

Anreizsysteme für systemdienliches Verhalten

Beispiele aus ausgewählten Ländern



Executive Summary

Studie

Anreizsysteme zur Flexibilisierung des Stromsystems durch systemdienliches Verhalten.

Hintergrund der Untersuchung ist die immer notwendiger werdende Flexibilisierung des Stromsystems, vor allem im Hinblick auf den saisonalen Speicherbedarf. In der vorliegenden Studie wird basierend auf Erfahrungen und Ansätzen in anderen Ländern analysiert wie die österreichischen Rahmenbedingungen am Strommarkt vermehrt zugunsten der Bereitstellung von Flexibilität ausgestaltet werden könnten. Der Fokus liegt dabei auf **regulatorischen und fiskalischen Anreizmöglichkeiten** wie Netzgebühren, Steuern und Abgaben sowie Förderungen und Vergütungen für CO₂ Vermeidung.

FHP-Unternehmen können sowohl verbrauchs- wie auch erzeugungsseitig relevante Mengen an Flexibilität bereitstellen, um den Ausbau fluktuierender erneuerbarer Energiequellen (Wind und PV) zu ermöglichen und die sichere Stromversorgung auch künftig zu gewährleisten. In einer [Ersterhebung](#) im Rahmen der Studie wurde für die kurzfristige Flexibilität ein Potential von **100–160 MWeI** identifiziert. Bei entsprechenden Anreizen sind aber sowohl im Bereich der **saisonalen Flexibilität** (z.B. Deckung des Wärmebedarfs im Sommer über vorhandene (Rinden-)Heizkessel) oder **Demand Response** (Abnahme aus dem Netz anstatt der Eigenerzeugung) zusätzliche Flexibilitätpotenziale vorhanden.

Auf Basis der [Beispiele](#) aus ausgewählten Ländern und einer [SWOT-Analyse](#) wurden für Österreich drei besonders relevante Beispiele identifiziert: (1) [Begünstigte Systemdienlichkeits-Netzentgelte](#), (2) [Netz-Arbeitspreis-Befreiung für Speicherfunktion](#) und (3) [Flexibilitäts-Erweiterungs-Entgelte](#).

Möglichkeiten für Anreizsysteme für systemdienliches Verhalten in einem neuen Energiegesetz

- 1) Das Projekt
- 2) Herausforderungen im Stromsystem in Hinblick auf #mission2030
- 3) Analyse von Rahmenbedingungen in ausgewählten EU-Ländern
 - 3a Netztarife
 - 3b CO₂-Vermeidung und Carbon-Leakage-Schutz (Steuern und Abgaben)
 - 3c Förderungen
 - 3d Sicherstellung der Versorgung
- 4) SWOT-Analyse (aus Stromsystemsicht etc.) nach Maßnahmentypen
- 5) Optionen für Österreich
 - 5a Flexibilitätsangebot der FHP-Unternehmen (Forst Holz Papier)
 - 5b Rahmenbedingungen zur Integration der Potenziale in Österreich
- 6) Zusammenfassung

1) Das Projekt

Anreizsysteme für systemdienliches Verhalten

Beispiele aus ausgewählten Ländern

Thema der Studie

Anreizsysteme zur Flexibilisierung des Stromsystems durch systemdienliches Verhalten

Ziel der Studie

Studie soll eine fundierte Grundlagen liefern, wie die österreichischen **Rahmenbedingungen am Strommarkt** (basierend auf Erfahrungen und Ansätzen in anderen Ländern) vermehrt zugunsten der **Bereitstellung von Flexibilität** ausgestaltet werden könnten.



Fokus auf finanzielle und regulatorische Anreizmöglichkeiten, wie z. B.

- Netzgebühren
- Steuern und Abgaben
- Förderungen, Vergütung für CO₂-Vermeidung

2) Aktuelle und zukünftige Herausforderungen

Systemdienliches Verhalten kann aktuelle und zukünftige **Probleme im Strombereich mindern.**

Thema der Studie

Anreizsysteme zur Flexibilisierung des Stromsystems durch systemdienliches Verhalten

Herausforderungen im Zusammenhang mit **Flexibilisierung in der Stromversorgung:**

- ▶▶ Steigender Anteil volatiler erneuerbarer Erzeugungsanlagen
- ▶▶ Änderungen der Einspeisemuster: Netz ist nicht mehr „Einbahnsystem“
- ▶▶ Die Dezentralisierung stellt neue Anforderungen an System und Netz.
- ▶▶ Flexibilität auf Nachfrage- und Angebotsseite wird immer wichtiger.

Herausforderungen im Zusammenhang mit **Versorgungssicherheit und Langfristplanung**

- ▶▶ Derzeitige Flexibilitätspotenziale oft kurzfristig
- ▶▶ Saisonaler Ausgleich jedoch zukünftig ganz zentral
- ▶▶ 100 % erneuerbare Energien (EE): Back-up trotzdem notwendig (Investitionen, Vergütung?)
- ▶▶ Auftrennung der deutsch-österreichischen Preiszone

Definition von Flexibilität

Definition Flexibilität:

Originaltext: *On an individual level flexibility is the modification of generation injection and/or consumption patterns in reaction to an external signal (price signal or activation) in order to provide a service within the energy system. The parameters used to characterise flexibility include the amount of power modulation, the duration, the rate of change, the response time, the location etc.*

Übersetzung: „Flexibilität ist die Veränderung von Einspeisung oder Entnahme in Reaktion auf ein externes Signal (Preissignal oder Aktivierung) mit dem Ziel, eine Dienstleistung im Energiesystem zu erbringen. Die Parameter, um Flexibilität zu charakterisieren, beinhalten: die Höhe der Leistungsveränderung, die Dauer, die Veränderungsrate, die Reaktionszeit, der Ort etc.“ (vgl. Eurelectric, 2014, S. 5)

[Quelle: <https://www.usef.energy/app/uploads/2016/12/EURELECTRIC-Flexibility-and-Aggregation-jan-2014.pdf>, Eigene Übersetzung]

Die Charakteristika der Flexibilität sind abhängig von der betrachteten Zeiteinheit.

Reaktionszeit (Leistungsgradient)

Lade- bzw. Entladekapazität (MW)

(Full-Cycle) Wirkungsgrad (%)

Maximale zeitliche Verschiebung (h)

Speicherinhalt (MWh)

Minute

Tag

Woche

Jahr

Quelle: Adaptiert aus Ecofys (2014)

100% erneuerbarer Strom bis 2030

#mission2030 „Erneuerbare Energien“, Seite 21:

“Ziel ist es darüber hinaus, im Jahre 2030 den Gesamtstromverbrauch zu 100 % (national bilanziell) aus erneuerbaren Energiequellen im Inland zu decken.“

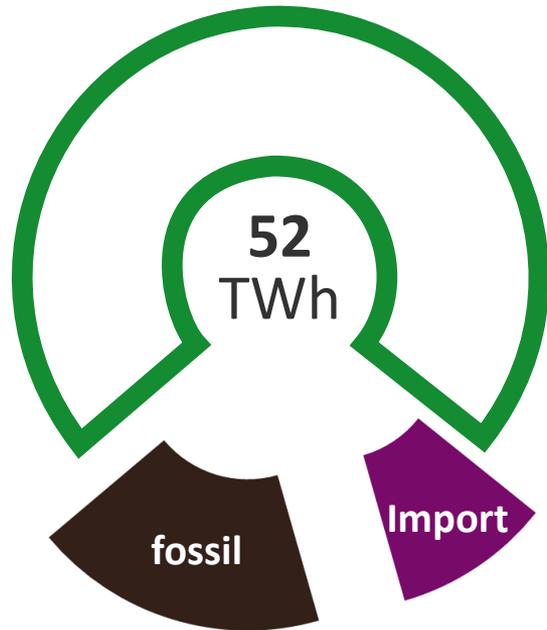
Weiters (interpretiert):

„Strommengen zur Eigenversorgung im Bereich der Sachgüterproduktion [...] (sowie jene für Regel- und Ausgleichsenergie) müssen (nicht durch zusätzliche Exporte) ausgeglichen werden.“



100 % Strom aus Erneuerbaren (national bilanziell) heißt: Wir brauchen 2030 rund 88 TWh Strom aus Erneuerbaren.

2016 | 71 %



2030 | 100 %

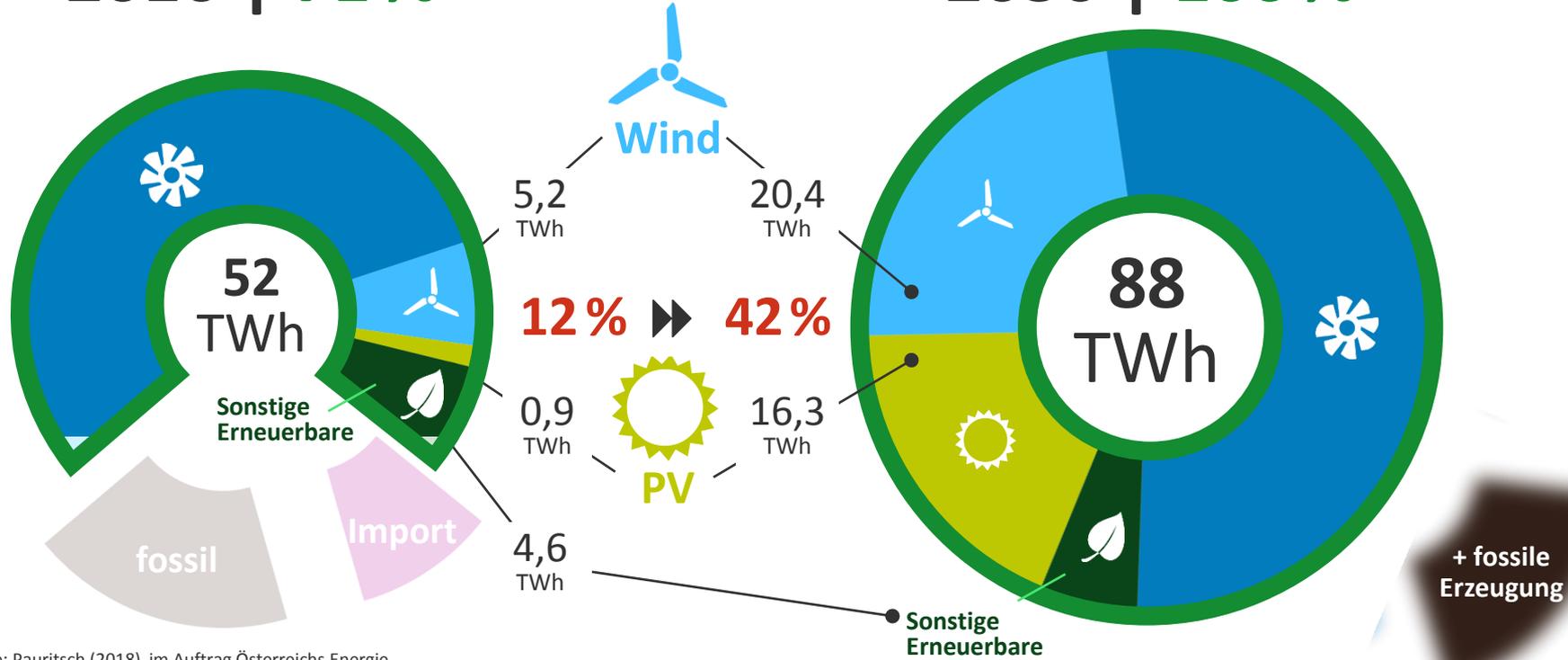


Quelle: Pauritsch (2018), im Auftrag Österreichs Energie

Mehr volatile Erzeugung (Auftragsszenario: v. a. Ausbau volatiler Erzeugung aus Wind & PV) erfordert **höhere Flexibilität**.

