgelte	
Verbrauch	Entnahme

Isolierte Elemente



Erzeugung	Speicher	Einspeisung
-----------	----------	-------------

Der Anschlusspreis ist ein einfaches, transparentes und zielführendes Instrument, das in jedem Fall Bestandteil einer Netzentgeltsystematik sein sollte

› Ausgestaltungsmöglichkeiten, Wirkweisen und Gründe für die Isolierung des Anschlusspreises

› Wie ausgestaltbar?

- Pauschal oder leistungsgestaffelt.
- Gestaffelt nach Spannungsebene.
- Gestaffelt nach Entfernung zum nächsten Anschlusspunkt.
- Regional differenziert oder national einheitlich.

› Welche Wirkungen?

- Der Anschlusspreis wirkt stark steuernd hinsichtlich der Dimensionierung des Netzanschlusses und damit der maximal verfügbaren Leistung und Netzbelastung.
- Bei gestaffelter Ausgestaltung entsteht ein positiver Einfluss auf die Kostenverteilung.

› Warum isolierbar?

- Der Anschlusspreis hat keine Wirkung auf das Nutzerverhalten und damit auch keinen Effekt für eine Netzorientierung des Verhaltens.
- Es sind keine kritischen, konträren Wirkungen zu anderen Komponenten zu erwarten.

Der Grundpreis wird zunächst isoliert, da er keine steuernde Wirkung hinsichtlich der Netzbelastung aufweist

› Ausgestaltungsmöglichkeiten, Wirkweisen und Gründe für die Isolierung des Grundpreises

› Wie ausgestaltbar?

- Pauschal oder leistungsgestaffelt.
- Gestaffelt nach Verbrauch.
- Gestaffelt nach Spannungsebene.
- Regional differenziert oder national einheitlich.

› Welche Wirkungen?

- Keine steuernde Wirkung hinsichtlich der Netzbelastung.
- Ist der Grundpreis leistungsgestaffelt, ist seine Wirkung vergleichbar mit einem Bestelleistungssystem ohne Sanktion.
- Positiver Effekt für die Kostenverteilung bei entsprechender Staffelung.
- Gut kalkulierbare Erlösquelle für Netzbetreiber.
- Der Grundpreis senkt den Anteil anderer Komponenten am gesamten Netzentgelt. Dadurch sinkt auch deren Steuerungswirkung.

› Warum isolierbar?

- Da keine steuernde Wirkung hinsichtlich der Netzbelastung besteht, wird die Entscheidung für oder gegen einen Grundpreis auf Grundlage anderer Kriterien (z. B. Erlössicherheit, Kostenverteilung) getroffen als für andere Preiselemente.
- Sollte es sich als sinnvoll erweisen, kann jedes Grundmodell für ein Netzentgeltssystem um einen Grundpreis ergänzt werden.

Im finalen Netzentgeltmodell muss geprüft werden, ob ein eigenes Entgeltsystem für die Kategorie „Speicher“ benötigt wird

› Ausgestaltungsmöglichkeiten, Wirkweisen und Gründe für die Isolierung der Bepreisung von Speichern

› Wie ausgestaltbar?

- Speicher als eigene Kategorie oder Speicher als Verbraucher und Produzent.
- Anwendung der allgemeinen Netzentgeltsystematik oder spezifisches Netzentgelt für Speicher.
- Insbesondere Anreizung von netzdienlichem Ansatz (variable/dynamische Entgelte).

› Welche Wirkungen?

- Entgelte wirken sich tendenziell negativ auf die Wirtschaftlichkeit von Speichern aus. Werden Entgelte für Speicher erhoben sollten diese den netzdienlichen Betrieb anreizen.
- Wenn sich das Netz nicht in einem kritischen Zustand befindet, sollte es nicht zur Verhinderung einer markt-orientierten Fahrweise kommen.
- Der volkswirtschaftlich optimale Einsatz von Speichern (insbesondere Netz- und Markt) sollte unbehindert möglich sein.

› Warum isolierbar?

- Vor dem Hintergrund der negativen Auswirkungen auf die Wirtschaftlichkeit muss grundsätzlich geklärt werden, ob Speicher mit einem Entgelt belastet werden sollen oder nicht.
- Sollte diese Entscheidung positiv ausfallen, muss im finalen Netzentgeltmodell geprüft werden, ob ein eigenes Entgeltsystem für die Kategorie „Speicher“ benötigt wird oder ob eine Betrachtung der Speicher als Erzeuger bzw. Verbraucher ausreichend ist.

Erzeuger können bei Bedarf über Einmalzahlungen an der Netzfinanzierung beteiligt werden, laufende Netzentgelte sind wegen der Marktrückwirkungen zu vermeiden

› Ausgestaltungsmöglichkeiten, Wirkweisen und Gründe für die Isolierung der Entgeltkomponente für Erzeuger

› Wie ausgestaltbar?

- Pauschal oder leistungsgestaffelt.
- Als Einmalzahlung (Baukostenzuschuss) oder laufendes Entgelt (Leistungs- und Arbeitspreis).
- Nach steuerbarer oder nicht-steuerbarer Erzeugung.
- Regional differenziert oder national einheitlich.
- Variabel/dynamisch oder fix.
- Differenziert nach Einspeisungsebene bzw. exklusiv für eine Einspeisungsebene.
- Leistungspreis und/oder Arbeitspreis.

› Welche Wirkungen?

- Erzeuger werden an der Netzfinanzierung beteiligt.
- Durch laufende Entgelte wird die Einsatzreihenfolge im Markt verändert.
- Einmalzahlungen ohne Auswirkung auf den laufenden Betrieb.
- Eine regional differenzierte Einmalzahlung übt eine starke Allokationswirkung aus und verändert nicht die Einsatzreihenfolge im Markt.
- Die Wirtschaftlichkeit der Erzeugungsanlagen wird gesenkt.
- Je nach Ausgestaltung können Entgelte für Erzeuger Netzensparungen vermeiden helfen oder deren Behebung unterstützen.

› Warum isolierbar?

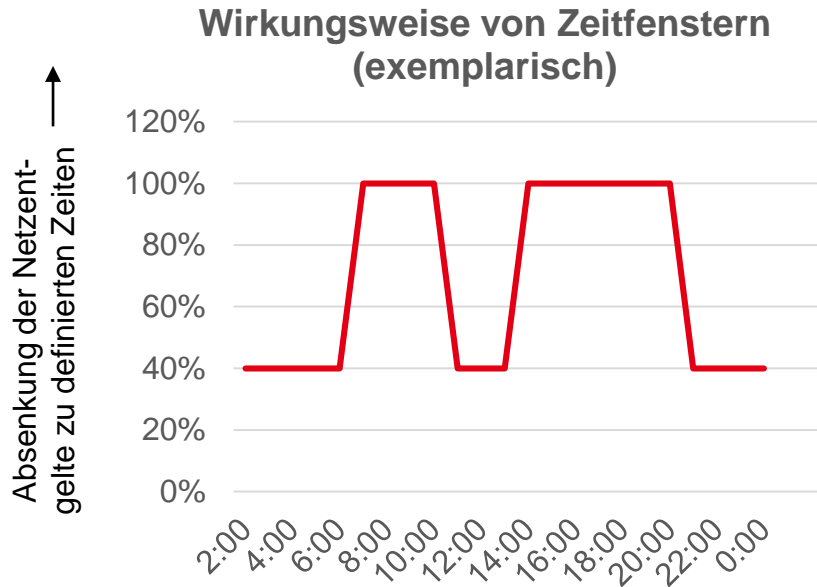
- Sollen Erzeuger an der Netzfinanzierung beteiligt werden, erscheint ein spezifisches Entgelt für Erzeuger in jedem Fall sinnvoller als die Anwendung der allgemeinen Netzentgeltsystematik.
- Sollte es sich als sinnvoll erweisen, kann jedes Grundmodell für ein Netzentgeltsystem um eine Entgeltkomponente für Erzeuger ergänzt werden.

Aus der Kombination der verbleibenden Elemente des Werkzeugkastens lassen sich verschiedene konsistente Netzentgelt-Modelltypen ableiten

- › **Die untenstehenden Prototypen von Netzentgeltmodellen wurden abgeleitet und werden im Folgenden näher erläutert.**



Statische Zeitfenster mit differenzierten Netzentgelten bilden eine Untervariante des statischen Bestelleleistungsmodells, bieten jedoch nur geringe Verbesserungen



- **Statische Zeitfenster** geben über die Netzentgelte zu vorab für ein Jahr festgelegten Zeiten einen Preisreiz (Klassische HT/NT-Zeiten). Sie können nach Wochentag und saisonal differenziert werden.
- **Vorteile** von statischen Zeitfenstern
 - + Durch Zeitfenster können Netzengpässe in einem gewissen Umfang verringert werden, Kunde erhält Preisreiz.
 - + Sie erfordern keine Online-Netzzustandsschätzung, da es keinen Online-Eingriff des Netzbetreibers gibt.
- **Nachteile** von statischen Zeitfenstern
 - Die neuen flexiblen Lasten sind in weit höherem Maße volatil und wetterabhängig als die klassischen unflexiblen Verbraucher. Gleiches gilt für die Einspeisung erneuerbarer Energien.
 - Für ein Jahr im Voraus festgelegte Zeitfenster können nur den Anteil der Netzlastschwankungen abbilden, der von den aktuellen Wetterbedingungen und sonstigen volatilen Einflussfaktoren unabhängig ist. Das Verhalten der neuen flexiblen Lasten und Einspeisungen erneuerbarer Energien können Sie kaum abbilden.
 - Es besteht folglich eine deutlich geringere Effizienz als bei dynamisierten Zeitfenstern mit einem Prognose-Vorlauf von einem Tag oder einem Online-Eingriff des Netzbetreibers im Falle eines tatsächlich auftretenden Engpasses.
 - Zusätzlich gehen individuelle Flexibilitätspotentiale in den Hochpreiszeitfenstern verloren.
 - Bei überwiegend arbeitspreisorientierten Entgelten ist der finanzielle Anreiz für eine verlässliche Lastvermeidung während einer Starklastzeit sehr gering, da eine einzelne Netznutzung während der Starklastzeit nur geringen Energieinhalt hat.



Statische Zeitfenster können zwar eine leichte Verbesserung gegenüber konstanten Preise bringen, bilden aber die zukünftig stark zunehmende Volatilität und Wetterabhängigkeit nicht ab. Sie werden im weiteren Gutachten daher nicht vertieft betrachtet.

Schematische Darstellung des aktuellen luxemburgischen Modells*

Kundengruppe	Tarifart	Arbeitspreis	Leistungspreis bzw. BestelleLeistungspreis	Bedingte Netznutzung
Kunde an der Mittel- und Hochspannung	Standard	Fixer Arbeitspreis auf den Verbrauch**	Fixer Ex-post-Leistungspreis auf die Entnahmespitze	--
Kunde an der Niederspannung (mit Smart Meter)	Standard	Fixer Arbeitspreis auf den Verbrauch**	Monatliche Zahlung nach Sicherungsgröße ("Redevance mensuelle")	--
Kunde an der Niederspannung (ohne Smart Meter)	Standard	Fixer Arbeitspreis auf den Verbrauch**	Monatliche Zahlung nach Sicherungsgröße ("Redevance mensuelle")	--

* Anschlusspreise, Grundpreise, Systemdienstleistungspreise und Messentgelte sind hier ausgeklammert.

** De jure Arbeitspreis auf die Entnahme sowie zusätzlich Verfügbarkeitskomponente für Eigenverbrauch. Wirken zusammen wie Arbeitspreis auf den Verbrauch.

Detailliertes luxemburgisches Modell inkl. aller Preisbestandteile

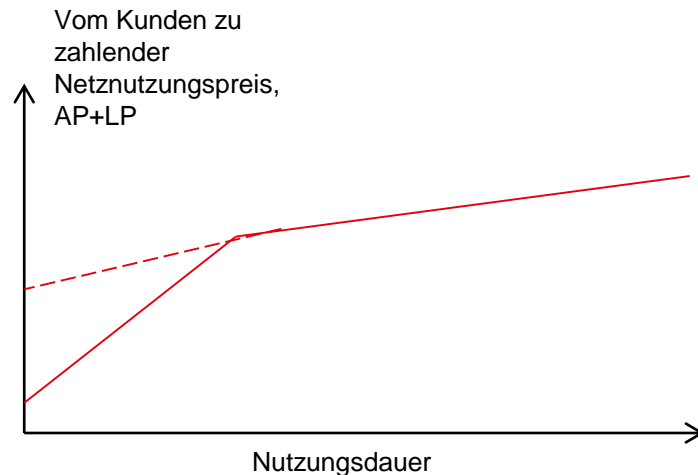
Niederspannung*	Mittelspannung*	Hochspannung*
Anschlusspreis¹⁾ einmalig	Anschlusspreis¹⁾ einmalig	Anschlusspreis¹⁾ einmalig
Grundpreis²⁾ in €/Monat	Messstellenpreis in €/Monat	Messstellenpreis in €/Monat
Arbeitspreis³⁾ in €/kWh	Leistungspreis²⁾ in €/kW/Jahr	Leistungspreis²⁾ in €/kW/Jahr
Verfügbarkeitspreis⁴⁾ in €/kWh	Arbeitspreis²⁾ in €/kWh	Arbeitspreis²⁾ in €/kWh
	Verfügbarkeitspreis³⁾ in €/kWh	Verfügbarkeitspreis³⁾ in €/kWh
<p>1) Gestaffelt nach Sicherungsgröße</p> <p>2) Setzt sich zusammen aus Grundpreis und Zusatzpreis, beide gestaffelt nach Sicherungsgröße, gilt auch für Erzeuger</p> <p>3) Verbrauchern mit Smart Metern kann statt Arbeitspreis auch ein Bestellleistungspreis angeboten werden, wird aber noch nicht angewandt</p> <p>4) Gilt für Eigenverbrauch, gleiche Höhe wie Arbeitspreis</p> <p>* Komponenten für Systemdienstleistungen, Energieeffizienz und steuerbare E-Heizungen sind gesetzlich möglich, werden aber noch nicht angewandt</p>	<p>1) Nach Länge und Dicke d. Kabels und nach reservierter Anschlussleistung (10 kVA-Tranchen)</p> <p>2) Unterschieden nach </> 3000h Nutzung/a</p> <p>3) Gilt für Eigenverbrauch, gleiche Höhe wie Arbeitspreis</p> <p>* Komponente für Systemdienstleistungen ist gesetzlich möglich, wird aber noch nicht angewandt</p>	<p>1) Nach reservierter Anschlussleistung (100 kVA-Tranchen)</p> <p>2) Unterschieden nach </> 3000h Nutzung/a, enthält auch Verfügbarkeitskomponente in gleicher Höhe</p> <p>3) Gilt für Eigenverbrauch, gleiche Höhe wie Arbeitspreis</p> <p>* Komponente für Systemdienstleistungen ist gesetzlich möglich, wird aber noch nicht angewandt</p>

Mögliche Motivation für die Einführung eines statischen BestelleLeistungsmodells

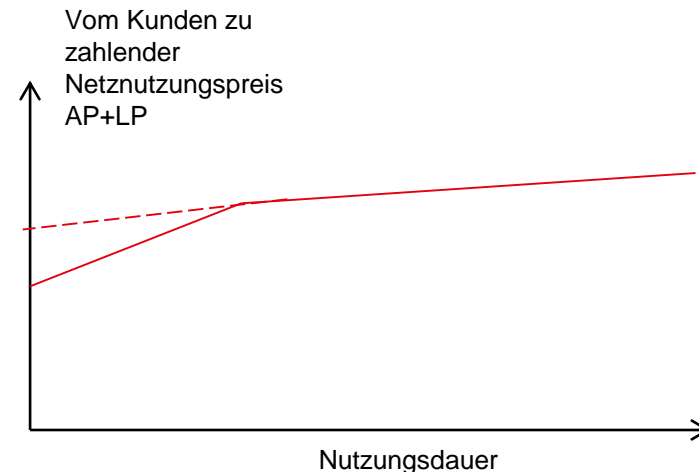
Motivation

- Das statische BestelleLeistungsmodell ist hinsichtlich der Steuerungswirkung und der Kostenverursachungsgerechtigkeit besser als ein reines Ex-Post-Leistungspreismodell.
- Insbesondere bei Niederspannungskunden sollten die bei niedrigen Benutzungsstunden zu erwartenden Durchmischungseffekte abgebildet werden.
- Eine nach Benutzungsstunden gestaffelte Bepreisung würde dies näherungsweise abbilden.
- Auch die Übergangseffekte vom aktuellen zum neuen System würden dadurch abgemildert.

Niederspannung



Mittel- und Hochspannung



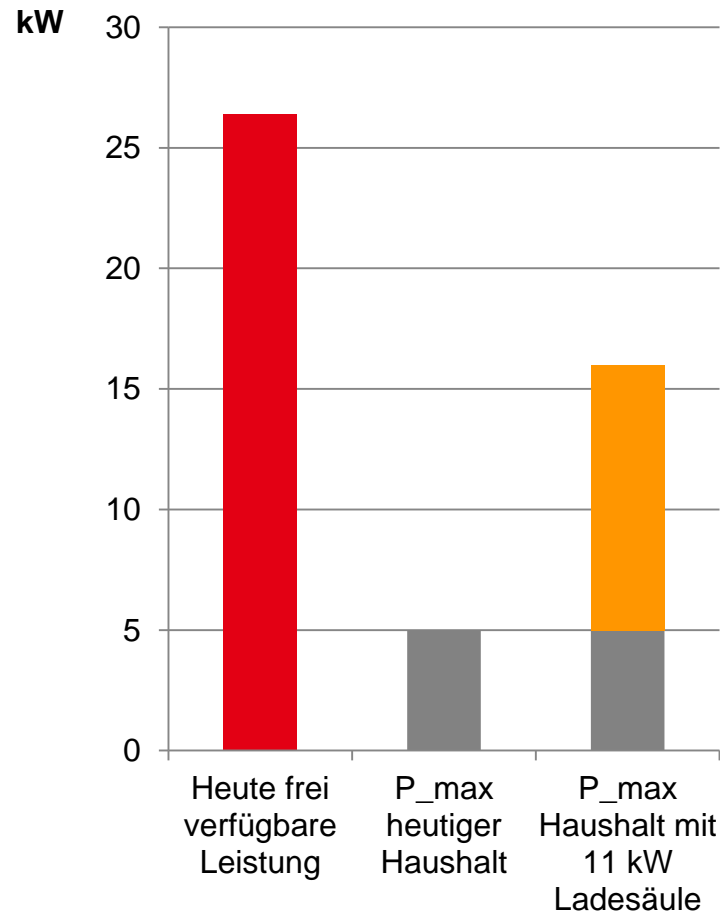
Schematische Darstellung des statischen BestelleLeistungsmodells*

Kundengruppe	Tarifart	Arbeitspreis	Leistungspreis bzw. BestelleLeistungspreis	Bedingte Netznutzung
Kunde an der Mittel- und Hochspannung	Standard	Fixer Arbeitspreis auf den Verbrauch (mit Differenzierung nach Nutzungsdauer)	BestelleLeistungspreis & Abschaltung bzw. hohe finanzielle Sanktionierung	--
Kunde an der Niederspannung (mit Smart Meter)	Standard	Fixer Arbeitspreis auf den Verbrauch (mit Differenzierung nach Nutzungsdauer)	BestelleLeistungspreis & Abschaltung bzw. hohe finanzielle Sanktionierung	--
Kunde an der Niederspannung (ohne Smart Meter)	Standard	Fixer Arbeitspreis auf den Verbrauch	Hoher Grundpreis als Ersatz für Leistungsbestellung, ggf. gestaffelt nach Jahresarbeitsmenge	--

* Anschlusspreise, Grundpreise, Systemdienstleistungspreise und Messentgelte sind hier ausgeklammert.

Die bei flexiblen Verbrauchern zu erwartenden hohen Gleichzeitigkeitsfaktoren erfordern eine stärkere Beschränkung der individuellen Leistungsspitzen

Bestelleistungen nach Bedarf



HOHE GLEICHZEITIGKEITEN

- Die hohe frei verfügbare Leistung im Basistarif (26,4 kW) für das Niederspannungsnetz ermöglicht heute, dass Haushalte die üblichen Verbrauchsgeräte nahezu uneingeschränkt nutzen können. Durch die starke Durchmischung im NS-Netz machen diese hohen individuellen Leistungsspitzen i.d.R. keine Probleme im Netz.
- Bei einem Umstieg auf ein Bestelleistungssystem, das zunächst nicht zwischen flexiblen und unflexiblen Verbrauchern unterscheidet, erfordern die bei flexiblen Verbrauchern zu erwartenden hohen Gleichzeitigkeitsfaktoren eine stärkere Beschränkung der individuellen Leistungsspitzen.
- Für die Masse der Niederspannungskleinkunden ohne Durchlauferhitzer und flexible Lasten wird eine Bestelleistung von ca. 5 kW als Startwert für das Modell als tauglich eingeschätzt.*
- Höhere und niedrigere Bestelleistungen nach Bedarf der Netznutzer sind möglich und erforderlich, wenn z.B. eine Ladesäule mit 11 kW betrieben werden soll.

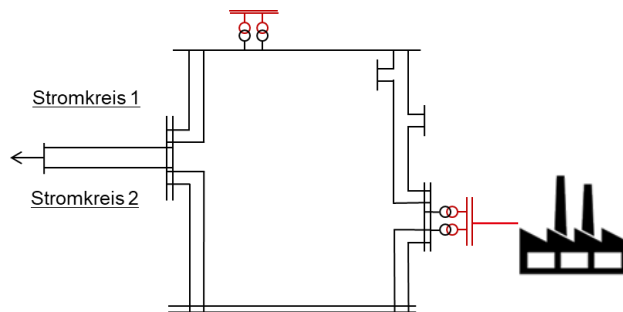
* Offen und ggf. mit erheblichen Umstellungsproblemen behaftet ist aber, wie mit i.d.R. seltenen Überschreitungen (z.B. durch Durchlauferhitzer u.Ä.) der deutlich verringerten bereitgestellten Leistung umgegangen werden soll (in anderen Ländern: Abschaltung und/oder Pönale). Hierauf wird in den ab Seite 121 beschriebenen Modellmodifikationen eingegangen

Mögliche Motivation für die Einführung eines statischen Bestelleistungsmodells mit bedingter Netznutzung

Motivation

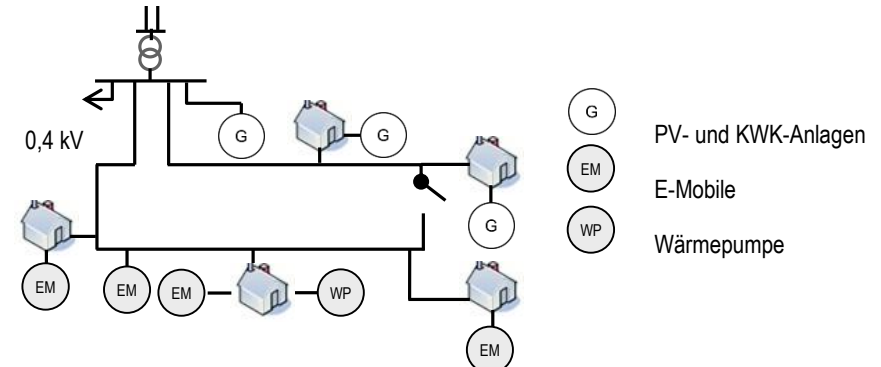
- Das primäre Ziel ist hier die Begrenzung der Netznutzung vor allem in Zeiten hoher Netzbelastung.
- Reine kurzfristige Preissignale sind in vielen Bereichen, insb. im Niederspannungsnetz nicht ausreichend. Daher wird bei der bedingten Netznutzung ein Eingriffsrecht des Netzbetreibers gegen Gewährung eines vergünstigten Netzentgelts etabliert.
- Die bedingte Netznutzung lässt größere Spielräume für flexible Netznutzung in Zeiten geringer oder mittlerer Netzbelastung zu.
- In Mittel- und Hochspannungsnetzen kann darüber hinaus auch die freie, ungesicherte Netzkapazität bei Verfügbarkeit aller Betriebsmittel für flexible Netznutzer geöffnet werden.

Bedingtheit nach Betriebsmittelverfügbarkeit



Ungenutzte Kapazitäten können den Netznutzern unter der Bedingung der sofortigen Unterbrechbarkeit durch den Netzbetreiber preisgünstiger zur Verfügung gestellt werden, zum Beispiel wenn alle Betriebsmittel im Netz voll verfügbar sind [(n-0)-Fall].

Bedingtheit nach Netzzustand



Flexibel einsetzbare Lasten akzeptieren im Rahmen einer bedingten Netznutzung die Leistungsbeschränkung, wenn im Netz kritische Zustandsgrößen (Spannung, Stromstärke) ein Toleranzband verlassen. Die flexible Last erhält im Gegenzug eine Netzentgeltreduktion. Die Leistungsbeschränkung wird nur sehr begrenzt angewandt (z.B. 1-2 h/d).

Schematische Darstellung des statischen Bestelleistungsmodell mit bedingter Netznutzung*

Kundengruppe	Tarifart	Arbeitspreis	Leistungspreis bzw. Bestelleistungspreis	Bedingte Netznutzung
Kunde an der Mittel- und Hochspannung	Flexibel <i>(Wahlrecht)</i>	Fixer Arbeitspreis auf den Verbrauch (ggf. mit Differenzierung nach Nutzungsdauer)	Bestelleistungspreis & Abschaltung bzw. hohe finanzielle Sanktionierung	Bedingte Netznutzung einer/mehrerer Verbrauchseinrichtung(en) in Abhängigkeit von der Netzbelastung bzw. Betriebsmittelverfügbarkeit (n-0)
	Standard	Fixer Arbeitspreis auf den Verbrauch (ggf. mit Differenzierung nach Nutzungsdauer)	Bestelleistungspreis & Abschaltung bzw. hohe finanzielle Sanktionierung	--
Kunde an der Niederspannung (mit Smart Meter)	Flexibel <i>(Wahlrecht)</i>	Fixer Arbeitspreis auf den Verbrauch (ggf. mit Differenzierung nach Nutzungsdauer)	Bestelleistungspreis & Abschaltung bzw. hohe finanzielle Sanktionierung	Bedingte Netznutzung einer Verbrauchseinrichtung in Abhängigkeit von der Netzbelastung
	Standard	Fixer Arbeitspreis auf den Verbrauch (ggf. mit Differenzierung nach Nutzungsdauer)	Bestelleistungspreis & Abschaltung bzw. hohe finanzielle Sanktionierung	--
Kunde an der Niederspannung (ohne Smart Meter)	Standard	Fixer Arbeitspreis auf den Verbrauch	Hoher Grundpreis als Ersatz für Leistungsbestellung, ggf. gestaffelt nach Jahresarbeitsmenge	--

* Anschlusspreise, Grundpreise, Systemdienstleistungspreise und Messentgelte sind hier ausgeklammert.

