

# Anforderung an Smart Grids zur Reduktion von Backupkapazitäten im Stromversorgungssektor

Österreichische  
Begleitforschung  
zu Smart Grids

W. Prügler,  
A. Ortner,  
G. Totschnig

Berichte aus Energie- und Umweltforschung

## 2/2015

**Impressum:**

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

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

[www.NachhaltigWirtschaften.at](http://www.NachhaltigWirtschaften.at)

# Anforderung an Smart Grids zur Reduktion von Backupkapazitäten im Stromversorgungssektor

Österreichische Begleitforschung  
zu Smart Grids

Wolfgang Prügler, André Ortner, Gerhard Totschnig  
TU Wien - Institut für Energiesysteme  
und Elektrische Antriebe

Wien, September 2014

## Vorbemerkung

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

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

DI Michael Paula

Abteilung für Energie- und Umwelttechnologien

Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie

## **Vorbemerkung zur Smart Grids Begleitforschung**

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

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

Michael Hübner

Themenmanagement Smart Grids

Abteilung Energie- und Umwelttechnologien

Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie



## Begriffsbestimmungen

---

**Gesicherte Leistung = notwendige Backupkapazitäten:** Jene Kraftwerkskapazitäten welche bei Ausfall von erneuerbaren Energien aktiviert werden, um die Stromnachfrage decken zu können.

**Fossile Kraftwerkskapazitäten:** Kraftwerke welche fossile Brennstoffe zur Stromgewinnung einsetzen.

**Deckungsbeitrag:** Jene finanziellen Mittel, welche durch erreichte Einsparungen zustande kommen, die für den Aufbau der Infrastruktur und den Einsatz der Flexibilisierung im Stromversorgungssystem herangezogen werden können.

**Einsparungen - Energieanteil:** Unter dem Energieanteil der in der Studie ermittelten Einsparungen ist jener Erlös zu verstehen, welcher durch eine flexible Stromnachfrage zu Zeiten niedriger Strompreise entstehen kann.

**Einsparungen. Kapazitätsanteil:** Der Kapazitätsanteil spiegelt die erreichbaren Einsparungen wider, welche in der Studie durch nicht gebaute fossile Kraftwerkskapazitäten (Annuitäten der Investitionskosten) sowie deren Betrieb (jährliche Betriebskosten) resultieren.

**Energy Only Markt:** Ein Energy Only Markt bedeutet, dass z.B. an einer Strombörse Energielieferungen gehandelt werden, wobei Zahlungen nur für tatsächlich gelieferte Energiemengen erfolgen. Dagegen gibt es keine Vergütungen dafür, dass Kraftwerksleistung vorgehalten wird, um sie bei Bedarf zur Verfügung zu stellen.

## Inhaltsverzeichnis

1	Einleitung .....	6
2	Kurzfassung .....	7
3	Inhaltliche Darstellung .....	9
3.1	Überblick über das Strom- und Wärmesystemmodell HiREPS .....	9
3.1.1	Genereller Modellansatz.....	11
3.1.2	Implementierung der wetterabhängigen Einspeisung aus Erneuerbarer Energie.....	11
3.1.3	Implementierung von Stromnetzlimitierungen.....	12
3.2	Modellimplementierung von Industriellem Lastmanagement.....	14
3.2.1	Datengrundlage.....	14
3.2.2	Technologien, Potentiale und HiREPS Implementierung .....	16
3.3	Lastmanagement durch Wärmespeicher .....	22
3.3.1	Implementierung von Fernwärme und Kraftwärmekopplung.....	22
3.3.2	Dezentrale Wärmesektoren .....	24
3.4	Beschreibung der Szenarioannahmen.....	26
3.5	Ermittlung der Deckungsbeiträge.....	30
3.5.1	Bewertungsmethodik für Industrielles Lastmanagement.....	30
3.5.2	Bewertungsmethodik für P2H Lösungen .....	30
4	Ergebnisse und Schlussfolgerungen .....	31
4.1	Interpretation der HIREPS Modellergebnisse .....	31
4.1.1	Gewährleistung der Versorgungssicherheit in Systemen mit einem hohen Anteil an volatiler Einspeisung .....	36
4.1.2	Refinanzierung der Investitionen in erzeugerseitige Anlagen .....	37
4.1.3	Auswertung der jährlichen Gesamteffekte durch LMM-Maßnahmen.....	39
4.1.4	Kosteneinsparungen durch industrielles Lastmanagement.....	40
4.1.5	Kosteneinsparungen durch Lastmanagement mittels Wärmespeicher.....	41
4.2	Deckungsbeiträge und Infrastrukturkosten.....	44
4.2.1	Bewertung von Lastabwürfen .....	48
4.2.2	P2H - Lastmanagement durch Wärmespeicher .....	49
4.3	Erkenntnisse.....	52
5	Ausblick und Empfehlungen .....	54
6	Literaturverzeichnis .....	55
7	Anhang.....	56
8	Kontaktdaten .....	58

# 1 Einleitung

Dieser Endbericht fasst die zentralen Ergebnisse der einzelnen Forschungsfragen der Studie SG Backup zusammen. Diese können wie folgt dargestellt werden:

- In welchem Umfang müssten Smart Grid Lösungen die Elastizität der Nachfrage steigern können, um signifikante Effekte zur Reduktion zukünftig notwendiger Backupkapazitäten an den Strommärkten zu erreichen?
- Welcher Deckungsbeitrag könnte durch vermiedene fossile Kraftwerkskapazitäten für eine Smart Grids Implementierung entstehen, wenn entsprechende externe Effekte berücksichtigt werden?
- Wie signifikant sind die IKT-Infrastrukturkosten und wo könnte Synergiepotential durch einen forcierten Aufbau von Smart Grid Infrastruktur genutzt werden?

Die zentralen Erkenntnisse zu diesen Fragen werden entsprechend in den folgenden Kapiteln dargestellt. Für eine Zusammenfassung der wichtigsten Erkenntnisse der SG Backup Studie wurde eine Broschüre erstellt, auf welche an dieser Stelle verwiesen sei.

## 2 Kurzfassung

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 zukünftig als Backup notwendig. Die Einführung sogenannter Kapazitätsmärkte wird daher von vielen Entscheidungsträgern als eine mögliche Lösung dieses Problems diskutiert (vgl. z.B. [14]). Kapazitätsmärkte sollen dabei die Vorhaltung von Backupkraftwerken im Fall von geringer erneuerbarer Erzeugung z.B. über Leistungspreise direkt fördern. 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, sind Forschungsziel dieser Studie.

Der methodische Ansatz zur Ermittlung der nötigen Lastflexibilisierung sieht dabei den Einsatz des am Institut für Energiesysteme und Elektrische Antriebe der TU Wien entwickelten Strom-/Wärmesystemmodells „HiREPS“ vor. Dieses Modell optimiert auf Basis detaillierter Stromerzeugungs-, Verbrauchs- und Speicherprofile, zukünftiger Technologiekosten und Vorgaben zur erwarteten CO<sub>2</sub>-Reduktionen im Stromerzeugungssektor den notwendigen Mix der erneuerbaren und fossilen Kraftwerkskapazitäten in Deutschland und Österreich. **Diese Studie betrachtet dabei ein zukünftiges Energiesystem (Jahr 2050) in Deutschland und Österreich, welches einen um 88% reduzierten CO<sub>2</sub>-Ausstoß (Vergleichsjahr 2011) im Strom- und Wärmesektor aufweist.**

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 Lösungen die Elastizität der Stromnachfrage steigern 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. Dies würde eine Lastflexibilisierung von ca. 5,8 GW im industriellen Lastmanagement sowie von ca. 58 GW (P2H-Maßnahmen können durch die Temperaturabhängigkeit nur eine relativ geringe Leistungsreduktion erreichen) im Power-to-Heat Bereich bedingen. Die Vorhaltung der gesicherten Leistung des Stromsystems bzw. der notwendigen Backupkapazitäten könnte somit um etwa 5 % reduziert werden, wobei jedoch auch unter Aktivierung aller in dieser Studie ermittelten Flexibilitäten nach wie vor eine gesicherte Leistung von ca. 144 GW im modellhaften Strom- und Wärmeversorgungssystem in DE und AT notwendig wäre (derzeit ca. 110 GW ohne Wasserkraft und Pumpspeicherleistung). Im Modellszenario wären ohne Lastflexibilisierung zudem ca. 50 GW an wenig genutzten Gasturbinenkraftwerken nötig (24 Volllaststunden pro Jahr), unter Einsatz der Lastflexibilisierung hingegen ca. 43 GW. Dies entspricht einer Einsparung von 14%.

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

### 3 Inhaltliche Darstellung

#### 3.1 Überblick über das Strom- und Wärmesystemmodell HiREPS

Beim Modell HiREPS (High Resolution Renewable Energy Power System) handelt es sich um ein Optimierungsmodell des österreichischen und deutschen Strom- und Wärmesystems in stündlicher Auflösung. Es beinhaltet eine sehr detaillierte Modellierung aller konventionellen und zukünftig als vielversprechend geltenden Technologien in diesen Sektoren. Erzeugerseitig sind stromseitig alle Wasserkraftwerke größer 10 MW (sowohl Laufwasser als auch Pump-/Speicherkraftwerke – siehe Abbildung 1), Energieanlagen mit variablen erneuerbaren Energieträgern (Wind-, Solarenergie), sowie konventionelle und erneuerbare thermische Gas-, Steinkohle-, Braunkohle-, Kernenergie-, Biomasse- und Müllverbrennungsanlagen in einem hohen Detailgrad (d.h. inklusive Startkosten, Minimallast und Reduktion der Effizienz bei Teillast, etc.) implementiert. Wärmeseitig ist der Fernwärmesektor mit Kraftwärmekopplungskraftwerken (Gegendruck- und Entnahmedampfanlagen), sowie anderen zentralen Wärmeerzeugern repräsentiert und die Sektoren mit dezentraler Wärmebereitstellung durch mittlere bis kleine Heizungen (z.B. Gas, Biomasse, Solarthermie, Wärmepumpen, Strom-Zusatzheizregister) auf Haushaltsebene implementiert. Des Weiteren ist in HiREPS der Ausbau wärmeseitiger zentraler und dezentraler Speichertechnologien berücksichtigt.

Im Zuge dieses Projektes wurden im Speziellen die Effekte nachfrageseitiger, sektorübergreifender Maßnahmen zukünftiger Möglichkeiten der Flexibilisierung der Nachfrage nach Strom und Wärme (z.B. Pumpspeicherausbau, Power-to-Heat, Wärmespeicher, Power-to-Gas, Druckluftspeicher, Lastmanagement in Industrie und Haushalten) untersucht.

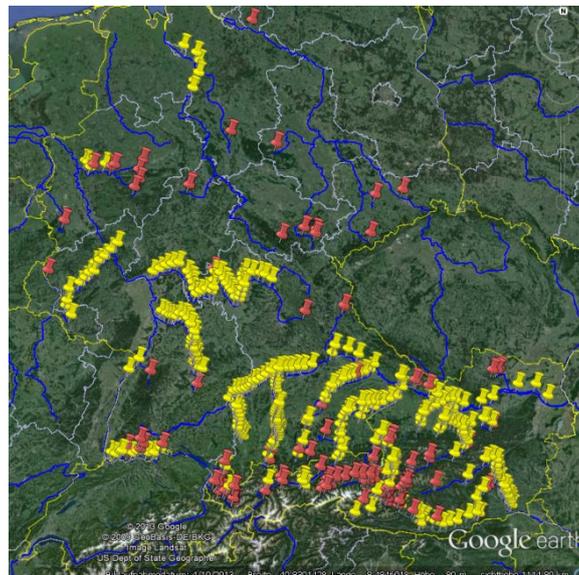


Abbildung 1: Darstellung der über 400 im HiREPS-Modell für Deutschland und Österreich detailliert modellierten Wasserkraftwerke. Die roten Pins stehen für Speicher- und Pumpspeicher-Kraftwerke, die gelben Pins für Laufwasserkraftwerke. Die großen Flüsse sind als blaue Linien dargestellt.

Für die ökonomisch optimale Auslegung von verschiedenen Möglichkeiten der Nachfrageflexibilisierung ist es wichtig, nicht eine Stadt oder Region isoliert zu betrachten, sondern den gesamten österreichischen und deutschen Strommarkt zu berücksichtigen, da die Variabilität der gemeinsamen

Strompreise für den Einsatz, die Auslegung und die Wirtschaftlichkeit der Last-Management-Maßnahmen (LMM) entscheidend ist. Einerseits gleichen die Spotmarktpreise an der österreichischen Strombörse EXAA weitgehend denen an der internationalen Strombörse EPEX (Strompreis für Deutschland) und andererseits ist der Kraftwerkseinsatz in Österreich maßgeblich von der Energiewende in Deutschland bestimmt. Aus diesem Grund werden in dieser Studie Szenarien des österreichischen und deutschen Strom- und Wärmesystems gemeinsam simuliert.

Die Zielfunktion des HiREPS-Modells ist die Minimierung der Gesamtsystemkosten (d.h. Abschreibungskosten für Investitionen, jährliche Fixkosten und anfallende variable Kosten wie Brennstoff-, Betriebs- und Wartungskosten) der Strom- und Wärmeerzeugung in Österreich und Deutschland. Als Nebenbedingung für zukünftige Szenarien gilt ein exogen vorgegebenes CO<sub>2</sub> Emissionslimit für das Gesamtsystem.

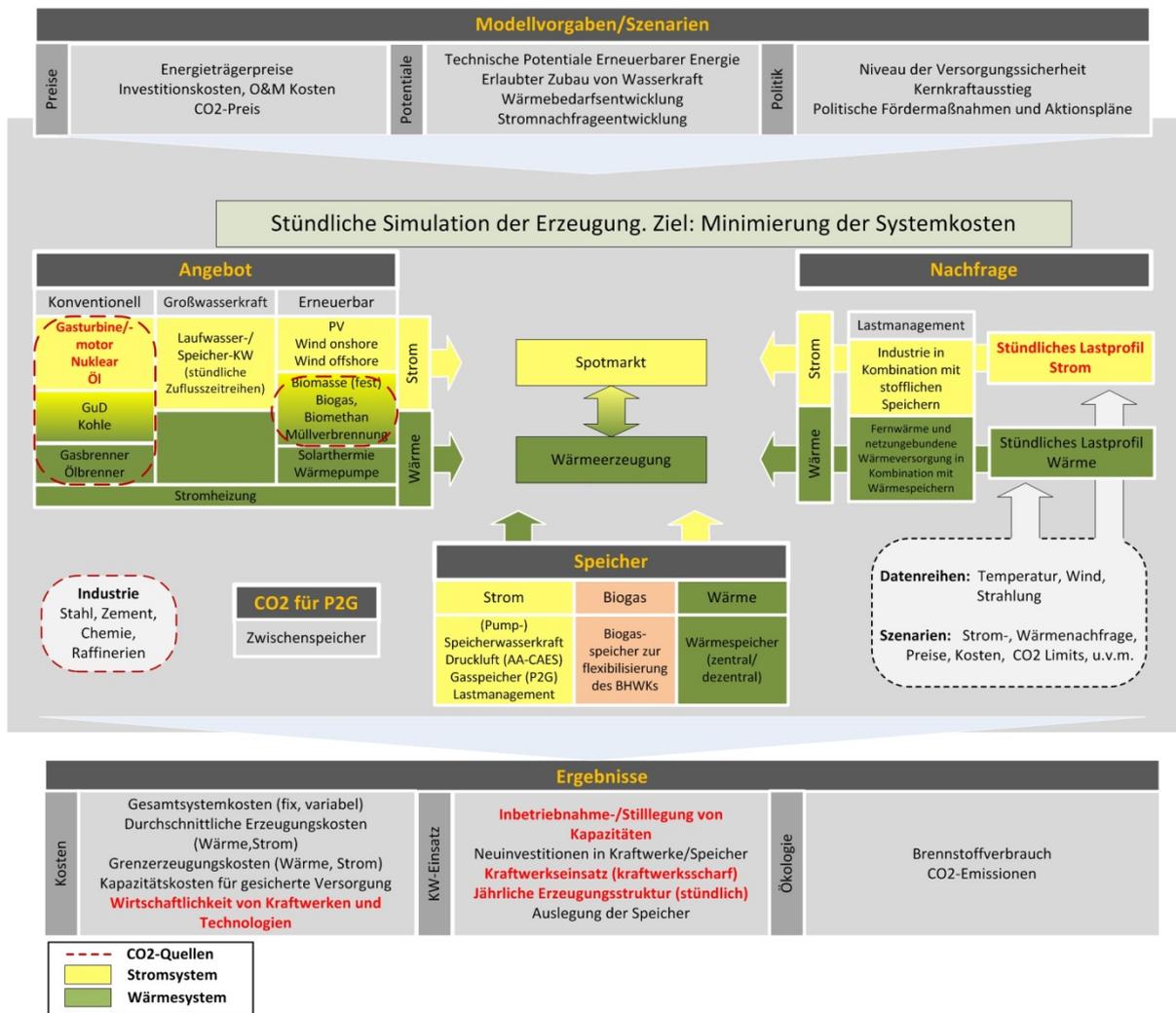


Abbildung 2: Das HiREPS Modell (die für dieses Projekt relevanten Parameter sind in rot dargestellt)

### 3.1.1 Genereller Modellansatz

Das HiREPS-Modell geht von der Annahme perfekten Wettbewerbs aus und betrachtet keine Effekte, welche durch Ausübung von Marktmacht zustande kämen. Aus dieser Annahme folgt, dass der modellierte kostenminimale Kraftwerkseinsatz aller Anlagen genau jenem Fahrplan entspricht, welche profitmaximierende Unternehmen bei perfektem Wettbewerb wählen würden. Die Modellergebnisse sind somit als eine Simulation des zu erwartenden zukünftigen Kraftwerkseinsatzes und dem aller übrigen Komponenten (Power-to-Heat, Speicher-, Wärmeerzeugung) zu betrachten, die sich bei den stündlichen Strom- und Fernwärmepreisen, wie sie aus dem Modell resultieren, einstellen würden. Das Modell berücksichtigt jedoch keine Netztarife, Steuern sowie detaillierte Stromnetzsimulationen. Diese können jedoch potentiell einen effizienten Einsatz von industriellen LMM-Maßnahmen sowie P2H einschränken. Da die Beantwortung dieser Fragestellungen jedoch über das Forschungsziel dieser Studie hinausgeht, wurden dazu vereinfachte Annahmen im Modell implementiert (vgl. u.a. Abschnitt 3.1.3). Eine dahingehende Detailbetrachtung ist jedoch nach wie vor als Ziel anderer Forschungstätigkeiten zu interpretieren.

Abbildung 2 zeigt einen Überblick über den Aufbau des Modells. HiREPS besteht aus verschiedenen Modulen, welche die technisch-wirtschaftlichen Eigenschaften verschiedener Systemaspekte abbilden:

- Kraftwerkseinsatz-Simulationsmodell der Wasserkraft und (Pump-)Speicherausbau
- Kraftwerkseinsatz-Simulationsmodell der kalorischen Kraftwerke
- Simulationsmodell für das Fernwärmesystem und die Kraftwärmekopplung
- Simulationsmodell für verschiedene Sektoren der dezentralen Wärmeerzeugung
- Simulationsmodell für die Übertragungsnetze (nicht in diesem Projekt)
- Power-to-Gas (P2G)
- Biogas, Biomethan
- Adiabate-Druckluftspeicher
- Lastmanagement in Industrie und Haushalten
- Elektromobilität (nicht in diesem Projekt)
- Tool zur Berechnung der Wetterdaten (Solar, Wind, Temperatur)

### 3.1.2 Implementierung der wetterabhängigen Einspeisung aus Erneuerbarer Energie

Für die dynamische Simulation zukünftiger Energiesysteme basieren alle HiREPS-Simulationsläufe auf örtlich und zeitlich konsistenten stündlichen Wettermessdaten (Windgeschwindigkeit, Solarstrahlung, Temperatur), Stromnachfrage- und Hydrologie-Daten der Vergangenheit, um die Windstromeinspeisung, die Solarstromeinspeisung, die Wasserkrafterzeugung, den Wärmebedarf und den Strombedarf in einem zukünftigen Strom- und Wärmesystem zu simulieren. Die Wetterdaten der Jahre 2005-2012 liegen als stündliche Daten verschiedener Wetterparameter für ganz Europa mit 7x7 km Auflösung vor (vgl. Abbildung 3).

Unter der Annahme einer bestimmten örtlichen Verteilung von Windrädern und PV Anlagen werden stündliche Stromerzeugungszeitreihen basierend auf den Wetterdaten berechnet. Diese Zeitreihen werden im HiREPS-Modell dann so skaliert, dass die Erzeugungszeitreihe den zu simulierenden installierten Leistungen an Wind- und PV-Anlagen entspricht. Diese Methode konnte bereits erfolgreich im Projekt AutRES100 mittels historisch gemessener Wind- und PV-Erzeugungsdaten validiert werden (Siehe Kapitel 5 Validierung der Wind- und Solarstromsimulation im AutRES100 Endbericht<sup>1</sup>).

---

<sup>1</sup> <http://eeg.tuwien.ac.at/AutRES100/Endbericht.pdf>

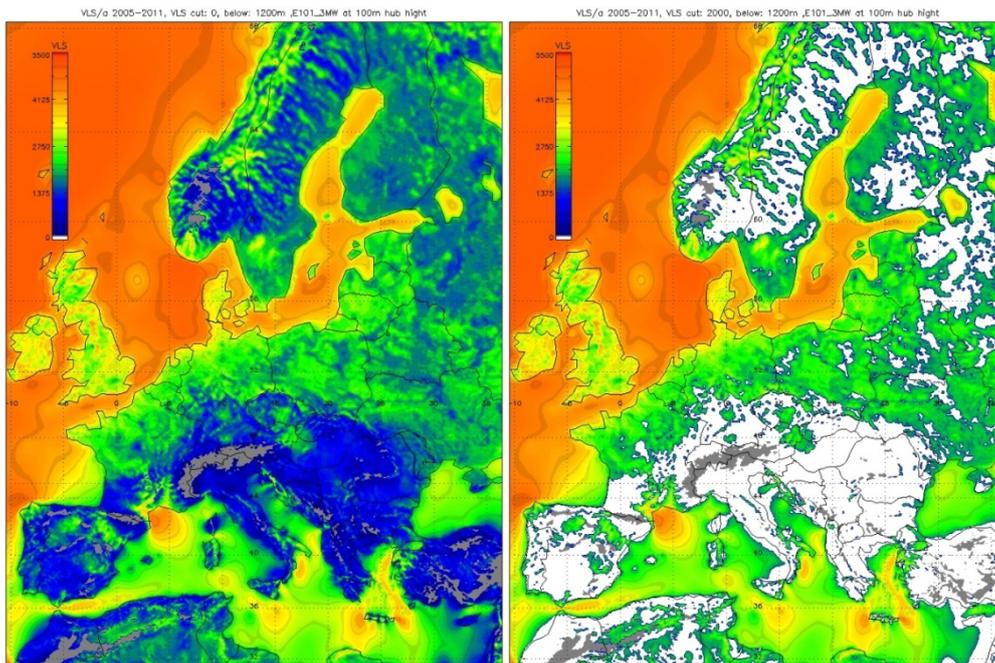


Abbildung 3: Simulierte Volllaststunden (VLS) einer 3MW Enercon E101 mit 100 Metern Nabenhöhe bei 7x7 km Auflösung basierend auf Wetter-Daten des deutschen Wetterdienstes. In den Grafiken sind Regionen als grau gekennzeichnet, die über 1200 Meter Meereshöhe liegen. In der rechten Grafik sind all jene Punkte, an denen die E101 weniger als 2000 Volllaststunden erzielt, weiß eingefärbt.

### 3.1.3 Implementierung von Stromnetzlimitierungen

Da in allen Szenarien eine sehr hohe installierte Wind- und Solarstromkapazität simuliert wird, ist die Betrachtung der Stromnetze wichtig. Im Rahmen dieses Projektes mussten aus Budgetgründen hierfür vereinfachende Annahmen getroffen werden.