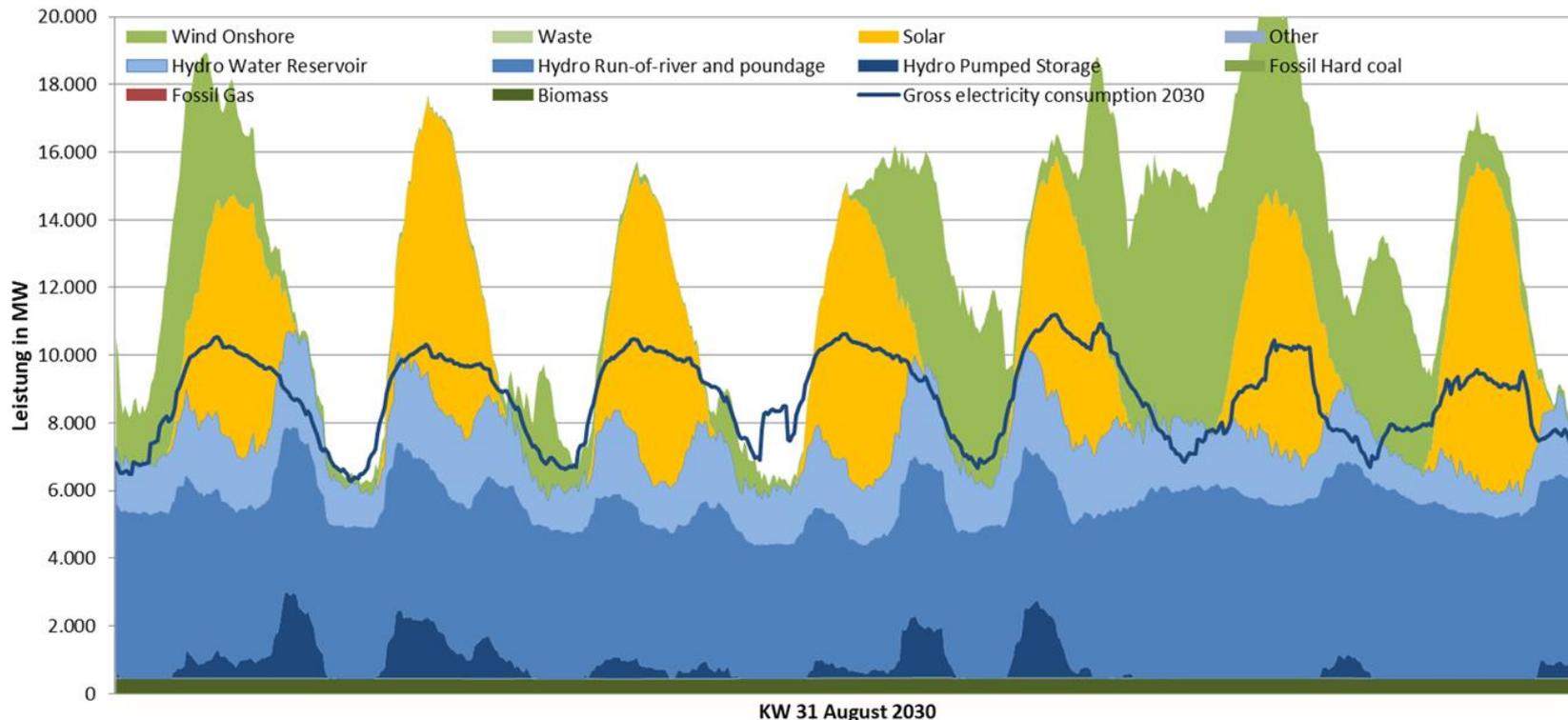
2016 | 71 %

2030 | 100 %



Quelle: Pauritsch (2018), im Auftrag Österreichs Energie

Lastgang und Aufbringung im August 2030 (KW 31 | Grundlage: 100 % Erneuerbare)



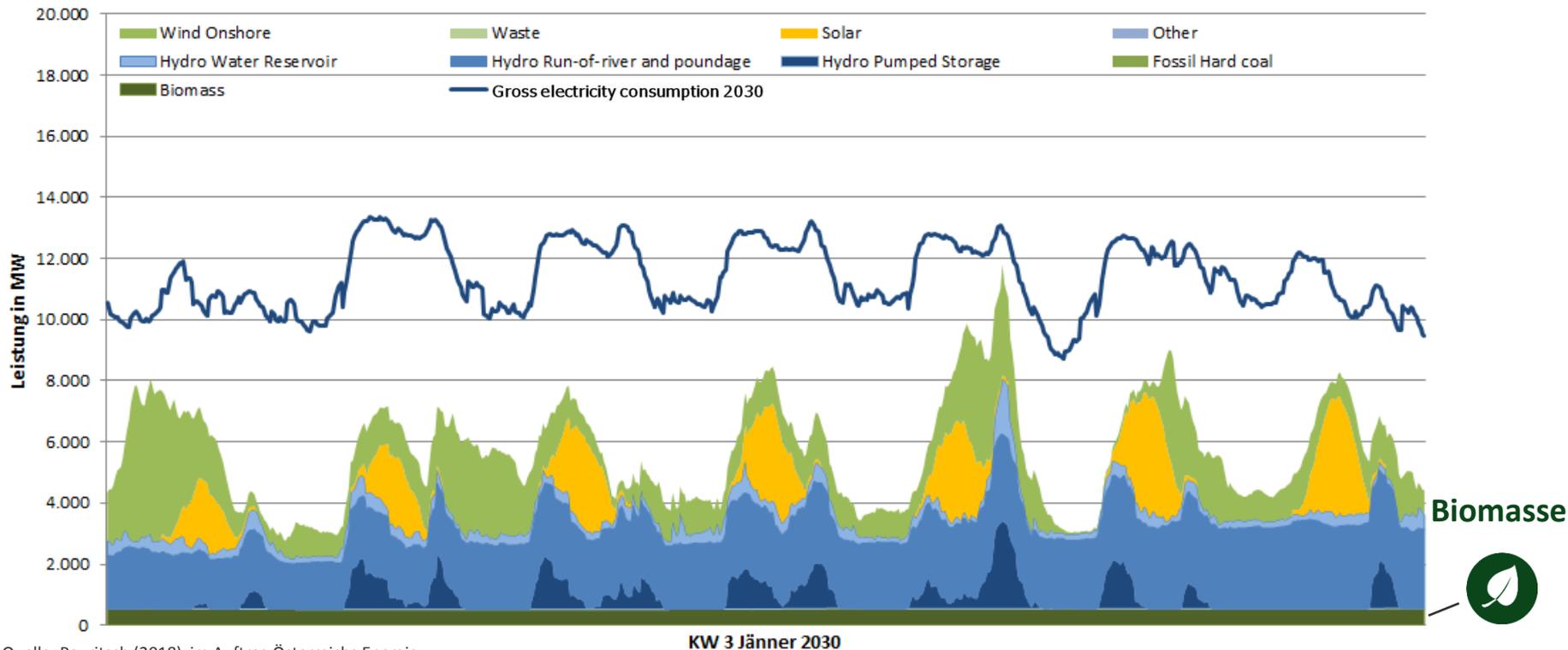
Biomasse



Quelle: Pauritsch (2018), im Auftrag Österreichs Energie



Lastgang und Aufbringung im Jänner 2030 (KW 3 | Grundlage: 100 % Erneuerbare)

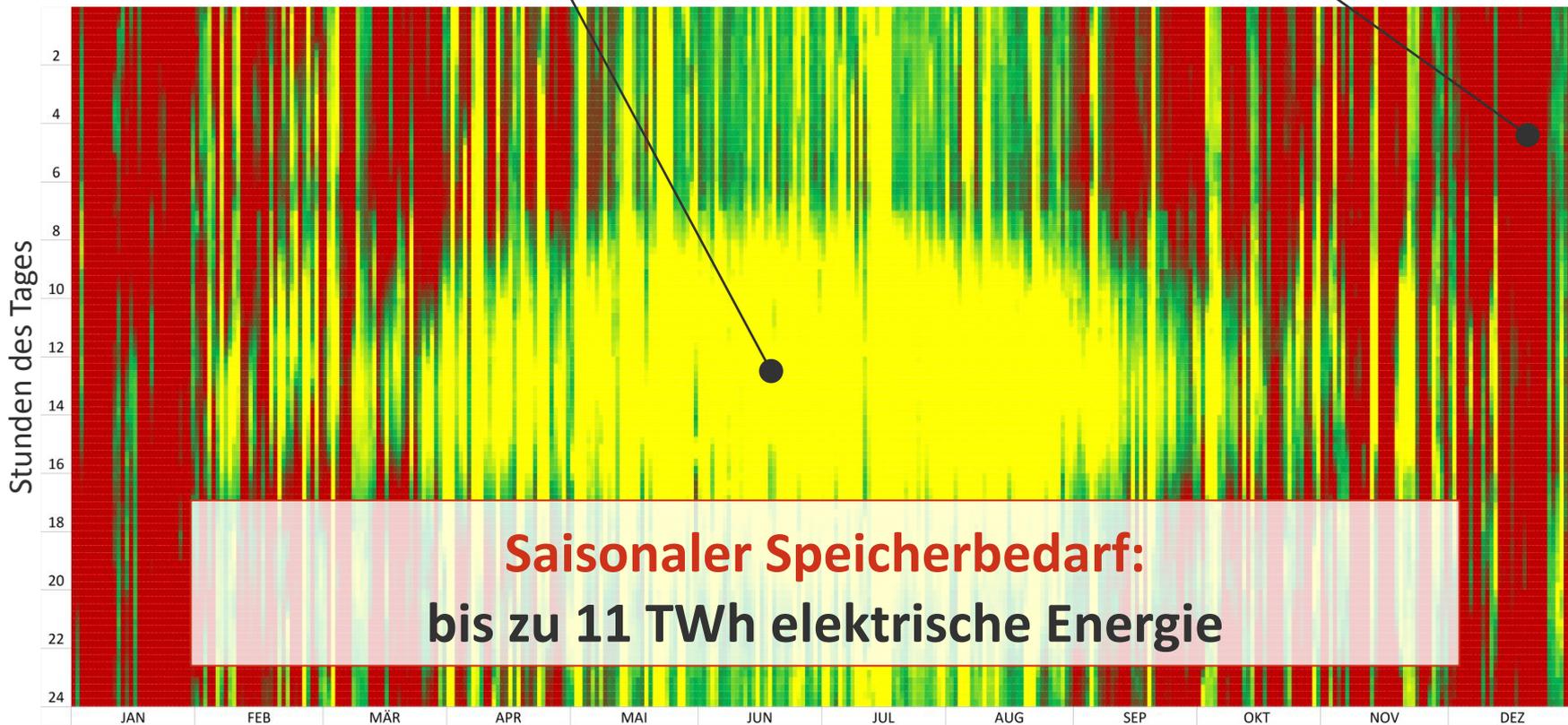


Quelle: Pauritsch (2018), im Auftrag Österreichs Energie

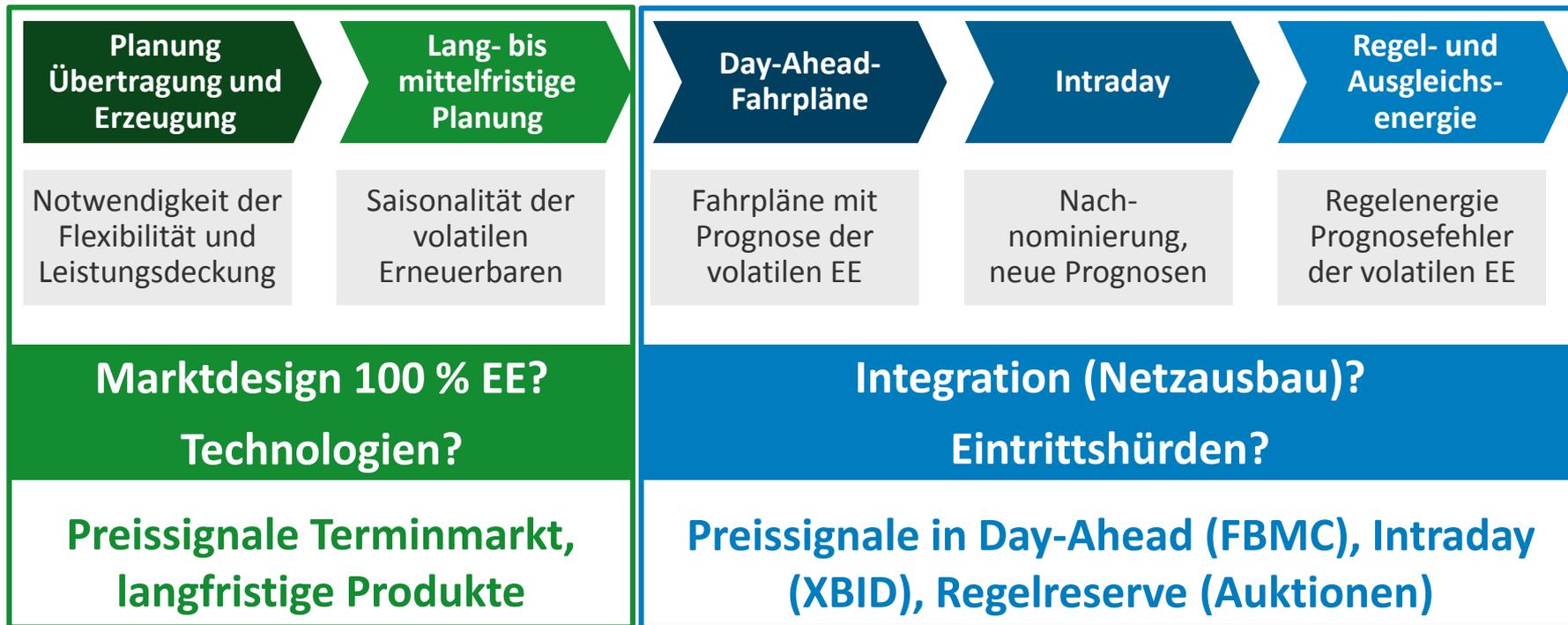
KW 3 Jänner 2030

Bedeutung der saisonalen Flexibilität nimmt stark zu

Überschuss größer 2500 MW (gelb) Lücke größer 2500 MW (rot)

