

Hocheffiziente Kombinationen von  
Solarthermie, Photovoltaik und  
Wärmepumpenanlagen

***Zusammenfassung der wichtigsten  
Fragestellungen aus dem Projekt***

Daniel Reiterer (AEE NOW)

Ewald Sarugg (Denkstatt)

Berichte aus Energie- und Umweltforschung

**07/2016**

**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

Liste sowie Downloadmöglichkeit aller Berichte dieser Reihe unter  
<http://www.nachhaltigwirtschaften.at>

# 1 Thema Eigendeckung durch PV

Die Analyse auf Tagesmittelwerten gibt einen wesentlich aufschlussreicheren Einblick in das Thema Last- und Erzeugungsprofil. Es kann aber noch immer nicht davon gesprochen werden, dass bei positiver Tagesbilanz eine 100%ige Eigendeckung erfolgt, denn während des Tages kommt es zu Bezug aus dem / Einspeisung in das Netz. Eine Aufschlüsselung in 5-min-Mittelwerten wurde in Kapitel 1.1 durchgeführt.

## Jahresverlauf Standard & spar mit 3 kWp Photovoltaik

Im ersten Schritt wurden die gemessenen Verbräuche aus dem „sparsamen“ Haushalt und dem „normalen“ Haushalt der Erzeugung aus einer 3 kWp Photovoltaik Anlage gegenübergestellt.

In Abbildung 1 und Abbildung 2 sind dabei unterschiedliche Lastprofile aufgeführt. Jeweils werden vom erzeugten Photovoltaikstrom Energie für Haushalt, dann Heizung und dann Warmwasser abgezogen. Somit erhält man einen „Netto Last“-Verlauf.

Es ist ersichtlich, wie sich die Lastverläufe in einem normalen und einem sparsamen Haushalt darstellen. Hierbei ist schnell zu erkennen, dass in den Sommermonaten eine Eigendeckung des Stromverbrauchs mit einer 3 kWp Photovoltaikanlage auf Basis von Tagesmittelwerten gegeben ist. D.h. es würde genügen relativ kleine Speicher vorzusehen, um diese Monate autark vom Netz überbrücken zu können. Der notwendige thermische Speicher ist dabei in fast allen Fällen ohnehin in Form eines Warmwasserspeichers vorhanden. Der sparsame Haushalt kann diese Periode bis in das Frühjahr bzw. den Herbst ausdehnen.

Deutlich zu erkennen sind die Unterschiede zwischen dem sparsamen und dem normalen Haushalt. Es wird nicht nur die absolute Energieeinsparung sichtbar, sondern auch das wesentlich größere Potential zur Eigendeckung mittels Photovoltaik.

Die große Herausforderung stellt jedoch der Winterbetrieb dar: insbesondere in Haushalten mit Wärmepumpe, welche in diesen Monaten verstärkt elektrische Energie verbrauchen. An eine Eigendeckung, sei es auch nur für Tage, ist hier nicht zu denken. Dies zeigt sich hier bereits bei der Darstellung der Tagesmittelwerte. Das Verkaufsargument, dass Photovoltaik und Wärmepumpe ein symbiotisches und somit „autarkes“ System darstellen, wie dies von einigen Herstellern beworben wird, ist somit eindeutig widerlegt. Es kann nicht einmal der Stromverbrauch im Haushalt selbst (ohne Wärmepumpenverbrauch) durch die Photovoltaik gedeckt werden.

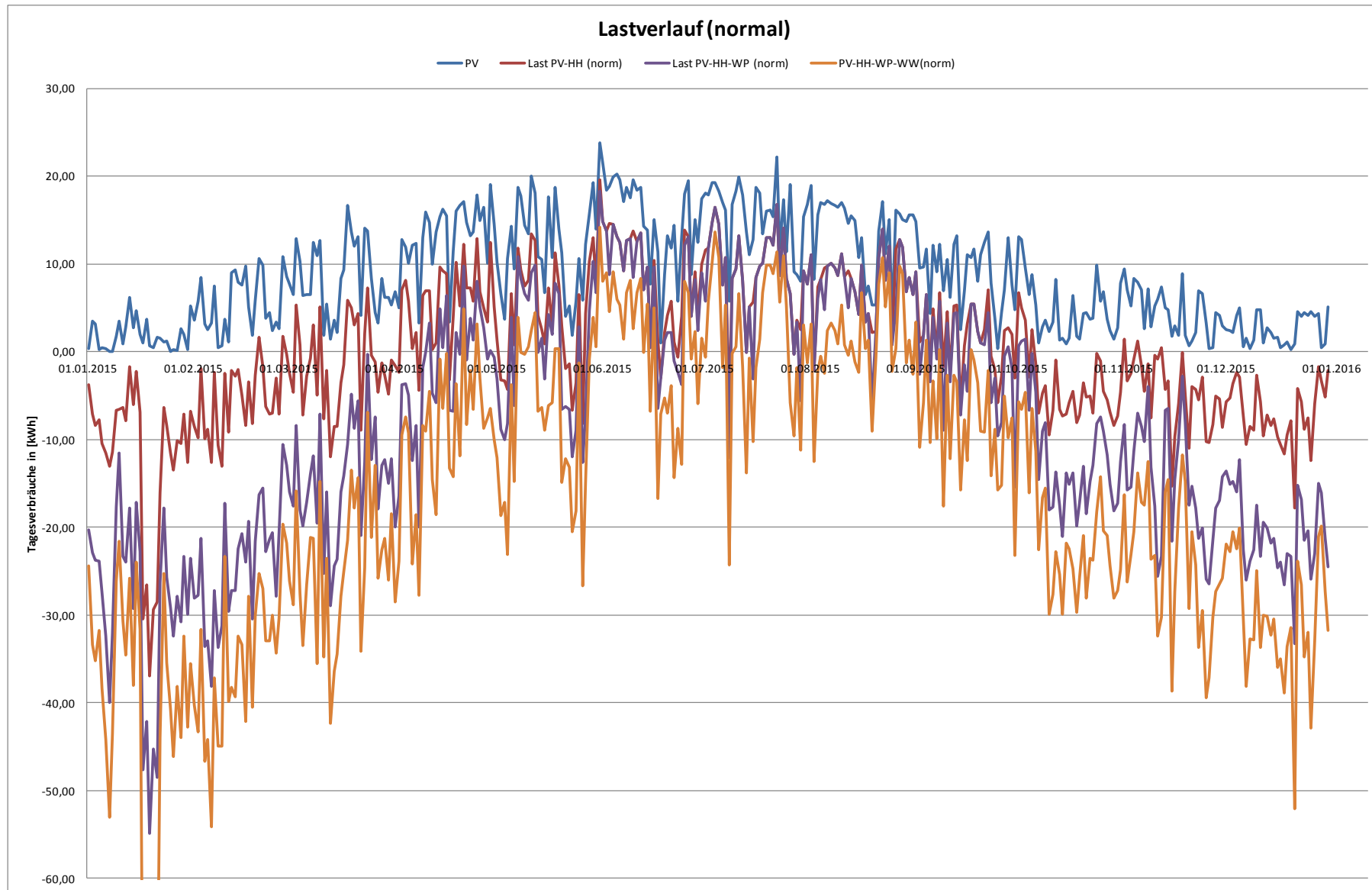
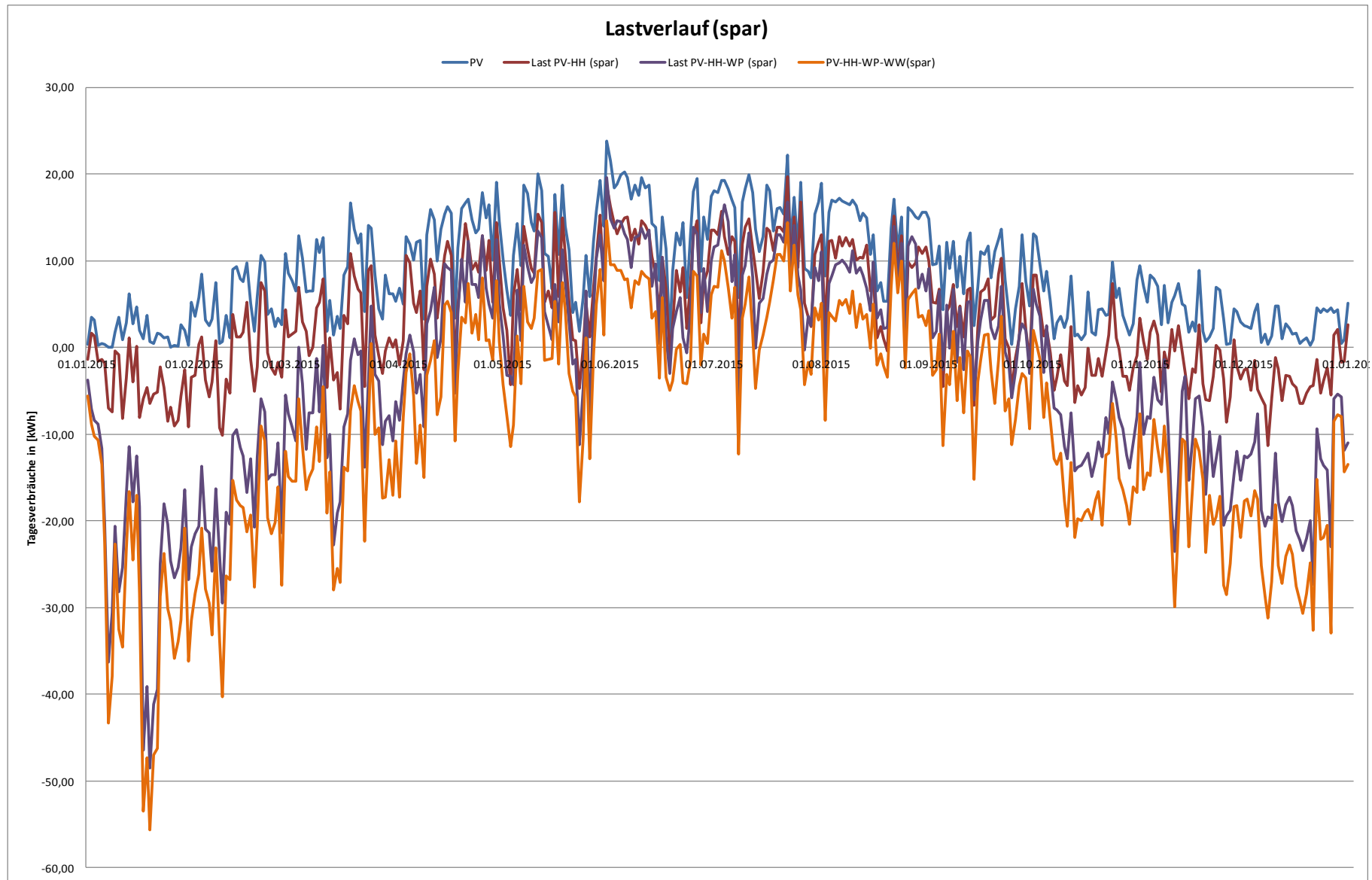


Abbildung 1: Tagesmittel des Lastverlaufs eines durchschnittlichen Haushaltes mit 3 kWp Photovoltaik



**Abbildung 2: Tagesmittel des Lastverlaufs eines sparsamen Haushaltes mit 3 kWp Photovoltaik**

### Lastganganalyse im Tagesverlauf mit 5 kWp

Nun mag eine Schlussfolgerung sein, dass die Photovoltaikanlage mit 3 kWp zu klein ist, um die gewünschte Eigendeckung zu erreichen, somit eine größere Anlage alles ändern würde. Auch dieses Szenario wurde mit einer 5 kWp Anlage durchgerechnet. Es kommt zwar zu einer deutlichen Verschiebung des Nettoverbrauches nach oben, jedoch sind insbesondere beim Betrieb von Wärmepumpen für Warmwasserbereitung bzw. Heizung starke Defizite im Winter zu beobachten. Nicht einmal der Haushaltsstromverbrauch im sparsamen Haushalt kann gedeckt werden. Auf der anderen Seite ergeben sich in den Sommermonaten signifikante Energieüberschüsse aus der Photovoltaik-Anlage, die ins Netz eingespeist werden müssen, was vor allem wirtschaftlich schlecht darstellbar ist.

