

**White Paper**  
**im Rahmen des Strategieprozess [Smart Grids 2.0]**

**Betrachtung von Flexibilitätspotenzialen für die  
Umsetzung von Smart Grids in Österreich**

*Konsultationsfassung vom 22. Februar 2017*

Redaktion und Gesamtkoordination:

- Michael Hübner, bmvt
- Michael Wedler, BAUM
- Erika Ganglberger, ÖGUT

Mit Beiträgen von:

- Robert Hinterberger, NEW ENERGY Capital Invest
- Andrea Kollmann, Energieinstitut Linz an der JKU
- Wolfgang Prügler, MOOSMOAR Energies OG
- Michael Wedler, BAUM
- Michael Hübner, bmvt

## Inhaltsverzeichnis

1	Hintergrund, Zielsetzung und Inhalt.....	3
2	Definition von Flexibilität .....	4
3	Zentrale Grundaspekte.....	7
3.1	Technische Integration versus Marktintegration erneuerbarer Energien .....	7
3.2	Technisches Potential versus wirtschaftlich / organisatorische Mobilisierbarkeit .....	7
4	Nutzen von Flexibilität.....	8
5	Technische Ansatzpunkte.....	9
5.1	Flexibilitäten in der Stromerzeugung .....	9
5.2	Flexibilität beim Stromverbrauch.....	10
5.3	Flexibilität durch Speicher .....	12
5.4	Flexibilität durch Intelligente Netze .....	13
6	Kritische Eigenschaften von Flexibilität.....	13
6.1	Systemrelevanz.....	13
6.1.1	Menge und Zeit .....	13
6.1.2	Lokal/Überregional.....	17
6.1.3	Einsparung von Überkapazitäten .....	17
6.2	Marktaspekte .....	18
6.2.1	Geschäftsmodelle / Wirtschaftliche Mobilisierbarkeit .....	18
6.2.2	Wirtschaftliche Mobilisierbarkeit / Aufgaben und Akteure .....	18
6.2.3	Mobilisierbarkeit der Akteure .....	20
6.2.4	Markt / Preis.....	20
6.3	Volkswirtschaftliche Kosten .....	22
7	Identifizierte weiterführende Fragestellungen .....	23
	ABBILDUNGSVERZEICHNIS .....	25
	TABELLENVERZEICHNIS .....	25
	LITERATURVERZEICHNIS.....	26

## 1 Hintergrund, Zielsetzung und Inhalt

Die Weiterentwicklung der Energieversorgungsinfrastrukturen im Allgemeinen und der Elektrizitätsversorgungssysteme im Besonderen als Backbone unserer Wirtschaft gehört zu den zentralen Herausforderungen unserer Innovationssysteme. Über den evolutionär stattfindenden Prozess der zunehmenden Automatisierung und der damit einhergehenden Durchdringung der Energiesysteme mit Informations- und Kommunikationstechnologien, haben sich unter dem Schlagwort „**Smart Grids**“ Initiativen etabliert, die eine optimale Integration neuer Technologien und erneuerbarer Energien (insbesondere aus volatilen und dezentralen Quellen), die Steigerung der Energieeffizienz der Versorgungssysteme sowie die Entwicklung technischer Plattformen für neue Dienstleistungen, Akteure und Märkte forcieren.

**Der vom bmvt initiierte und koordinierte Strategieprozess „Smart Grids 2.0“** setzt sich zum Ziel bisherige Ergebnisse aus Forschung und Demonstration gemeinsam mit den AkteurInnen auszuwerten und daraus Mittelfriststrategien und konkrete Aktionspläne für Österreich abzuleiten ([www.e2050.at/smartgrids](http://www.e2050.at/smartgrids)). Als Ausgangsbasis wurden zentrale Entwicklungsziele für intelligente Energiesysteme formuliert [21].

Das Thema Flexibilität spielt in diesem Zusammenhang eine zentrale Rolle. Auch im europäischen Strategic Energy Technology Plan (SET-Plan) wird die Flexibilisierung der Energiesysteme als eine der zentralen Aufgaben in den Mittelpunkt zur Umsetzung einer gemeinsamen Energiestrategie gestellt ([20], [19], [18]). Ebenso spiegelt sich das Thema in der Diskussion zu Regulierungsthemen auf europäischer Ebene wider [17].

Das im österreichischen **Strategieprozess Smart Grids 2.0** eingeführte Format der **White Papers** verfolgt das Ziel, zentrale Themenfelder für die Entwicklung intelligenter Energiesysteme aufzubereiten und damit einer breiten Gruppe von Stakeholdern den Einstieg in eine strukturierte Diskussion zu ermöglichen. Die Auswahl der Themen erfolgt dabei insbesondere hinsichtlich der Relevanz in Bezug auf die formulierten „Aktuellen Thesen zur Entwicklung von Smart Grids“ [22]. Es wird der Stand des Wissens auf Basis von F&E Ergebnissen dargestellt und ein Überblick über zentrale weiterführende Literaturstellen gegeben. Dabei steht der Themenauftritt, die möglichst allgemeine Verständlichkeit und die konsistente Darstellung im Vordergrund, nicht die Auflistung von Details, Daten und Fakten.

Das **gegenständliche Dokument** gibt einen Überblick zu aktuellen Ergebnissen zum Thema Flexibilität aus F&E&D Projekten und zeigt den Diskussionsstand hinsichtlich vorhandener Flexibilitätspotenziale und deren Nutzungsmöglichkeiten für Österreich. Um die unterschiedlichen Qualitäten zu verdeutlichen, wird eine Einordnung der verschiedenen Flexibilitätspotenziale hinsichtlich Systemrelevanz, Marktaspekten und Gesamtwirtschaftlichem Nutzen vorgenommen.

## 2 Definition von Flexibilität

Der Begriff „Flexibilität“ wird oftmals unterschiedlich verwendet. Daher ist es notwendig, den Begriff für die weiteren Ausführungen und Diskussionen vorab festzulegen. In diesem White Paper soll dazu einerseits die Definition der EURELECTRIC aufgegriffen werden.

*Flexibilität ist die Änderung der Stromeinspeisung aus Erzeugungseinheiten und / oder Änderung des Verbrauchs in Reaktion auf ein externes Signal (Preissignal oder Aktivierung), um damit eine Dienstleistung im Energiesystem<sup>1</sup> zu erbringen. Zu den Parametern, um den Begriff Flexibilität im Stromsystem zu charakterisieren, gehören: die Höhe der Leistungsmodulation, die Dauer, die Änderungsrate, die Reaktionszeit, der Ort usw.“ [1].*

Darüber hinaus soll aber verdeutlicht werden, dass eine breite Palette von Flexibilitätsoptionen zur Verfügung steht, die hinsichtlich ihrer Eigenschaften zu bewerten und entsprechend einzusetzen sein werden.

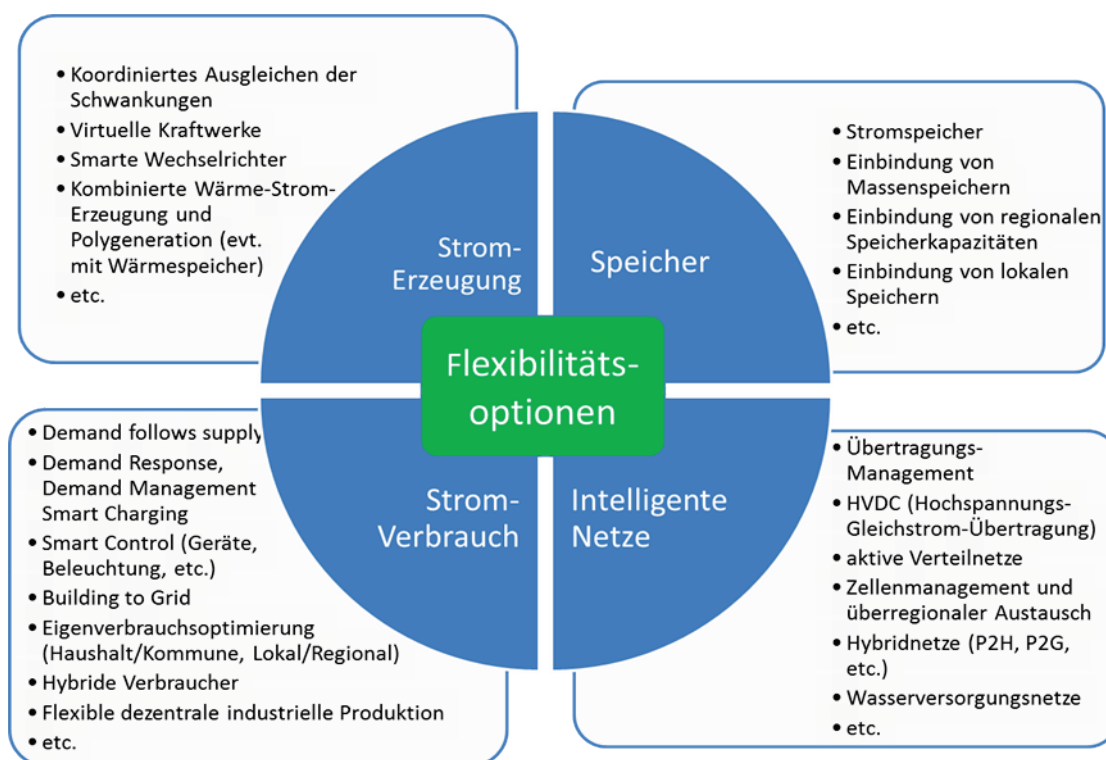


Abbildung 1: Systematisierung von möglichen Ansatzpunkten für Flexibilitätsoptionen (Quelle: bmvit)

Aus diesem Blickwinkel wird deutlich, dass Flexibilitätspotenziale nicht einfach nur in MW bzw. MWh angegeben werden können. Vielmehr ist dazu eine Vielzahl weiterer Parameter erforderlich.

<sup>1</sup> In diesem Zusammenhang sind Dienstleistungen im Sinne von Systemnutzen (EE-Integration, Kostenreduktion, Beschaffungsvorteile, Stabilität, Bilanzkreistreue, etc.) zu verstehen.

**Zur Verdeutlichung sollen beispielhaft die Möglichkeiten der Lastverschiebung in Industrie und Gewerbe herangezogen werden.** Diese reichen von der Abschaltung einzelner Geräte oder Maschinen bis hin zur Außerbetriebsetzung ganzer Produktionslinien. Während einige Prozesse nur kurz unterbrochen werden können, ohne erhebliche Kosten zu verursachen, sind andere zwar über längere Zeiten unterbrechbar, erfordern dafür aber eine größere Vorlaufzeit von bis zu mehreren Stunden.