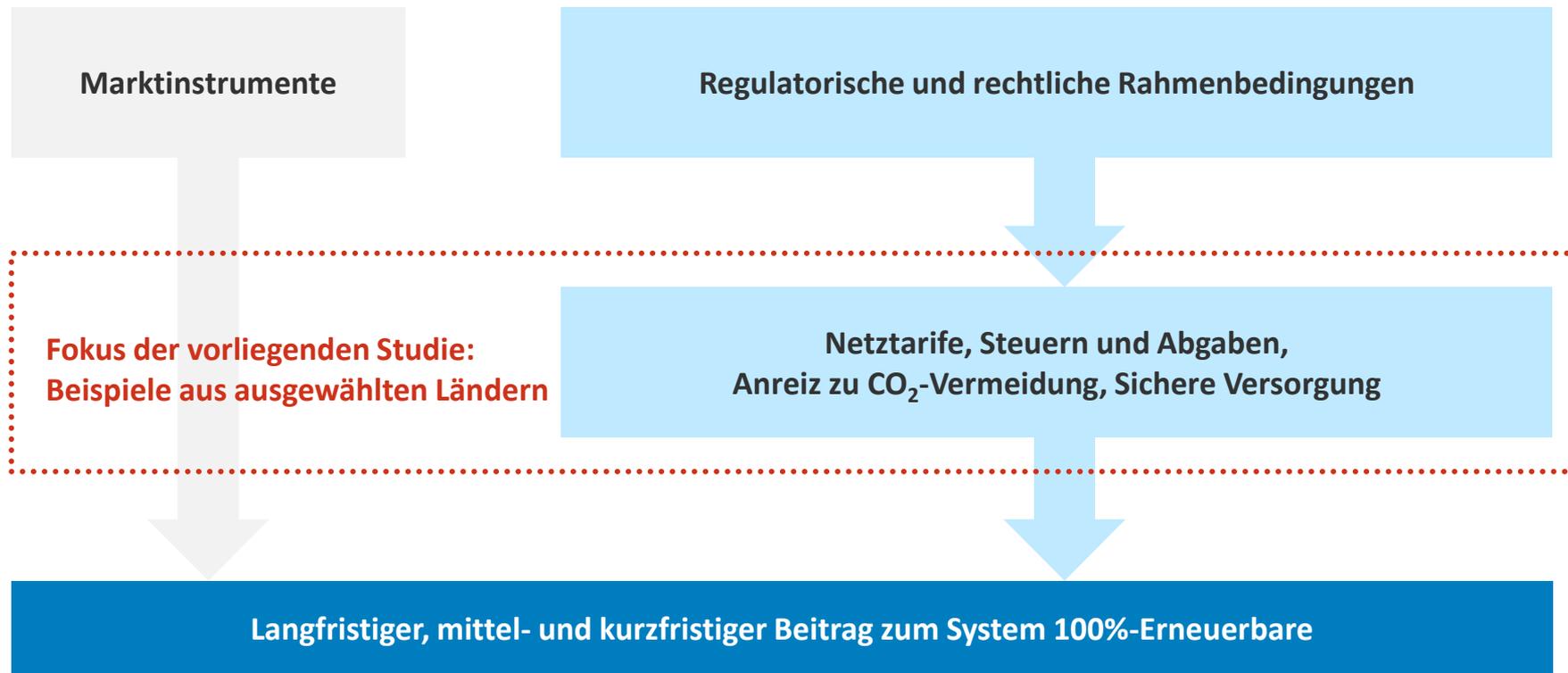


Unsicherheiten im Markt sind für viele saisonale und langfristige Technologien (bzw. Back-up) relevant.



Quelle: Ergänzt auf Basis Ecofys (2014)

Anreize für systemdienliches Verhalten sind daher grundsätzlich positiv.



Erzeugung

Kurzfristige Flexibilität bei der Eigenerzeugung

Saisonale und langfristige Speicherfunktion (wärmegeführter KWK-Betrieb oder Heizkessel im Sommer)

Nachfrage

Kurzfristiges Demand Side Management

Saisonale Flexibilität durch höheren Bezug aus dem Netz



Nutzung der Flexibilität bei Bestandsanlagen besonders sinnvoll. Bei FHP-Unternehmen zusätzlicher Vorteil, da

- Erneuerbar
- Effizient (Nutzung Wärme)
- Erweiterbar (durch zusätzliche Investitionen)

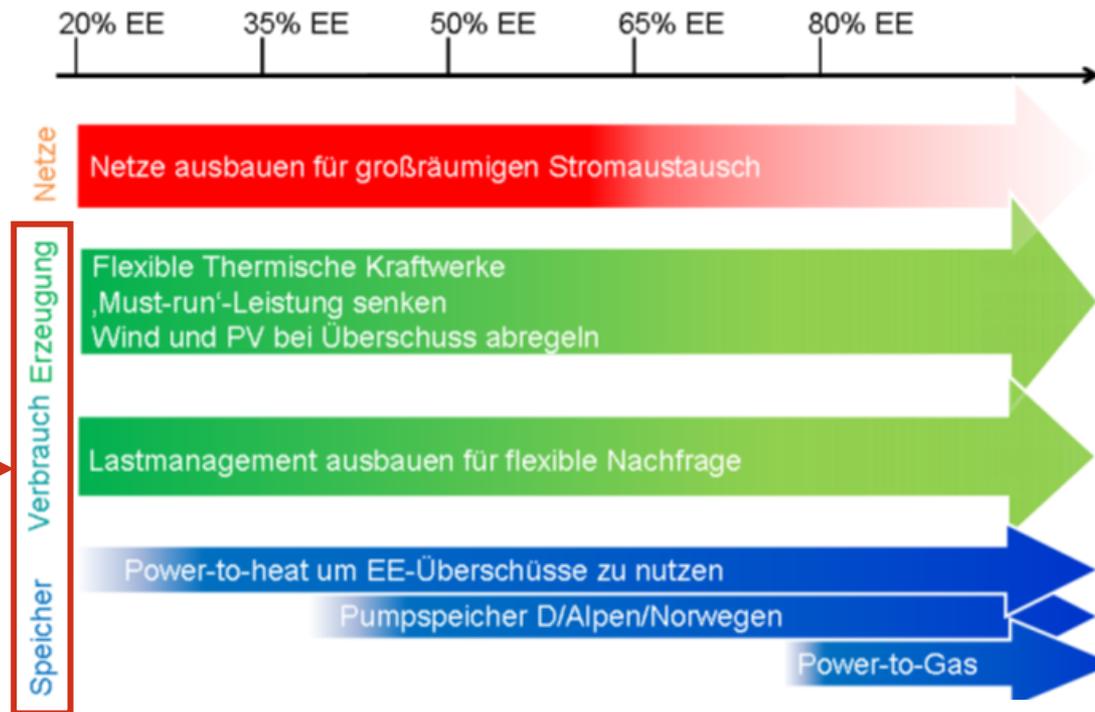
Flexibilitätsoptionen bzw. -bausteine im Stromsystem

Speicherung – Verbrauch – Erzeugung

Vorläufige Einschätzung, ab welchen Anteilen an erneuerbarer Energie (% EE) es voraussichtlich volkswirtschaftlich effizient ist, bestimmte Flexibilitätsbausteine zusätzlich zu nutzen.

FHP-Unternehmen decken drei große Bereiche ab:

Quelle: Bericht der AG 3 Interaktion an den Steuerungskreis der Plattform Erneuerbare Energien, an die (deutsche) Bundeskanzlerin und die Ministerpräsidentinnen und Ministerpräsidenten der Länder, Berlin 2012



- Bei PV-Stromerzeugung wird im 2. & 3. Quartal mehr Strom erzeugt als im 1. & 4. (in AT ca. 70% zu 30%).
 - Windstrom kann PV-Saisonalität nur zum Teil puffern (mehr Strom nachts und im Winter).
 - Geringe Wasserführung im Winter verursacht hohe, bisher nicht-regenerative Erzeugungslücke.
- Alpine Speicherseen (in AT ca. 3,2 TWh Nenninhalt, 8 GW Leistung)* haben im Sommer, schmelzwasserbedingt, ihren Höchststand (d. h. im Sommer kaum Aufnahmevermögen für PV-Strom).
 - Pumpspeicher (arbeiten im Umwälzbetrieb) haben Speicherdauern < 16 h (da hohe Leistungen).
- Es gibt Technologien, die PV-Strom (in)direkt über mehrere Monate speichern können.
 - Mechanische Speicher (Druckluft in Salzkavernen, hydraulisch über Lageenergie)
 - Chemische Speicher (z. B. Redox-Flow in Salzkavernen oder H₂ in leeren Erdgaslagern)
 - Power-to-Gas (Wasserstoff oder Methan) in Erdgaslagerstätten (Gasinfrastruktur)
- Es ist jedoch bisher völlig unklar, welche Technologie bzw. welcher Technologiemitmix zu welchen Kosten zum saisonalen Ausgleich und zur Deckung der Winter-Erzeugungslücke in dieser Größenordnung genutzt werden kann.

* E-Control Statistikkbroschüre 2016, Seite 7, <https://www.e-control.at/publikationen/statistik-bericht>

Hauptmotivation

FHP-Unternehmen können sowohl verbrauchs- wie auch erzeugungsseitig relevante Mengen an Flexibilität bereitstellen, um den Ausbau fluktuierender erneuerbarer Energiequellen (Wind und PV) zu ermöglichen und eine sichere Stromversorgung zu unterstützen.

1. Mehrwert

Diese Flexibilität stammt erzeugungsseitig – infolge des Einsatzes von Biomasse-KWK-Anlagen (Kraft-Wärme-Kopplung) – aus erneuerbaren Energiequellen (feste Biomasse, z. T. Biogas).

2. Mehrwert

Mit der (KWK-)Stromerzeugung (diese ist grundsätzlich wärmegeführt) wird Wärme erzeugt (diese ist für mehr Flexibilität auch gut speicherbar).