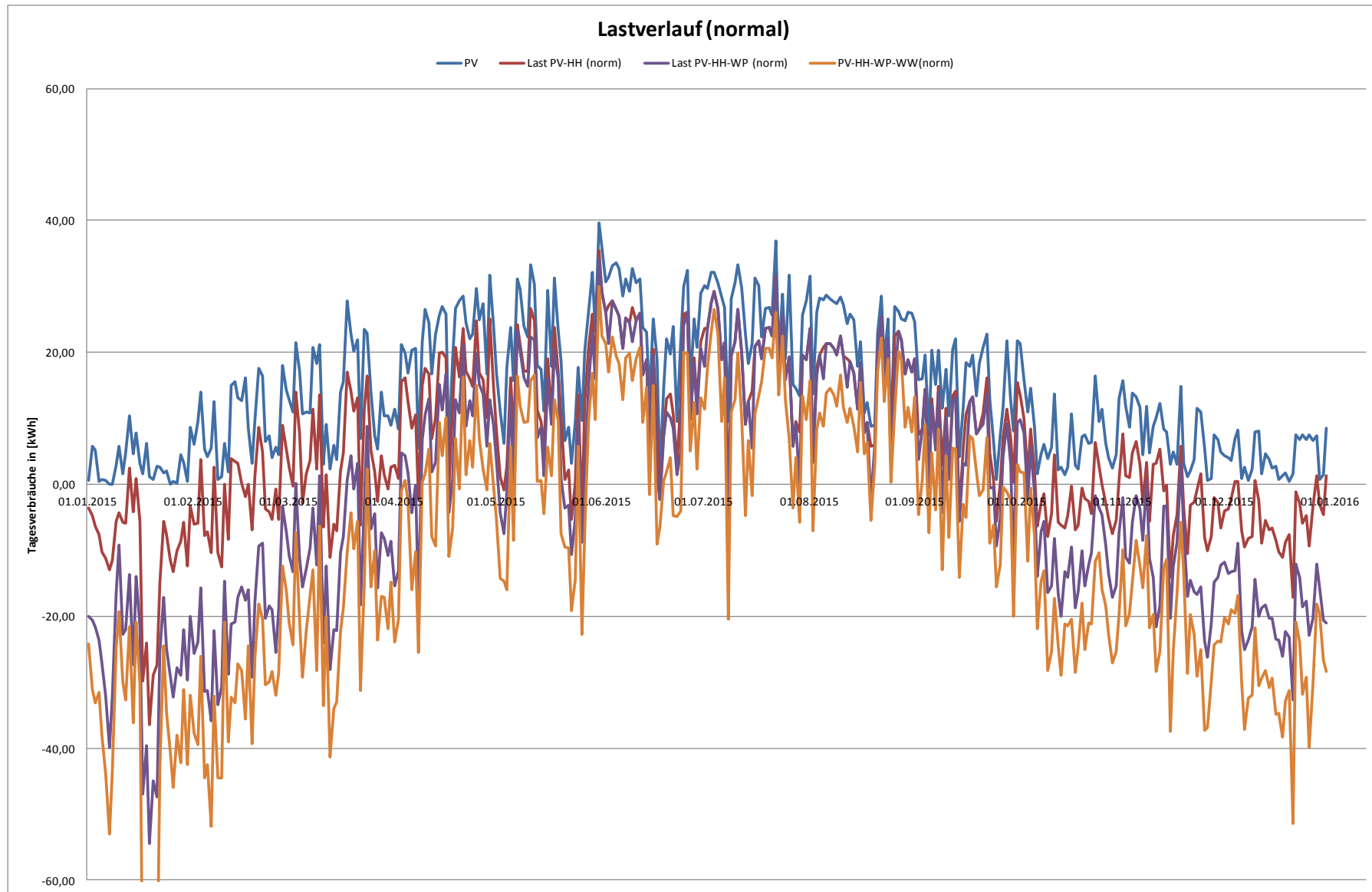


Abbildung 3: Tagesmittel des Lastverlaufs eines durchschnittlichen Haushaltes mit 5 kWp Photovoltaik

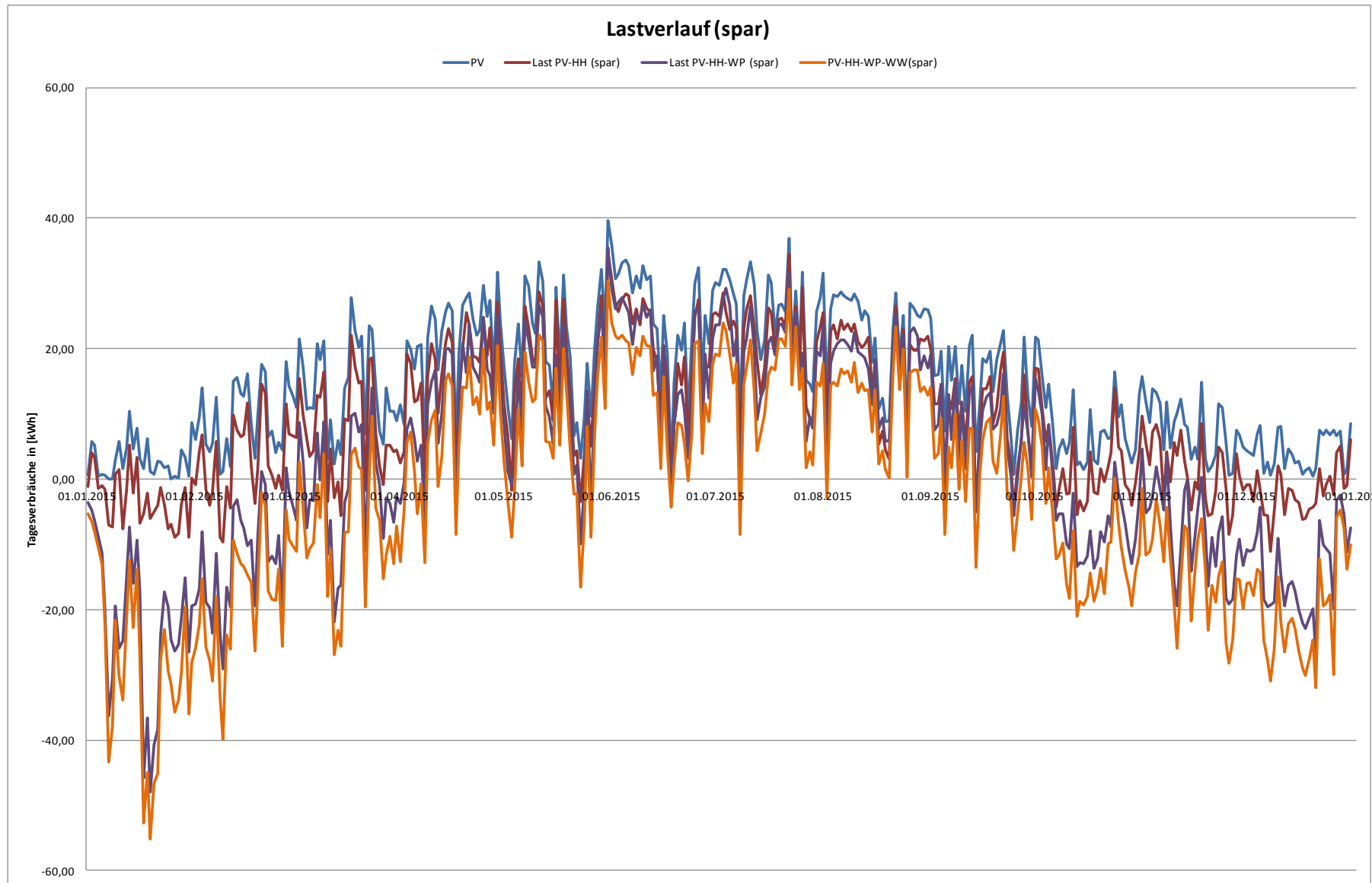


Abbildung 4: Tagesmittel des Lastverlaufs eines sparsamen Haushaltes mit 5 kWp Photovoltaik

## 1.1 Lastganganalyse im 5min-Intervall

In der letzten und feinsten Analysestufe wurden die Last- und Erzeugungsprofile im 5-min-Intervall betrachtet. Dies gibt Auskunft über den tatsächlichen Netzbezug bzw. Einspeisung. Ziel war es, durch Optimierungsmaßnahmen den Netzbezug so gering wie möglich zu halten bzw. den Eigenverbrauchsanteil an selbst erzeugten Photovoltaikstrom zu erhöhen. Als Basisszenario wurden wieder die beiden Haushalte (normal) und (spar) gegenübergestellt. Die realen Lastverläufe sollten durch Photovoltaik gedeckt werden.

Es gibt 2 Parameter auf die die Eigennutzung von Photovoltaikstrom optimiert werden kann.

Dies ist einerseits der Eigenverbrauch von selbst erzeugtem Strom. D.h. wie viel seines erzeugten Stromes kann der Bewohner direkt selbst verbrauchen

Auf der anderen Seite steht die Eigendeckung des im Haushalt verbrauchten Stroms. D.h. wie viel des benötigten Stromes kann direkt aus PV gedeckt werden.

In den folgenden Darstellungen wurde betrachtet, wie sich unterschiedliche Heizungssysteme auf das elektrische Lastverhalten von Gebäuden auswirken.

**Tabelle 1: Legende**

Kürzel	Erläuterung	Entspricht
PV-HH	Erzeugung Photovoltaik abzüglich Haushaltsstrom	Haushalt ohne Wärmepumpe
PV-HH WP	Erzeugung Photovoltaik abzüglich Haushaltsstrom und Strom für Heizung (+ Warmwasserbereitung im Winter)	Haushalt mit Wärmepumpe und Solarthermie
PV-HH-WP-WW	Erzeugung Photovoltaik abzüglich Haushaltsstrom und Strom für Heizung und Warmwasserbereitung	Haushalt mit Wärmepumpe für Heizung und Warmwasser

In den folgenden Tabellen sind die Ergebnisse für den möglichen Eigenverbrauch bzw. die Eigendeckungsfähigkeit aus einer 3 kWp Photovoltaik Anlage zu sehen.

**Tabelle 2: Eigenverbrauch bei 3 kWp Photovoltaik**

	Eigenverbrauch	
	normal	spar
PV-HH	26%	20%
PV-HH WP	29%	31%
PV-HH-WP-WW	45%	54%

**Tabelle 3: Eigendeckung des Stromverbrauchs mit einer 3 kWp Photovoltaik**

Eigendeckung		
	normal	spar
PV-HH	27%	32%
PV-HH WP	15%	29%
PV-HH-WP-WW	21%	39%
PV-HH WP + WW (inkl. Solarthermie)*	25%	57%

\*Solarthermie als Energiequelle berücksichtigt

Im nächsten Schritt wurde analysiert, was es bedeuten würde, wenn eine größere Photovoltaikanlage installiert wäre. Die Eigendeckung erhöht sich, da jetzt vor allem in der Übergangszeit mehr Strom direkt aus der Photovoltaikanlage verbraucht wird. Durch die erhöhte Energieerzeugung wird jedoch der Eigenverbrauchsanteil gesenkt. Dies wirkt sich vor allem negativ auf die Wirtschaftlichkeit aus, da man für eingespeisten Strom nur wenig vergütet bekommt.

**Tabelle 4: Eigenverbrauch bei 5 kWp Photovoltaik**

Eigenverbrauch		
	normal	spar
PV-HH	18%	14%
PV-HH WP	21%	23%
PV-HH-WP-WW	31%	40%

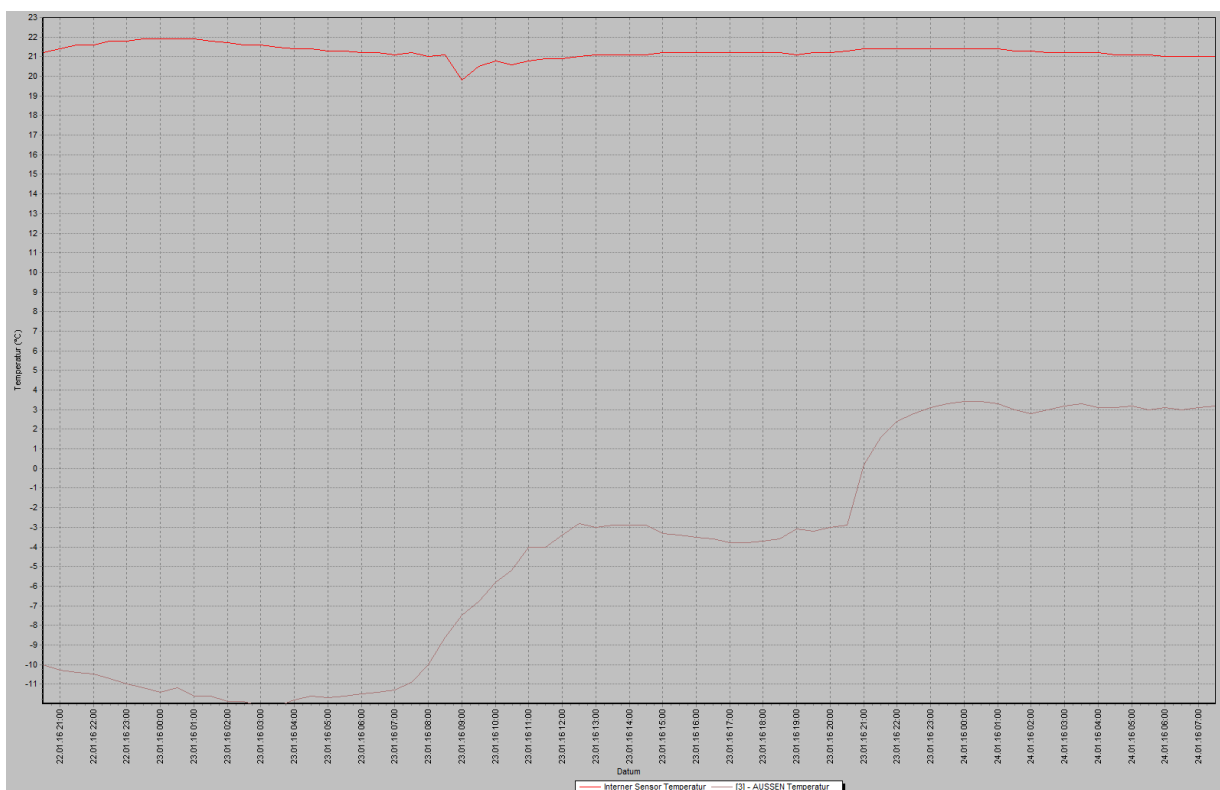
**Tabelle 5: Eigendeckung des Stromverbrauchs mit einer 5 kWp Photovoltaik**

Eigendeckung		
	normal	spar
PV-HH	31%	37%
PV-HH WP	18%	36%
PV-HH-WP-WW	25%	48%
PV-HH WP-WW (inkl. Solarthermie)*	28%	64%

\*Solarthermie als Energiequelle berücksichtigt

## 2 Das Gebäude als Speicher - Optimierungspotential durch Ausnutzung vorhandener Speichermassen

Wie in nachfolgenden Auswertungen gezeigt wird, kann bei einem heute gängigen Baustandard (HWB von ca. 31 kWh/m<sup>2</sup>) die gespeicherte Temperatur in einem Haus für 10 Stunden gehalten werden, obwohl es wie in einem Extremfall eine Außentemperatur von -12°C gab. In diesem Szenario wurde beim Haus 2 die Wärmepumpe am Abend deaktiviert und erst wieder am nächsten Morgen um 08:00 Uhr in Betrieb genommen. Nach der Deaktivierung stieg zuerst die Innenraumtemperatur noch für ca. 4 Stunden weiter an (verzögerte Wärmeabgabe durch die Fußbodenheizung) und erreichte dann nach weiteren ca. 5 Stunden das Ausgangsniveau. Auch blieb während dieser gesamten Stunden die Innenraumtemperatur in einer Bandbreite von 21-22°C bzw. war die Außentemperatur in dieser Zeit zwischen -12,2 - 10°C. Erhöht man also wie bei Haus 2 die Raumtemperatur um 0,5°C, so kann die Last theoretisch für ca. 4-5 Stunden verschoben werden, wenn man etwaige Strompreisschwankungen oder mögliche Eigenversorgung nicht berücksichtigt.