Eine Auswahl wichtiger Charakteristika, welche die Lastverschiebungseigenschaften von Prozessen beschreiben, sind in Tabelle 1 aufgelistet. Durch Pooling können vorhandene und geforderte Charakteristika idealerweise aufeinander abgestimmt werden.

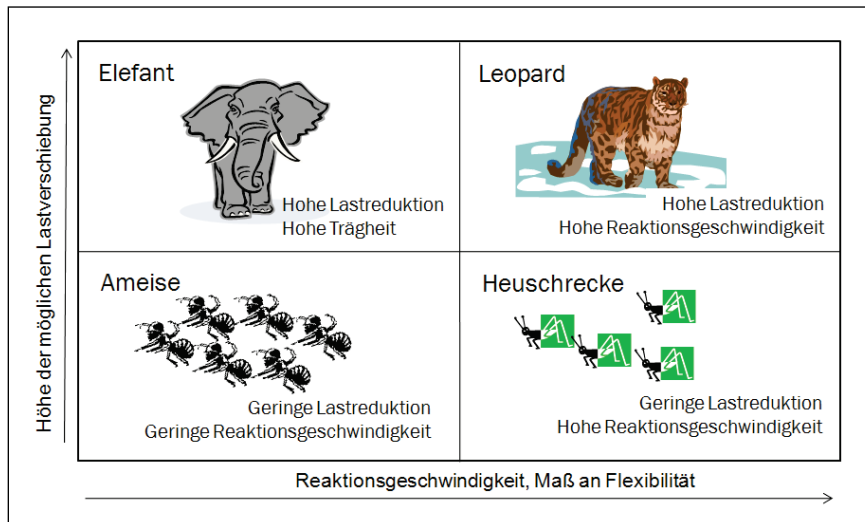
**Tabelle 1: Spezifikation möglicher Flexibilitätsoptionen bzw. Lastverschiebungsprodukte (Quelle: [2])**

Wichtigste Charakteristika für Flexibilitäten bzw. Lastverlagerung (Auswahl)	
Vorlaufzeit bis zur Lastreduktion	Verpflichtung zur Lastreduktion möglich (ja/nein)
Maximal mögliche Dauer der Lastreduktion (je Event)	Verpflichtungsdauer (obligation period)
Minimal mögliche Dauer der Lastreduktion (je Event)	Zeitraum, in dem Lastreduktion möglich ist (z.B. Wochentag, Zeitband, Jahreszeiten)
Maximal mögliche Häufigkeit der Events (je Zeitperiode)	Höhe der maximalen Lastreduktion je Anlage (Notwendigkeit des Poolings)
Laständerungsgeschwindigkeit = Ramp Rate (sowohl zu Beginn wie bei Ende der Lastreduktion)	Vorhersagbarkeit von Höhe und Zeitpunkt der Lastreduktion (Risiko von Underperformance)
Teillastfähigkeit	Kostenfunktion (Abhängigkeit der Kosten von Dauer und/oder Höhe der Lastverschiebung)

In Forschungsprojekten hat sich gezeigt, dass die Flexibilitätspotenziale im industriellen Bereich nicht nur von technischen bzw. prozessspezifischen Vorgaben, sondern insbesondere auch stark vom Konjunkturzyklus und dem Auslastungsgrad der Anlagen abhängig sind [2].

Wichtig ist zu betonen, dass Flexibilität sowohl durch Lastverschiebung bei Verbrauchern, als auch durch eine Vielzahl von weiteren Maßnahmen (z.B. Flexibilisierung von Energieerzeugung u.a.) erreicht werden kann (siehe dazu Kapitel 5).

Aufgrund dieser komplexen Abhängigkeiten sind für Potentialabschätzungen in den unterschiedlichen Branchen und Sektoren Vereinfachungen notwendig. Eine solche Vereinfachung ist etwa das 4-Quadranten-Modell in Abbildung 2, in welches identifizierte Potentiale grob eingeordnet werden können.



**Abbildung 2: Typologie von Flexibilitätsoptionen bzw. Lastverschiebungsmaßnahmen (Quelle: [2], NEW ENERGY )**

So können beispielsweise in der Schwerindustrie alleine durch das Abschalten einzelner großer Stromverbraucher bereits sehr hohe Lastreduktionen erzielt werden. Dies erfordert jedoch teilweise lange Vorbereitungs- und Vorlaufzeiten bzw. sind die Anlagen auch nicht einfach oder schnell wieder hochzufahren (Quadrant links oben). Industrieanlagen und Prozesse, durch deren Abschalten sowohl hohe Lastreduktionen wie auch schnelle Reaktionszeiten erzielbar sind (Quadrant rechts oben) sind hingegen für eine Vielzahl von Lastverschiebungsprodukten geeignet, etwa für die Teilnahme am Regelenenergiemarkt. Allerdings ist das technische Lastverschiebungspotential dieser Kategorie beschränkt. Die Lastverschiebungspotentiale in den unteren Quadranten scheinen zwar auf den ersten Blick wenig attraktiv. Auch ist bei Lastverschiebung solcher Anlagen jedenfalls ein Pooling einer größeren Anzahl dieser Anlagen erforderlich. Allerdings sind in vielen Fällen die Kosten für die Lastverschiebung deutlich geringer, da die Verschiebung oft keinerlei direkte Auswirkungen auf die eigentlichen Prozesse hat (z.B. beim Verschieben von Pumpleistung).

Grundsätzlich ist zwischen klassischer und hybrider Lastverschiebung zu unterscheiden. Während es im ersteren Fall zu einer Lastverschiebung lediglich auf Ebene des Stromverbrauchs kommt, handelt es sich bei letzterem um die Nutzung von Energieträger-übergreifenden Flexibilitäten (Power To Heat, Power To Gas). Augenfällig ist auf den ersten Blick, dass Energieträger-übergreifende Flexibilitätspotentiale mengenmäßig um ein Vielfaches höher sind als die Lastverschiebung ausschließlich auf Ebene der Stromnetze (siehe hierzu Kapitel 6.1.1). **Um Entscheidungsgrundlagen für den Einsatz der unterschiedlichen Flexibilitätspotentiale zu schaffen, ist aber eine umfassende Bewertung hinsichtlich ihrer unterschiedlichen Systemeigenschaften unumgänglich.**

### **3 Zentrale Grundaspekte**

#### **3.1 Technische Integration versus Marktintegration erneuerbarer Energien**

Eine Systemintegration erneuerbarer Energien muss auf zwei Ebenen erfolgen: Einerseits auf Netzebene, wo die technische Integration stattfindet und durch die Integration erneuerbarer Technologien Flexibilitäten zur Spannungs- und Frequenzhaltung notwendig werden. Gesamtwirtschaftliche Überlegungen und politische Zielsetzungen die auf eine Maximierung des Einsatzes von erneuerbaren Energien aus dem vorhandenen Kraftwerkspark abzielen, müssen neben den technischen Voraussetzungen auch die entsprechenden ökonomischen Rahmenbedingungen schaffen, um eine Marktintegration erneuerbarer Energien zu ermöglichen.

#### **3.2 Technisches Potential versus wirtschaftlich / organisatorische Mobilisierbarkeit**

Wesentliches Thema bei der Nutzung von Flexibilitätsoptionen ist neben der technischen Machbarkeit die wirtschaftliche Mobilisierbarkeit. Neben technischen Aspekten wie zeitlicher Verfügbarkeit etc. (siehe Tabelle 1), müssen Flexibilitätspotenziale auch mobilisierbar sein. Dies setzt voraus, dass sich Flexibilität auch wirtschaftlich / organisatorisch abbilden lässt und individuelle Geschäftsmodelle, Vorgaben, organisatorische Anpassungen, etc. geschaffen werden, um vorhandene Flexibilitätspotenziale nutzbar und zumindest als Alternative verfügbar zu machen.

## 4 Nutzen von Flexibilität

Der Einsatz von Smart Grids Konzepten im weitesten Sinne ermöglicht die Nutzung von Flexibilitätspotenzialen zur Optimierung der Gesamtsystemgestaltung (geringer Verbrauch an Nicht-Erneuerbaren Energien, hohe Energieeffizienz, optimierte Nutzung vorhandener und neuer Energie- und IKT-Infrastruktur).

Durch die Nutzung von regionalen und überregionalen Flexibilitätspotenzialen können insbesondere

- Netzentlastungseffekte hervorgerufen werden,
- an Spotpreismärkten teilgenommen und Ausgleichsenergie minimiert werden
- der Betrieb des Kraftwerkparks optimiert werden,
- Regelreserve bereitgestellt werden,
- dezentrale, volatile und/oder regenerative Erzeugungskapazitäten verstärkt genutzt bzw. netzvertraglicher integriert werden und
- Klimaschutzziele unterstützt werden.

Die Flexibilitäten aus verschiedenen Quellen (siehe oben können auf unterschiedliche Weise Nutzen stiften (vgl. [6]):

- Einerseits kann Flexibilität vom Übertragungsnetzbetreiber zum Erhalt der Systemstabilität genutzt werden. Hierbei sprechen wir von **systemdienlicher** Flexibilität.
- Andererseits kann sie Marktteilnehmern<sup>2</sup> als Energieausgleich oder dem Handel bei stark volatilen Marktpreisen dienen. Dies wird als **marktdienliche** Flexibilität bezeichnet.
- Darüber hinaus kann Flexibilität vom Verteilnetzbetreiber zur Beherrschung lokaler kritischer Netzsituationen angefordert werden. Auf diese Weise kann Netzausbau vermieden, reduziert oder zeitlich verschoben werden. In diesem Fall sprechen wir von **netzdienlicher** Flexibilität.

---

2

Netzbetreiber: Betreiber von Übertragungs- und Verteilnetzen. Netzbetreiber sind im Gegensatz zu Marktteilnehmern reguliert.

Marktteilnehmer: Anbieter von Erzeugungs-, Speicher-kapazität, Verbraucher, sowie angegliederte Rollen wie Aggregatoren und Lieferanten. Marktteilnehmer sind im Gegensatz zu Netzbetreibern nicht reguliert.

Aggregator: spezialisierter Marktteilnehmer, der verschiedene Einspeiseleistungen/ Verbraucherlasten zwecks Verkauf oder Auktion in organisierten Energiemärkten bündelt.

Lieferant: Liefert elektrische Energie an Endkunden.



