

IEA Wärmepumpentechnologien Annex 42 Wärmepumpen in intelligenten Energienetzen nachhaltiger Städte

Arbeitsperiode 2014 - 2017

A. Zottl, T. Fleckl

Berichte aus Energie- und Umweltforschung

3/2019

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

Impressum

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

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

Auszugsweise Abdruck ist nur mit Quellenangabe gestattet. Es wird darauf verwiesen, dass alle Angaben in dieser Publikation trotz sorgfältiger Bearbeitung ohne Gewähr erfolgen und eine Haftung der Republik Österreich und der Autorin/des Autors ausgeschlossen ist. Nutzungsbestimmungen:
<https://nachhaltigwirtschaften.at/de/impressum/>

IEA Wärmepumpentechnologien
Annex 42
Wärmepumpen in intelligenten
Energienetzen nachhaltiger Städte
Arbeitsperiode 2014 - 2017

Andreas Zottl, Thomas Fleckl, Tara Esterl, Roman Schwalbe
AIT Austrian Institute of Technology GmbH

Martin Felix Pichler, Heinz Moisi, René Rieberer
TU Graz, Institut für Wärmetechnik

Wien und Graz, Mai 2017

Ein Projektbericht im Rahmen des Programms

IEA FORSCHUNGS
KOOPERATION

des Bundesministeriums für Verkehr, Innovation und Technologie

Vorbemerkung

Der vorliegende Bericht dokumentiert die Ergebnisse eines Projekts aus dem Programm FORSCHUNGSKOOPERATION INTERNATIONALE ENERGIEAGENTUR. Es wurde vom Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie initiiert, um Österreichische Forschungsbeiträge zu den Projekten der Internationalen Energieagentur (IEA) zu finanzieren.

Seit dem Beitritt Österreichs zur IEA im Jahre 1975 beteiligt sich Österreich aktiv mit Forschungsbeiträgen zu verschiedenen Themen in den Bereichen erneuerbare Energieträger, Endverbrauchstechnologien und fossile Energieträger. Für die Österreichische Energieforschung ergeben sich durch die Beteiligung an den Forschungsaktivitäten der IEA viele Vorteile: Viele Entwicklungen können durch internationale Kooperationen effizienter bearbeitet werden, neue Arbeitsbereiche können mit internationaler Unterstützung aufgebaut sowie internationale Entwicklungen rascher und besser wahrgenommen werden.

Dank des überdurchschnittlichen Engagements der beteiligten Forschungseinrichtungen ist Österreich erfolgreich in der IEA verankert. Durch viele IEA Projekte entstanden bereits wertvolle Inputs für europäische und nationale Energieinnovationen und auch in der Marktumsetzung konnten bereits richtungsweisende Ergebnisse erzielt werden.

Ein wichtiges Anliegen des Programms ist es, die Projektergebnisse einer interessierten Fachöffentlichkeit zugänglich zu machen, was durch die Publikationsreihe und die entsprechende Homepage www.nachhaltigwirtschaften.at gewährleistet wird.

DI Michael Paula
Leiter der Abt. Energie- und Umwelttechnologien
Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie