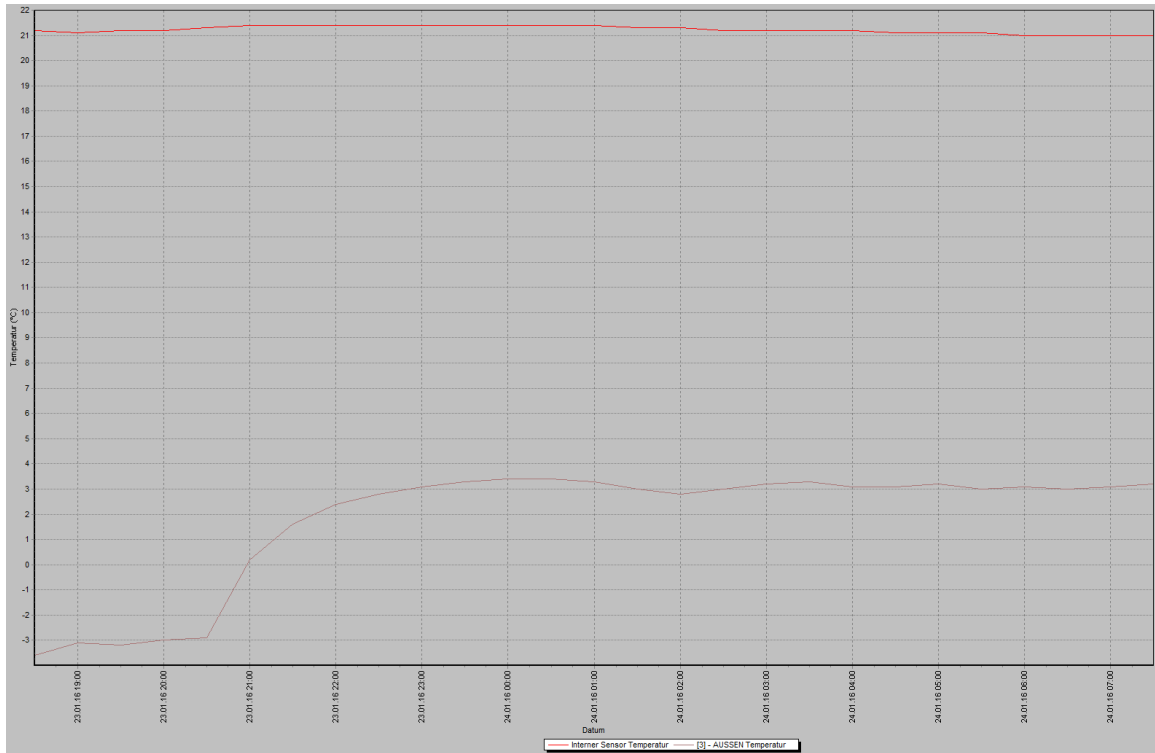


**Abbildung 2-1: Verlauf Außentemperatur und Innenraumtemperatur bei Deaktivierung der Wärmepumpe bei sehr tiefen Außentemperaturen**

Dasselbe Szenario bei Außentemperaturen rund um den Gefrierpunkt bewirkte, dass die Schwankungsbreite der Innenraumtemperatur nur mehr eine Schwankungsbreite von ca. 0,5°C aufwies. Somit würde bei einer Erhöhung der Innenraumtemperatur um 0,5°C die Ausgangstemperatur erst nach ca. 9-10 Stunden erreicht werden, wenn die

Außentemperatur knapp um bzw. über dem Gefrierpunkt liegt. Dabei ist allerdings auch immer zu bedenken, dass es bei neuerlicher Aktivierung der WP zu einer sehr deutlichen Verzögerung bei der Wiederaufheizung kommt.

Durch die Nutzung dieser, ohnehin vorhandenen, Speichermassen ergibt sich ein großes Potential für den elektrischen Lastausgleich, welcher durch das EVU nutzbar gemacht werden könnte, und zur Netzentlastung beitragen könnte.



**Abbildung 2-2: Verlauf Außentemperatur und Innenraumtemperatur bei Deaktivierung der Wärmepumpe und bei Außentemperaturen um den Gefrierpunkt**

Eine Möglichkeit, um Eigenverbrauch und Eigendeckung gleichzeitig zu optimieren, ist es, die Betriebszeiten der Wärmepumpe für Warmwasserbereitung und Heizung in die Zeiten der Photovoltaikproduktion zu verschieben. Diese Maßnahme wurde in einfachem Umfang durch Freigabe eines Zeitfensters tagsüber im sparsamen Haushalt von Beginn an umgesetzt und ist bereits in der vorangegangenen Analysen beinhaltet. Doch auch hier ist eine weitere Optimierung möglich, wozu es allerdings einer automatischen Freigabe der Wärmepumpe bei Sonneneinstrahlung bedarf. Auch eine in der Leistung modulierende Wärmepumpe ist Voraussetzung, um dieses Potential vollends auszuschöpfen.

**Tabelle 6: Eigenverbrauch bei 3 kWp Photovoltaik nach Optimierung**

Eigenverbrauch		
	normal	spar
PV-HH	26%	20%
PV-HH-WP	54%	35%
PV-HH-WP-WW	67%	62%

**Tabelle 7: Eigendeckung des Stromverbrauchs mit einer 3 kWp Photovoltaik nach Optimierung**

Eigendeckung		
	normal	spar
PV-HH	27%	33%
PV-HH WP	29%	33%
PV-HH-WP-WW	33%	45%
PV-HH-WP-WW (incl. Solarthermie)*	39%	62%

\*Solarthermie als Energiequelle berücksichtigt

In der Lastverschiebung von Heizzeiten liegt ein großes Potential mit dem eine nennenswerte Last innerhalb eines Tages verschoben werden kann. Die Speicherwirkung des Gebäudes selbst in Kombination mit einer Fußbodenheizung reicht dabei im Normalfall aus, um im Niedrigstenergiehausbereich die Temperatur ganztägig auf dem gewünschten Niveau zu halten. Bei der Warmwasserbereitung ist die erforderliche Speicherwirkung ohnehin durch den vorhandenen Speicher gegeben. In der Warmwasserbereitung liegt auch das größte Potential zur Steigerung der Eigennutzung und der Eigendeckung.

In der letzten Variante wurde auch im lastoptimierten Szenario eine größere Photovoltaikanlage eingesetzt.

**Tabelle 8: Eigenverbrauch bei 5 kWp Photovoltaik nach Optimierung**

Eigenverbrauch		
	normal	spar
PV-HH	18%	14%
PV-HH WP	43%	27%
PV-HH-WP-WW	52%	44%

**Tabelle 9: Eigendeckung des Stromverbrauchs mit einer 5 kWp Photovoltaik nach Optimierung**

Eigendeckung		
	normal	spar
PV-HH	32%	38%
PV-HH WP	38%	41%
PV-HH-WP-WW	42%	53%
PV-HH-WP-WW (incl. Solarthermie)*	48%	70%

\*Solarthermie als Energiequelle berücksichtigt

Vor allem beim normalen Haushalt ist festzustellen, dass sich durch die Möglichkeit der optimierten Heizungs- und Warmwasserbereitung durch die Nutzung von vorhandenen Speichermöglichkeiten ein enormes Potential in Bezug auf die Steigerung der Photovoltaiknutzung und Eigenstromdeckung ergibt.

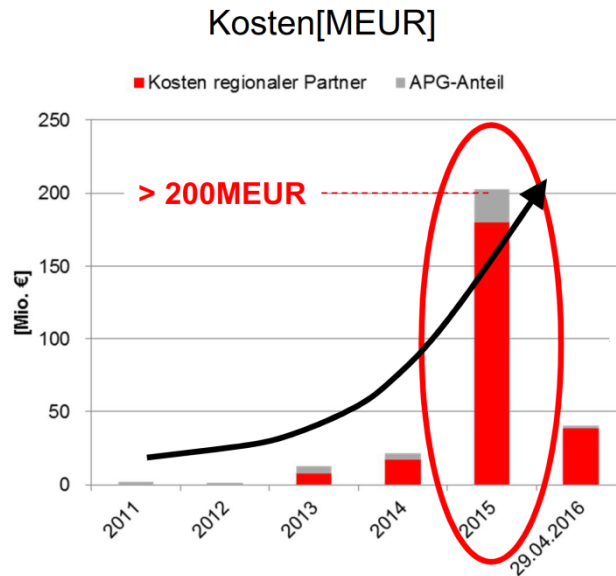
Die Erkenntnisse bezüglich des Zusammenhangs zwischen Größe der Photovoltaikanlage und Verbrauch eines Haushaltes (in verschiedenen Konfigurationen) sind weiters in „**Fehler!**

Verweisquelle konnte nicht gefunden werden. Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.“ eingeflossen.

### **3 Lastmanagementpotential Wärmepumpen und Bedeutung für das österreichische Stromnetz**

#### **1. Hintergrund und Notwendigkeit von Lastverschiebung in AT**

Die aus verschiedenen Gründen erforderliche Energiewende führt dazu, dass sich derzeit die Stromerzeugungslandschaft fundamental ändert. Das bisherige Stromversorgungssystem wurde vor allem für einfach berechen- und steuerbare Großkraftwerke errichtet. Die Kraftwerke wurden nach Möglichkeit in Verbrauchernähe errichtet, um die (Netz-)Infrastrukturen überschaubar halten zu können. In Österreich war dies nicht immer möglich, da traditionell bereits sehr viel erneuerbare Energie in Form von Wasserkraftwerken zum Einsatz kam. Daher steht in Österreich wohl eine bessere Netzinfrastruktur zur Verfügung, als in manch anderen Ländern. Die nunmehrige Dezentralisierung der Erzeugungslandschaft, insbesondere durch Photovoltaikanlagen, bzw. durch die Erschließung neuer Erzeugungsformen (Wind) in bisher nicht besonders ausgebauten (Netz-)Regionen (Weinviertel, Burgenland) führen dazu, dass sich nicht nur der Kraftwerkspark ändert bzw. ändern muss, sondern auch die Infrastruktur dahinter (Netze, Speicher, Steuerung). Während die dezentrale Erzeugung rasch voranschreitet gibt es in den anderen Bereichen noch erheblichen Nachholbedarf, was auch zu zunehmenden Herausforderungen in der Netzsteuerung führt. Die Hauptursachen entstehen dabei gar nicht im Inland, sondern in den Nachbarnetzen bzw. werden durch den Energy-only-Market hervorgerufen, der bei der Preisbildung keine Rücksicht auf die infrastrukturellen Voraussetzungen nimmt. So steigen etwa die Erfordernisse für netzstabilisierende Maßnahmen (Redispatching und Intraday-Stops) in Österreich seit Jahren exponentiell an – siehe Abbildung 1.