## 5 Technische Ansatzpunkte

Das Stromnetz ist kein Speicher – Erzeugung und Verbrauch müssen zu jedem Zeitpunkt gleich groß sein. Ansatzpunkte für Ausgleich von Erzeugung und Verbrauch:

- Flexibilität in der Stromerzeugung
- Flexibilität beim Stromverbrauch
- Flexibilität durch Speicher
- Flexibilität durch intelligentes Netzmanagement<sup>3</sup>

(siehe Abb. 1)

### 5.1 Flexibilitäten in der Stromerzeugung

Im herkömmlichen Energiesystem Österreichs dominieren zentrale Großkraftwerke, die die Grundlast bereitstellen und nachfragegeführt gesteuert werden. Die Flexibilität dieser konventionellen thermischen und Wasser-Kraftwerke in Verbindung mit Pumpspeicherwerken als Puffer reicht aus, um die verbrauchsbedingten Schwankungen auszugleichen. Durch die zunehmende Einbindung eines fluktuierenden erneuerbaren Energiedangebotes (aus dezentralen Erzeugungsanlagen) wächst die Herausforderung, alle verfügbaren, wirtschaftlich erschließbaren Flexibilitätspotenziale auch auf Erzeugungsseite (inkl. bei den Erneuerbaren) zu nutzen und ein optimales Zusammenspiel im Kraftwerkspark Österreichs zu organisieren.

- **Biogas- und Biomasse-BHKWs – bedarfsgerechte Stromauskopplung statt Grundlastverstromer:** Erschließbare Flexibilitäts-Potenziale zeigen sich in den regelbaren Kraft-Wärme-Kopplungsprozessen der energetischen Nutzung von Biomasse und Biogas, da diese speicherbar sind.
- **Windkraft – netzverträgliche Einspeisung trotz Volatilität:** Durch Drosselung der Einspeisung oder Bereitstellung von Blindleistung können moderne Windkraftanlagen aktiv für Systemdienstleistungen genutzt werden (z.B. auch positive und negative Regelenergie, Unterstützung von Schwarzstartfähigkeit)
- **Fotovoltaik- Partner im Spannungsmanagement:** Ausgestattet mit intelligenten Wechselrichtern und ggf. Batteriespeichern können PV-Anlagen die Wirk- und Blindleistung dynamisch beeinflussen und Netzinstabilitäten vermeiden.
- **Wasserkraft – saisonale Flexibilitäten:** Je nach Anstau Potenzial lässt sich die Einspeisemenge (Wirkleistung) im saisonalen Rahmen nutzen
- **Pooling / Aggregation:** Für die Nutzung bzw. Vermarktung werden dezentrale kleine Flexibilitäten (Erzeugung und Verbrauch) in Gemeinschaftsportfolios gebündelt (z.B. um Lieferisiko zu minimieren oder kritische Handelsmengen zusammenzubekommen). Virtuelle

<sup>3</sup> z.B.: durch bessere Auslastung der Betriebsmittel – Monitoring, flexible Transportwege, aktive Steuerung zur besseren Ausnutzung des Spannungsbandes („aktive Verteilnetze“), Blindleistungsmanagement

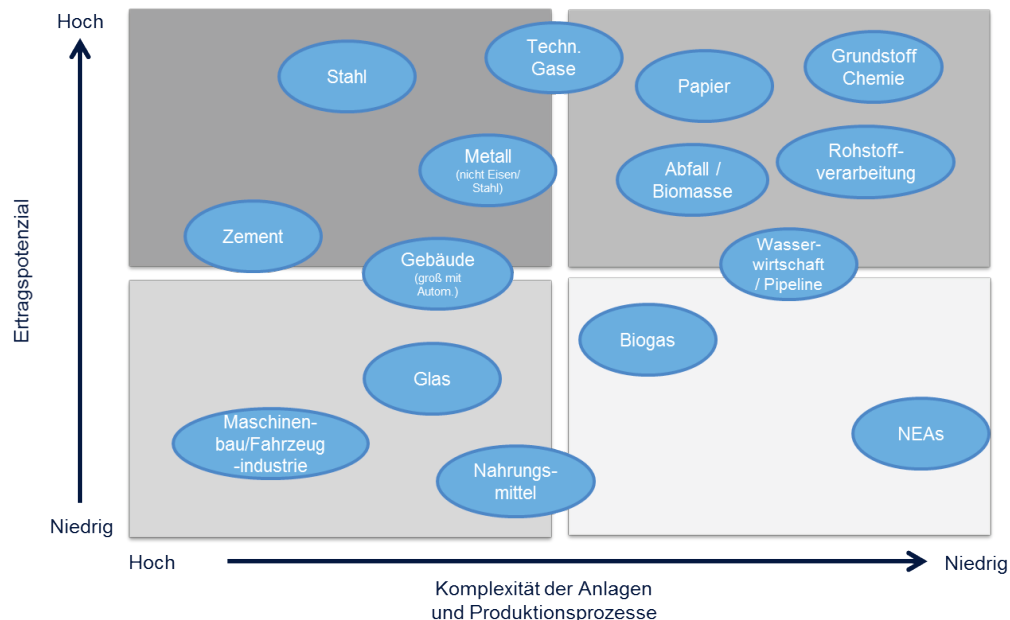
Kraftwerke (Zusammenschaltung von dezentralen Stromerzeugungseinheiten zu einem Verbund) können nachfragegeführt und dargebotsunabhängig gesicherte Leistung bereitstellen.

## 5.2 Flexibilität beim Stromverbrauch

Die Steuerung der Energienachfrage wird allgemein unter dem Begriff des Demand-Side-Managements (DSM) zusammengefasst. DSM umfasst dabei alle nachfrageseitigen Maßnahmen, die Einfluss auf die Art und Höhe der Energienachfrage nehmen. Der Begriff „Demand Response“ lässt sich von „Demand Side Management“ v.a. in seiner zeitlichen Auswirkung abgrenzen. Demand Side Management bezieht sich auch auf grundsätzliche Energieeffizienz- und andere Energiesparmaßnahmen zur strategischen Entwicklung des Energieverbrauchs. Demand Response beeinflusst das Elektrizitätssystem kurzfristiger, außerdem steht beim Einsatz von Demand Response nicht die Stromeinsparung im Vordergrund, sondern die Flexibilisierung des Verbrauchs, um die Erreichung bestimmter Zielsetzungen zu ermöglichen bzw. zu erleichtern [3].

### ○ Lastverschiebungspotenzialen in industriellen, gewerblichen Prozessen

Aktuelle Studien zeigen ein Lastverschiebungspotential in der österreichischen Industrie von rund 400 MW [3]. Aus dem Blickwinkel von Aggregatoren können die Branchen hinsichtlich ihrer wirtschaftlichen Attraktivität folgendermaßen in ein Portfolio einsortiert werden:



**Abbildung 3: Lastverschiebungspotenzial in Industrie und Gewerbe (Quelle: BAUM Consult in Abstimmung mit Aggregatoren)**

Hier zeigt sich, dass nicht das absolute Potenzial (MW) zur Einschätzung einer Branche maßgeblich ist, sondern die Integrationskosten / Komplexität im Verhältnis zum Nutzen, den die Flexibilität mit ihren spezifischen Qualitäten stiften kann. Derzeit sind markt- und systemdienliche Geschäftsmodelle etabliert.

Unter den gewerblichen Lastverschiebungspotenzialen erweisen sich insbesondere Kühlanlagen als interessant, weil hier eine Verlagerung in gewissen Zeitintervallen ohne Komfortverlust vorgenommen werden kann. Neben Kühlhäusern sind hier auch kleinere Einheiten aus dem Lebensmitteleinzelhandel zu identifizieren. Da hier die Filialen einer Lebensmittelkette häufig in einem zentralen Energiemanagement gesteuert werden, ergeben sich aggregierbare Potenziale von 10-40 MW (siehe [3] für eine vertiefende Diskussion).

In einer groben Annäherung kann davon ausgegangen werden, dass ca. ein Drittel der industriellen / gewerblichen Anlagenleistung tatsächlich erschließbar ist. Die Verlagerungsdauern bewegen sich im Stundenspeicherbereich, selten im Tagesspeicherintervall (siehe [3] für eine vertiefende Diskussion).

#### ○ Lastverschiebungspotenziale bei Verbrauchern

Eine aktuelle Analyse des Lastverschiebungspotentials bei privaten Endverbrauchern zeigt, dass thermische Anwendungen wie Heizung und Warmwasser die höchsten Potenziale aufweisen. Das realisierbare Lastreduktionspotential wird mit rund 350 MW ausgewiesen, das Lasterhöhungspotential mit rund 600 MW [4]. Die Höhe dieser Potentiale hängt stark von der gewünschten Dauer der Verschiebung ab, wie Abbildung 4 illustriert.

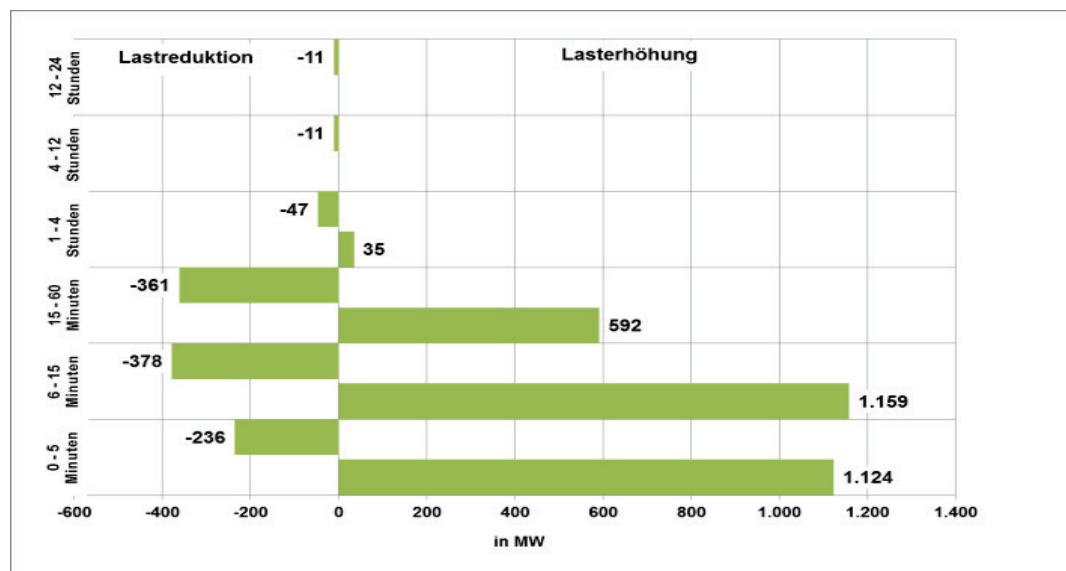


Abbildung 4: Flexibilität der Verbraucher/ Lastverschiebungspotenzial bei Haushalten in Österreich (Quelle: Energieinstitut der JKU Linz [4])