Inhaltsverzeichnis

IEA HPT Annex 42: Wärmepumpen in intelligenten Energienetzen nachhaltiger Städte	2
Inhaltsverzeichnis	3
Kurzfassung	4
Abstract	6
1 Einleitung	8
1.1 Allgemeine Einführung in die Thematik, Ausgangssituatio und Motivation	8
1.2 Beschreibung des Standes der Technik in dem Forschungsgebiet	9
1.3 Beschreibung der Vorarbeiten zum Thema	10
1.5 Kurzbeschreibung des Aufbaus (Kapitel) des Ergebnisberichts	13
2 Hintergrundinformation zum Projektinhalt	13
2.1 Darstellung des gesamten Kooperationsprojektes und der Aufgabenstellung des österreichischen Teilprojektes im Annex	13
2.2 Beschreibung der österreichischen Kooperation	16
2.3 Beschreibung der verwendeten Methodik, Daten und Vorgangsweise	17
3 Ergebnisse des Projektes	19
3.1 Ziele der internationalen Kooperation und des nationalen Beitrags	19
3.2 Beschreibung der Projektergebnisse	20
3.2.1 Erhebung State-of-the-Art (AP1)	20
3.2.2 Wärmepumpen Modellierung (AP2)	24
3.2.3 Prädiktive Regelung für Wärmepumpen (AP3)	36
3.2.4 Wärmepumpen im Smart Grid (AP4)	47
3.2.5 Disseminierung & Projektmanagement (AP5):	73
3.3 Veröffentlichungen	73
4 Vernetzung und Ergebnistransfer	78
4.1 Nationale Zielgruppe	78
4.2 Einbindung der relevanten Stakeholder	79
4.3 Relevanz und Nutzen der Projektergebnisse	80
5 Schlussfolgerungen, Ausblick und Empfehlungen	80
5.1 Erkenntnisse für das Projektteam	80
5.2 Weiterverwertung der Projektergebnisse im Projektteam	81
5.3 Relevante weitere Zielgruppen (außerhalb des Projektteams)	82
5.4 Weiterführende IEA-Kooperationsprojekte bzw. andere Forschungsprojekte	83
6 Literaturverzeichnis	84
6.1 Projekt-Website	84
6.2 Literatur	84
7 Abbildungs- und Tabellenverzeichnisse	86

Kurzfassung

Innovative Dienstleistungen wie die Aggregation bzw. Bündelung (sog. Pooling) vieler Wärmepumpen zur gemeinsamen Teilnahme am elektrischen Energiemarkt leisten einen Beitrag zum Lastausgleich und damit zur volkswirtschaftlich gewünschten Stabilisierung der elektrischen Verteilnetze. Eine Wärmepumpe stellt die Schnittstelle zwischen elektrischem Netz und thermischen Verbrauchern dar. Ihr Einsatz verursacht Wechselwirkungen die sowohl das Stromnetz als auch die thermischen Verbraucher betreffen. Das Österreichische nationale Projekt zum IEA HPT Annex 42 „Wärmepumpen in intelligenten Energienetzen“ hat drei Schwerpunkte: die ökonomische Bewertung des Poolings von Wärmepumpen, die Auswirkung des Wärmepumpenpoolings auf die Verteilnetze und die Auswirkung eines lokalen MPC-Reglers auf den Betrieb der Wärmepumpe.

Ökonomische Bewertung des Wärmepumpen-Poolings: Der wirtschaftliche Nutzen der Bündelung von Wärmepumpen wurde für die Jahre 2014 und 2015 für den österreichischen Day-Ahead-Markt und den tertiären Regelenergiemarkt (TRL) untersucht, da die Anforderungen an die Marktbeteiligung durch einen Pool von Wärmepumpen selbst ohne Back-up-Kapazität erfüllt wurde. Für den Day-Ahead EPEX Spot kann ein dynamisches Preissignal - im Vergleich zu einem statischen Preissignal - die Betriebsenergiekosten¹ je nach Case Szenario um 23 – 35 % reduzieren. Das entspricht Einsparungen von rund EUR 11,00 für eine Warmwasser-Wärmepumpe und etwa EUR 53,00 für das Wärmepumpensystem im renovierten Gebäude. Im tertiären Regelenergiemarkt kann der Pool je nach Gebotsstrategie und Flexibilität der einzelnen Anlagen höhere Umsätze von EUR 25,00 bis 125,00 pro Wärmepumpe generieren. Die Ergebnisse wurden durch das Wärmepumpensystem, die Eigenschaften des Gebäudes und insbesondere durch die thermische Speicherkapazität bestimmt. Es gibt einen großen Unterschied zwischen den potenziellen Einnahmen im Winter und Sommer für die Flexibilität von Wärmepumpen (Kühlung wurde nicht berücksichtigt). Deshalb nimmt der Wärmepumpenpool in den Sommerperioden nur in sehr geringem Umfang am Ausgleichsmarkt teil. Im Allgemeinen nimmt der Pool vor allem an negativen Produkten teil (Wärmepumpen verbrauchen mehr Strom).