**Abbildung 1: Entwicklung der Kosten für Rückabwicklung des Marktergebnisses Redispatch;  
Quelle APG**

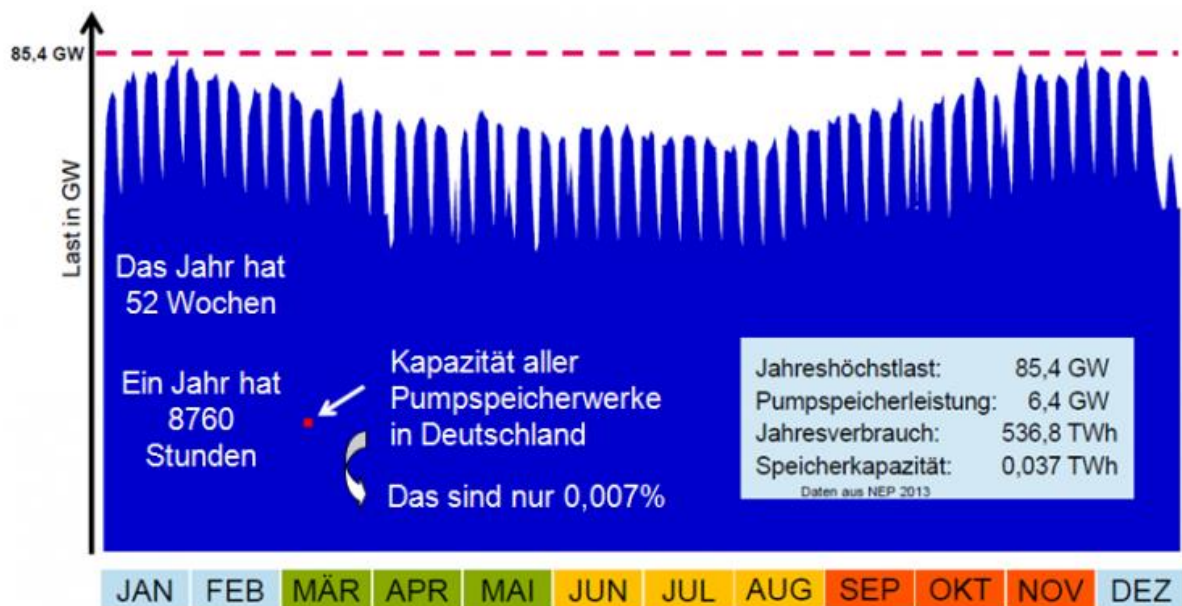
Hierzu hält der österreichische Übertragungsnetzbetreiber Austrian Power Grid (APG) in seinem Geschäftsbericht 2015 fest:<sup>1</sup>

*Zur Bewältigung von Engpässen waren 2015 oftmals massive kraftwerkseitige Engpassmanagement-Maßnahmen (Redispatch) in Österreich erforderlich, um die Netzsicherheit bei der APG und im europäischen Übertragungsnetz zu gewährleisten. Im Jahr 2015 handelte es sich hierbei um EPM-Maßnahmen im Ausmaß von rd. 2.200 GWh (im Vergleich dazu liegt der Jahresverbrauch von Graz bei rd. 1.200 GWh) und einen Gesamtaufwand i. H. v. 201,1 Mio. €. Ursache der Engpässe im APG-Netz waren hohe Nord-Süd- sowie West-Ost-Stromflüsse, teilweise im Zusammenhang mit notwendigen Leitungsabschaltungen. Die genannten weiträumigen Stromflüsse entstehen in Verbindung mit der zunehmenden Wind- und Photovoltaik-Erzeugung in Deutschland bzw. Nordeuropa und wurden während der diesjährigen Sommermonate durch die geringe Wasserkrafterzeugung in Zentral- und Südosteuropa verstärkt. Kraftwerke in der Regelzone APG mussten zudem häufig für die Beherrschung von Engpässen außerhalb Österreichs – hauptsächlich in Polen und Deutschland – eingesetzt werden.*

War es bisher die Erzeugung, welche sich nach dem schwankenden Bedarf auf Seiten der Verbraucher ausrichtete und auch ausrichten konnte, geht es nun immer mehr darum, durch Anpassung der Nachfrage die Volatilität auf der Erzeugungsseite (beeinflusst durch Witterungsbedingungen) auszugleichen. Dies insbesondere, solange es keine adäquate Energiebevorratung gibt, angefangen von "inhärent = sofort" über den

<sup>1</sup> Vgl. Austrian Power Grid AG, GESCHÄFTSBERICHT 2015, S. 17

täglichen Gebrauch (Minuten, Stunden, wenige Tage) bis hin zum Überbrücken vielleicht sogar mehr als einem Jahr. Wenn an die Investitionen gedacht wird, dann sind es sogar Jahrzehnte. Damit muss ein Zeitbereich von 12 Zehnerdekaden betrachtet werden, was derzeit kaum in seiner Gesamtheit erfolgt. Aktuelle Speicherlösungen, etwa in Form von Akkumulatoren, können nur einen sehr geringen Beitrag zur Energiebevorratung leisten, auch wenn diese Form unverzichtbar ist. Gleichzeitig ist auch die Speicherkapazität der bisher wirtschaftlichsten Form – der Pumpspeicherkraftwerke – begrenzt bzw. rentieren sie sich unter den derzeitigen Marktrahmenbedingungen kaum, was zu einer zusätzlichen Verschärfung der Situation führen wird. Während Österreich aufgrund seiner geografischen Lage mit Pumpspeicherkraftwerken noch bevorzugt ist, sieht die Lage etwa in Deutschland erheblich differenzierter aus, wie Abbildung 2 zeigt.



**Abbildung 2: Last- und Speichersituation in Deutschland; Quelle: AMPRION**

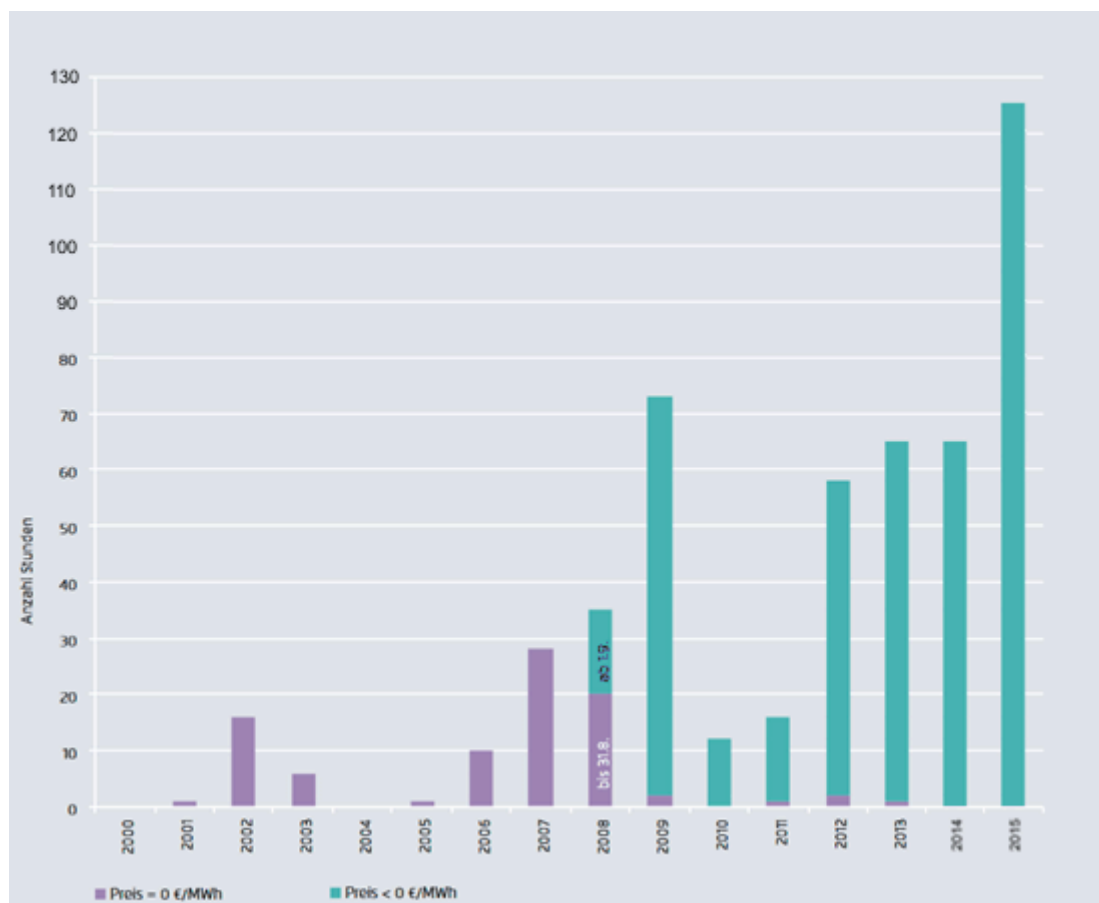
Um die Volatilität in der Erzeugung auszugleichen, wird eine hohe Erwartung in das sogenannte Demand-Side-Management oder Lastmanagement gesetzt. Damit sollen sich die Energienutzer nach der Erzeugung richten. Daher ist es auch ein wesentliches Ziel dieses Forschungsprojekts, den Verbraucher Wärmepumpe mit einer volatilen Eigenstromerzeugung (PV-Anlage) bzw. mit möglichen Erzeugungsüberschusskapazitäten besser in Übereinstimmung zu bringen.

Dass es sich hier um ein dringliches Thema handelt, zeigen etwa Marktereignisse, wo es immer wieder durch ein Überangebot an Strom zu deutlichen Negativpreisen an den Spot-Strommärkten kommt.<sup>2</sup> Gleichzeitig sagt ein globaler Strommarktpreis nichts über die lokale/regionale Netzsituation aus. Denn der Marktpreis entsteht durch eine regionale Überkapazität, die jedoch mangels Infrastrukturvoraussetzungen (Netze) nicht an

<sup>2</sup> Vgl. 08. Mai 2016, zwischen 14 und 15 Uhr, -130 Euro pro MWh; URL: <http://www.eex.com/de/marktdaten/strom/spotmarkt/auktion#!/2016/05/08>

etwaige Bedarfsträger transportiert werden kann, sondern erst wieder dort erzeugt werden muss, was wiederum zu enormen Zusatzkosten führt (Abbildung 1). Die europäische Stromversorgungsinfrastruktur wurde nie für einen großräumigen Stromhandel und Transport ausgelegt.

Wie häufig es in den vergangenen Jahren am deutsch-österreichischen Strommarkt zu solchen Null bzw. Negativpreisen gekommen ist, zeigt Abbildung 3. Während im ersten Halbjahr 2016 die Negativstrompreise etwas rückläufig waren (Stand 12.06.16: 45 Stunden), haben die Stunden mit Strompreisen unter 20 Euro pro MWh Stunde signifikant zugenommen. Unter diesem Preis sind nicht einmal Wasserkraftwerke mehr wirtschaftlich zu betreiben (Grenzkosten). Während es 2015 rund 400 Stunden mit Preisen zwischen 0 und 20 Euro gab, waren es im ersten Halbjahr 2016 bereits deutlich mehr als 600 Stunden.<sup>3</sup>

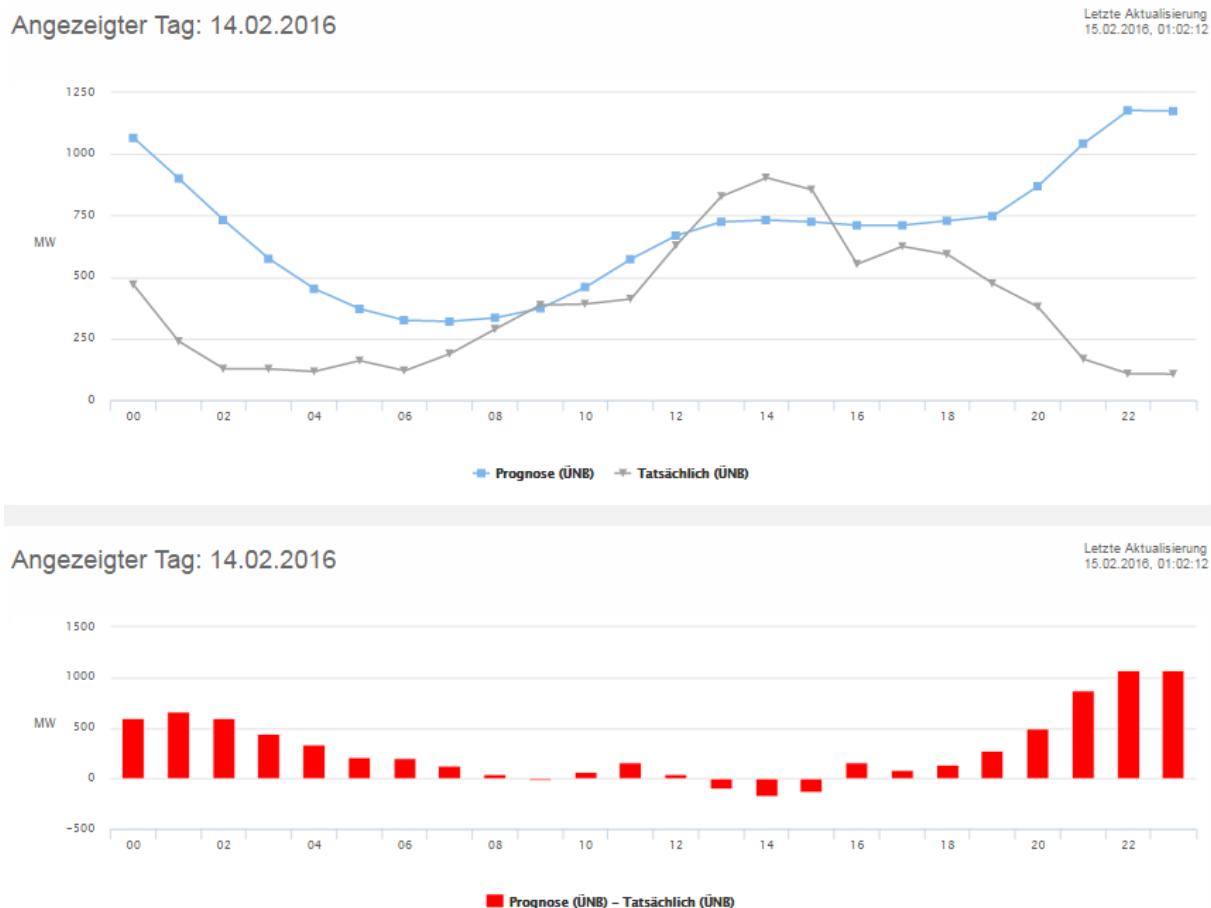


**Abbildung 3: Häufigkeit von Null- oder negativen Preisen in der EEX-Day-ahead-Auktion<sup>4</sup>**

<sup>3</sup> Vgl. Negativstrompreistage unter URL: <http://www.saurugg.net/strom-blackout/risiko-eines-strom-blackouts/negativstrompreistage>

<sup>4</sup> Energy Brainpool GmbH & Co. KG, Dr. Patrick Graichen uM, Juni 2014, Seite 16 und mit den Zahlen 2014, 2015 ergänzt – siehe Negativstrompreistage unter URL: <http://www.saurugg.net/strom-blackout/risiko-eines-strom-blackouts/negativstrompreistage>

Eine besondere Herausforderung bei der Stromerzeugung aus Wind und Sonne ist die hohe Wetterabhängigkeit und die nach wie vor enorme Schwankungsbreite bei den Prognosen. Während diese oft sehr genau sein können, bringen einzelne Ausreißer das System an die Belastungsgrenze, wie etwa am 14. Februar 2016 mit einer Differenz von rund 1 GW (Abbildung 4), bei einer gleichzeitigen Last von rund 7 GW.