#### ○ Eigenverbrauchsoptimierung

In den Betrachtungen bisher weitgehend unberücksichtigt sind Betreiber dezentraler Erzeugungsanlagen, die auf Eigenverbrauchsoptimierung setzen und ihre Erzeugungsanlagen zunehmend mit dezentralen Speichertechnologien kombinieren. Derzeit schaffen PV-Prosumer

30-70% Eigenversorgung [5] – je nach Lastmanagement und Einbindung eines Batteriespeichers. Die Nutzung des Batteriespeichers kann auch zur Netzentlastung beitragen, weil Einspeisespitzen gepuffert werden können. Durch die Entwicklung entsprechender Partizipationsmodelle kann der Ansatz der Eigenverbrauchsoptimierung von der individuellen Ebene auf die kommunale Ebene übertragen werden und Flexibilitätspotenziale auf Liegenschaftsebene nachbarschaftlich genutzt werden<sup>4</sup>. Durch die Kopplung von Strom- und Wärmemanagement im Gebäude (BHKW, Wärmepumpen) kann der Eigenerzeugungsanteil weiter optimiert werden. Die Europäische Kommission gibt dem Aspekt der Eigenverbrauchsoptimierung in aktuellen Publikationen einen zentralen Stellenwert ([15], [16]).

Ansätze der Vergemeinschaftlichung der Systemeinbindung durch solche zellularen Modelle, in denen die Ausgleichsprozesse auf den verschiedenen Systemebenen korrespondieren (Gebäude, Quartiersebene, Kommune, Verteilnetz, Transportnetzebene) werden bisher allerdings wenig berücksichtigt. Dadurch könnten Ausgleichsprozesse auf unteren Zellebenen stattfinden (ggfs. könnten Anschlussleistungen oder Einspeisemaxima reduziert werden) und somit Komplexität aus dem System genommen werden. Um zu verhindern, dass lokale Optimierungen (z.B. Lademanagement von PV-Batterien) dem Systembetrieb zuwider laufen (z.B. unplanbare Einspeisespitzen), wäre daher eine Abstimmung von Strategien zur Eigenverbrauchs- und zur System- Optimierung wünschenswert. Durch das Setzen entsprechender System- Signale oder Anreize<sup>5</sup> wäre den Prosumern ein aktiver Abgleich mit ihrer individuellen Interessenslage möglich.

### 5.3 Flexibilität durch Speicher

Auch durch Speicher können zusätzliche Flexibilitäten in das Stromsystem eingebracht werden. Neben klassischen Pumpspeicherkraftwerken bieten sich diesbezüglich vor allem elektrochemische Speicher (Batterien) an. Diese können auf unterschiedlichen Spannungsebenen im Stromsystem eingesetzt werden und unterschiedlichen Zwecken (z.B. Bereitstellung von Systemdienstleistungen, Preisarbitrage, etc.) dienen. Neben Großbatterien im Megawatt-Bereich finden insbesondere Kleinanlagen zur Eigenverbrauchsoptimierung eine immer größere Verbreitung. Auch gesteuertes Laden der Batterien von E-Fahrzeugen oder Schwungradspeicher können die Flexibilität des Stromsystems erhöhen. Andere Energiespeicher (wie etwa Wärmespeicher, Erdgasspeicher) können als funktionale Speicher zwar ebenfalls hohe Flexibilitätsbeiträge liefern, sind aber nur im Systemkontext als Stromspeicher zu sehen und werden daher als Teil von „Intelligenten Netzen“ (nächster Abschnitt) behandelt.

---

<sup>4</sup> Beispiele aus Deutschland sind Mieterstrommodelle mit hauseigenen BHKWs oder PV-Anlagen

<sup>5</sup> Ein First Practice Beispiel dazu gibt es bereits in Salzburg, wo die Batterieförderung an eine Netzeinspeisung von max. 70 % gekoppelt ist

## **5.4 Flexibilität durch Intelligente Netze**

Stromnetze sind ein weiteres, entscheidendes Instrument für die Flexibilisierung des Stromsystems. So wird der Ausgleich zwischen Erzeugung und Verbrauch schon seit langem im überregionalen Austausch (Import / Export) sichergestellt. Weitere Flexibilitätspotenziale können durch aktive Verteilnetze und dessen Komponenten (z.B. regelbarer Ortsnetztrafo) gehoben werden.

Wie bisherige Smart Grids empirisch bewiesen haben, kann durch intelligenten Verteilnetzbetrieb die Flexibilität des Gesamtsystems deutlich erhöht werden um größere EE-Mengen aufzunehmen, ohne dass Netzausbau erforderlich wird. Noch höhere Potentiale ergeben sich jedoch im Spartenverbund von Strom, Wärme und Erdgas (Hybridnetze und -systeme). Durch Einsatz von Power-To-Heat oder Power-To-Gas können Wärme- oder Erdgasspeicher zu funktionalen Stromspeichern werden und zusätzliche Flexibilitäten für das Stromsystem bereitstellen, die deutlich größer sind als jene durch bloße Lastverschiebung auf Ebene der Stromnetze (siehe dazu Kapitel 6.1.1).

## **6 Kritische Eigenschaften von Flexibilität**

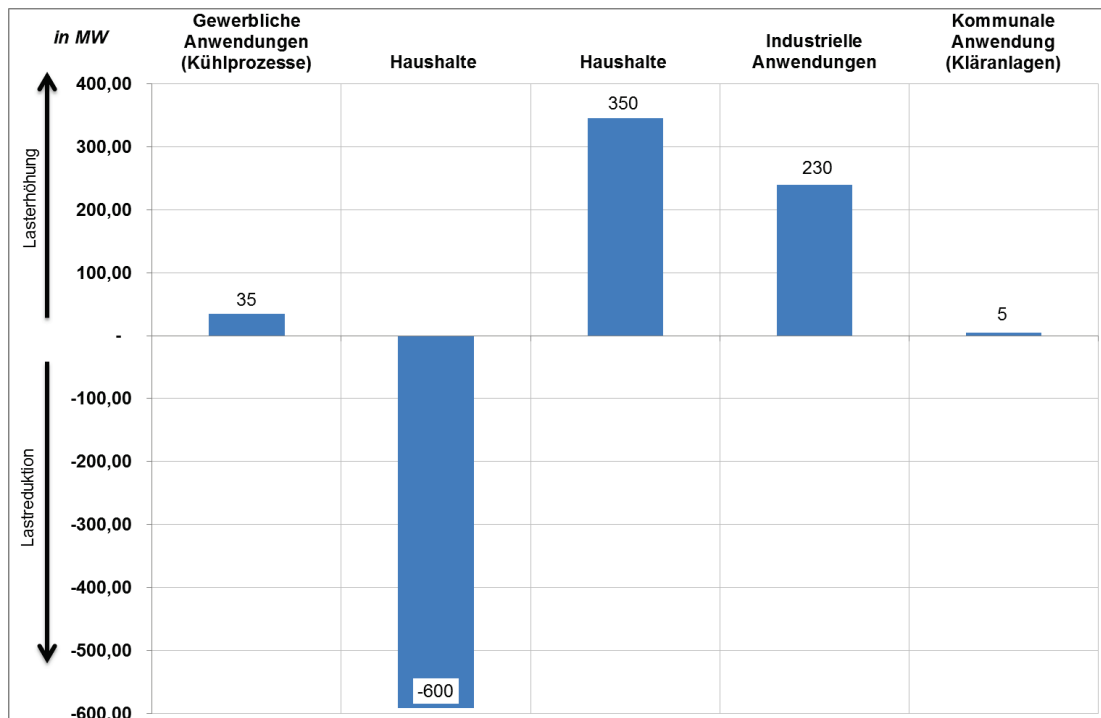
Wie in Kapitel 5 ausgeführt steht eine Vielzahl unterschiedlicher Flexibilitätspotenziale mehr oder weniger marktreif zur Verfügung. Im Folgenden werden die unterschiedlichen Flexibilitätsoptionen hinsichtlich wichtiger Systemparameter und in ihrer wirtschaftlichen Mobilisierbarkeit abgeschätzt.

### **6.1 Systemrelevanz**

In den nächsten Abschnitten geht es um einen Vergleich der verschiedenen Flexibilitätsoptionen bei wesentlichen systemrelevanten Parametern. Flexibilitätspotenziale werden hinsichtlich Menge und Zeit miteinander verglichen und in ihrer Wirksamkeit betreffend Verteilnetz, Übertragungsnetz und BackUp-Kapazitäten charakterisiert.

#### **6.1.1 Menge und Zeit**

Die unterschiedlichen Flexibilitätsoptionen und deren Potentiale wurden in unterschiedlichen Forschungsprojekten untersucht ([2], [3], [4]). Die Ergebnisse einer Meta-Studie bezüglich der Lastverschiebungspotentiale in Industrie, Gewerbe und Haushalten sind in Abbildung 5 dargestellt.



**Abbildung 5: Lastverschiebungspotenziale für einen Zeitraum zwischen 15 und 60 min in Österreich in Industrie, Gewerbe und Haushalten (Quelle: Loadshift [4])**

Diese (technischen) Potentiale sind nicht unerheblich. Die Potentiale von Energieträger-übergreifende Flexibilitäten bzw. Lastverschiebungen sind jedoch noch deutlich höher.

So sind in Tabelle 2 aktuelle Abschätzungen bezüglich der technischen Potentiale unterschiedlicher Flexibilitätsoptionen an den Schnittstellen zwischen Strom- und Wärmemarkt dargestellt. Eine genauere Beschreibung der Potentiale ist in [7] zu finden.

Unter der Annahme einer sehr ambitionierten zukünftigen Verstromung für alle Energiedienstleistungen (also niedriger Strompreise für Endkunden bzw. Ausnahmeregelungen wie z.B. keine Netztarifentgelte bei industriellen P2H Anlagen) könnten sich die Flexibilitätspotentiale für Strom-Wärme Kopplungen wie in Tab. 2 aufgelistet darstellen. Längerfristig muss allerdings auch gesichert werden, dass zumindest die Durchschnittskosten neuer Kraftwerke am Strom-Großhandelsmarkt auch verdient werden bzw. mögliche Kapazitätsmechanismen in den Großhandelspreis „eingepreist“ werden.