3. Mehrwert

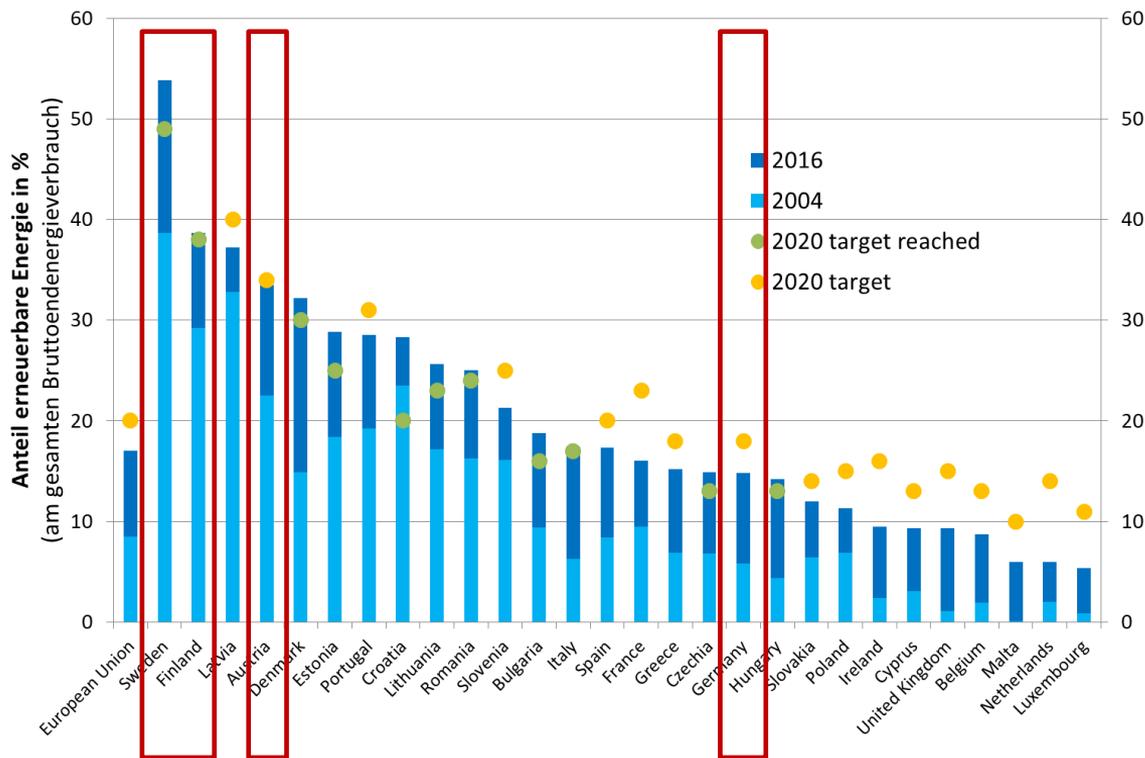
Wärme wird für Fernwärmezwecke ausgekoppelt.



Keimzellen für neue und die Dekarbonisierung bestehender (auch großer) Fernwärmesysteme mit industrieller Abwärme; z. B. FW-Schiene Hallein/Stadt Salzburg, FW-Schiene Murtal/Aichfeld (Großraum Judenburg, Fohnsdorf und Zeltweg) von Zellstoff Pöls AG etc.

3) Analyse von Rahmenbedingungen in ausgewählten EU-Ländern

Anteil erneuerbarer Energie (EE) im nationalen Gesamtsystem 2004/2016



Länderauswahl:

- Länder mit hohem EE-Anteil
- Länder mit nennenswerter Forst-, Holz-, Platte- oder Papier-Wirtschaft
- Datenverfügbarkeit / Dokumentation
- Vorreiter bei EE

Quelle: Österreichische Energieagentur, auf Basis von Eurostat, Last update: 26-06-2018

Anreizsysteme im Überblick

Bereich	Maßnahme	Deutschland	Schweden	Finnland
Netztarife	<u>Individuelle Netzentgelte</u> Atypische, stromintensive Verbraucher	X		
	<u>Individuelle Netzentgelte – Speicher</u>	X		
	<u>Reduzierter Netztarif für Lastreduktion</u>		X	
	<u>Vermiedene Netzentgelte – Dezentrale Einspeisung</u>	X		
CO ₂ -Vermeidung / Carbon-Leakage-Schutz	<u>CO₂-Steuer und Energiesteuern</u>		X	X
	<u>Beihilfen für indirekte CO₂-Kosten</u> <u>Strompreiskompensation</u>	X		
	<u>Besondere Ausgleichsregelung (BesAR)</u>	X		
	<u>Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG)</u>	X		
	<u>Eigenversorgung im EEG</u>	X		
	<u>Verminderte Offshore-Haftungsumlage</u>	X		
Förderungen	<u>EEG-Flexibilitätszuschlag für Biogas/Biomethan</u>	X		
Sicherstellung der Versorgung	<u>Abschaltbare Lasten</u>	X		
	<u>Redispatch</u>	X		
	<u>Netzreserve („Winterreserve“)</u>	X	X	
	<u>Strategische Reserve (Kapazitätsreserve)</u>	X		X

3a Netztarife

Individuelle Netzentgelte für Sonderformen der Netznutzung in Deutschland

Maßnahmenaspekt	Beschreibung
Maßnahme	Individueller Beitrag zur Senkung bzw. Vermeidung von Netzkosten wird vergütet.
Rechtliche Grundlage	§ 19 Stromnetzentgeltverordnung (StromNEV) Abs 2
Zielgruppe	A) Atypischer Netznutzer, der Spitzenlast in lastschwache Nebenzeiten verlagert B) Stromintensiver Nutzer mit gleichmäßigem und dauerhaft hohem Strombezug
Funktionsweise	<p>Das individuelle Netzentgelt kann</p> <p>A) bis zu 80 %, B) zwischen 80 bis 90 % (bei 7.000 bis 8.000 Benutzungsstunden, > 10 GWh/a Netzbezug)</p> <p>unterhalb des regulären Netzentgelts liegen.</p> <p>Bemessung des individuellen Netzentgeltes hat den Beitrag des Letztverbrauchers zur Senkung/Vermeidung von Netzkosten widerzuspiegeln. Die Vereinbarung unterliegt einer Genehmigung durch die Regulierungsbehörde.</p>

Individuelle Netzentgelte für Sonderformen der Netznutzung in Deutschland: Speicher

Maßnahmenaspekt	Beschreibung
Maßnahme	Individueller Beitrag zur Senkung bzw. Vermeidung von Netzkosten wird vergütet.
Rechtliche Grundlage	§ 19 Stromnetzentgeltverordnung (StromNEV) Abs 2
Zielgruppe	Letztverbraucher, die dem Netz Strom ausschließlich zur Speicherung in einem Stromspeicher entnehmen und den zurückgewonnenen Strom wieder in das Netz einspeisen.
Funktionsweise	Netzentgelt besteht für Stromspeicher lediglich aus einem Jahresleistungspreis in Euro pro Kilowatt, d. h., sie sind für die Ein- und Ausspeisung vom Arbeitspreis befreit. (Kann auch gleichzeitig mit Bestimmung zu netzdienlichem Verhalten angewendet werden: Individuelles Netzentgelt kann gegenüber Jahresleistungspreis um bis zu 80 % reduziert werden).

Reduzierter Netztarif für Lastreduktion in Schweden

Maßnahmenaspekt	Beschreibung
Maßnahme	Netztarifreduktion bei kundenseitiger Möglichkeit einer Lastreduktion durch Verteilnetzbetreiber (DSO – Distribution System Operator)
Rechtliche Grundlage	Swedish Energy Markets Inspectorate (Ei) setzt Umsatzobergrenzen für Vierjahreszeiträume. DSOs können Tarife eingeschränkt selber designen.
Zielgruppe	Großkunden mit alternativen Brennstoffen
Funktionsweise	DSO kann – eingeschränkt – unterbrechbare Tarife (interruptible tariffs) anbieten, d. h. generell niedrige Tarife für Kunden, die bereit sind, ihre Last auf Anfrage des DSO zu reduzieren. Varianz bei DSOs (> 170) jedoch sehr groß.

Vermiedene Netzentgelte in Deutschland

Maßnahmenaspekt	Beschreibung
Maßnahme	Dezentrale Einspeiser erhalten Teilrefundierung des Netzentgelts vom lokalen Netzbetreiber.
Rechtliche Grundlage	§ 18 Abs. 1 Stromnetzentgeltverordnung (StromNEV)
Zielgruppe	Dezentrale Erzeugungsanlagen (eine an das Verteilernetz angeschlossene verbrauchs- und lastnahe Erzeugungsanlage), vor dem 1.1.2023 in Betrieb sowie Anlagen mit volatiler Erzeugung, vor 1.1.2018 in Betrieb; ausgenommen sind Stromeinspeisung gefördert nach § 19 EEG sowie tw. Stromeinspeisung gefördert nach KWK-Gesetz
Funktionsweise	Entgelt muss den gegenüber den vorgelagerten Netz- oder Umspannebenen durch die jeweilige Einspeisung vermiedenen Netzentgelten entsprechen, Ermittlung nach § 120 Energiewirtschaftsgesetz.

3b CO₂-Vermeidung / Carbon-Leakage-Schutz

CO₂-Steuer und Energiesteuern in Schweden

Maßnahmenaspekt	Beschreibung
Maßnahme	Zusätzlich zu Energiesteuer (z. B. auf Strom) – CO ₂ -Steuer Biomasse und Torf sind von der CO ₂ -Steuer befreit.
Rechtliche Grundlage	Energy Taxation Act (lagen [1994:1776] om skatt på energi) Carbon Tax Act (lagen [1990:582] om koldioxidskatt) und Novellierungen
Zielgruppe (CO ₂ -Steuer)	Kraftstoffe im Transport sowie Kohle, Öl und Erdgas für Heizzwecke
Funktionsweise	CO ₂ -Steuersatz 2018: 1.150 SEK (aktuell ca. 110 Euro) pro Tonne CO ₂ , d. h. z. B. für Erdgas 2.465 SEK (aktuell ca. 237 Euro) pro 1.000 m ³ Nicht EU ETS Anlagen sowie Land-, Forstwirtschaft und Fischerei zahlen einen 30%igen / 60%igen Satz. Mit 2018 Großteil dieser Ausnahmen wieder aufgehoben. Weiterhin keine CO ₂ -Abgabe für die unter EU-ETS fallende Industrie. Nicht-Heizzwecke in der Industrie sind ebenfalls befreit.

CO₂-Steuer und Energiesteuern in Finnland

Maßnahmenaspekt	Beschreibung
Maßnahme	Energieverbrauchssteuer auf Elektrizität, Kohle, Erdgas, Torf, Tallöl und flüssige Kraftstoffe basierend auf dem Energiegehalt und dem jeweiligen Einsatzsektor
Rechtliche Grundlage	Gesetz über die Verbrauchsteuer auf flüssige Brennstoffe (1472/1994), Elektrizität und bestimmte Brennstoffe (1260/1996) und Verbrauchsteuern auf flüssige Brennstoffe (1547/1994)
Funktionsweise	Biomasse sowie Brennstoffe zur Stromerzeugung sind steuerbefreit.