Einfluss des Wärmepumpen-Poolings auf die Niederspannungsnetze: Die Ergebnisse aus den durchgeführten Netzsimulationen und aus den Berechnungen von in Niederspannungsnetzen eingesetzten Wärmepumpen zeigen, dass eine zunehmende Durchdringung von Wärmepumpen einen negativen Einfluss auf das Versorgungsnetz haben und es zu Netzüberlastungen kommen kann. Bei der momentanen Wärmepumpendurchdringung wurden in den untersuchten Netzen noch keine Netzüberlastungen beobachtet, auch dann nicht, wenn alle Wärmepumpen gleichzeitig synchron betrieben wurden. In den Zukunftsszenarien, die von einer sehr hohen Wärmepumpendurchdringung ausgehen, wurden Netzüberlastungen in allen betrachteten Netztypologien in Form von kurzfristigen Verletzungen der Spannungsgrenzen sowie Überlastung von Netzanlagen beobachtet. Zu betonen ist in diesem Kontext, dass in den Simulationen keine Netzverstärkung der untersuchten Netze angenommen wurden. Diese zukünftigen Szenarien werden in den nächsten 10 bis 20 Jahren, in der "nahen Zukunft", realisiert werden. Langfristig muss der Verteilnetzbetreiber (DSO) alle 50 Jahre seine Netze

¹ Nur des Energieanteils der Stromkosten; Steuer- und Netztarife werden hierbei nicht berücksichtigt.

sanieren. Zu diesem Zeitpunkt kann eine Netzverstärkung problemlos durchgeführt werden, um das Netz an die tatsächlichen und zukünftigen Anforderungen anzupassen. Der Vergleich unterschiedlicher Wärmepumpen-Betriebsstrategien in den Jahressimulationen zeigte, dass der koordinierte Wärmepumpenbetrieb durch das Pooling Auswirkungen auf den Betrieb des Niederspannungsnetzes haben kann, es besteht aber keine unmittelbare Bedrohung der Systemsicherheit. Zusammenfassend wurde die bereits bekannte Tatsache bestätigt, dass ein koordiniertes, synchronisiertes Verhalten von Wärmepumpen im Niederspannungsnetz im Vergleich zu einem unkontrollierten, autonomen Betrieb von Wärmepumpen nachteilige Auswirkungen haben kann. Im realen Betrieb hat der DSO nicht alle Informationen, die in der Simulationsumgebung verfügbar sind, und wird daher konservativer agieren als simulationstechnisch angenommen.

Ergebnisse der von einem modellprädiktiven Regler (MPC) gesteuerten Wärmepumpe

Die dargestellten Ergebnisse sind, angesichts der Größe der gewählten Wärmepumpe (9 kW / B0W35) und bezogen auf den thermischen Isolationsstandard bzw. den gesamten Heizwärmebedarf des Gebäudes, in einem bestimmten Klima zu sehen. Die potentiellen Wärmepumpen-Aus-Intervalle (z.B. zum Zweck des Poolings oder zum Betrieb der WP mit flexiblen Tarifen) können zwischen etwa 5 und 10 Stunden liegen. Sinkt die durchschnittliche Umgebungstemperatur unter zirka -7 °C, nimmt die Anzahl dieser potentiellen Aus-Intervalle stark ab. Aufgrund des schwer vorhersagbaren Warmwasserbedarfs sollte sichergestellt werden, dass der thermische Energiespeicher (Pufferspeicher mit Wasser gefüllt) vor dem Aussetzen des Wärmepumpen-Betriebs über ein längeres Intervall geladen wird, was implizit für die Auswertung der potentiellen Wärmepumpen-Aus-Intervalle auch so angenommen wird. Die potenziellen Wärmepumpen-Aus-Intervalle sind deutlich höher, wenn der gesamte Betriebsbereich der Wärmepumpe (der Kompressor-Frequenzbereich) ausgenutzt wird (Szenario B), im Gegensatz zu einem Wärmepumpen-Betrieb mit maximaler Effizienz (Szenario A). Obwohl die Analyse der potentiellen energiebezogenen Kosteneinsparungen auf einem sehr einfachen Ansatz basiert, sind die erzielten Kosteneinsparungen (Szenario A) von 21 % realistisch. Allerdings wird erwartet, dass die gesamten Endkundenkosteneinsparungen in Euro zum aktuellen Zeitpunkt sehr gering sind. Für einen realistischen numerischen Wert der gesamten Endkundenkosteneinsparungen muss auch der Anteil der netzbezogenen Kosten usw., der in dieser Arbeit vernachlässigt wurde, berücksichtigt werden.