In den diesem Projekt zugrundeliegenden Szenarien ist ein Wachstum der Stromnachfrage (ohne P2H) von Österreich und Deutschland um 22% auf 750TWh bis 2050 angenommen, das zu einer jährlichen Spitzenlast von 120GW führt. Da in den Szenarien aber auch 23 GW an Wärmepumpen installiert sind (welche kostenoptimal für eine Reduktion der CO<sub>2</sub> Emissionen und des Biomasse-Verbrauches bei der Wärmeerzeugung sind) wird angenommen, dass die Stromnetze zukünftig gerade hinreichend ausgebaut werden, um zusätzlich die installierten Wärmepumpen im Winter mit Strom versorgen zu können. Die Maximallast wird daher in allen Szenarien mit 150 GW beschränkt. Dies ist 30 GW (25%) mehr als die maximale Endkundenstromnachfrage von 120 GW (ohne Strom für P2H). Dies wird nochmals in folgender Ungleichung ausgedrückt:

$$\begin{aligned}
 &\text{Endkunden Nachfrage} + \text{Stromnutzung im Wärmesektor} \\
 &\quad + \text{Lasterhöhung durch Lastmanagement in der Industrie} \\
 &\quad + \text{Stromaufnahme von Stromspeichern} + \text{P2G} \leq 150\text{GW}
 \end{aligned}$$

Die Limitierung der Gesamtlast auf 150 GW führt dazu, dass in Zeiten sehr hoher Wind- und Solarstromerzeugung die Nutzung der Pumpspeicher, Power-to-Gas (P2G), Power-to-Heat (P2H) und Lastmanagement-Flexibilitäten durch diese obere Schranke beschränkt werden.

Außerdem wurde vereinfachend angenommen, dass thermische Kraftwerke und PV-Anlagen geografisch in Orten mit hoher Last installiert werden und sich dadurch zukünftig eine geringe Belastung für das Übertragungsnetz ergibt.

Da in Deutschland die ertragreichen Onshore-Windenergiestandorte und die Offshore Windstandorte tendenziell im Norden angesiedelt sind, wurde in den Szenarien eine weitere Netzlimitierungsgleichung implementiert:

$$\text{Wind Onshore Erzeugung} + \text{Wind Offshore Erzeugung} - \text{Einspeicherung(DL + P2G)} + \text{Auspeicherung(DL + P2G)} \leq 110\text{GW}$$

Hier wurde die Annahme getroffen, dass Druckluftspeicher (DL) und Power2Gas (P2G) Anlagen ebenfalls in der Nähe der Windparks verwendet werden können, um den Windstrom, sofern ökonomisch sinnvoll, lokal zu speichern. Da die Pumpspeicher meist in den Alpen angesiedelt sind und die Windstromerzeugung vorrangig im Norden stattfindet, würden die Speicher daher bei hoher Windeinspeisung zu keiner Netzentlastung führen und sind daher in dieser vereinfachenden Gleichung nicht inkludiert.

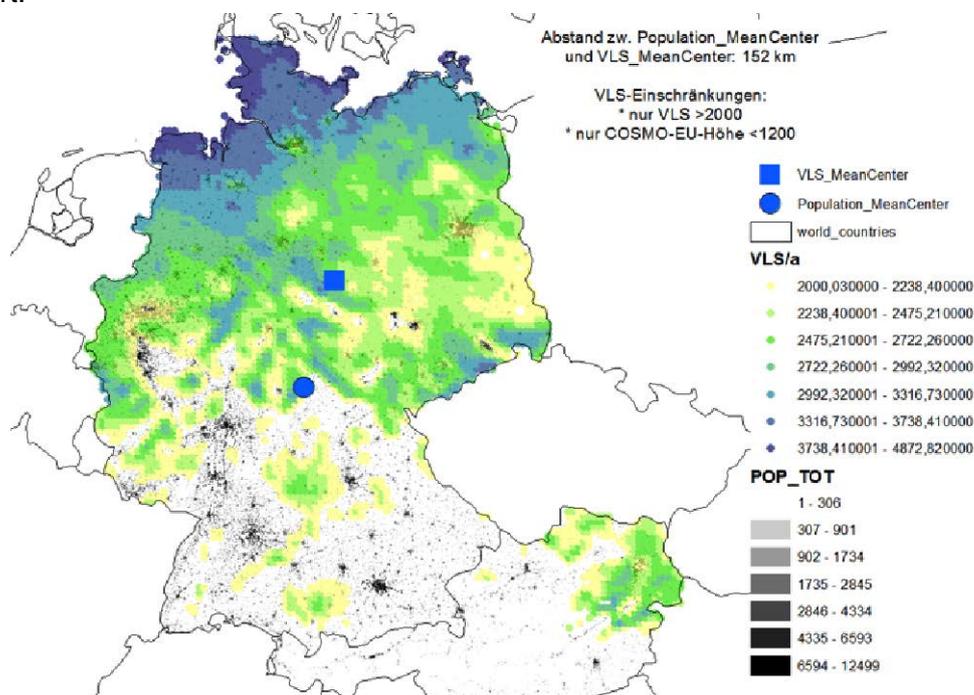


Abbildung 4: Vergleich der räumlichen Verteilung der Bevölkerungsdichte mit den für Windenergie geeigneten Standorten. Die Schwerpunkte (gewichtete Mittelpunkte) der Windenergieerzeugung liegen 152km vom Schwerpunkt der Bevölkerungsdichte entfernt.

In Abbildung 4 wird die räumliche Verteilung der geeigneten Windenergiestandorte der räumlichen Verteilung der Bevölkerungsdichte gegenübergestellt. Die Bevölkerungsdichte korreliert gut mit dem regionalen Strombedarf. Als die für Windenergieanlagen geeignete Standorte sind hier vereinfachend jene Punkte definiert, welche nach der Berechnung mit historischen Windgeschwindigkeitsdaten eine Enercon E101 mit 100 Metern Nabenhöhe mindestens 2000 Volllaststunden erreichen würde und die Seehöhe unter 1200 Metern liegt. Als Ergebnis dieser Gegenüberstellung zeigt sich, dass die Schwerpunkte (gewichtete Mittelpunkte) der Windenergieerzeugung und der Bevölkerungsdichte 152 km auseinander liegen. Für **Niederspannungsnetze** wurde angenommen, dass es auch zukünftig entsprechend dem Gleichzeitigkeitsfaktor auf eine simultane Bezugslast von 3kW pro Haushalt ausgelegt ist<sup>2</sup>. Für jeden Haushalt muss die Summe aus Lastprofil für die normale Last, der Last durch Direktstrom Zusatzheizregister und der Last durch eventuelle Wärmepumpen diese Grenze von 3kW pro Haushalt einhalten.

<sup>2</sup> Diese Spitzenlast gilt für das gesamte Netz

## 3.2 Modellimplementierung von Industriellem Lastmanagement

Innerhalb der Studie wurden zur Erhebung von Lastflexibilisierungspotentialen vor allem jene Technologien in AT und DE recherchiert, welche derzeit für eine Umsetzung durch Smart Grid Lösungen realistisch erscheinen. Dies sind vor allem industrielle Prozesse mit signifikanten Strombezugsleistungen, aber auch Wärmepumpen und Warmwasserheizregister wurden im Gebäudesektor für eine Implementierung im HiREPS Modell betrachtet. Bei den momentan verfügbaren LMM-Potentialstudien wurde dabei durchwegs das momentan verfügbare Regelenergiepotential für industrielles Lastmanagement erhoben, d.h. jenes Potential, das momentan bei einem überraschenden kurzfristigen Stromengpass oder Überschuss genutzt werden kann.<sup>3</sup>Die dazu untersuchte Literatur wird daher in den folgenden Unterkapiteln näher erörtert.

### 3.2.1 Datengrundlage

#### 3.2.1.1 Diplomarbeiten, Dissertationen und Konferenzbeiträge

Für die einzelnen Potentialauswertungen wurde ein Konferenzbeitrag des Instituts für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation am 10. Symposium Energieinnovation an der TU Graz herangezogen, der „Potenziale und Hemmnisse für Power Demand Side Management in Österreich“ untersucht (vgl. auch [3]). Weiters wurde ein Beitrag der Forschungsstelle für Energiewirtschaft zu Lastmanagementpotenzialen (LMM-Potenziale) industrieller Querschnittstechnologien unter Berücksichtigung zunehmender Energieeffizienz an der 8. IEWT der TU Wien zur Auswertung verwendet (vgl. [2]). Erweitert wurde dies, um die Erkenntnisse einer Dissertation zu „Dynamische Simulation eines Lastmanagements und Integration von Windenergie in ein Elektrizitätsnetz auf Landesebene unter regelungstechnischen und Kostengesichtspunkten“. Diese Dissertation wird in vielen Studien und Beiträgen zitiert und umfasst sowohl LMM Technologien aus dem industriellen und gewerblichen Sektor sowie dem Haushaltssektor (vgl. [4]). Zu Wärmepumpen und Heizregistern wurden institutsinterne Daten verwendet, welche in einer Vielzahl an nationalen und internationalen Projekten erhoben wurden (vgl. z.B. [www.invert.at](http://www.invert.at)).

#### 3.2.1.2 Studien zu Lastmanagement

Neben wissenschaftlichen Beiträgen und Dissertationen wurde auch die VDE Studie zu Demand Side Integration (siehe [1]) analysiert. Vor allem die Beschreibung der industriellen Prozesse und Zeitkonstanten war für die Implementierung in HiREPS sehr hilfreich.

Eine besonders geeignete Studie zur Ermittlung der typischen Leistung sowie möglicher Erlöse (Stromhandel, Regelenergiemarkt) einzelner LMM-Technologien ist die Vorstudie (vgl. [6]) zum Forschungsprogramm e-Energy. Diese beschäftigte sich mit Potentialen „der Informations- und Kommunikations-Technologien zur Optimierung der Energieversorgung und des Energieverbrauchs“. Die zweite DENA Netzstudie liefert wichtige Erkenntnisse zu möglichen Smart Grid bzw. IKT Kosten, um die LMM-Potentiale aktivieren bzw. einbinden zu können. Die daraus verwendeten Werte werden im folgenden Kapitel dargestellt und um Erfahrungen des Projekts BHKW Netz ergänzt.

---

<sup>3</sup> Nicht untersucht wurden die wirtschaftlichen Potentiale bei Investitionen in die Flexibilisierung der industriellen Stromnachfrage, z.B. durch die Vergrößerung der bereits vorhandenen Holzschliffspeicher in der Papierindustrie. Ebenso fehlen Angaben zu Potentialen der Flexibilisierung der industriellen Stromnachfrage bei vorhersehbaren Stromengpässen oder Überschüssen. Die Erhebung der Kosten, der erweiterten Potentiale und der technischen Limitierungen für die Flexibilisierung der industriellen Stromnachfrage bei vorhersehbaren und unvorhersehbaren Ereignissen kann somit als aktuelles Forschungsthema erkannt werden.

Für die einzelnen Technologien des Lastmanagements (LMM) in Österreich wurde unter anderem die vom Klima und Energiefonds beauftragte Studie „Demand Response Potentiale im österreichischen Gewerbe- und Industriesektor“ (vgl. [5]) ausgewertet. Vor allem die Technologiepotentiale der Aluminium-, Zement- und Stahlherstellung sind von Relevanz. Auch Prozesse in der Papier- und chemischen Industrie wurden untersucht und aufbereitet.

### 3.2.1.3 Kosten der Einbindung von Lastmanagement

In der DENA Netzstudie 2 (vgl. [8]) werden in Bezug auf die Einbindung von Lastmanagementmaßnahmen unterschiedliche Kostenkategorien angegeben, wobei Investitionskosten, fixe Betriebskosten und variable Kosten unterschieden werden. DENA 2 gibt zu den einzelnen Kostenkategorien aktuelle Kostenabschätzungen und zukünftig mögliche Kostenentwicklungen an. Diese werden in dieser Studie in Form von hohen Kosten (aktuelle Kosten aus DENA) sowie zukünftig niedrigen Kosten abgebildet.

**Investitionskosten** fallen vor allem an, um LMM-Potenziale technisch zu erschließen und somit nutzbar zu machen. Diese umfassen hauptsächlich Kosten für messtechnische Einrichtungen wie Smart Meter, Energiemanagement- und zentrale Steuerungssysteme. In dieselbe Kategorie fallen Kosten für die Datenübertragungstechnik. Für Holzschleifer wurden diese mit 20 €/kW (aktuelle Kosten) sowie 5 €/kW (2020) festgelegt. Investitionskosten für Zementmühlen wurden mit aktuell 20 €/kW und zukünftig 10 €/kW berücksichtigt. Für Chlor-, Aluminium- und Stahltechnologien wurden 0,5 €/kW (aktuelle Werte) sowie 0,25 €/kW (2020 Werte) implementiert (vgl. auch Abbildung 5).

**Fixe Betriebskosten** fallen nach DENA 2 *"regelmäßig an und sind unabhängig vom tatsächlichen Einsatz der LMM-Maßnahmen. Dies sind hauptsächlich die Kosten für den Datenaustausch zwischen dem Smart Meter und der DSM Leitzentrale über ein Datenübertragungssystem."* Für Holzschleifer, Zementmühlen, Chlortechnologien, Stahl und Aluminium wurden diese mit 0,5 €/kW/a (aktuelle und zukünftige Kosten) berücksichtigt.

Für Haushalte/Gebäude wurde dazu in DENA 2 angenommen, dass die Datenübertragung vor allem durch kabelgebundene Internetverbindungen oder über ein Mobilfunknetz an die Leitzentrale vorgenommen werden kann. Zudem wurde von einer Kompensation der Haushalte in der Höhe von 50 € pro Haushalt und Jahr ausgegangen, welche in der SG-Backup Studie zur Berechnung der fixen Betriebskosten abgezogen wird.

Die **variablen Kosten** umfassen für reine Lastabwurfprozesse die Opportunitätskosten entgangener Produktion, welche vor allem bei energieintensiven Industrieprozessen hoch ausfallen können. Dieser Fall wird in SG Backup gesondert bewertet, da für industrielles Lastmanagement (LMM) im HiREPS Modell die Lasten lediglich verschoben und später nachgeholt werden. Für die ökonomische Bewertung, die auf den HiREPS Modellergebnissen basiert, sind daher die Opportunitätskosten, die durch zeitliche Verschiebung verursacht werden, relevant. Für Lastverschiebeprozesse wurden die Werte aus DENA mit den erreichbaren Erlösen der SG Backup Studie verglichen. Die folgende Abbildung fasst diese Kostenwerte (Kategorie Lastverschiebungsprozesse), welche in DENA 2 angegeben wurden, zusammen.

Stromintensive Prozesse	Variable Kosten [€/MWh]		Jährliche fixe Kosten [€/kWa]		Investitionskosten [€/kW] (Lernrate 15%)	
	2010	2020	2010	2020	2010	2020
<b>Lastverschiebeprozesse</b>						
Schleifer, Refiner	< 10	< 10	< 1	< 1	~ 5 - 20	~ 5 - 20
Nachtspeicheröfen	~ 0	~ 0	25,4	25,4	38	13
Elektrische Warmwasserbereitung	~ 0	~ 0	53,7	53,7	450	150
Kühl- und Gefrierschränke	~ 0	~ 0	63,2	63,2	1.190	280
Wasch-, Spülmaschinen, Trockner	~ 0	~ 0	90,9	90,9	740	176
Chloralkalielektrolyse	> 100	> 100	< 1	< 1	< 1	< 1
<b>Lastreduktionsprozesse</b>						
Roh- und Zementmühlen	500 – 1.000	500 – 1.000	< 1	< 1	~ 10 – 20	~ 10 - 20
Aluminiumelektrolyse	500 – 1.500	500 – 1.500	< 1	< 1	< 1	< 1
Elektrolichtbogenofen	> 1.000	> 1.000	< 1	< 1	< 1	< 1
Heizungsumwälzpumpe	~ 0	~ 0	68,0	68,0	7.070	2.360

Abbildung 5: Mögliche Bandbreite der Kosten der Einbindung unterschiedlicher LMM-Technologien (Quelle: [8])

Im Rahmen des BHKW Netz Projektes (vgl. [10]) wurden unterschiedliche Klein-Blockheiz-Kraftwerke in die Leittechnik der Salzburg Netz GmbH eingebunden, um Betriebserfahrungen zu strom- und wärmegeführten Betriebsweisen sammeln zu können.

Die infrastrukturbezogenen Investitionskosten der Einbindung wurden dabei vor allem für Mess-, Steuerungs-, Kommunikations- sowie Leittechnik angegeben. Diese werden in SG Backup mit einer Nutzungsdauer von 10 Jahren und einem zum Projektzeitpunkt üblichen regulierten WACC von 6,8% (für die dritte Regulierungsperiode in AT = 6,42%; vgl. [12]) in durchschnittliche CAPEX der Datenübertragung in der Höhe von ca. 3,7 k€ umgerechnet. Fixe Betriebskosten je Anlage werden für Datendienste mit etwa 1,8 k€ je Jahr angegeben. In Summe ergeben sich somit etwa 5,6 k€ je Jahr, um eine zuverlässige Datenübertragung je LMM-Anlage realisieren zu können. Dieser Wert wird daher neben den Kostenangaben der DENA 2 Studie in SG Backup innerhalb der weiteren Berechnungen verwendet. Unterschiedliche Kostenbandbreiten können somit abgeleitet werden.

### 3.2.2 Technologien, Potentiale und HiREPS Implementierung

Allgemein wird für die Implementierung in HiREPS zwischen positiven und negativen Lastmanagementpotential unterschieden. Positives Lastmanagement (LMM) ist in diesem Bericht durch Leistungsabschaltung, negatives Lastmanagement durch Leistungszuschaltung charakterisiert und wird für die einzelnen Technologien wie folgt erörtert:

#### 3.2.2.1 Aluminiumherstellung

Das LMM-Potential der Aluminiumelektrolyse kann durch einen Teillastbetrieb (teilweise Wegschalten von Leistung), einer kurzfristigen Lasterhöhung bzw. einer vollständigen Abschaltung der Anlage (Lastabwurf) unterschieden werden. Tabelle 1 fasst dazu die erreichbaren Leistungen, Verschiebedauern, typischen Leistungen sowie die möglichen Aktivierungen je Jahr zusammen.

Tabelle 1: Überblick zu den Ergebnissen der Literaturlauswertung zu LMM-Potentialen der Aluminiumherstellung in DE und AT

DSM Technologie	inst. Leistung	praktisch mögliche positive Leistung (abschaltbar)	praktisch mögliche negative Leistung (zuschaltbar)	typische Größe einer Einheit	mögliche Aktivierungen pro Jahr	maximale Verschiebedauer
	[MW]	[MW]	[MW]	[MW]	[Anzahl]	[h]
<b>Aluminiumherstellung DE</b>	1000	637	30	10	40	4
<b>Quelle</b>	[1]	[1]	[1]	[6]	[4]	[4]
<b>Nicht-Eisen Metalle AT</b>	35	20	4	10	40	4
<b>Quelle</b>	[3]	[5]	berechnet	Annahme	Annahme	Annahme
<b>Summe</b>	1035	657	34			

Zur Beschreibung des Prozesses der Aluminiumherstellung kann der typische Lastverlauf durch eine konstante Leistungsaufnahme charakterisiert werden (vgl. v.a. [1]). Nach [2] wird täglich eine komplette Produktionsreihe für wenige Minuten vom Netz getrennt, um Elektrolyseöfen hinzu- oder wegzuschalten. Teillastbetrieb wird durch Spannungsstufenschalter realisiert, welche die Leistung einzelner Elektrolysezellen steuern können. Nach [1] beträgt die installierte Leistung in DE 1 GW (in AT 35 MW vgl. [3]) wobei von einer verfügbaren Leistung von 637 MW (20 MW in AT vgl. [5]) auszugehen ist. Die Aktivierung von Leistungsadaptionen dauert etwa 15 Minuten, wohingegen jene des Lastabwurfs im Sekundenbereich erfolgen kann. Die Dauer des Lastabwurfs ist für manche Anlagen mit einer Stunde limitiert, da ansonsten das Elektrolysebad zu stark abkühlt. Für Teillastbetrieb werden längere Zeitintervalle angegeben, jedoch keine konkreten Werte. Die maximale Dauer des Teillastbetriebs je Anlage (10 MW vgl. [6]) wird daher mit 2 Stunden angenommen, da unterstellt wird, dass die Abkühlung im Teillastbetrieb deutlich länger dauert als bei vollständiger Abschaltung der Anlage. Für Lastabwurf ist in [4] zudem angegeben, dass dieser maximal 40 mal im Jahr aktiviert werden kann.

**Folgende Implementierung der LMM-Potentiale wurde daher im HiREPS Modell vorgenommen:**

- Ein Lastabwurf von 2h (max. 40 mal je Jahr, d.h. nur einmal alle 3 Tage) mit bis zu 657 MW an abschaltbarer Leistung (aktivierbar im Sekundenbereich) wird modelliert.
- Die Option von Teillast-Leistungsreduktion für maximal 4h im Ausmaß von 25% (164 MW) (aktivierbar täglich einmal, in 15 min Intervallen) wird vorgesehen.
- Laständerungen werden zu einem späteren Zeitpunkt ausgeglichen, sodass der Bandlast-Stromverbrauch pro Woche unverändert bleibt. Dem liegt die Annahme zu Grunde, dass der Bandlaststromverbrauch bei 625 MW liegt.

**3.2.2.2 Zementherstellung**

Aus [1] kann der Prozess der Zementproduktion wie folgt zitiert werden:

*„Der Lastverlauf der Klinker- und Zementproduktion und die saisonale Verteilung stellen eine Besonderheit dar. Denn die Produktion wird hauptsächlich nachts und am Wochenende auf Vollast betrieben und tagsüber auf Teillast. Dabei laufen die Rohmühlen und die Drehrohröfen weitgehend durchgängig, während die Arbeiten im Steinbruch und am Brecher nur tagsüber und die Zementmühlen nur nachts und am Wochenende betrieben werden. Somit begründet sich einerseits die jährliche*

Auslastung der Zementwerke von 74 % gegenüber der Produktionskapazität durch den Tageslastverlauf. Andererseits kommt diese geringe Auslastung zustande, weil die Klinkerproduktion in den Wintermonaten (Dezember, Januar, Februar und März) etwa sechs Wochen auf Grund des witterungsbedingten Absatzrückgangs nicht in Betrieb ist. Das Klinkerlager wird in dem Zeitraum vor der 6-wöchigen Winterabschaltung gefüllt, so dass während dieser Zeit bei Bedarf Zement produziert werden kann. Der Zeitraum der Abschaltung der Klinkerproduktion ist von Jahr zu Jahr verschieden und wird von der Außentemperatur bestimmt, da die Bautätigkeit bei zu niedrigen Außentemperaturen größtenteils eingestellt wird und somit der Zementabsatz stark zurückgeht. Während dieser Zeit von ca. sechs Wochen ist der Strombedarf der Zementwerke sehr gering, weil nur im Bedarfsfall Zement produziert wird und ansonsten die Produktion still steht. Für diesen Zeitraum lässt sich deshalb kein typischer Lastverlauf darstellen“

In den Monaten April bis November kann der Tageslastgang wie in Abbildung 6 dargestellt angegeben werden, wobei die DSM Maßnahmen auf die Zementmühlen beschränkt sind (rote Leistungsanteile). Die vorhandenen Zementspeicher werden mit 29 GWh angegeben.