**Abbildung 4: Differenz Prognose-Tatsächliche Erzeugung;** Quelle: [www.eex-transparency.com](http://www.eex-transparency.com)

Eine andere Herausforderung stellen regionale Schwankungen dar, speziell in Ostösterreich, wo es bis vor wenigen Jahren kaum Erzeugungsanlagen gab. Heute ist hier die österreichische Windstromproduktion konzentriert und das Burgenland kann beispielsweise zu einzelnen Zeitpunkten ein Vielfaches des Eigenverbrauches produzieren. Die dabei mögliche sehr hohe Volatilität, wie etwa am 05.10.2015 (**Abbildung 5**), wirkt sich bis ins Übertragungsnetz aus und stellt auch konventionelle Kraftwerke vor enormen technischen Herausforderungen, um diese Schwankungen auszugleichen.



Quelle: <http://www.netzburgenland.at/>

### Abbildung 5: Tagesschwankungen im Burgenland

Diese Schwankungen machen sich auch durch einen Anstieg an (negativer) Regelernergie bemerkbar (**Abbildung 6**). Dies führte teilweise auch zu deutlichen Kosten für die Beschaffung von Regelernergieprodukten. So stiegen die Kosten allein im Vergleichszeitraum 2012 – 2013 um knapp 10 Prozent von 157 Millionen auf über 170 Millionen Euro.<sup>5</sup> 2014 stiegen diese Kosten weiter an - konnten dann aber 2015 durch diverse Maßnahmen wieder stabilisiert und gesenkt werden.<sup>6</sup> Dies konnte aber nicht bei der Quantität und Qualität der erforderlichen Netzeingriffe zur Aufrechterhaltung der Netzsicherheit erreicht werden.<sup>7</sup>

<sup>5</sup> Strommarktdesign für die Integration weiter steigender Anteile erneuerbarer Energie in Österreich und Europa, TU WIEN Reinhard Haas, März 2015, Seite 161

<sup>6</sup> [https://www.e-control.at/documents/20903/388512/2016\\_01\\_29\\_PA\\_Regelernergie\\_Bilanz+2015.pdf/d6be5684-ede3-4b4c-bb58-f61551f1b69f](https://www.e-control.at/documents/20903/388512/2016_01_29_PA_Regelernergie_Bilanz+2015.pdf/d6be5684-ede3-4b4c-bb58-f61551f1b69f)

<sup>7</sup> Interview Herbert Saurugg 30.5.2016

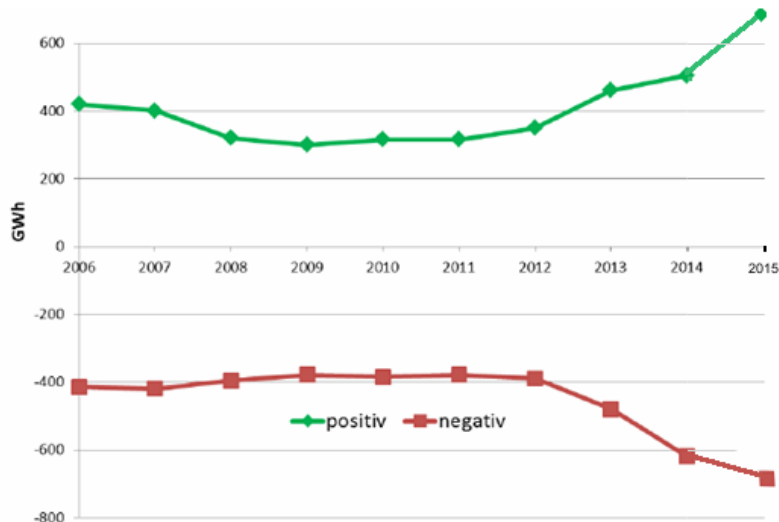


Abbildung 6: Entwicklung der Ausgleichsenergiemengen in Österreich (seit Gründung der OeMAG) 2006-2014<sup>8</sup> bzw. ergänzt um 2015<sup>9</sup>

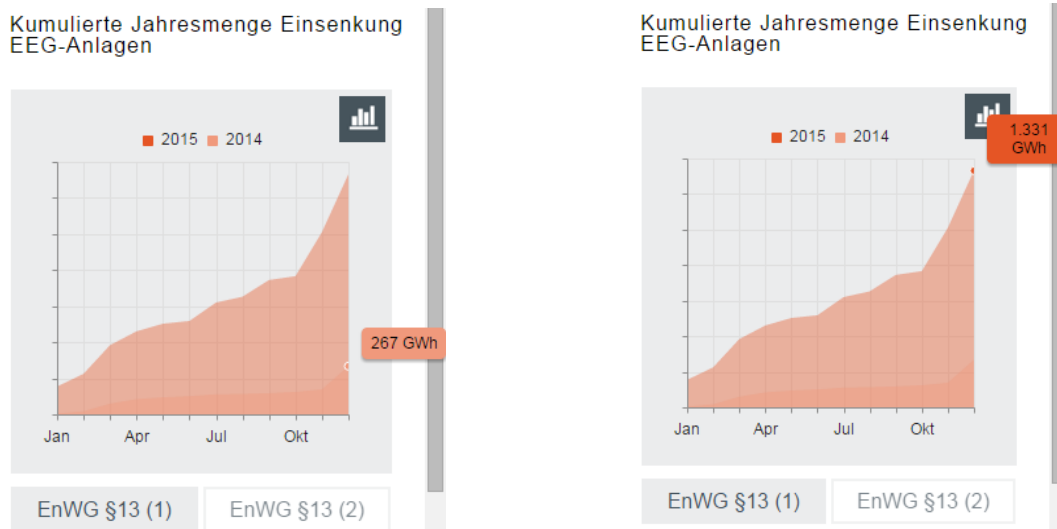
Photovoltaik- und Windkraftanlagen können, speziell in Deutschland durch das Erneuerbare Energie Gesetz (EEG) geregelt, die produzierte elektrische Energie unabhängig vom Bedarf ins Stromnetz einspeisen. Ein Eingriff darf erst dann erfolgen, wenn die Netzsicherheit nicht mehr aufrechterhalten werden kann. Auch hier steigt der Umfang der Eingriffe massiv an, wie etwa eine Auswertung des deutschen Übertragungsnetzbetreibers 50Hertz zeigt (Abbildung 7):<sup>10</sup>

*Anmerkung: Zur Beseitigung einer Störung oder einer Gefährdung der Versorgungssicherheit werden netz- oder marktbezogene Maßnahmen wie zum Beispiel Redispatch und Countertrading ergriffen (§13.1 EnWG). Reichen diese Maßnahmen nicht aus, so müssen weitergehende Maßnahmen ergriffen werden, um die Gefährdung oder Störung der Systemsicherheit zu vermeiden oder zu beseitigen. Der Netzbetreiber ist dann berechtigt und verpflichtet Stromeinspeisungen (regenerativ und konventionell), Stromabnahmen (Lastabwurf) und Stromtransite anzupassen (§13.2 EnWG).*

<sup>8</sup> Strommarktdesign für die Integration weiter steigender Anteile erneuerbarer Energie in Österreich und Europa, TU WIEN Reinhard Haas, März 2015, Seite 161

<sup>9</sup> Datenquelle: [https://www.e-control.at/documents/20903/26393/AE\\_4Q2015.pdf/b90ffb25-5f0c-4163-a244-d746159b767b](https://www.e-control.at/documents/20903/26393/AE_4Q2015.pdf/b90ffb25-5f0c-4163-a244-d746159b767b)

<sup>10</sup> Siehe unter URL: <http://www.50hertz.com/Netzlast/Karte/index.html>



**Abbildung 7: Eingriffe nach EnWG §13 (2) des deutschen Übertragungsnetzbetreibers 50Hertz – links 2014 rechts 2015 Summe; Quelle: 50Hertz**

Die fluktuierende Erzeugungsscharakteristik führt daher zu einer zunehmenden Belastung der restlichen Strominfrastruktur, da die Schwankungen zu jedem Zeitpunkt ausgeglichen werden können müssen, da es andernfalls zu einem Netzzusammenbruch kommen würde. Dabei geht es nicht nur um regionale Herausforderungen, sondern diese müssen auch zunehmend im gesamteuropäischen System bewältigt werden.

Eine dezentralisierte Erzeugungslandschaft, vor allem wenn wir Richtung 100 Prozent erneuerbare Energien vorwiegend aus Wind und Sonne gehen wollen oder müssen, erfordert ebenso ein dezentralisiertes Stromversorgungssystem. Das zentralisierte großtechnische System ist durchaus in der Lage einen gewissen Umfang an dezentralisierten Einspeisern aufzunehmen und zu kompensieren. Die Netzinstabilitäten und Eingriffserfordernisse nehmen jedoch auf nationaler wie auch europäischer Ebene signifikant zu und damit steigt die Gefahr für einen europaweiten Strom- und Infrastrukturausfall („Blackout“), auf welchen unsere Gesellschaft nicht vorbereitet ist.<sup>11</sup> Ein solcher Kollaps würde nicht durch ein Einzelereignis ausgelöst werden, sondern indem mehrere an und für sich beherrschbare Ereignisse zum falschen Zeitpunkt zusammenkommen. Und je mehr potenzielle Ereignisse auftreten, desto wahrscheinlicher kann diese Kumulation eintreten.

Ein dezentralisiertes, zellular organisiertes Stromversorgungssystem („Energiezellensystem“)<sup>12</sup> wäre generell anpassungsfähiger und robuster gegenüber jeglichen Störungen. Hier werden in der Regel Effizienzgründe als Gegenargument angeführt, was grundsätzlich stimmt, da großtechnische Systeme effizienter betrieben werden können. Aber spätestens nach dem Klimaabkommen von Paris (2015) sollte allen klar sein, dass ein weiter machen

<sup>11</sup> Vgl. KIRAS-Sicherheitsforschungsprojekt „Blackouts in Österreich“ unter URL: <http://www.energyefficiency.at/web/projekte/blacko.html>

<sup>12</sup> Vgl. unter URL: <http://www.saurugg.net/energiezellensystem>

wie bisher nicht möglich und es höchst an der Zeit ist, konkrete Handlungen zu setzen, um unseren Energiebedarf zu senken bzw. zu dekarbonisieren. Der Umbau zu einem dezentralisierten System kann nicht von heute auf morgen erfolgen und gewisse energieintensive Bereiche werden auch noch länger auf ein zentralisiertes Großtechniksystem angewiesen sein, aber der Weg zu einem dezentralisierten Energieversorgungssystem aus erneuerbaren Energiequellen erscheint aus heutiger (technischer) Sicht als alternativlos.

Einen wesentlichen Betrag für diese Dezentralisierung und für die Entlastung der Gesamtinfrastruktur könnte eine bessere Abstimmung der dezentralen Erzeugung mit dem lokalen Verbrauch leisten, da damit auch der zentralisierte Infrastrukturbedarf und -aufwand reduziert werden kann. Um dies zu ermöglichen, wäre eine erhöhte Flexibilität des elektrischen Bedarfs durch steuerbare Verbraucher und Speicher mittels Lastmanagement notwendig.

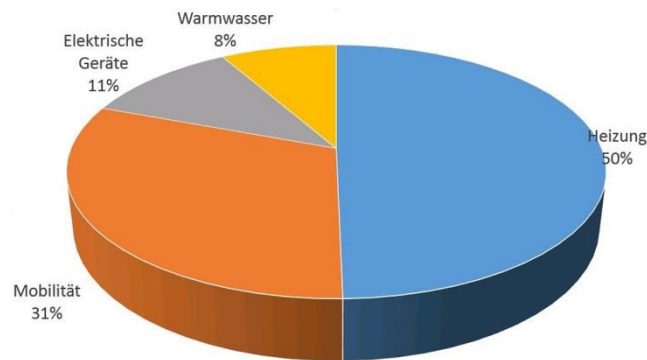
Es gibt mittlerweile einige Studien, welche die Speicherbarkeit von Überschussstrom in Großspeichern untersucht haben. Die Schlussfolgerung ist jedoch in der Regel, dass viele Speichermöglichkeiten bzw. Technologie mit erheblichen Kosten verbunden sind bzw. teilweise auch nur einen geringen Wirkungsgrad aufweisen.<sup>13</sup> Bei vielen dieser Studien kommt jedoch das Gut „Versorgungssicherheit“ zu kurz, da dieses so gut wie nie eingepreist und als selbstverständlich vorausgesetzt wird. Beim Stromversorgungssystem geht es um die wichtigste Lebensader einer modernen Gesellschaft, ohne die nichts geht. Daher greifen rein betriebswirtschaftliche Überlegungen zu kurz und sind zudem volkswirtschaftlich gefährlich. Aus Sicht der E-Wirtschaft, die durch die Marktliberalisierung („Unbundling“) rein betriebswirtschaftlich geführt werden muss, ist die Vorgangsweise verständlich, gesamtgesellschaftlich aber inakzeptabel.