**Tabelle 2: Abschätzung der technischen Flexibilitätspotenziale Strom/Wärme für Österreich (Quelle: NEW ENERGY; [7] auf Basis der Abschätzungen und Zahlenmaterial von [8], [9] u.a.)**

<b>Technische Potentiale der energieträger-übergreifenden Flexibilitäten Strom/Wärme</b>			
<i>Art der Maßnahme</i>	<i>Potentiale</i>	<i>Zeitdauer</i>	<i>Anmerkungen</i>
Flexibilisierung konventioneller KWK	+ 4 GW - 4 GW	Wenige Stunden	Erste Grobabschätzung der Größenordnung des Flexibilitätspotentials
Fernwärmespeicher	+ 0,6 GW - 1,1 GW	Stunden/Tage (bis wenige Wochen)	Konservativ geschätzt; vermutlich noch deutlich höher
Power-To-Heat Anlagen (in größeren FW-Netzen)	- 2 GW	saisonal*	Zusätzliche Potentiale z.B. bei Biomasse-Nahwärmenetzen
Hybride Verbraucher in der Industrie	- 0,5 GW	saisonal*	Potentiale werden als tatsächlich noch höher angenommen
Hybride Verbraucher in Haushalten	-12,7 GW	saisonal*	Zusätzliche Potentiale in den Sektoren Gewerbe, Handel, Dienstleistungen zu erwarten
Saisonale Wärmespeicher	(sehr) hoch	saisonal*	Hoher F&E-Bedarf (angewandte Forschung)
<b>Gesamtpotential</b>	<b>+4,6 GW -20,3 GW</b>		

\* durch Einsparung von fossilen oder erneuerbaren Brennstoffen (z.B. Erdgas, Erdgas, Kohle, Biomasse)

Im Vergleich der Flexibilitätspotenziale innerhalb des Stromsektors (Abbildung 5) mit den Energieträger-übergreifenden zwischen Strom- und Wärmesektor (Tabelle 2) wird deutlich, dass die letztgenannten deutlich höher sind. Der Grund dafür liegt darin, dass bei klassischer Lastverschiebung (Demand Response, siehe Kapitel 5.2) die jeweiligen Anwendungen, die nur mit einem Energiesystem/-träger (Strom) betrieben werden, in der Regel diese Lastverlagerung nur in beschränktem Umfang bzw. über eine bestimmte Zeitspanne zulassen.

Bei Power-To-Heat oder hybriden Verbrauchern (z.B. Schmelzprozessen, Heizungsanlagen in Haushalten oder bei öffentlichen Einrichtungen) wird hingegen zwischen zwei unterschiedlichen Energieträgern und -systemen umgeschaltet (z.B. zwischen Strom und Erdgas, u.U. auch anderen Brennmaterialien wie Biomasse (Hackschnitzel, Pellets), etc.). Damit wird der eigentliche Prozess nicht unterbrochen. Da der Wärmesektor - sowohl in Deutschland als auch in Österreich - rund doppelt so groß wie der Stromsektor ist, können dementsprechend hohe Flexibilitätspotenziale generiert werden.

Zugleich kann ein großer Teil der funktionalen Stromspeicher Strom/Wärme, ähnlich wie P2G, auch saisonale Speicherleistung bereitstellen. Dies ist der Tatsache geschuldet, dass Power-To-Heat oder hybride Heizungsanlagen jeweils für einen bestimmten Zeitraum einen anderen Energieträger, im Regelfall Erdgas, substituieren. Dieses Erdgas wird nicht verbraucht, sondern verbleibt im Erdgasnetz/-system bzw. im Untertagespeicher. Das eingesparte Erdgas kann dann zu einem beliebigen späteren Zeitpunkt bedarfsgerecht verbraucht werden. Dies kann Stunden, Tage oder

auch Monate nach dem Einsatz der P2H-/hybriden Anlage bzw. der Substitution des Erdgases erfolgen. Auch wenn dazu noch kein Geschäftsmodell vorliegt, würde dies im Sinne der Gesamtsystemsicht Energieabhängigkeit reduzieren und die Effizienz erhöhen.

Dies gilt nicht nur für Großanlagen, sondern etwa auch für Heizungsanlagen in Haushalten oder Nahwärmanlagen, bei denen z.B. Heizöl, Hackschnitzel oder Pellets substituiert werden. Die eingesparten Brennstoffe verbleiben im Lager bzw. Tank und können bedarfsgerecht – auch erst Monate später – verwendet werden.

Die beschriebenen Technologieoptionen können grundsätzlich als marktreif oder zumindest in der Nähe der Marktreife angesehen werden. Geeignete energiewirtschaftliche Rahmenbedingungen, die die Nutzung von EE-Strom (netzbedingte Überschüsse) zu konkurrenzfähigen Kosten im Wärmemarkt ermöglichen vorausgesetzt, wären die technischen Potentiale sehr rasch erschließbar (siehe Abb. 6). Bei einer Änderung der energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen und entsprechender Investitionssicherheit wären die identifizierten technischen Potentiale – aufgrund der verhältnismäßig geringen Investitionskosten und geringen technischen Komplexität – sehr rasch erschließbar. Allerdings muss bei der Bemessung von Umlagen auf Diskriminierungsfreiheit für verschiedene technische Optionen mit vergleichbarer Flexibilitätswirkung (Systemdienstleistung) geachtet werden.

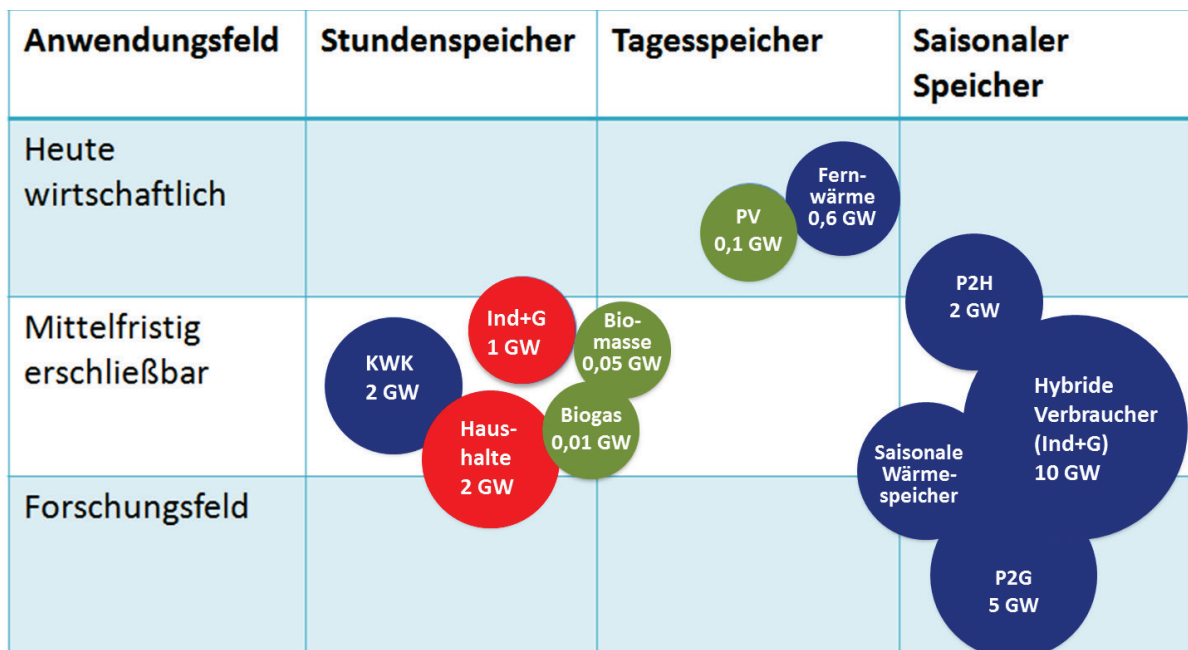


Abbildung 6: Flexibilitätsoptionen geordnet nach Systemnutzen, Marktreife und Mengenpotenzial

Die (technischen) Flexibilitätspotentiale an der Schnittstelle Wärme- und Stromsektor sind jedenfalls deutlich höher, als in Österreich mittelfristig benötigt. Perspektivisch bietet P2G noch zusätzliche Flexibilitätsoptionen, würde jedoch vor allem erst dann Sinn machen, wenn die sonstigen – kostengünstigeren bzw. effizienteren – Optionen bereits ausgeschöpft sind.



### 6.1.2 Lokal/Überregional

Flexibilität entsteht durch eine Änderung entweder der Einspeiseleistung oder des Verbrauchs. Neben den etablierten Systemdienstleistungen wie Regelenergie und Redispatch im Übertragungsnetz bietet das Zusammenwirken von Verteilnetz und netzdienlicher Flexibilität eine Alternative zum Ausbau des Verteilnetzes. Darüber hinaus bleiben weitere Optionen wie Einspeisemanagement und Kappung von Einspeisespitzen bestehen. Im Gegensatz zur systemdienlichen und marktdienlichen Flexibilität bietet die netzdienliche Flexibilität durch die lokale Komponente die Möglichkeit seine Wirkung in einem konkreten Netzsegment zu entfalten (vgl. [10]).