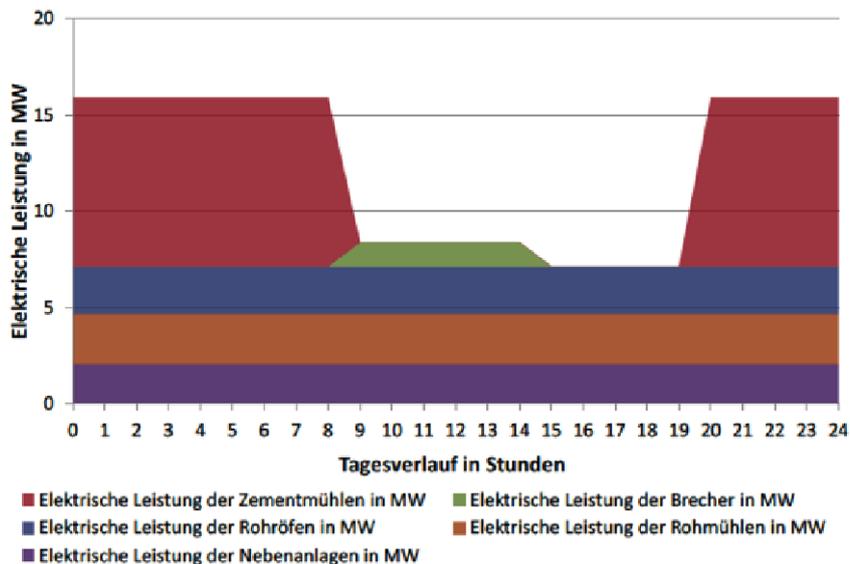


Abbildung 6: Typischer Lastverlauf der elektrischen Leistung eines Zementwerkes (Quelle: [1])

[1] gibt die Zeitkonstanten von Zementmühlen wie folgt an:

„Das Hoch- und Herunterfahren der Zementmühlen wird wegen der oben erwähnten Offpeak-Betriebsweise täglich durchgeführt. Somit ist es möglich, die Zementmühlen innerhalb von 30 Minuten hochzufahren, bis das System im Gleichgewicht ist. Das Herunterfahren hingegen funktioniert innerhalb von 15 Minuten. An vereinzelt Standorten dauert das Hochfahren mit bis zu 2 Stunden und das Herunterfahren mit bis zu 3 Stunden deutlich länger, entspricht aber nicht der Regel. Die Vorankündigungsdauer des Hoch- und Herunterfahrens liegt bei etwa 30 Minuten und es sind zwei Abrufe pro Tag denkbar.“

Tabelle 2 fasst schließlich die Erkenntnisse und Berechnungen zu den vorhandenen LMM Potentialen für Zementmühlen in Deutschland und Österreich zusammen. Dazu wurden wiederum die niedrigsten Werte in der Literatur verwendet. Somit ergibt sich eine maximal abschaltbare Leistung von ca. 305 MW bzw. zuschaltbare Leistung von rund 70 MW für DE und AT.

Tabelle 2: Überblick zu den Ergebnissen der Literaturlauswertung zu LMM-Potentialen der Zementherstellung in DE und AT

DSM Technologie	inst. Leistung	praktisch mögliche positive Leistung (abschaltbar)	praktisch mögliche negative Leistung (zuschaltbar)	typische Größe einer Einheit	mögliche Aktivierungen pro Jahr	Zement-speichergröße
	[MW]	[MW]	[MW]	[MW]	[Anzahl]	[GWh]
<b>Zementherstellung DE</b>	350	220	50	2	365	29
<b>Quelle</b>	[7]	[7]	[7]	[6]	[4]	[1]
<b>Steine und Erden AT</b>	385	85	19	2	365	
<b>Quelle</b>	[3]	[5]	berechnet	Annahme	Annahme	k.A.
<b>Summe</b>	735	305	69			

**Folgende Implementierung der LMM-Potentiale wurde daher im HiREPS Modell vorgenommen:**

- Eine abschaltbare Gesamtleistung von Zementmühlen = 305 MW (aktivierbar innerhalb von 45 Minuten) wird implementiert.
- Um eine gute Qualität des Zements zu ermöglichen, wurde eine minimale Betriebsdauer der Zementmühlen von 4 Stunden angenommen.
- Die Verlagerungsdauer ist bestimmt durch die Zementspeichergröße mit 29 GWh.
- Laständerungen werden durch die Zementspeicher ausgeglichen, um die Zementnachfrage zu bedienen. Es wird angenommen, es gibt nur dann eine Zementnachfrage Mo-Sa, wenn die mittlere Außentemperatur der vorhergegangenen Woche größer 0°C ist und die mittlere Außentemperatur für den aktuellen und kommenden Tag auch größer 0°C vorhergesagt ist. Die mittlere Zementnachfrage in der Bauperiode wird mit 196MW Bandlast angenommen (33GWh pro Woche).

**3.2.2.3 Stahlherstellung**

Die Literaturlauswertung ergab, dass der Lastverlauf eines Elektro-Ofens diskontinuierlich ist und dass Elektro-Schmelzöfen sehr unterschiedlich betrieben werden. Zum einen variiert der Produktionszyklus (Abstich-zu-Abstich-Zeit) je nach Standort deutlich und reicht dabei von 50 bis 120 Minuten. Zum anderen fällt die Anzahl der Schmelzen pro Tag unterschiedlich aus. In [1] wird argumentiert, dass durch diese unterschiedliche Betriebsweise der Stahlwerke eine kontinuierliche Bandlast entstehen kann. Dies kann vor allem durch den Schichtbetrieb in den Stahlwerken erklärt werden, da die Schmelzöfen nicht auskühlen sollten. In Deutschland beträgt der Strombedarf der Elektro-Öfen 6,5 TWh/a mit 4.151 Vollaststunden [1]. Da Schmelzöfen mit voller Leistung betrieben werden, ist eine Zuschaltung von Leistung nicht möglich. Die typische Größe eines Schmelzofens wird mit 30 MW angegeben. LMM kann vor allem durch Verlagerung des Schmelzzeitpunktes (bis zu 4h) erreicht werden. Ein Teillastbetrieb ist nicht möglich. Tabelle 3 fasst die einzelnen Parameter zusammen.

Tabelle 3: Überblick zu den Ergebnissen der Literaturlauswertung zu LMM-Potentialen der Stahlherstellung in DE und AT

DSM Technologie	inst. Leistung	typische Größe einer Einheit	mögliche Aktivierungen pro Jahr	maximale Verschiebedauer
	[MW]	[MW]	[Anzahl]	[h]
<b>Stahlherstellung DE</b>	1566	30	40	4
<b>Quelle</b>	[1]	[6]	[4]	[4]
<b>Stahlherstellung AT</b>		30	40	4
<b>Quelle</b>		Annahme	Annahme	Annahme

Für die Implementierung in HiREPs ist daher ausschlaggebend, dass nicht alle Schmelzöfen gleichzeitig für positives LMM aktiviert werden können.

**Folgende Implementierung der LMM-Potentiale wurde daher im HiREPS Modell vorgenommen:**

- Die installierte Leistung beträgt 1566 MW. Es wird angenommen, dass aufgrund der Produktionszyklen, die maximale gleichzeitige Leistungsaufnahme mit 783 MW limitiert ist.
- Eine Maximale Verschiebedauer des Schmelzzeitpunkts = 4h (begrenzt durch Auskühlen der Öfen) wird implementiert.
- Maximal 40 Aktivierungen pro Jahr werden zugelassen.
- Lastreduktionen werden zu einem späteren Zeitpunkt durch Leistungserhöhung ausgeglichen, sodass die Stahlherstellung je Woche unverändert bleibt.
- Die Bandlast errechnet sich zu 742 MW (6.5 TWh pro Jahr) und wird entsprechend implementiert.

**3.2.2.4 Holzstoffe / Papiererzeugung**

Für die LMM Potentialerhebung im Projekt SG Backup wurden vor allem Holzschleifer untersucht, da Papiermaschinen als zu inflexibel erachtet werden. Für Holzschleifer kann aus [1] folgende Prozessbeschreibung zitiert werden:

*„Der typische Tageslastverlauf der Holzschliffherstellung ist kontinuierlich und liegt etwa bei einem 90 %-igen Auslastungsniveau. Die auf Deutschland hochgerechnete installierte Leistung der Holzschleifer beträgt 268 MW. Bei einer durchschnittlichen Jahresauslastung von 78 % beträgt die Bandlast 208 MW und entspricht somit dem“ positiven „LMM-Potenzial. Außerdem können die Schleifer sehr feingestuft (in MW-Schritten) auf Teillast betrieben werden und sind deshalb prädestiniert für eine Anwendung beim Lastmanagement. Zudem besteht die Möglichkeit, den Holzschliff in Silos zwischen zu speichern. Die Holzschliff-Speicherkapazität beträgt auf Branchenebene etwa 1,3 GWh“. ... „Das Hoch- und Herunterfahren von Holzschleifern könnte jeweils innerhalb von fünf Minuten vollzogen werden“.*

Tabelle 4: Überblick zu den Ergebnissen der Literaturlauswertung zu LMM-Potentialen von Holzschleifern in DE und AT

DSM Technologie	inst. Leistung	praktisch mögliche positive Leistung (abschaltbar)	praktisch mögliche negative Leistung (zuschaltbar)	typische Größe einer Einheit	Holzschliff-speicher
	[MW]	[MW]	[MW]	[MW]	[GWh]
Holzschleifer DE		200	100	1	1,3
Quelle		[7]	[7]	[6]	[1]
Holzschleifer AT		8	4	1	0,05
Quelle		[3]	berechnet	Annahme	berechnet
Summe		208	104		

Dies bedeutet, dass der tägliche Energieverbrauch der Holzschleifer in AT und DE nach Tabelle 4 bei etwa 5 GWh (208 MW \* 24h) liegt. Abschaltbar sind die Anlagen in Abhängigkeit der vorhandenen Rohstoffspeicher. Die zuschaltbare Leistung wird mit 100 MW für DE angegeben. Wird dies auf Österreich skaliert, ergeben sich 4 MW an zuschaltbarer Leistung.

**Folgende Implementierung der LMM-Potentiale wurde daher im HiREPS Modell vorgenommen:**

- Die maximale Leistung der Holzschleifer Anlagen wird mit 308 MW (208 MW abschaltbar + 100 MW zuschaltbar) implementiert.
- Die Maximale Verschiebedauer ist bestimmt durch die Holzschliffspeichergröße von 1350MWh.
- Die Holzschliffnachfrage wird mit 208MW Bandlast angenommen.

**3.2.2.5 Chlorproduktion**

Für die LMM-Potentialanalyse ist vor allem das Membran- und HCL-Verfahren herangezogen worden. Die installierte Leistung wird in [1] mit 3006 MW bei einem Stromverbrauch von 6.9 TWh (2010) angegeben. Dies entspricht auch der Bandlast 888MW (6,9 TWh / 7771 Volllaststunden). Vorhandene Chlortankspeicher werden in DE mit etwa 8 GWh angegeben. Tabelle 5 fasst die einzelnen Parameter entsprechend zusammen.

Tabelle 5: Überblick zu den Ergebnissen der Literaturlauswertung zu LMM-Potentialen der Chlorherstellung in DE und AT

DSM Technologie	inst. Leistung	typische Größe einer Einheit	Chlor-speicher
	[MW]	[MW]	[GWh]
Chlorherst. DE	3006	14	8
Quelle	[8]	[6]	[1]
Chlorherst. AT		14	
Quelle		Annahme	

**Folgende Implementierung der LMM-Potentiale wurde daher im HiREPS Modell vorgenommen:**

- Die installierte Leistung der Anlagen wird mit 3006 MW implementiert und als theoretisch verschiebbare Leistung vorgegeben.
- Die maximale Verschiebedauer ist bestimmt durch die Chlortankspeichergröße von 8GWh.
- Die mittlere Chlornachfrage wird mit 888MW Bandlast angenommen.

**3.3 Lastmanagement durch Wärmespeicher**

**3.3.1 Implementierung von Fernwärme und Kraftwärmekopplung**

Die Fernwärmesysteme von Österreich und Deutschland werden im HiREPS-Modell abgebildet, da sie einen Einfluss auf das zukünftige Stromsystem haben. Beispielsweise könnte der Fernwärmebedarf im Winter unter Umständen dazu führen, dass KWK-Anlagen Strom erzeugen müssen, obwohl es gerade ein Überangebot an Windstromerzeugung gibt. Diese potentielle Inflexibilität des Fernwärmesystems würde dann zu erhöhten Kosten der Stromerzeugung führen. Ein Beispiel dem entgegenzuwirken, wäre der Ausbau von Fernwärmespeichern, welche sonst überschüssigen Wind- und Solarstrom mit Hilfe von Elektroheizkesseln nutzbar machen könnten.

Anhand von realen gemessenen stündlichen Fernwärmebedarfszeitreihen von 3 Städten wurde ein Regressionsmodell entwickelt, welches basierend auf Außentemperatur, Uhrzeit, Wochentag und Datum den Fernwärmebedarf abbildet. Abbildung 7 zeigt die Ergebnisse eines Vergleichs des Regressionsmodells mit den realen Messdaten eines Fernwärmenetzes im Jänner 2010. Die Standardabweichung zwischen realen Daten und dem Fernwärmeregressionsmodell beträgt 6%.

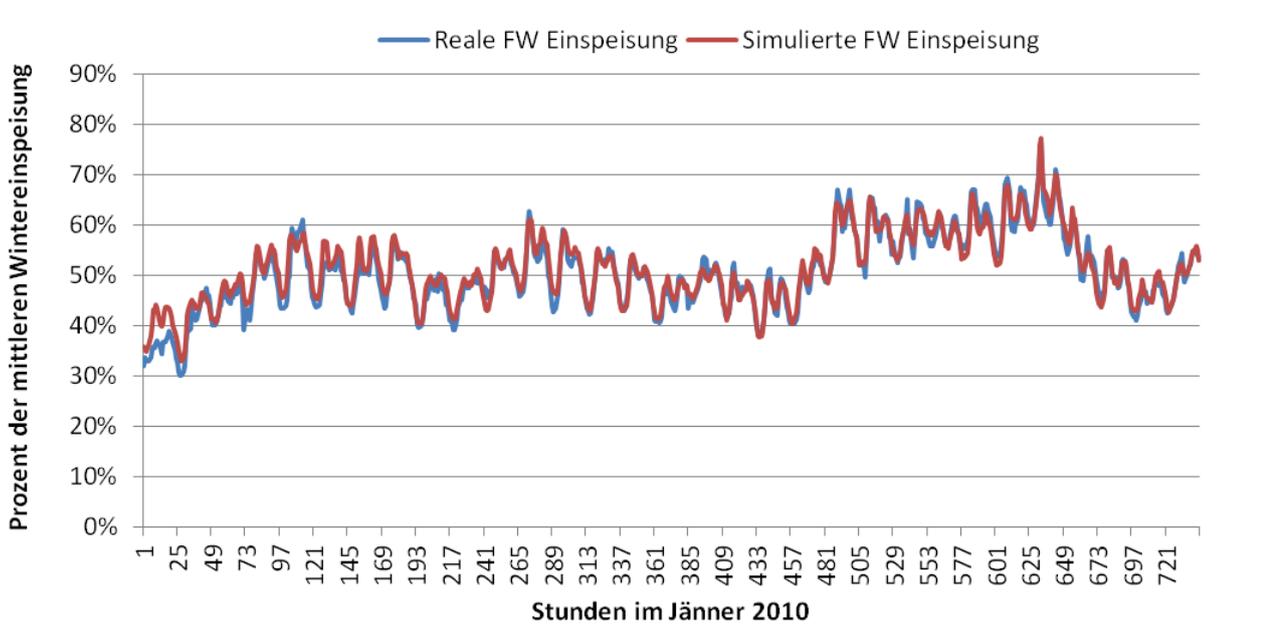


Abbildung 7: Regressionsmodell für den Fernwärmebedarf: Vergleich Messung mit Regressions-modell

Dieses Fernwärmeregressionsmodell ermöglicht es, zu einem ausgewählten Wetterjahr, den passenden Fernwärmebedarf zu simulieren. Das Modell wurde entsprechend den Szenario-Annahmen zur Entwicklung des Wärmebedarfes bis zum Jahr 2050 kalibriert. Dabei wurde angenommen, dass der Warmwasserbedarf (Sommerlast) pro Kopf konstant bleibt und der Heizenergiebedarf aufgrund von Effizienzmaßnahmen zurückgeht. Für die Ermittlung der Interaktion zwischen Strom- und Wärmesystem

ist es hinreichend nur die mit GIS-Daten der Bevölkerungsdichte gewichtete mittlere 10-Meter-Temperatur für Österreich und Deutschland je Wetterjahr als Input für das Modell zu verwenden.

Die verschiedenen im Modell abgebildeten Komponenten der Fernwärmeerzeugung sind:

- GuD als Entnahmekondensationsanlage für Kraftwärmekopplung
- GuD als Gegendruckanlage für Kraftwärmekopplung
- Gasheizwerk
- Biomasse-Dampfkraftwerk als Gegendruckanlage für Kraftwärmekopplung
- Kohlekraftwerk als Entnahmekondensationsanlage für Kraftwärmekopplung
- Müllverbrennungsanlagen als Gegendruckanlage für Kraftwärmekopplung
- Zentrale Solarthermieanlagen auf Freiflächen
- Elektroheizkessel
- Zentrale Fernwärmespeicher

KWK Entnahmekondensationsanlagen können bei gegebener Feuerleistung (z.B. Vollast und Minimallast - siehe Abbildung 8) beliebig zwischen Stromerzeugung und Fernwärmeauskopplung regeln. Dem gegenüber haben KWK-Gegendruckanlagen bei einer gegebenen Feuerleistung ein fixes Verhältnis von Stromerzeugung zu Wärmeauskopplung.

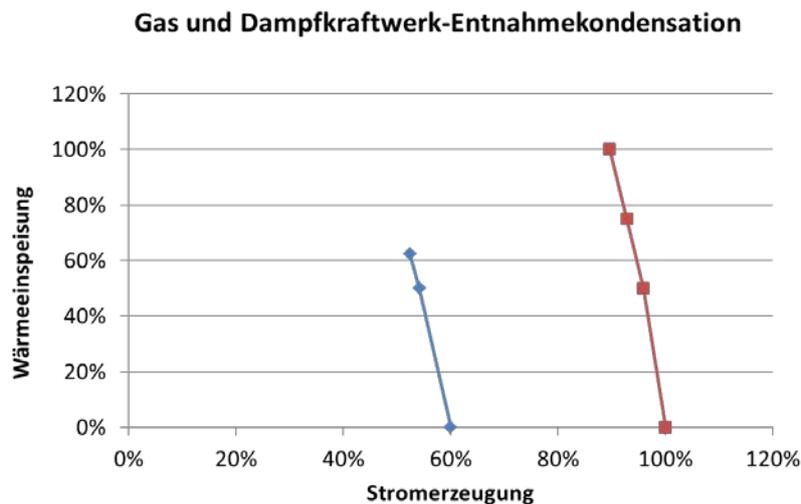


Abbildung 8: Typische Kennlinien von GuD-Entnahmekondensationsanlagen. Vollast ist durch die rote Linie und Mindestlast durch die blaue Linie dargestellt. Der zulässige Bereich für Strom und Wärmeerzeugung liegt zwischen den beiden Kennlinien.

In den Simulationsläufen bestimmt das HiREPS-Modell den kostenoptimalen Mix der verschiedenen Wärme-Erzeugungskomponenten unter Berücksichtigung der Randbedingungen wie dem CO<sub>2</sub>-Emissionslimit und den sich aus dem Modell ergebenden endogenen Strompreisen. Exemplarisch ist in Abbildung 9 das Modellergebnis für die Fernwärmeerzeugung für ein 90%-Dekarbonisierungsszenario aus dem Jahr 2050 dargestellt.

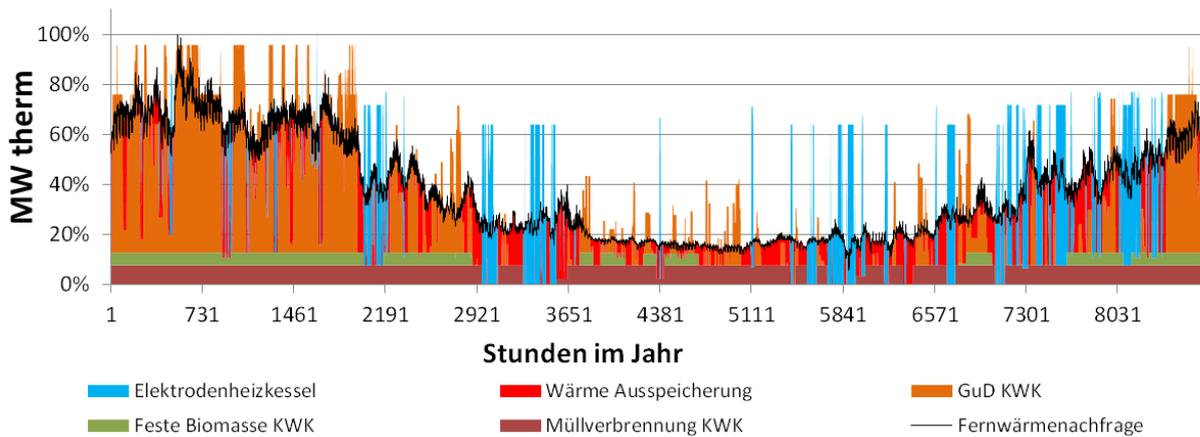


Abbildung 9: HiREPS- Simulation der Fernwärmeerzeugung im 90%-Dekarbonisierungsszenario des AutRES100 Projektes. Die Einspeicherung in die Fernwärmespeicher ist als jener Erzeugungsanteil dargestellt, der die schwarze Fernwärmefrageinie überragt.

In Österreich und Deutschland haben Fernwärmenetze meist Vorlauftemperaturen über 90°C. Es ist gegenwärtig noch unklar, ob es für so hohe Temperaturen Wärmepumpenlösungen gibt, die in einem Fernwärmenetz sinnvolle Arbeitszahlen erreichen. Des Weiteren ist unklar, welche Wärmequellen man verwenden könnte, um einen signifikanten Anteil der Fernwärme von großen Städten ökonomisch sinnvoll mit Wärmepumpen zu erzeugen. Um die Ergebnisse konservativ zu berechnen wird hier daher angenommen, dass es für die Fernwärmeerzeugung keine ökonomisch sinnvolle Wärmepumpen-Technologie gibt<sup>4</sup>. Eine alternative Möglichkeit, überschüssigen Wind- und Solarstrom direkt im Fernwärmesystem zu nutzen, sind Elektroheizkessel. Diese haben kein Problem mit hohen Temperaturen und kosten etwa nur 4% einer alternativen Wärmepumpenlösung, weisen jedoch auch eine deutlich geringere Effizienz auf. Der Einsatz dieser erfordert keine speziellen IKT Lösungen sondern fügt sich in den normalen operationellen Betrieb der Versorger bei der Fernwärmeerzeugung ein. Daher ist diese Option für alle Szenarien erlaubt und die Investitionen und der Betrieb wird mit HiREPS Modell für alle Szenarien simuliert.

### 3.3.2 Dezentrale Wärmesektoren

Die Modellimplementierung der Heizwärme und Warmwasserversorgung von Gebäuden, welche nicht an die Fernwärme angeschlossen sind, wird in dieser Studie durch "Gesteuerten dezentralen Einsatz von Power to Heat - P2H" vorgenommen. Es wird dabei zwischen 4 unterschiedlichen dezentralen (nicht Fernwärme gekoppelten) Gebäudetypen unterschieden: Gebäude, die für Wärmepumpen geeignet sind und einen Gasanschluss haben, Gebäude, die nicht für Wärmepumpen geeignet sind und einen Gasanschluss haben, Gebäude, für die alternativ je nach Wirtschaftlichkeit als Hauptwärmequelle eine Wärmepumpe oder eine Pellets-Heizung in Frage kommt und Gebäude, die nicht wärmepumpengeeignet sind und keinen Gasanschluss haben. Es wurde in allen Szenarien angenommen, dass für das Stromsystem und das Wärmesystem ein gemeinsames CO<sub>2</sub> Emissionslimit gibt. Das HiREPS-Modell bestimmt dann die Konfiguration des Gesamtsystems Strom+Wärme, sodass die vorgegebenen CO<sub>2</sub>-Ziele mit minimalen Kosten erreicht werden. Für alle 4 dezentralen Gebäudetypen bestimmt das HiREPS-Modell die im Gesamtsystem Strom+Wärme kostengünstigsten Investitionen in die Wärmeversorgung mit den folgenden Komponenten:

<sup>4</sup> Diese Fragestellung ist Gegenstand des bei der 1. Ausschreibung im Programm *Stadt der Zukunft* genehmigten Forschungsprojektes P2H-Pot.

- Erdgas-Brennwertheizung
- Pellets-Heizung
- Kombiwärmepumpen für Heizen und Warmwasser
- Direktstrom-Zusatzheizregister (heizt nur in Perioden wenn es billigen Strom gibt)
- Aufdach-Solarthermieanlagen
- Wärmespeicher

Es wird angenommen, dass das Warmwasser über eine Frischwasserstation mit der Wärme aus dem Wärmespeicher erzeugt wird. Eine Warmwasserwärmepumpe speist mit 55° in den Warmwasserspeicher ein. Die Direktstrom Zusatzheizregister und die anderen Heizquellen speisen in den Warmwasserspeicher mit 95° ein.