Die Lastverschiebung wird daher neben einer Energiebedarfssenkung und neuen dezentralen Speichern bzw. Energiebevorratungsmöglichkeiten eine zentrale Rolle bei der Energiewende spielen. Zudem stellt diese eine kurzfristige und mit geringeren Kosten realisierbare Entlastung der zentralisierten Strominfrastruktur dar. Dazu wird auch ein Zusammenwirken zwischen unterschiedlichen und bisher meist getrennt betrachteten Systemen, etwa Strom und Wärme, zwingend erforderlich sein. Für eine Lastverschiebung kommen grundsätzlich elektrische Abnehmer bzw. Geräte in Frage, die mit einem thermischen Speicher ausgestattet sind bzw. bei denen es ohne Komfortverlust möglich ist, einen Prozess zeitlich zu verschieben. Thermische Speicher können vor allem in Kühl- und Gefriergeräten sowie bei der Warmwasserbereitung und Elektroheizung (Speicherofen) gefunden werden. Auch ist es bei Haushaltsgroßgeräten wie Waschmaschinen und Wäschetrocknern sowie Küchengeräten wie Geschirrspülmaschinen teilweise möglich, den Prozess zeitlich zu verschieben. Bei letztgenannten ist es sowohl vom Nutzer, als auch von der Möglichkeit den Prozess zu einem späteren Zeitpunkt zu starten abhängig, ob eine

---

<sup>13</sup> [https://www.tuwien.ac.at/aktuelles/news\\_detail/article/9657/](https://www.tuwien.ac.at/aktuelles/news_detail/article/9657/)

Lastverschiebung durchgeführt werden kann.<sup>14</sup> Elektrisch betriebene Wärmepumpen können hier daher einen wichtigen Beitrag leisten, da die Wärmebereitstellung dank der guten und kostengünstigen Speicherbarkeit von Wärme insbesondere in den Gebäudebestandsmassen ein wichtiges Potenzial bietet. Zum anderen ist gerade der Energieverbrauch in Haushalten bei der Heizung besonders hoch (Abbildung 8).<sup>15</sup>



**Abbildung 8:** © Diagramm "die umweltberatung", Quellen: e-control, Grazer Energieagentur

Eine deutsche Studie aus dem Jahr 2011 kam zum Schluss, dass man die Abregelungen durch die verstärkte Integration von Wärmepumpen in das übergeordnete Lastmanagement im Ausmaß von bis zu 18% reduzieren könnte.<sup>16</sup>

## 2. Lastverschiebung von Wärmepumpen im Haushaltsbereich

In österreichischen Haushalten steckt ein theoretisches Energieleistungspotential von rund 5,9 GW, das bisher für Flexibilisierungsmaßnahmen bei der Stromnachfrage wenig genutzt wird, da es bisher auch nicht unbedingt erforderlich war.<sup>17</sup> Zu beachten ist jedoch, dass es sich hier um sehr viele Kleinanlagen und Kleinstverbraucher handelt, die nicht einfach zentral gesteuert werden können bzw. wo das tatsächliche Potenzial auch nur schwer zu erfassen ist. Daher sind direkte elektrische Verbraucher wie Waschmaschine, Geschirrspüler usw. nicht im Fokus dieser Studie, da deren Potential für das Lastmanagement bereits in früheren Projekten als gering eingestuft wurde, zumindest bei einer reinen Stromtarif-Betrachtung.<sup>18</sup> Eine Betrachtung unter Systemsicherheitsaspekten könnte wiederum differenzierter ausfallen.

<sup>14</sup> Energieinstitut an der JKU Linz, Load Shift: Lastverschiebung in Haushalt, Industrie, Gewerbe und kommunaler Infrastruktur Potenzialanalyse für Smart Grids, Lastverschiebung in Haushalten, Österreichische Begleitforschung zu Smart Grids, 2015, Seite 5

<sup>15</sup> <http://www.umweltberatung.at/themen-wohnen-spartipps>

<sup>16</sup> Ecofys / Prognos: Potenziale der Wärmepumpe zum Lastmanagement im Strom und zur Netzintegration erneuerbarer Energien. Berlin, Oktober 2011, Seite 40

<sup>17</sup> Jürgen Hürner, Wolfgang Woyke, Fundamentalmodell und Potenzial zeitlich verschiebbarer Lasten in Österreich

<sup>18</sup> BFE-Projekt „Kraftwerk Haus im ländlichen Raum, Umsetzung von Strom-Lastmanagement im Gebäude mit Eigenerzeugung aus Photovoltaik“, Vertrags-/Projektnummer 154392/103330, Schlussbericht, 31. August 2012

Wie verschiedene Studien zeigen<sup>19</sup>, stellen insbesondere Wärmepumpen ein bedeutetes Potential für ein Lastmanagement und für die Speicherung (power-to-heat) dar, da diese schon heute in großer Anzahl zur Verfügung stehen (im Gegenteil zur E-Mobilität) und sie sind auch technisch soweit ausgereift, dass sie meist extern steuerbar wären. Die dezentrale Wärmespeicherung kann zudem günstiger als eine Stromspeicherung realisiert werden und zugleich wird rund die Hälfte des Energieverbrauchs im Haushalt für Wärme aufgewandt (Abbildung 8). Damit dieses Potenzial auch tatsächlich genutzt werden kann, ist jedoch eine dezentrale Kommunikation und Regelung zwischen der lokalen Stromerzeugung und den Verbrauchern bzw. der Wärmepumpe erforderlich. Seit einigen Jahren werden Wärmepumpen auch als "Smart Grid Ready" angeboten. Von einem wirklich funktionierenden Smart Grid System mit Wärmepumpen ist man jedoch noch weit entfernt. Daher sollen hier einfache Möglichkeiten aufgezeigt werden, wie mit einer Lastverschiebung, die Eigenstromverbrauchsoptimierung und eine Kostenreduktion, sowie eine netzdienliche Lastverschiebung, zu erreichen sind.

Grundsätzlich gibt es ein deutliches elektrisches Lastverschiebungspotential im Bereich Warmwasser und Heizung. Diese Bereiche haben jeweils ein Verschiebungspotential von rund 13%, wie aus einer Auswertung der Statistik Austria 2013 hervorging.<sup>20</sup>

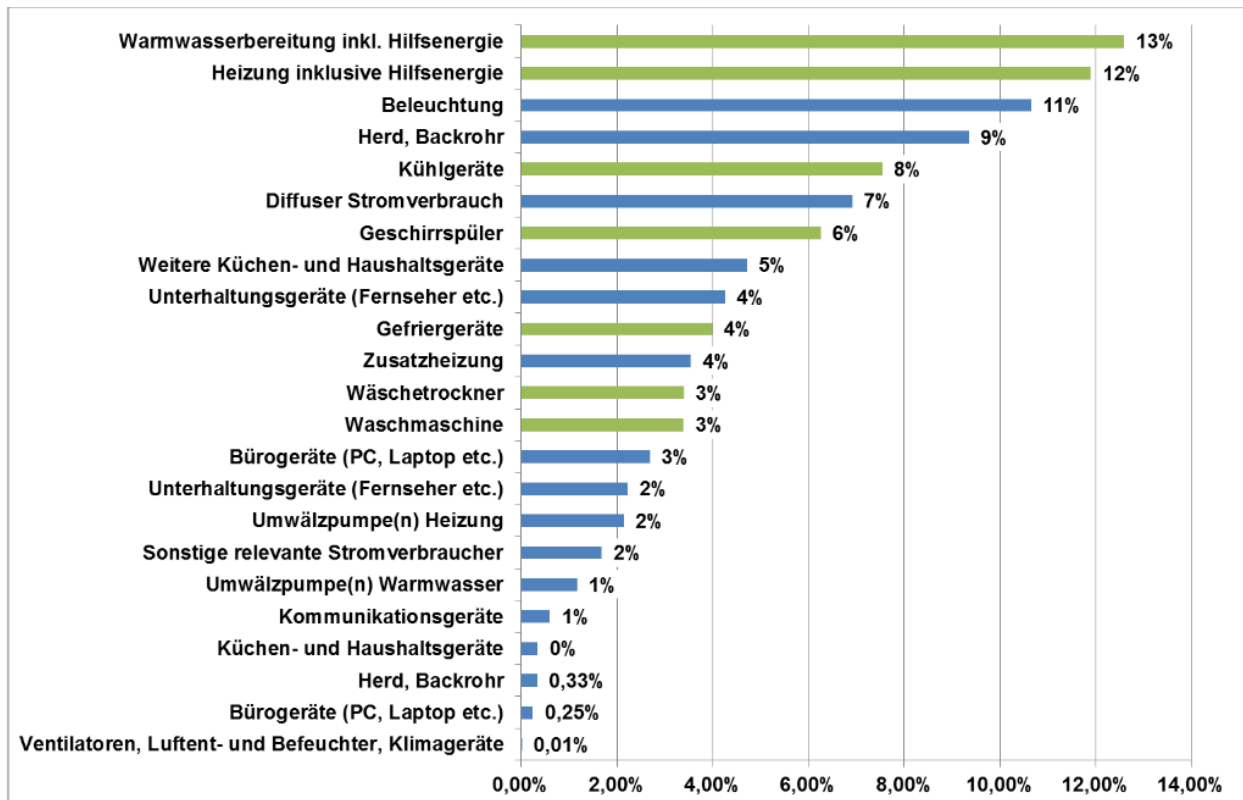
---

<sup>19</sup>

[https://www.tugraz.at/fileadmin/user\\_upload/Events/Eninnov2016/files/lf/Session\\_F2/LF\\_Knop.pdf](https://www.tugraz.at/fileadmin/user_upload/Events/Eninnov2016/files/lf/Session_F2/LF_Knop.pdf)

<sup>20</sup>

[http://eeg.tuwien.ac.at/eeg.tuwien.ac.at\\_pages/events/iewt/iewt2015/uploads/presentation/Pr\\_262\\_Kolmann\\_Andrea.pdf](http://eeg.tuwien.ac.at/eeg.tuwien.ac.at_pages/events/iewt/iewt2015/uploads/presentation/Pr_262_Kolmann_Andrea.pdf) (Stand 20.6.2016)



**Abbildung 9: Lastverschiebungspotentiale relativ in Haushalten** <sup>21</sup>

Der Fokus wird daher in dieser Studie auf das Potenzial von Wärmepumpen im Haushaltsbereich gelegt, wenngleich diese hauptsächlich in der kalten Jahreszeit relevant sind. Durch die hohe Trägheit von Wärme- und Kältesystemen hat eine Lastverschiebung gegenüber anderen Anlagen deutliche Vorteile, weil sich die Lastverschiebung kaum spürbar auf das Nutzerverhalten auswirkt.

Mit Hilfe der thermischen Speicherkapazität der Gebäudemasse kann eine zeitliche Flexibilität erreicht und zur Verfügung gestellt werden, wodurch der Wärmepumpenbetrieb weitgehend an die Stromerzeugung angepasst werden kann. Es gibt dazu auch verschiedene Studien, wie sich hier die Nachfrage anhand von Preissignalen etc. verschieben lassen könnte.<sup>22</sup> Hier hat sich jedoch gezeigt, dass Preissignale eine hohe Bandbreite haben müssten, damit eine deutliche Lastverschiebung durch die Energienutzer angenommen wird. Dies hat sich etwa auch bei diversen Praxistests mit intelligenten Stromzählern („Smart Meter“) gezeigt, wonach das Einsparpotential mit rund 3,5% sehr gering ausfällt.<sup>23</sup> Das Lastverschiebungspotenzial wird daher bei dem derzeit geringem Preissignal nicht angenommen, da der Komfortanspruch der Nutzer höher ist. Daher

<sup>21</sup>

[http://eeg.tuwien.ac.at/eeg.tuwien.ac.at\\_pages/events/iewt/iewt2015/uploads/presentation/Pr\\_262\\_Kolmann\\_Andrea.pdf](http://eeg.tuwien.ac.at/eeg.tuwien.ac.at_pages/events/iewt/iewt2015/uploads/presentation/Pr_262_Kolmann_Andrea.pdf) (Stand 20.6.2016)

<sup>22</sup> Modellierung der Eigenversorgung mit Elektrizität für verschiedene Akteure, 2016

[https://www.tugraz.at/fileadmin/user\\_upload/Events/Eninnov2016/files/lf/Session\\_D5/LF\\_Oehler.pdf](https://www.tugraz.at/fileadmin/user_upload/Events/Eninnov2016/files/lf/Session_D5/LF_Oehler.pdf)

<sup>23</sup> <http://futurezone.at/science/smart-meter-kosten-durch-messentgelt-gedeckt/24.572.228>

erscheint eine sinnvolle Lastverschiebung nur dort möglich zu sein, wo möglichst wenig Eingriffe in das Nutzerverhalten bzw. in das Komfortempfinden erforderlich sind.