Ausgehend von der Eigenverbrauchsoptimierung, in der Flexibilitäten lokal innerhalb der Zelle eingesetzt werden, ergeben sich subsidiär weitere denkbare Regelkreise auf Ebene von Liegenschaften (Mieter, oder Nachbarschaftsstrommodelle oder smart building im Büroktor bis hin zu regionalen Initiativen, in denen die Einbindung von Flexibilitäten von vor Ort einen Wert an sich bekommt. (vgl. Kapitel 5.2 über Eigenverbrauchsoptimierung)

### 6.1.3 Einsparung von Überkapazitäten

Aufgrund von sinkenden Strompreisen im Großhandel, welche unter anderem durch die Förderung von erneuerbarer Energie aus Anlagen mit niedrigen variablen Kosten zustande kommen, wird der Betrieb konventioneller Kraftwerke unter derzeitigen Rahmenbedingungen vermehrt unwirtschaftlich und Neuinvestitionen bleiben aus. Durch die niedrige gesicherte Leistung der geförderten erneuerbaren Anlagen sind aber genau diese Kapazitäten auch mittelfristig als Backup notwendig. . Einen alternativen bzw. ergänzenden Ansatz zu dieser „Kapazitätsförderung“ könnten Intelligente Stromnetze - sogenannte Smart Grids - durch Aktivierung von verbrauchs- und erzeugerseitiger Flexibilität (z.B. durch Nutzung vorhandener oder neuer Speicher) realisieren, um den Zubau zukünftig notwendiger Backupkapazitäten am Strommarkt möglichst gering zu halten. Die Anforderungen, welche durch eine Substitution dieser Kapazitäten an eine etwaige Lastflexibilisierung gestellt werden, waren Forschungsziel der Studie "Smart Grid Backup" <sup>6</sup>(vgl.[12]). Im Optimierungsmodell werden dazu auch Kraftwerke mit geringen jährlichen Einsatzzeiten (z.B. Gasturbinen) eingesetzt, um Nachfragespitzen bei fehlender erneuerbarer Erzeugung decken zu können. In diesem Zusammenhang stellt sich die Frage, in welchem Umfang Smart Grid/ Smart Market Lösungen die Elastizität der Stromnachfrage steigern (Maßnahmen der Lieferanten) können müssten, um signifikante Effekte zur Reduktion zukünftig notwendiger Backupkapazitäten an den Strommärkten zu erreichen. Die Studie kommt dabei zur Erkenntnis, dass durch Aktivierung der vorhandenen Potentiale im Bereich des industriellen Lastmanagements sowie der flexiblen Kopplung des Strom- und Wärmesektors (Power-to-Heat - P2H) **in DE und AT ein stromseitiger Kapazitätseinsparungseffekt von ca. 7 GW zu erreichen** wäre.

Entsprechend könnte im betrachteten zukünftigen Energiesystem ein **jährlicher Deckungsbeitrag von etwa 3,8 Milliarden Euro** durch vermiedene Nutzung fossile Kraftwerkskapazitäten entstehen,

---

<sup>6</sup> Die im Text angeführten Ergebnisse dienen zur Abschätzung der Größenordnung. Andere Modelle die anders skalieren können zu abweichenden konkreten Zahlen führen.

der zur Implementierung der notwendigen Systemflexibilisierung herangezogen werden könnte. Der Anteil der IKT-Infrastrukturkosten ist dabei im Bereich des industriellen Lastmanagements sowie bei großen Anlagen im P2H Bereich als gering zu erachten. In diesen Bereichen spielt die Abgeltung der variablen Kosten von Lastverschiebungen oder Lastabwürfen eine bedeutend größere Rolle. Für Anwendungen kleiner Leistung (z.B. Wärmepumpen in Haushalten) beeinflussen die IKT-Infrastrukturkosten jedoch signifikant die Wirtschaftlichkeit der Systemflexibilisierung.

## 6.2 Marktaspekte

Wie eingangs erwähnt braucht es neben entsprechenden Technologien auch die passenden ökonomischen Rahmenbedingungen um vorhandene Flexibilitätspotenziale tatsächlich zu heben. In diesem Kapitel werden wesentliche Aspekte wie wirtschaftliche Mobilisierbarkeit, Mobilisierbarkeit der Akteure, Wirtschaftlichkeit und volkswirtschaftliche Kosten kurz dargestellt.

### 6.2.1 Geschäftsmodelle / Wirtschaftliche Mobilisierbarkeit

Viele Lastverlagerungspotenziale in industriellen, gewerblichen Prozessen und bei Verbrauchern sowie die bedarfs- und netzgerechte Einspeisung aus dezentralen Erzeugungsanlagen sind noch nicht gehoben, weil Informationen, Technologie und insbesondere wirtschaftliche Anreize bzw. die regulatorischen Rahmenbedingungen fehlen. Die Kosten-Nutzeneffekte der Realisierung dieser Potentiale sind abhängig vom Marktdesign und bisher kaum im Vergleich zu klassischen Instrumenten des Netzmanagements bzw. -ausbaus dargestellt worden.

Mögliche Bereiche zur Anpassung von Rahmenbedingungen könnten sein:

Netzmonitoring und Anforderungsprognose für Netzplanung als Voraussetzung zur Aufklärung des Handlungsbedarfes und Kosten-Nutzen-Abwägung unterschiedlicher Maßnahmen-Optionen (Ausbau, Umbau, temporäre smart Services)

Ausweisung von Ampelphasen zur Klärung, wie Beschaffungsprozesse von Systemdienstleistungen (nicht nur Regelleistung) zur Sicherung der Netzbedürfnisse auszugestalten sind (regulatorisch oder marktgetrieben)

Klärung und Homogenisierung von Preis-/Subventionskulissen an den Übergängen zwischen den Energiesystemen (Strom-Wärme-Gas-Mobilität)

### 6.2.2 Wirtschaftliche Mobilisierbarkeit / Aufgaben und Akteure

Flexibilität steht im Fokus des künftigen Energiesystems. Bestehende Rollen wie Energielieferanten (Stromhändler), Netzbetreiber und Kunden können dabei weitere Aufgaben in unterschiedlicher Weise aufgreifen (Aufgaben und Rollenklärung):

- Aggregator-Funktion: Auf den bestehenden Energiemärkten kann Flexibilität ihre Vorteile insbesondere auf den Spotmärkten (Dayahead, Intraday und als Regelreserve in-wert setzen. Um auch kleinere Einheiten hier vermarkten zu können, können Energiehändler bzw. Regelreserveanbieter jene poolen. Diese Flexibilitätsportfolios können nachfrageorientiert verschiedene Produkte bereitstellen (multioptionales poolen). Ein Aggregator kann seine Produkte auch netzdienlich ansetzen, sofern diese lokalisiert abgerufen werden können.

- Flexibility Operator-Funktion: Neben der **marktorientierten** Verwertung können aus dem Flexibilitätspool **netzdienlich** auch regionale / lokale Systemdienstleistungen auf Verteilnetzebene (Spannungsmanagement & Engpassüberbrückung, unterbrechbare Tarife) bereitgestellt werden– in Abstimmung mit den Bilanzgruppenverantwortlichen. Der Flex.Operator muss nicht automatisch auch Aggregator sein, sondern kann auch über einzelne relevante Flexeinheiten verfügen.
- Market Facilitator-Funktion: Der notwendige Datenaustausch, Datenmanagement, Abwicklung von Geschäftsprozessen kann auf (de)zentralen Daten-Plattformen diskriminierungsfrei organisiert werden. Hinsichtlich verschiedener Anwendungen bestehen unterschiedliche Anforderungen an die Datenqualität: Sicherheit (Ampel), online/offline,...)
- Prosumer-Verhalten: Das Erzeugungs- Speicher- und Verbrauchsverhalten der Netzkunden Erzeuger, Industrie, Gewerbe, Haushalte kann durch unterschiedliche Motive geleitet werden. Eigenverbrauchsoptimierung und „Nachbarschaftshilfe“ (Zellulare Ansätze, Mikrogrids) sind wertorientierte Trends. Von der Netzanatomie entkoppelt, könnten Gleichgesinnte auch geographisch getrennt voneinander kooperieren ( „Differenzbilanzgruppe“). Die Aufgabe künftiger Marktbedingungen ist die systemverträgliche Integration über ökonomische Instrumente. Tarifliche Anreize greifen derzeit noch nicht und sind vorerst in Industrie und im gewerblichen Umfeld zu erwarten. Mittelfristig auch bei Haushaltskunden unter Einbezug der Netzentgeltgestaltung (evtl. Wärmepooling und E-Mobility).

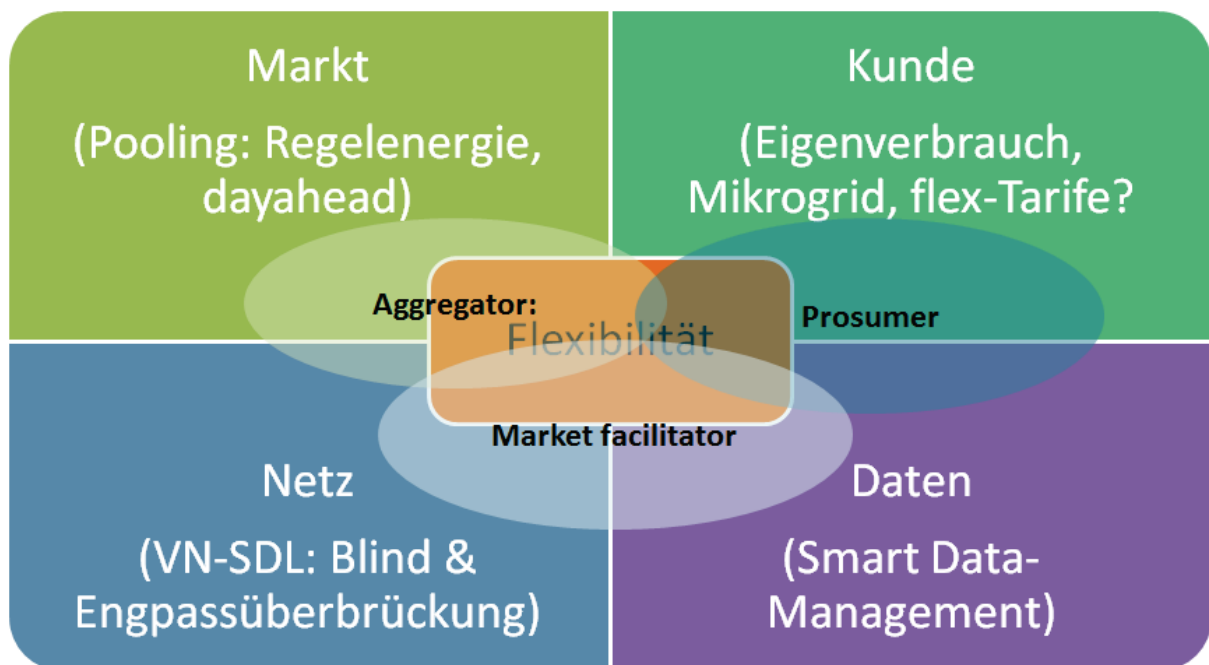


Abbildung 7: Übersicht über die Positionierung von Aggregator-, Facilitator und Prosumer-Funktionen im Zusammenspiel von Markt, Netz, Kunden und Datenaustausch (Quelle: B.A.U.M. / ÖGUT/bmvit)

### **6.2.3 Mobilisierbarkeit der Akteure**

Um die aus technischer Sicht vorhandenen Lastverschiebungspotenziale auch optimal nutzen zu können, bedarf es einer marktbasierter Umsetzung, d.h. der Schaffung von neuen Produkten und Dienstleistungen, die die Endkunden zu Lastverschiebungen motivieren können. Hierzu sind unterschiedliche Demand Response-Programme denkbar, die sich in ihrer Intention und daher in ihrer Gestaltung unterscheiden. Aus mikroökonomischer Sichtweise ist klar, dass eine Verschiebung des Verbrauchs nicht ohne das Setzen von Anreizen (Preissignale) oder von Vorgaben passieren wird (siehe [13] für eine Diskussion der Anreizwirkung unterschiedlicher Tarifmodelle).