Statisches Bestelleistungsmodell mit bedingter Netznutzung auf der Mittel- und Hochspannungsebene

› Die bedingte Netznutzung passt hier besser zu bestelleistungsorientierten Systemen

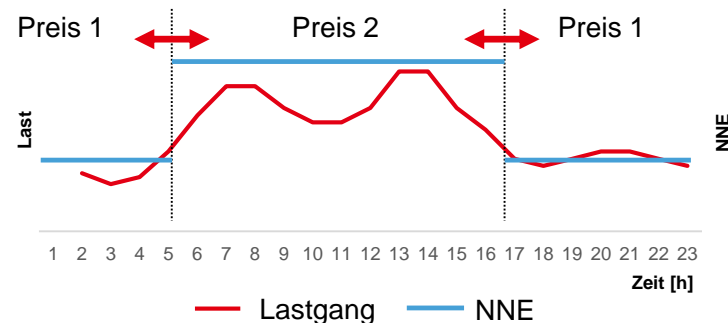
- Die bevorzugte Ausprägung einer bedingten Netznutzung in der MS- und HS-Ebene ist die (n-0)-sichere Netznutzung. Durch die Vorgabe, im Standard eine (n-1)-sichere Versorgung in der MS- und HS-Ebene zu gewährleisten, besteht i.d.R. genügend Spielraum für eine höhere Netzauslastung im ungestörten Betrieb.
- Die bedingte Netznutzung stellt einen Zusatztarif zur Bestellung gesicherter Leistung dar. Für die gesicherte Leistung sollten daher grundsätzlich die gleichen Preisstellungen wie im statischen Basismodell verwendet werden.
- Die Bepreisung für ungesicherte Leistung und Arbeit sollte einen ausreichenden Anreiz für die Nutzung dieses Tarifs setzen, da kaum zusätzliche Netzkosten für die Bereitstellung von ungesicherter Leistung anfallen.
- Da flexible Lasten i.d.R. eine ungesicherte Leistung mit niedrigen Preisen nutzen können, ist die flexibilitätshemmende Wirkung hoher Leistungspreise beseitigt. Höhere Leistungspreise bilden aber die Kostenverursachung in der Mittel- und Hochspannungsebene besser ab als statische Arbeitspreise.

Mögliche Motivation für die Einführung eines dynamisierten Bestelleistungsmodells

Motivation

- Das dynamische Bestelleistungsmodell begrenzt die Netznutzung vor allem in Zeiten hoher Netzbelastung. Hilfreich ist es bereits, wenn eine bessere Einhaltung der bestellten Leistungsgrenze erzielt wird.
- Es lässt größere Spielräume für flexible Netznutzung in Zeiten geringer oder mittlerer Netzbelastung zu.
- Es kann ggf. in der Schwachlast- oder Normallast-Periode zusätzliche Netznutzung und damit eine bessere Netzauslastung anreizen.
- Die Festlegung der Zeitfenster kurzfristig, z.B. 1 Tag im Voraus. Wegen der hohen Komplexität ist es nicht für alle Kunden geeignet und sollte daher nur als Alternativtarif angeboten werden.

Dynamisierung des Bestelleistungspreises



- Hochlastzeitfenster sind eine typische Form der Dynamisierung von Leistungspreisen
- Bestelleistungspreise oder auch finanzielle Sanktionen bei Bestelleistungspreisen sollten dynamisiert werden

Schematische Darstellung des dynamisierten BestelleLeistungsmodells*

Kundengruppe	Tarifart	Arbeitspreis	Leistungspreis bzw. BestelleLeistungspreis	Bedingte Netznutzung
Kunde an der Mittel- und Hochspannung	Flexibel <i>(Wahlrecht)</i>	Fixer Arbeitspreis auf den Verbrauch (ggf. mit Differenzierung nach Nutzungsdauer), aber deutliche Absenkung in Abhängigkeit von Netzbelastung oder Spotmarkt**	BestelleLeistungspreis & Abschaltung bzw. hohe oder abgesenkte finanzielle Sanktionierung in Abhängigkeit von Netzbelastung	--
	Standard	Fixer Arbeitspreis auf den Verbrauch (ggf. mit Differenzierung nach Nutzungsdauer)	BestelleLeistungspreis & Abschaltung bzw. hohe finanzielle Sanktionierung	--
Kunde an der Niederspannung (mit Smart Meter)	Flexibel <i>(Wahlrecht)</i>	Fixer Arbeitspreis auf den Verbrauch (ggf. mit Differenzierung nach Nutzungsdauer), aber deutliche Absenkung in Abhängigkeit von Netzbelastung oder Spotmarkt**	BestelleLeistungspreis & Abschaltung bzw. hohe oder abgesenkte finanzielle Sanktionierung in Abhängigkeit von Netzbelastung	--
	Standard	Fixer Arbeitspreis auf den Verbrauch (ggf. mit Differenzierung nach Nutzungsdauer)	BestelleLeistungspreis & Abschaltung bzw. hohe finanzielle Sanktionierung	--
Kunde an der Niederspannung (ohne Smart Meter)	Standard	Fixer Arbeitspreis auf den Verbrauch	Hoher Grundpreis als Ersatz für Leistungsbestellung, ggf. gestaffelt nach Jahresarbeitsmenge	--

* Anschlusspreise, Grundpreise, Systemdienstleistungspreise und Messentgelte sind hier ausgeklammert.

** Anlehnung der Netzentgelte an den Spotmarkt, anstelle der Netzbelastung, wäre kritisch hinsichtlich der Kostenverursachungsgerechtigkeit, kann aber förderlich für den Abbau von Erzeugungüberschüssen sein.

Ausgestaltung des dynamisierten BestelleLeistungsmodells

Ausgestaltung

- Dynamisierte Netztarife sind Alternativtarife zum statischen Modell. Statische und dynamische Tarife werden parallel angeboten. Der Netzkunde muss sich entscheiden, ob er einen statischen oder einen dynamischen Tarif wählt.
- Dynamisierte Preise benötigen eine Prognose des Netzzustandes mit einem Zeitvorlauf passend zu den Zyklen und Terminen des Energiehandels, d.h. day-ahead oder mindestens mehrere Stunden für den intra-day-Handel. Diese Voraussetzung ist in der Niederspannungsebene i.d.R. nicht gegeben. Die Preisanreize aus dynamisierten Tarifen sollten daher nur die Kosteneinspareffekte in den höheren Netzebenen (MS, HS, HöS) widerspiegeln.
- Hier betrachtet wird ein zweistufiges System mit dynamischen HT- und NT-Zeitfenstern. Drei- und mehrstufige Modelle sind denkbar und folgen den gleichen Prinzipien wie hier dargestellt. Aus Gründen der Komplexitätsreduktion werden drei- und mehrstufige Systeme hier nicht näher betrachtet.
- Systeme mit statischen HT- und NT-Zeiten können die zukünftig stark wettergetriebene Volatilität der Netzbelastung nicht ausreichend abbilden. Sie können aber saisonale und tageszeitabhängige Effekte, soweit sie wetterunabhängig sind, abbilden. Sie werden in dieser Studie daher als Unterform der statischen Bestelleistung betrachtet.
- Das dynamisierte Netzentgeltmodell in der MS- und HS-Ebene wird für Simulationen im Rahmen dieses Gutachtens wie folgt ausgestaltet:
 - Die Basis bildet die Bestelleistung für die HT-Zeit. Für die NT-Zeit kann zusätzliche Leistung zu niedrigeren Preisen bestellt werden.
 - Die Überschreitung der Bestelleistung sollte stärker pönalisiert sein als beim statischen Modell, um zu vermeiden, dass ohne Verhaltensänderung ein Vorteil für denjenigen entsteht, der dieses Tarifmodell wählt (Vermeidung von Mitnahmeeffekten).
 - Die Preise für HT-Leistung sollten denen der statischen Bestellung entsprechen, um einerseits Mitnahmeeffekte (s.o.) zu vermeiden und andererseits keine unnötig hohen Barrieren für die Wahl dieses Tarifs zu erzeugen.
- In der Niederspannungsebene können wie beim Modell mit der bedingten Netznutzung alternativ das eher arbeitsorientierte heutige Modell oder auch das BestelleLeistungsmodell als Basistarif verwendet werden, gegenüber dem das dynamisierte Modell entsprechend preislich abgesetzt wird.

Mögliche Motivation für die Einführung eines dynamischen Bestelleistungssystem mit bedingter Netznutzung

Motivation

- Ein dynamisches Bestelleistungssystem mit bedingter Netznutzung bietet viele Steuerungsmöglichkeiten, ist aber sehr komplex
- Die Kombination von dynamisierten Netznutzungsentgelten und bedingter Netznutzung ist konfliktfrei möglich
- Die Kombination bietet den Netzkunden maximale Wahlmöglichkeiten und verspricht eine optimale Steuerung der Netzbelastung
- Die Ausgestaltung addiert aber auch die Komplexitätseffekte beider Ausgestaltungsoptionen und stellt somit hohe Anforderungen an die Akteure
- Die Kombination beider komplexer Ausgestaltungselemente kann ggf. stufenweise entsprechend der Marktentwicklung neuer Flexibilitätsanwendungen eingeführt werden.

Schematische Darstellung des dynamisiertes Arbeits- und Bestelleistungsmodells und bedingter Netznutzung*

Kundengruppe	Tarifart	Arbeitspreis	Leistungspreis bzw. Bestelleistungspreis	Bedingte Netznutzung
Kunde an der Mittel- und Hochspannung	Flexibel <i>(Wahlrecht)</i>	Fixer Arbeitspreis auf den Verbrauch (ggf. mit Differenzierung nach Nutzungsdauer), aber deutliche Absenkung in Abhängigkeit von Netzbelastung oder Spotmarkt**	Bestelleistungspreis & Abschaltung bzw. hohe oder abgesenkte finanzielle Sanktionierung in Abhängigkeit von Netzbelastung	Bedingte Netznutzung einer/ mehrerer Verbrauchseinrichtung(en) in Abhängigkeit von der Netzbelastung mit Widerspruchsrecht des Kunden, Herausnahme aus der Sanktion
	Standard	Fixer Arbeitspreis auf den Verbrauch (ggf. mit Differenzierung nach Nutzungsdauer)	Bestelleistungspreis & Abschaltung bzw. hohe finanzielle Sanktionierung	--
Kunde an der Niederspannung (mit Smart Meter)	Flexibel <i>(Wahlrecht)</i>	Fixer Arbeitspreis auf den Verbrauch (ggf. mit Differenzierung nach Nutzungsdauer), aber deutliche Absenkung in Abhängigkeit von Netzbelastung oder Spotmarkt**	Bestelleistungspreis & Abschaltung bzw. hohe oder abgesenkte finanzielle Sanktionierung in Abhängigkeit von Netzbelastung	Bedingte Netznutzung einer Verbrauchseinrichtung in Abhängigkeit von der Netzbelastung, Herausnahme aus der Sanktion
	Standard	Fixer Arbeitspreis auf den Verbrauch (ggf. mit Differenzierung nach Nutzungsdauer)	Bestelleistungspreis & Abschaltung bzw. hohe finanzielle Sanktionierung	--
Kunde an der Niederspannung (ohne Smart Meter)	Standard	Fixer Arbeitspreis auf den Verbrauch	Hoher Grundpreis als Ersatz für Leistungsbestellung, ggf. gestaffelt nach Jahresarbeitsmenge	--

* Anschlusspreise, Grundpreise, Systemdienstleistungspreise und Messentgelte sind hier ausgeklammert.

** Anlehnung der Netzentgelte an den Spotmarkt, anstelle der Netzbelastung, wäre kritisch hinsichtlich der Kostenverursachungsgerechtigkeit, kann aber förderlich für den Abbau von Erzeugungsüberschüssen sein.

Kombination von dynamisiertem Bestelleistungssystem und bedingter Netznutzung

Ausgestaltung

- Dynamisierte Netztarife und bedingte Netznutzung können bei ausgewogener Parametrierung nebeneinander in das Entgeltsystem integriert werden.
- Die dargestellten Optionen bedingte Netznutzung und dynamisierte Netztarife wurden so parametrierung, dass sie einzeln als Zusatz bzw. Alternativtarife neben die Basistarife gestellt werden können und hierbei keine Fehlanreize entstehen.
- Somit ist davon auszugehen, dass auch ein Nebeneinander beider zusätzlicher Tarifoptionen keine wesentlichen Fehlanreize setzt.
- Bei der Kombination von dynamisierten Netztarifen und bedingter Netznutzung werden daher die gleichen Parameter angesetzt wie bei den einzelnen Komponenten selbst.
- Im Rahmen der Auswertung der Simulationen wird jedoch geprüft, inwieweit die parallele Einführung beider Zusatzkomponenten ausreichend Vorteile bietet, um die damit verbundene Komplexität des Systems zu rechtfertigen.

AGENDA

1. Ausgangslage und Herausforderungen
2. Länderanalyse
3. Entwicklung möglicher Netzentgeltmodelle
- 4. Bewertung der Modelle und Ableitung eines Zielmodells**
5. Zielmodell und Auswirkungen
6. Zusammenfassung



AGENDA / INHALT

4. Bewertung der Modelle und Ableitung eines Zielmodells

4.1 Übersicht Untersuchungsprogramm

4.2 Modellierung Kunden und Netze

4.3 Case A “E-Auto-Nutzer mit Heimpladestation und Luft-Wärmepumpe“

- Use-Case
- Netz
- Ergebnisse Netzbelastung
- Ergebnisse Netzentgelte

4.4 Case B “E-Mobil-Flottenbetrieb (gewerblich und ÖPNV)“

- Use-Case
- Netz
- Ergebnisse Netzbelastung
- Ergebnisse Netzentgelte

4.5 Case C “Smart-Neighborhood“

- Use-Case
- Netz
- Ergebnisse Netzbelastung
- Ergebnisse Netzentgelte

4.6 Case D “Kombination aus Komponenten“

- Use-Case
- Netz
- Ergebnisse Netzbelastung
- Ergebnisse Netzentgelte



ÜBERSICHT UNTERSUCHUNGSPROGRAMM

Unterschiedliche Betrachtungsfälle

CASE-NAME	UNTERSUCHUNGS- GEBIET	UNTERSUCHTE FAHRWEISEN	
A E-Auto-Nutzer mit Heimpladestation und Luft-Wärmepumpe	5 NS-Netze	<div style="border: 1px dashed orange; padding: 2px;">24,85kW</div> <div style="background-color: #f4a460; padding: 2px;">Fixe Strompreise</div> <div style="background-color: #76923c; padding: 2px;">Variable Strompreise</div>	<div style="border: 1px dashed red; padding: 2px;">5 kW</div> <div style="background-color: #f4a460; padding: 2px;">Fixe Strompreise</div> <div style="background-color: #76923c; padding: 2px;">Variable Strompreise</div>
B E-Mobil-Flottenbetrieb (gewerblich und ÖPNV)	Ein MS-Strang	<div style="background-color: #f4a460; padding: 2px;">15MW</div> <div style="background-color: #d9534f; padding: 2px;">11MW</div> <div style="background-color: #d9534f; padding: 2px;">11MW+Rest</div> <div style="background-color: #76923c; padding: 2px;">10,5MW+Rest</div>	<div style="border: 1px solid orange; padding: 2px;">Keine Einschränkungen</div> <div style="border: 1px solid red; padding: 2px;">Limitierung Ladeleistung 11 MW</div> <div style="border: 1px solid orange; padding: 2px;">11 MW Ladeleistung + Netzabhängig 4 MW</div> <div style="border: 1px solid green; padding: 2px;">10,5 MW Ladeleistung + Netzabhängig 4,5 MW</div>
C Smart-Neighborhood	Ein NS-Strang	<div style="border: 1px dashed orange; padding: 2px;">248,5kW</div> <div style="background-color: #f4a460; padding: 2px;">Keine Speicher-nutzung</div> <div style="background-color: #76923c; padding: 2px;">Bezug Speicher</div> <div style="background-color: #4f81bd; padding: 2px;">Trading Speicher</div>	<div style="border: 1px dashed red; padding: 2px;">50 kW</div> <div style="background-color: #f4a460; padding: 2px;">Keine Speicher-nutzung</div> <div style="background-color: #76923c; padding: 2px;">Bezug Speicher</div> <div style="background-color: #4f81bd; padding: 2px;">Trading Speicher</div>
D Kombination von drei Komponenten in MS-Ebene	Ein MS-Strang		

➔ Es werden vier Use-Cases zur Abbildung des zukünftigen Netzkundenverhaltens simuliert. Mithilfe von Netzberechnungen werden die Auswirkungen von unterschiedlicher Fahrweisen auf die Netzbelastung sowie die resultierenden Netzentgeltbelastungen quantifiziert.

AGENDA

4. Modellierung und Simulationsergebnisse

4.1 Übersicht Untersuchungsprogramm

4.2 Modellierung Kunden und Netze

4.3 Case A "E-Auto-Nutzer mit Heimpladestation und Luft-Wärmepumpe"

- Use-Case
- Netz
- Ergebnisse Netzbelastung
- Ergebnisse Netzentgelte

4.4 Case B "E-Mobil-Flottenbetrieb (gewerblich und ÖPNV)"

- Use-Case
- Netz
- Ergebnisse Netzbelastung
- Ergebnisse Netzentgelte

4.5 Case C "Smart-Neighborhood"

- Use-Case
- Ergebnisse Netzbelastung
- Ergebnisse Netzentgelte

4.6 Case D "Kombination aus Komponenten"

- Use-Case
- Ergebnisse Netzbelastung
- Ergebnisse Netzentgelte

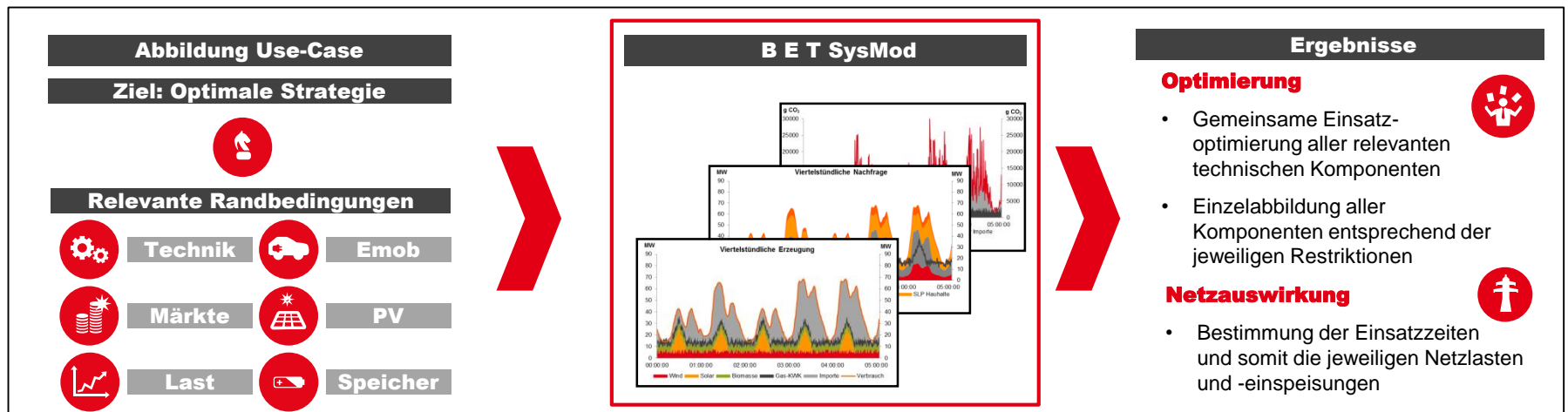


Jeder Use Case wird mit B E T SysMod seinen technischen und wirtschaftlichen Restriktionen entsprechend nachgebildet und optimiert

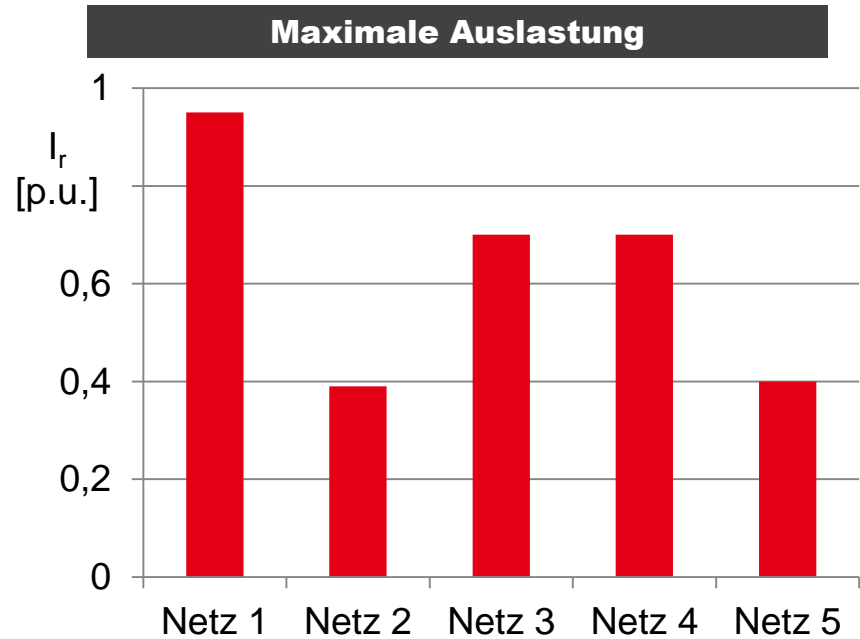
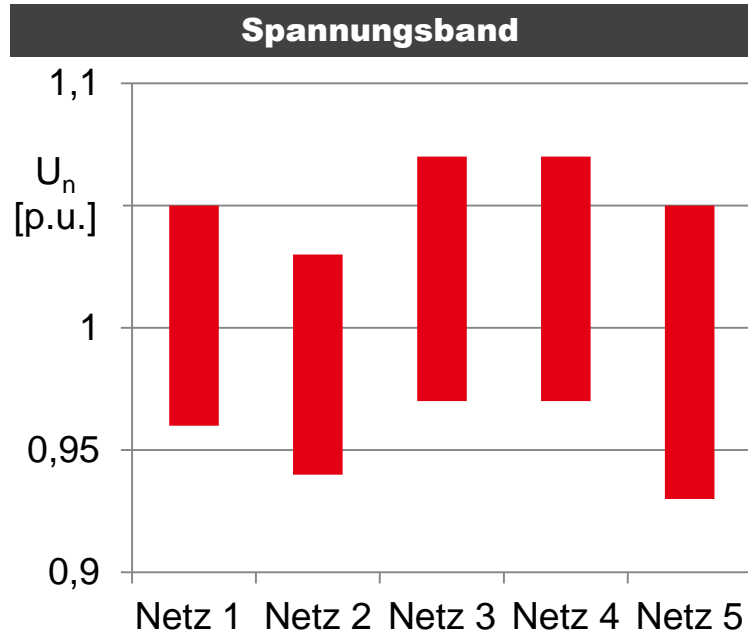
Einsatzsimulation

- B E T SysMod ist ein flexibles Werkzeug zur Abbildung, **Einsatzoptimierung** und Analyse sowohl **einzelner Assets** als auch komplexer Energiesysteme. Es nutzt dazu die Methoden der gemischt ganzzahligen linearen Optimierung.
- B E T SysMod ist in der Lage, die meisten **vertraglichen** oder **technischen Restriktionen** abzubilden. Beispiele hierfür sind:
 - Technische Anlagenparameter, z.B. Wirkungsgrade, Verfügbarkeiten und Kapazitäten
 - Wirtschaftliche Anlagenparameter, z.B. Bezugskosten, Entgelte und Umlagen
 - Technische Restriktionen, z.B. Nichtverfügbarkeiten und Lastdeckung
- Als Ergebnisse werden in **viertelstündlicher Auflösung** das Einsatzverhalten der Netznutzer und die damit einhergehenden **Erlöse, Kosten und Netzauswirkungen** ermittelt.

Ermittlung der optimalen Fahrweise jedes Netznutzers im Rahmen dessen Möglichkeiten



Fünf exemplarische, stark ausgelastete Niederspannungsnetze* dienen als Simulationsbasis

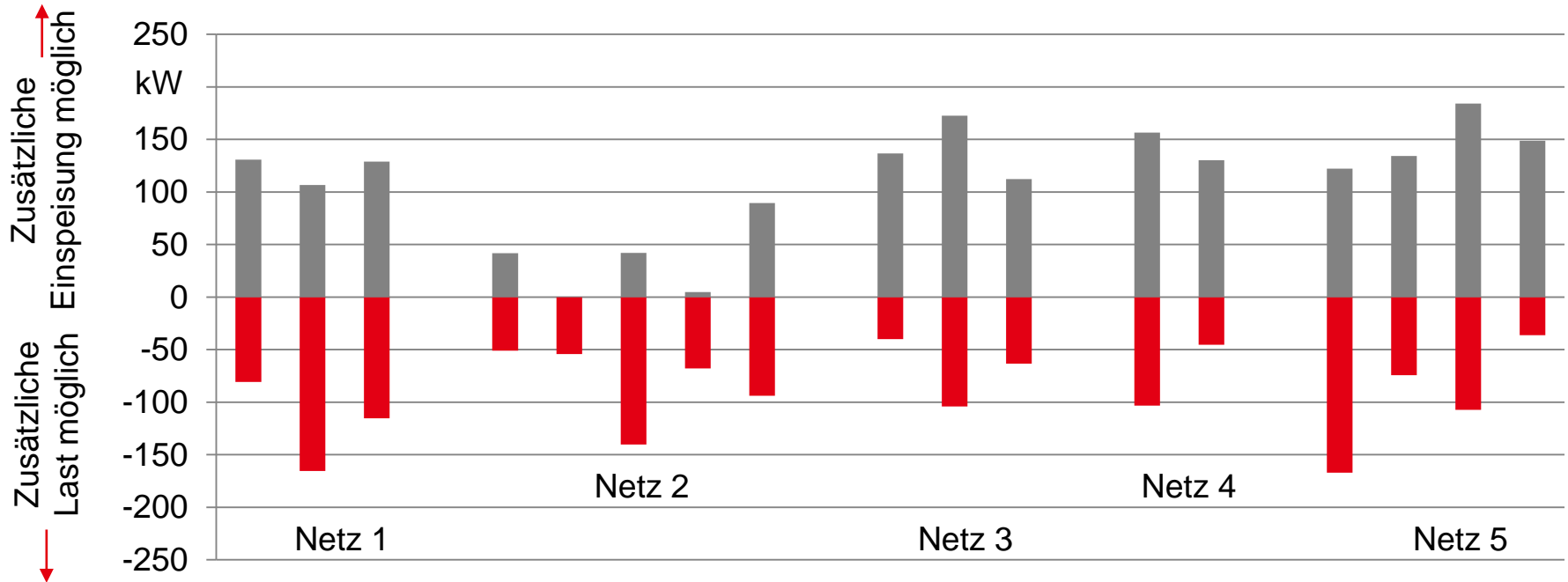


- Alle untersuchten Niederspannungsnetze besitzen ein überstrichenes Spannungsband von 6%-8%, was auf eine starke Auslastung hindeutet.
- Die maximalen Leitungsauslastungen bestätigen diesen Eindruck.
- Eine Vielzahl an Anschlussobjekten (AO) sowie dezentralen Erzeugungsanlagen (DEA) ist in den Netzen integriert.