Abstract

Innovative services such as the aggregation or pooling of many heat pumps for joint participation in the electrical energy market contribute to load balancing and thus to the economically desired stabilisation of the electrical distribution networks.

A heat pump is the interface between the electrical grid and thermal consumers (e.g. buildings). Their use causes interactions that affect both the power grid and the thermal consumers

The Austrian national project to the IEA HPT Annex 42 “Heat pumps in intelligent energy networks” has three focal points: the economic evaluation of the pooling of heat pumps, the effect of the heat pump pooling on the distribution grids, and the effect of a local model predictive controller (MPC) on the operation of the heat pump.

Economic evaluation of heat pump pooling - The economic benefit of pooling heat pumps for the Austrian Day-Ahead spot market and the tertiary balancing energy market were examined for the years 2014 and 2015, as the requirements for market participation were met by a pool of heat pumps even without back-up capacity. In the Day-Ahead market EPEX Spot, a dynamic price signal - in comparison to a static price signal - can reduce the operating energy costs by approximately 23 – 35 % depending on the different cases (only energy part of the electricity costs, tax and grid tariffs are not considered by this). These are savings from EUR 11,00 for a hot water heat pump and EUR 53,00 for the renovated building. In the tertiary balancing energy market the pool can generate higher revenues of EUR 25,00 to 125,00 per heat pump depending on the flexibility of the single unit and on the bidding strategy. The results were determined by the heat pump system and the characteristics of the building and especially on the thermal and/or electric storage capacity. There is a big difference between the potential revenue in winter and summer for flexibility of heat pumps (cooling has not been taken into account). This is why the heat pump pool only participates to a very limited extent in the balancing market during summer periods. In general, the pool participates mainly in negative products (heat pumps consume more electricity).

Impact of heat pump pooling on low voltage grids - The results of the grid simulations and calculations of heat pumps used in low-voltage grids show that an increasing penetration of heat pumps can have a negative impact on the supply network and can lead to grid overloads. With the current heat pump penetration no grid overloads were observed in the investigated grids, even if all heat pumps were operated synchronously at the same time.

In the future scenarios, which assume a very high heat pump penetration, grid congestions were experienced in all grids in the form of short-term violation of voltage limits and overload of grid assets. For this study, no grid reinforcement was assumed for the investigated grids, so these future heat pump penetrations scenarios are assumed to be realised in the “near future” in the next 10 to 20 years. On the long term, the distribution system operator (DSO) has to renovate its grids every 50 years at this point a grid reinforcement can easily be carried out to adapt the grid to actual and future requirements. The comparison of different heat pump operating strategies in the annual simulations showed that coordinated heat pump operation through pooling can have an impact on the operation of the low-voltage grid, but there is no immediate threat to system safety.

In summary, the already known fact that coordinated, synchronised behaviour of heat pumps in low-volatile grids can have adverse effects compared to uncontrolled, autonomous operation of heat pumps was confirmed. In real-operation, the DSO does not have all information available in the simulation environment and is therefore more conservative than assumed in terms of simulation technology.