Zwar gibt es einige Strommärkte (DA, ID, Ausgleichsenergie, Regelreserve) auf denen Flexibilität gehandelt werden kann, dennoch lassen die nicht ausreichend attraktiven Preise erzielen. Eine weitere Möglichkeit ergibt sich durch Anpassung des Verbrauchs an die Netznutzungskosten, allerdings bieten die starren Preise nur geringe Einsparpotenziale. Sofern unnötige Barrieren bestehen, sollten diese beseitigt werden, um Flexibilität in gleichberechtigte Konkurrenz zu „traditionellen“ treten zu lassen. Im Zuge dessen sollte darauf geachtet werden, dass der Markt von Anfang an transparent gestaltet ist um Wettbewerb zuzulassen.

Ein weiteres Hemmnis, in gesamtsystemischer Hinsicht, ist die Koordination der Aufgaben der jeweiligen Akteure. Durch die Nutzung von Lastverschiebungspotenzialen kommen weitere Variablen hinzu, die das Energiesystem beeinflussen können. Zur Sicherstellung der hohen Versorgungsqualität mit elektrischer Energie, muss der Einsatz von Regelenergie weiterhin mit hoher Güte erfolgen (siehe [3] für eine vertiefende Diskussion).

### **6.2.4 Markt / Preis**

Eine der wichtigsten Voraussetzungen für erfolgreiches Demand-Side-Management ist dessen Wirtschaftlichkeit. Die Vorab-Beurteilung der Wirtschaftlichkeit bedarf einer umfangreichen Analyse der jeweiligen Anlagensituation unter Einbeziehung aller möglicher Einflussfaktoren. Dieser Prozess kann zeitintensiv sein und eine bestimmte Unsicherheit bezüglich der Prognose bleibt vielfach bestehen. Zudem ist es im Betrieb aufgrund teilweise fehlender Erfahrungswerte nur bedingt möglich, eine genaue Kostenabschätzung durchzuführen. Die folgende Abbildung 8 illustriert die Bandbreite der Kosten für Lastverschiebungsmaßnahmen im Bereich der kommunalen Infrastruktur, der Haushalte und der Industrie in Abhängigkeit der Dauer der Verschiebung.

**Abbildung 8: Kosten der in [4] analysierten Lastverschiebungspotenziale getrennt nach Sektoren und Zeiträumen (jeder Punkt repräsentiert eine Maßnahme).**

Bei der tatsächlichen Umsetzung einer Demand Response Maßnahme wird im ersten Schritt in die technischen Einrichtungen investiert, die für die Durchführung der Lastverschiebung notwendig sind. Insbesondere die Kommunikationseinrichtung zum Empfang der Schaltbefehle vom Vertragspartner (Regelreserveanbieter, Lieferant...) und der Kopplung mit der vorhandenen Leittechnik sind wichtige Einrichtungen zur Durchführung von Lastmanagement. Weitere einmalige Kosten verursachen beispielsweise die vorangegangene Potenzialanalyse sowie eine eventuell notwendige Mitarbeiterschulung.

Im zweiten Schritt ist die Analyse der laufenden Kosten für die Berechnung der Gesamtkosten und eine Gegenüberstellung mit den zu erwartenden Gewinnen notwendig. Zusätzliche laufende Kosten treten beispielsweise auf, falls Mitarbeiter zu anderen Zeiten eingesetzt werden, die Anlageneffizienz aufgrund der Leistungsänderung nicht mehr ihr Maximum erreicht, oder die Produktion nicht die Nachfrage bewältigen kann. Auch erhöhte Wartungskosten können bei der Lastverschiebung in bestimmten Fällen entstehen.

Um finanzielle Anreize zu schaffen, müssen die eingesparten Stromkosten oder Erlöse aus der Systemdienstleistung höher sein. Bei Bereitstellung von Systemdienstleistungen (z.B. Regelleistung) ist man einem Markt unterworfen und damit Unsicherheiten ausgesetzt, die bei der Wirtschaftlichkeitsberechnung berücksichtigt werden müssen. Wird die Reduktion der Spitzenlast zur Senkung der Netzkosten angedacht, ist die Kostenreduktion aufgrund der festen Preise wesentlich stabiler.

### **6.3 Volkswirtschaftliche Kosten**

Die großflächige Integration erneuerbarer Energien in die bestehenden Verteilernetze erfordert umfangreiche Adaptierungen und Erweiterungen der Verteilernetze und der Netzinfrastruktur. Um die zukünftigen Aufgaben erfüllen zu können, müssen die bestehenden Verteilernetze hin zu Smart Grids weiterentwickelt werden. Diese Transformation ist jedoch mit einem hohen Investitionsbedarf verbunden, der einerseits bei Elektrizitätsunternehmen, Marktteilnehmern und Kunden große finanzielle Belastungen verursacht, andererseits aber auch neue Möglichkeiten und damit zusammenhängende zusätzliche Nutzeneffekte schafft.

Im Projekt ECONGRID (siehe [14]) wurde die gesamtwirtschaftliche Bewertung einer flächendeckenden Einführung von Smart Grids Lösungen in Österreich vorgenommen. Auf Basis einer fundierten Ableitung der Kosten und Nutzeneffekte in drei unterschiedlichen Szenarien (Current Policy, Renewable+, Flexdemand) wurden mit Hilfe einer Kosten-Nutzen-Analyse sowie einem makroökonomischen Modell der österreichischen Wirtschaft die volkswirtschaftlichen Effekte von Smart Grids quantifiziert und im Detail analysiert.

Es konnte gezeigt werden, dass unabhängig von den gewählten Szenarien und den angenommenen Rahmenbedingungen (Ausbau erneuerbarer Energien, Einsatz von Smart Metern, Ausbau der Elektromobilität) der Investitionsbedarf im Verteilernetz bei Beibehaltung der konventionellen Netzausbaustrategien deutlich höher ausfällt, als bei einem angenommenen smarten Netzausbau.

## 7 Identifizierte weiterführende Fragestellungen

*(first Draft by Michael Wedler, tbd.):*

Ausgehend von den derzeit absehbaren Flexibilisierungsanforderungen im künftigen österreichischen Energiesystem zeigt sich mir für die verschiedenen Speichertechnologien folgende Relevanz entlang ihrer Funktionalitäten als Lang-, Mittelfrist- und Kurzzeitspeicher:

**These 1: Bedarf an Langzeit-/saisonalen Speichern: Aufgrund des hohen Wasserkraft-Anteils im österreichischen E-Energiemix tritt der Bedarf an alternativen saisonalen / Langzeitspeichern weitaus weniger, bzw. später auf als z.B. in Deutschland**

Konsequenzen für Forschungsfragen:

- Die Wandlung /Veredelung von EE-Strom (gibt es tatsächlich absehbar Überschüsse auf Regelzonenebene??) zu H<sub>2</sub> oder CH<sub>4</sub> sollte aus Wirtschaftlichkeitsgründen ertragsstarke Perspektiven untersuchen, also P2X und P2L und nicht PtGtP  
-somit Potenziale aufzeigen zur Decarbonisierung des Treibstoffmarktes oder  
- zur Substitution von fossilen chemischen Grundstoffen H<sub>2</sub> und Kohlenwasserstoffketten.
- Übrigens bisher unterschätzt: Ein wesentlich effizienterer Langzeitspeicher wird bilanziell wirksam bei der sogenannten virtuellen Methanisierung, also wenn bivalente Verbrauchsanlagen bei hohem EE-Dargebot (und niedrigen Preisen) Strom nutzen und bei geringem auf Gasbetrieb umstellen. Hier fallen Fragen zur Marktanreizung für bivalente Anlagen und deren technische und ökonomische Steuerbarkeit bzgl. erschließbares Potenzial an (und sind dann sehr verwandt mit der gesamten KWK-Diskussion, die im anderen AK geführt werden)
- Die Sondierung von Kavernenspeichern und Lagespeichern ist latentes Grundlagenforschungsthema (H<sub>2</sub>-Problematik)
- Die Abschätzung des Bedarfes an Langzeitspeicherkapazitäten kann nicht absolut getroffen werden, sondern korrespondiert mit nationalpolitischen Vorgaben einer strategischen Versorgungssicherheit und der Verbindlichkeit von Energieaustauschprozessen im europäischen Energieverbund. Hier fallen rechtlich-organisatorische Forschungsfragen an.

**These 2: Der Bedarf an Stunden bis Tagesspeichern tritt regional unterschiedlich auf. Verschiedene technisch ausgereifte Flexibilitätsoptionen können hier zeitlich, räumlich und wirtschaftlich mit Speichen konkurrieren und kombiniert werden.**

Konsequenzen für Forschungsfragen:

- Flexible Wärmesenken sind zwar technisch betrachtet keine Strom-Speicher im engeren Sinne doch funktional gesehen die kosten-effizientesten Partner zur Anpassung von fluktuierender Stromerzeugung EE und Verbrauch mit einem breiten zeitlichen Einsatzspektrum von Sekunden bis Wochen. Forschungsfragen drehen sich um eine Steigerung einer zuverlässigen und wirtschaftlich erfolgreichen Erschließung und Dynamisierung dieser Wärmesenken insbesondere

in der Dezentralität (Wärmenetze und Schwarmheizungen/Wärmepumpen, Boiler), und insbesondere wenn damit auch netzdienliche Effekte verknüpft werden können.

- Für den umfassenden und fairen Vergleich aller theoretisch in diesem Segment miteinander konkurrierenden Flexibilitätsoptionen (auch Lastverlagerung) fehlen noch hinlängliche Bewertungsinstrumente (Kosten-Nutzenanalyse mit Internalisierungsstandards, z.B. CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten oder Wohlfahrtseffekte). Forschungsergebnisse sollten hierbei auch sektorübergreifende Anpassungsbedarfe der rechtlichen und marktlichen Rahmenbedingungen qualifizieren.