Das HiREPS Modell setzt dabei die Direktstrom-Zusatzheizregister nie als ausschließliche Wärmequelle ein (auch nicht in Kombination mit Wärmespeichern = Nachtspeicherheizung). Dies wäre nicht optimal. Die günstigen Direktstrom-Zusatzheizregister werden zusätzlich zum Hauptwärmeerzeuger installiert und genützt um in Perioden mit billigen Strompreisen diesen zu verwerten. Zu anderen Zeiten sorgt der Hauptwärmeerzeuger für Wärme.

Die Optionen der Nachfrageflexibilität durch Wärmepumpen und Direktstrom-Zusatzheizregister in Kombination mit Wärmespeichern zur Heizung und Warmwasserbereitung sind im HiREPS Modell berücksichtigt, da diese deutlich höhere Dauerleistungen und Flexibilität bieten können, als z.B. Haushaltsgeräte. Zudem ist auch die technische Realisierbarkeit der Steuerungen durch eine geringere Anzahl an Geräten und einer nicht unbedingt notwendigen Home Automation als realistischer zu erachten.

Tabelle 6: Annahmen zur dezentralen Wärmeerzeugung

Arbeitszahl der Wärmepumpen für Heizung	3
Arbeitszahl der Wärmepumpen für Warmwasser	2.5
Haushaltanschlussleistung:	Es wird angenommen, dass in Niederspannungsnetzen max. 3 kW an simultaner Leistungsaufnahme von Wärmepumpe, Direktstrom-Zusatzheizregister und normaler Haushaltslast als Mittelwert je angeschlossenem Haushalt auftreten
Warmwasserspeicher	Inv. Kosten 900 Euro/m <sup>3</sup> , Verlust 0,2% der Energie pro Stunde
Gebäudewärmespeicherkapazität der für Wärmepumpen geeigneten Gebäude	An normalem Wintertag kann die Wärmepumpe 3 Stunden ohne Komfortverlust ausgeschaltet werden

In einem Bericht zu Wärmepumpen-Effizienz des Fraunhofer ISE wurden reale Wärmepumpen vermessen (vgl. [9]). Bei Häusern mit Fußbodenheizungen erreichten Erdreichwärmepumpen eine Arbeitszahl vom 4 und Luft-Wärmepumpen eine Arbeitszahl von 3. Die Annahmen in Tabelle 6 sind daher konservative Werte.

### 3.4 Beschreibung der Szenarioannahmen

In den Szenarien des Projekts wird untersucht, welchen Beitrag Lastmanagement in einem zukünftigen CO<sub>2</sub> emissionsreduziertem Energiesystem mit hohem Anteil von Erneuerbaren Energien leisten kann. Die Grundlage für die in diesem Projekt untersuchten Szenarien ist das Primes-Referenzszenario 2011 mit aktualisierten Weltenergiepreisen<sup>5</sup>, welches auch vielen EU Studien zugrunde liegt. Für die SG Backup-Szenarien wurden die Brennstoffpreise und die Entwicklung der Stromnachfrage aus dem Primes-Referenzszenario 2011 verwendet. Da für das Jahr 2010 der Primes-Stromverbrauch nicht genau mit dem Stromverbrauch laut ENTSO-E Daten übereinstimmt, wurden die ENTSO-E-2010-Werte mit den Primes-Wachstumszahlen kombiniert, um die Stromverbrauchswerte der Szenarien bis 2050 zu berechnen.

Tabelle 7: Brennstoff-/CO<sub>2</sub> Preise und Stromnachfrageannahmen der SG Backup-Szenarien. Alle Annahmen basieren auf dem PRIMES-Referenzszenario 2011.

	Einheiten	2010	2020	2030	2050	2050/2010
Kohle	€/MWh	7,1	9,4	17,6	19,6	2,8
Erdgas	€/MWh	18,3	29,7	41,2	57,5	3,2
Erdöl	€/MWh	29,7	46,6	55,1	74,1	2,5
CO <sub>2</sub> -Preis	€/tCO <sub>2</sub>	11,9	18,7	42,8	53,6	4,5
<b>Stromverbrauch<sup>1</sup></b>						
AT+DE	TWh	616	638	661	749	1.22

Diese berechneten Stromverbrauchswerte sind in Tabelle 7 dargestellt. Die Brennstoffpreise sind in Euro pro MWh unterer Heizwert (Hu) angegeben.

#### Annahmen zur Wasserkraft:

Da es unklar ist, wie viele neue Speicherseen gesellschaftlich akzeptabel sind, wurde kein Neubau von Speicherseen angenommen. Es wird aber in allen Szenarien unterstellt, dass die Leistungen der bestehenden Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke ausgebaut werden können, insofern die Gesamtsystemkosten dadurch sinken würden. Da ein Leistungsausbau meist untertage durch den Bau neuer Druckstollen und Kavernenkraftwerken geschieht, wird diese Maßnahme seitens der Autoren als umsetzbar angesehen. In den Szenarien werden Pumpen oder Turbinen nur dann ausgebaut, wenn schon eine Pumpe oder Turbine installiert ist. Gänzlich neue Nutzungsmöglichkeiten bereits existierender Speicher sind in den Szenarien nicht vorgesehen.

#### Annahmen zur Windkraft:

Eine Studie von Fraunhofer IWES<sup>6</sup> kommt zum Ergebnis, dass sich das Onshore-Windenergie-Potential in Deutschland auf 198 GW beläuft, wenn man die Flächennutzung auf 2% der Fläche je Bundesland limitiert. Ohne diese Limitierung berechnet das IWES ein Windenergiepotential von 722 GW. In den SG

<sup>5</sup> NTUA (2011): "PRIMES Reference case with updated world energy prices", Technische Universität Athen, 21.Juni 2011.

<sup>6</sup> S. Bofinger et al: "Studie zum Potenzial der Windenergienutzung an Land"; Studie im Auftrag des Bundesverbands Windenergie, Kassel. 2011

Backup-Szenarien wurde angenommen, dass das Onshore-Windenergie-Potential für Österreich und Deutschland mit 200 GW beschränkt ist.

Die Summenerzeugung der geeigneten Standorte in Österreich und Deutschland wird anschließend so skaliert, dass die installierten Leistungen den Szenarioannahmen entsprechen. Des Weiteren werden von den so simulierten Erzeugungsdaten noch pauschal 12% als Erzeugungsverluste abgezogen. Diese Verluste wurden abgeschätzt als 7% (Verfügbarkeit + Elektrische Verluste + Vereisungsverluste) + 5% Windparkverluste (Windschatteneffekte).

### **Annahmen zur Photovoltaik:**

Für die Simulation der Photovoltaik-Stromerzeugung wird angenommen, dass die Module 30° geneigt und nach Süden ausgerichtet sind (Details inklusive Validierung im AutRES100-Projekt Endbericht)<sup>7</sup>. Von der simulierten PV-Stromerzeugung wurden pauschal 28% als Verluste abgezogen. Diese 28% ergeben sich aus Abschätzung der folgenden Verluste (multiplikativ!): 14% Systemverluste, 5% Reflexion, Schnee, Abschattung, Verschmutzung, 6% Temperaturverluste und 6% mittlere Degradierungsverluste bei einem bestimmten Mix aus alten (20 Jahre) und neuen Solarmodulen.

### **Annahmen zur Biomasse:**

Da Biomasse eine knappe Ressource ist, folgt aus verschiedenen Studien<sup>8</sup>, dass in einem überwiegend CO<sub>2</sub>-neutralen Wirtschaftssystem ein beträchtlicher Teil der Biomasse für industrielle Anwendungen, die stoffliche Nutzung und den Verkehr benötigt wird. In den SG Backup-Szenarien wird daher angenommen, dass maximal 90 TWh an Bioenergie für die Wärme und die Stromversorgung in Österreich und Deutschland genutzt werden kann. 25% dieser 90 TWh stehen als Biomethan- oder Biogas-Potential zur Verfügung. In den Szenarien wird angenommen, dass 70% des Biogases zu Biomethan aufgearbeitet werden und in das Erdgasnetz eingespeist werden kann. Das restliche Biogas kann mit Gasmotoren verstromt werden. Hier wird angenommen, dass es für 2/3 des Biogaspotentials auch eine Abwärmenutzung gibt, bei welcher 70% der anfallenden Abwärme genutzt werden kann. Wie für alle Technologien im HiREPS-Modell sind auch die Biomasse- und Biogas-Technologien Teil der Kostenoptimierung des Gesamtsystems (Kostenannahmen sind im Annex zu finden).

### **Annahmen zum Klimaschutz:**

In den Szenarien gilt für das Strom- und Wärmesystem in Österreich und Deutschland ein gemeinsames jährliches CO<sub>2</sub> Emissions-Limit von 83 Millionen Tonnen CO<sub>2</sub>. Im Jahr 2011 betrug die spezifischen CO<sub>2</sub> Emissionen im Strom- und Wärmesektor für Österreich und Deutschland 518 gCO<sub>2</sub>/kWh. Die einzelnen Szenarien beschreiben ein Stromsystem, welches spezifisch (in gCO<sub>2</sub>/kWh) zwischen 88% und 90% weniger CO<sub>2</sub> emittiert als im Jahr 2011. Das HiREPS-Modell berechnet jene Konfiguration des Gesamtsystems Strom und Wärme, welches dieses CO<sub>2</sub>-Ziel zu minimalen Kosten erreicht.

### **Annahmen zum Wärmebedarf:**

In Tabelle 8 sind die Annahmen zur Entwicklung des Wärmebedarfs in den SG Backup-Szenarien dargestellt. Sie basieren auf dem Szenario *Misch-Ineffizient* des Projektes WuK<sup>5</sup> aus dem Jahr 2013 für Deutschland und wurden für Österreich proportional zu den Werten von 2008 skaliert. Man sieht, dass

<sup>7</sup> <http://eeg.tuwien.ac.at/AutRES100/endbericht.pdf>

<sup>8</sup> Erarbeitung einer integrierten Wärme- und Kältestrategie im Auftrag des Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU), 2013, <http://www.erneuerbare-energien.de/unser-service/mediathek/downloads/detailansicht/artikel/endberichte-erarbeitung-einer-integrierten-waerme-und-kaeltestrategie/>

der Wärmebedarf bis 2050 um 33% abnimmt, welches als moderater Rückgang angesehen werden kann. In den Effizienz-Szenarien des WuK-Projektes wird angenommen, dass der Wärmebedarf bis 2050 um 55% abnimmt. In den SG Backup-Szenarien wird davon ausgegangen, dass 66% der Gebäude bis 2050 wärmepumpengeeignet sind. Die nicht mit Wärmepumpen ausgestatteten Gebäude im Jahr 2050 werden zu 57% mit Erdgas und zu 43% mit fester Biomasse geheizt.

Tabelle 8: Entwicklung des Wärmebedarfs in TWh und Skalierungsfaktor für Raumwärme und Warmwasser in Österreich und Deutschland bis 2050 in den SG Backup-Szenarien.

DE+AT TWh thermisch	2010	2020	2030	2040	2050	2050/2010
Dezentrale Wärmebereitstellung	818	697	585	504	459	0.56
Fern+Nahwärme	118	155	181	187	170	1.43
Summe	936	852	766	691	628	0.67

In den Szenarien des vorliegenden Projekts wird der mögliche Beitrag von industriellem Lastmanagement (ind. LMM), das Lastmanagement durch Stromnutzung zur Wärmeerzeugung in Gebäuden (dez. P2H), die nicht an die Fernwärme angeschlossen sind, und das Lastmanagement durch Stromnutzung zur Fernwärmeerzeugung (P2H Fernwärme) untersucht. Um den Einfluss dieser Maßnahmen sowohl getrennt voneinander als auch Synergieeffekte zu betrachten, wurde eine Reihe verschiedener Detailszenarien entworfen, welche sich hauptsächlich in der Verfügbarkeit dieser verschiedenen Maßnahmen unterscheiden. Ein Überblick über alle modellierten SG Backup Szenarien findet sich in Tabelle 9.

Da sich die Nutzung von Stromheizkessel in der Fernwärmeerzeugung in den normalen operationellen Betrieb der Versorger einfügt (vgl. auch Kapitel 3.3.1), sind keine speziellen IKT Lösungen erforderlich. Daher ist diese Option in allen Szenarien (außer in Szenario (L)) grundsätzlich vorhanden und die Investition und der Betrieb von Stromheizkesseln ist Bestandteil der Modellierung.

Unter smartem (=gesteuertem) P2H wird verstanden, dass in HiREPS die Option in Direktstrom Zusatzheizregister, Stromheizkessel und Wärmespeicher zu investieren verfügbar ist, weil dadurch eine Lastflexibilität von ca. 58 GW erreicht werden kann. Beim industriellen Lastmanagement sind im Gegensatz dazu keine Investitionen notwendig, weil angenommen wird, dass Überkapazitäten bestehen und somit nach Implementierung einer IKT Lösung aus dem Bestand eine Lastflexibilisierung möglich ist.

Tabelle 9: Übersicht über die im Rahmen von SG Backup mit dem HiREPS-Modell simulierten Szenarien für Österreich und Deutschland.

Szenario Name	Beschreibung/Annahmen
<b>Allgemeine Szenarien</b>	
(A) Mit smart dez. P2H, Mit ind. LMM	In diesem Szenario sind alle Optionen des Lastmanagements erlaubt. Alle Industriellen Optionen und alle P2H Optionen
(B) Mit smart dez. P2H, Kein ind. LMM	Kein industrielles LMM, alle P2H Optionen
(C) Kein smart dez. P2H, Mit ind. LMM	Industrielles LMM, keine dezentralen P2H Optionen, aber P2H in der Fernwärme
(D) Kein smart dez. P2H, Kein ind. LMM	Kein industrielles LMM, keine dezentralen P2H Optionen, aber P2H in der Fernwärme
<b>Detail-Szenarien Industrielles Lastmanagement (LMM)</b>	
(E) Mit smart dez. P2H, Mit Stahl LMM	Von den industriellen LMM Optionen sind nur die im Stahl Sektor zugelassen. Alle P2H Optionen erlaubt.
(F) Mit smart dez. P2H, Mit Alu LMM	Von den industriellen LMM Optionen sind nur die im Alu Sektor zugelassen. Alle P2H Optionen erlaubt.
(G) Mit smart dez. P2H, Mit Zement LMM	Von den industriellen LMM Optionen sind nur die im Zement Sektor zugelassen. Alle P2H Optionen erlaubt.
(H) Mit smart dez. P2H, Mit Holz LMM	Von den industriellen LMM Optionen sind nur die im Holz Sektor zugelassen. Alle P2H Optionen erlaubt.
(I) Mit smart dez. P2H, Mit Chlor LMM	Von den industriellen LMM Optionen sind nur die im Chlor Sektor zugelassen. Alle P2H Optionen erlaubt.
<b>Detail-Szenarien Power-to-Heat (P2H)</b>	
(J) Wärmepumpen P2H, Mit ind. LMM	Industrielles LMM, P2H in der Fernwärme und in Gebäuden mit Wärmepumpen, kein dezentrales P2H in Gebäuden die keine Wärmepumpe haben.
(K) Dez. ZHR P2H, Mit ind. LMM	Industrielles LMM, gesteuertes P2H in der Fernwärme und P2H in Gebäuden die keine Wärmepumpe haben (mit Zusatzheizregister). Kein gesteuertes P2H in Gebäuden mit Wärmepumpen.
(L) Kein P2H, Mit ind. LMM	Keine der P2H Optionen ist gesteuert. Auch nicht in der Fernwärme. Industrielles LMM ist erlaubt

### 3.5 Ermittlung der Deckungsbeiträge

#### 3.5.1 Bewertungsmethodik für Industrielles Lastmanagement

Zur Berechnung der möglichen Zahlungen an LMM-Technologien, welche im HiREPS Modell eingesetzt wurden, werden die errechneten Einsparungen aus günstigeren Strombezugspreisen sowie ersetzen Kraftwerkskapazitäten (vgl. Kapitel 4.1.4) ermittelt. Diese werden aus einer Auswertungsmatrix des HiREPS Modells extrahiert, wobei auch die jährlich verschobene Energiemenge als wichtiger Parameter erhoben wird. Über die typische Anlagenleistung kann schließlich die Anzahl der in HiREPS implementierten Anlagen je LMM-Technologie im industriellen Bereich ermittelt werden. Mit dieser Anlagenanzahl werden schließlich die kumulierten Dateneinbindungskosten (für unterschiedliche Kostenvarianten aus DENA 2 sowie BHKW Netz; vgl. vorangegangene Kapitel) errechnet und von den erreichbaren Einsparungen in Abzug gebracht. Die somit übrig bleibenden Systemeinsparungen werden in einem letzten Schritt durch die verschobene Energiemenge dividiert. Das so erhaltene Ergebnis repräsentiert die möglichen Zahlungen an industrielle LMM Technologien.

#### 3.5.2 Bewertungsmethodik für P2H Lösungen

Für Power-to-Heat (P2H) Lösungen werden verschiedene Gebäudekategorien (vgl. Kapitel 3.3.2) unterschieden. In Abhängigkeit der in HiREPS implementierten Gebäudekategorien werden wiederum die errechneten Systemkosteneinsparungen (abzüglich der Datenübertragungskosten) in Bezug zur verschobenen Energiemenge gestellt. Zur Berechnung der Datenübertragungskosten werden die Werte aus DENA 2 aus der Kategorie "Nachtspeicheröfen" (vgl. Abbildung 5) herangezogen. Diese werden für eine durchschnittliche Anlagenleistung von 3 kW umgerechnet, wodurch sich fixe Betriebskosten in der Höhe von 76,2 € ergeben. Von diesem Wert werden jedoch die in DENA 2 eingerechneten 50 €/a an Anreizzahlungen für LMM-Teilnehmer subtrahiert, da diese keine technischen Einbindungskosten repräsentieren. Die fixen Betriebskosten belaufen sich damit auf etwa 26 €/a. Für die Investitionskosten wird eine Variation zwischen 13 und 38 €/kW vorgenommen und mit einem Zinssatz von 3% (Haushaltskundensicht) sowie einer Nutzungsdauer von 7 Jahren (Low Tech Datenübertragung) in CAPEX umgerechnet. Die Summe der fixen Betriebskosten sowie der Annuitäten der Investitionskosten liegt somit zwischen 32,5 und 45 €/a und wird wiederum in Relation zu den errechneten Ausgleichszahlungen für unterschiedliche Gebäudekategorien gestellt.

## 4 Ergebnisse und Schlussfolgerungen

### 4.1 Interpretation der HIREPS Modellergebnisse

Anhand von Szenario A (vgl. Tabelle 9) wird im Folgenden ein Überblick über die Ergebnisse des modellierten Strom- um Wärmesystems von Österreich und Deutschland im Jahr 2050 und dem Einsatz von Lastmanagement-Maßnahmen gegeben. In allen Szenarien gilt für das Gesamtsystem ein jährliches CO<sub>2</sub> Emissions-Limit von 83 Millionen Tonnen. Unter Berücksichtigung des CO<sub>2</sub> Limits und weiterer Kosten der Szenario Annahmen (siehe Kapitel 0 und den Anhang) berechnet das HiREPS-Modell die kostengünstigste Lösung der Strom- und Wärmebereitstellung. Für Szenario A (alle Lastmanagement-Optionen sind erlaubt) ergibt sich, dass sich die spezifischen CO<sub>2</sub> Emissionen für Österreich und Deutschland auf 60.7 gCO<sub>2</sub>/kWh reduzieren lassen. Im Jahr 2011 betragen die spezifischen CO<sub>2</sub> Emissionen im Strom- und Wärmesektor für Österreich und Deutschland 518 gCO<sub>2</sub>/kWh. Das Szenario beschreibt ein Stromsystem, welches um 88% weniger CO<sub>2</sub> emittiert als im Jahr 2011. Die mittleren Stromgestehungskosten belaufen sich in diesem Szenario auf 76.12 Euro/MWh. Hier sind die CO<sub>2</sub>-Kosten nicht inkludiert, da der CO<sub>2</sub> Preis nur eine Lenkungsabgabe ist und daher die anfallenden Kosten nur Umverteilungseffekte widerspiegeln. Abbildung 10 zeigt den Stromerzeugungsmix, der sich aus der Modellierung in Szenario A ergibt.

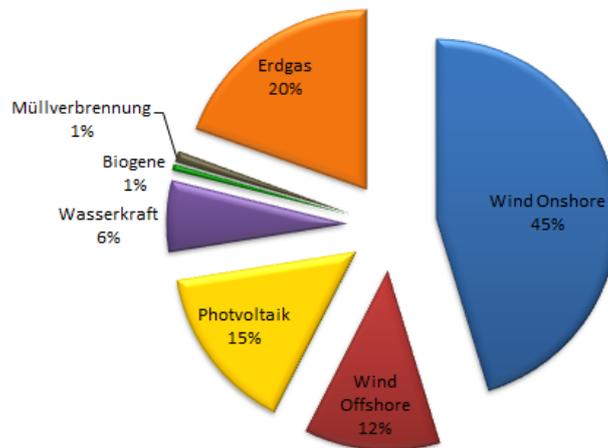


Abbildung 10: Stromerzeugungsmix (Anteil an Gesamtnachfrage in GWh) in Österreich und Deutschland 2050 für das Szenario A

Es ist ersichtlich, dass der Großteil des Strombedarfs durch Windenergie gedeckt wird. Zusammen mit den Anteilen von PV und Laufwasserkraft ergibt sich somit ein Strommix, welcher ungefähr zu drei Viertel auf volatiler Erzeugung basiert und mit 20% Erzeugung aus Gaskraftwerken und allen verfügbaren Lastmanagement-Optionen ausbalanciert werden kann (zu Details hinsichtlich Versorgungssicherheit siehe Unterkapitel 4.1.1).

Tabelle 10: Stromerzeugungsmix Österreich und Deutschland 2050 für das Szenario A

	Installierte Leistung [GW]	Jahreserzeugung [TWh]	Volllaststunden
Wind Onshore	200	415	2074
Wind Offshore	29	111	3866
Photovoltaik	167	137	823
Wasserkraft	38,2	59,0	
Feste Biomasse	1,0	3,5	3489
BioGas	0,7	1,8	2660
Müllverbrennung	1	9	6872
GuD	77	177,7	2317
Gasturbinen	43	1,04	24

In Tabelle 10 ist der Stromerzeugungsmix für das Szenario A im Detail aufgelistet. Die dargestellten Volllaststunden sind die mittleren Volllaststunden über alle simulierten Altersklassen des jeweiligen Anlagentyps.

Die folgenden Abbildungen sollen anhand von ausgewählten Zeitabschnitten einen Überblick über die modellierte Strom- und Wärmeerzeugung in Szenario A geben, um somit ein grundlegendes Verständnis für die Interpretation der jährlichen Ergebnisse zu schaffen.

In Abbildung 11 ist die stündliche aggregierte Stromerzeugung nach Technologien dargestellt. Der modellierte Strompreis ist als rote Linie eingezeichnet. Man sieht, dass der Strompreis (inkl. CO<sub>2</sub>-Preis) durchschnittlich in diesen Monat 114 €/MWh beträgt und sich die Stromerzeugung steuerbarer Kraftwerke nach diesem Preis richtet. Trotz großer Mengen eingespeister Windenergie kommt es aufgrund der nachfrageseitigen Flexibilität zu keinen Erzeugungsüberschuss und somit auch nicht zu negativen Preisen. Um den Effekt der Nachfrageflexibilität zu zeigen ist in Abbildung 12 die gesamte Nachfrage weiter aufgeschlüsselt.