Netzgebiet	AO	DEA	Leitungslänge
Netz 1	59	11	4,6km
Netz 2	93	6	7,3km
Netz 3	99	20	8,1km
Netz 4	71	4	1,8km
Netz 5	112	6	8,8km

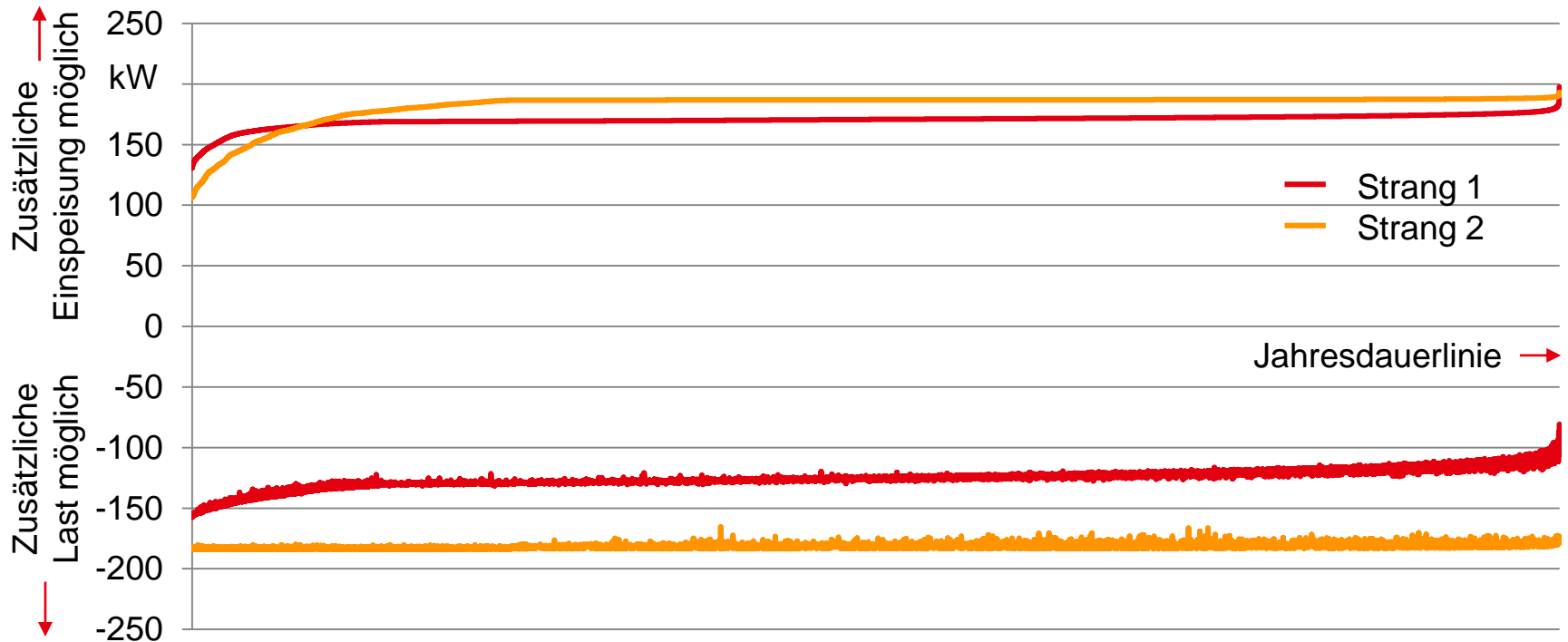
* Als ein Niederspannungsnetz gilt hier das Niederspannungsnetz, das im Normalschaltzustand aus einer Ortsnetzstation (Umspannung MS/NS) gespeist wird

Die zusätzlich integrierbare Leistung wird über einen Optimal-Power-Flow unter Berücksichtigung von Spannungs- und Stromgrenzwerten quantifiziert



- Mithilfe eines Optimal-Power-Flows (OPF) wird unter Berücksichtigung von Spannungs- und Stromgrenzen geprüft, wie viel zusätzliche Leistung in den einzelnen Strängen integriert werden kann.
- Es wird die vereinfachte aber sachgerechte Annahme getroffen, dass zusätzliche Leistung am Ende des Stranges integriert wird. Mit dieser Annahme wird die Netzbelastung zum Worst-Case hin abgeschätzt.
- Die Netzsimulationen zeigen, dass die Bandbreite der Korridore, wie viel zusätzliche Leistung integriert werden kann, stark variiert. Dies ist auf die unterschiedlich vorbelasteten Stränge zurückzuführen.

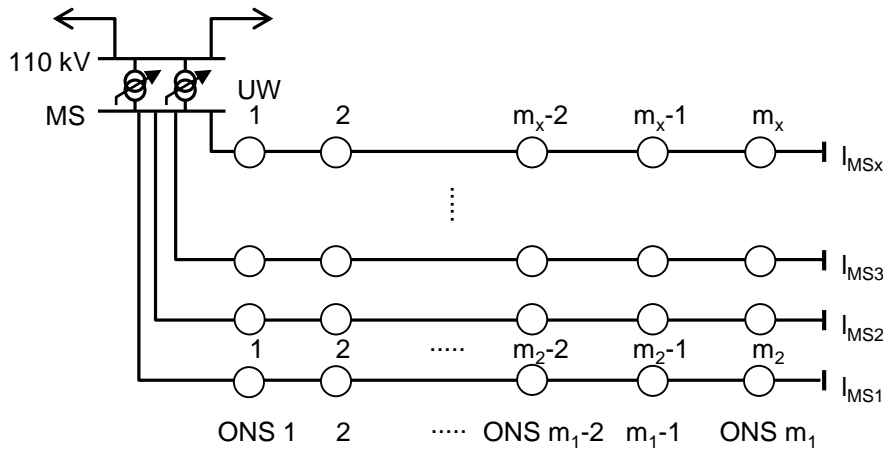
Die exemplarischen Korridore zeigen eine deutliche Variation, welche zusätzliche Leistung integriert werden kann



- In Strang 1 können in dem Großteil der Stunden etwa 150kW zusätzliche Einspeiseleistung und etwa 100kW zusätzliche Last integriert werden. In Strang 2 können etwa 50kW mehr Kundenleistung integriert werden. Diese Ergebnisse zeigen, dass die Stränge unterschiedlich stark ausgelastet sind.
- Durch die Simulation von Strängen mit unterschiedlicher Länge und Kundenzahlen wird die Heterogenität der Netzstrukturen sehr gut abgebildet.

Die Musterstränge bilden die Bandbreite der typischen Strukturen von 20 kV MS-Netzen ab. Es werden typische Lastganglinien in Mittelspannungsabgängen mit gemischter Kundenstruktur abgebildet

Netzmodell MS



Erläuterung zur Parametrierung:

- Lange Abgänge treten in 20-kV-Netzen häufiger auf, als in 10-kV-Netzen.
- In ländlichen Netzen steigt der durchschnittliche Stationsabstand bei gleichzeitig sinkender Stationsleistung.
- Es gibt eine geringe Häufigkeit von langen Abgängen trotz einem nennenswerten Anteil an der Gesamtstromkreislänge.

DEFINIERTER ABGANGSTYPEN

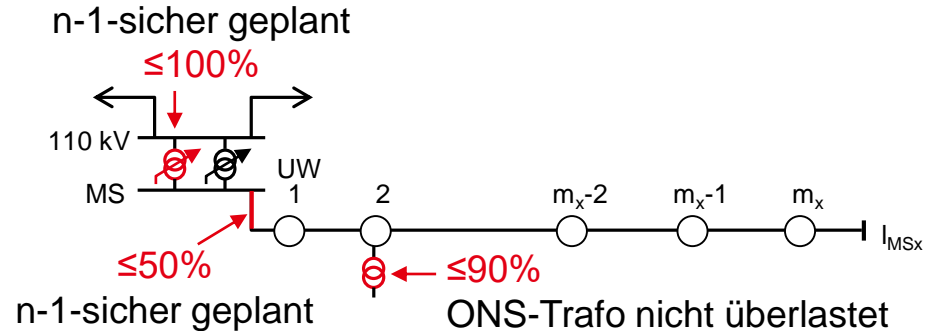
Abgang	Stranglänge [km]	Ø Trafogröße [kVA]
MS 1	1	515
MS 2	2	630
MS 3	3	400
MS 4	4	350
MS 5	5	363
MS 6	6	427
MS 7	10	376
MS 8	15	213
MS 9	21	287

Ein stark ausgelastetes MS-Netz wird unter der Berücksichtigung von netzplanerischen Kriterien modelliert

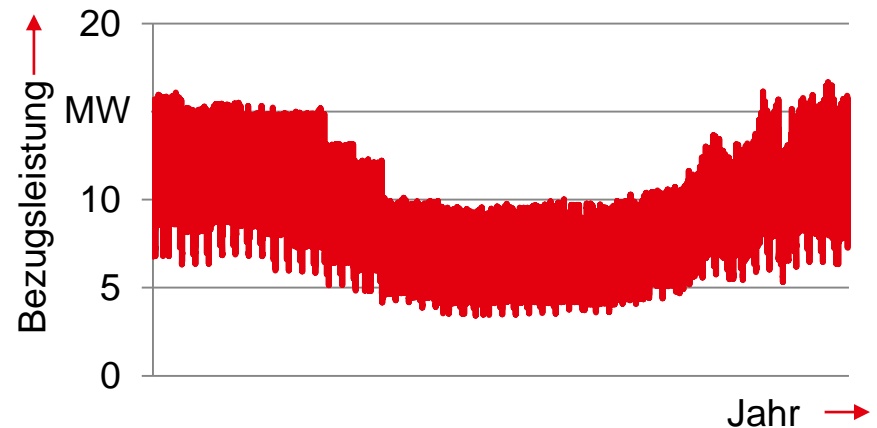
- Es werden typische ONS-Lastgänge zur Abbildung der konventionellen Verbraucher verwendet.
- Die Skalierung findet unter Einhaltung klassischer Netzplanungsannahmen statt (siehe rechts).
- Die Lasten werden unter diesen Randbedingungen homogen und anteilig auf einzelne ONS skaliert.

- Aggregierte Last-Kennzahlen für das MS-Netz:
 - Maximale Last: 16,5MW
 - Jahresverbrauch: 77.950 MWh/a

Exemplarisches Vorgehen



Lastgang UW



AGENDA

4. Modellierung und Simulationsergebnisse

4.1 Übersicht Untersuchungsprogramm

4.2 Modellierung Kunden und Netze

4.3 **Case A “E-Auto-Nutzer mit Heimpladestation und Luft-Wärmepumpe“**

- Use-Case
- Netz
- Ergebnisse Netzbelastung
- Ergebnisse Netzentgelte

4.4 **Case B “E-Mobil-Flottenbetrieb (gewerblich und ÖPNV)“**

- Use-Case
- Netz
- Ergebnisse Netzbelastung
- Ergebnisse Netzentgelte

4.5 **Case C “Smart-Neighborhood“**

- Use-Case
- Ergebnisse Netzbelastung
- Ergebnisse Netzentgelte

4.6 **Case D “Kombination aus Komponenten“**

- Use-Case
- Ergebnisse Netzbelastung
- Ergebnisse Netzentgelte

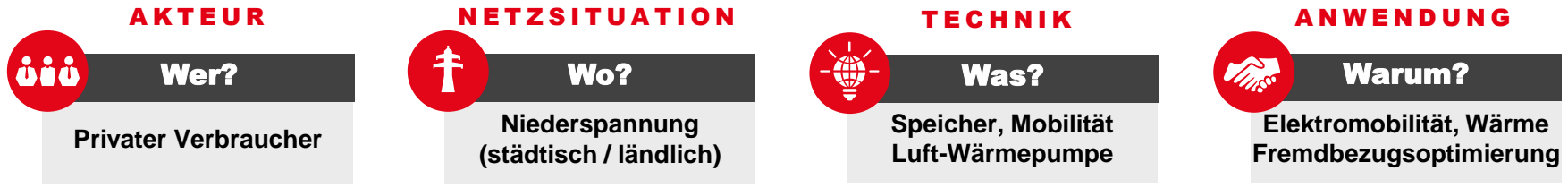


ÜBERSICHT UNTERSUCHUNGSPROGRAMM

Unterschiedliche Betrachtungsfälle

CASE-NAME	UNTERSUCHUNGS- GEBIET	UNTERSUCHTE FAHRWEISEN	
A E-Auto-Nutzer mit Heimpladestation und Luft-Wärmepumpe	5 NS-Netze	<div style="border: 1px dashed orange; padding: 2px; display: inline-block;">24,85kW</div> <div style="background-color: orange; color: white; padding: 2px; display: inline-block; margin-top: 5px;">Fixe Strompreise</div> <div style="background-color: green; color: white; padding: 2px; display: inline-block; margin-top: 5px;">Variable Strompreise</div>	<div style="border: 1px dashed red; padding: 2px; display: inline-block;">5 kW</div> <div style="background-color: orange; color: white; padding: 2px; display: inline-block; margin-top: 5px;">Fixe Strompreise</div> <div style="background-color: green; color: white; padding: 2px; display: inline-block; margin-top: 5px;">Variable Strompreise</div>
B E-Mobil-Flottenbetrieb (gewerblich und ÖPNV)	Ein MS-Strang	<div style="background-color: #f9e79f; padding: 2px; display: inline-block; margin-bottom: 2px;">15MW</div> <div style="background-color: #f4cccc; padding: 2px; display: inline-block; margin-bottom: 2px;">11MW</div> <div style="background-color: #fce4d6; padding: 2px; display: inline-block; margin-bottom: 2px;">11MW+Rest</div> <div style="background-color: #d9ead3; padding: 2px; display: inline-block;">10,5MW+Rest</div>	<div style="border: 1px solid #f9e79f; padding: 2px; margin-bottom: 2px;">Keine Einschränkungen</div> <div style="border: 1px solid #f4cccc; padding: 2px; margin-bottom: 2px;">Limitierung Ladeleistung 11 MW</div> <div style="border: 1px solid #fce4d6; padding: 2px; margin-bottom: 2px;">11 MW Ladeleistung + Netzzabhängig 4 MW</div> <div style="border: 1px solid #d9ead3; padding: 2px;">10,5 MW Ladeleistung, Netzzabhängig 4,5 MW</div>
C Smart-Neighborhood	Ein NS-Strang		
D Kombination von drei Komponenten in MS-Ebene	Ein MS-Strang	Noch offen	

Case A: E-Auto-Nutzer mit Heimpladestation und Luft-Wärmepumpe



Kurz-Charakterisierung

› **Situation:**

Privater E-Auto-Nutzer, der die Batterie seines Elektrofahrzeuges derzeit nicht bidirektional einsetzt, sondern ausschließlich zum heimischen Laden Strom aus dem öffentlichen Netz nutzt. Optimierung des Einsatzverhaltens einer Luft-Wasser-Wärmepumpe zur Heiz- und Trinkwasser Erwärmung eines gut isolierten Neubaus.

› **Benutzer Eckdaten / Parametrisierung:**

Stromverbrauch HH:

- Normaler Lastgang ohne WP und E-Auto



Spannungsebene

- Niederspannung

Sonstige Eckdaten

- Stündliche Wetterdaten von 2016 des Flughafens Luxemburg (-11°C bis +34°C)
- Wärmeprofilerstellung auf Basis der von BGW empfohlenen Methodik²⁾



Wärmepumpe

- Jahresbedarf 10.000 kWh_{th}, bei 50 kWh/m²/a und 200m²
- Nur kleiner Wärmespeicher für Trinkwarmwasser installiert
- Abschaltpotential 100% der Leistung bis zu 3 x 2h Tag, Verfügbarkeit temperaturabhängig
- Leistungsaufnahme 1,28 kW_{el} bei COP A 2°C / W 45° = 3,7³⁾



Elektromobil

- Obere Mittelklasse
- 11 kW Ladeleistung, 60kWh Kapazität¹⁾
- anwesend zwischen 18:00 und 5:00 Uhr
- Verbrauch Ø 22 kWh/100km
- täglicher Verbrauch Ø 15,4 kWh

1) Bereits heute sind 40 kWh - 100 kWh verbaut [Nissan Leaf ZE1, bzw. Tesla Model X]

2) „Anwendungen von Standardlastprofilen zur Belieferung nicht-leistungsgemessener Kunden“

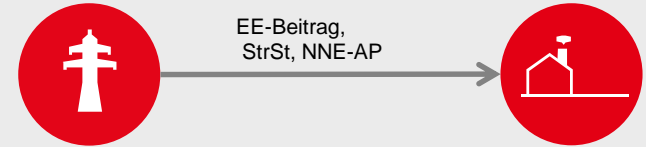
3) Basiert auf Wärmepumpe Viessmann 221.C08

Case A: E-Auto-Nutzer mit Heimpladestation und Luft-Wärmepumpe

Kurz-Charakterisierung

› Prämissen zum Strombezug im Status Quo der NNE

- Der EE-Beitrag beträgt 2,54 ct/kWh.
- Die Stromsteuer beträgt 0,1 ct/kWh.
- Der AP der NNE beträgt 5,01 ct/kWh*(Ist-NNE-System).
- Der Grundpreis der NNE 10,48 €/Monat* (Ist-NNE-System).
- Keine gesonderten Tarife für Wärmepumpe bzw. Elektrofahrzeug
- Absicherung der Wärmepumpe und des Fahrzeuges über den Hausanschluss
- Stromliefervertrag mit a) festem Strompreis bzw. b) variablem Strompreis



› Beobachtetes Verbrauchsverhalten im Status Quo der NNE

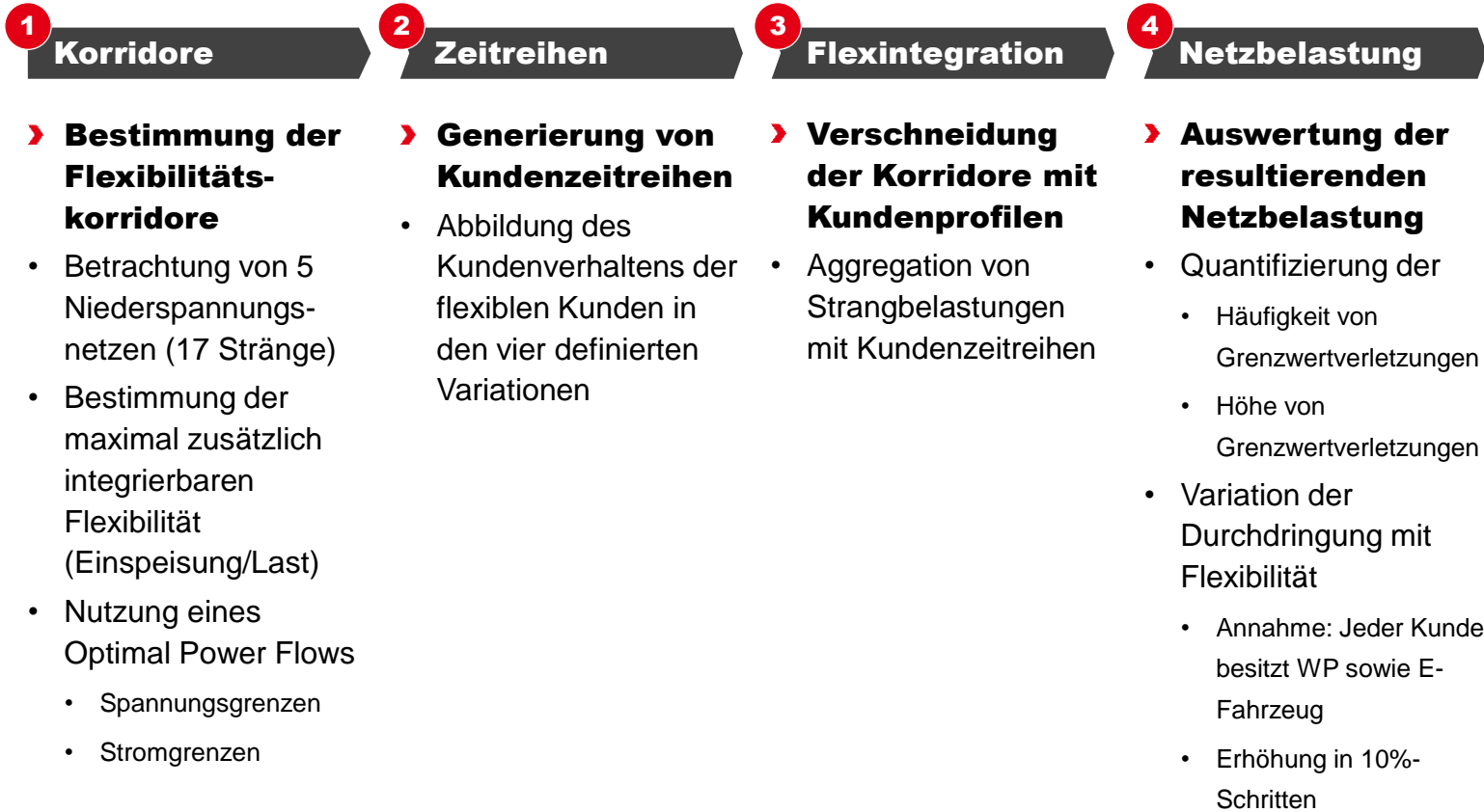
- **Stromliefervertrag mit festem Strompreis:**
 - Der Lastbezug der Wärmepumpe orientiert sich nur am Wärmebedarf
 - Der Ladevorgang des Elektrofahrzeuges beginnt mit voller Ladeleistung, sobald der Wagen an der Ladestation angekommen ist
- **Stromliefervertrag mit variablem Strompreis:**
 - Der Lastbezug der Wärmepumpe orientiert sich größtenteils am Wärmebedarf, vereinzelt findet eine Verschiebung der Last zu Gunsten eines vergünstigten Bezugs statt
 - Der Ladevorgang des Elektrofahrzeuges orientiert sich an den Strompreisen während der Standzeit, er findet jedoch weiterhin mit voller Ladeleistung statt

Für Case A wurden vier verschiedene Nutzungsprofile untersucht und den zu untersuchenden Netzentgeltsystematiken gegenübergestellt

24,85kW	Fixe Strompreise	Nutzung des Netzanschlusses bis zu einer Höchstlast von 24,85 kW (entspricht 40 A je Phase bei $\cos \varphi = 0,9$) bei einem konstanten Strombezugspreis.
	Variable Strompreise	Nutzung des Netzanschlusses bis zu einer Höchstlast von 24,85 kW bei einem variablen Strombezugspreis.
5 kW	Fixe Strompreise	Nutzung des Netzanschlusses bis zu einer Höchstlast von 5kW bei einem konstantem Strombezugspreis.
	Variable Strompreise	Nutzung des Netzanschlusses bis zu einer Höchstlast von 5kW bei einem variablen Strombezugspreis.

Die Versorgungsaufgabe kann auch bei einer Beschränkung des Netzanschlusses auf 5kW erfüllt werden, erfordert jedoch ein intensives lokales Management der verfügbaren Flexibilitäten.

Simulation aller Stränge aller NS-Netze, Erhöhung der Durchdringung

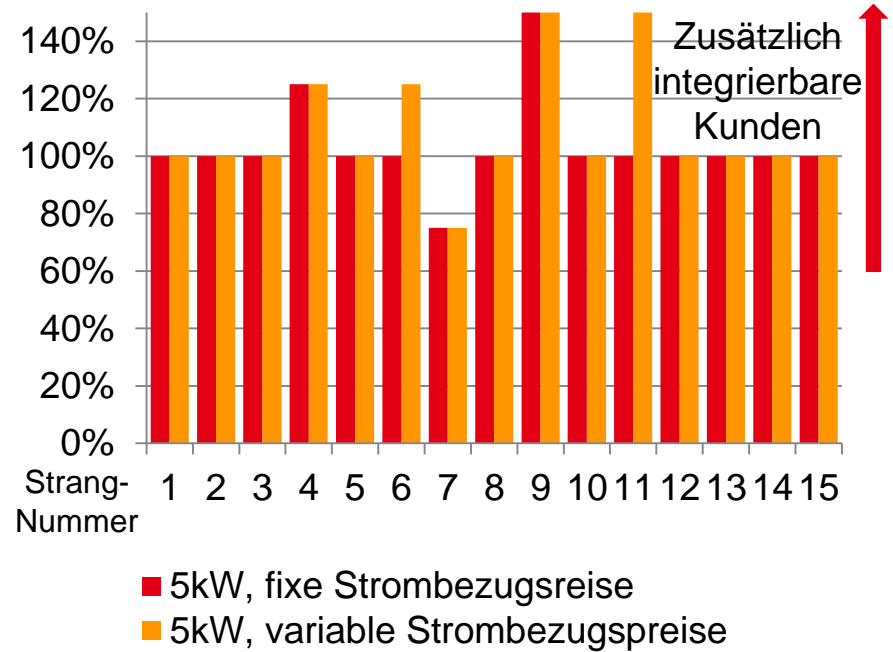


➤ **Mit dem ausgewählten Vorgehen wird quantifiziert, ab welcher Integration von Flexibilität Grenzwertverletzungen im Netz auftreten. So kann bewertet werden, wie sich unterschiedliches Kundenverhalten auf die Netzintegration auswirkt.**

Beschränkung der Netzanschlussleistung sorgt für deutlich höheres Integrationspotential

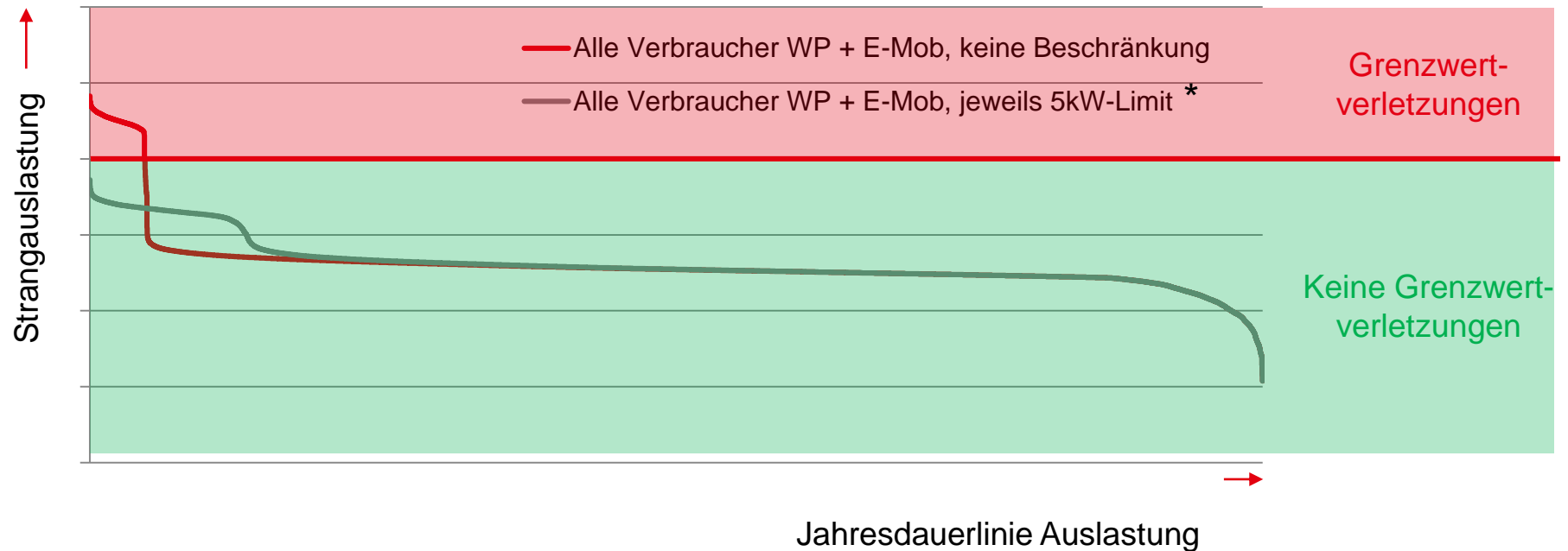
- Die integrierbare Flexibilität ist abhängig vom Verbraucherverhalten
 - **Etwa Verdopplung** der integrierbaren Flexibilitätskunden mit 5kW-Beschränkung der Kunden möglich gegenüber ohne Beschränkung (+75% bis +150%)
 - Möglichkeit, auf variable Strompreise zu reagieren, hat **wenig Einfluss** auf die Netzengpässe (maximal +25% zu fixen)
- Die Ergebnisse fallen in allen simulierten Strängen sehr ähnlich aus
- Die absolute Anzahl der zusätzlich integrierbaren Flexibilitätskunden ist in den Strängen aufgrund der heterogenen Vorbelastung sehr unterschiedlich (rechts nicht dargestellt)

Steigerung der Anzahl integrierbarer Kunden



Bei Beschränkung des Netzanschlusses auf 5kW kann deutlich mehr Flexibilität in alle untersuchten Netze integriert werden.