Stand 1.1.2017, Finnish Tax Administration	Energiesteuer	CO ₂ -Steuer	Strategische Lagerhaltungsgebühr	Summe	Einheit
Kohle, Kohlebriketts, Kohleprodukte	49,93	139,91	1,18	26,4	€/MWh bzw. €/t
Tallöl	271,1			26,4	€/MWh bzw. €/t
Erdgas	7,05	11,48	0,084	18,614	€/MWh
Strom, Steuerkategorie I	22,4		0,13	22,53	€/MWh
Strom, Steuerkategorie II	6,9		0,13	7,03	€/MWh
Torfbrennstoff	19,0		0	19,0	€/MWh

Beihilfen für indirekte CO₂-Kosten – Strompreiskompensation in Deutschland

Maßnahmenaspekt	Beschreibung
Maßnahme	CO ₂ -Strompreiskompensation (SPK) – Beihilfe für stromintensive Industrien
Rechtliche Grundlage	Förderrichtlinie für Beihilfen für indirekte CO ₂ -Kosten (BANz AT 06.08.2013 B2, Stand 21.08.2017)
Zielgruppe	Einige Wirtschafts- und Teilsektoren, um die auf den Strompreis übergewälzten Kosten der Treibhausgasemissionen zu reduzieren
Funktionsweise	<p>2017 wurden pro 1 GWh anrechenbaren Strombezug CO₂-Kosten in Höhe von 4.104 Euro (5,40 Euro pro t CO₂) rückvergütet. Der Selbstbehalt betrug 4.104 Euro (entspricht der ersten GWh).</p> <p>2017 stand ein Gesamtbetrag von 210 Mio. Euro zur Verfügung.</p> <p>Die Beihilfe wird übergangsweise für den Zeitraum 2013 bis 2020 mit abnehmender Beihilfeintensität gewährt.</p>

Besondere Ausgleichsregelung (BesAR) des Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) in Deutschland

Maßnahmenaspekt	Beschreibung
Maßnahme	Begünstigte Unternehmen, die im internationalen Wettbewerb stehen, erhalten bei Vorliegen bestimmter Voraussetzungen eine Begrenzung (Reduktion) der EEG-Umlage (EEG-Umlage 2017: 6,88 Cent pro kWh).
Rechtliche Grundlage	§§ 63 ff. EEG 2017, Durchschnittstrompreisverordnung
Zielgruppe	Stromkostenintensive Unternehmen; Stromkostenintensität (SKI) SKI $\geq 14 \leq 20$ % \rightarrow Kosten sind 20 % der vollen EEG-Umlage, maximal 4 % der Bruttowertschöpfung, nunmehr auch für Liste-1-Unternehmen SKI > 20 % \rightarrow Kosten sind 15 % der EEG-Umlage, maximal 0,5 % der Bruttowertschöpfung, für Liste-2-Unternehmen Berechnung der SKI erfolgt auf Basis der Durchschnittstrompreisverordnung.
Funktionsweise	Im Jahr 2016 bedeutete die „Besondere Ausgleichsregelung“ für die stromkostenintensive Industrie eine Privilegierung von über 95 TWh Strom. Durch die Förderung nach § 64 EEG 2017 ist eine Entlastung von bis zu 6,8 Millionen Euro (pro Jahr und 100 Gigawattstunden Verbrauch) möglich.

Details zu BesAR im EEG in Deutschland

Eine **Zertifizierung des Energie- oder Umweltmanagementsystems** (Potenziale zur Verminderung des Energieverbrauchs) ist nunmehr für alle Antragsteller verpflichtend.

Unternehmen, deren SKI aufgrund von **Strom-Eigenversorgungskonzepten** unterhalb der Schwellenwerte liegt, können in Zukunft ebenfalls einen Antrag auf Ausgleich stellen. Denn eine Antragstellung nach dem neuen § 64 Absatz 5a EEG 2017 berücksichtigt auch Eigenversorgungsmengen bei der Ermittlung der maßgeblichen Stromkosten. Allerdings ist die begrenzte EEG-Umlage dann für sämtliche Stromverbräuche, also auch EEG-freie Eigenversorgungsmengen, zu entrichten.

Eigenversorgung im EEG in Deutschland

Maßnahmenaspekt	Beschreibung
Maßnahme	Die Eigenversorgung mit Strom wird seit dem EEG 2014 teilweise mit der EEG-Umlage belastet, um die Förderkosten des EEG auf möglichst viele Schultern zu verteilen.
Rechtliche Grundlage	§ 61 ff. des Gesetzes zur Änderung der Bestimmungen zur Stromerzeugung aus Kraft-Wärme-Kopplung und zur Eigenversorgung vom 22.12.2016, BGBl I S. 3106
Zielgruppe	Ausgenommen sind bisher aus Gründen des Vertrauensschutzes Bestandsanlagen. Diese Ausnahme ist beihilferechtlich von der EU-Kommission nur bis Ende 2017 genehmigt worden.
Funktionsweise	Bestandsanlagen bleiben auch mit dem neuen Gesetz BGBl I S. 3106 vollständig von der EEG-Umlage befreit. Nur nach einer substantziellen Modernisierung (z. B. wenn der Generator ausgetauscht wird) zahlen sie künftig eine reduzierte EEG-Umlage in Höhe von grundsätzlich 20 %. Neue Anlagen sowie hocheffiziente KWK-Anlagen zahlen 40 % der EEG-Umlage.

Verminderte Offshore-Haftungsumlage in Deutschland

Maßnahmenaspekt	Beschreibung
Maßnahme	Die Anschlusskosten für Offshore-Windparks werden nicht mehr über die Netzentgelte, sondern über die Offshore-Haftungsumlage finanziert.
Rechtliche Grundlage	Änderung des Netzentgeltmodernisierungsgesetz (NEMoG)
Zielgruppe	Energieintensive Unternehmen laut Besonderer Ausgleichsregelung (BesAR) EEG 2017
Funktionsweise	Im Rahmen der BesAR EEG 2017 gibt es bei der Offshore-Haftungsumlage gedeckelte Umlagesätze, sodass durch diese Veränderung ein Kostenanstieg für die nach BesAR bevorzugte Letztverbrauchergruppe vermindert wird. Bei anderen Industrieunternehmen führt diese Änderung zu höheren Belastungen.

3c Förderungen

EEG-Flexibilitätszuschlag für Biogas/Biomethan in Deutschland

Maßnahmenaspekt	Beschreibung
Maßnahme	Zubau von flexiblen Kraftwerkskapazitäten im Biogassektor, Zahlung einer Prämie für die Bereitstellung von Leistung für eine bedarfsorientierte Stromerzeugung durch Netzbetreiber, ergänzend zu EEG 2017 Direktvermarktungserlösen
Rechtliche Grundlage	EEG 2017 §50a bzgl. Neuanlagen, §50b bzgl. Bestandsanlagen
Zielgruppe	Alle Betreiber von Biogas- und Biomethananlagen, deren inst. Leistung 100 kW übersteigt Nach §50a für Neuanlagen, die nach dem 1.08.2014 in Betrieb gehen/gingen Nach §50b für Bestandsanlagen, die vor dem 1.08.2014 in Betrieb gingen
Funktionsweise	Für Anlagen, die die Voraussetzungen nach EEG 2017 Anlage 3, I erfüllen <ul style="list-style-type: none">• §50a: Der Flexibilitätszuschlag beträgt jährlich 40 Euro je kW installierter Leistung, egal ob der anzulegende Wert gesetzlich oder durch Ausschreibung ermittelt wurde.• §50b: Der Flexibilitätszuschlag beträgt 130 Euro pro Kilowatt flexibel bereitgestellter zusätzlich installierter Leistung und Jahr, die exakte Höhe wird nach Anlage 1, II bestimmt. Die Laufzeit des Flexibilitätszuschlags ist auf zehn Jahre festgelegt.

3d Sicherstellung der Versorgung

Abschaltbare Lasten in Deutschland

Maßnahmenaspekt	Beschreibung
Maßnahme	Stromverbraucher (Lasten), die durch den Übertragungsnetzbetreiber (TSO – Transmission System Operator) steuerbar, d. h. auch abschaltbar, sind
Rechtliche Grundlage	Verordnung über Vereinbarungen zu abschaltbaren Lasten (AbLaV), Novellierung 2016
Zielgruppe	Anschluss in der Mittelspannung möglich Mind. 5 MW der Leistung, innerhalb von maximal 15 Minuten verfügbar Möglichkeit, Lasten zusammenzuschließen (Aggregation)
Funktionsweise	Die Höhe der Vergütung bestimmt sich nach dem Leistungs- und Arbeitspreis des jeweiligen Angebots, das einen Zuschlag erhalten hat. Der Leistungspreis darf jedoch höchstens 500 Euro pro MW Abschaltleistung betragen. Der Arbeitspreis darf höchstens 400 Euro pro MWh betragen. Nach § 13i Absatz 2 des Energiewirtschaftsgesetz sind Ausschreibungen bis zu einer Gesamtab- oder Zuschaltleistung von jeweils 3.000 Megawatt möglich.

Redispatch in Deutschland

Maßnahmenaspekt	Beschreibung
Maßnahme	<p>Regelzoneninterne und -übergreifende Eingriffe in die Wirkleistungserzeugung von Kraftwerken durch den TSO, vor und nach einem Netzengpass (die übergeordnete Wirkleistung bleibt gleich)</p> <p>Auch spannungs- und blindleistungsbedingte Maßnahmen können gesetzt werden.</p>
Rechtliche Grundlage	<p>§ 14 EEG 2017 Einspeisemanagement, Festlegung der Bundesnetzagentur BK6-11-098 vom 30.10.2012 § 13a EnWG zur Vergütung von Re-dispatch-Maßnahmen</p>
Zielgruppe	<p>Kraftwerke, Speicher und KWK-Anlagen</p> <p>Alle Anlagen zur Erzeugung oder Speicherung elektrischer Energie mit einer elektrischen Netto-Nennwirkleistung größer oder gleich 50 MW</p>
Funktionsweise	<p>Standard-Redispatch: Reihung der gemeldeten Anlagenbezogenen Redispatch-Potenziale und der dazu gemeldeten Kostenansätze (Kraftwerkseinsatzplanungsdaten), um damit die Merit Order usw. zu bestimmen. Die Wirkleistungseinspeisung wird durch den TSO gezielt erhöht oder verringert, um Leitungsabschnitte vor einer Überlastung zu schützen. Die Vergütung für eine angeforderte Anpassung der Wirkleistungseinspeisung oder den Wirkleistungsbezug gilt im Sinne des § 13a EnWG als angemessen, wenn sie den Betreiber der Anlage wirtschaftlich weder besser noch schlechter stellt, als er ohne die Maßnahme stünde.</p>

Netzreserve (umgangssprachlich auch „Winterreserve“) in Deutschland

Maßnahmenaspekt	Beschreibung
Maßnahme	Die Netzreserve wird jedes Jahr jeweils im Winterhalbjahr gebildet, um Kraftwerkskapazitäten für Redispatch-Eingriffe der Übertragungsnetzbetreiber (TSO) zurückzuhalten, die über den gewöhnlichen Redispatch hinausgehen.
Rechtliche Grundlage	Kraftwerke der Netzreserve nach § 13d EnWG Netzreserveverordnung (NetzResV)
Zielgruppe	Reservekraftwerke werden aus Anlagen gebildet, die momentan nicht betriebsbereit sind, aber von den TSO als systemrelevant eingestuft werden; diese dürfen erst eingesetzt werden, wenn die Kapazitäten der marktlichen Anlagen zur Wirkleistungserhöhung nicht ausreichen.
Funktionsweise	Die Betriebsbereitschaftskosten, also die einmaligen und fortlaufenden Kosten der Herstellung und des Erhalts der Betriebsbereitschaft, werden den Anlagebetreibern erstattet (§13c Abs. 1). Für den Winter 2018/2019 und im Jahr 2020/2021 werden Netzreservekraftwerke mit einer Gesamtleistung von 6.600 MW benötigt. Anders als in den Vorjahren ist die Beschaffung zusätzlicher Netzreserveleistung aus ausländischen Kraftwerken nicht erforderlich (Stichwort Verträge über Engpassmanagement der Bundesnetzagentur mit Österreichischen KW-Betreibern).

Netzreserve in Schweden („Effektreserven“)

Maßnahmenaspekt	Beschreibung
Maßnahme	Im Fall von Netzengpässen können Stromverbraucher und -erzeuger anbieten, ihren Verbrauch vorübergehend gegen Vergütungen (Ausschreibungen) zu reduzieren oder ihre Produktion zu erhöhen, Gangreserve zwischen dem 16.11. und dem 15.03. für kalte Winter.
Rechtliche Grundlage	Act 2003:436 on Peak Load Reserve Government Regulation 2010:2004 on Peak Load Reserve
Zielgruppe	U. a. Industrieanlagen >10 MW, jedenfalls Strom aus erneuerbaren Energiequellen (Ausnahmen mögl.)
Funktionsweise	Ab 2018 Verfügbarkeit einer Leistungsreserve von höchstens 750 Megawatt, davon mind. 25 % Verbrauchsreduktion Vorjahresbeispiel: Demand Response (626 MW, u. a. Stora Enso), Production Resources (874 MW), wurde in manchen Jahren nicht benötigt

Strategische Reserve (Kapazitätsreserve) in Deutschland

Maßnahmenaspekt	Beschreibung
Maßnahme	Um die Versorgungssicherheit auch in außergewöhnlichen Situationen einer Gefährdung oder Störung der Sicherheit oder Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems durch Leistungsbilanzdefizite zu gewährleisten, soll ab dem Winterhalbjahr 2019/2020 eine Kapazitätsreserve in Höhe von bis zu 2 GW gebildet werden.
Rechtliche Grundlage	§13e EnWG, Kapazitätsreserveverordnung (KapResV-E)
Zielgruppe	Ein Kapazitätspuffer aus Erzeugungsanlagen, Speichern sowie regelbaren Lasten, die nicht am Strommarkt aktiv sind; werden zudem so weit wie möglich auch die Funktion der Netzreserve (im Fall von Netzengpässen) mit übernehmen.
Funktionsweise	Abruf durch Übertragungsnetzbetreiber (TSO) – die Kosten (geschätzte 50 bis 100 Millionen Euro pro Jahr) ergeben sich im Zuge eines Ausschreibungsverfahrens.