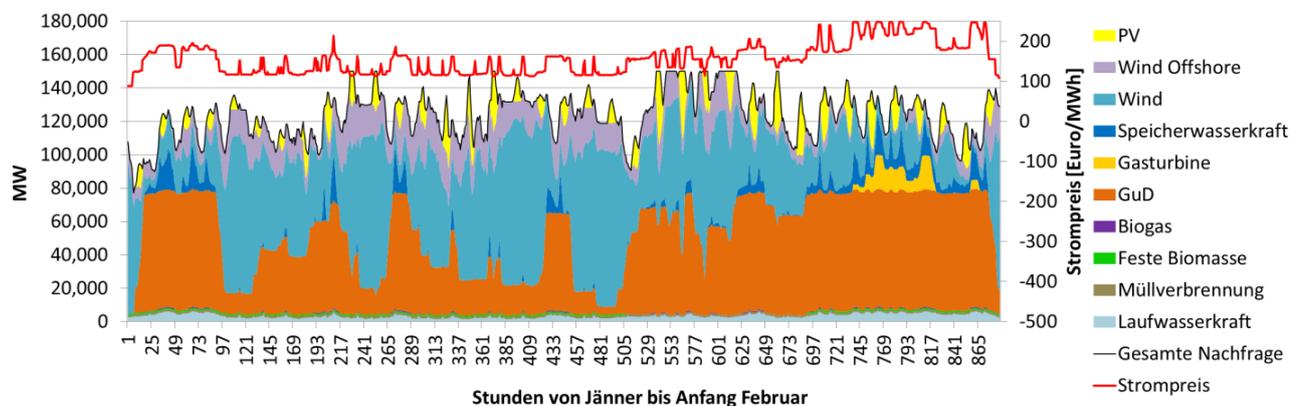


Abbildung 11: Stündliche Stromerzeugung Jänner bis Anfang Februar für Österreich und Deutschland im Jahr 2050 (Szenario A)

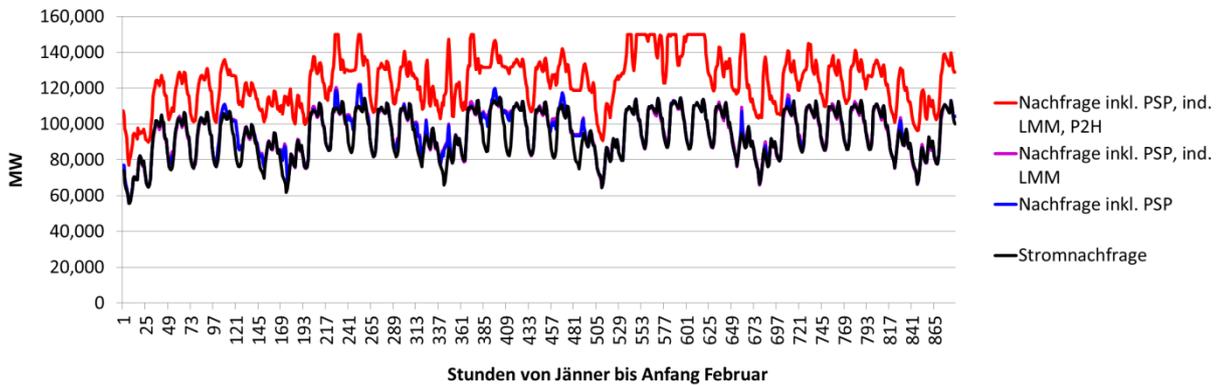


Abbildung 12: Stündliche Stromnachfrage Jänner bis Anfang Februar für Österreich und Deutschland 2050 (Szenario A) aufgeschlüsselt nach Komponenten

Abbildung 12 zeigt die stündliche Stromnachfrage im gleichen Zeitraum aufgeschlüsselt nach originärer Nachfrage und den Effekten der Lastmanagement-Maßnahmen. Als schwarze Linie ist der normale Endkunden-Stromverbrauch inklusive der Netzverluste dargestellt. Die blaue Linie enthält zusätzlich die Stromnachfrage durch die Pumpspeicher. Die violette Linie inkludiert zusätzlich das industrielle Lastmanagement. Die rote Linie beinhaltet zusätzlich auch die Stromnachfrage durch P2H. Den Hauptbestandteil stellen die 23GW Wärmepumpenstrombedarf dar. In der Fernwärme wird in diesem Zeitraum kein Strom eingesetzt. Man kann erkennen, dass P2H mehr an flexibler Nachfrage bereitstellt als Pumpspeicher, obwohl die Pumpspeicherleistungen in diesem Szenario kostenoptimal ausgebaut werden. Allerdings ist in diesem Szenario kein Neubau von zusätzlichen Stauseen zugelassen. Industrielles LMM ist kaum zu erkennen, da im Vergleich zur unregelmäßigen Fahrweise das industrielle LMM einen maximalen Einsatz von 5,8 GW hat.

In Abbildung 13 sind sowohl die Erzeugungskomponenten, als auch die Nachfragekomponenten aufgeschlüsselt zu sehen. Der Stromverbrauch inklusive Pumpspeicher ist als blaue Linie und inklusive Stromheizkessel in der Fernwärme als grüne Linie dargestellt. Die rote Linie beinhaltet sowohl industrielles LMM als auch dezentrales P2H. Industrielles LMM bewegt sich im Bereich von  $\pm 5,8$  GW wodurch der Großteil des variablen Strombezugs von P2H Optionen stammt.

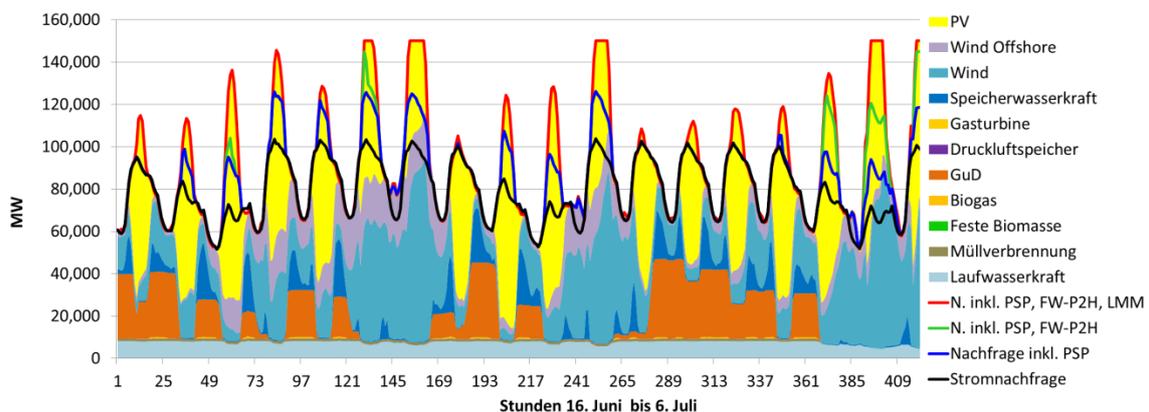


Abbildung 13: Stündliche Stromerzeugung 16.Juni bis 6. Juli für Österreich und Deutschland 2050 (Szenario A)

In Abbildung 14 wird der Einsatz industriellen LLM in kritischen Stunden des modellierten Jahres dargestellt. Der Zeitbereich deckt sich mit der rechten Hälfte von Abbildung 11 ab Stunde 384 bis zum rechten Rand ab.

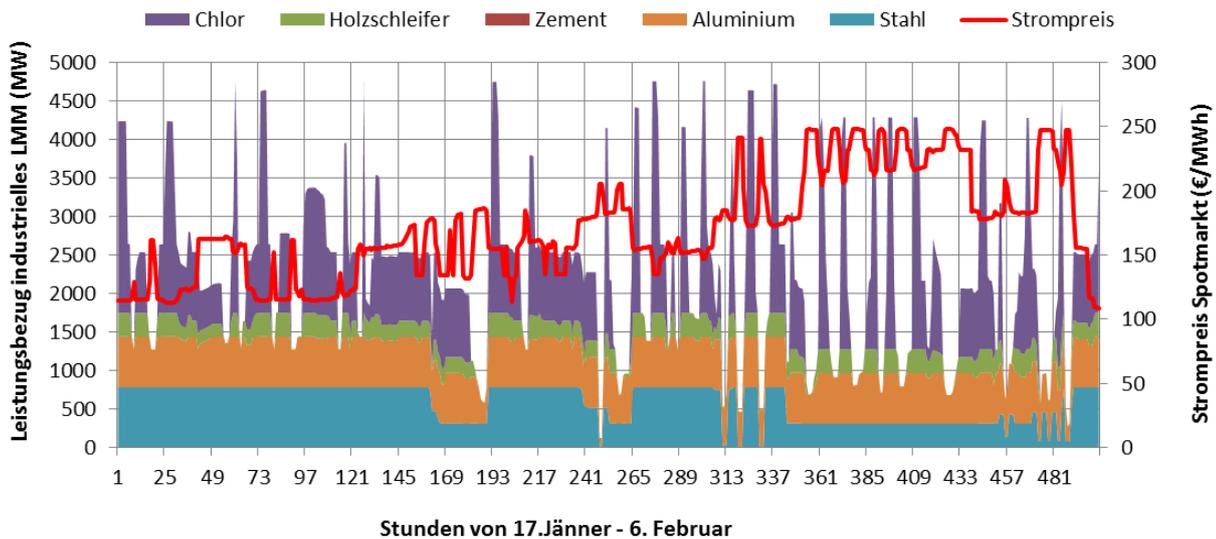


Abbildung 14: Stündliche Strombezug der industriellen Anlagen mit LMM von 17.Jänner bis 6. Februar für Österreich und Deutschland 2050 (Szenario A)

Es ist ersichtlich, dass im Zeitbereich von Stunde 97 bis 150 alle verfügbaren nachfrageseitigen Lastmaßnahmen aktiv sind (d.h. eine zusätzliche Stromnachfrage erzeugen). Dieser Zeitbereich entspricht ungefähr dem Zeitbereich von Stunde 480 bis 530 in Abbildung 11 und beinhaltet somit mit ungefähr 130 GW die höchste Einspeisung aus volatilen Erneuerbaren Energien in diesem Zeitabschnitt. Die unregelmäßige Fahrweise der LMM ist einerseits auf den Strompreis zurückzuführen (als Nachfrager ist es optimal in Zeiten von niedrigen Strompreisen nachzufragen) und andererseits auf die operativen Einschränkungen, welche diese Anlagen zu erfüllen haben.

In den folgenden Grafiken werden weiters die Ergebnisse der Wärmeerzeugung dargestellt. Aufgrund der Tatsache, dass der Fokus in diesem Projekt auf stromseitigen Effekten liegt, genügt es hier eine Gesamtjahresübersicht zu geben, um einen Eindruck über den Erzeugungsmix der Wärmeerzeugung zu gewinnen.

Abbildung 15 zeigt die stündliche Fernwärmeerzeugung für das gesamte modellierte Jahr. Die Investitionsoptimierung unter den Szenario Annahmen ergibt Investitionen in Fernwärmespeicher mit einer Wärmekapazität, welche 3,2 Tage des mittleren Winterfernwärmebedarfes entsprechen. In Abbildung 15 ist die Einspeicherung in die Fernwärmespeicher als jene Erzeugungsanteile dargestellt, welche die schwarze Fernwärmefragelinie übersteigen. Durch die Kombination von Elektrodenheizkesseln und KWK mit Wärmespeichern wird eine Flexibilisierung der Stromerzeugung und des Strombezugs erreicht und damit eine Reduktion der Kosten des Gesamtsystems ermöglicht.

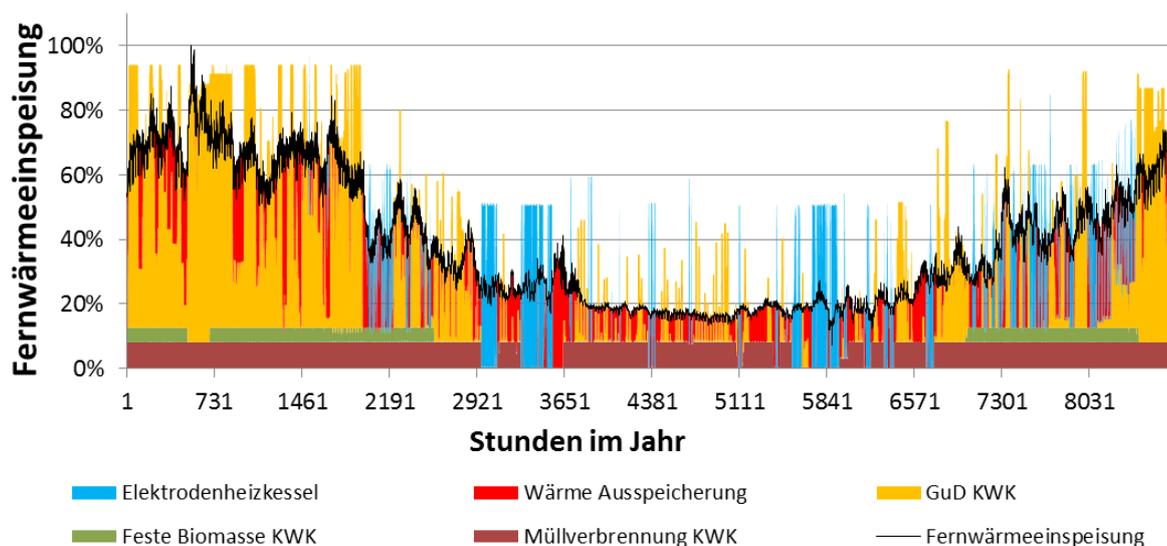


Abbildung 15: HiREPS-Simulation der Fernwärmeerzeugung für Österreich und Deutschland in 2050 (Szenario A). Die Einspeicherung in die Fernwärmespeicher ist als jene Erzeugungsanteile dargestellt, welche die schwarze Fernwärmefragelinie übersteigen.

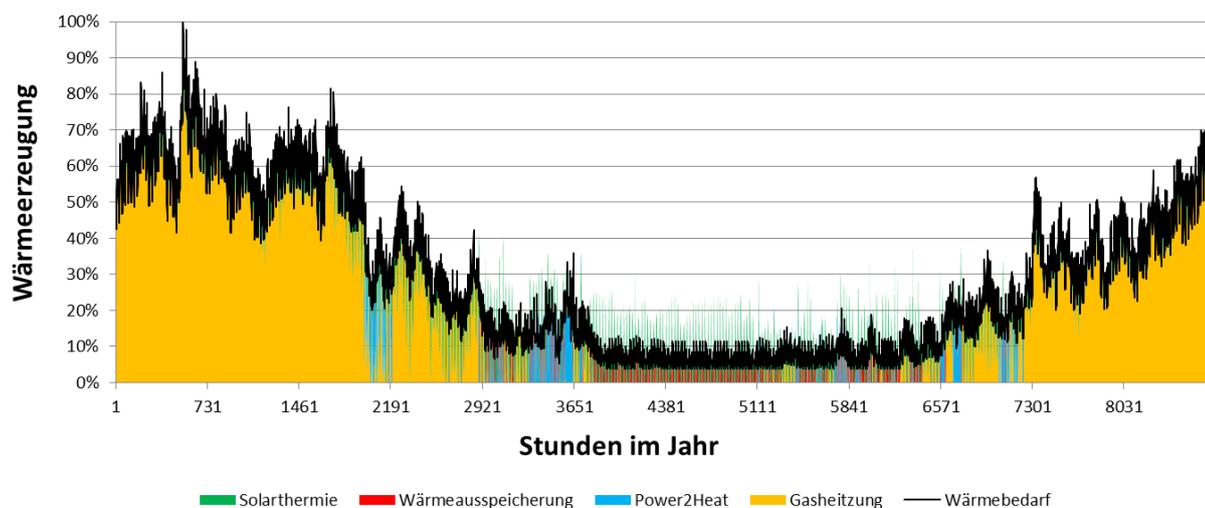


Abbildung 16: Simulation der Wärmeerzeugung bei gasbeheizten Gebäuden, die nicht wärmepumpengeeignet sind.

In Abbildung 16 ist die jährliche Wärmeerzeugung für mit Erdgas beheizte Gebäude dargestellt, die nicht wärmepumpengeeignet sind. Die Einspeicherung in die Wärmespeicher ist als jener Erzeugungsanteil zu interpretieren, welcher die schwarze Wärmenachfragelinie übersteigt. Insgesamt trägt die Gasheizung 81%, die Direktstromheizung 5% und Solarthermie 13% des Jahreswärmebedarfes bei. Die optimale Auslegung des Wärmespeichers beträgt 2 Stunden der mittleren Winterlast. Es ist ersichtlich, dass hauptsächlich in der Sommerzeit mit niedrigerer Wärmenachfrage, mittels P2H und Wärmespeicherung die Stromnachfrageseite flexibilisiert wird.

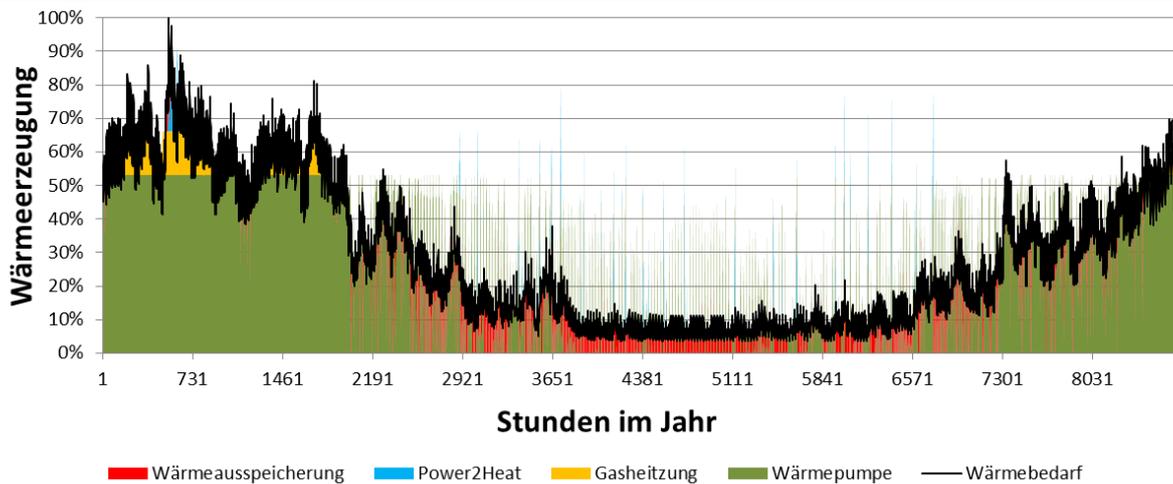


Abbildung 17: Simulation für große Gebäude, die für Wärmepumpen geeignet sind und zusätzlich einen Gasspitzenlastkessel haben.

In Abbildung 17 ist die jährliche Wärmeerzeugung in großen für Wärmepumpen geeigneten Gebäuden dargestellt. Die Einspeicherung in die Wärmespeicher ist für jene Erzeugungsanteile dargestellt, welche die schwarze Wärmenachfragelinie übertreffen. In diesen Gebäuden tragen die Wärmepumpen 93%, die Gaskessel 6% und die Direktstromheizungen 1% des Jahreswärmebedarfes bei. Die optimale Auslegung der Wärmespeicher beträgt 4 Stunden der mittleren Winterlast. Es wird angenommen, dass 66% der Gebäude im Jahr 2050 wärmepumpengeeignet sind. Wie im Falle von mit Gas beheizten Gebäuden sieht man auch hier, dass hauptsächlich in der Sommerzeit durch ein Wechselspiel von P2H Maßnahmen und kurzzeitiger Wärmespeicherung eine zusätzliche Flexibilität auf der Stromnachfrageseite geschaffen werden kann.

#### 4.1.1 Gewährleistung der Versorgungssicherheit in Systemen mit einem hohen Anteil an volatiler Einspeisung

Aufgrund von geplanten und ungeplanten Kraftwerksausfällen, unerwarteten Lastspitzen und Netzengpässen muss mehr Kraftwerksleistung installiert werden, als im Idealfall zur Verfügung stehen müsste. Je nach Kraftwerkstyp verwendet man standardisierte Berechnungsmethoden für den Beitrag jeder Anlage zur gesicherten Leistung des Systems.

Gemäß den Szenario-Vorgaben müssen 20 GW zusätzlich zu der in den modellierten Szenarios abgerufenen Leistung an gesicherter Leistung vorgehalten werden (da nur ein Jahr bewertet wird und sich Erzeugungs- und Lastsituation entsprechend ändern können). Im Szenario A ergibt sich dadurch ein Gesamtbedarf von 144 GW an notwendiger gesicherter Leistung. In Abbildung 18 ist die Bereitstellung dieser Kapazität nach Technologien für Szenario A dargestellt<sup>9</sup> Der Großteil der gesicherten Leistung wird dabei durch Gasturbinen und GuD-Anlagen bereitgestellt.

<sup>9</sup> Der Capacity-Credit von Wind wird dabei für DE und AT vernachlässigt.

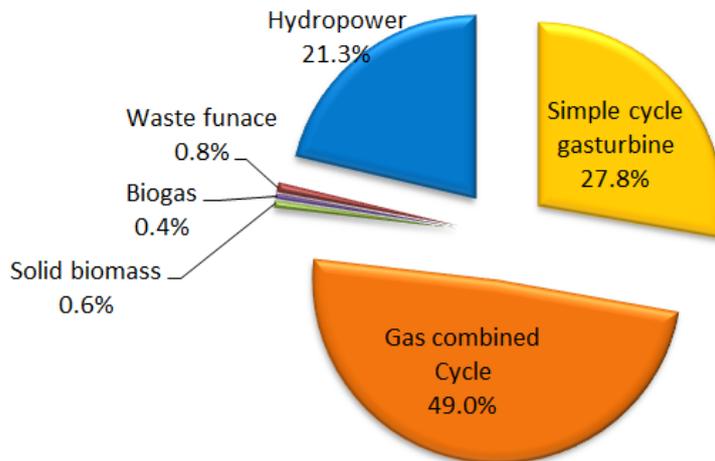


Abbildung 18: Bereitstellung der gesicherten Leistung nach Technologieanteilen für Österreich und Deutschland im Jahr 2050 (Szenario A).

#### 4.1.2 Refinanzierung der Investitionen in erzeugerseitige Anlagen

Durch die zusätzlich notwendige Kapazität an gesicherter Leistung ergibt sich für das Jahr 2050 in Szenario A eine notwendige Kapazitätsprämie von 48 Euro/kW und Jahr. Aus dieser Prämie wird die Vorhaltung der gesicherten Leistung von 144 GW finanziert. Die 48 Euro/kW und Jahr entsprechen unter Berücksichtigung eines Verfügbarkeitsfaktors den jährlichen Abschreibungs-<sup>10</sup> und Fixkosten, die für den Neubau der spezifisch (d.h. in €/kW) billigsten Kraftwerkstechnologie auftreten. Unter den getroffenen Szenarioannahmen ist diese Technologie eine einfache (simple cycle) Gasturbine. Wenn alle 144 GW an gesicherter Leistung diese Prämie bekommen, ergibt dies einen Betrag von 7 Mrd Euro/a. Dies entspricht ca. 7% der Gesamtkosten für Strom und Wärme (siehe Tabelle 11). Wenn man die 7 Mrd. Euro auf die 908 TWh Strombedarf (inkl. P2H) umrechnet, ergeben sich 7,65 €/MWh an Kosten für die gesicherte Leistung. Das entspricht ca. 10% der Stromgestehungskosten von durchschnittlich 76,12 Euro/MWh.

In Abbildung 19 ist die Erlösstruktur für verschiedene Kraftwerkstypen angegeben. Bei der Gasturbine decken die Erlöse aus dem Strommarkt genau die variablen Betriebskosten und die Kapazitätsprämie deckt die jährlichen Abschreibungs- und Fixkosten. Bei den KWK- Anlagen mit hohen Volllaststunden (Biomasse und Müllverbrennung) steuern im Szenario A die Erlöse aus der Wärmeerzeugung mehr als die Hälfte der Einnahmen bei.

<sup>10</sup> Es wird von einer erwarteten Kapitalrendite von 7% ausgegangen.