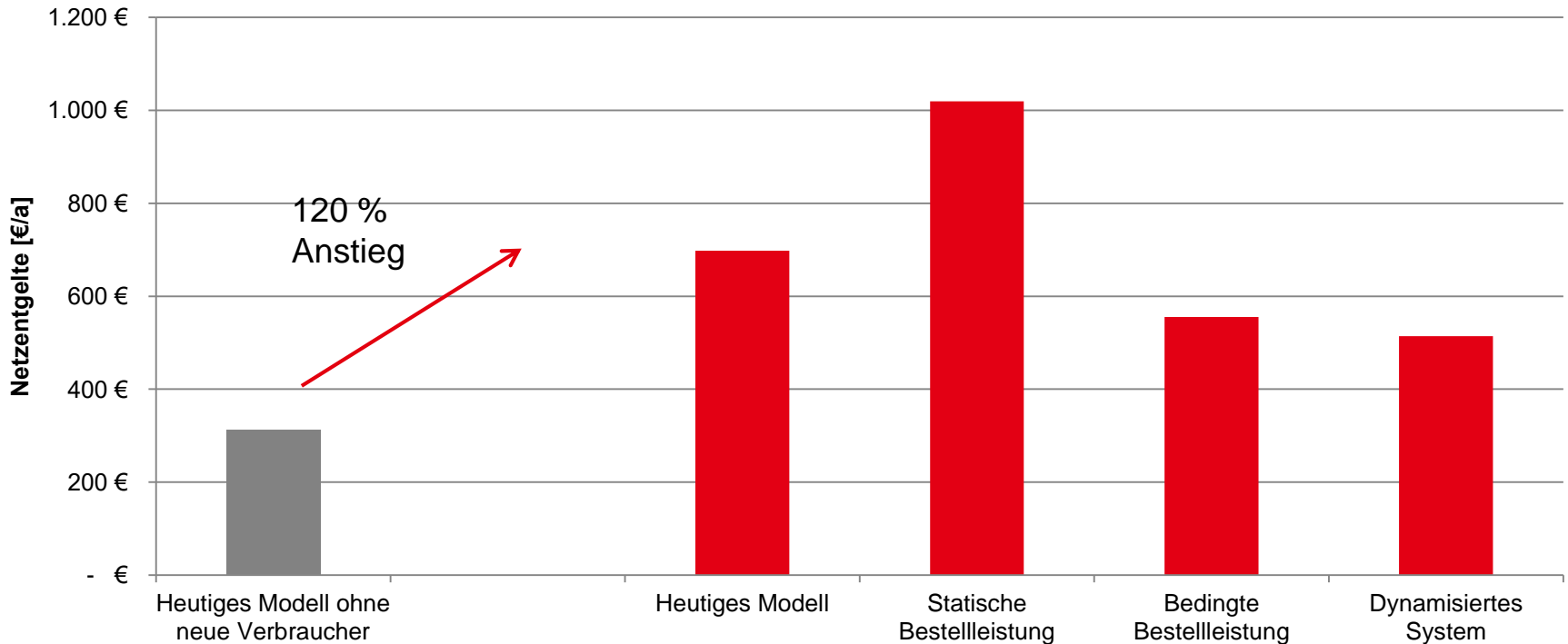
Die Auswirkungen einer beschränkten Anschlussleistung sind an der Jahresdauerlinie der Grenzwertverletzungen deutlich zu erkennen



- Die Dauerlinie zeigt, dass ohne eine Beschränkung der Anschlussleistung in etwa 5% des Jahres Überlastungen auftreten, eine Beschränkung führt zu deutlich unkritischeren Netzsituationen.
- Sie zeigt auch, dass eine Leistungsbeschränkung im Rahmen einer bedingten Bestelleistung nur selten greifen muss

* Die Kurve zeigt den Verlauf der Netzbelastung, wenn die Leistungsbeschränkung auf 5 kW immer greift, d.h. auch wenn zum jeweiligen Zeitpunkt im Netz noch freie Kapazität vorhanden ist

Die neue Netzentgeltsystematik gibt einen starken Anreiz für ein netzverträgliches Verhalten flexibler Nutzer ohne die übrigen Netzkunden zu belasten

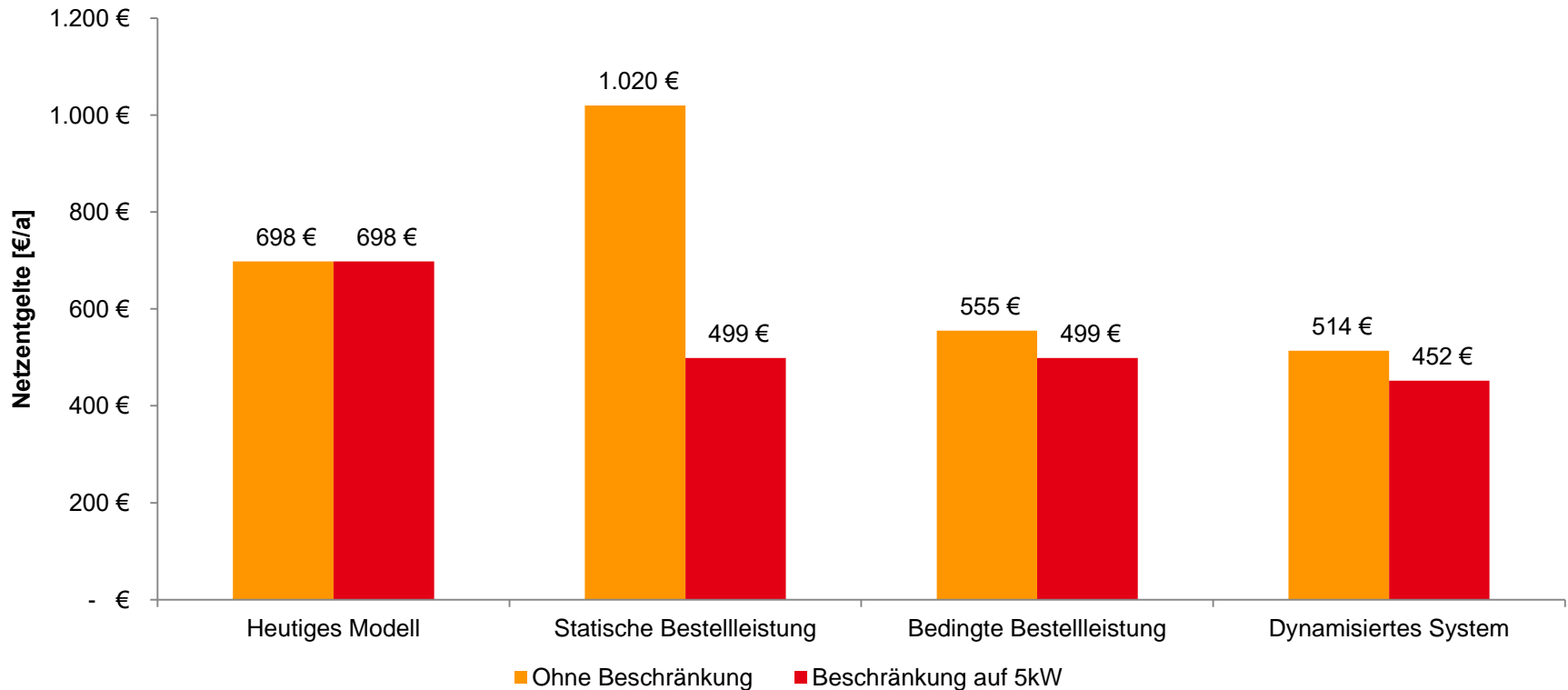


Ohne eine Änderung des Preissystems würden die Netzentgelte bei zusätzlichem Anschluss flexibler Verbrauchseinrichtungen für den Kunden um etwa 120% ansteigen.

➤ Im neuen Netzentgeltsystem erhöht der Anschluss zusätzlicher Verbrauchseinrichtungen die Netzentgelte. Der Anstieg fällt aber bei Wahl der bedingten Bestelleistung geringer aus.

Bei Wahl unbedingter Bestelleistung für flexible Verbraucher fallen deutlich höhere Netzentgelte an als im heutigen Modell

In den untersuchten Modellen wird die Beschränkung der Leistung häufig angereizt, im heutigen Modell hingegen nicht



➔ **Im heutigen Modell ergibt sich kein Anreiz zur Beschränkung der Leistung. Bei den Netzentgeltsystematiken „Statische Bestelleistung“, „Bedingte Bestelleistung“ und „Dynamisiertes System“ können Nutzer bei Beschränkung ihrer unbedingten Leistung auf 5kW ihre Netzentgeltzahlungen deutlich reduzieren.**

Parallel können die Strombezugskosten durch eine Nutzung variabler Tarife um ca. 100 € (12%) gesenkt werden. Die Auswirkungen des Netzentgeltmodells bleibt dabei minimal (< 10 €/a)

Übersicht der wesentlichen Erkenntnisse aus Case A

- **Bei Beschränkung des Netzanschlusses auf 5kW unbedingte Leistung treten Netzengpässe erst bei etwa doppelt so hoher Durchdringung mit Flexibilität wie im Case mit der aktuellen Beschränkung von 40 A für unflexible Verbraucher auf. Eine Leistungsbeschränkung im Rahmen einer bedingten Leistung muss nur selten greifen.**
- **Die Versorgungsaufgabe kann auch bei einer Beschränkung des Netzanschlusses auf 5kW erfüllt werden. Allerdings treten dann Komforteinbußen auf. Eine individuelle Begrenzung auf 5 kW kann daher für den Ausfall der Netzzustandsüberwachung als Rückfallebene genutzt werden.**
- **In den untersuchten Netzentgeltsystematiken wird ein netzdienliches Verhalten der Kunden angereizt. Ersparnisse können insbesondere durch bewusste Nutzung von unbedingten und bedingten Bestelleistungen erzielt werden. Die dynamisierten Systeme können für eine Netzentlastung in der Niederspannung nicht oder nur sehr eingeschränkt eingesetzt werden.**
- **Eine Weitergabe von variablen Strombezugskosten an den Kunden würde aufgrund der dadurch angereizten Nachladung für eine Entlastung des Netzes sorgen. Sie führt auch zu einer Ersparnis von etwa 100€ bzw. 12% in den Energiebeschaffungskosten. Die unterschiedlichen Netzentgeltsystematiken haben darauf keine bzw. nur marginale Auswirkungen.**
- **Die Preise für die bedingte Bestelleistung und NT-Bestelleistung müssen ausreichend hoch sein, damit ein ausreichender Anreiz für Sparsamkeit bei der Vorabbestellung besteht. Sie müssen umgekehrt so niedrig sein, dass sie einen ausreichenden Anreiz zur Abkehr von der unbedingten Bestelleistung setzen**

ÜBERSICHT UNTERSUCHUNGSPROGRAMM

Unterschiedliche Betrachtungsfälle

CASE-NAME	UNTERSUCHUNGS- GEBIET	UNTERSUCHTE FAHRWEISEN
A E-Auto-Nutzer mit Heimpladestation und Luft-Wärmepumpe	5 NS-Netze	24,85kW Fixe Strompreise Variable Strompreise 5 kW Fixe Strompreise Variable Strompreise
B E-Mobil-Flottenbetrieb (gewerblich und ÖPNV)	Ein MS-Strang	15MW 11MW 11MW+Rest 10,5MW+Rest Keine Einschränkungen Limitierung Ladeleistung 11 MW 11 MW Ladeleistung + Netzbabhängig 4 MW 10,5 MW Ladeleistung, Netzbabhängig 4,5 MW
C Smart-Neighborhood	Ein NS-Strang	
D Kombination von drei Komponenten in MS-Ebene	Ein MS-Strang	Noch offen

Case B: E-Mobil-Flottenbetrieb (gewerblich und ÖPNV)



Kurz-Charakterisierung

› **Situation:**

Flotte von Elektrobussen, die größtenteils nachts zentral geladen werden. Tagsüber finden keine Zwischenladungen (per Schnelllader) statt..

› **Technische Eckdaten / Parametrisierung :**

Depot

- 100 kW Ladekapazität je Bus (Plug-In)
- Zeitgleiche Ladung aller Busse möglich



Spannungsebene

- Mittelspannung

Sonstige Eckdaten

- Die Flotte umfasst 150 Elektrobusse

Elektrobusse

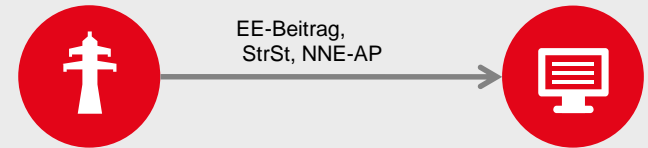
- 500 kWh Batteriekapazität (ca. 250 km Reichweite)
- Jeder Bus hat eine Tagesfahrleistung von 220 km.
- Die Buse stehen im Depot von 23:00 Uhr bis 5:00 Uhr zum Laden zur Verfügung

Case B: E-Mobil-Flottenbetrieb (gewerblich und ÖPNV)

Kurz-Charakterisierung

› Prämissen zum Strombezug im Status Quo

- Der EE-Beitrag beträgt 0,91 ct/kWh
- Die Stromsteuer beträgt 0,05 ct/kWh
- Die Anzahl der Benutzungsstunden pro Jahr unterschreitet 3.000 h.
- Der AP der NNE beträgt 3,61 ct/kWh (Ist-NNE-Sys)
- Der LP der NNE beträgt 12,01 €/kW/a (Ist-NNE-Sys)
- Stromliefervertrag mit a) festem Strompreis bzw. b) variablem Strompreis



› Beobachtetes Verbrauchsverhalten im Status Quo der NNE

- **Stromliefervertrag mit festem Strompreis:**
 - Der Ladevorgang der Busse beginnt mit voller Ladeleistung, sobald diese im Depot angekommen sind
- **Stromliefervertrag mit variablem Strompreis:**
 - Der Ladevorgang der Busse orientiert sich an den Strompreisen während der Standzeit, er findet jedoch weiterhin mit voller Ladeleistung statt (das Depot besitzt in der Ausgestaltung des Ladevorgangs eine Flexibilität von 1,5h)

Es wurden 4 verschiedene Nutzungsprofile untersucht, jeweils unter variablen und konstanten Strombezugskosten

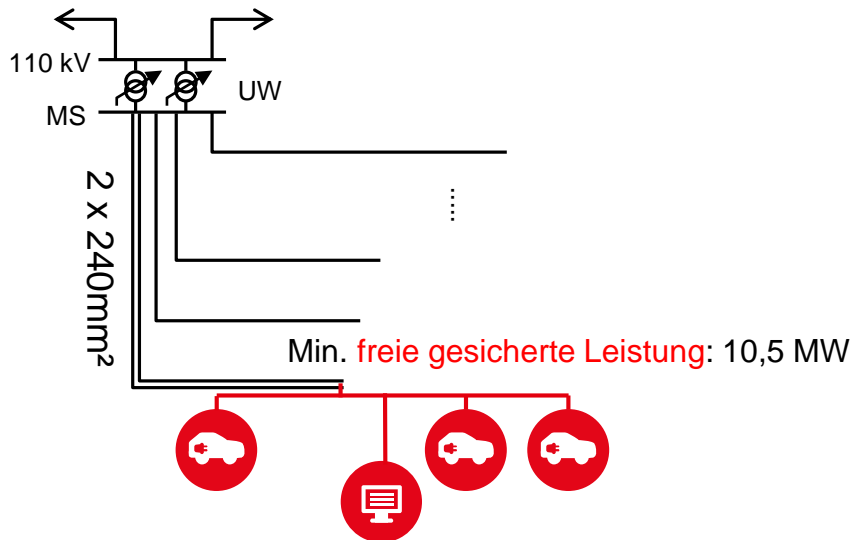
15MW	Keinerlei Einschränkungen bei den Ladevorgängen des Depots
11MW	Limitierung der Ladeleistung des Depots auf 11 MW (d.h. 6h Dauerladen)
11MW+Flex	Zu jedem Zeitpunkt können 11 MW bezogen werden, je nach Netzzustand sind bis zu 4 MW zusätzlich möglich
10,5MW+Flex	Zu jedem Zeitpunkt können 10,5MW bezogen werden (Jahresminimum des Netzes), je nach Netzzustand sind bis zu 4,5 MW zusätzlich möglich

➤ Die Versorgungsaufgabe kann auch im Nutzungsprofil „10,5MW + Flex“ erfüllt werden, erfordert dann aber aktives Flexibilitätsmanagement beim Kunden.

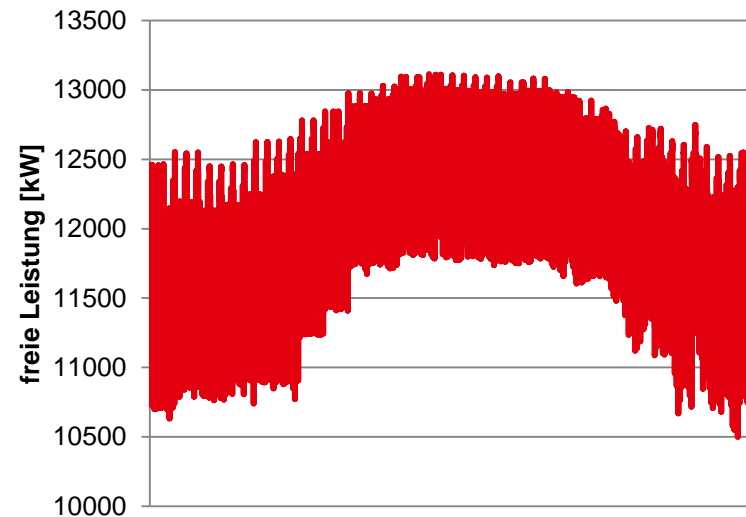
In der hier untersuchten Netzsituation muss die Flexibilität des Busdepots genutzt werden, da es ansonsten zu Verletzungen des n-1-Kriteriums kommt

- Das Busdepots wird in einen wenig ausgelasteten MS-Strang integriert.
- Die „freie“ Leistung in dem Strang schwankt über das Jahr :
 - Minimalwert: 10.499 kW; Maximalwert: 13.113 kW; Durchschnittswert: 12.018 kW
 - Für einen n-1-sicheren Anschluss des Depots ist Netzausbau notwendig

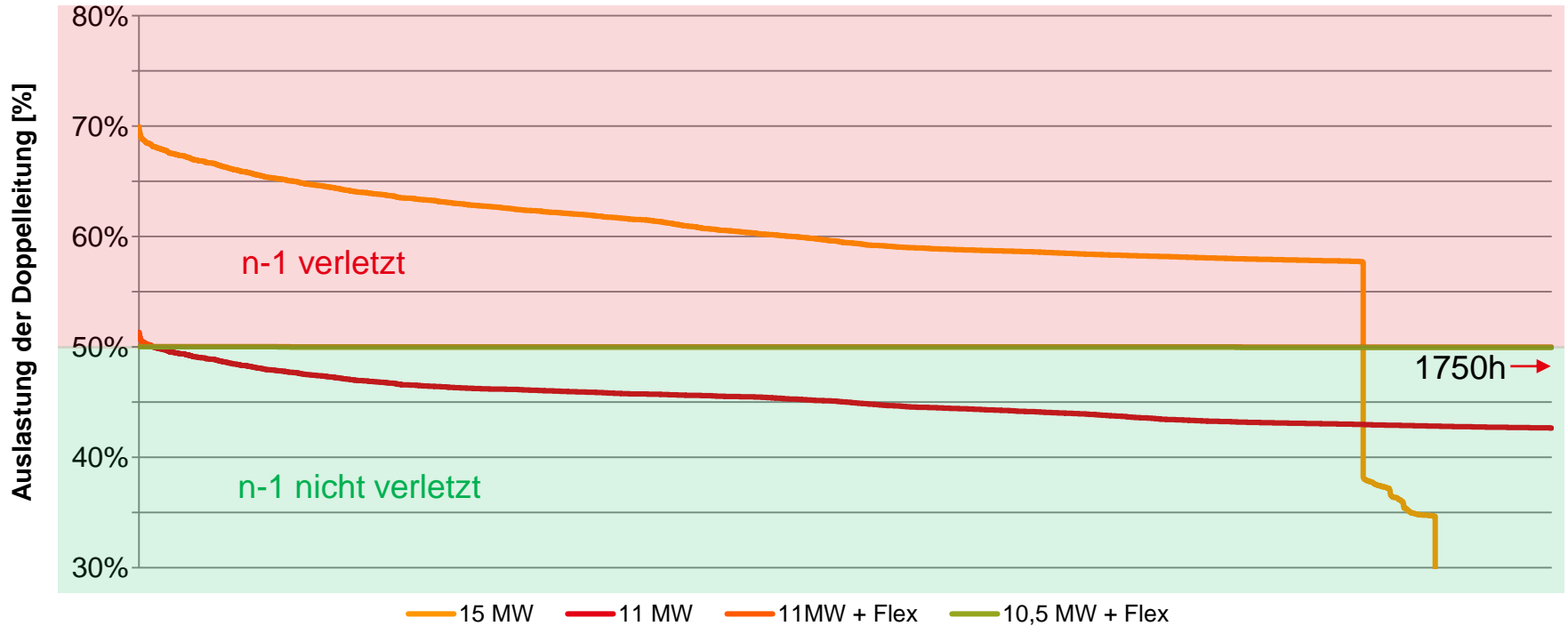
Schematische Netzintegration



Freie Leistung des aufnehmenden Strangs



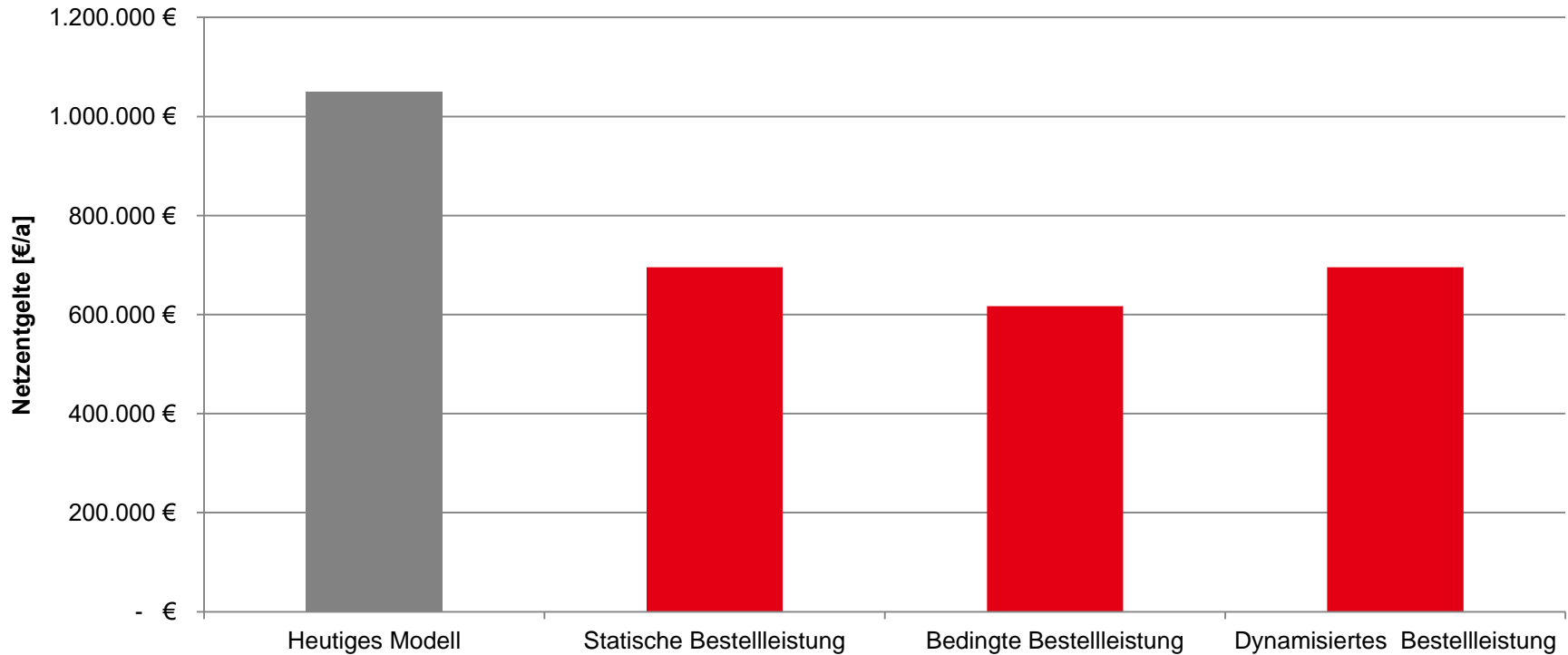
Ein Vergleich der Dauerlinien der Verletzung zeigt die deutlichen Unterschiede zwischen der 15MW und der 11MW Nutzung auf



Bei keinerlei Einschränkungen des Verbraucherverhalten wird Netzausbau notwendig.

Bei einer unbedingten Leistung von 10,5MW und einem zusätzlichen, netzzustandsabhängigen Bezug, ist die (n-1)-sichere Anbindung ohne Netzausbau möglich

Übersicht der Netzentgelte in den vorgeschlagenen Modellen



Ohne eine Änderung des Preissystems würden für die Ladevorgänge des Depots Netzentgelte in Höhe von 1,05 Mio. € anfallen, wenn die volle Flexibilität bei der Beschaffung genutzt werden soll. Die neuen NNE Systeme führen zu deutlichen Einsparpotentialen für den Kunden und vermeiden gleichzeitig Netzausbau. Die Vorteile in der Energiebeschaffung werden durch die netzbedingten Einschränkungen der bedingten Bestelleistung nur geringfügig verringert.

Übersicht der wesentlichen Erkenntnisse aus Case B

- **Erst bei Nutzung des Flexibilitätspotentials ist die (n-1)-sichere Integration des Busdepots in das MS-Netz ohne Grenzwertverletzungen möglich.**
Insbesondere die Variante „10,5MW + Rest“, bei der zu jedem Zeitpunkt 10,5MW bezogen werden können (Jahresminimum der freien Netzleistung), sowie je nach Netzzustand bis zu 4,5 MW zusätzlich möglich sind, weist eine hohe freie Leistung für Flexibilitätsnutzung bei Sicherstellung der Netzverträglichkeit auf.
- **Eine Änderung des Netzentgeltsystems führt in allen Fällen zu niedrigeren Netzentgelten für das Busdepot.**
In allen alternativen Netzentgeltsystemen wird ein Anreiz zur Beschränkung der Leistung auf 10,5MW gesetzt, indem dadurch die Netzentgelte deutlich reduziert werden können. Allerdings reichen 10,5 MW statischen Bestelleistung ohne zusätzliche bedingte oder dynamisierte NT-Leistung nicht für eine vollständig Ladung aller Busse aus
- **Das netzverträglichste Verhalten (Beschränkung auf 10,5MW mit zusätzlicher Ladung bei vorhandener Netzkapazität) wird im System „Bedingte Bestelleistung“ angereizt.**
- **Die untersuchten Netzentgeltsysteme stellen kein Hindernis für die dynamische Weitergabe der Strompreise dar. Allerdings besteht im System „Bedingte Bestelleistung“ für die Akteure auch ein gesteigertes Interesse ihre bedingte Anschlussleistung zu maximieren, da die verringerten Bezugskosten die erhöhten NNE überkompensieren.**

ÜBERSICHT UNTERSUCHUNGSPROGRAMM

Unterschiedliche Betrachtungsfälle

CASE-NAME	UNTERSUCHUNGS- GEBIET	UNTERSUCHTE FAHRWEISEN	
A E-Auto-Nutzer mit Heimladestation und Luft-Wärmepumpe	5 NS-Netze	24,85kW	5 kW
		<div style="border: 1px solid orange; padding: 2px;">Fixe Strompreise</div> <div style="border: 1px solid green; padding: 2px;">Variable Strompreise</div>	<div style="border: 1px solid orange; padding: 2px;">Fixe Strompreise</div> <div style="border: 1px solid green; padding: 2px;">Variable Strompreise</div>
B E-Mobil-Flottenbetrieb (gewerblich und ÖPNV)	Ein MS-Strang	<div style="border: 1px solid orange; padding: 2px;">15MW</div> <div style="border: 1px solid red; padding: 2px;">11MW</div> <div style="border: 1px solid orange; padding: 2px;">11MW+Rest</div> <div style="border: 1px solid green; padding: 2px;">10,5MW+Rest</div>	<div style="border: 1px solid orange; padding: 2px;">Keine Einschränkungen</div> <div style="border: 1px solid red; padding: 2px;">Limitierung Ladeleistung 11 MW</div> <div style="border: 1px solid orange; padding: 2px;">11 MW Ladeleistung + Netzabhängig 4 MW</div> <div style="border: 1px solid green; padding: 2px;">10,5 MW Ladeleistung, Netzabhängig 4,5 MW</div>
C Smart-Neighborhood	Ein NS-Strang	248,5kW	50 kW
		<div style="border: 1px solid orange; padding: 2px;">Keine Speicher-nutzung</div> <div style="border: 1px solid green; padding: 2px;">Bezug Speicher</div> <div style="border: 1px solid blue; padding: 2px;">Trading Speicher</div>	<div style="border: 1px solid orange; padding: 2px;">Keine Speicher-nutzung</div> <div style="border: 1px solid green; padding: 2px;">Bezug Speicher</div> <div style="border: 1px solid blue; padding: 2px;">Trading Speicher</div>
D Kombination von drei Komponenten in MS-Ebene	Ein MS-Strang	Noch offen	

Case C: Smart-Neighborhood

AKTEUR



Wer?