Daher soll hier aufgezeigt werden, wie durch einfache Änderungen in der Regelstrategie und der Nutzung der Speichermassen von Einfamilienhäusern der Eigennutzungsgrad beim selbsterzeugten PV-Strom maximiert werden kann. Dabei wird bewusst auf komplexere Regeleinheiten verzichtet. Der Gebäudenutzer soll unter Berücksichtigung einiger einfacher Regeln die Luftwärmepumpe in Kombination mit einer Fußbodenheizung zur Lastverschiebung und zur Eigenenergieverbrauchsoptimierung nutzen können.

So kann etwa die Last der Wärmepumpe unter Einhaltung technischer Parameter und der Komfortgrenzen der Bewohner bis zu einem gewissen Ausmaß auf energietechnisch vorteilhaftere Zeitpunkte verschoben werden.

Die daraus resultierende Flexibilisierung wirft dennoch einige Fragen auf, etwa wie sich ein häufiges Ein- und Ausschalten der Anlagen auf die Lebensdauer dieser auswirken könnte. Diese Problematik kann evtl. mit der Invertertechnologie bei Wärmepumpen begegnet werden, weil damit ein lastvariabler Betrieb der Anlagen möglich ist. Mittlerweile ist von vielen namhaften Herstellern diese Technologie am Markt verfügbar und können einfach innerhalb einer gewissen Leistungsbandbreite betrieben werden.

Nachgereiht sollen weitere Faktoren greifen, die ein Lastmanagement über die Gebäudegrenzen hinaus möglich machen und wo Wärmepumpen auch als Überschussstromsenke dienen könnten. Bereits untersuchte Modelle wie z.B. die Model Based Predictive Control (MBPC)<sup>24</sup>-Theorie zeigen, dass sich durch ein vorausschauendes Lastmanagement die Nutzung von erneuerbarem Überschussstrom beim Wärmepumpenbetrieb signifikant erhöhen lässt. Außerdem zeigen die Ergebnisse der Simulationsrechnungen deutlich, dass die längeren Prognoseintervalle einen flexiblen Betrieb der Wärmepumpe ermöglichen, der den Anteil von erneuerbarem Überschussstrom an dem elektrischen Hilfsenergieverbrauch erhöht. Der Grund liegt im Wesentlichen in der hohen zeitlichen Lastverschiebung der Wärmebedarfsdeckung durch die Wärmepumpe, was bei vielen anderen Haushaltsstromverbrauchern nicht in diesem Ausmaß und vor allem ohne Komfortverlust möglich ist. Dennoch ist zu berücksichtigen, dass auch bei der Lastverschiebung mittels Wärmepumpe eine Veränderung bei der Raumtemperatur eintritt, die unter Umständen, wenn diese etwa zu hoch ausfällt, zu einer Reduktion der Akzeptanz führen kann.

Das hohe Speicherpotential von Gebäuden zeigt sich an der hohen thermischen Speicherfähigkeit von Gebäuden, wenn diese in massiver Bauweise ausgeführt sind. So beträgt die Speicherfähigkeit bei einem Gebäude mit 140m<sup>2</sup> Wohnfläche und einer Temperaturerhöhung von 3K ca. 60 kWh. Demgegenüber ist die Speicherfähigkeit eines

---

<sup>24</sup> Fraunhofer-Institut für Bauphysik (IBP) M.Sc. Young Jae Yu- Demand Side Management with heat pumps for single family houses

Pufferspeichers mit 400l und einer Temperaturerhöhung von 30K mit etwa 15 kWh<sup>25</sup> nur ¼ so hoch. Hinzu kommt, dass die Effizienz der Wärmepumpe bei einer solch deutlichen Temperaturerhöhung deutlich abnimmt.

Eine Studie aus dem Jahr 2013, wo das Lastverschiebungspotenzial für rund 1.000 durchschnittliche österreichische Haushalte mit Wärmepumpe modelliert wurde, ergab ein mögliches Lastverschiebungspotential von 1,3 MW.<sup>26</sup> Bei einer linearen Hochrechnung anhand der aktuellen Bestandszahlen von Wärmepumpen bestünde ein theoretisches Potential von 203 MW, gemäß diesen Ergebnissen.

Am Strommarkt werden eigene Wärmepumpentarife angeboten, die bei Erzeugunglastspitzen vertraglich eine Stromlieferungsunterbrechung von bis zu zwei Stunden vorsehen und dem Kunden mittels eines Preisvorteils schmackhaft gemacht werden.<sup>27</sup> Die Abschaltung erfolgt dabei über einen zusätzlichen Zähler, welcher direkt mit den Wärmepumpen verbunden sind. Diese zentrale Steuerung von Verbraucher birgt jedoch auch Risiken. So könnte etwa bei einem großflächigen Einsatz durch eine Fehlsteuerung oder durch eine gezielte Sabotage (Cyber-Angriffe) eine unbeherrschbare Situation entstehen. Derartige Erfahrungen gab es in der Vergangenheit immer wieder. Diese potenzielle Verwundbarkeit sollten daher nicht außer Acht gelassen werden.<sup>28</sup>

Mit Wärmepumpen lässt sich bei einem erhöhten Stromangebot die Raumtemperatur geringfügig über den Sollwert anheben und bei Knappheit etwas absenken. Dies ist ohne Komforteinbußen möglich, da der Mensch Temperaturunterschiede von 0,5 Grad nicht wahrnimmt.<sup>29</sup> Auch längere Speicherzeiten sind bei gut gedämmten Häusern bzw. größeren Pufferspeichern möglich. Damit verlängert sich die Überbrückungszeit, in der die Wärmepumpe keinen Strom benötigt, und der Nutzen für das Lastmanagement steigt.

Durch höhere Speichertemperaturen erhöhen sich zwar die Speicherverluste und die Anlageneffizienz sinkt geringfügig – jedoch bleibt die Gesamtbilanz im Vergleich zur Abschaltung der erneuerbaren Energiequelle weiterhin positiv. Schon heute gibt es Warmwasser-Wärmepumpen, die Hersteller als „Komplettpaket“ zusammen mit einer Photovoltaik-Anlage anbieten. Während diese Kombilösungen vor allem auf den Verbrauch des Eigenstroms abzielen, wird die Bedeutung des Wärmepumpeneinsatzes für die Netzstabilität in Zukunft steigen.

---

<sup>25</sup> David Zogg, Institut für Automation (IA), Fachhochschule Nordwestschweiz Regelstrategien für die Optimierung des Eigenverbrauchs von Gebäuden, Schlussbericht 2015

<sup>26</sup> Energieinstitut an der JKU Linz, Load Shift: Lastverschiebung in Haushalt, Industrie, Gewerbe und kommunaler Infrastruktur Potenzialanalyse für Smart Grids, Lastverschiebung in Haushalten, Österreichische Begleitforschung zu Smart Grids, 2015, Seite 22f / Aktuelle Bestand eigene Berechnung bis 2015 von 156.357 WP-Anlagen in AT

<sup>27</sup> Beispiel Wien Energie, Verbund, AAE bzw.

<http://stromliste.at/strompreis/tarifarten/unterbrechbar/waermepumpe>

<sup>28</sup> Vgl. Leittechnikstörung 2013 unter URL: [http://www.saurugg.net/vernetzung-komplexitaet/leittechnikstoerung\\_oder\\_das\\_50,2\\_Hertz\\_Problem](http://www.saurugg.net/vernetzung-komplexitaet/leittechnikstoerung_oder_das_50,2_Hertz_Problem) unter URL:

<http://www.vde.com/de/fnn/arbeitsgebiete/tab/seiten/50-2-hz.aspx>

<sup>29</sup> ENERGIESPEICHERUNG UND STROMNETZREGELUNG MIT HOCHEFFIZIENTEN GEBÄUDEN, Bayerisches Landesamt für Umwelt, M.Pommer, 2014

## 4 Nutzens eines nachträglichen hydraulischen Abgleichs für die Systemeffizienz

Ziel in diesem Punkt war die Durchführung eines standardisierten hydraulischen Abgleichs im Wärmeverteilsystem, und die Auswirkung auf den Verbrauch darzustellen. Die Umsetzung erfolgte mit einem standardisierten und etablierten computergestützten System (mywarm)<sup>30</sup>. Der hydraulische Abgleich wurde damit durchgeführt, um hier eindeutig die Einsparung (Vergleich Vorher - Nachher) zu messen und darzustellen. Um eine klarere Aussage treffen zu können, sollte dies bei mindestens 3 Häusern erfolgen, um eine gewisse Ungenauigkeit bzw. spezielle Einflussfaktoren zu minimieren.

Im Gegensatz zur bisherigen Praxis der theoretischen Berechnung von Soll-Durchflussmengen für jede Heizfläche mit der daran anschließenden Berechnung von hydraulischen Widerständen, der darauf aufbauenden theoretischen Berechnung von Durchflussmengenbegrenzungen und der darauf folgenden richtigen manuellen Einstellungen an jeder Heizfläche, die unüberprüft bleibt, werden mit mywarm die tatsächlich an jeder Heizfläche zur Verfügung stehenden Vorlauf- und Rücklaufemperaturen zeitgleich gemessen und die Durchflussmengen an allen Heizflächen computergesteuert einmalig so reguliert, dass alle Heizflächen bei voller Anforderung die richtigen Mitteltemperaturen und damit die richtigen Leistungen aufweisen. Durch diese Vorgangsweise, werden im Gegensatz zum Berechnungsverfahren auch die unterschiedlichen Temperaturverluste im Verteilsystem am Weg zum Heizkörper ausgeglichen und ein präzises und durch Messung gesichertes Einstellerggebnis auch ohne Berechnungen bzw. Pläne erreicht.

Beim Vergleich der Auswertungen des hydraulischen Abgleichs zeigen sich deutlich die Unterschiede bei der Streuung der Mitteltemperatur bei den Heizkreisen der 3 teilnehmenden Häuser. Dieser Umstand ist für den Komfort im Gebäude und den Betrieb der Wärmepumpe suboptimal. Jedenfalls konnte hier durch den Abgleich die Mitteltemperatur bei allen Häusern deutlich verbessert werden und die Streuung auf 0,8-1,5°K reduziert werden.

Haus	Streuung der Mitteltemperatur	Verbesserung °K nach hydr. Abgleich
Haus 1	4.8 K	-3.9 K
Haus 2	2 K	-1.2 K
Haus 3	6.4 K	-4.9 K

---

<sup>30</sup> <http://www.mywarm.at/>

Grundsätzliches Ergebnis beim Abgleich war es somit, dass bei allen 3 Anlagen die Heizkurve auf ein Minimum ( $=0,1$ ) reduziert werden kann. Des Weiteren kann die Heizkreispumpe auf 70% reduziert werden, was zu einer leichten Einsparung beim Pumpenstrom führt. Um die Taktung der WP zu reduzieren ist eines der Ergebnisse auch, dass der Energie-Integral auf  $220^\circ/\text{min}$  eingestellt werden soll. Dies bedeutet, dass das Zeitintervall verlängert wird, in der die WP nach Abschaltung wieder aktiviert wird, wenn die VL-Temperatur unterhalb der Soll-Temperatur liegt. Dabei wird die WP zweidimensional geregelt, nach dem Produkt aus Temperatur-Differenz und Zeit - den sogenannten Gradminuten. Je höher also diese Hysterese, angegeben in Gradminuten, umso länger dauert es, bis die WP wieder einschaltet. Somit beeinflusst dies deutlich die Takte pro Tag und ist somit ein wichtiger Parameter für einen schonenden und effizienten Betrieb der Anlage.

Grundsätzlich blieben die VL- und RL-Temperaturen bei der Messung im Rahmen des Forschungsprojektes relativ konstant. Auffällig war nur, dass bei Haus 1 die Durchflussmenge konstant blieb, während diese bei Haus 2 um 5% reduziert werden konnte.

Schlüsse auf eine Effizienzsteigerung lassen sich davon nicht ableiten. Es kommt aber zu einer Steigerung des Komforts (durch gleichmäßigere Temperaturen in den Räumen) bei zumindest gleichbleibender Effizienz.

Grundsätzlich wurde versucht, den hydraulischen Abgleich mit einer signifikanten Energieeinsparung beim WP-System in Verbindung zu bringen. Die Kosten pro Haushalt lagen brutto bei 1.672 EUR. Die Einsparung liegt vermutlich im unteren einstelligen Bereich. Unter der optimistischen Annahme, dass die Einsparung bei 5% liegt, können pro Jahr in etwa 80 kWh Strom eingespart werden im Fall von Haus1. Dies entspricht somit einer Kosteneinsparung von ca. 16 EUR/Jahr. Erst wenn die relative Einsparung verdoppelt und die Einsparung auf das Haus 4 bezogen wird (Stromverbrauch WP knapp über 6.000 kWh), ergibt sich hier eine Einsparung von 600 kWh bzw. 120 EUR. Daraus lässt sich eine statische Amortisationszeit von ca. 14 Jahren ableiten, was hier für den Haushalt evtl. unter Hinzunahme des Aspektes einer Komfortverbesserung, wozu der hydraulische Abgleich definitiv auch führt, durchaus die Umsetzung unter realen Marktbedingungen attraktiv machen könnte. Eine Umsetzung bei den Häusern 1-3 (relativ geringer Stromverbrauch für die Heizung) erscheint aus betriebswirtschaftlicher Sicht eher unrealistisch.

## 5 Optimierungspotential durch Tagbetrieb bzw. Aufstellungsort Außeneinheit

Luftwärmepumpen haben die Besonderheit, dass die Quelltemperatur (der Außenluft) stark schwanken kann. Dabei sind im Jahresverlauf Bandbreiten von  $-20^{\circ}\text{C}$  bis zu  $+40^{\circ}\text{C}$  möglich. Grundsätzlich gilt die Regel: Je höher die Quelltemperatur, desto effizienter kann die Wärmepumpe arbeiten. Es gilt die grobe Formel, dass pro K steigender Verdampferemperatur der COP um 2,5% steigt.