Strategische Reserve (Kapazitätsreserve) in Finnland

Maßnahmenaspekt	Beschreibung
Maßnahme	Die strategische Reserve sichert in Situationen, in welchen der Bedarf durch das marktbasierende Angebot nicht gedeckt werden kann, eine ausreichende Stromversorgung.
Rechtliche Grundlage	Gesetz zu Spitzenlast-Kapazitäten (117/2011)
Zielgruppe	Ein Kapazitätspuffer aus Erzeugungsanlagen, Speichern sowie regelbaren Lasten
Funktionsweise	Regulierungsbehörde in Finnland bestimmt alle drei Jahre die notwendige strategische Reserve (aktuell 2017–2020 729 MW). Die Ausschreibung erfolgt öffentlich. Ausgewählte Anlagen dürfen für diese Periode nicht mehr am Markt teilnehmen und werden nur über die strategische Reserve vergütet.

4) SWOT-Analyse nach Maßnahmentypen

Analyse auf Basis einer adaptierten SWOT-Methode

Hintergrund: Die Beispiele der einzelnen Länder sollen in einer multikriteriellen Analyse bewertet werden – adaptierte SWOT-Methode.

- Sollzustand/**Zielmarkt**:
Schaffung von Anreizen zu systemdienlichem Verhalten
 - Chancen und Risiken des **Zielmarktes**
- **Ausgewählter Bereich**:
Mitgliedsunternehmen der Kooperationsplattform FHP
 - Stärken und Schwächen des **ausgewählten Bereichs**

SWOT-Matrix		Interne Analyse (I)	
		fördern	reduzieren
		Stärken (Strengths)	Schwächen (Weaknesses)
Externe Analyse (E)	nutzen	Chancen (Opportunities) S-O-Strategie: Ausbauen Verfolgen von neuen Chancen, die zu den Stärken passen (Matching-Strategie)	W-O-Strategie: Ausgleichen Schwächen eliminieren, um neue Chancen zu nutzen (Umwandlungsstrategie)
	begrenzen	Risiken (Treaths) S-T-Strategie: Absichern Stärken nutzen, um Gefahren und Risiken abzuwehren (Neutralisierungsstrategie)	W-T-Strategie: Vermeiden Verteidigungsstrategien entwickeln, damit Schwächen nicht zum Ziel von Gefahren werden

Quelle: aus Salzburg Research (2015)

Begünstigte Netztarife (Lastreduktion / atypisches Verhalten)

SWOT-Matrix			Interne Analyse (I)	
			fördern	reduzieren
			Stärken	Schwächen
Externe Analyse (E)	nutzen	Chancen	E: Optimierter Lastverlauf / Steigerung der Flexibilität I: Zusätzliches Einkommen möglich	E: Netzausbaukosten reduziert I: Rasches Wachstum kurzfristig ev. eingeschränkt
	begrenzen	Risiken	E: Suboptimale Ausgestaltung I: Bereich kann netzdienlichen Beitrag nur z. T. beitragen	E: Anreizsystem verfehlt netzdienliche Wirkung I: Kein zusätzliches Einkommen

CO₂-Vermeidung / Carbon-Leakage-Schutz

SWOT-Matrix			Interne Analyse (I)	
			fördern	reduzieren
			Stärken	Schwächen
Externe Analyse (E)	nutzen	Chancen	E: Netzdienliche Ausgestaltung I: Zusätzlich Beitrag zur CO ₂ -Reduktion möglich	E: CO ₂ -Vermeidung im Vordergrund I: Carbon-Leakage-Gefahr
	begrenzen	Risiken	E: Suboptimale Netzdienlichkeit I: Netzdienlicher Beitrag zur CO ₂ -Reduktion nur z. T. möglich	E: Keine direkte Netzdienlichkeit I: Öffentliche Wahrnehmung in Richtung Mitnahmeeffekte

Steuern und Abgaben

SWOT-Matrix			Interne Analyse (I)	
			fördern	reduzieren
			Stärken	Schwächen
Externe Analyse (E)	nutzen	Chancen	E: Netzdienliche Ausgestaltung I: Schlägt in Branche auf	E: Netzdienliche Ausgestaltung I: Verfehlt Wirkung in Branche
	begrenzen	Risiken	E: Suboptimale Netzdienlichkeit I: Netzdienlicher Beitrag nur z. T. möglich	E: Keine Netzdienlichkeit I: Kein netzdienlicher Beitrag möglich

Förderungen

SWOT-Matrix			Interne Analyse (I)	
			fördern	reduzieren
			Stärken	Schwächen
Externe Analyse (E)	nutzen	Chancen	E: Gezielter Beitrag zu netzdienlichem Verhalten I: Schlägt im Bereich auf	E: Gezielte, selektive Förderung I: Schlägt im Bereich nicht auf
	begrenzen	Risiken	E: Suboptimales Anreizsystem I: Sinnvolle, netzdienliche Investitionen nur z. T. möglich	E: Förderung verfehlt Ziel (z. B. durch zeitliche Dynamik) I: Gestrandete Investition

- Steuern und Abgaben; CO₂-Vermeidung und Carbon Leakage bieten in den ausgewählten Ländern geringen Anreiz für stromsystemdienliches Verhalten
- Direkte Eingriffe in die Stromentnahme von FHP-Unternehmen durch Systemdienlichkeits-Abwicklungsstellen (z. B. Regelzonenführer oder auch Netzbetreiber) sind produktionsprozessbedingt nicht möglich.
 - Netzreserve, Kapazitätsreserve o.Ä. sind nicht geeignet das volle Flexibilitätspotential, insbesondere im Hinblick auf saisonale Flexibilität, abzurufen.
- Im Fokus stehen daher
 - Begünstigte Netzentgelte (um Flexibilität überhaupt erst zu ermöglichen)
 - Investitionsförderungen (für Flexibilitätsmobilisierung und -erweiterungen)
 - Begünstigte Netzentgelte für (Ausübung einer virtuellen) Ökostromspeicherung

5) Optionen für Österreich

5a Flexibilitätsangebot der FHP-Unternehmen

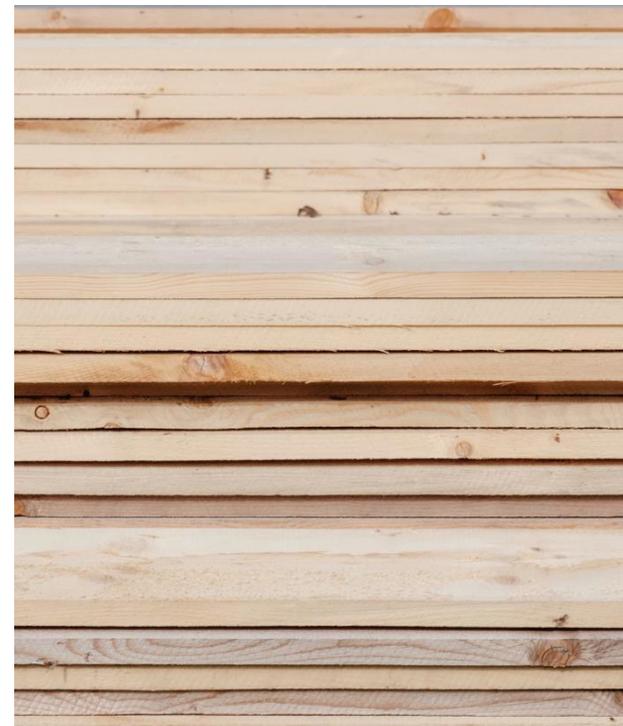
Konkrete Flexibilitätsdienstleistungen im Portfolio von FHP-Unternehmen

- **Kurzfristige Flexibilität bei der Eigenerzeugung (Biomasse-KWK) und Nachfrage (Demand Side Management)**
- **Kurzfristiger, virtueller Speicher** (reale Stromüberschussaufnahme)
 - (Wind-/PV-)Überschuss-Strom aus dem Netz entnehmen
(d. h. Bedarf erhöhen oder Eigenstromerzeugung aus Biomasse zurückfahren)
 - zeitverzögert die entnommene (Wind-/PV-)Strommenge
(aus umgewandelter, gespeicherter Biomasse) wieder ins Netz einspeisen
- **Saisonale, echte Langzeitspeicherfunktion**
 - Biomasse-KWK-Anlagen fahren im Sommerhalbjahr wärmegeführt oder werden teilweise über längere Zeiträume (Monate) außer Betrieb genommen. Der Wärmebedarf ist in diesem Zeitraum geringer oder kann teilweise über vorhandene (Rinden-)Heizkessel gedeckt werden (keine Stromerzeugung).
 - In Sommermonaten gespeicherte Biomasse wird im Winterhalbjahr zus. verstromt.

Flexibilitätspotenzial der Säge- und Plattenindustrie

Vorläufige Ergebnisse auf Basis von FHP-Angaben

- Insgesamt gab es Mitte 2018 **140 mit fester Biomasse befeuerte Ökostromanlagen** mit Abnahmevertrag, mit einer **Leistung von insgesamt 312,2 MW und (2017) 2 TWh Erzeugung.**
- Auf Basis von Information über Biomasse-KWK-Anlagen von sechs FHP-Mitgliedsunternehmen ergibt sich in Summe ein Bereich für **kurzfristige Leistungsanpassungen zwischen 41 und 59 MW_{el} (wärme- bzw. stromgeführter Betrieb).**
- Einzelne Anlagen könnten auch über längere Zeiträume (Monate) im Sommerhalbjahr **außer Betrieb genommen** werden. Der Wärmebedarf ist in diesem Zeitraum geringer und kann über vorhandene (Rinden-)Heizkessel gedeckt werden.
- **Tägliche Abschaltungen** wären in Einzelfällen ebenfalls möglich; eine Variation (im gegenständlichen Fall zwischen 0–50 MW_{el}) mit hoher Frequenz ist auslegungsbedingt aktuell nicht machbar



Quellen: Ökostromstatistik der E-Control, Abschätzungen auf Basis von Angaben von FHP-Unternehmen

Flexibilitätspotenzial der Papierindustrie

Vorläufige Ergebnisse auf Basis von FHP-Angaben

- In der Papierindustrie werden gesamt über 9 TWh Strom und Wärme aus Biomasse erzeugt. **250 GWh Strom und 1,6 TWh Wärme** werden derzeit in die **öffentlichen Netze** eingespeist.
- Unternehmen der Papierindustrie beteiligen sich bereits aktiv an Flexibilitätsmärkten und bieten **Regelreserve und Netzreserve** (Engpassmanagement) an.
- Auf Basis von Informationen über Biomasse-KWK-Anlagen von vier Papierfabriken ergibt sich in Summe ein Bereich für **kurzfristige Leistungsanpassungen zwischen 60 und 100 MW_{el}**.
- Anlagen können im Sommerhalbjahr wärmegeführt betrieben werden.
- Weiteres Potential besteht auf der Nachfrageseite.