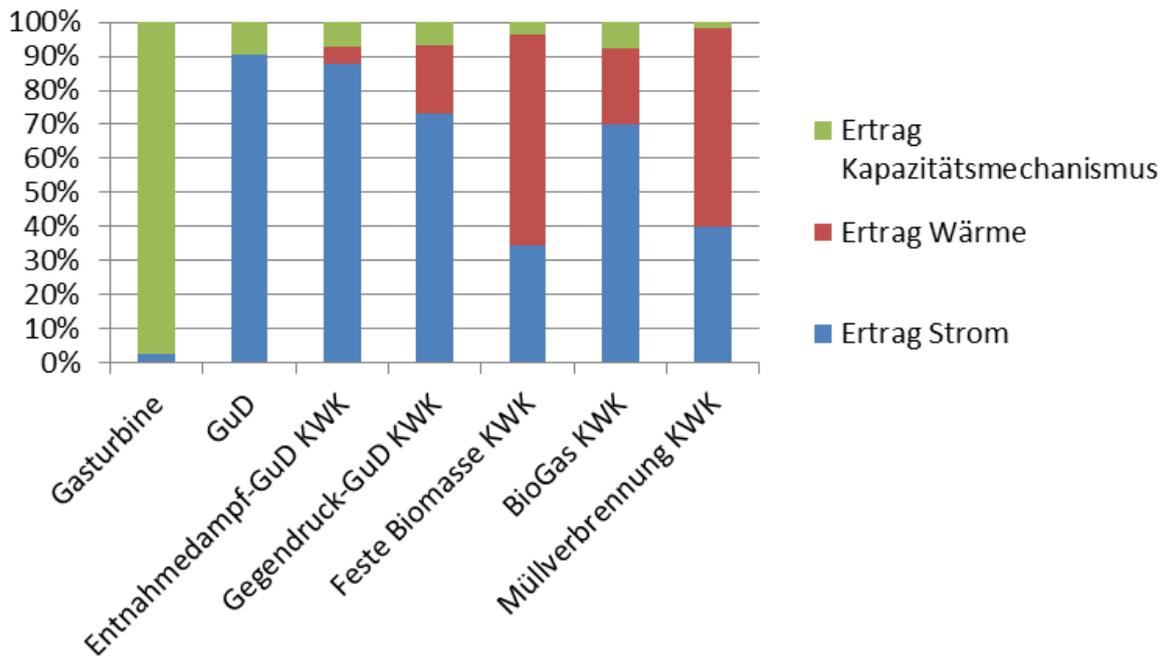


Abbildung 19: Erlösbestandteile einzelner Kraftwerkstypen für das Szenario A im Jahr 2050.

An dieser Stelle muss darauf hingewiesen werden, dass der Fokus dieses Projektes nicht auf der Analyse von alternativen Marktdesigns liegt. Es wurde daher angenommen, dass ein vollständiger Kapazitätsmarkt implementiert wurde. D.h. dies würde auch dazu führen, dass Wasserkraftwerke, welche zur gesicherten Leistung beitragen, eine Kapazitätsprämie erhielten. Inwieweit dies sinnvoll ist, wäre zu diskutieren, ist jedoch nicht Ziel dieses Projekts. An den Modellergebnissen würde dies jedoch nichts ändern.

Die in diesem Design erforderliche Kapazitätsprämie von 48 Euro/kW und Jahr ergibt somit den Kapazitätspreis eines hypothetischen, idealen Kapazitätsmarktes an. Diese Annahme bedeutet aber nicht, dass ein *zentraler* Kapazitätsmarkt notwendig ist. Es gibt verschiedene Vorschläge zur zukünftigen Gestaltung eines Marktdesigns, welches die Refinanzierung von Investitionen sicherstellt. Eine vieldiskutierte Alternative zur Einführung von Kapazitätsmärkten ist die Einrichtung von dezentralen Kapazitätsmechanismen, welche die Bilanzgruppenverantwortlichen verpflichten, die Jahreshöchstlast ihrer Kunden über Verträge mit anderen Kraftwerksbetreibern, oder über eigene gesicherte Kapazität sicherzustellen. Dies würde den Bilanzgruppen auch erlauben, mit ihren Kunden Verträge abzuschließen, welche eine temporäre Abregelung der Last vorsehen.

Im Zuge dieses Projektes steht jedoch die Frage im Vordergrund, inwiefern durch nachfrageseitige Flexibilisierungsmaßnahmen nicht nur energetische Einsparungen, sondern auch die notwendige Erzeugungskapazität verringert und damit ebenfalls im Endeffekt die Kapazitätsprämie – ungeachtet dessen, ob diese über einen Energy-only Markt, oder einen zusätzlichen Kapazitätsmarkt bezahlt wird – reduziert werden kann.

### 4.1.3 Auswertung der jährlichen Gesamteffekte durch LMM-Maßnahmen

Basierend auf den Ergebnissen der Modellläufe werden im Folgenden die jährlichen Systemkosteneinsparungen diskutiert, welche durch verschiedene nachfrageseitige Flexibilisierungsmaßnahmen erreicht werden können. Die Systemkosteneinsparungen wurden hierbei immer als Differenz der Gesamtkosten des modellierten Strom- und Wärmesystems in einem Referenzszenario ohne Lastmanagement gegenüber den Gesamtkosten mit aktivem Lastmanagement dargestellt. Diese Kosteneinsparungen können als hypothetische Deckungsbeiträge der einzelnen Maßnahmen am Strommarkt interpretiert werden und stellen somit die Grundlage für die weitere Analyse der Wirtschaftlichkeit dieser Maßnahmen in Kapitel 4.2 dar.

Wie schon in Kapitel 0 beschrieben, wurden in diesem Projekt einerseits *zentrale LMM-Maßnahmen*, namentlich industrielles Lastmanagement und der Einsatz von Wärmespeichern im Fernwärmenetz und andererseits *dezentrale LMM-Maßnahmen*, definiert, womit der Einsatz von dezentralen Wärmespeichern zur nachfrageseitigen Laststeuerung von Power-to-Heat Applikationen wie Wärmepumpen und Stromheizregistern ermöglicht wird. Die folgenden Kapitel beschreiben die Kernergebnisse der modellierten Szenarien aus Tabelle 9. Details zu den Ergebnissen aller Szenarien sind schließlich in folgender Tabelle angegeben. Wird schließlich die erforderliche gesicherte Leistung von Szenario A (alle LMM-Maßnahmen aktiv) mit Szenario D (keine LMM-Maßnahmen aktiv) verglichen, so kann eine Kapazitätseinsparung von etwa 7 GW an gesicherter Leistung abgeleitet werden. Um dies realisieren zu können, wäre in Summe eine Lastflexibilisierung von ca. 5,8 GW im industriellen sowie von ca. 58 GW im Power to Heat Bereich notwendig.

Tabelle 11: Ergebnisse zur nötigen gesicherten Leistung sowie der erreichbaren Kosteneinsparung für die einzelnen Simulationsszenarien

Szenario	Gesamtkosten	CO2 Preis	Erforderliche gesicherte	Kosteneinsparung	Reduktion der
	Strom+Wärme		Leistung	gegenüber REF	gesicherten Leistung
	[Mrd. €]	[€/tCO2]	[GW]	[Mill. €]	[MW]
<b>Allgemeine Szenarien</b>					
<b>A</b>	<b>97,1</b>	<b>167,6</b>	<b>144,4</b>	<b>3812,1</b>	<b>7124,6</b>
B	97,5	169,9	147,5	3470,1	4040,8
<b>C</b>	<b>100,5</b>	<b>181,3</b>	<b>148,0</b>	<b>407,9</b>	<b>3559,2</b>
D	100,9	182,2	151,5	0,0	0,0
<b>Detail-Szenarien Industrielles Lastmanagement (LMM)</b>					
E	<b>97,4</b>	<b>169,5</b>	<b>147,1</b>	<b>43,5</b>	<b>353,7</b>
F	97,5	169,7	147,4	12,9	108,9
<b>G</b>	<b>97,4</b>	<b>169,3</b>	<b>147,5</b>	<b>33,6</b>	<b>0,0</b>
H	97,5	169,6	147,4	19,9	113,6
<b>I</b>	<b>97,3</b>	<b>168,5</b>	<b>145,1</b>	<b>215,7</b>	<b>2320,2</b>
<b>Detail-Szenarien Power-to-Heat (P2H)</b>					
J	<b>98,0</b>	<b>179,0</b>	<b>145,7</b>	<b>2909,6</b>	<b>5803,6</b>
K	99,6	181,4	146,3	1384,9	5181,7
<b>L</b>	<b>102,2</b>	<b>204,3</b>	<b>148,5</b>	<b>-1288,4</b>	<b>2999,6</b>

#### 4.1.4 Kosteneinsparungen durch industrielles Lastmanagement

Um einen Überblick über den gesamtjährlichen Einsatz der Industrieanlagen zu erhalten, ist in Abbildung 20 die Lastdauerlinie, also die nach der Höhe des Strombezugs sortierte stündliche Leistungsaufnahme der einzelnen Anlagen, angegeben.

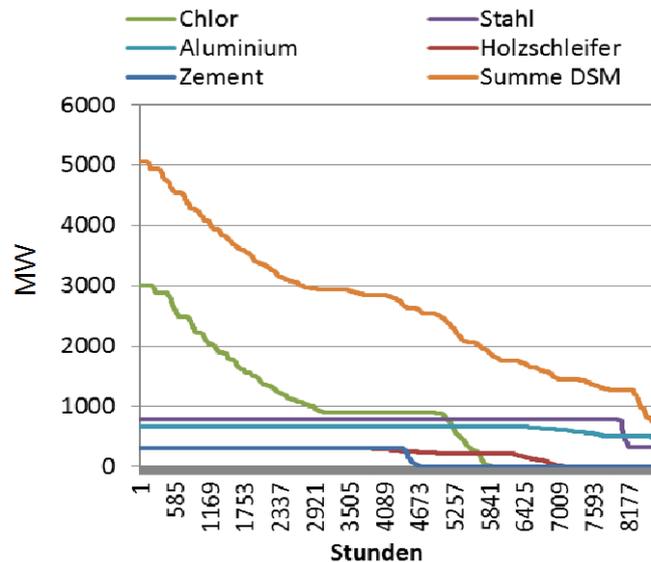


Abbildung 20: Lastdauerlinien industrieller Anlagen mit LMM Betrieb für Österreich und Deutschland im Jahr 2050 (Szenario A).

Das Referenzszenario aller Industrieanlagen wurde im Wesentlichen als Bandlast, d.h. als ein über alle Anlagen einer Industriegruppe konstanter Einsatz über das Jahr definiert. Die Lastdauerlinien des Referenzfalles würden somit in Abbildung 20 als konstante Linien erscheinen. Nachdem in den Szenarien angenommen wurde, dass sich die jährliche Produktion durch LMM-Maßnahmen nicht verändert, d.h. nur Lastverschiebungen erlaubt sind, ist die Fläche unter den Kurven (ausgenommen eine kleine Abweichung bei der Stahlproduktion) im Falle des Referenzszenarios und mit aktivierten LMM-Management gleich. Abbildung 20 gibt darüber Auskunft, wie flexibel die verschiedenen Industrieanlagen ihre Last verschieben können. Entscheidend dafür sind einerseits die operativen Einschränkungen durch verpflichtende Produktionsfahrpläne und andererseits die typischen Speichergrößen dieser Anlagen. Es ist ersichtlich, dass Chlor- und Zementanlagen das größte Verschiebepotential aufweisen, die Stahl- und Aluminiumproduktion jedoch nur über ein beschränktes Potential verfügt. Alle Anlagen zusammen, stellen jedoch eine beträchtliche Flexibilität für das Gesamtsystem dar.

Die in dieser Studie ermittelten Einsparungen für unterschiedliche LMM-Technologien setzen sich vor allem durch einen "Energie"-bezogenen Anteil sowie einen "Kapazität"-bezogenen Anteil zusammen. Unter dem Energieanteil sind dabei jene Einsparungen zu verstehen, welche durch eine flexible Stromnachfrage zu Zeiten niedriger Strompreise entstehen können. Der Kapazitätsanteil hingegen spiegelt die erreichbaren Einsparungen wider, welche im HiREPS Modell durch nicht gebaute Kraftwerke (Annuitäten der Investitionskosten) sowie deren Betrieb (jährliche Betriebskosten) resultieren.

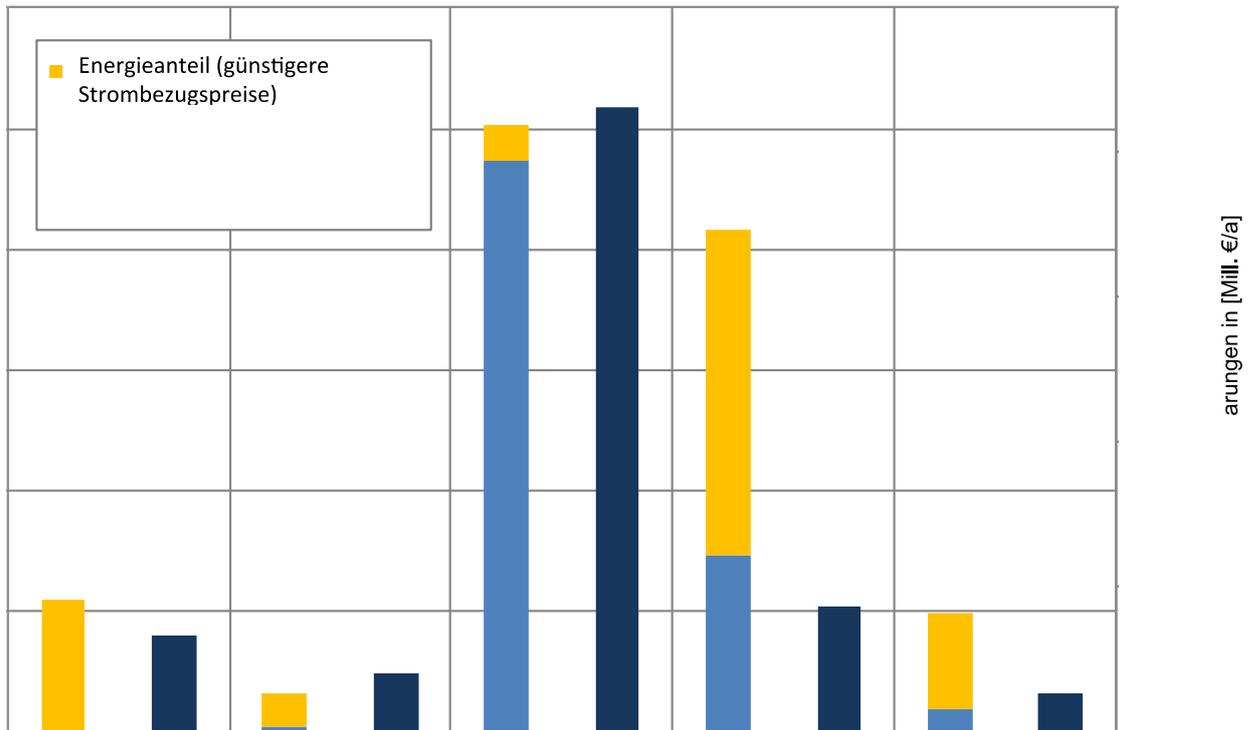


Abbildung 21: Linke Achse: Jährliche Systemkosteneinsparung pro Anlage aufgeschlüsselt nach Anteilen; Rechte Achse: Jährliche Gesamtkosteneinsparung für alle verfügbaren Anlagen.

In Abbildung 21 sind die aus der Modellierung resultierenden Systemkosteneinsparungen durch den Einsatz von Lastmanagement in den einzelnen Industrien dargestellt. Es ist ersichtlich, dass Chloranlagen nicht nur die größte spezifische sowie Gesamtkosteneinsparung aufweisen, sondern auch den Großteil dieser Einsparungen durch das Ersetzen von erzeugerseitig vorzuhaltender Kapazität erreichen. Abgesehen von Stahlanlagen realisieren sich die Einsparungen der restlichen Klassen hauptsächlich durch eine flexiblere Stromnachfrage (Arbitrage von Hoch- zu Niedrigpreiszeiten), wobei fast keine Kapazitäten ersetzt werden können.

#### 4.1.5 Kosteneinsparungen durch Lastmanagement mittels Wärmespeicher

Eine weitere vielversprechende Option zur Flexibilisierung der Nachfrageseite stellt die großflächige Anwendung von Wärmespeichern dar. Grundsätzlich kann man hierbei zwischen zentraler und dezentraler Wärmespeicherung unterscheiden. Bei der zentralen Lösung wird die Fernwärmanlage mit einem Groß-Wärmespeicher ausgestattet<sup>11</sup>. Bei dezentralen Maßnahmen wurde angenommen, dass strombetriebene Wärmeerzeuger wie Wärmepumpen, oder Stromheizregister in Kombination mit einem Klein-Wärmespeicher (z.B. ein Wasserboiler in Haushalten) einen kostenoptimalen Einsatz ermöglichen. In beiden Optionen wird hier die Systemkosteneinsparung durch zusätzliche nachfrageseitige Flexibilität, bzw. der Mehrwert dieser Maßnahme durch einen vergünstigten Stromeinkauf realisiert.

<sup>11</sup> Vgl. Beer 2011, Wärmespeicher – Mehr Freiheitsgrade für KWK, Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V., [http://www.fe.de/download/Publikationen/379\\_Waermespeicher\\_KWK/20110615\\_Waermespeicher\\_KW\\_K.pdf](http://www.fe.de/download/Publikationen/379_Waermespeicher_KWK/20110615_Waermespeicher_KW_K.pdf)

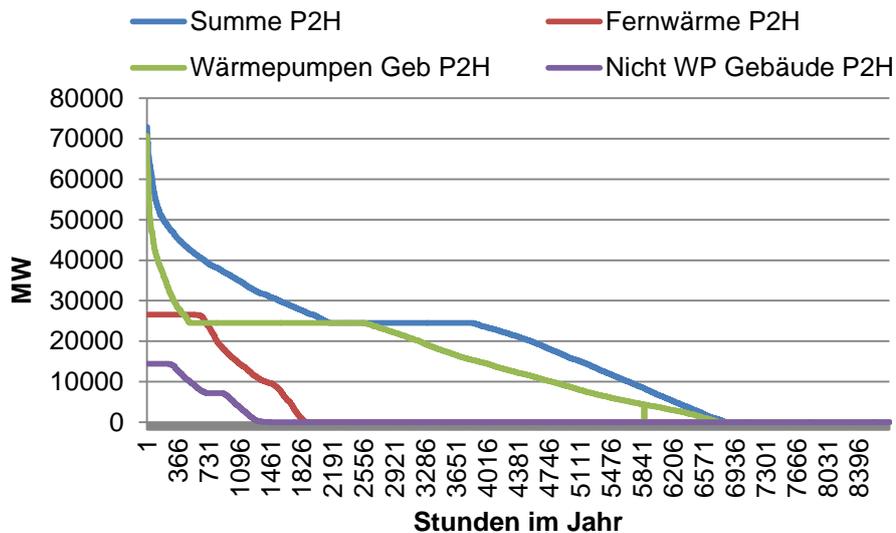


Abbildung 22: Lastdauerlinien der P2H Anwendungen im LMM Betrieb für Österreich und Deutschland im Jahr 2050 (Szenario A); Nicht WP Gebäude sind mit Biomasse-/Gasheizungen und Zusatzstromheizregistern ausgestattet.

Wie im vorherigen Abschnitt sind in Abbildung 22 als Ergebnis der Modellrechnungen von Szenario A die Lastdauerlinien für die sogenannten Power-to-Heat (P2H) Anwendungen aufgetragen. Bei diesen Anwendungen ist der Referenzfall (ungesteuerter Betrieb) keine Bandlast wie im Falle industrieller Anwendungen, sondern orientiert sich an der stündlichen Wärmenachfrage der einzelnen Gebäudetypen. Man sieht, dass im gesteuerten Fall insbesondere von den Wärmepumpen eine beträchtliche Leistungsaufnahme in Spitzenerzeugungszeiten aufgebracht werden kann. Über alle Maßnahmen ergibt sich insgesamt eine steuerbare Last, welche diejenige seitens industrieller Anwendungen deutlich übersteigt.

Abbildung 23 zeigt die absoluten und spezifischen System-Kosteneinsparungen von P2H-Anwendungen in Verbindung mit Wärmespeichern für unterschiedliche Gebäudekategorien. Durch den Einsatz von Wärmespeichern kann die Stromnachfrage von Wärmepumpen und Zusatz-Stromheizregistern in Zeiten von billigen Strompreisen verlagert werden, was zu einer Glättung der Stromnachfrage führt. Durch diese Glättung der Stromnachfrage kann der notwendige *zusätzliche* Ausbau der Pumpspeicherleistungen geringfügig reduziert werden, das sich in den einzelnen Sektoren als Kapazitätsanteil der Einsparungen äußert. Im Allgemeinen ist dieser Beitrag jedoch sehr gering und der Großteil der Einsparungen realisiert sich durch eine Verlagerung der Stromnachfrage in Perioden mit hoher Stromerzeugung von Wind- und PV Anlagen. Da die Größe der Sektoren einen erheblichen Einfluss auf die Ergebnisse hat, sind neben den Gesamteinsparungen in Abbildung 23 noch die Einsparungen bezogen auf die erzeugte Wärmeenergiemenge pro Sektor ausgegeben. Daraus lässt sich ablesen, dass im Fernwärmesektor am effektivsten Einsparungen erzielt werden können, wohingegen Gebäude mit Wärmepumpe die größten Einsparpotentiale bieten.

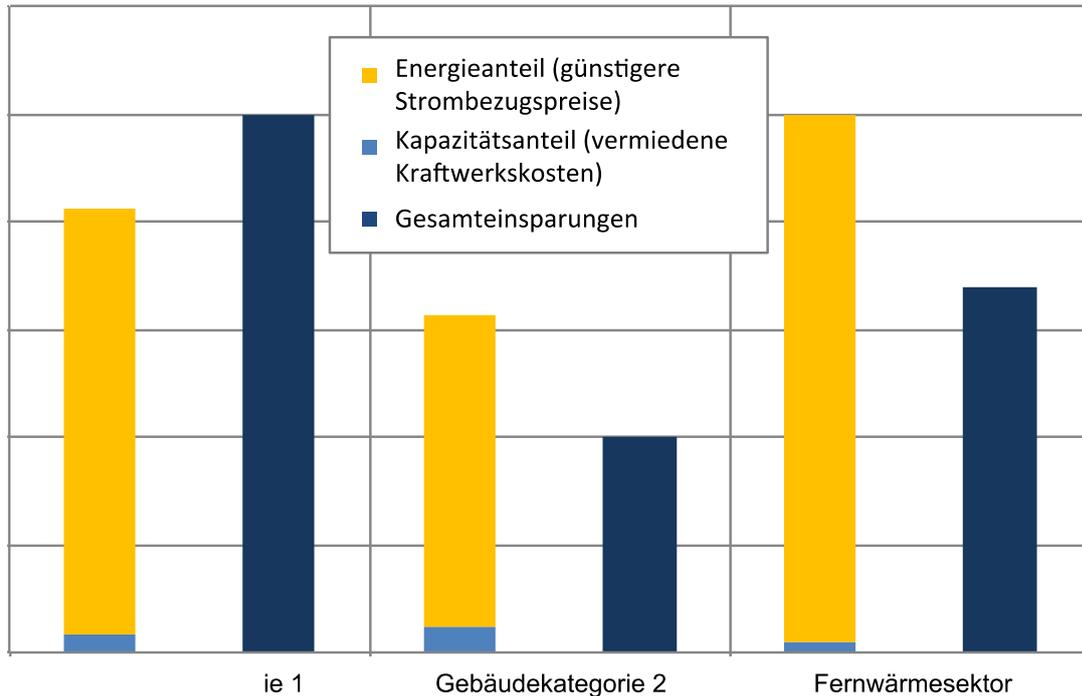


Abbildung 23: System-Kosteneinsparungen durch Einsatz von Wärmespeichern: Gesamteinsparungen bezogen auf die erzeugte Wärmemenge nach Sektor und Anteilen (links), Gesamteinsparungen im Sektor (rechts); (Gebäudekategorie 1: Gebäude mit Wärmepumpe, Gebäudekategorie 2: Gebäude mit Biomasse/Gas betriebener Heizung).

Um einen genaueren Einblick in die Bedeutung unterschiedlicher Gebäudetypen hinsichtlich ihres Beitrags zur Kosteneinsparung zu erhalten, ist in Tabelle 12 eine Übersicht der Einsparung pro Gebäudetyp und Jahr angeführt. Die Gebäudeklassen sind entsprechend der Angabe nach Klassen gruppiert, welche wieder entsprechend ihres jährlichen Raumwärmebedarfs definiert wurden (vgl. <http://www.invert.at>).