Prosumer & Privater Verbraucher

NETZSITUATION



Wo?

Niederspannung (städtisch)

TECHNIK



Was?

Speicher, WP, PV, E-Mobilität

ANWENDUNG



Warum?

Fremdbezugs-optimierung

Kurz-Charakterisierung

➤ **Situation:**

Gruppe von Haushalten mit PV-Anlagen, Wärmepumpen, E-Autos und Stromspeichern. Kopplung der Haushalte zur gemeinsamen, softwaregesteuerten Optimierung des Fremdbezuges durch Eigenerzeugung von Strom und Wärme und zur Einnahmengenerierung durch den Verkauf von Überschussstrom.

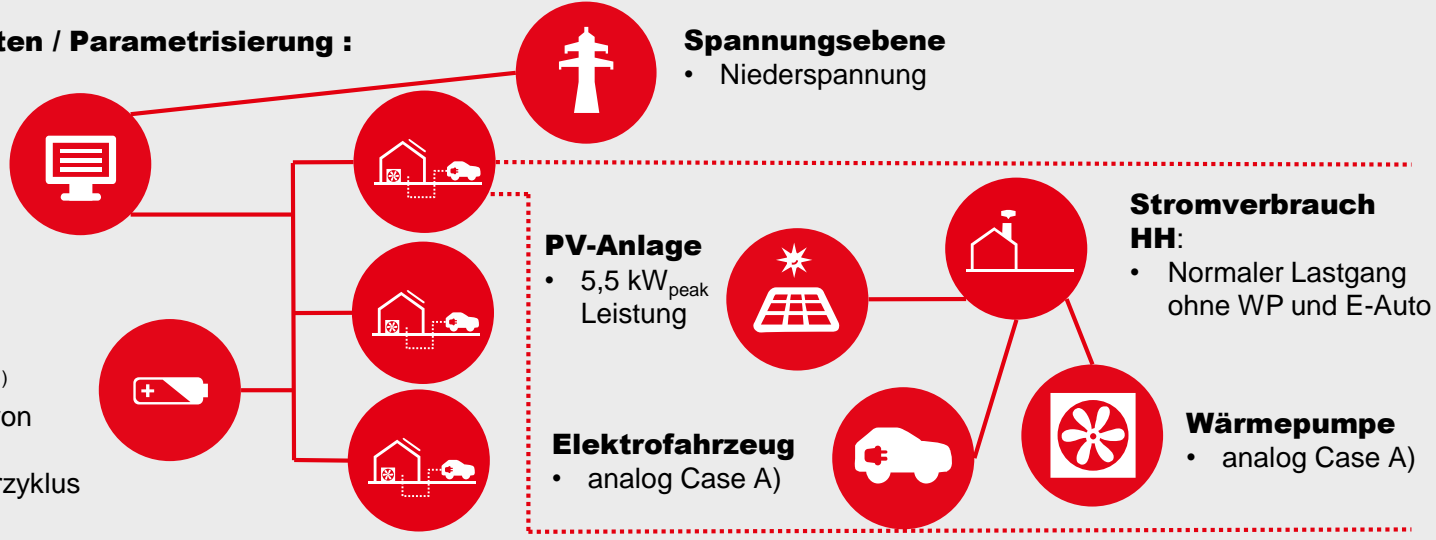
➤ **Technische Eckdaten / Parametrisierung :**

Sonstige Eckdaten

- Keine Netzengpässe innerhalb der Smart Neighborhood
- 10 identische Einfamilienhäuser

Stromspeicher

- Kapazität von 100kWh¹⁾
- Lade-/entladeleistung von 100kW
- Wirkungsgrad Speicherzyklus 85 %



1) angelehnt Projekt „Strombank“ von MVV Energie

Case C: Smart-Neighborhood

Kurz-Charakterisierung

➤ **Prämissen zum Strombezug im Status Quo (bzw. unter Annahme der Existenz einer Smart Neighborhood)**

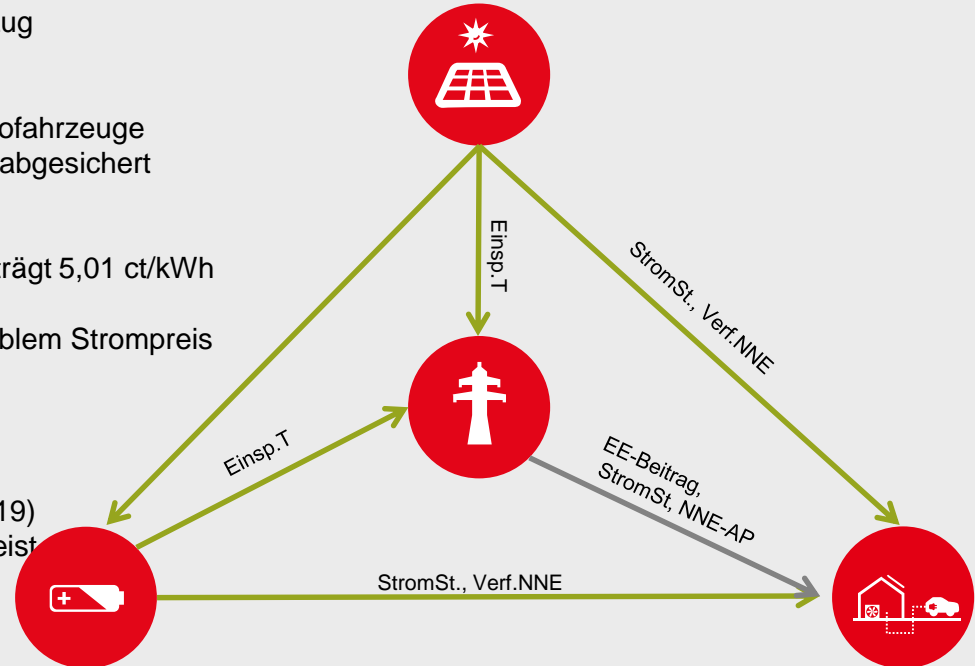
- Die Nachbarschaft optimiert ihr gemeinsamen Fremdbezug (Solidarisierung der Kosten, z.B. Steuern)
- Der Austausch untereinander findet entgeltfrei statt.
- Keine gesonderten Tarife für Wärmepumpen bzw. Elektrofahrzeuge
- Die Nachbarschaft ist gemeinsam zum Netzbetreiberhin abgesichert
- Der EE-Beitrag beträgt 2,54 ct/kWh (Haushaltskunde)
- Die Stromsteuer beträgt 0,1 ct/kWh (Haushaltskunde)
- Der AP der NNE und die Verfügbarkeitskomponente beträgt 5,01 ct/kWh (Haushaltskunde) (Ist-NNE-System)
- Stromliefervertrag mit a) festem Strompreis bzw. b) variablem Strompreis

➤ **Prämissen zum Batterie-Speicher**

- Speicher kann nur „grünen“ Strom speichern,

➤ **Prämissen zur PV-Anlage**

- Der Einspeisetarif beträgt 12,1 ct/kWh (Einspeisetarif 2019)
- Strom kann eingespeichert werden und danach eingespeist werden und Einspeisetarif erhalten
- Strom kann direkt verbraucht werden

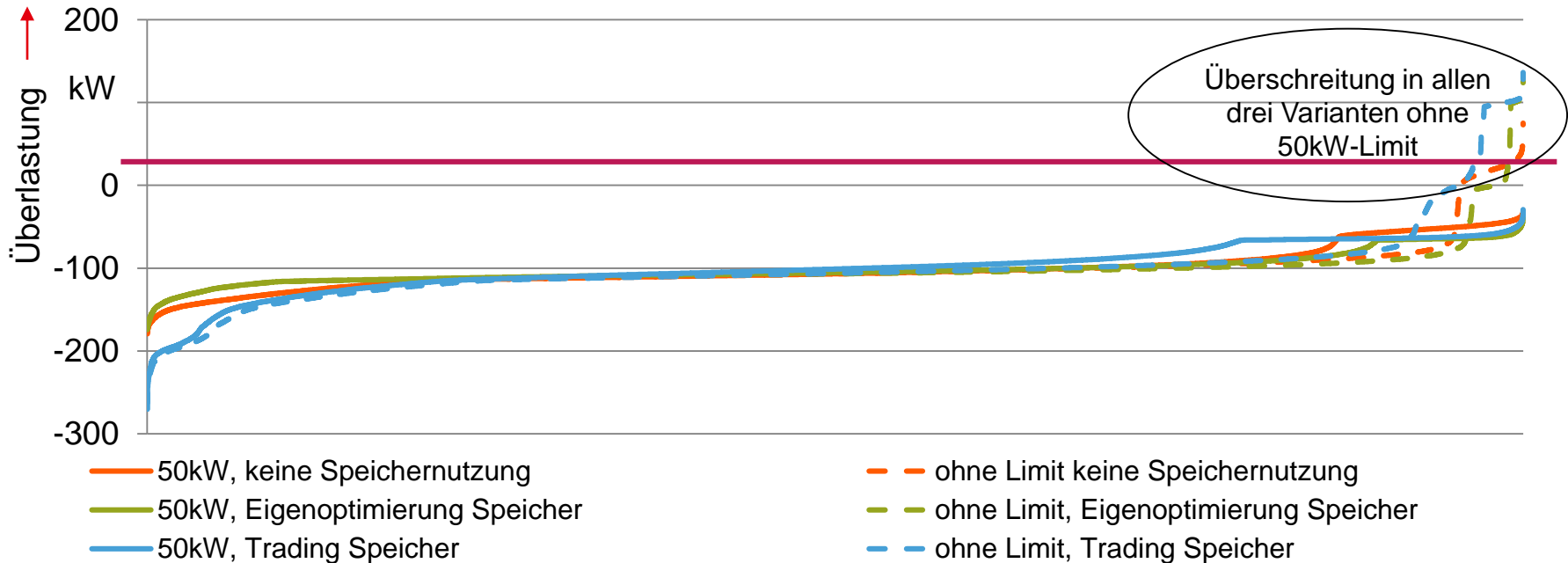




Im Case C stellen die wirtschaftlichen Kenngrößen die wesentliche Maßgabe für das Nutzungsverhalten dar, es wurden 6 verschiedene Profile untersucht

	Keine Speichernutzung	Strombezug und –verkauf erfolgen zu konstanten Preisen (gemäß Einspeisetarif), der Speicher wird nicht genutzt. Bezug bis zu einer Höchstlast von 10 x 24,85 kW.
248,5kW („ohne Limit“)	Eigenoptimierung mit Speicher	Strombezug und –verkauf erfolgen zu variablen Preisen, der Speicher bezieht Strom aus dem Netz. Bezug bis zu einer Höchstlast von 10 x 24,85 kW.
	Trading Speicher	Strombezug und –verkauf erfolgen zu variablen Preisen, der Speicher bezieht und verkauft Strom. Bezug bis zu einer Höchstlast von 10 x 24,85 kW.
	Keine Speichernutzung	Strombezug und –verkauf erfolgen zu konstanten Preisen (gemäß Einspeisetarif), der Speicher wird nicht genutzt. Bezug bis zu einer Höchstlast von 10 x 5 kW.
50 kW	Eigenoptimierung mit Speicher	Strombezug und –verkauf erfolgen zu variablen Preisen, der Speicher bezieht Strom aus dem Netz. Bezug bis zu einer Höchstlast von 10 x 5 kW.
	Trading Speicher	Strombezug und –verkauf erfolgen zu variablen Preisen, der Speicher bezieht und verkauft Strom. Bezug bis zu einer Höchstlast von 10 x 5 kW.

Nur in den Varianten mit einer 50kW-Beschränkung können Grenzwertverletzungen vermieden werden



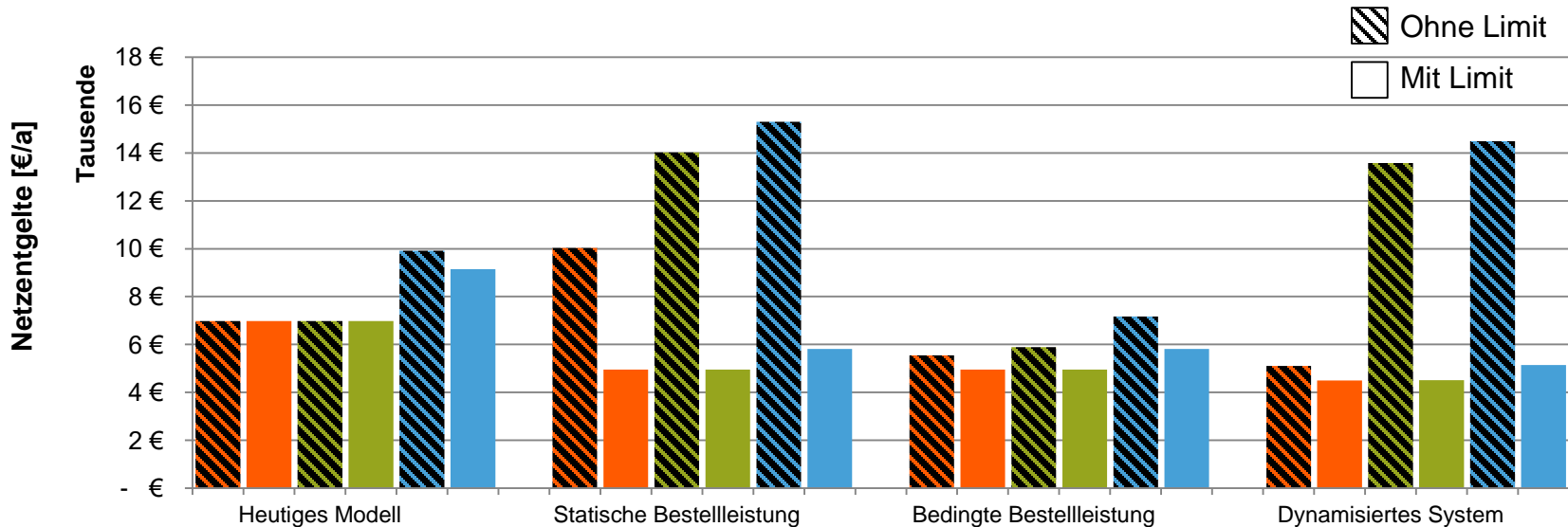
Grenzwertverletzungen können durch eine Beschränkung auf 50kW vermieden werden, diese treten ohne Beschränkung in 2%-4,5% aller Stunden des Jahres auf.



Die Variante „Trading Speicher“ führt zu höchsten Grenzwertverletzungen aufgrund intensiven Einsatzes des Energiespeichers.



Der Speicher kann entweder zur reinen Eigenoptimierung (Nutzung der PV und zeitverzögerter Bezug) oder zum aktiven Trading genutzt werden



Die Beschränkung der Leistung auf 50kW wird in allen neuen Entgeltsystemen angereizt.

Das Kundenverhalten und die Strombeschaffungskosten werden durch die Limitierung nur in der Variante „Trading Speicher“ merklich beeinflusst, allerdings überwiegen bei einer Limitierung der Leistung auch hier die Einsparungen bei den Netzentgelten die Verbesserung der Strombeschaffungskosten.

Übersicht der wesentlichen Erkenntnisse aus Case C

- **Ohne Beschränkung der Leistung führt die Integration der Smart Neighborhood zu Grenzwertverletzungen im Netz (etwa 2%-4,5% der Stunden). Die untersuchte Variante „Trading Speicher“ führt aufgrund des hohen Strombezugs und -verkaufs zu den häufigsten Netzengpässen.**
- **Die simulierte Beschränkung der Smart Neighborhood auf 50kW ist ausreichend, um die Netzengpässe vollständig zu vermeiden. Eine (nicht rechnerisch untersuchte) Beschränkung auf 70kW erscheint ebenfalls ausreichend.**
- **Eine Beschränkung der Leistung auf 50kW führt nur in der Variante „Trading Speicher“ aufgrund des leicht eingeschränkten Tradings zu deutlichen Änderungen des Nutzerverhaltens. Rückspeisung und Netzbezug bleiben in den anderen Fällen in ähnlichen Größenordnungen.**
- **In den untersuchten Netzentgeltsystemen kann der Verbraucher seine Netzentgelte durch Beschränkung der Leistung reduzieren. Eine Beschränkung wird somit über die Netzentgeltsysteme angereizt.**
- **Auch bei Betrachtung der Summe aus Beschaffungskosten und Netzentgelten stellt die Beschränkung der Leistung für den Verbraucher in den deutlich meisten Fällen die günstigste Alternative dar. Eine zusätzliche bedingte Leistung bringt nur wenig Vorteile in der Strombeschaffung und Vermarktung, da die starke interne Durchmischung der unflexiblen Verbraucher auch im Rahmen der unbedingten Bestelleistung viel Spielraum für marktorientierte Flexibilitätsnutzung bietet.**
- **Ggfs. kann die Smart Neighborhood versuchen, eine geringere Leistung als 50 kW unbedingt zu bestellen und so sich noch weiter zu optimieren.**

ÜBERSICHT UNTERSUCHUNGSPROGRAMM

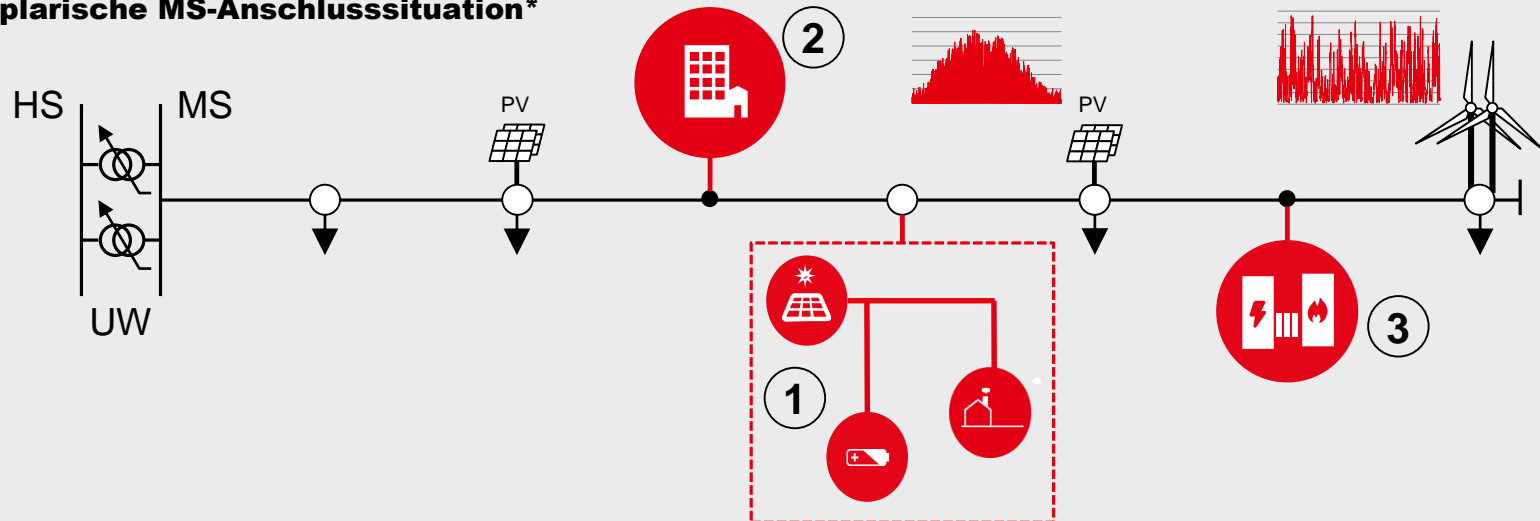
Unterschiedliche Betrachtungsfälle

CASE-NAME	UNTERSUCHUNGS- GEBIET	UNTERSUCHTE FAHRWEISEN	
A E-Auto-Nutzer mit Heimpladestation und Luft-Wärmepumpe	5 NS-Netze	24,85kW Fixe Strompreise Variable Strompreise	5 kW Fixe Strompreise Variable Strompreise
B E-Mobil-Flottenbetrieb (gewerblich und ÖPNV)	Ein MS-Strang	15MW 11MW 11MW+Rest 10,5MW+Rest	Keine Einschränkungen Limitierung Ladeleistung 11 MW 11 MW Ladeleistung + Netzbabhängig 4 MW 10,5 MW Ladeleistung, Netzbabhängig 4,5 MW
C Smart-Neighborhood	Ein NS-Strang		
D Kombination von drei Komponenten in MS-Ebene	Ein MS-Strang		

Case D Netzkonfiguration: Kombination von drei Komponenten zur Bereitstellung gesichert zuschaltbarer Last in einem durch EE überspeisten MS-Netz

Kurz-Charakterisierung

► Exemplarische MS-Anschlusssituation*



- Anschluss unterschiedlicher flexibler Akteure in einem MS-Strang:
 1. „Virtuelles Lastwerk“ bestehend aus 50 Haushalten mit jeweils einer PV Anlage und einem Batteriespeicher
 2. Bürogebäude mit verschiebbarer Kühlleistung
 3. PtH-Anlage in einem Wärmenetz
 - Insgesamt Angebot gesicherter Leistungsabnahme (wenige kW bis 3 MW) möglich (einzeln oder auch in Kombination denkbar)
 - Überspeisung ohne gesicherte Leistungsabnahme führt zu Abregelung der EE oder Netzausbaubedarf
- **Ziel des Use-Cases ist die Überprüfung, inwiefern die Netzentgeltmodelle in Zeiten der Überspeisung mit EE die verlässliche Leistungsabnahme durch die 3 Akteurstypen anreizen, um die Abregelung von EE zu vermeiden.**

* Beispiel: 11 km langer 20-kV-Abgang, 2 x 2 MW PV, 8 MW Wind führen konventionell geplant zu unzulässigem Spannungshub ($\Delta u > 2\%$) bzw. Ausreizung der thermischen Tragfähigkeit. Ohne aktive Zuschaltung von Last teilweise Abregelung der EE-Anlagen.

Case D Komponente 1: Virtuelles Lastwerk bestehend aus 50 Haushalten mit jeweils einer PV Anlage und einem Batteriespeicher



Kurz-Charakterisierung

› Technische Situation:

50 Haushalte im Niederspannungsnetz poolen ihre Speicher bzw. PV-Anlagen über einen Aggregator und bilden somit ein virtuelles Lastwerk, mit dem sie gemeinsam am Stromhandel teilnehmen (hohe Gleichzeitigkeit) und jeweils ihren Eigenbedarf optimieren.

PV-Anlage:

- 5,5 kW Peak
- Strom speicherbar
- Eigenerzeugung zugelassen

Batteriespeicher:

- 6 kWh Kapazität
- 5 kW Lade / - Entladeleistung
- Wirkungsgrad Speicherzyklus 85 %



Spannungsebene:

- Niederspannungsnetzanschluss



Stromverbrauch HH:

- Normaler Lastgang ohne WP und E-Auto
- Stromliefervertrag mit zeitvariablem Tarif und Stromrückkaufoption

Variante:

- Zugehöriges Mittelspannungsnetz besitzt eine lokale Überspeisung durch EE, welche durch Zuschaltung der Flex behoben werden könnte

Case D Komponente 1: Virtuelles Lastwerk bestehend aus 50 Haushalten mit jeweils einer PV Anlage und einem Batteriespeicher

Kurz-Charakterisierung

► Prämissen zur PV-Anlage

- Der Einspeisetarif beträgt 12,1 ct/kWh (Einspeisetarif 2019)
- Strom kann eingespeichert werden und danach eingespeist werden und Einspeisetarif erhalten
- Strom kann direkt verbraucht werden

► Prämissen zum Batterie-Speicher

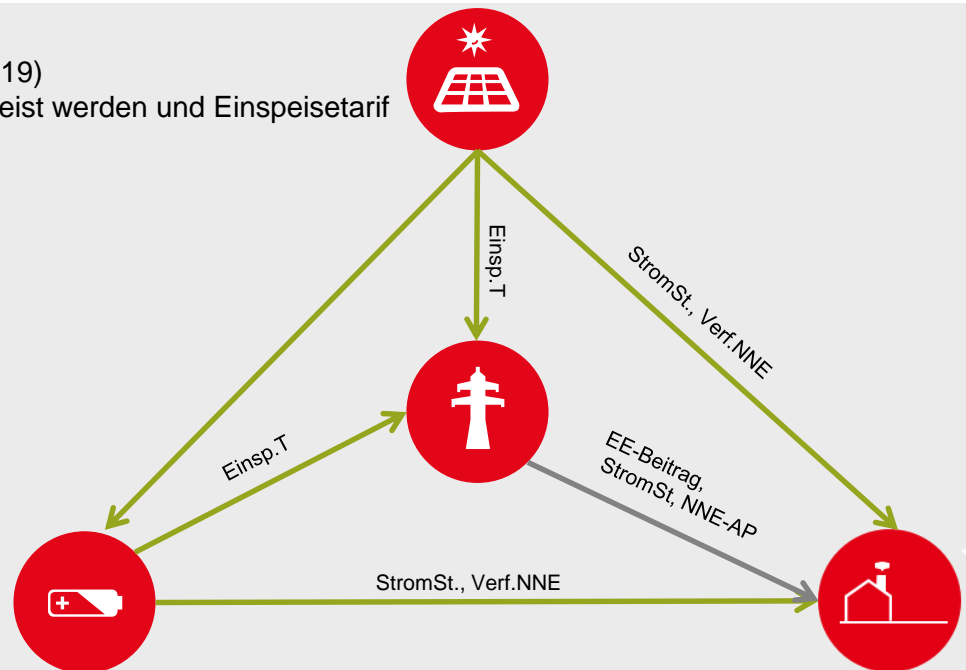
- Speicher kann nur „grünen“ Strom speichern

► Prämissen zum Strombezug im Status Quo

- Der EE-Beitrag beträgt 3,18 ct/kWh.
- Die Stromsteuer beträgt 0,1 ct/kWh.
- Der AP der NNE beträgt 4,24 ct/kWh (Ist-NNE-Sys).
- Der Grundpreis beträgt 8,98 €/Monat (Ist-NNE-Sys).
- Die Verfügbarkeitskomponente NNE beträgt 4,24 ct/kWh (Ist-NNE-Sys).
- Stromliefervertrag mit a) festem Strompreis bzw. b) variablem Strompreis

► Erwartetes Verbrauchsverhalten

- Der Speicher wird genutzt, um möglichst viel eigenerzeugten Strom auch selbst zu verbrauchen.
- Strommarktarbitrage wird nur bei größeren Strompreisdifferenzen erfolgen, da die NNE-AP durch die Differenz erwirtschaftet werden müssen.
- Wird ein Spotpreis abhängiger Strompreistarif gewählt, so kann durch Tradings ein Zusatzerlös generiert werden.