Quellen: Austropapier Branchenbericht 2017/18, Abschätzungen auf Basis von Angaben von FHP-Unternehmen

5b Rahmenbedingungen zur Integration der Potenziale in Österreich

Anreizsysteme für systemdienliches Verhalten

Optionen für Österreich

Bereich	Maßnahme	Deutschland	Schweden	Finnland
Netztarife	Individuelle Netzentgelte Atypische, stromintensive Verbraucher	X		
	Individuelle Netzentgelte – Speicher	X		
	Reduzierter Netztarif für Lastreduktion		X	
	Vermiedene Netzentgelte - Dezentrale Einspeisung	X		
CO ₂ -Vermeidung / Carbon-Leakage-Schutz	CO ₂ -Steuer und Energiesteuern		X	X
	Beihilfen für indirekte CO ₂ -Kosten Strompreiskompensation	X		
	Besondere Ausgleichsregelung (BesAR) Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG)	X		
	Eigenversorgung im EEG	X		
	Verminderte Offshore-Haftungsumlage	X		
	Förderungen	EEG-Flexibilitätszuschlag für Biogas/Biomethan	X	
Sicherstellung der Versorgung	Abschaltbare Lasten	X		
	Redispatch	X		
	Netzreserve („Winterreserve“)	X	X	
	Strategische Reserve (Kapazitätsreserve)	X		X

Individuelle Netzentgelte Atypische, stromintensive Verbraucher

Individuelle Netzentgelte für Sonderformen der Netznutzung in Deutschland

Maßnahmenaspekt	Beschreibung
Maßnahme	Individueller Beitrag zur Senkung bzw. Vermeidung von Netzkosten wird vergütet.
Rechtliche Grundlage	§ 19 Stromnetzentgeltverordnung (StromNEV) Abs 2
Zielgruppe	A) Atypischer Netznutzer, der Spitzenlast in lastschwache Nebenzeiten verlagert B) Stromintensiver Nutzer mit gleichmäßigem und dauerhaft hohem Strombezug
Funktionsweise	<p>Das individuelle Netzentgelt kann</p> <p>A) bis zu 80 %, B) zwischen 80 bis 90 % (bei 7.000 bis 8.000 Benutzungsstunden, > 10 GWh/a Netzbezug)</p> <p>unterhalb des regulären Netzentgelts liegen.</p> <p>Bemessung des individuellen Netzentgeltes hat den Beitrag des Letztverbrauchers zur Senkung/Vermeidung von Netzkosten widerzuspiegeln. Die Vereinbarung unterliegt einer Genehmigung durch die Regulierungsbehörde.</p>

- **Grundsätzliche Bewertung des bestehenden Anreizsystems**
 - Begünstigung von netzdienlichen EntnehmerInnen bei Netzentgelten
 - Ist aus Netzarchitektur mit zentralen Großkraftwerken entstanden
- **Auch zukünftig zweckmäßig**
 - Um zunehmend volatile, dezentrale Einspeisung zu ermöglichen
 - Um Flexibilität von bestehenden Anlagen unmittelbar und rasch zu aktivieren
 - Um Flexibilität durch diese Anlagen auch wirtschaftlich zu gestalten
 - ▶▶ **Wichtig: Ausgestaltung der Begünstigung in Richtung „Netzdienlichkeit“**

- Derzeit keine **Legaldefinition** von Begünstigten Netzdienstlichkeits-Netzentgelten
- Lediglich **Begünstigungen für Netztarife für unterbrechbare Netzanschlüsse** in Diskussion

Diskussionen im Rahmen von Tarife 2.0

Seite 10: „Sollte der Netzanschluss auf eine vom Netzbetreiber gesteuerte unterbrechbare Basis umgestellt werden, so wären Netzentgeltreduktionen rechtfertigbar.“

Seite 12: „Aufgrund des verstärkten Einsatzes von nicht verlässlich planbarer Erzeugung gewinnen **Verbraucher, die ihren Bezug flexibel steuern können**, immer mehr an Bedeutung. **Diese sollte sich auch im Rahmen der Netzentgelte widerspiegeln.** Die netzdienliche Verwendung der Flexibilität der Verbraucher lässt sich mittels mehrerer Netzentgeltoptionen abbilden. Im Konsultationspapier wurden die Möglichkeiten Time-of-Use Pricing (z. B. Hochpreis- und Niederpreistarife), Critical Peak Pricing (z. B. Spitzenpreise über Time-of-Use Tarifen), Real Time Pricing (variable Tarife mit Intervallen < 1h) und **unterbrechbare Tarife** besprochen, **wobei die E-Control nur eine Nutzung der letztgenannten Option befürwortet.**“

Seite 14: „Die Unterbrechung müsste in der zukünftigen Netzentgeltstruktur verteilernetzstützend **nur in kritischen Situationen jederzeit** erfolgen können.“

[Quelle: [Positionspapier_E-Control_Tarife 2.0_Strom_20170419](#)]

- Auch die **Befreiung von Kostenkomponenten** für systemdienliches Verhalten wird angedacht – allerdings nur im Rahmen von **unterbrechbaren Tarifen**

Tarife 2.0 zu Befreiungen für systemdienliches Verhalten

„Auch ist zu evaluieren, ob auch **Befreiungen von anderen Kostenkomponenten**, wie [...] **Ökostrompauschalen**, sinnvoll wären.“

„Die Einführung des **Netznutzungsentgelts für negative Regelreserve** mit der SNE-VO 2012-Novelle 2014 diente vorrangig zur Herstellung der Chancengleichheit zwischen Pumpspeicherkraftwerken und neuen Regelergieeanbietern bei der Beschaffung der Sekundärregelung und **entspricht bereits der Nutzung von flexibler Kundennachfrage zur Erreichung der Systemstabilität**. Mit der Novelle 2015 wurde das begünstigte Netznutzungsentgelt **auf die Netzebenen 4 bis 6 ausgedehnt**, was zusätzliche Anbieter auf den Regelergiemarkt bringen soll.“

[Quelle: [Positionspapier_E-Control_Tarife 2.0_Strom_20170419](#), Seite 14]

- Die E-Control spricht sich für eine **Beibehaltung der derzeitigen Ermittlung des leistungsbezogenen Anteils des Netznutzungsgeldes** aus

Tarife 2.0 zur Verrechnung

Seite 11: „Derzeit wird gemäß § 52 Abs. 1 ELWOG 2010 zur **Ermittlung der Basis für die Verrechnung des leistungsbezogenen Anteils des Netznutzungsentgeltes** das **arithmetische Mittel der im Abrechnungszeitraum monatlich gemessenen höchsten viertelstündlichen Leistung** herangezogen.

Durch das arithmetische Mittel werden tendenziell jene Netzbenutzer benachteiligt, welche ein gleichmäßiges Abnahmeverhalten (hohe Ausnutzungsstunden) haben. Dieses Problem kann zwar nicht gänzlich vermieden, zumindest aber entschärft werden, wenn die beim Entnehmer anfallende netzkapazitätsbestimmende Spitzenlast (zeitgleiche Leistungsspitze im Netz) als Grundlage für die Verrechnung herangezogen wird. Der Zeitpunkt der Lastspitze wäre allerdings nur im Nachhinein feststellbar bzw. für den Kunden vorab nicht absehbar.“

Seite 12: „Eine Änderung der Ermittlung der Verrechnungsleistung würde teilweise zu massiven Verwerfungen führen, ohne einen signifikanten Vorteil für Netzbetreiber und das gesamte Kundenkollektiv zu erreichen. Die **E-Control** spricht sich daher **für den Beibehalt des derzeit angewandten arithmetischen Mittels der 12 Monatsspitzenwerte** aus.“

[Quelle: [Positionspapier E-Control Tarife 2.0 Strom 20170419](#)]

- Begünstigte Netzentgelte bei unterbrechbarem Netzanschluss, der jederzeit durch den Netzbetreiber gesteuerte Unterbrechungen ermöglicht, können Flexibilität nur bedingt aktivieren, da externe Unterbrechungen der Stromentnahme strukturell schwer in den „24/7 laufenden“ Produktionsprozess integrierbar sind.
- Die Tarifierung soll durchgängig eine Reaktion auf Marktpreissignale ermöglichen, d. h. keine Begünstigung für starres atypisches oder strom- intensives Verbrauchsverhalten (wie derzeit noch in Deutschland der Fall).
- Gleichzeitig muss aber auch sichergestellt werden, dass im Netz ausreichend freie Flexibilitätskapazitäten verfügbar sind und dadurch kein zusätzlicher Netzausbau entsteht.

Anmerkung: Vorschläge u. a. auf Basis von Dena (2016)

- Bei der technischen Abwicklung müssten entsprechend aktuelle Netzzustände Berücksichtigung finden.
- Ein systemdienlicher Einsatz von Flexibilität soll sich nicht negativ auf die von Unternehmen zu zahlenden Netzentgelte auswirken, sondern – im Gegenteil – einen Anreiz für systemdienliches Verhalten bieten.
- Demgemäß soll es keine Benachteiligung hinsichtlich der Bezugsbasis für die Verrechnung des leistungsbezogenen Anteils des Netznutzungsentgeltes geben
 - Das arithmetische Mittel der 12 Monatsspitzenwerte soll sich daher auf den **regulärem Betrieb beziehen**, ohne Netzbelastungen infolge Ausübung einer Systemdienlichkeitsfunktion (bei Entnahme und Einspeisung).

Anmerkung: Vorschläge u.a. auf Basis von Dena (2016)

- Anwendung begünstigter Netzentgelte auf folgende drei Bereiche
 - Anforderung von Systemdienstleistungen durch den **Regelzonenführer**
 - Anforderung von Systemdienstleistungen durch den **Verteilnetzbetreiber**
 - Für eine durchgängige systemdienliche Reaktion auf **Marktpreissignale**
- Für alle drei Bereiche gilt als Voraussetzung
 - Freihaltung von Leitungskapazitäten für (übergeordnetes) Flexibilitätsverhalten
 - Berücksichtigung des aktuellen Netzzustands: Zur Vermeidung zusätzlicher Netzengpässe ist eine Verknüpfung des Marktpreissignals mit einem Netzzustandssignal notwendig. Nur wenn netzseitig keine Einschränkungen bestehen, kann der Netznutzer dann frei auf das Preissignal reagieren.

Anmerkung: Vorschläge u.a. auf Basis von Dena (2018)

- **Optionen für eine durchgängige Reaktion auf Marktpreissignale**
 - **Preisuntergrenze für Kurzfristmärkte** (Spot-/Day-Ahead-Märkte), bei deren Unterschreitung die Leistungserhöhung durch Strom-Mehrentnahme ohne Auswirkung auf die Bezugsbasis für die Verrechnung des Netzentgelts bleibt
 - Die Preisuntergrenze könnte in einem regelmäßigen Turnus per Verordnung anhand einer prozentualen Abweichung vom durchschnittlichen Marktpreis oder pauschal bei kleiner oder gleich 0 Euro/MWh definiert werden.

Anmerkung: Vorschläge u.a. auf Basis von Dena (2018)

Individuelle Netzentgelte Speicher

Individuelle Netzentgelte für Sonderformen der Netznutzung in Deutschland: Speicher

Maßnahmenaspekt	Beschreibung
Maßnahme	Individueller Beitrag zur Senkung bzw. Vermeidung von Netzkosten wird vergütet.
Rechtliche Grundlage	§ 19 Stromnetzentgeltverordnung (StromNEV) Abs 2
Zielgruppe	Letztverbraucher, die dem Netz Strom ausschließlich zur Speicherung in einem Stromspeicher entnehmen und den zurückgewonnenen Strom wieder in das Netz einspeisen.
Funktionsweise	Netzentgelt besteht für Stromspeicher lediglich aus einem Jahresleistungspreis in Euro pro Kilowatt, d. h., sie sind für die Ein- und Ausspeisung vom Arbeitspreis befreit. (Kann auch gleichzeitig mit Bestimmung zu netzdienlichem Verhalten angewendet werden: Individuelles Netzentgelt kann gegenüber Jahresleistungspreis um bis zu 80 % reduziert werden).