Results from model predictive controller (MPC) controlled heat pump – The results shown are, in view of the size of the selected heat pump (9 kW/B0W35) and in relation to the thermal insulation standard or the total heating requirement of the building, to be seen in a certain climate. The potential HP-off-intervals (e.g. for pooling purposes or for operating the heat pump with flexible tariffs) can be between about 5 and 10 hours. But if the average ambient temperature falls below about -7 °C, the number of these potential HP-off-intervals decreases considerably. Due to the difficulty to predict domestic hot water demand, it should be ensured that the thermal energy storage (buffer tank filled with water) is charged over a longer interval before the HP operation is suspended, which is implicitly assumed for the evaluation of the potential HP-off-intervals. The potential HP-off-intervals are significantly higher if the complete operational range of the heat pump (the compressor frequency range) is used (scenario B), as opposed to a HP operation with maximum efficiency (scenario A). Although the analysis of the potential energy-related cost savings is based on a very simple approach, the obtained cost savings achieved (scenario A) of 21 % are realistic. However, the total end consumer cost savings are expected to be very low at this time. For a realistic numerical value of the total end customer cost savings, the share of grid related costs etc., that was neglected in this work, must be taken into account.

1 Einleitung

1.1 Allgemeine Einführung in die Thematik, Ausgangssituatio und Motivation

Die Energiestrategie Österreich, als auch der darauf basierende „Nationale Aktionsplan für Erneuerbare Energien“ (BMWFJ 2010), sehen neben einer Steigerung der Energieeffizienz einen verstärkten Einsatz erneuerbarer Energieträger im zukünftigen nationalen Energiesystem vor. Dies betrifft sowohl Wärme- und Kälte- als auch Stromerzeugung. Es ist absehbar, dass der größte Teil des erneuerbaren Stroms in Österreich, neben der Wasserkraft, aus volatilen Energiequellen wie Windkraft und Photovoltaik, kommen wird. So speisen mit Mitte 2014 bereits 906 Windkraftwerke mit einer Leistung von rund 1800 MW ins elektrische Netz ein (www.igwindkraft.at). Auch die Photovoltaik verzeichnete in den letzten Jahren Rekordwachstumsraten. So ist im Jahr 2013 der Anteil der netzgekoppelten Anlagen um 49,6% gestiegen. Die Ende 2013 produzierte Leistung aus netzgekoppelten Anlagen liegt bei zirka 262,6 MWpeak (Biermayr et al. 2014).

Diese Entwicklungen stellen die Stromnetze vor folgende Herausforderungen:

- Aufnahme von Strom aus einer Vielzahl von dezentralen Anlagen, die den Strom überwiegend in die Mittel- und Niederspannungsnetze einspeisen, und damit diese Verteilernetze an die Grenze ihrer Belastbarkeit bringen;
- Stark fluktuierende, oftmals schwer prognostizierbare, Produktionskapazitäten der erneuerbaren Energieträger, die zu großen Lastschwankungen und Netzininstabilitäten führen, und die es daher intelligent auszugleichen gilt.

Eine für den Lastausgleich geeignete Technologie stellen strombetriebene Wärmepumpen (WP) dar. Ihre lastausgleichende Funktion als gezielt zu- und abschaltbare Verbraucher kann in zwei mögliche Strategien eingesetzt werden (BDH 2012):

- a) Smart Grid – Einsatz der WP zum Ausgleich der Netzlast; und
- b) Smart Market – Einsatz der WP zum Ausgleich von Angebot und Nachfrage.

Der erste Ansatz zielt darauf ab, durch verbesserte Netzauslastung, die Netzinfrastruktur kostenoptimiert zu betreiben, die Netzstabilität zu wahren, und den Netzausbau auf ein notwendiges Maß zu begrenzen. Beim „Smart Market Ansatz“ ist es hingegen das Ziel, die Strombeschaffung bzw. den Stromvertrieb zu optimieren, indem man die volatilen Strompreise nutzt.