Case D Komponente 2: Ein Bürogebäude, das über eine Lastflexibilität in der Klimatisierung verfügt (verschiebbare Kühlleistung)

AKTEUR



Wer?

Betreiber einer Büroimmobilie

NETZSITUATION



Wo?

Mittelspannung

TECHNIK



Was?

Lastflexibilität

ANWENDUNG



Warum?

Strommarktarbitrage, NNE-Optimierung

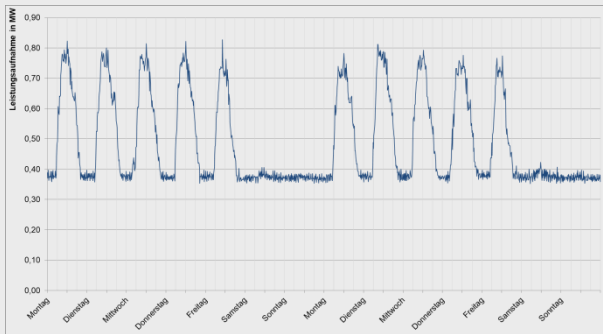
Kurz-Charakterisierung

► **Technische Situation:**

Eine Büroimmobilie (2.000 Arbeitsplätze, größeres Rechenzentrum, Kantine) verfügt über eine Lastflexibilität bei der Kühlung/Klimatisierung und nutzt diese.

Büroimmobilie:

- Jahresstromverbrauch 4.140 MWh*
- Lastspitze 1.260 kW; Grundlast 380 kW; 5-Tage-Arbeitswoche und leichte Saisonalität



Spannungsebene:

- Mittelspannungs-netzanschluss

Lastflexibilität Büroimmobilie:

- Lastflexibilität in der Klimatisierung und Lüftung Wochentags 8-17 Uhr verfügbar
- Zuschaltung 50 kW für max. 15 Min mit 110% Ausgleich in der Folgestunde durch Reduktion um bis zu 20 kW
- Abschaltung der Kühlung im Rechenzentrum um 20 kW für 15 Min mit 110% Ausgleich in der Folgestunde

* Gemäß Untersuchung des ISI Fraunhofer Instituts „Energieverbrauch des GHD-Sektors in Deutschland in den Jahren 2011-2013“ beträgt der Verbrauchsmittelwert in büroähnlichen Betrieben je Beschäftigter ca. 2257 kWh / a in 2013.

Case D Komponente 2: Ein Bürogebäude, das über eine Lastflexibilität in der Klimatisierung verfügt (verschiebbare Kühlleistung)

Kurz-Charakterisierung

› Prämissen zum Stromliefervertrag im Status Quo

- Es besteht ein Mittelspannungsanschluss mit 3.277 Benutzungsstunden
- Der NNE-Leistungspreis beträgt 78,82 €/kW (Ist-NNE-Sys). Der Grundpreis wird nicht angewendet.
- Der NNE-Arbeitspreis beträgt 1,39 ct/kWh (Ist-NNE-Sys).
- Der EE-Beitrag beträgt 0,91 ct/kWh; die Stromsteuer 0,05ct/kWh.
- Stromliefervertrag mit a) festem Strompreis bzw. b) variablem Strompreis

› Erwartetes Verbrauchsverhalten

- Der finanzielle Anreiz am Spotmarkt (Volatilität) reicht nicht aus, um den erhöhten Energieeinsatz bei einer Lastverschiebung zu (über)kompensieren. Daher kommt nur ein Einsatz in anderen Marktstufen (z.B. zur Erbringung von Regelleistung) in Frage.
- Ohne eine Erhöhung der jährlichen Lastspitze zu verursachen kann das volle Flexibilitätspotential nur in 30% der verfügbaren Zeit eingesetzt werden.

Case D Komponente 3: Eine zuschaltbare Power-to-Heat Anlage innerhalb eines bivalenten Heizwerks

AKTEUR



Wer?

Betreiber einer Power-to-Heat Anlage

NETZSITUATION



Wo?

Mittelspannung

TECHNIK



Was?

Lastflexibilität

ANWENDUNG



Warum?

Wärmelastdeckung

Kurz-Charakterisierung

› Technische Situation:

Ein bivalentes Heizwerk, bestehend aus Power-to-Heat Anlage und Gaskessel, speist in ein Nahwärmenetz ein. Das zugehörige Verteilnetz ist durch gelegentliche Leistungsengpässe durch Erzeugungsüberschüsse lokaler Erneuerbarer geprägt.

Power to Heat-Anlage:

- Maximale elektrische Leistung 3 MW
- Die Power-to-Heat-Anlage hat einen Wirkungsgrad von 99%
- Der Gaskessel hat einen Wirkungsgrad von 96% und könnte die Wärmelast vollständig decken.



Spannungsebene:

- Mittelspannungsnetzanschluss



Variante:

- Mittelspannungsnetzanschluss mit lokaler Überspeisung durch EE, welche durch Zuschaltung der Flex behoben werden könnte

Case D Komponente 3: Eine zuschaltbare Power-to-Heat Anlage innerhalb eines bivalenten Heizwerks

Kurz-Charakterisierung

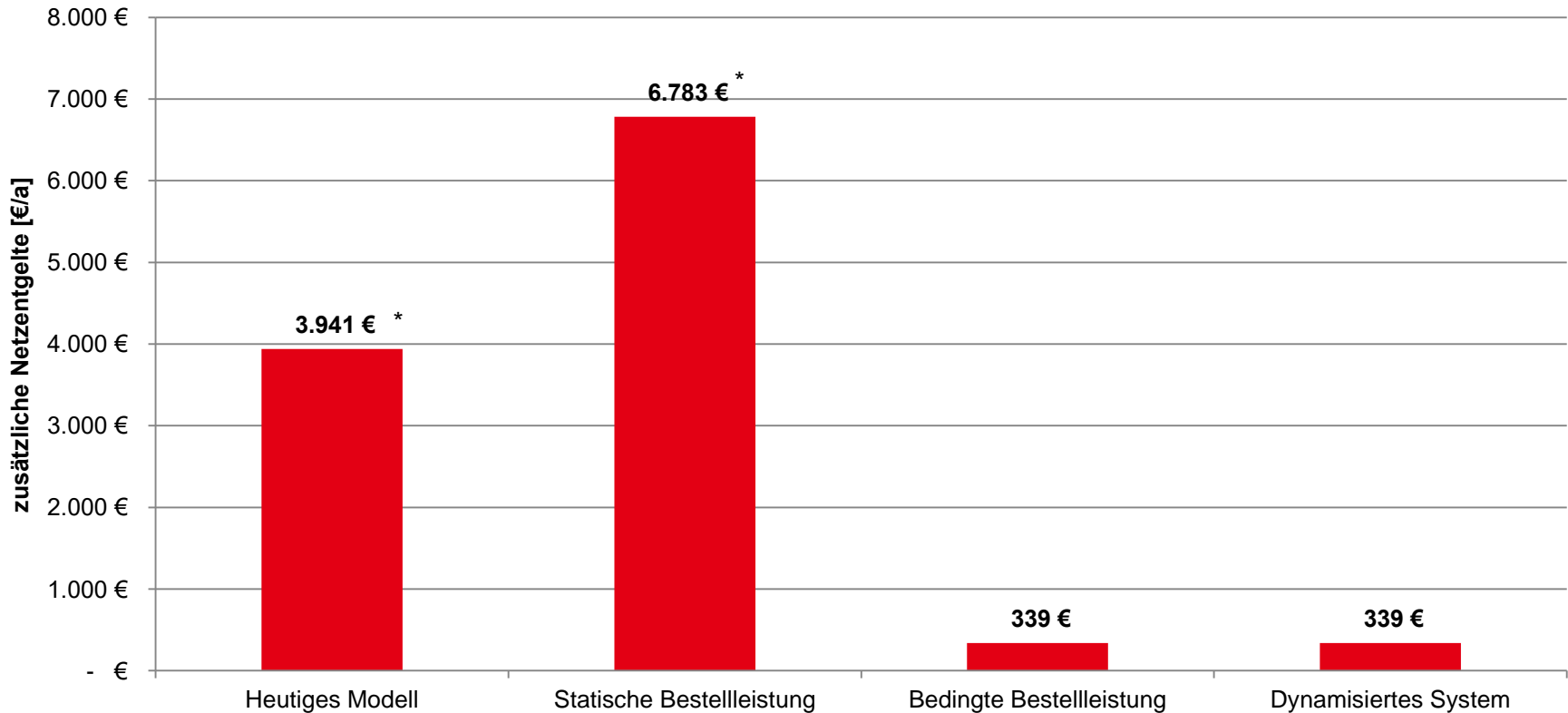
› Prämissen zum Stromliefervertrag im Status Quo

- Es besteht ein Mittelspannungsanschluss mit aktuell weniger als 3.000 Benutzungsstunden
- Der NNE-Leistungspreis beträgt 12,01 €/kW. Der Grundpreis wird nicht angewendet.
- Der NNE-Arbeitspreis beträgt 3,61 ct/kWh.
- Der EE-Beitrag beträgt 0,91 ct/kWh; die Stromsteuer 0,05ct/kWh
- Stromliefervertrag mit a) festem Strompreis bzw. b) variablem Strompreis

› Beobachtetes Verbrauchsverhalten im Status Quo

- Aktuell wird die Power-to-Heat nicht eingesetzt, da sie aufgrund der Umlagen und Entgelte nicht konkurrenzfähig zum Gaskessel ist.
- Werden die Netzentgelte vernachlässigt, so wird die die Anlage teilweise bei geringen Strompreisen eingesetzt
- Erst wenn zusätzlich der EE-Beitrag vernachlässigt wird, orientiert sich die Anlage am Stromgroßhandelspreis

Übersicht der zusätzlichen Netzentgelte bei Einbindung der gewerblichen Flexibilität in den vorgeschlagenen Modellen



Im heutigen Modell und im statischen Bestelleistungsmodell wird die Erschließung der Flexibilität behindert. In den anderen Modellen wird die Flexibilitätsnutzung für den Markt erschlossen und zusätzliche Deckungsbeiträge für das Netz werden erzielt.

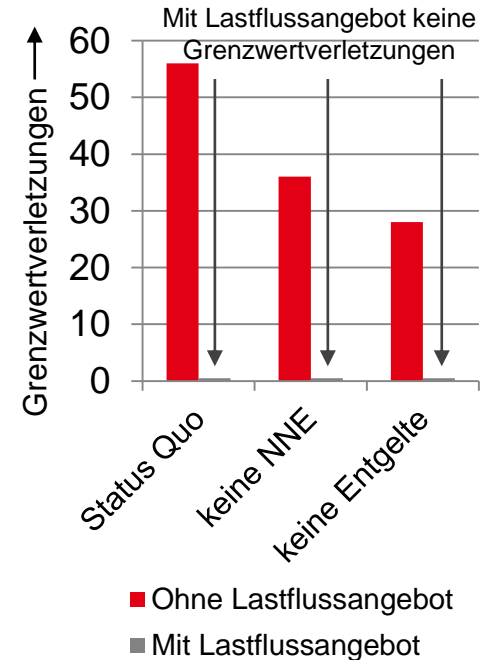
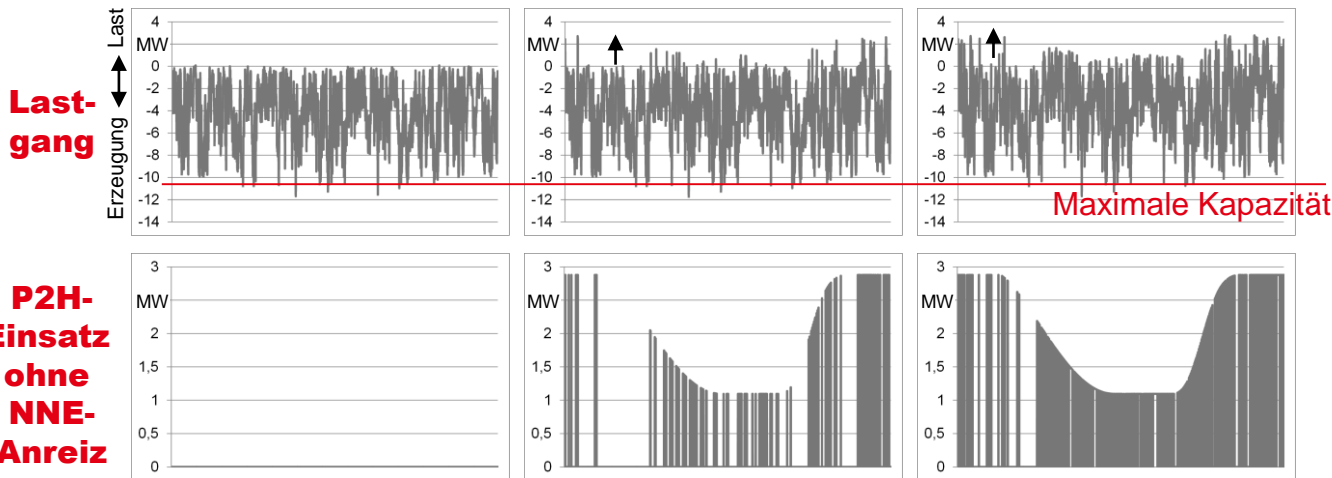
* Hier wird der rechnerische Wert für die Netzentgelte ausgewiesen, wenn die Flexibilität trotz Unwirtschaftlichkeit im Markt eingesetzt würde. Tatsächlich wird ein Markteinsatz der Flexibilität durch die hohen Netzentgelte verhindert

In allen drei untersuchten P2H-Varianten lassen sich die Grenzwertverletzungen durch eine Lastflusszusage der P2H-Anlage vollständig beheben

Variante Status Quo

Variante keine Netzentgelte

Variante keine Umlagen



Das MS-Netz ist aufgrund der hohen WEA- und PVA-Leistung teilweise überspeist. Der Einsatz der P2H-Anlage ist stark von der betrachteten Variante abhängig.

➔ Die Grenzwertverletzungen lassen sich durch die Lastflusszusage der P2H-Anlage vollständig verhindern. Alleine durch die Flexibilität des virtuellen Lastwerks und dem Bürogebäude lassen sich die Engpässe nicht vermeiden, aber etwas entschärfen.

Übersicht der wesentlichen Erkenntnisse aus Case D

- Die Fahrweise der P2H-Anlage ist sehr stark abhängig von den angesetzten Netztarifen.
- Ohne eine Erhöhung der jährlichen Lastspitze zu verursachen, kann das volle Flexibilitätspotential des Bürogebäudes nur in 30% der verfügbaren Zeit eingesetzt werden. Im heutigen Modell und im statischen BestelleLeistungsmodell behindern hohe Leistungspreise den Einsatz von Flexibilität im Markt und zur Vermeidung der Abregelung der EE-Anlagen.
- Mit einer Lastflusszusage bzw. einem Lastflussangebot durch die P2H-Anlagen lassen sich die Netzengpässe, die durch eine Überspeisung des Netzes auftreten, vollständig beheben. Eine Lastflusszusage/Lastflussangebot des virtuellen Lastwerks oder des Bürogebäudes ist nicht ausreichend, um die Netzengpässe zu beheben, reduziert sie jedoch.
- Die EE-bedingten Netzengpässe treten im untersuchten Use-Case nur in maximal 60 Viertelstunden auf. Ein Abruf der Lastflusszusage bzw. des Lastflussangebots ist somit nur in wenigen Zeitpunkten des Jahres erforderlich.
- Die notwendige Höhe des monetären Anreizes für eine Lastflusszusage/Lastflussangebot wurde nicht ermittelt.

➤ **Durch die Einführung einer bedingten Leistung oder dynamisierten NT-Zusatzleistung können die Rahmenbedingungen für das Angebot marktorientierter Flexibilität verbessert werden. Ergänzend kann das Instrument einer Lastflusszusage implementiert werden, wenn Bedarf gesehen wird, die Abregelung von EE-Anlagen weiter zu vermindern.**



Zusammenfassende Bewertung der Simulationen



HEUTIGES NETZENTGELTSYSTEM

Das heutige Netzentgeltsystem reizt netzorientierten Flexibilitätseinsatz nicht ausreichend an. Dadurch entstehen Netzengpässe, die durch Netzausbau behoben werden müssen. Nachteilig wirkt hier vor allem die hohe unbedingte Basisleistung von ca. 25 kW im Niederspannungsnetz.



STATISCHE BESTELLEISTUNG

Durch das Bestelleistungssystem wird die Beschränkung des Kunden stark angereizt, er wird jedoch oft eingeschränkt, ohne dass die netztechnische Notwendigkeit hierzu besteht. Es können entsprechende Komforteinbußen entstehen. Die freie Netzkapazität wird nicht effizient genutzt.



BEDINGTE BESTELLEISTUNG

Flexibilitätsnutzung wird angereizt. Die Netzkapazität wird optimal genutzt, um flexible Kunden zu integrieren. Die Ausgestaltung der Bepreisung ist auf aktuelle Entwicklungen nachjustierbar. Im Mittelspannungsnetz kann für die Integration von Flexibilität von einem starren, planerischen (n-1)-Kriterium abgewichen werden. Nachteilig ist, dass – wenn auch eher selten – netzbetreiberseitig ohne zeitlichen Vorlauf die Leistungsentnahme der flexiblen Nutzer beschränkt wird. Durch entsprechende Auslegung der kundenseitigen Anlage ist eine Komforteinbuße vermeidbar. Die Lieferanten müssen lernen, diese netzseitige Beschränkung in ihrer Beschaffungsprognose zu berücksichtigen.



DYNAMISIERTE SYSTEME

Dieses Verfahren nutzt die Netzkapazität weniger effizient aus, ist jedoch aus Handelssicht planungssicherer. Prognoseverfahren werden zur Umsetzung benötigt. Gegenläufige Netzengpässe im MS- und NS-Netz können die Effektivität einschränken. Dynamisierte Netzentgelte sind nicht in der Lage, Engpässe im Niederspannungsnetz zu vermeiden, da eine ausreichend sichere Netzlastprognose im Niederspannungsnetz nicht möglich ist.



LASTFLUSSANGEBOT/LASTFLUSSZUSAGE

In durch Erneuerbare Energien überspeisten Netzen mit flexiblen Kunden kann das Lastflussangebot bzw. die Lastflusszusage ein sinnvolles Instrument sein, um Netzengpässe zu vermeiden bzw. abzumildern.

BEWERTUNG DER NETZENTGELTSYSTEME NACH KRITERIENKATALOG

Das untersuchte Modell „Bedingte Bestelleistung“ stellt sich bei der Bewertung nach dem Kriterienkatalog als vorteilhaftestes System heraus (1/4)

Kriterium	Heute	Statische Bestelleistung	VORZUGSMODELL	
			Bedingte Bestelleistung	Dynamisierte Bestelleistung
Anreize für effiziente Netznutzung	⬇️	➡️	⬆️	➡️⬆️
Spitzenlast im Transportsystem	⬇️	➡️	➡️	⬆️
Zielgenauigkeit	⬇️	➡️	⬆️	➡️⬆️
Diskriminierungsfreiheit	⬆️	⬆️	⬆️	⬆️
Anreize für Sektorenkopplung	⬇️	⬇️	⬆️	➡️⬆️
Umsetzbarkeit & Aufwand	⬆️	⬆️	➡️	⬇️
Transparenz, Einfachheit	⬆️	⬆️	➡️	⬇️
Kostenverursachungsgerechtigkeit	⬇️	➡️	⬆️	⬆️
Erleichterung Flexibilitätseinsatz	⬇️	➡️	⬆️	➡️⬆️
Anreize Energieeffizienz	⬆️	➡️	➡️	➡️
Zukunftsoffenheit	⬇️	➡️	⬆️	➡️
Refinanzierung Netze	⬆️	⬆️	⬆️	⬆️

Das untersuchte Modell „Bedingte Bestelleistung“ stellt sich bei der Bewertung nach dem Kriterienkatalog als vorteilhaftestes System heraus (2/4)

Kriterium	Heute	Statische Bestelleistung	Bedingte Bestelleistung	Dynamisierte Bestelleistung
Anreize für effiziente Netznutzung	In der Niederspannung kein wirksamer Leistungspreis. Entgelthöhe unabhängig von Netzorientierung.	Leistungspreis reizt effiziente Nutzung von Netzkapazität an, aber kaum Berücksichtigung der Durchmischung und Entgelthöhe unabhängig von Netzorientierung.	Leistungspreis führt zu effizienter Nutzung von Netzkapazität und reduziertes Entgelt bei Einräumung von Eingriffsrecht für VNB.	Leistungspreis führt zu effizienter Nutzung von Netzkapazität. Benötigte Prognosen zum künftigen Netzzustand immer mit Unsicherheiten belastet.
Spitzenlast im Transportsystem	Für NS-Kunden keine Anreize, Spitzenlasten im Übertragungsnetz zu verringern. Bei MS und HS-Kunden wird maximale Spitzenlast durch Leistungspreis begrenzt, aber keine Differenzierung ob Niedrig- oder Hochlast.	Maximale Spitzenlast wird durch Bestelleistung begrenzt, aber keine Differenzierung ob Niedrig- oder Hochlast.	Bedingte Netznutzung in der vorgeschlagenen Ausgestaltung adressiert nur Spitzenlasten im Verteilnetz, lässt sich aber mit Instrumenten der Flexibilitätsnutzung für das Übertragungsnetz kombinieren.	Definition von dynamischen Zeitfenstern durch VNB für gesamtes Netzgebiet (nicht für einzelne Abgänge im Netz). Dadurch reduzierend für Spitzenlast.
Zielgenauigkeit	Probleme (v.a. neue Spitzenlast durch neuartige Verbraucher) werden nicht adressiert.	Spitzenlastproblem wird durch bessere Planbarkeit für VNB adressiert, aber keine Differenzierung ob Niedrig- oder Hochlast.	Spitzenlastproblem wird durch bessere Planbarkeit für VNB und durch Eingriffsrecht adressiert.	Spitzenlastproblem wird durch dynamische Zeitfenster adressiert, aber für Verteilnetzebenen geringere Potentialausschöpfung als bei bedingter Bestelleistung.
Diskriminierungsfreiheit	Diskriminierungsfreiheit abhängig von Ausgestaltung der einzelnen Preiskomponenten und somit prinzipiell erreichbar.	Diskriminierungsfreiheit abhängig von Ausgestaltung der einzelnen Preiskomponenten und somit prinzipiell erreichbar.	Diskriminierungsfreiheit abhängig von Ausgestaltung der einzelnen Preiskomponenten und somit prinzipiell erreichbar.	Diskriminierungsfreiheit abhängig von Ausgestaltung der einzelnen Preiskomponenten und somit prinzipiell erreichbar.

Das untersuchte Modell „Bedingte Bestelleistung“ stellt sich bei der Bewertung nach dem Kriterienkatalog als vorteilhaftestes System heraus (3/4)

Kriterium	Heute	Statische Bestelleistung	Bedingte Bestelleistung	Dynamisierte Bestelleistung
Anreize für Sektorenkopplung	Freie Netzkapazitäten können nicht vergünstigt für Sektorenkopplungstechnologien genutzt werden.	Freie Netzkapazitäten können nicht vergünstigt für Sektorenkopplungstechnologien genutzt werden.	Freie Netzkapazitäten können vergünstigt für Sektorenkopplungstechnologien genutzt werden (bedingte Leistung).	Freie Netzkapazitäten können vergünstigt für Sektorenkopplungstechnologien genutzt werden (Niedertarifeiten), aber geringere Potentialausschöpfung als bei bedingter Bestelleistung.
Umsetzbarkeit & Aufwand	Geringe Komplexität des Systems und dadurch geringer regulatorischer Aufwand. Einfache Umsetzung mit heutigen technischen Mitteln.	Geringe Komplexität des Systems, aber Neuregelung der Bestelleistung notwendig. Einfache Umsetzung mit heutigen technischen Mitteln.	Mittlere Komplexität des Systems und Neuregelung der Bestelleistung und der bedingten Netznutzung notwendig. Sukzessive Umsetzung mit geplanten technischen Mitteln (Smart-Meter).	Hoher regulatorischer Aufwand zur Sicherstellung der Funktionalität und Diskriminierungsfreiheit des komplexen Gesamtsystems. Umsetzbar nur mit massivem Technologieubau.
Transparenz, Einfachheit	Geringe Komplexität des Modells, deshalb transparent und verständlich.	Geringe Komplexität des Modells, deshalb transparent und verständlich.	Mittlere Komplexität durch bedingte Netznutzung, die punktuelle Auseinandersetzung der Nutzer mit dem Netzentgelt erfordert.	Sehr hohe Komplexität und geringe Transparenz durch geringe Vorhersehbarkeit für den Netznutzer. Permanente Auseinandersetzung des Netznutzers mit dem Netzentgelt erforderlich.
Kostenverursachungsgerechtigkeit	Fehlender effektiver Leistungspreis in der Niederspannung.	Individuell bestellte Leistung führt zu kostenverursachungsgerechter Entgelthöhe relativ zu anderen Netznutzern, aber kaum Berücksichtigung der Durchmischung.	Individuell bestellte Leistung führt zu kostenverursachungsgerechter Entgelthöhe relativ zu anderen Netznutzern.	Individuell bestellte Leistung führt zu kostenverursachungsgerechter Entgelthöhe relativ zu anderen Netznutzern.

Das untersuchte Modell „Bedingte Bestelleistung“ stellt sich bei der Bewertung nach dem Kriterienkatalog als vorteilhaftestes System heraus (4/4)

Kriterium	Heute	Statische Bestelleistung	Bedingte Bestelleistung	Dynamisierte Bestelleistung
Erleichterung Flexibilitätseinsatz	Statischer Leistungspreis reizt zu Band-Fahrweise an	Konstante Entgelthöhe, aber jährliche Wahlmöglichkeit bzgl. der Höhe der bestellten Leistung.	Wahlweise geringere Entgelte bei Einräumung von Eingriffsrechten für den VNB.	Variable Entgelthöhe je nach Preissignal durch den Markt (oder VNB), aber geringere Potentialausschöpfung als bei bedingter Bestelleistung.
Anreize Energieeffizienz	Hoher Arbeitspreisanteil, dadurch gute Anreize zur effizienten Nutzung von Energie.	I. d. R. höherer Leistungspreisanteil, dadurch weniger Anreize zur effizienten Nutzung von Energie.	I. d. R. höherer Leistungspreisanteil, dadurch weniger Anreize zur effizienten Nutzung von Energie.	I. d. R. höherer Leistungspreisanteil, dadurch weniger Anreize zur effizienten Nutzung von Energie.
Zukunftsoffenheit	Neuartige Verbraucher werden nicht gesondert adressiert.	Neuartige Verbraucher werden nicht gesondert adressiert, Bestelleistung erlaubt aber bessere Planbarkeit der Folgen durch neue Verbraucher. Problem der ineffizienten Netznutzung wird nicht gelöst.	Neuartige Verbraucher können durch bedingte Netznutzung leicht ins Netz integriert werden. Sukzessive Einführung und bei Bedarf Ergänzung um weitere Instrumente der Flexibilitätsnutzung problemlos möglich.	Sehr aufwändige Implementierung eines komplexen Systems. Spätere Anpassungen sind ebenfalls aufwändig.
Refinanzierung Netze	Bei einer entsprechenden Ausgestaltung der Preiskomponenten ist eine adäquate Refinanzierung der Netze prinzipiell gegeben.	Bei einer entsprechenden Ausgestaltung der Preiskomponenten ist eine adäquate Refinanzierung der Netze prinzipiell gegeben.	Bei einer entsprechenden Ausgestaltung der Preiskomponenten ist eine adäquate Refinanzierung der Netze prinzipiell gegeben.	Bei einer entsprechenden Ausgestaltung der Preiskomponenten ist eine adäquate Refinanzierung der Netze prinzipiell gegeben.