Die Gebäudekategorien mit der größten spezifischen Kostenreduktion sind vor allem große Gebäude mit einem hohen Raumwärmebedarf wie Krankenhäuser, große Handelsbetriebe, Hotels und Gastwirtschaften, sowie große Bürogebäude. Generell zeigt sich, dass die erzielbare Einsparung pro Gebäude mit der Höhe des Endenergiebedarfs für Raumwärme korreliert ist. Jede Gebäudeklasse ist zusätzlich noch in zwei Kategorien unterteilt. Gebäude der Kategorie 1 sind alle jene Gebäude, welche über eine Wärmepumpe verfügen. Diese Klasse macht ungefähr 66% des Gesamtbestandes je einer Klasse aus. Alle übrigen Gebäude werden Kategorie 2 zugeordnet, wobei davon ausgegangen wird, dass diese Gebäude mit einer Biomasse-/Gasheizung ausgestattet sind und Zusatz-Stromheizregister in Kombination mit einem Wärmespeicher betreiben.

Unabhängig von der möglichen Einsparung pro Gebäudeklasse sieht man in Tabelle 12 noch zusätzlich den prozentuellen Anteil der jeweiligen Klasse am gesamten Endenergiebedarf für Raumwärme. Es zeigt sich, dass mittels großer Gebäude zwar hohe spezifische Einsparungen erreicht werden können, insgesamt das Potential für derartige Maßnahmen jedoch bei Ein- und Mehrfamilienwohngebäude am größten ist.

Tabelle 12: Übersicht über die jährliche Systemkostenreduktion durch dezentrale LMM-Maßnahmen nach Gebäudetyp (nur jene die nicht über Fernwärme betrieben werden) im Jahr 2050 (Kategorie 1: Gebäude mit Wärmepumpe, Kategorie 2: Gebäude mit Biomasse/Gas betriebener Heizung).

Gebäudeklassen	Endenergieverbrauch Raumwärme			Systemkostenreduktion	
	[%]	[GWh]	[MWh/Gebäude]	Kategorie 1	Kategorie 2
				[€/Gebäude/yr]	[€/Gebäude/yr]
Krankenhäuser (off)	1%	665	2676	22106	16758
Handel groß	5%	3308	172	1421	1077
Hotels und Gastwirtschaften groß	1%	397	166	1368	1037
Bürogebäude groß (off)	0%	50	145	1201	911
Bürogebäude groß	3%	1656	143	1185	899
Sport-/ Freizeitinfrastruktur	0%	275	116	957	725
Schulen (off)	3%	2076	115	952	721
Werkstaetten Hallen u. Industrie / Gewerbe 1	5%	3186	108	894	678
Hotels und Gastwirtschaften klein	6%	3926	103	854	647
Werkstätten-Hallen GHD groß	2%	1320	96	795	603
Büros in Wohngebäuden	2%	1279	92	758	575
Mehrfamilienwohngebäude groß	9%	5812	71	587	445
Handel klein	2%	1372	63	522	395
Bürogebäude klein (off)	0%	78	33	273	207
Werkstaetten Hallen u. Industrie / Gewerbe 2	3%	2077	32	268	203
Bürogebäude klein	4%	2417	32	263	200
Mehrfamilienwohngebäude klein	8%	5181	32	261	198
Werkstätten-Hallen GHD klein	1%	837	29	239	181
2-Familienwohngebäude	10%	6578	20	162	123
Einfamilienwohngebäude	35%	22594	12	100	76
<b>Alle Gebäude</b>	<b>100%</b>	<b>65086</b>	<b>23</b>	<b>192</b>	<b>146</b>

## 4.2 Deckungsbeiträge und Infrastrukturkosten

Unter Deckungsbeiträgen sind in dieser Studie jene finanziellen Mittel zu verstehen, welche durch erreichte Einsparungen in einem stromseitigen Energy Only Markt durch Vermeidung von fossilen Kraftwerkskapazitäten in Folge von LMM-Maßnahmen zustande kämen. Diese könnten zum Aufbau der notwendigen Infrastruktur (v.a. Kommunikations- und Regelungstechnik) für eine Flexibilisierung im Stromversorgungssystem sowie zur Deckung der entstehenden Betriebsaufwände (z.B. Kosten der Lastverlagerung) herangezogen werden, wenn eine langfristige Flexibilisierung des Energiesystems angestrebt wird.

Tabelle 13 zeigt die aus dem HiREPS Modell ermittelten jährlichen Energiemengen, die durch Lastmanagement verschoben werden. Weiters werden die ermittelten jährlichen Systemeinsparungen (Nutzen) durch vermiedene Kraftwerksreserven sowie in der Energiebeschaffung (vergünstigter Stromeinkauf durch Verschiebung der Last in Zeiten niedrigerer Strompreise) je industrieller LMM-Technologie angeführt. Von diesen Systemeinsparungen werden schließlich unterschiedlich hohe jährliche Einbindungskosten zur Aktivierung der LMM-Maßnahmen in Abzug gebracht. Wie bereits erörtert, handelt es sich dabei um Kostenwerte aus der DENA Netzstudie 2 sowie dem Umsetzungsprojekt BHKW Netz. Der so ermittelte Nettonutzen wird schließlich auf die jährlich verschobene Energiemenge bezogen, um die möglichen Zahlungen an die LMM-Teilnehmer je Technologie berechnen zu können. Diese Werte werden somit in Abhängigkeit der unterschiedlichen LMM-Einbindungskosten diskutiert.

Tabelle 13: Errechnete Gesamterlöse aus Systemkosteneinsparungen (alle LMM-Technologien aktiviert vgl. Szenario A im AP1 Bericht), Einbindungskosten und mögliche Zahlungen an teilnehmende LMM-Technologien in DE und AT (Variante BHKW Netz)

LMM Technologie	Verschobene Energie [MWh/a]	Systemeinsparungen [€a]	Einbindungskosten nach BHKW Netz Projekt [€a]	Mögliche Zahlungen [€/MWh]
Zement	510158	€33.571.428	€860.188	64
Holzschleifer	437104	€19.877.797	€1.731.620	42
Chlor	2976336	€215.662.466	€1.208.760	72
Stahl	328557	€43.511.362	€146.176	132
Aluminium	210482	€12.907.170	€371.061	60

Für LMM-Einbindungskosten aus dem BHKW Netz Projekt (vgl. [10]), welche sich je Anlage auf etwa 5,6 k€ je Jahr belaufen, resultieren je nach LMM-Technologien mögliche Zahlungen zwischen 132 und 42 €/MWh. Der Anteil der Einbindungskosten an den Systemeinsparungen ist dazu in Abbildung 24 dargestellt und liegt für die ermittelten typischen Anlagenleistungen zwischen 0,34 und 8,71%. Die Höhe dieser Anteile wird durch den fixen Kostenwert je Anlage sowie die erreichbaren Systemeinsparungen je Technologie bestimmt.

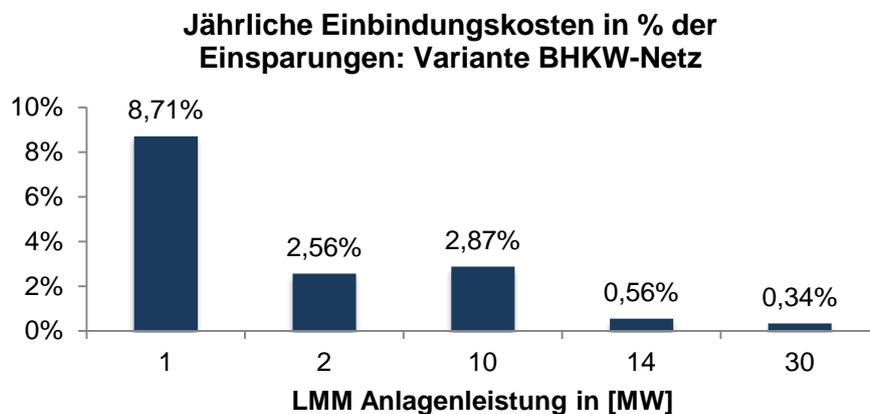


Abbildung 24: Anteil der Einbindungskosten an den Systemeinsparungen für unterschiedliche LMM-Anlagenleistungen (Variante BHKW Netz)

Werden die angegebenen Kosten der DENA Netzstudie 2 für diese Bewertung herangezogen, so werden die typischen Leistungen der LMM-Technologien (vgl. z.B. Tabelle 1) mit den in Abbildung 5 angegebenen Kostenwerten (Investitions- und fixe Betriebskosten in €/kW) multipliziert und damit die Einbindungskosten errechnet. Dazu sind 2 Varianten vorgesehen; eine Variante mit derzeitigen Kostenwerten und eine weitere Variante mit Kostenwerten, welche für 2020 erwartet werden.

Tabelle 14 liefert einen Überblick zu den Ergebnissen der ersten Variante und liefert in Bezug auf die Ergebnisse der Einbindungskosten aus dem BHKW Netz Projekt nur unwesentliche Abweichungen. Die möglichen Zahlungen liegen ebenfalls in einem Bereich zwischen 132 und 43 €/ MWh. Dies liegt vor allem an relativ geringen Änderungen der Einbindungskosten im Verhältnis zu den erreichbaren

Systemeinsparungen. Somit bleiben auch die Anteile der Einbindungskosten (vgl. Abbildung 25) in einem ähnlichen Bereich.

Tabelle 14: Errechnete Gesamterlöse aus Systemkosteneinsparungen, Einbindungskosten und mögliche Zahlungen an teilnehmende LMM-Technologien in DE und AT (Variante DENA 2 "derzeit")

LMM Technologie	Verschobene Energie [MWh/a]	Systemeinsparungen [€a]	Einbindungskosten nach DENA 2 "derzeit" [€a]	Mögliche Zahlungen [€/MWh]
Zement	510158	€ 33.571.428	€ 1.016.312	64
Holzschleifer	437104	€ 19.877.797	€ 1.022.955	43
Chlor	2976336	€ 215.662.466	€ 1.717.301	72
Stahl	328557	€ 43.511.362	€ 207.674	132
Aluminium	210482	€ 12.907.170	€ 527.172	59

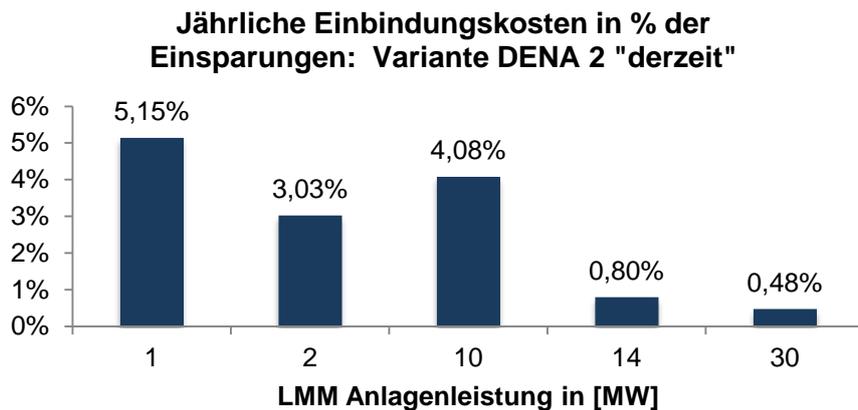


Abbildung 25: Anteil der Einbindungskosten an den Systemeinsparungen für unterschiedliche LMM-Anlagenleistungen (Variante DENA 2 "derzeit")

Werden zukünftige Werte der Einbindungskosten (Variante DENA 2 "2020", vgl Tabelle 15) herangezogen, so sind vor allem signifikante Reduktionen der Einbindungskosten bei Zement- und Holzschleifertechnologien zu erkennen. Dies liegt an den deutlich niedrigeren Investitionskosten. Bei den restlichen Technologien wurden die Investitionskosten zwar auch reduziert, jedoch ist der Effekt geringer, da bereits in der Variante mit derzeitigen Kosten, die Investitionskostenanteile relativ niedrig sind. Dies ist auch in den Anteilen der Einbindungskosten in Abbildung 26 ersichtlich (typische Leistungen Zement mit 2 MW und Holzschleifer mit 1 MW). Die Auswirkungen auf die möglichen Zahlungen sind jedoch ebenfalls niedrig, wodurch auch der Effekt einer möglichen weiteren Reduktion der Einbindungskosten bis zum Jahr 2050 als gering einzuschätzen ist. Die Bandbreite liegt dann zwischen 132 und 45 €/MWh.

Tabelle 15: Errechnete Gesamterlöse aus Systemkosteneinsparungen, Einbindungskosten und mögliche Zahlungen an teilnehmende LMM-Technologien in DE und AT (Variante DENA 2 "2020")

LMM Technologie	Verschobene Energie [MWh/a]	Systemeinsparungen [€/a]	Einbindungskosten nach DENA 2 "2020" [€/a]	Mögliche Zahlungen [€/MWh]
Zement	510158	€ 33.571.428	€ 584.656	65
Holzschleifer	437104	€ 19.877.797	€ 371.239	45
Chlor	2976336	€ 215.662.466	€ 1.611.151	72
Stahl	328557	€ 43.511.362	€ 194.837	132
Aluminium	210482	€ 12.907.170	€ 494.586	59

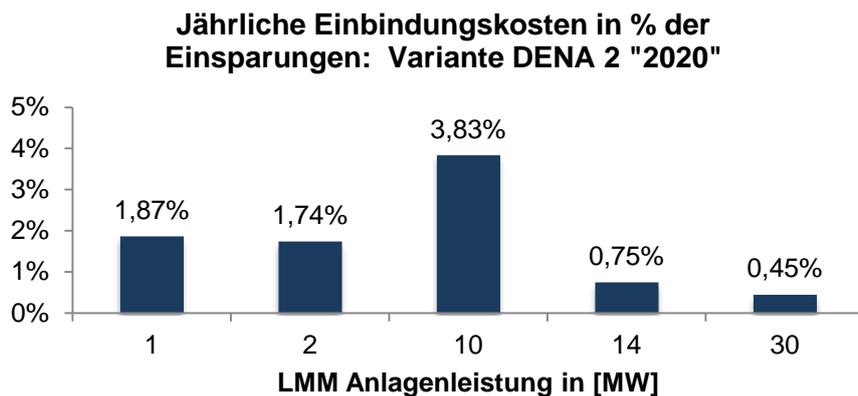


Abbildung 26: Anteil der Einbindungskosten an den Systemeinsparungen für unterschiedliche LMM-Anlagenleistungen (Variante DENA 2 "2020")

Werden die so errechneten Bandbreiten der möglichen Zahlungen an die LMM-Teilnehmer im industriellen Bereich mit den variablen Kosten einer Lastverschiebung<sup>12</sup> aus der DENA Netzstudie 2 verglichen, so kann erkannt werden, dass die Kosten einer Lastverschiebung (vgl. Abbildung 5) für Holzschleifer mit weniger als 10 €/MWh, für Chlortechnologien jedoch über 100 €/MWh angegeben werden. Für die restlichen industriellen Technologien werden keine Kosten zu Lastverschiebung angegeben. Somit ergibt sich für Holzschleifer ein Nutzen-/Kostenverhältnis >1 für Chlortechnologien jedoch <1. Für die restlichen industriellen LMM-Technologien repräsentieren die errechneten möglichen Zahlungen die Obergrenze der variablen Kosten, die durch den Einsatz der LMM-Flexibilitäten zur Vermeidung von Backup-Kapazitäten in einem zukünftigen und erneuerbar fokussierten Energiesystem entstehen dürften. Folglich sollten zukünftig vor allem jene Technologien zum Ausgleich der Volatilität erneuerbarer Stromerzeugung bevorzugt - anstelle von Reservekraftwerken - eingesetzt werden, welche geringe variable Kosten durch Lastverschiebung aufweisen können. In diesem Zusammenhang ist es auch wichtig zu prüfen, ob eine Anpassung der Produktionsprozesse (z.B. bei Chlor oder Stahl) zu einer Reduktion der variablen Kosten führen kann. Der Anteil der Einbindungskosten an den

<sup>12</sup> Im HiREPS Modell ist für alle Technologien ein Produktionsausgleich vorgesehen, wodurch lediglich die Variante der Lastverschiebung in der SG Backup Studie bewertet wird.

Systemeinsparungen kann durch die hohen Leistungen der industriellen Anlagen als gering erachtet werden.

Werden die in SG Backup errechneten Systemeinsparungen zudem mit den in [6] angegebenen Erlösen am Energie- sowie Regelenergiemarkt (historische Werte) je Anlage verglichen, so zeigt Tabelle 16 folgendes:

- Die Systemeinsparungen liegen deutlich über möglichen Erlösen am Spotmarkt
- Die maximal angegebenen Regelenergieerlöse liegen zumeist deutlich über den errechneten Systemeinsparungen

Da die in [6] herangezogenen Regelenergie- und Regelleistungspreise<sup>13</sup> einerseits auf historischen Werten sowie Abrufwahrscheinlichkeiten (zur Berechnung der erfüllten Energiemengen am Regelenergiemarkt) beruhen und andererseits in dieser Studie keine potentiellen Erträge aus zukünftigen Regelenergiemärkten berechnet wurden, ist ein direkter und aussagekräftiger Vergleich mit den in SG Backup errechneten Systemeinsparungen schwierig. Es kann jedoch erkannt werden, dass vor allem LMM-Technologien mit signifikanten Möglichkeiten zur Reduktion von Reservekraftwerken (v.a. Chlor und Stahl) in [6] auch die höchsten potentiellen Erträge in beiden Marktsegmenten aufweisen. Jedenfalls wären in einer langfristigen und erneuerbar fokussierten Energiesystemplanung Anpassungen im Marktmodell zu definieren, welche eine Teilnahme der geeigneten LMM-Technologien neben dem Regelenergiemarkt auch in Energy Only Marktsegment zur Realisierung der Systemkosteneinsparungen vorsehen.

Tabelle 16: Vergleich der SG Backup Systemeinsparungen mit maximalen Erlösen am Spot- und Regelenergiemarkt

LMM Technologie	Typ. Größe	Systemeinsparungen SG Backup	Max. Erlöse Spotmarkt nach [2]	Max. Erlöse Regelmarkt nach [2]
Zement	2 MW	€ 219.421	€ 20.050	€ 256.000
Chlor	14 MW	€ 1.003.081	€ 82.020	€ 1.789.000
Stahl	30 MW	€ 1.673.514	€ 187.140	€ 3.833.000
Aluminium	10 MW	€ 195.563	€ 58.580	€ 1.278.000

#### 4.2.1 Bewertung von Lastabwürfen

Werden die im HiREPS Modell implementierten Kosten der gesicherten Backup-Kapazitäten für Open Cycle Gasturbinen (400 €/kW) betrachtet, so ergeben sich (mit einem WACC von 6% und einer Abschreibungsdauer von 25 Jahren und 24 Volllaststunden vgl. Tabelle 10) jährliche kapitalgebundene Kapazitätskosten von ca. 1300 €/MWh. Werden die Kraftwerksbetriebskosten mit 1% der Investitionskosten angenommen, so ergeben sich jährlich fixe Betriebskosten von etwa 166 € pro erzeugter MWh. Die Grenzkosten der Stromproduktion (Wirkungsgrad 40%; Erdgaspreis von 57,5 €/MWh in 2050) ergeben sich schließlich zu etwa 143 €/MWh für Gasturbinen. In Summe belaufen sich

<sup>13</sup> Vor allem deren zukünftige Entwicklung in einem stark erneuerbaren System ist aus heutiger Sicht schwer abzuschätzen; dies trifft auch für Großhandelsstrompreise zu, die nur schwer mit einem stark erneuerbar fokussierten Energiesystem verglichen werden können.

die Kosten für die im HiREPS Modell ermittelten Gasturbinen-Backup-Kraftwerke somit auf etwa 1600 €/MWh.

Diese Kosten liegen durchaus im Bereich der in Abbildung 5 angegebenen variablen Kosten von Lastreduktionsprozessen. Lastabwürfe könnten somit vor allem dann gesicherte Backup-Kapazitäten reduzieren, wenn geringe Volllaststundenanzahlen von Backup-Kraftwerken zu erwarten sind.

Ein verbreiteter Einsatz von Lastabwürfen unter Einrechnung von variablen Kosten (v.a. durch Produktionsentgang) würde nach der ökonomischen Theorie zu hohen Preisspitzen führen (vgl. [13]), welche die Wirtschaftlichkeit der übrigen gesicherten Backup-Leistung verbessern bzw. ermöglichen könnte. Dies würde auch die Notwendigkeit der in HiREPS implementierten Kapazitätzahlungen reduzieren, welches in der Studie jedoch nicht näher untersucht wurde. Kritisch könnten in diesem Zusammenhang weiterführende volkswirtschaftlicher Effekte sein, die durch Produktionsengpässe z.B. bei Stahl, Zement oder in der Holzindustrie entstünden. Dies geht jedoch über den gesetzten Rahmen dieser Studie hinaus.

### 4.2.2 P2H - Lastmanagement durch Wärmespeicher

In diesem Kapitel werden mögliche Systemkostenreduktionen, welche durch den Einsatz von Power-to-Heat Maßnahmen im HiREPS Modell entstehen, in mögliche Zahlungen für unterschiedliche Gebäudekategorien umgerechnet. Gebäudekategorie 1 stellt dabei Gebäude mit Wärmepumpe dar, Kategorie 2 repräsentiert Gebäude mit Gas-/Biomasseheizung und zusätzlichen Stromheizregistern. Im HiREPS Modell wird auch Fernwärme für Zwecke von P2H eingesetzt, aufgrund fehlender Daten zur kumulierten Anzahl der Fernwärmebetreiber ist eine Bewertung der Einbindungskosten und resultierender möglicher Zahlungen an die Fernwärmebetreiber jedoch nicht möglich. Allerdings ist durch die zumeist vorhandenen Leittechnik im Fernwärmebereich von geringen Einbindungskosten auszugehen.

Werden die in Kapitel 3.5.2 beschriebenen Einbindungskosten von den in HiREPS ermittelten Systemeinsparungen abgezogen, so ergeben sich die in Tabelle 17 angeführten Werte für unterschiedliche Gebäudeklassen und -kategorien. Kombiniert mit den Lastverlagerungen je Gebäudeklasse errechnen sich somit die in Tabelle 18 ersichtlichen und möglichen Zahlungen an die Gebäudebetreiber/-besitzer der Kategorie 1 und 2. Entsprechend der Gebäudegröße und -kategorie liegen diese zwischen 63 und 27 €/MWh.

Werden die LMM-Einbindungskosten variiert (hoch = 45 €/a, mittel = 38,7 €/a, niedrig = 32,5 €/a), so resultieren für Einfamilienwohngebäude, die in Abbildung 27 dargestellten Auswirkungen. Erhöhte Einbindungskosten haben signifikante Auswirkungen auf die ohnehin schon niedrigen jährlich möglichen Zahlungen für kleine Gebäude. Für große Gebäude sind die gewählten Einbindungskosten im Gegensatz kaum relevant. Bei diesen Gebäuden wären daher auch Einbindungslösungen möglich, die über die Nutzung bereits vorhandener Internetanbindungen oder Mobilfunklösungen hinausgehen. Insgesamt sind die möglichen Zahlungen vor allem deshalb so niedrig, weil durch die Wärmebedarfsabhängigkeit der P2H Maßnahmen keine signifikante Kapazitätseinsparung aus dem HiREPS Modell abgeleitet werden konnten. Die Einsparungen resultieren daher zu einem großen Teil aus der Arbitrage von Hoch- und Niedrigpreisen am Strommarkt, wodurch die erreichbaren Erlöse in einem ähnlichen Bereich wie in [6] liegen.