Die Steuerung strombetriebener WP in intelligenten Netzen kann entweder übergeordnet durch den Netzbetreiber, oder lokal, vor Ort, erfolgen. Grundsätzlich gilt für beide Ansteuerungen, dass die thermischen Trägheiten eines Gebäudes, die letztlich einen intermittierenden Betrieb einer WP erlauben, bekannt sein und untersucht werden müssen. Für die lokale Ansteuerung mittels intelligenter modellprädiktiver Regler (MPC) muss die thermische Modellierung des Gebäudes auf einfache Art erfolgen aber die wesentlichen thermischen Parameter und Variablen eines Gebäudes beinhalten. Außerdem ist eine geeignete Prozedur für die Modellierung der WP zu finden. Ein realitätsnahes Modell für die WP im Rahmen einer MPC Regelung ist relativ komplex, aus diesem Grund müssen vereinfachte Kennlinienmodelle oder ein sehr einfaches lineares Modell entwickelt werden. Zusätzlich zum Gebäude- und WP-Modell ist der Einfluss der Wärmequelle der WP relevant. Für eine Luft-WP spielt die Umgebungstemperatur, und damit bei einem prädiktiven Ansatz

die Vorhersage dieser, eine entscheidende Rolle, wohingegen bei einer Sole-WP die Umgebungstemperatur nur bedingt ausschlaggebend für die optimalen Betriebsbedingungen der WP bezüglich der Wärmequelle ist. In einer intelligenten Energieversorgung muss insbesondere der Wärmebedarf prognostiziert, und mit der Vorhersage über die Stromproduktion verknüpft werden, um das Lastmanagement-Potenzial optimal auszureizen. Wichtig ist daher eine Weiterentwicklung der Prognose für die Erzeugung und den Verbrauch von Energie in Abhängigkeit von den Wetterbedingungen. Weiters müssen der Netzzugang und die Netzregulierung überprüft werden, um das Optimierungspotenzial im Strommarkt für die Unterstützung von intelligenten Netzen zu identifizieren. Im Sinne einer zunehmenden Liberalisierung des Strommarkts und der netzintelligenten Umstrukturierung sollen dabei Aktivitäten unterstützt werden, die Einzelverbraucher bündeln und als virtuelle Großspeicher im Strommarkt positionieren.

1.2 Beschreibung des Standes der Technik in dem Forschungsgebiet

Eine Wärmepumpe (WP) stellt die Schnittstelle zwischen elektrischem Netz und thermischen Verbrauchern (Gebäude, Prozesse, etc.) dar. Bei ihrem Einsatz entstehen Wechselwirkungen die sowohl das elektrische Netz (z. B. deren Lastverschiebungspotenzial) als auch die thermischen Verbraucher (z. B.: deren thermischen Komfort) betreffen. Aus diesem Grund müssen beide Seiten betrachtet werden, um die Vor- und Nachteile für Energieversorger und Endkunden beurteilen zu können.

Für den IEA HPT Annex 42 ergeben sich daraus drei Themenschwerpunkte:

- Wärmepumpen als Schnittstellen zum elektrischen Netz
- Wärmepumpen als Schnittstellen zu thermischen Verbrauchern sowie
- Wärmepumpen im Smart Grid.

Wärmepumpen als Schnittstellen zum elektrischen Netz: Aktuell werden WP mit den, im „Smart Grid Ready“-Label definierten Anforderungen, welche ausschließlich den so genannten „stromgeführten Betrieb“² ermöglichen, für den Betrieb in intelligenten, elektrischen Netzen (sog. Smart Grids) vorbereitet. Dieses netzgeführte Einschalten der WP liefert nicht immer eine optimale Effizienz und kann in bestimmten Betriebssituationen, wie z.B. bei Überschreitung der Solltemperaturen, zu Effizienzverlusten führen (Prognos/Ecofys, 2010). Ein weiterer Aspekt, der die Effizienz von WP negativ beeinflusst, ist eine zu geringe Laufzeit, da sich WP während der Anlaufphase in einem instationären und damit ineffizienten Betriebszustand befinden. Nachdem in den bisherigen Forschungsprojekten WP nicht dynamisch in den Netzsimulationen abgebildet wurden, wurden die Auswirkungen auf die Anlageneffizienz noch nicht näher untersucht (Ghaemi et al. 2013).