AGENDA

1. Ausgangslage und Herausforderungen
2. Länderanalyse
3. Entwicklung möglicher Netzentgeltmodelle
4. Bewertung der Modelle und Ableitung eines Zielmodells
- 5. Zielmodell und Auswirkungen**
6. Zusammenfassung



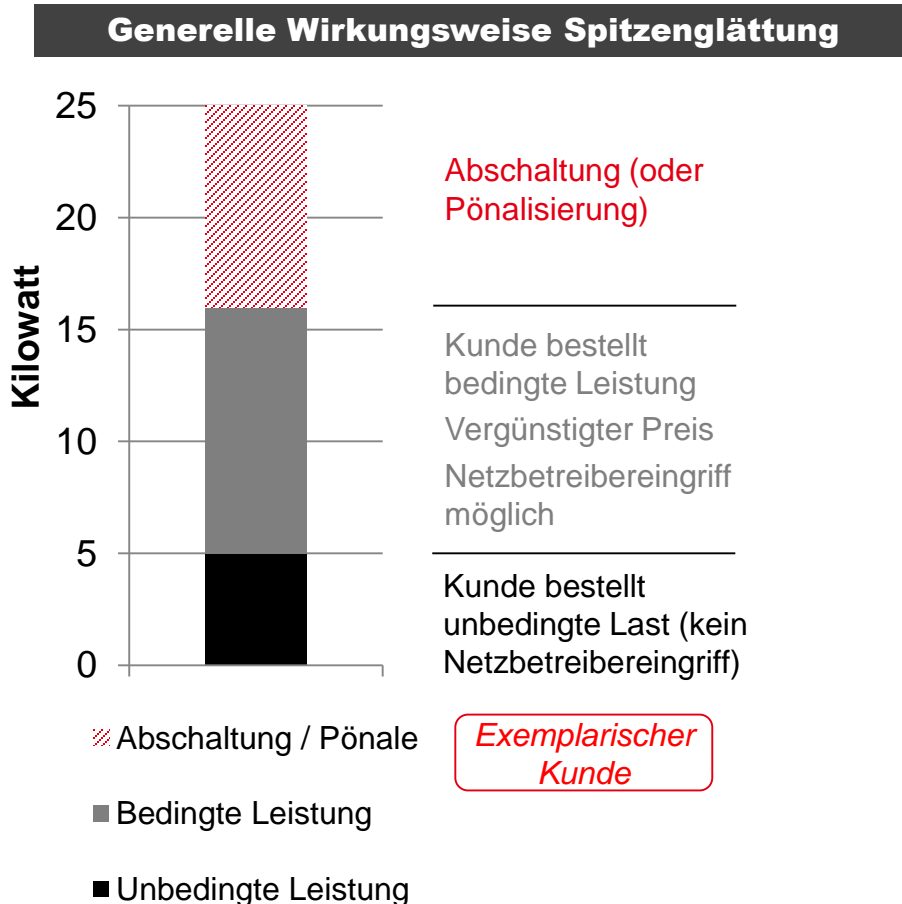
Das Modell der bedingten Bestelleistung erfüllt die wichtigsten Anforderungen der zukünftigen Energiewelt und kann bei Bedarf um weitere Elemente ergänzt werden

› Einführung des Instruments Spitzenglättung

- Das bestehende **Netzentgeltsystem muss erweitert** werden, da klassische Leistungs- und Arbeitspreise keine Kombination von effizientem Umgang mit Netzkapazität und unbehinderter Flexibilitätsbereitstellung für den Markt ermöglichen.
- **Dynamisierte Netzentgelte** erfordern eine umfassende Umstellung der Marktprozesse und stellen hohe Anforderungen an die Akteure. Genau wie **statische Zeitfenster** lösen sie das drohende Problem der Überlastung der Niederspannungsnetze durch flexible Lasten nicht. Sie sind aus diesen Gründen als Zielmodell ungeeignet.
- Die **bedingte Bestelleistung mit bedingter Netznutzung** setzt starke Anreize für eine **effiziente Netznutzung** und gibt ausreichenden Spielraum, um auf die unbekannte Geschwindigkeit und Intensität der Veränderung der Versorgungsaufgabe reagieren zu können. Das Instrument beinhaltet eine Möglichkeit für den Netzbetreiber, die Leistungsentnahme aus dem Netz zeitlich eng begrenzt einzuschränken und somit Netzbelastungsspitzen durch Verlagerung abzubauen.
- Das Instrument der bedingten Bestelleistung mit bedingter Netznutzung wird im Folgenden **Spitzenglättung** genannt.
 - Die Spitzenglättung wird auf ein **volkswirtschaftlich effizientes Maß** begrenzt, d.h. nur soweit eingesetzt, wie es für eine Vermeidung von ineffizientem Netzausbau erforderlich ist.
 - Die Nutzbarkeit der Verbrauchsanlage darf für den Nutzer **nicht spürbar beeinträchtigt** werden. Dies ist erfüllt, wenn die flexible Verbrauchseinrichtung so konzipiert ist, dass das eng begrenzte netzorientierte Management und auch die beabsichtigte marktliche Nutzung ohne Einschränkung des Anwendernutzens möglich ist.
 - Die Bereitstellung von Flexibilität für **den Markt bleibt im Übrigen unangetastet**. Beim marktlichen Einsatz muss allerdings die - geringfügige - netzseitige Einschränkung berücksichtigt werden.*
 - Bei Bedarf kann das Instrument der Spitzenglättung um **weitere Elemente** wie statische oder dynamische zeitvariable Netzentgelte oder Lastflusszusagen bzw. Lastflussangebote ergänzt werden.

*Dies wird dadurch sichergestellt, dass die netzseitige Einschränkung zeitlich und vom Umfang her eng begrenzt ist. Innerhalb der Leistungsgrenzen ist der Kunde in seiner Nutzung nicht eingeschränkt. Das Gesamtportfolio des Flexibilitätsvermarkters verteilt sich auf eine Vielzahl von Netzpunkten, an denen zu unterschiedlichen Zeitpunkten eine Einschränkung besteht. Die Einschränkungen der verschiedenen Netzpunkte durchmischen sich stark und werden dadurch für den Flexibilitätsvermarkter gut prognostizierbar.

Die Netzanschlussleistung setzt sich aus einem unbedingten Bestelleleistungsanteil sowie optional einem günstigeren bedingten Bestelleleistungsanteil zusammen



BESCHREIBUNG

- Der Kunde bestellt den Anteil der notwendigen Anschlussleistung, der „unbedingt“ ist. Bei dieser unbedingten Leistung ist ein Eingriff des Netzbetreibers nicht möglich. Der Kunde zahlt hierfür den **Standardpreis** – für einen Standardkunden ist bspw. eine Leistung von etwa 5 kW ausreichend.
- Bei Bedarf bestellt der Kunde darüber hinaus weitere unbedingte Leistung. Alternativ kann er auch **vergünstigte** „bedingte“ Leistung bestellen, bei der eine Spitzenglättung bei Netzengpässen möglich ist.
- Bei Überschreitung seiner bestellten Leistung wird der Kunde **abgeschaltet** (oder alternativ pönalisiert), sofern nicht eine der späteren beschriebenen Modifikationen greift.

UMSTELLUNGSEFFEKTE

- Der aktuelle Basistarif beinhaltet mit rd. 25 kW eine hohe uneingeschränkt verfügbare Leistung.
 - Die hohe freie Leistung im Basistarif gibt einen starken Anreiz, flexible Verbraucher wie E-Mobile in uneingeschränkter Netznutzung abzuwickeln.
 - Eine Begrenzung auf niedrigere individuelle Leistungen im Basistarif (im reinen Bestelleleistungsmodell) würde u.U. bei Kunden ohne flexible Verbraucher (Mehrheit zu Beginn der Umstellung) als Einschränkung empfunden mit den damit verbundenen Akzeptanzproblemen.
- Dieser Problematik kann mit einer Differenzierung der Kunden begegnet werden (siehe folgende Folie)

Modifikationen im statischen BestelleLeistungsmodell mit Spitzenglättung können Umstellprobleme auf der Niederspannungsebene vermeiden

Kunden die dies wünschen, können sofort das statische BestelleLeistungsmodell ohne Differenzierung nach Art des Verbrauchs wählen. Diese „**vollflexiblen Kunden**“ verfügen i.d.R. über ein Energiemanagementsystem für ihren gesamten Verbrauch.

Kunden, die kein Energiemanagementsystem besitzen und nur einzelne flexible Verbrauchseinrichtungen wie eine Ladesäule besitzen, sog. „**teillflexible Kunden**“, können ihren Verbrauch nach unflexiblen und flexiblen Verbrauchseinrichtungen trennen. Sie müssen sicherstellen (insbesondere über eine Meldepflicht*), dass flexible Verbraucher wie die E-Mobilität nicht über den Basistarif für unflexible Verbraucher abgewickelt werden, sondern über separat zu bestellende unbedingte (uneingeschränkt nutzbare) Leistung oder bedingte, je nach Netzsituation einschränkbare Leistung. Dann können im Rahmen des Basistarifs kurze, seltene Überschreitungen der Bestelleistung zugelassen werden, z.B. wenn Stundenmittelwert nicht über der Bestelleistung liegt. Die Erstbestellung von Leistung kann standardisiert über eine nach dem Verbrauch gestaffelte Leistungszuweisung oder eine Probephase (Vorjahresmesswert vor Einführung des Modells) erfolgen.

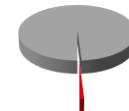
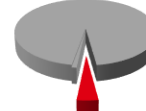
Alternativ kann auch der heutige arbeitsorientierte Basistarif mit einer hohen freien Leistung für unflexible Verbraucher weiter verwendet und durch eine zusätzliche bedingte oder unbedingte Bestelleistung für flexible Nutzer ergänzt werden. Dies setzt aber voraus, dass durch ordnungspolitische Maßnahmen ein Missbrauch ausgeschlossen wird.

Trennung durch technische Maßnahmen und Meldepflicht



ZIELMODELL UND AUSWIRKUNGEN

Sowohl für den klassischen Verbraucher als auch für teil- oder vollflexible Kunden ist das Instrument der Spitzenglättung ein geeignetes Zielmodell



Der klassische Verbraucher

Der Teilflexible*

Der Vollflexible

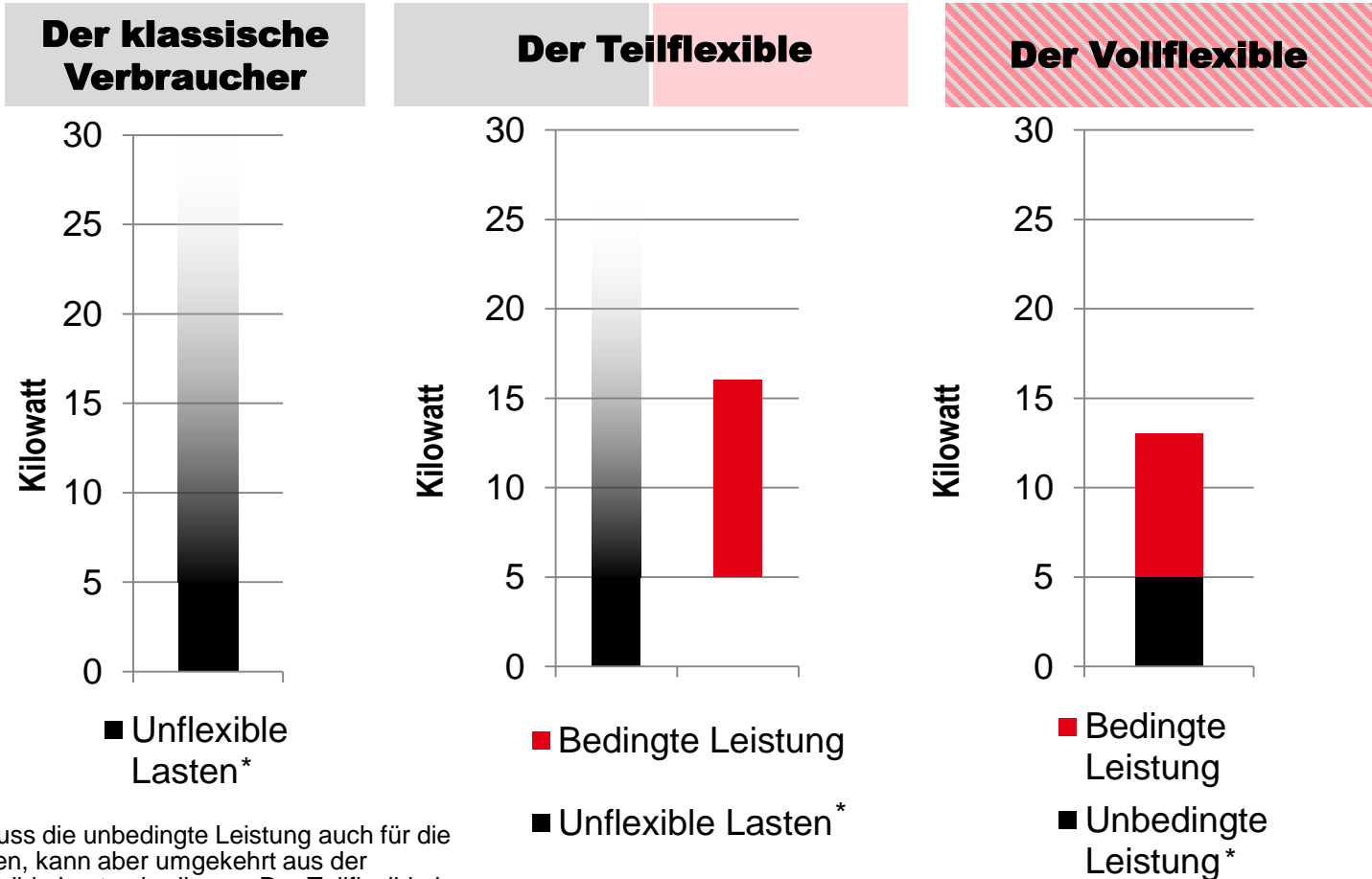
	Der klassische Verbraucher	Der Teilflexible*	Der Vollflexible
Flexibilität des Kunden	Verbraucher ohne flexible Verbrauchseinrichtungen	klassischer Verbrauch ohne Flexibilität	einzelne flexible Verbrauchseinrichtungen
Leistungsbestellung durch Kunde	Erstbestellung über Probephase oder nach unflexiblen Verbrauch gestaffelte Leistungszuweisung	Erstbestellung über Probephase oder nach unflexiblen Verbrauch gestaffelte Leistungszuweisung	Bestellung bedingte Bestelleistung
			Bestellung unbedingte Bestelleistung
Netzorientiertes Management	Kein netzorientiertes Management, Überschreitung der bestellten unbedingten Leistung begrenzt möglich	Kein netzorientiertes Management, Überschreitung der bestellten unbedingten Leistung begrenzt möglich	zeitlich eng begrenztes netzorientiertes Management
			Unbedingte Bestelleistung: kein netzorientiertes Management
Netzentgelt	Nach unflexiblen Verbrauch (inkl. Eigenerzeugung) gestaffelter unbedingter Leistungspreis + Arbeitspreis	Nach unflexiblen Verbrauch (inkl. Eigenerzeugung) gestaffelter unbedingter Leistungspreis + Arbeitspreis	(niedriger) Leistungspreis für bedingte Bestelleistung und Arbeitspreis
			(Hoher) Leistungspreis für unbedingte Bestelleistung und Arbeitspreis
			(niedriger) Leistungspreis für bedingte Bestelleistung und Arbeitspreis

■ Klassische Verbrauchseinrichtungen (unflexibel)

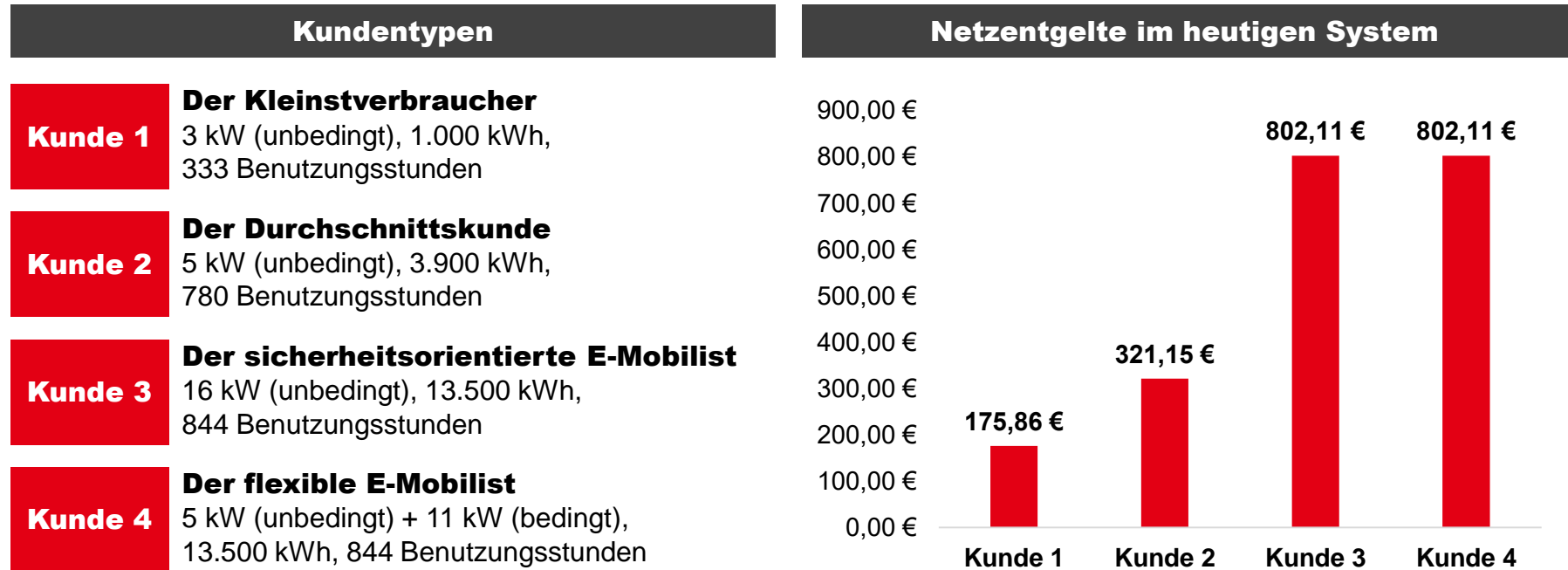
■ Steuerbare Verbrauchseinrichtungen (flexibel)

ZIELMODELL UND AUSWIRKUNGEN

Sowohl für den klassischen Verbraucher als auch für teil- oder vollflexible Kunden ist das Instrument der Spitzenglättung ein geeignetes Zielmodell



Zur Betrachtung von Umverteilungseffekten auf der Niederspannungsebene werden vier verschiedene Kundentypen betrachtet



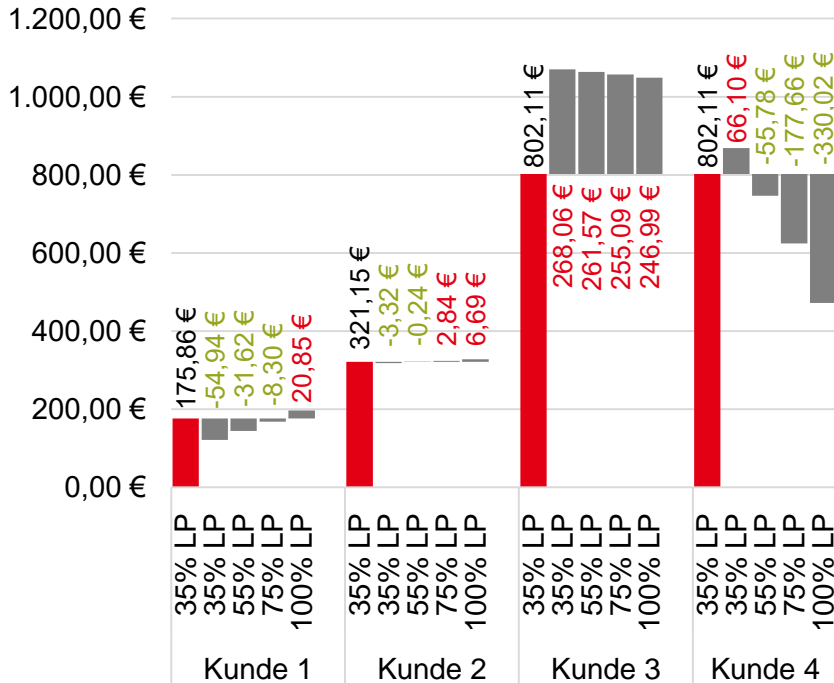
Annahmen

- Während die Kunden 3 & 4 ihre flexiblen Verbraucher (E-Autos) im heutigen System an ihrem Hausanschluss (25 kW) laden können, müssen sie dafür im neuen System zusätzlich unbedingte oder bedingte Leistung bestellen.
- Die Gesamterlöse bleiben in allen Szenarien unverändert. Die Preise im heutigen System und im Zielmodell werden dafür bei der Simulation von Umverteilungseffekten entsprechend angepasst.
- Der Leistungspreis in der bedingten Netznutzung beträgt nur 20% des Leistungspreises in der unbedingten Netznutzung. Arbeitspreise variieren im Sinne eines transparenten Preissystems nicht. Pönalen spielen keine ausschlaggebende Rolle.

Durch die Einführung der bedingten Netznutzung und die Erhöhung des Leistungspreisan- teils an den Gesamterlösen treten verschiedene Umverteilungseffekte auf

Umverteilungseffekte

Differenz im Vergleich zum heute zu zahlenden Netzentgelt bei Einführung der Spitzenglättung und Änderung des LP/AP- Verhältnisses



■ Differenz im System mit bedingter Bestelleistung
 ■ Preis im heutigen System

Erläuterung

Die Einführung der Spitzenglättung und die Erhöhung des Leistungspreisan- teils an den Gesamterlösen haben unterschiedliche Effekte

1. Einführung der Spitzenglättung

- Besonders Kleinst- und zu einem geringeren Maße Durchschnittskunden (Kunden 1 bzw. 2) werden durch die neue Systematik entlastet.
- Kunden, die zusätzliche Leistung für flexible Verbraucher unbedingt reservieren, werden stark belastet (Kunde 3); flexible Kunden mit bedingter zusätzlicher Leistung werden nur etwas stärker als heute belastet (Kunde 4).

2. Erhöhung des Leistungspreisan- teils

- Kunden mit sehr wenigen Nutzungsstunden (sparsame Kleinstkunden) werden belastet, Kunden mit vielen Nutzungsstunden werden entlastet. Die Mehrbelastung von Kleinstkunden kann dadurch gemildert werden, dass die Leistungs- und Arbeitspreise nach Jahresverbrauch gestaffelt werden und bis z.B. 3.000 kWh/a niedrigere Leistungs- und höhere Arbeitspreise verwendet werden.

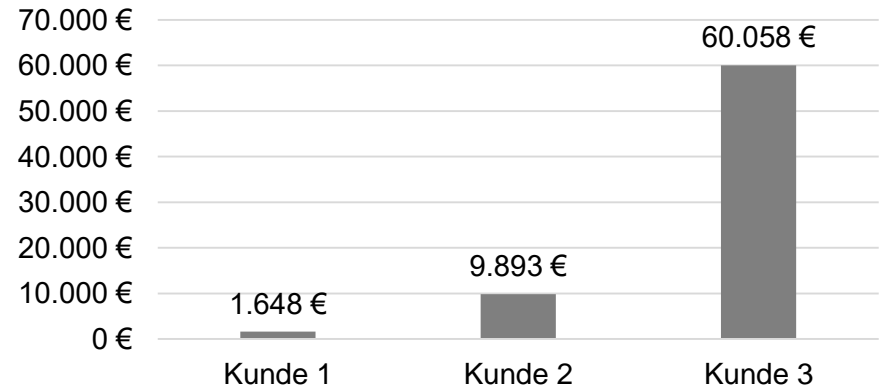
Parallel zur Einführung der Spitzenglättung ist aufgrund der positiven Umverteilungseffekte auch die höhere Gewichtung des Leistungspreises zu prüfen.