Netz-Arbeitspreis-Befreiung für Speicherfunktion

Aktuelle Rechtslage in Österreich

- Derzeit keine **Legaldefinition** von Speichern in öst. Elektrizitätsrechtsmaterien
 - **Begriffsdefinition** „Elektrischer Energiespeicher“ im **Entwurf TOR Teil A**: „Eine Anlage oder ein Betriebsmittel, die/das elektrische Energie aufnehmen, zwischenspeichern und zeitverzögert wieder abgeben kann“
- **Netzentgelte** (derzeit Leistungspreis & Arbeitspreis bei Entnahme & SDL-Entgelt bei Einspeisung)
 - Beim Einspeichern als **Endverbraucher/Entnehmer** (§ 7 Abs. 1 Z 12 und 14 EIWOG 2010)
 - Beim Ausspeichern als **Erzeuger/Einspeiser** (§ 7 Abs.1 Z 10 und 17 EIWOG 2010)
 - Punktuelle **Ausnahmen bzw. Begünstigungen** bei Systemnutzungsentgelten (niedrigeres Entnahmeentgelt sowie kein Netzverlustentgelt) für Pumpspeicherkraftwerke, für negative Regelreserve und Anlagen zur Umwandlung von Strom in Wasserstoff oder synthetisches Erdgas, vgl. § 111 Abs. 3 EIWOG 2010, § 4 Abs. 1 Z 8f SNE-VO 2012 – Novelle 2017
- Speicher treffen als Betreiber von **Erzeugungsanlagen** Verpflichtungen gem. § 66 EIWOG 2010 (etwa Anschluss an eine Bilanzgruppe).
- **EU-Winterpaket: Gleichbehandlung** von Speichern und anderen Flexibilitätsoptionen

Netz-Arbeitspreis-Befreiung für Speicherfunktion

Umsetzungsoption in Österreich

- Ähnliche Rahmenbedingungen wie bei **Begünstigte Systemdienstlichkeits-Netzentgelte** (Übergeordneter Abruf, durchgängige Reaktion auf Marktpreissignale, Berücksichtigung von Netzzuständen etc.)
- Speicherdefinition & **Befreiung von der Arbeitskomponente des Netzentgelts** (speziell auch für den Fall von Netzdienstlichkeit, dabei wäre auch die Nachweis- & Administrierbarkeit sicher zu stellen)
- Ggf. **Berücksichtigung** des Wertes von Systemdienstlichkeit bei der **Leistungskomponente** (Begünstigung) je nach Art der Dienstlichkeit

EEG-Flexibilitätszuschlag für Biogas/Biomethan

EEG-Flexibilitätszuschlag für Biogas/Biomethan in Deutschland

Maßnahmenaspekt	Beschreibung
Maßnahme	Zubau von flexiblen Kraftwerkskapazitäten im Biogassektor, Zahlung einer Prämie für die Bereitstellung von Leistung für eine bedarfsorientierte Stromerzeugung durch Netzbetreiber, ergänzend zu EEG 2017 Direktvermarktungserlösen
Rechtliche Grundlage	EEG 2017 §50a bzgl. Neuanlagen, §50b bzgl. Bestandsanlagen
Zielgruppe	Alle Betreiber von Biogas- und Biomethananlagen, deren inst. Leistung 100 kW übersteigt Nach §50a für Neuanlagen, die nach dem 1.08.2014 in Betrieb gehen/gingen Nach §50b für Bestandsanlagen, die vor dem 1.08.2014 in Betrieb gingen
Funktionsweise	Für Anlagen, die die Voraussetzungen nach EEG 2017 Anlage 3, I erfüllen <ul style="list-style-type: none">• §50a: Der Flexibilitätszuschlag beträgt jährlich 40 Euro je kW installierter Leistung, egal ob der anzulegende Wert gesetzlich oder durch Ausschreibung ermittelt wurde.• §50b: Der Flexibilitätszuschlag beträgt 130 Euro pro Kilowatt flexibel bereitgestellter zusätzlich installierter Leistung und Jahr, die exakte Höhe wird nach Anlage 1, II bestimmt. Die Laufzeit des Flexibilitätszuschlags ist auf zehn Jahre festgelegt.

EEG-Flexibilitätszuschlag für Biogas/Biomethan

„Flexibilitäts-Erweiterungs-Entgelte“

- **Grundsätzliche Bewertung des bestehenden Anreizsystems**
 - Verstärkter Ausgleich volatiler Erzeugung (Day-Ahead, Intraday)
 - Bereitstellung von Regenergie (bei Prognoseabweichungen)
 - Die Versorgungssicherheit kann gesteigert werden.

- **Auch in Zukunft zweckmäßig**
 - Für kurzfristigen Ausgleich volatiler Erzeugung (Wind, PV)
 - Für saisonalen Ausgleich (Sommerüberschuss → Winter)
 - Um Investitions-, Betriebsmehr- und Opportunitätskosten zu kompensieren

Flexibilitäts-Erweiterungs-Vergütungen für Biomasse

Umsetzungsoption in Österreich

- Zum Beispiel:
 - Abwägung zusätzlicher Flexibilität gegenüber möglichen Effizienzeinbußen
 - Saisonales Marktprämien-Höhen-Splitting bzgl. der Marktprämie für Biomasse
 - z. B. Sommersaison-Marktprämie mal Faktor 0,8; Wintersaison-Prämie mit Faktor 1,2
 - Investitionsförderung für Investition in Erweiterung der Flexibilität
 - Differenzierung der Fördersätze nach Art der Flexibilität, zum Beispiel im Bereich Erzeugung, Demand-Side-Management (DSM), Power-to-heat (P2H), etc.
 - Fördersatzzuschläge für Umsetzungsvarianten mit Saisonal-Speicherfunktion
 - Abwicklung über die Umweltförderung im Inland (UFI)
 - Marktprämie vergütet Kosten des laufenden Betriebs und Opportunitätskosten
 - Zuschläge für Umsetzungsvarianten mit Saisonal-Speicherfunktion

6) Zusammenfassung

Zusammenfassung

AEA Studie zeigt: Unterschiedliche Anreizsysteme für Flexibilität existieren und werden in anderen Ländern angewandt.

- FHP-Unternehmen können kurzfristig und erzeugungsseitig auf Basis erster Hochrechnungen **100–160 MW_{el}** beitragen.
- Bei entsprechenden Anreizen kann **zusätzliches Potenzial** angeboten werden:
 - Saisonale Flexibilität
 - Demand Response
- Diese Potenzial kann mit entsprechenden Anreizen einen wichtigen Beitrag zur Erreichung der in der **#mission2030** gesteckten Ziele liefern.

Optionen für Österreich

Anreizsysteme systemdienliches Verhalten



Begünstigte Systemdienlichkeits-Netzentgelte

Bei Anforderung durch **Regelzonenführer**

Bei Anforderung durch **Verteilnetzbetreiber**

Für eine durchgängige systemdienliche **Reaktion auf Marktpreise**

Netz-Arbeitspreis-Befreiung für Speicherfunktion

Ggfs. begünstigte Systemdienlichkeits-Netzentgelte für Leistungskomponente

Flexibilitäts-Erweiterungs-Vergütungen

Investitionsförderung, Marktprämie

Differenziert nach **Art und zeitlicher Funktion der Systemdienstleistung**

Anmerkung der Autor*innen: Gesetzestexte und regulatorische Texte sind nicht angeführt, da in den Folien auf diese Quellen explizit verwiesen wird.

Dena (2016). Roadmap Demand Side Management. Industrielles Lastmanagement für ein zukunftsfähiges Energiesystem. Schlussfolgerungen aus dem Pilotprojekt DSM Bayern. <http://www.dsm-bayern.de/toolbox/publikationen/>

Dena (2018). Ergebnispapier der Taskforce Netzentgelte. Impulse zur Weiterentwicklung der Netzentgeltsystematik. Industrielles Verbrauchsverhalten im Rahmen der Energiewende netzdienlich gestalten. <https://www.dena.de/themen-projekte/projekte/energiesysteme/taskforce-netzentgelte/>

Ecofys (2014). „Flexibility Options in Electricity Systems“, verfügbar auf <https://www.ecofys.com/files/files/ecofys-eci-2014-flexibility-options-in-electricity-systems.pdf>

Finnish Tax Administration (2018). Tax rates on electricity and certain fuels as of 1. January 2017. https://www.vero.fi/en/businesses-and-corporations/about-corporate-taxes/excise_taxes/valmisteverolajit/sahko_ja_eraat_polttoaineet/s%C3%A4hk%C3%B6n-ja-er%C3%A4iden-polttoaineiden-verotaulukot/

Joakim Cejje, Ministry of the Environment and Energy Sweden (2016). The Strategic reserve - why and how?; verfügbar auf http://ec.europa.eu/competition/sectors/energy/strategic_reserve_en.pdf

Kristina Östman, Swedish Energy Markets Inspectorate (2017). DSO tariffs in Sweden – Current set-up and regulatory developments, NordREG seminar on network tariffs, verfügbar auf <http://www.nordicenergyregulators.org/wp-content/uploads/2017/02/DSO-tariffs-in-Sweden.pdf>

Nordic Council of Ministers (2017). Demand side flexibility in the Nordic electricity market. TemaNord 2017:564, verfügbar auf http://www.nordicenergy.org/wp-content/uploads/2017/12/Demand-side-flexibility_-DSO-perspective.pdf

Pauritsch, G. – Österreichische Energieagentur (2018). „100 % Erneuerbare – Speicherbedarf für das Stromsystem“, Präsentation Energiesprache TU Wien, 2. Oktober 2018, verfügbar auf https://www.eeg.tuwien.ac.at/eeg.tuwien.ac.at_pages/events/eqs/pdf/eqs181002_pauritsch.pdf

Salzburg Research (2015). In Anlehnung an Homburg und Krohmer (2009, S. 480) und Gabler Wirtschaftslexikon (2015), verfügbar auf <https://methodenpool.salzburgresearch.at/methode/swot-analyse/>

Susanne Åkerfeldt, Ministry of Finance, Sweden (2017): The Benefits of a Carbon Tax – Swedish experiences and a focus on developing countries. Addis Ababa, Ethiopia, verfügbar auf <https://www.government.se/492fd9/contentassets/18ed243e60ca4b7fa05b36804ec64beb/171102-un-conference--addis-ababa-final-version.pdf>

THEMA Consulting Group (2014): Demand Response in the Nordic Electricity Market. Input to Strategy on Demand Flexibility. Copenhagen, Denmark, verfügbar auf <http://norden.diva-portal.org/smash/record.jsf?pid=diva2%3A745047&dswid=-5298>

Urbantschitsch Wolfgang (2017): Speicher für die Netze, IEWT 2017, verfügbar auf https://eeg.tuwien.ac.at/eeg.tuwien.ac.at.../PR_Urbantschitsch_Wolfgang.pdf

Disclaimer

Die vorliegende Analyse dient zu Informationszwecken zum Thema „Möglichkeiten für Anreizsysteme für systemdienliches Verhalten in einem neuen Energiegesetz: Beispiele aus ausgewählten Ländern“. Die Studie wurde von der Österreichischen Energieagentur – Austrian Energy Agency im Auftrag der Kooperationsplattform Forst Holz Papier (FHP) erstellt.

Obwohl die Inhalte dieser Präsentation mit größter Sorgfalt erstellt wurden, erfolgen alle Angaben ohne Gewähr. Die Österreichische Energieagentur übernimmt daher keine Haftung für die Richtigkeit, Vollständigkeit und Aktualität der Inhalte, insbesondere in Bezug auf eventuelle unmittelbare oder mittelbare Schäden, die durch die direkte oder indirekte Verwendung der angebotenen Informationen entstehen.

Das Recht, das vereinbarte Werk (oder Teile desselben) und alle damit zusammenhängenden Arbeitsergebnisse auf welche Art auch immer zu nutzen – dazu gehört insbesondere auch das Recht der Weitergabe an Dritte – steht dem Auftraggeber und dem Auftragnehmer zu. Im Sinne der Zielsetzungen des Projekts wird eine kooperative Verwertung – z. B. in Form gemeinsamer Präsentationen der Ergebnisse – angestrebt.

Wien, Dezember 2018

AutorInnen

Herbert Lechner Prof. Mag.

Stellvertretender Geschäftsführer

herbert.lechner@energyagency.at

T. +43 (0)1 586 15 24 - 121

Herbert Tretter DI

Senior Expert Renewable Energy

herbert.tretter@energyagency.at

T. +43 (0)1 586 15 24 - 156

Karina Knaus PhD

Leiterin Volkswirtschaft, Konsumenten und Preise

karina.knaus@energyagency.at

T. +43 (0)1 586 15 24 - 115

Österreichische Energieagentur – Austrian Energy Agency

Mariahilfer Straße 136 | 1150 Wien | Österreich

www.energyagency.at

Wir liefern Antworten für die **Energiezukunft**.