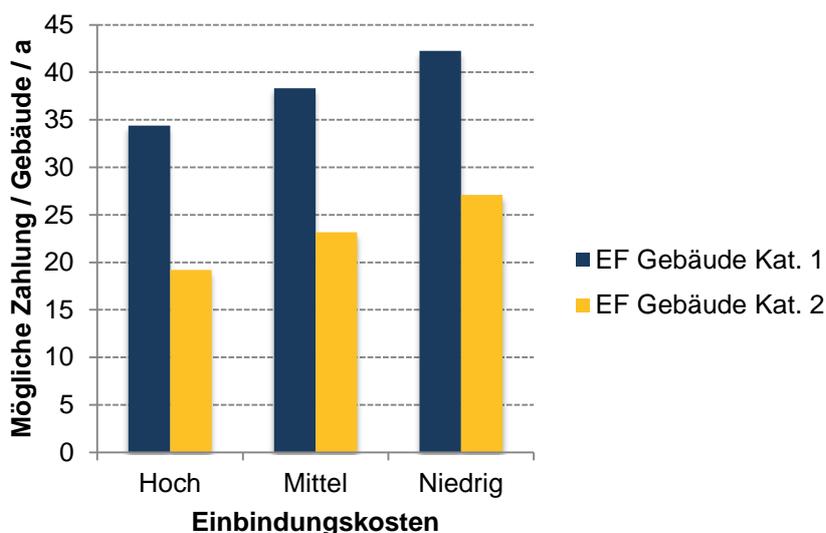


Abbildung 27: Auswirkungen unterschiedlich hoher LMM-Einbindungskosten auf die möglichen Zahlungen für Einfamiliengebäude

Tabelle 17: Systemeinsparungen je Gebäudekategorie abzüglich der Einbindungskosten

Gebäudeklassen	Systemeinsparung abzgl. Einbindungskosten	
	Kategorie 1	Kategorie 2
	[€/Gebäude/yr]	[€/Gebäude/yr]
Krankenhäuser (öffentl.)	22073	16726
Handel groß	1389	1045
Hotels und Gastwirtschaften groß	1335	1004
Bürogebäude groß (öffentl.)	1169	878
Bürogebäude groß	1153	866
Sport-/ Freizeitinfrastruktur	924	693
Schulen (öffentl.)	919	689
Werkstätten Hallen u. Industrie / Gewerbe 1	861	645
Hotels und Gastwirtschaften klein	822	615
Werkstätten-Hallen GHD groß	763	570
Büros in Wohngebäuden	726	542
Mehrfamilienwohngebäude groß	555	413
Handel klein	489	363
Bürogebäude klein (öffentl.)	240	174
Werkstätten Hallen u. Industrie / Gewerbe 2	236	171
Bürogebäude klein	231	167
Mehrfamilienwohngebäude klein	228	165
Werkstätten-Hallen GHD klein	206	148
2-Familienwohngebäude	129	90
Einfamilienwohngebäude	67	43

Zusammenfassend kann aus der Kosten-/Nutzen Bewertung der P2H-Maßnahmen abgeleitet werden, dass deren Einsatzcharakteristik eine Leistungsreduktion von Reservekapazitäten gemessen an dem Gesamtpotential nur im geringen Maße zulässt. Dies entspricht auch weitestgehend den Erkenntnissen in [11]. Gebäude mit signifikanten Leistungen können jedoch erhebliche Einsparungen durch die Arbitrage von Hoch- und Niedrigpreisen erzielen. Werden hingegen Gebäude mit kleinen Leistungen und Verbräuchen betrachtet, so decken die erreichbaren Einsparungen auch im P2H-Bereich nur kaum die erwarteten Anreizzahlungen (z.B. in [8] bei 50 €/a/LMM-Haushalt) der LMM-Teilnehmer. In der zukünftigen Gestaltung von Maßnahmen zur Integration von P2H Technologien ist dies entsprechend zu berücksichtigen.

Tabelle 18: Systemeinsparungen je Gebäudekategorie abzüglich der Einbindungskosten (niedrige Einbindungskosten)

Gebäudeklassen	Lastverlagerung			Mögliche Zahlung	
	Anteil in [%]	[GWh] (alle)	[MWh/ Gebäude]	Kategorie 1 [€/MWh]	Kategorie 2 [€/MWh]
Krankenhäuser (öffentl.)	1,0%	88	352	63	47
Handel groß	5,1%	436	22,7	61	46
Hotels und Gastwirtschaften groß	0,6%	52	21,8	61	46
Bürogebäude groß (öffentl.)	0,1%	7	19,2	61	46
Bürogebäude groß	2,5%	218	18,9	61	46
Sport-/ Freizeitinfrastruktur	0,4%	36	15,3	61	45
Schulen (öffentl.)	3,2%	274	15,2	61	45
Werkstätten Hallen u. Industrie / Gewerbe 1	4,9%	420	14,2	60	45
Hotels und Gastwirtschaften klein	6,0%	517	13,6	60	45
Werkstätten-Hallen GHD groß	2,0%	174	12,7	60	45
Büros in Wohngebäuden	2,0%	169	12,1	60	45
Mehrfamilienwohngebäude groß	8,9%	766	9,4	59	44
Handel klein	2,1%	181	8,3	59	44
Bürogebäude klein (öffentl.)	0,1%	10	4,3	55	40
Werkstätten Hallen u. Industrie / Gewerbe 2	3,2%	274	4,3	55	40
Bürogebäude klein	3,7%	318	4,2	55	40
Mehrfamilienwohngebäude klein	8,0%	683	4,2	55	40
Werkstätten-Hallen GHD klein	1,3%	110	3,8	54	39
2-Familienwohngebäude	10,1%	866	2,6	50	35
Einfamilienwohngebäude	34,7%	2976	1,6	42	27

### 4.3 Erkenntnisse

Die Erkenntnisse dieser Studie können in Relation zu den behandelten Forschungsfragen - wie in den folgenden Abschnitten darstellt - zusammengefasst werden.

*"In welchem Umfang müssten Smart Grid Lösungen die Elastizität der Nachfrage steigern können, um signifikante Effekte zur Reduktion zukünftig notwendiger Backupkapazitäten an den Strommärkten zu erreichen?":*

- Um den in der Studie ermittelten stromseitigen Kapazitätseinsparungseffekt von ca. 7 GW zu erreichen, wäre eine Lastflexibilisierung von ca. 5,8 GW im industriellen sowie von ca. 58 GW im Power to Heat Bereich notwendig.
- Durch die vorhandenen Restriktionen und Modellvorgaben wird im industriellem LMM Bereich v.a. durch Chlor- und Stahlanlagen die größte Kapazitätseinsparung erreicht. Dabei wurde erkannt, dass industrielle LMM-Technologien ganzjährige Flexibilität in der Lastverlagerung bereitstellen können müssen, um entsprechende Markt- bzw. Kapazitätseffekte zu erreichen.
- Vorhandene Lastverlagerungspotentiale (z.B. vorhandene Speichergrößen) können durch gegebene technische Restriktionen (z.B. Temperaturabhängigkeit von Zementwerken) oft nicht genutzt werden, um signifikante Kapazitätseffekte zu realisieren.
- Wird lediglich industrielles Lastmanagement (Wärmespeicher deaktiviert) im HiREPS Modell betrachtet, beträgt die Einsparung an gesicherter Leistung etwa 3 GW.
- Lastflexibilisierung mittels Wärmespeicher bietet deutlich mehr Verschiebeleistung als industrielles Lastmanagement.
- In Relation zur vorhandenen Verschiebeleistung (ca. 60 GW) können P2H-Maßnahmen vor allem durch deren Einsatzcharakteristik (wiederum stark durch die Temperaturabhängigkeit beeinflusst) nur eine relativ geringe Leistungsreduktion von Reservekapazitäten erreichen.
- Werden lediglich P2H-Maßnahmen im Modell aktiviert (industrielles LMM deaktiviert) können ca. 4 GW an gesicherter Leistung eingespart werden (etwa 1 GW mehr als für industrielles LMM).

*"Welcher Deckungsbeitrag könnte durch vermiedene fossile Kraftwerkskapazitäten für eine Smart Grids Implementierung entstehen, wenn entsprechende externe Effekte berücksichtigt werden?":*

- Werden lediglich die industriellen LMM-Maßnahmen im Modell aktiviert (P2H deaktiviert), lägen die erreichbaren Gesamteinsparungen bei etwa 325 Millionen € pro Jahr.
- Die derzeitigen variablen Kosten der Lastverlagerung können jedoch teilweise über den errechneten marktseitigen Erlösen (abzüglich der Infrastrukturkosten; Energy Only Markt) liegen.
- Werden Lastabwürfe (entgangene Produktionsprozesse werden nicht mehr nachgeholt) bewertet, so erscheint deren Einsatz als LMM-Technologie nur dann interessant, wenn geringe Volllaststunden der Backup-Kraftwerke zu erwarten sind und damit hohe Kosten (ca. 1600 €/MWh für Gasturbinen im HiREPS Modelllauf) entstehen; einhergehende Effekte durch Preisspitzen auf weitere bestehende Backupkapazitäten wurden jedoch nicht untersucht.
- Die größten spezifischen Einsparungen durch den Einsatz von Wärmespeichern können im Fernwärmesektor erreicht werden, wohingegen Gebäude mit installierter Wärmepumpe insgesamt das größte Potential für Kosteneinsparungen haben.
- Bei der Auswertung der Einspareffekte nach verschiedenen Gebäudeklassen zeigt sich, dass Gebäude mit einem hohen Raumwärmebedarf die größten Einsparungen erzielen, jedoch

insgesamt das Einsparpotential bei Ein- und Mehrfamiliengebäuden am größten ist. Dies liegt an der höheren Anzahl der kleinen Gebäudeeinheiten.

- Gebäude/Kunden mit signifikanten Leistungen können jedoch erhebliche höhere Einsparungen durch die Arbitrage von Hoch- und Niedrigpreisen erzielen, als Gebäudeklassen im kleinen Verbrauchsbereich.
- Werden Gebäude mit kleinen Leistungen und Verbräuchen betrachtet, so decken die erreichbaren Einsparungen durch P2H-Maßnahmen nur teilweise die erwarteten Anreizzahlungen der P2H-Teilnehmer (vielfach mit ca. 50 €/Jahr angegeben; vgl. auch den Abschnitt Infrastruktur).

*"Wie signifikant sind die IKT-Infrastrukturkosten und wo könnte Synergiepotential durch einen forcierten Aufbau von Smart Grid Infrastruktur genutzt werden?":*

- Werden die Anteile der Einbindungskosten an den Systemeinsparungen durch industrielles Lastmanagement betrachtet, so können diese als relativ gering eingestuft werden. Dabei gilt, je größer die industrielle Anlage, desto geringer fallen die IKT-Kostenanteile aus. Ähnliches ist auch für große Gebäude im P2H-Bereich zu beobachten.
- Im Gegensatz dazu weisen die Infrastrukturkosten signifikante Anteile für Gebäude mit kleiner Leistung und geringem Verbrauch auf. Die Nutzung von Synergien ist daher wichtig (vgl. auch folgendes Kapitel).

## 5 Ausblick und Empfehlungen

Ziel dieser Studie war es nicht, die Notwendigkeit oder Sinnhaftigkeit von Kapazitätsmärkten zu untersuchen, sondern vielmehr welche Nachfrageflexibilität zur Reduktion der nötigen Kapazitäten im Energy-Only Markt vorhanden sein müsste. In einem verstärkt erneuerbar orientierten Energiesystem erscheint die Nutzung der im Projekt untersuchten Flexibilität im Bereich des industriellen Lastmanagements und bei Wärmespeichern vor allem dann sinnvoll, wenn eine solche Flexibilisierung des Energiesystems zu geringeren Kosten als durch Kraftwerksneubau oder dem Ausbau von z.B. Stromspeichern realisiert werden kann. Die steigende Volatilität der Stromerzeugung ist dabei auf alle Fälle auszugleichen, sei es in den Regelenergiemärkten zur direkten Unterstützung der Systemstabilität oder an den Strombörsen zur Reduktion der vorzuhaltenden gesicherten Leistung. Um diesen Strukturwandel rechtzeitig, gezielt und effizient vornehmen zu können, werden aus der SG Backup Studie folgende Empfehlungen abgeleitet:

- Übergeordnet sind in einer langfristigen und erneuerbar fokussierten Energiesystemplanung marktseitige Anpassungen vor allem im Energy-Only Marktsegment zu definieren, welche die kosteneffiziente Nutzung vorhandener Flexibilitätspotentiale dahingehend ermöglicht, als das diese neben deren system- bzw. stabilitätsbedingtem Einsatz in Regelenergiemärkten auch im Energy-Only Markt genutzt werden können. Entsprechend könnte der preisstabilisierende Effekt der eingesetzten Flexibilität (welche nicht im Regelenergiemarkt benötigt wird) im Energy-Only Markt auch die Notwendigkeit von externen Kapazitätsmechanismen verringern. Die möglichen Kosten der Aktivierung von Lastverlagerungs- oder Lastabwurfprozessen sind dabei durch die marktseitigen Investitions- und Betriebskosten der günstigsten Backup-Technologien limitiert, wobei externe Effekte (z.B. Umweltauswirkungen) entsprechend zu berücksichtigen sind.
- Zukünftig können vor allem jene industrielle LMM-Technologien zur Kompensation der Volatilität erneuerbarer Stromerzeugung eingesetzt werden, welche geringe variable Kosten durch Lastverlagerung aufweisen. Es ist daher auch wichtig zu prüfen, ob eine zukünftige Anpassung der industriellen Produktionsprozesse (z.B. bei Chlorerzeugung, da die in der Studie errechneten Deckungsbeiträge abzüglich IKT-Einbindungskosten unter den in der Literatur angegebenen Kosten der Lastverschiebung liegen) zu einer Reduktion der variablen Kosten führen kann. Dennoch sei angemerkt, dass auch nachfrageseitige Anwendungen mit hohen variablen Kosten für die Entstehung von notwendigen Preisspitzen im Energy-Only Markt eine wichtige Rolle spielen können.
- In der Gestaltung von Maßnahmen zur Integration von P2H-Technologien ist zudem zu berücksichtigen, dass vor allem im Bereich von Gebäuden mit kleinen Leistungen und Energieverbräuchen die jährlich erreichbaren Einsparungen gering sind und daher auch nur teilweise erwartete Anreizzahlungen der LMM-Teilnehmer decken könnten. Der Fokus etwaiger P2H-Umsetzungen sollte daher zu Beginn auf Gebäude mit hohen Leistungen und Verbräuchen sowie den Fernwärmebereich gelegt werden.
- Allgemein ist für Smart Grid Lösungen im kleinen Leistungsbereich (z.B. flexible Einfamilienhäuser) eine möglichst synergetische Nutzung der nötigen IKT-Infrastruktur durch weitere Dienstleistungen (z.B. Informations- oder Automatisierungsdienste) von großer Bedeutung. Andernfalls kann die Wirtschaftlichkeit der Einzelapplikation aus der Kundensicht auch in Zukunft kaum dargestellt werden.

## 6 Literaturverzeichnis

- [1] VDE: „Demand Side Integration – Lastverschiebungspotentiale in Deutschland“, Gesamtext, Frankfurt, Juni 2012
- [2] A. von Scheven und M. Prella, Anonymisierte Experteninterviews, TU Darmstadt, VIK, 1.09.2011-31.03.2012.
- [3] C. Gutschi und H. Stigler, „Potenziale und Hemmnisse für Power Demand Side Management in Österreich,“ 10. Symposium Energieinnovation, TU Graz, 2008.
- [4] M. Klobasa, Dynamische Simulation eines Lastmanagements und Integration von Windenergie in eine Elektrizitätsnetz auf Landesebene unter regelungstechnischen und Kostengesichtspunkten, Zürich: ETH Zürich, 2007.
- [5] Berger et al: Demand Response Potential of the Austrian industrial and commerce sector“; Studie im Auftrag des Klima- und Energiefonds, 3. Ausschreibung Neue Energien 2020
- [6] Franz et al: „Potenziale der Informations- und Kommunikations-Technologien zur Optimierung der Energieversorgung und des Energieverbrauchs (eEnergy), Studie für das Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi); Bad Honnef, 2006
- [7] Gruber et al: „Lastflexibilisierungspotentiale industrieller Querschnittstechnologien unter Berücksichtigung zunehmender Energieeffizienz“, Beitrag zur IEWT 2013, Wien
- [8] Kohler et al: „DENA Netzstudie 2“; [www.dena.de](http://www.dena.de), Berlin, 2010
- [9] Fraunhofer ISE, Wärmepumpen Effizienz – Messtechnische Untersuchung von Wärmepumpen zur Analyse und Bewertung der Effizienz im realen Betrieb, 2011, im Auftrag des deutschen Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie
- [10] Obersteiner et al; "BHKW-Netz - Analyse der technischen und ökonomischen Auswirkungen von Klein-BHKW auf Niederspannungsnetze", Projekt im Rahmen der Smart Grids Modellregion Salzburg; Programmlinie Energie der Zukunft; Endbericht, Wien, 2010
- [11] Klobasa et al: "Lastmanagement als Beitrag zur Deckung des Spitzenlastbedarfs in Süddeutschland"; Endbericht einer Studie von Fraunhofer ISI und der Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft, August 2013;
- [12] E-Control: "Regulierungssystematik für die dritte Regulierungsperiode der Stromverteilernetzbetreiber; 1. Jänner 2014 - 31. Dezember 2018; [www.e-control.at](http://www.e-control.at); Wien, 2013
- [13] P. L. Joskov: "COMPETITIVE ELECTRICITY MARKETS AND INVESTMENT IN NEW GENERATING CAPACITY", MIT, June 2006
- [14] 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

## 7 Anhang

Tabelle A1: Überblick über die wichtigsten technologiespezifischen Annahmen

	Abschreibungs- dauer	Investitions- kosten 2050	Einheit der Investitionskosten	Effizienz	
<b>Stromtechnologien</b>					
Kohle	35	1340	[€2012/kW-el]	46	Netto bez. des Heizwertes
Kohle KWK	35	1402	[€2012/kW-el]	46	Netto bez. des Heizwertes
Braunkohle	40	1608	[€2012/kW-el]	45	Netto bez. des Heizwertes
GuD	25	615	[€2012/kW-el]	60	Netto bez. des Heizwertes
Entnahmed. GuD KWK	25	670	[€2012/kW-el]	60	Netto bez. des Heizwertes
Simple Cycle Gasturbine	25	400	[€2012/kW-el]	40	Netto bez. des Heizwertes
Biogasmotor <= 2MW KWK	25	700	[€2012/kW-el]	40	Netto bez. des Heizwertes
BioGasSpeicher	15	5	[€2012/kWh-Biogas]	100	Netto bez. des Heizwertes
Gasmotor >= 3MW KWK	25	600	[€2012/kW-el]	46	Netto bez. des Heizwertes
Feste Biomasse gegend. KWK	30	2600	[€2012/kW-el]	24	Netto bez. des Heizwertes
Müllverbrennung gegend. KWK	20	2000	[€2012/kW-primär Feuerleistung]	18	Netto bez. des Heizwertes
Photovoltaik	25	800	[€2012/kW-el]	72	Einstrahlung zu Strom
Wind - Onshore	25	1075	[€2012/kW-el]	88	Verluste zuzüglich der Hersteller Kennlinie
Wind - Offshore	25	3100	[€2012/kW-el]	88	Verluste zuzüglich der Hersteller Kennlinie
AA-CAES Leistung	30	813	[€2012/kW-el]	71	Ein+Auspeichern
AA-CAES Speicher	30	60	[€2012/kWh-el]	-	
LeistungsUpGrade generischer Pumpspeicher Leistung	35	900	[€2012/kW-el]	74	Ein+Auspeichern
generischer Pumpspeicher Speicher	35	800	[€2012/kW-el]	74	Ein+Auspeichern
generischer Pumpspeicher Speicher	35	22	[€2012/kWh-el]	-	
P2G	35	1000	[€2012/kW-el Strom Aufnahme]	60	Netto bez. des Heizwertes
<b>Wärmetechnologien</b>					
Stromdirektheizung Fernwärme	20	30	[€2012/kWh-el]	97	
Stromdirektheizung Gebäude	20	10	[€2012/kWh-el]	97	
Wärmepumpe	20	800	[€2012/kW-therm] [Euro/m2 Kollektorfläche] für die Gesamtanlage ohne Speicherkosten	300	
Solarthermie Freifläche	30	290	[Euro/m2 Kollektorfläche] für die Gesamtanlage ohne Speicherkosten	60	Einstrahlung zu Wärme
Solarthermie Gebäude	30	400	[Euro/m2 Kollektorfläche] für die Gesamtanlage ohne Speicherkosten	60	Einstrahlung zu Wärme
Thermischer Gas Spitzenkessel	30	100	[€2012/kW-therm]	97	
Gasheizung	20	200	[€2012/kW-therm]	97	
Pelletsheizung	20	500	[€2012/kW-therm]	97	
Zentrale Wärmespeicher	30	100	[€2012/m3]	0.2	% pro Stunde
Dezentrale Wärmespeicher	20	900	[€2012/m3]	0.014	% pro Stunde

Die Daten sind eine Synthese basierend auf verschiedenen Quellen. Die wichtigsten Quellen sind:

1. Andreas Schröder, Friedrich Kunz, Jan Meiss, Roman Mendelevitch and Christian von Hirschhausen, Current and Prospective Costs of Electricity Generation until 2050, Data Documentation, Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung, 2013
2. Enerinet.dk, Technology Data For Energy Plants, 2012  
Link: [www.enerinet.dk/SiteCollectionDocuments/Danske dokumenter/Forskning/Technology\\_data\\_for\\_individual\\_heating\\_plants\\_and energy\\_transport.pdf](http://www.enerinet.dk/SiteCollectionDocuments/Danske%20dokumenter/Forskning/Technology_data_for_individual_heating_plants_and_energy_transport.pdf)  
(Abgerufen: Oktober 2013)

Eine detailliertere HiREPS Modellbeschreibung und typische Ergebnisse der Simulationen sind u.A. im AutRES100 Endbericht dokumentiert<sup>14</sup>. HiREPS wurde und wird in einer Reihe von Projekten mit unterschiedlichem Fokus eingesetzt. Eine Projektübersicht findet sich in Tabelle A2.

Tabelle A2: Projekte in denen das Simulationsmodell HiREPS zur Anwendung kommt

	Fokus	Region	P2H		Lastmanage	Pumpspeic	Power to	Durckluft-	Elektro-	Stromnetz-
			inklusive Wärmepump en in der Fernwärme	P2H ohne Wärmepum pen in der Fernwärme						
P2H-Pot	Powert-to-Heat im urbanen Raum	DE+AT	x	x	x	x	x	x	x	
AutRES100	Energiesystem mit hohem erneuerbaren Anteil	DE+AT		x		x	x	x		
SmartGridBackup	Lastmanagement Industrie und Haushalte	DE+AT		x	x	x	x	x		
Define	Elektromobilität	DE+AT		x		x	x	x	x	
Better	Intergration Erneuerbare Europa, Nordafrika, Türkei, Balkan	Nordafrika, Türkei, Balkan		x						x
DiaCore	Kosten Integration Erneuerbare Europa	Europa		x						
SolarGrids	Solarthermie Einbindung	DE+AT		x	x	x	x	x		
Presence	Klimawandelauswirkungen	DE+AT		x		x	x	x		
Stromspeicher 2050	Pumpspeicherausbau	DE+AT		x	x	x	x	x		
Flexipower	Flexiblethermische Kraftwerke	DE+AT		x		x	x	x		

<sup>14</sup> <http://eeg.tuwien.ac.at/AutRES100/Endbericht.pdf>

## **8 Kontaktdaten**

Dr. Wolfgang Prügler

Institut für Energiesysteme und Elektrische Antriebe / Technische Universität Wien

Gusshausstrasse 25-29, 1040 Wien

Tel.: +43 1 58801 370369

Fax.: +43 1 58801 370397

E-Mail: [prueggler@eeg.tuwien.ac.at](mailto:prueggler@eeg.tuwien.ac.at)

Web: [www.eeg.tuwien.ac.at](http://www.eeg.tuwien.ac.at)

Dipl.-Ing. André Ortner

Institut für Energiesysteme und Elektrische Antriebe / Technische Universität Wien

Gusshausstrasse 25-29, 1040 Wien

Tel.: +43 1 58801 370367

Fax.: +43 1 58801 370397

E-Mail: [ortner@eeg.tuwien.ac.at](mailto:ortner@eeg.tuwien.ac.at)

Web: [www.eeg.tuwien.ac.at](http://www.eeg.tuwien.ac.at)

Dr. Gerhard Totschnig

Institut für Energiesysteme und Elektrische Antriebe / Technische Universität Wien

Ansprechpartner f.: HiREPS Modellierung und Simulation

Gusshausstrasse 25-29, 1040 Wien

Tel.: +43 1 58801 370356

Fax.: +43 1 58801 370397

E-Mail: [totschnig@eeg.tuwien.ac.at](mailto:totschnig@eeg.tuwien.ac.at)

Web: [www.eeg.tuwien.ac.at](http://www.eeg.tuwien.ac.at)