Eckdaten der ausgewählten repräsentativen Kunden und von ihnen aktuell zu zahlende Netzentgelte

Kundentypen in der Mittelspannung

Kunde 1	Jahreshöchstlast: 51 kW Jahresverbrauch: 28.620 kWh Benutzungsstunden: 559 h
Kunde 2	Jahreshöchstlast: 87 kW Jahresverbrauch: 245.015 kWh Benutzungsstunden: 2.808 h
Kunde 3	Jahreshöchstlast: 379 kW Jahresverbrauch: 2.172.792 kWh Benutzungsstunden: 5.736 h

Heutige Netzentgelte der Kundentypen



Kundentypen in der Hochspannung

Kunde 1	Jahreshöchstlast: 439 kW Jahresverbrauch: 494.771 kWh Benutzungsstunden: 1.126 h
Kunde 2	Jahreshöchstlast: 3.177 kW Jahresverbrauch: 13.763.443 kWh Benutzungsstunden: 4.333 h
Kunde 3	Jahreshöchstlast: 18.309 kW Jahresverbrauch: 130.980.668 kWh Benutzungsstunden: 7.154 h

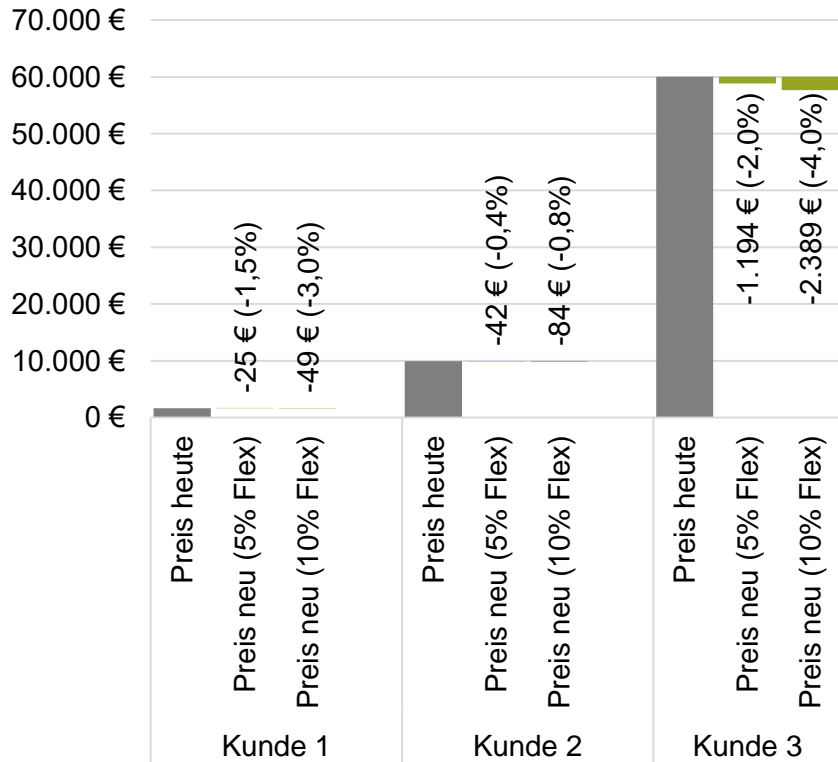
Heutige Netzentgelte der Kundentypen



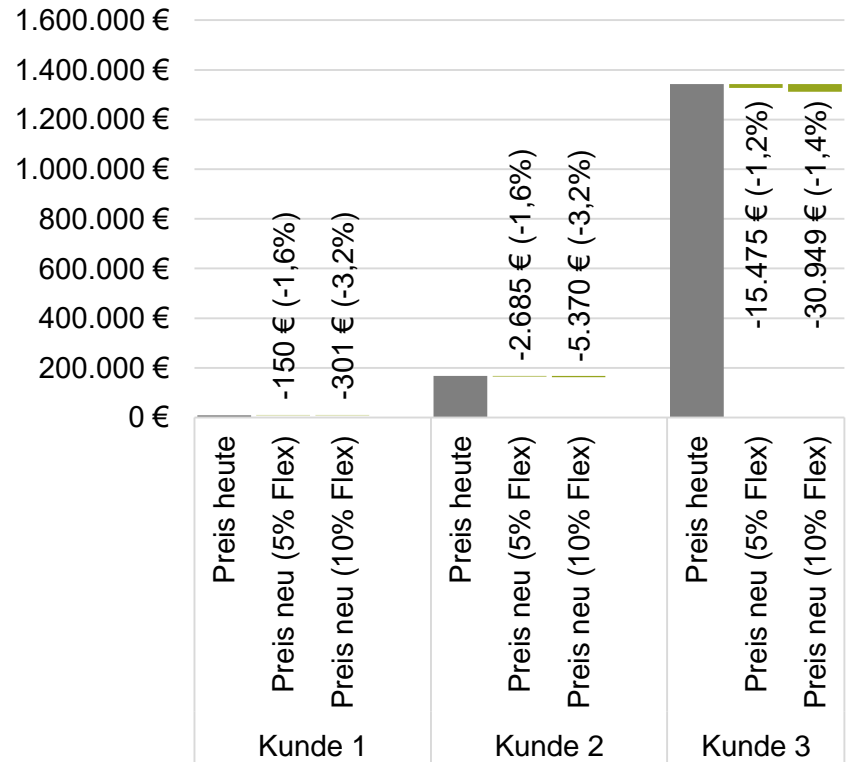
Umverteilungseffekte durch die Einführung der Spitzenglättung bei Beibehaltung der aktuellen Preise für unbedingt bestellte Leistung

› Änderungen im Vergleich zum heute zu zahlenden Netzentgelt nach Kundentypen und individueller Flexibilität des jeweiligen Kundentypen

Änderungen bei Kundentypen der Mittelspannung



Änderungen bei Kundentypen der Hochspannung



› Bei Beibehaltung der heutigen Arbeits- und Leistungspreise und Einführung von (vergünstigter) bedingter Leistung profitieren zunächst alle Kunden mit Flexibilitätspotenzial. Für alle anderen Kunden ohne Flexibilität bleiben die zu zahlenden Netzentgelte unverändert. Vorhandene Flexibilität kann günstiger am Markt angeboten werden.

ZIELMODELL UND AUSWIRKUNGEN

Das Ende der Kupferplatte / Die Einführung der Spitzenglättung hat Auswirkungen auf alle Akteure

VERTEILNETZBETREIBER

- Digitalisierung Netzplanung
- Installation
Netzzustandsüberwachung (wo nötig)
- Zugang zu / Verfügung über TK-Netze
- Netzwirtschaft: Verträge,
Marktschnittstellen, Entgeltkalkulation

ÜBERTRAGUNGSNETZBETREIBER

- Präqualifikationsbedingungen System-DL
- Marktprozesse (Rolle Bilanzkoordinator)
- Anpassung Netzlastprognose

KUNDEN

Änderungen nur für flexible Kunden:

- Beschäftigung mit neuen Netztarifen /
Geschäftsmodellen von Dienstleistern
- Konzeption flexible Anlagen
- Online-Information über netzbetreiberseitige
Leistungseinschränkung möglich



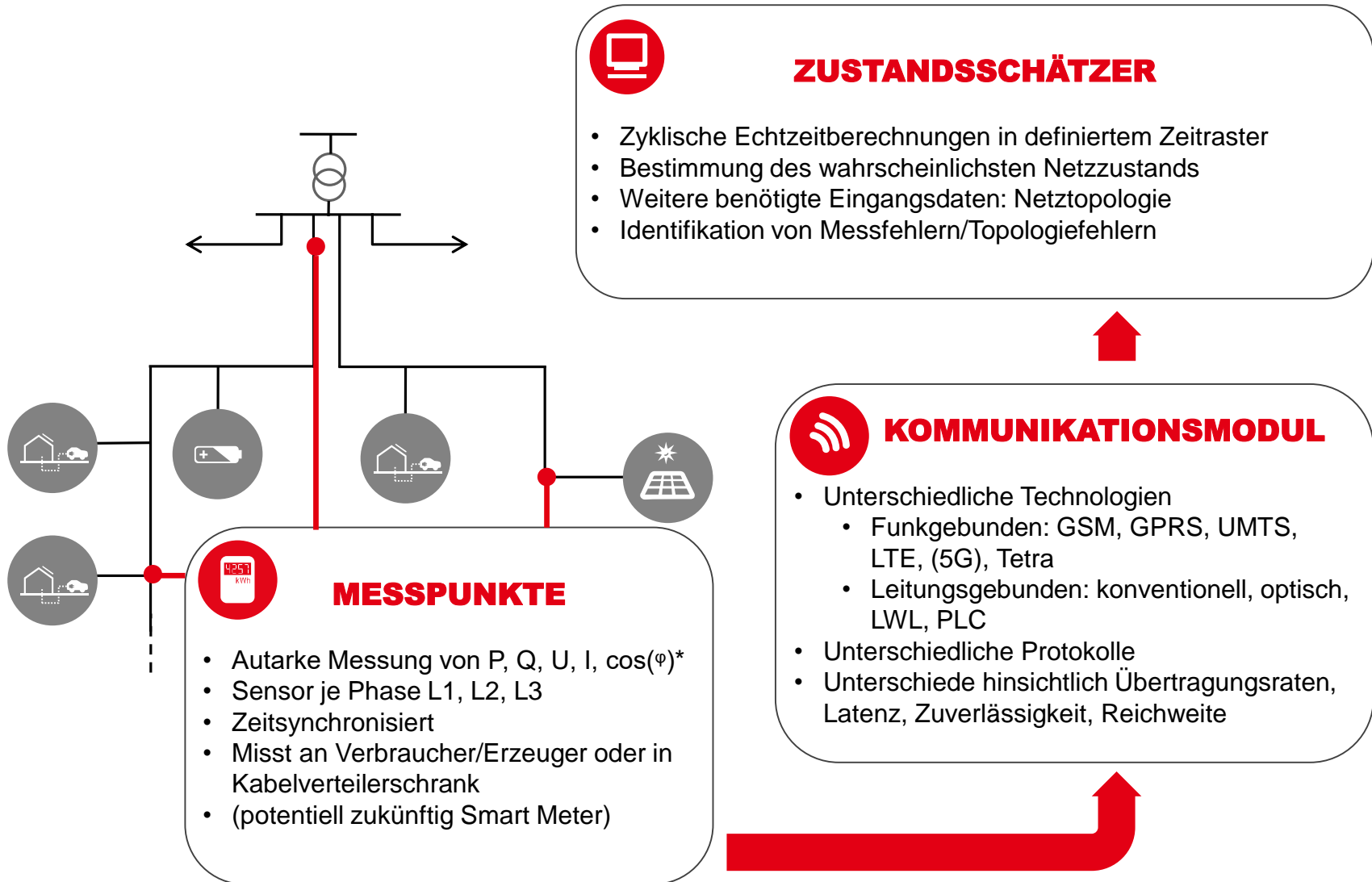
LIEFERANT/AGGREGATOR

- Neue Produkte/Geschäftsmodelle
- Anpassung Marktprozesse /
Marktschnittstellen / Verträge
- Netzbetreiberseitige
Leistungseinschränkung bei
Beschaffung berücksichtigen

DIENSTLEISTER / ANLAGENBAUER

- Konzeption flexible Anlagen
- Entwicklung neuer Geschäftsmodelle
- Bereitstellung entsprechender
Kommunikationsschnittstellen

Auswirkungen auf den Netzbetreiber: Die erforderliche Netzzustandsüberwachung stellt hohe Anforderungen an die IKT-Netze



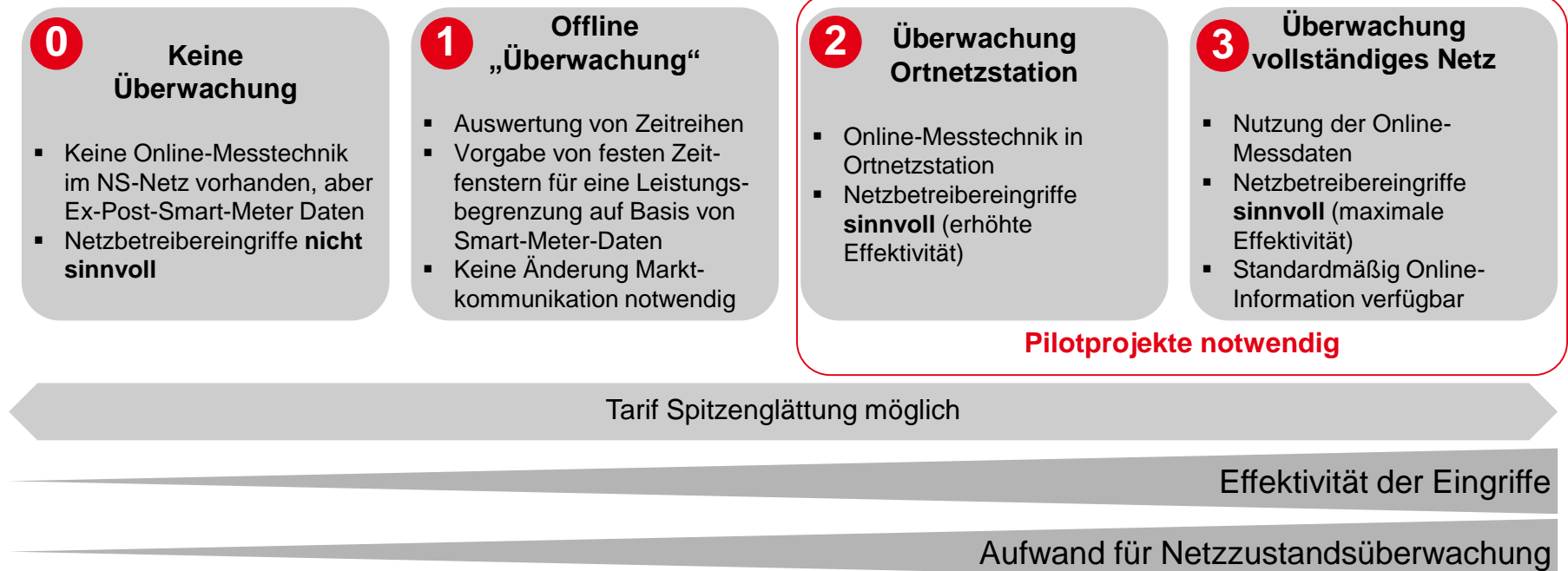
ZIELMODELL UND AUSWIRKUNGEN

Auswirkungen auf den Netzbetreiber: Die Einführung der bedingten Netznutzung setzt keine flächendeckende Netzzustandsschätzung voraus

- › Je näher die Online-Messeinrichtungen für die Netzzustandsüberwachung am Netznutzer sind, desto zielgerichteter können Netzbetreibereingriffe beim Netznutzer vorgenommen werden.

HEUTIGES SYSTEM

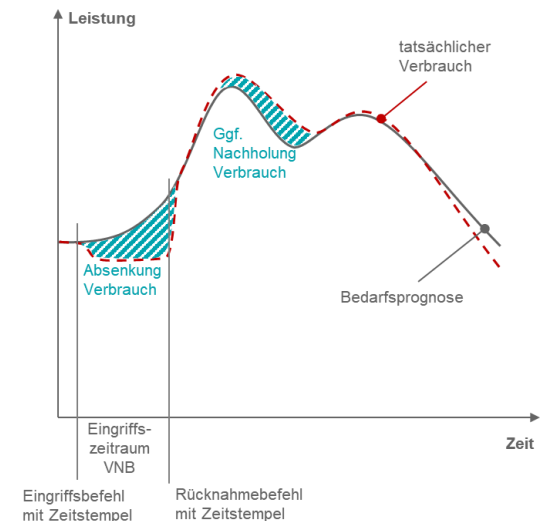
Weiterentwicklung



- › Unterschiedliche Übergangslösungen führen ebenfalls zu einer effizienteren Netznutzung als der Status Quo. Das Zielmodell ist auch anwendbar, wenn nur in den erforderlichen Bereichen (und nicht flächendeckend) eine Netzzustandsüberwachung implementiert wird

Auch für den Lieferanten entstehen durch das Zielmodell neue Anforderungen. Die Marktkommunikation muss jedoch nur geringfügig geändert werden

- › **Die Marktprozesse werden nicht um eine Online-Datenübertragung aller flexibler Lasten erweitert, da dies für eine ausreichend genaue Prognose des Gesamtportfolios des Lieferanten nicht erforderlich ist.**
- Die wesentlichen Aufgaben des Lieferanten:
 - Er ist der Vertragspartner des Kunden für Energielieferung und bietet Kunden einen Liefertarif unter Berücksichtigung der Rahmenbedingungen der bedingten Netznutzung.
 - Er rechnet die Netznutzungsentgelte für den Netzbetreiber mit dem Kunden ab.
- Der Lieferant wird Ex-Post über die Spitzenglättung per Marktkommunikation informiert
 - **Online-Datenübertragung soll nicht** in Marktprozessen etabliert werden. Lieferant kann ggf. Online-Information über eine Schnittstelle zwischen Lieferant und Kunde erhalten
- Es entstehen **neue Anforderungen** durch Spitzenglättung
 - Der Lieferant muss Informationen des Netzbetreibers, dass Eingriff erfolgt ist, geeignet verarbeiten und berücksichtigen
 - Anpassung Prognose und Fahrplanmanagement auf Basis von Erfahrungswerten (Ex-Post Daten)
 - Berücksichtigung des Eingriffsrisikos bei Handel/ Strombeschaffung. Die Einschränkungen der verschiedenen Netzpunkte durchmischen sich stark und werden dadurch für den Lieferanten gut prognostizierbar.
 - Anpassung der Abrechnungssysteme
 - Der Lieferant trägt das Risiko der Bilanzabweichung



Ein Teil der Umsetzung kann schrittweise nach der rechtlichen Implementierung der Spitzenglättung erfolgen

I

Rechtliche Implementierung und In-Kraft-Setzung (bis 01/2021)

- Detaillierte Ausgestaltung des Zielmodells: Ausgestaltung aller relevanter Parameter
- Definition von Festlegungen für Übergangslösungen wie statische Zeitfenster für Leistungsbeschränkung und Nachtspeicherheizungen
- Entwurf von Musterverträgen zwischen den Marktakteuren/technische Vorgaben, soweit diese der Regulierung unterliegen
- Information der Netznutzer,
- Festlegung der Preisblätter; Anpassung Abrechnung

II

Erstmalige physische Umsetzung in einzelnen Fällen (bis 12/2022)

- Pilotprojekte zur Anpassung Netzplanungsprozesse
- Pilotprojekte zur Netzzustandsüberwachung
- Sorgfältiger Test der netzbetreiberseitigen Eingriffe in die bedingte Netznutzung und die damit verbundenen Prozesse
- Klärung der Anpassung der Marktprozesse: Information über Leistungseinschränkung im Bilanzierungsprozess
- Entwicklung neuer Geschäftsmodelle bei Vertrieben
- Anpassung individueller Kundenverträge, soweit erforderlich

III

Umsetzung bei einer marktrelevanten Anzahl von Fällen (bis 12/2024)

- Ausrollen der neuen Netzplanungsprozesse
- Herstellung Rolloutfähigkeit der Netzzustandsüberwachung; Implementierung wo erforderlich
- Nachjustieren der Marktprozesse
- Ausrollen neuer Geschäftsmodelle bei Vertrieben
- Anpassung der Energiebeschaffungsprozesse bei Vertrieben

IV

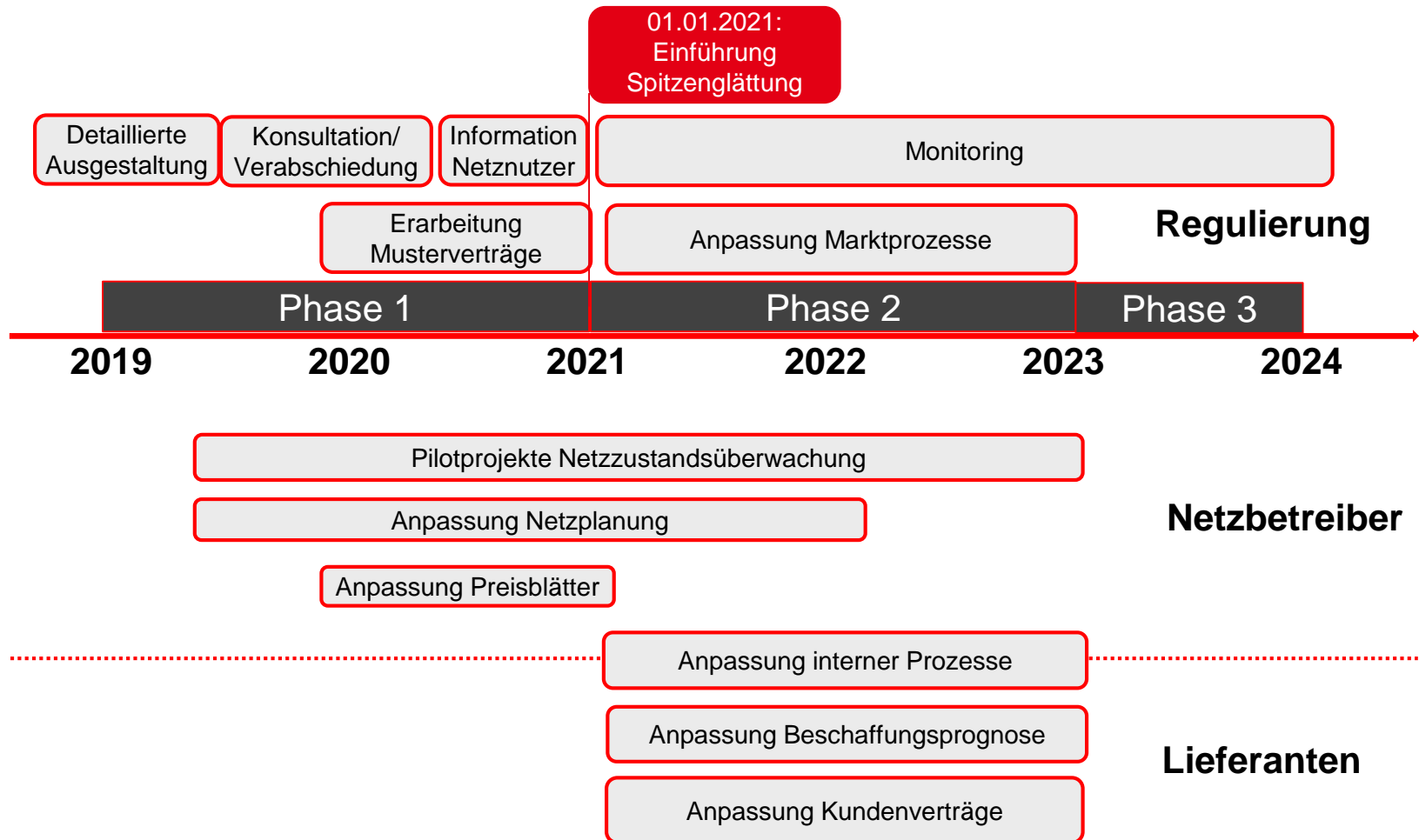
Vollständige Umsetzung auch für Altfälle (bis 12/2025)

- Vollständige Einbeziehung heutiger Bestandsanlagen (Nachtspeicherheizungen, Wärmepumpen) in die neuen Regeln

ZIELMODELL UND AUSWIRKUNGEN

Eine zügige rechtliche Implementierung ist anzustreben, um für alle Akteure Klarheit über die zukünftigen Rahmenbedingungen zu schaffen

› Möglicher Zeitplan bei der Einführung der Spitzenglättung



AGENDA

1. Ausgangslage und Herausforderungen
2. Länderanalyse
3. Entwicklung möglicher Netzentgeltmodelle
4. Bewertung der Modelle und Ableitung eines Zielmodells
5. Zielmodell und Auswirkungen
- 6. Zusammenfassung**



Das Netzentgeltsystem in Luxemburg sollte durch das Instrument der Spitzenglättung ergänzt werden

NEUE NETZENTGELTSYSTEMATIK NOTWENDIG



Es hat sich gezeigt, dass bei Beibehaltung der aktuellen Netzentgeltsystematik aufgrund des preissensiblen Verhaltens von Flexibilität **verstärkt Netzengpässe auftreten** können. Ein Netzausbau zur **Kupferplatte ist volkswirtschaftlich ineffizient** und operativ schwer umsetzbar. Eine **Weiterentwicklung ist somit notwendig** – ergänzend zum Grund-, Leistungs- und Arbeitspreis sind weitere Instrumente notwendig.

WEITERENTWICKLUNGSOPTIONEN



Es wurde ein umfangreicher **Werkzeugkasten Netzentgeltsystematik** entwickelt, der neben bestehenden Instrumenten eine Vielzahl neuer Instrumente wie die bedingte Netznutzung oder die Lastflusszusage enthalten. Auf Basis dieses Werkzeugkastens wurden verschiedene Netzentgeltmodelle entwickelt und mit **umfangreichen Netzsimulationen** sowie **qualitativen Analysen** bewertet, um das optimale Zielmodell abzuleiten.



SPITZENGLÄTTUNG DAS EFFIZIENTESTE MODELL

Mit dem **Instrument der Spitzenglättung** kann der Netzausbau auf ein **volkswirtschaftlich effizientes Maß** reduziert werden. Die Spitzenglättung beinhaltet spontane, zeitlich eng begrenzte Einschränkung der Netz-Entnahmemöglichkeit. Die Bereitstellung von Flexibilität für den Markt bleibt im Übrigen unangetastet. Beim marktlichen Einsatz muss allerdings die - geringfügige - netzseitige Einschränkung berücksichtigt werden. Der Nutzen hinsichtlich der höheren Effizienz rechtfertigt den unvermeidlich damit verbundenen Zuwachs an Komplexität im Marktsystem.



AUSGESTALTUNG

Alle flexiblen Verbrauchsanlagen im Niederspannungsnetz werden im **Standard diesem Mechanismus** unterworfen. Klassische Verbrauchsanlagen bleiben von den **Änderungen unberührt**. Die Netzanschlussleistung des klassischen Kleinkunden (25 kW) wird in einen unbedingten (z.B. 5 kW) und einen bedingten (z.B. 20 kW) Teil aufgeteilt. Auch Bestandskunden müssen ohne große Systembrüche in dieses Modell überführt werden.



AUSWIRKUNGEN & EINFÜHRUNG

Die Bewertung der Umverteilungseffekte zeigen, dass bei entsprechender Ausgestaltung klassische Kunden von der Umstellung **kaum betroffen** sind, und bei flexiblen Kunden die Netzentgelte **kostenverursachungsgerecht** verteilt werden. Für alle beteiligten Akteure (bspw. Netzbetreiber, Lieferanten) entstehen durch die Spitzenglättung **neue Anforderungen**, wie bspw. die Ausbringung einer Netzzustandsüberwachung. Um die technischen Voraussetzungen zu erfüllen und Schnittstellen und Prozesse anzupassen sollten eine ausreichende Vorlaufzeit vor der Einführung der Spitzenglättung eingehalten sowie Pilotversuche durchgeführt werden.

Bei Bedarf kann das Netzentgeltsystem um weitere Elemente entsprechend der zukünftigen Entwicklung erweitert werden

DYNAMISIERTE NETZENTGELTE ALS ERSTER SCHRITT ZU KOMPLEX

Dynamisierte Netzentgelte könnten zur Lastverlagerung in Zeiten geringer Netzbelastung in der Mittel- und Hochspannung besser beitragen als das Instrument der Spitzenglättung. Sie sind jedoch deutlich komplexer als die Spitzenglättung. Sie benötigen neben einer flächendeckenden Netzzustandsüberwachung auch eine zuverlässige Netzlastprognose. Die Marktprozesse müssen umfangreich erweitert werden. Umgekehrt ist das Problem der Überlastungen in der Niederspannungsebene durch dynamisierte Netzentgelte nicht lösbar, da eine zuverlässige Netzlastprognose in der Niederspannung dauerhaft nicht möglich sein dürfte. Auch wird die notwendige Verlässlichkeit der Netzlastbegrenzung in der Niederspannung nicht erreicht, so dass dies in der Niederspannungsnetzplanung nicht berücksichtigt werden kann. Die dynamisierten Netzentgelte sind daher nicht die erste Priorität bei der Erweiterung des Netzentgeltsystems. Dynamisierte Entgelte können ergänzend aber später integriert werden, wenn ausreichend Erfahrung mit der Netzzustandsüberwachung vorliegt.

STATISCHE ZEITFENSTER ALS ERGÄNZUNG MÖGLICH

Anstelle der dynamisierten Netzentgelte könnten auch im Rahmen der statischen Bestelleistung mit bedingter Netznutzung additiv statische Zeitfenster mit differenzierten Leistungs- und Arbeitspreisen eingeführt werden. Hierfür sind keine umfangreichen Änderungen in den Marktprozessen notwendig. Statische Zeitfenster können aber nur Effekte abbilden, die im Rahmen eines Jahres vorhersehbar und verlässlich auftreten. Sie bilden die wetterbedingte Volatilität des zukünftigen Energiesystems nur ungenügend ab. Ihre Wirksamkeit ist insofern eng begrenzt. Das Problem der drohenden Überlastung der Niederspannungsnetze durch flexible Lasten können sie nicht lösen.

ERGÄNZENDE ANREIZE FÜR AKTIVEN NETZDIENLICHEN FLEXIBILITÄTSEINSATZ

Die Spitzenglättung begrenzt wirksam die Netzüberlastungen durch flexible Verbraucher. Sie setzt keine Anreize, von anderen Netznutzern verursachte Netzüberlastungen z.B. durch Einspeisung von erneuerbaren Energien durch die netzdienliche Steuerung flexibler Verbraucher abzumildern. Ergänzend zu und entkoppelt von der Spitzenglättung können daher Lastflusszusage oder Lastflussangebot im Netzentgeltsystem implementiert werden. Inwieweit der hiermit verbundene Aufwand gerechtfertigt ist, ist an Hand der zukünftigen Entwicklung im Luxemburgischen Netz zu entscheiden. Derzeit sind nach Auskunft der luxemburgischen Netzbetreiber keine nennenswerten Netzüberlastungen infolge der Einspeisung erneuerbarer Energien bekannt.



ENERGIE. WEITER DENKEN

**B E T Büro für Energiewirtschaft
und technische Planung GmbH**

Aachen, Leipzig, Hamm (D) | Zofingen (CH)

Alfonsstraße 44, D-52070 Aachen,
Telefon +49 241 47062-0
Telefax +49 241 47062-600
www.bet-energie.de

KONTAKTPERSON

Dr. Andreas Nolde

Telefon +49 241 47062-406
E-Mail andreas.nolde@bet-energie.de

B E T