Dieser Effekt lässt sich insofern nutzen, dass der Temperaturunterschied zwischen Tag und Nacht oft 10 K und mehr beträgt. In Abbildung 10 ist deutlich der Unterschied zwischen Tag- und Nachttemperatur sichtbar. Wird die Wärmepumpe nur tagsüber betrieben, so erhöht sich die Arbeitszahl und unter Umständen kann sogar der Betrieb des Zusatzheizstabes bzw. der Verdampfer Enteistung damit vermieden werden, was besonders viel Energie spart.



Abbildung 10: Temperatur am Verdampfer im Tagesverlauf

Nun stellt sich die Frage woher die Heizenergie kommt, wenn in der Nacht Wärme benötigt wird. Hierbei hat sich im Projekt gezeigt, dass Häuser in Massivbauweise ein ausgezeichnetes Speichervolumen aufweisen, das für diese Zwecke der Lastverschiebung genutzt werden kann. Unterstützt durch die Trägheit der vorhandenen Fußbodenheizung konnte in einem Haus während der gesamten Projektlaufzeit fast gänzlich auf eine „Nachtheizung“ verzichtet werden und die Wärmepumpe nur tagsüber in Betrieb sein. Dies

hat neben der effizienteren Arbeitsweise auch den Vorteil, dass Photovoltaikstrom besser genutzt werden kann.

## 5.1 Optimierungspotential durch Aufstellung der Außeneinheit

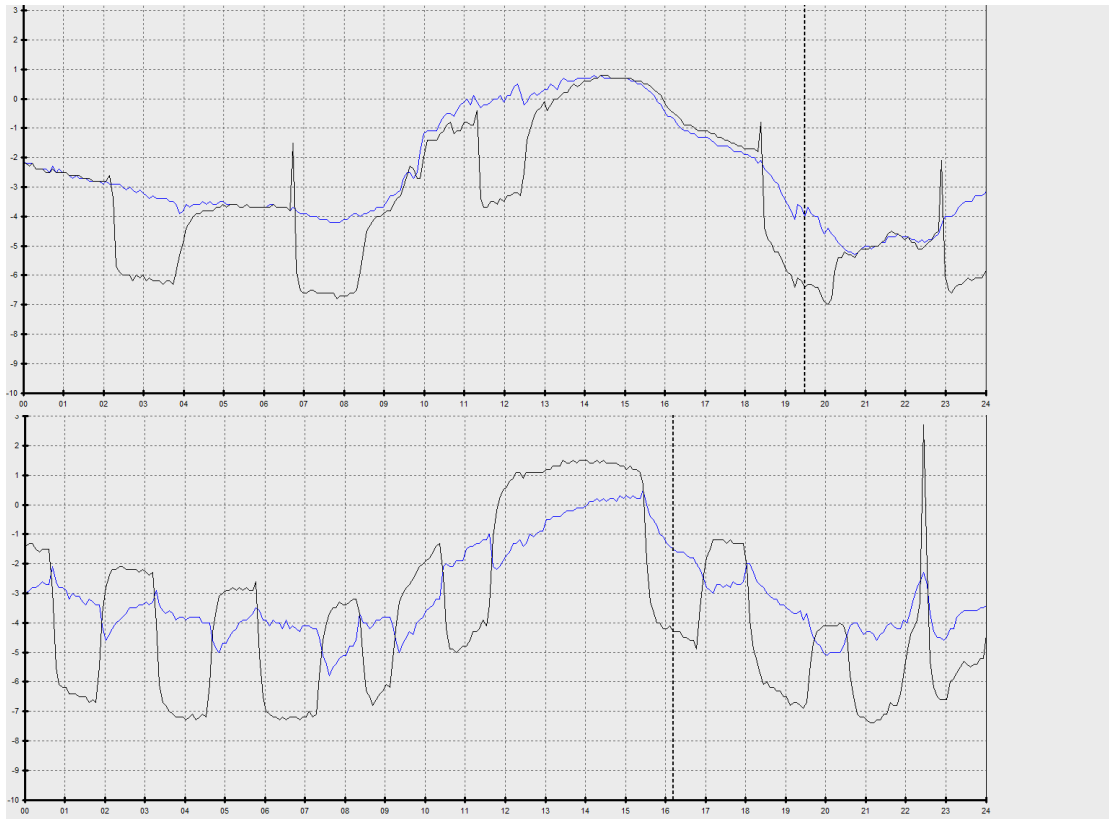
In eine ähnliche Richtung zur Systemoptimierung geht die Frage nach dem richtigen Aufstellungsort für die Außeneinheit der Wärmepumpe. Diese ist am besten so zu platzieren, dass die Umgebungstemperatur möglichst hoch, und der Luftstrom möglichst ungehindert ist. In der Abbildung 11 ist ein nicht optimaler sowie ein guter Aufstellungsort dargestellt. Im abgeschlossenen Raum kann sich Kälte sammeln, und auch die Ansaugung von bereits abgekühlter Luft wird durch die Installation in diesem nach 4 Seiten geschlossenen Raum begünstigt. Bei der Aufstellung sind jedoch auch einige andere Aspekte zu beachten, welchen oft jenen der Energieeffizienz der Vorrang gegeben wird:

- Lärmbelästigung der Nachbarn und des eigenen Umfeldes
- Platzsparende Aufstellung
- Ästhetische Aspekte
- Etc.



**Abbildung 11: Suboptimaler Aufstellungsort (links), guter Aufstellungsort (rechts) für Außeneinheit**

Dadurch liegt die Vermutung nahe, dass die Wärmepumpe im vorliegenden Fall nicht ihr volles Potential ausschöpfen kann. Um dies zu belegen, wurde die Ansaug- und Ablufttemperatur am Verdampfer vermessen und mit einer anderen Einheit, welche freistehend montiert war, verglichen. Dabei zeigte sich, wie in Abbildung 12 ersichtlich ist, dass die Zulufttemperatur bei der freistehenden Einheit unbeeinflusst vom Betrieb der Wärmepumpe ist. Bei der eingeschlossenen Außeneinheit sinkt die Zulufttemperatur beim Betrieb merklich ab. D.h. es wird abgekühlte Luft angesaugt, was die Effizienz der Anlage reduziert.



**Abbildung 12: Zuluft (Blau) und Ablufttemperatur (schwarz) am Verdampfer (freistehend - oben; eingeschlossen –unten)**

## 5.2 Auswirkung des Aufstellungsortes und der Betriebsweise

In der Abbildung 13 und Abbildung 14 ist zu sehen, wie sich die Zu- und Ablufttemperaturen aufgrund von unterschiedlichem Aufstellungsort und Betriebsweise beeinflussen lassen. Bei Haus 1 wurde die Wärmepumpe vornehmlich tagsüber betrieben und die Außeneinheit freistehend aufgestellt. Bei Haus 2 wurde sie auch während der Nacht betrieben, und der Aufstellungsort wurde eher eingeschlossen gewählt. Vor allem die Zulufttemperatur ist bei Haus 1 merklich höher. Dies trifft auch für die Temperaturdifferenz zwischen Zu- und Abluft zu. Die Wärmepumpe in Haus 1 konnte daher effizienter arbeiten, was sich auch in der erreichten Arbeitszahl widerspiegelte.

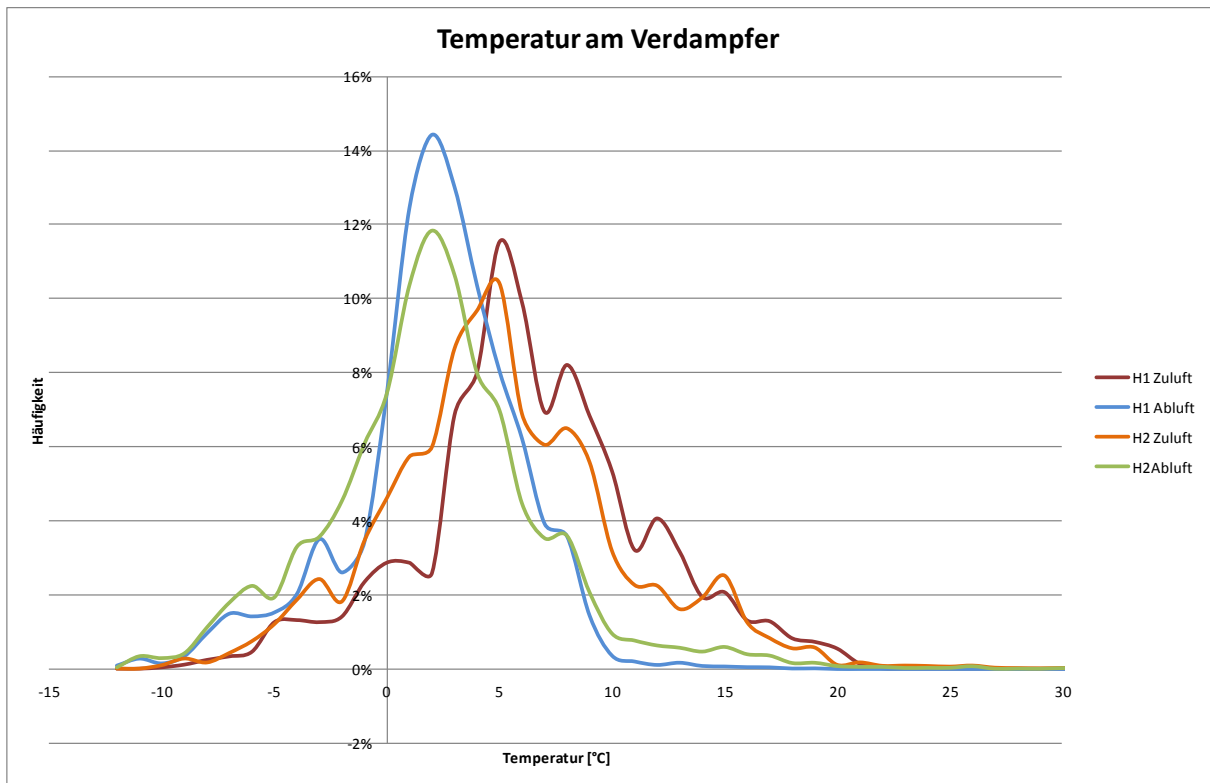


Abbildung 13: Verdampfertemperatur in 2 Anwendungsfällen

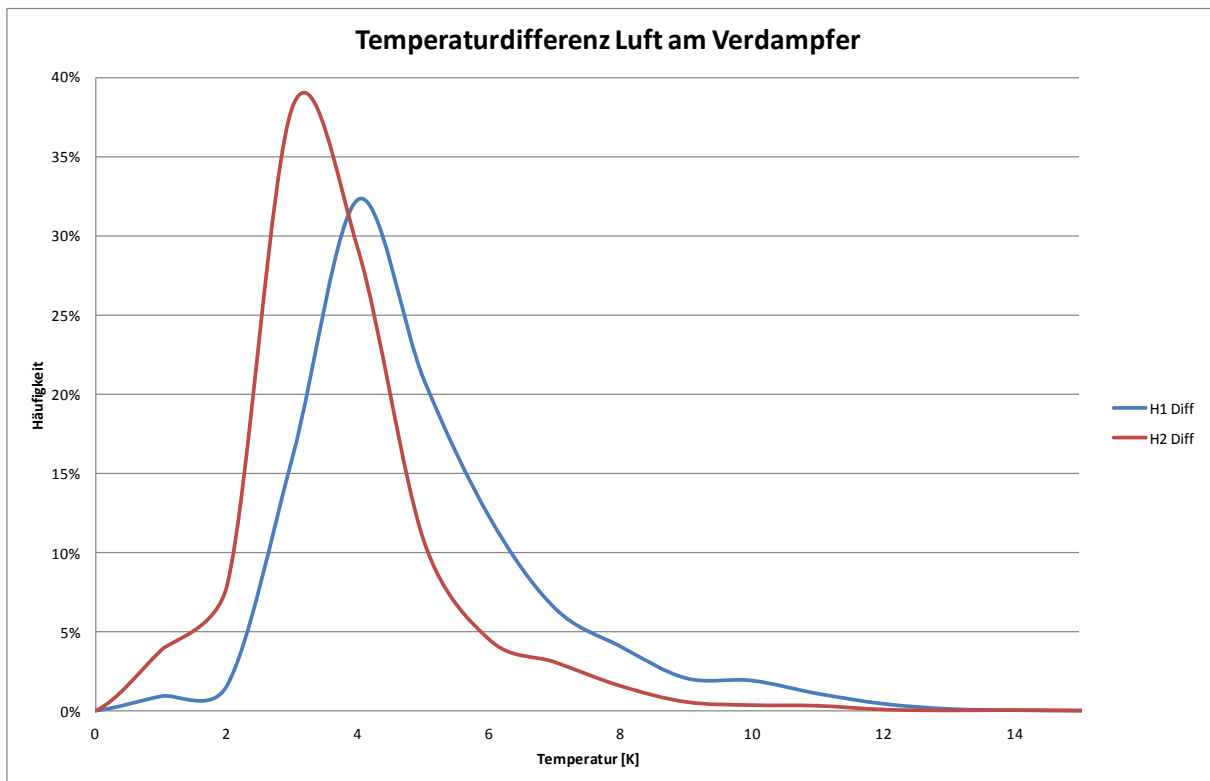


Abbildung 14: Temperaturdifferenz in 2 Anwendungsfällen