### **These 3: Der Trend zur Eigenverbrauchsoptimierung treibt den Einsatz von Stunden-Speichern (Batterien) losgelöst von einer Gesamtsystemeffizienz**

#### Konsequenzen für Forschungsfragen:

- Derzeit verlaufen die Prosumenten-Aktivitäten losgelöst von Optimierungsbestrebungen auf Gesamtsystemebene. Es ist zu klären, welche (volkswirtschaftlichen) Vorteile ein koordiniertes Speichermanagement hätte gegenüber einer individuellen Optimierung auf Haushalts- oder Liegenschaftsebene (inkl. Gewerbe). Entsprechende Anreizmechanismen zur Systemanbindung der Speicher wären auszuforschen. Gleiches gilt für die Batterie-Einbindung von Elektroautos.
- Es ist zu klären auf welchen Ebenen (Liegenschaft, Nachbarschaft, Netzstrang, Spannungsebene) Speicherkapazitäten ihre optimale Wirkung entfalten könnten.
- Soziologische Forschungen sollten das Autarkiebedürfnis und die damit verbundene Bedeutung von Heimspeichern analysieren und prognostizieren, um zu einer treffenderen Einschätzung über die Dynamik zu kommen als in der Vergangenheit.

### **These 4: Kurzzeitspeicher gewinnen für die Bereitstellung von Systemdienstleistungen zunehmend an Bedeutung, ihre netzdienlichen Beiträge sind noch kaum erschlossen.**

#### Konsequenzen für Forschungsfragen:

- Während der systemdienliche Einsatz von Speichern über Regelleistungsmärkte bereits funktioniert und im Zuge der Einbindung verteilter Flexibilitäten über Aggregatoren fortschreiten kann, fehlen im Hinblick auf netzdienliche (also lokale) Funktionen noch Honorierungsmechanismen. (Netzspeicher/Marktspeicher)
- Forschungsfragen bewegen sich also
  - von der angemessenen Tiefe des Netzmonitorings,
  - über die Vergleichsinstrumente (nachhaltige Kosten-Nutzen-Analyse) unterschiedlicher Kombinationen von klassischen Netzausbau und Einsatz smarter Technologie
  - bis zur Gestaltung marktorientierter oder regulatorischer Werkzeuge zur Einsteuerung von Flexibilitäten Dritter mithin Speichern.



## ABBILDUNGSVERZEICHNIS

Abbildung 1: Systematisierung von möglichen Ansatzpunkten für Flexibilitätsoptionen (Quelle: bmvit)	4
Abbildung 2: Typologie von Flexibilitätsoptionen bzw. Lastverschiebungsmaßnahmen (Quelle: [2], NEW ENERGY )	6
Abbildung 3: Lastverschiebungspotenzial in Industrie und Gewerbe (Quelle: BAUM Consult in Abstimmung mit Aggregatoren)	10
Abbildung 4: Flexibilität der Verbraucher/ Lastverschiebungspotenzial bei Haushalten in Österreich (Quelle: Energieinstitut der JKU Linz [4])	11
Abbildung 5: Lastverschiebungspotentiale für einen Zeitraum zwischen 15 und 60 min in Österreich in Industrie, Gewerbe und Haushalten (Quelle: Loadshift [4])	14
Abbildung 6: Flexibilitätsoptionen geordnet nach Systemnutzen, Marktreife und Mengenpotenzial.	16
Abbildung 7: Übersicht über die Positionierung von Aggregator-, Facilitator und Prosumer-Funktionen im Zusammenspiel von Markt, Netz, Kunden und Datenaustausch (Quelle: B.A.U.M. / ÖGUT/bmvit)	19
Abbildung 8: Kosten der in [4] analysierten Lastverschiebungspotentiale getrennt nach Sektoren und Zeiträumen (jeder Punkt repräsentiert eine Maßnahme).	21

## TABELLENVERZEICHNIS

Tabelle 1: Spezifikation möglicher Flexibilitätsoptionen bzw. Lastverschiebungsprodukte (Quelle: [2])	5
Tabelle 2: Abschätzung der technischen Flexibilitätspotentiale Strom/Wärme für Österreich (Quelle: NEW ENERGY; [7] auf Basis der Abschätzungen und Zahlenmaterial von [8], [9] u.a.)	15

## LITERATURVERZEICHNIS

- [1] EURELECTIC (Hrsg.): Flexibility and Aggregation. Requirements for their interaction in the market. A EURELECTRIC paper. Brüssel 20014.
- [2] Hinterberger, R.; Polak, S.: Lastverschiebung in Industrie und Gewerbe in Österreich. Chancen und Potentiale in zukünftigen Smart Grids. Proceedings zur 7. Internationalen Energiewirtschaftstagung an der TU Wien (IEWT 2011). Wien 2011.
- [3] L. Karg et al.: Lastverschiebungspotenziale in kleinen und mittleren Unternehmen und Erfolgsfaktoren zur Hebung dieser Potenziale. bmvit-Schriftenreihe 08/2014. Wien 2014.
- [4] Kollmann et al.: Lastverschiebung in Haushalt, Industrie, Gewerbe und kommunaler Infrastruktur: Potenzialanalyse für Smart Grids. bmvit-Schriftenreihe 07/2015. Wien 2015. <http://www.nachhaltigwirtschaften.at/e2050/publikationen/view.html/id1335>
- [5] EC COM(2015) 339 final – Communication from the commission to the European parliament, the council, the European Economic and social committee and the committee of the regions: Delivering a New Deal for Energy Consumers
- [6] BDEW: Smart Grids Ampelkonzept Diskussionspapier zur Ausgestaltung der gelben Ampelphase, Berlin 2015
- [7] Hinterberger, R. et al: Flexibilitäten zwischen Strom und Wärme. Optimierung von Wärmesystemen im Kontext von Hybridnetzen. Arbeitspapier der AG Hybridnetze. Im Auftrag des Bundesministeriums für Verkehr, Innovation und Technologie. Wien 2014.
- [8] Hinterberger, R. et al: Analyse der Möglichkeiten für die Umsetzung von Hybridnetze (Strom, Gas, Wärme) in städtischen Ballungsgebieten der D-A-CH Region. 8. Internationale Energiewirtschaftstagung an der TU Wien. Wien. 2013.
- [9] Prognos (Hrsg.): Beitrag von Wärmespeichern zur Integration erneuerbarer Energien. Studie im Auftrag des AGFW. Berlin. 2011.
- [10] Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit (Hrsg.): Plattform Erneuerbare Energien. Bericht der AG 3 Interaktion an den Steuerkreis der Plattform Erneuerbare Energien, die Bundeskanzlerin und die Ministerpräsidentinnen und Ministerpräsidenten der Länder (inkl. Anhang: Potentiale und Hemmnisse der Flexibilitätsoptionen). Berlin. 2012.
- [11] AGORA Energiewende: "Auf dem Weg zum neuen Strommarktdesign: Kann der Energy-only-Markt 2.0 auf Kapazitätsmechanismen verzichten?"; Dokumentation der Stellungnahmen der Referenten für die Diskussionsveranstaltung am 17. September 2014 im Hotel Maritim ProArte in Kooperation mit Energie & Management; 051/05-I-2014/DE.
- [12] Prügler et al: "Anforderung an Smart Grids zur Reduktion von Backupkapazitäten im Stromversorgungssektor"; bmvit Schriftenreihe 02/2015. Wien 2015. <http://www.nachhaltigwirtschaften.at/e2050/publikationen/view.html/id1323>
- [13] Moser et al.: Flex-Tarif – Entgelte und Bepreisung zur Steuerung von Lastflüssen im Stromnetz. Bmvit Schriftenreihe 01/2015. Wien 2015. <http://www.nachhaltigwirtschaften.at/e2050/publikationen/view.html/id1324>

- [14] Bliem, M. et al.: Smart Grids und volkswirtschaftliche Effekte: Gesamtwirtschaftliche Bewertung von Smart-Grids-Lösungen (ECONGRID), bmvit Schriftenreihe 12/2014. Wien 2014
- [15] Europäische Kommission: Delivering a New Deal for Energy Consumers, COMMUNICATION FROM THE COMMISSION TO THE EUROPEAN PARLIAMENT, THE COUNCIL, THE EUROPEAN ECONOMIC AND SOCIAL COMMITTEE AND THE COMMITTEE OF THE REGIONS COM(2015) 339 final, EC, Brüssel 15.07.2015
- [16] Europäische Kommission: Best practices on Renewable Energy Self-consumption, COMMISSION STAFF WORKING DOCUMENT accompanying COM(2015) 339 , EC, Brussels, 15.7.2015
- [17] European Smart Grids Task Force: Regulatory Recommendations for the Deployment of Flexibility, Expert Group 3 Report, Brüssel 2015
- [18] Europäische Kommission: Towards an Integrated Strategic Energy Technology (SET) Plan- Accelerating the European Energy System Transformation, COMMUNICATION FROM THE COMMISSION C(2015) 6317 final, Brussels, 15.9.2015
- [19] EU-JRC: Towards an Integrated Roadmap, Research and Innovation Challenges and Needs of the EU Energy System, European Strategic Energy Technology Plan, JRC93056
- [20] Europäische Kommission: ENERGY UNION PACKAGE- A Framework Strategy for a Resilient Energy Union with a Forward-Looking Climate Change Policy, COMMUNICATION FROM THE COMMISSION TO THE EUROPEAN PARLIAMENT, THE COUNCIL, THE EUROPEAN ECONOMIC AND SOCIAL COMMITTEE, THE COMMITTEE OF THE REGIONS AND THE EUROPEAN INVESTMENT BANK, COM(2015) 80 final, Brussels, 25.2.2015
- [21] bmvit : Entwicklungsziele für Smart Grids, Präsentation im Zuge der Auftaktveranstaltung zum Strategieprozess Smart Grids 2.0  
[http://www.nachhaltigwirtschaften.at/e2050/e2050\\_pdf/events/20131211\\_fti\\_smartgrids2020\\_auftaktveranstaltung\\_ganglberger.pdf](http://www.nachhaltigwirtschaften.at/e2050/e2050_pdf/events/20131211_fti_smartgrids2020_auftaktveranstaltung_ganglberger.pdf).
- [22] bmvit: Aktuelle Thesen zur Entwicklung von Smart Grids  
„[http://www.nachhaltigwirtschaften.at/e2050/e2050\\_pdf/strategieprozess\\_smart\\_grids\\_2020\\_thesen\\_zur\\_entwicklung\\_von\\_smart\\_grids\\_2015.pdf](http://www.nachhaltigwirtschaften.at/e2050/e2050_pdf/strategieprozess_smart_grids_2020_thesen_zur_entwicklung_von_smart_grids_2015.pdf)“.