Wärmepumpen im Smart Grid: Deutsche Studien zeigen, dass das Potenzial von elektrisch betriebenen WP zum Lastmanagement groß ist (BHD, 2012). Es kann davon ausgegangen werden, dass eine gebündelte Steuerung mehrerer hundert WP zu einem gemeinsamen, virtuellen Großspeicher die nutzbaren Leistungen sowie die Zeitintervalle noch weiter vergrößern wird. Eine weitere Möglichkeit zur direkten Netzentlastung besteht darin, den elektrischen Eigenverbrauch eines Gebäudes z. B. durch den Antrieb der WP mittels eigener PV-Anlage zu erhöhen. Österreicherweit haben sich erst zwei Forschungsprojekte -

² d.h. Wärmepumpen lassen sich weitgehend vom Stromanbieter steuern

„LoadShift“- Lastverschiebung in Haushalt, Industrie, Gewerbe und kommunaler Infrastruktur – Potenzialanalyse für Smart Grids³ und „Lastverschiebungspotenziale in kleinen und mittleren Unternehmen und Erfolgsfaktoren zur Hebung der Potenziale“⁴ - mit dem Lastverschiebungspotenzial von WP beschäftigt. Allerdings beschränken sich die Ergebnisse dieser beiden Studien auf das geschätzte theoretische Potenzial und beinhalten keine Simulationsergebnisse aus Simulationen, die den Marktbasierenden Demand Response mit Netzsimulationen vereint.

Wärmepumpen als Schnittstelle zu thermischen Verbrauchern: WP können auf Basis bestimmter Anforderungen vom elektrischen Netz oder einem WP-Pooling-Betreiber angesteuert werden, wodurch sich der thermische Zustand im Gebäude oder im Pufferspeicher ändert. Um die WP optimal betreiben zu können, wird zum einen eine optimierte Zielfunktion benötigt (wie z. B. Betriebskosten, thermischer Komfort und Behaglichkeit, Effizienz der Anlage); zum anderen braucht es dazu auch einen modellprädiktiven Regler, der ein einfaches thermisches Modell des Gebäudes nutzt. Bestehende modellprädiktive Regelungen im Kontext der Gebäudeklimatisierung stützen sich teilweise auf sehr komplexe Modelle, die für den Einsatz in der Praxis kaum geeignet sind (Gwerder et al., 2013). Prädiktive Regelungen für WP wurden bis dato überwiegend in Forschungsprojekten untersucht, die in erster Linie die Entwicklung einer derartigen Regelung zum Ziel hatten, aber nicht die Untersuchung von Vor- und Nachteilen für den Betrieb in einem intelligenten Netz sowie etwaige energetische Einsparungspotenziale (Wimmer, 2004) (Bianchi, 2006).

1.3 Beschreibung der Vorarbeiten zum Thema

Nachfolgend werden kurz jene F&E-Projekte dargestellt, deren Entwicklungs- und Forschungsergebnisse im Projekt aufgegriffen und weiterentwickelt wurden.

Projekt	Koordinierte Optimierung von erneuerbarer Energie in Netz und Gebäude bei Planung und Betrieb (CoOpt)		
Start:	01.04.2012	Laufzeit	30 Monate
Projektnummer	FFG Projektnummer: 834677		
Thema	Untersuchungen zur Verbesserung bzw. Optimierung der Energieeffizienz und Eigenbedarfsdeckung innerhalb des Verteilnetzes und der Gebäude eines urbanen Stadtteils durch vorausschauende Regelung und Prognose; Validierung der entwickelten Methoden und Strategien anhand realer Gebäude; Evaluierung der Nachhaltigkeit der Auswirkungen und des Nutzens für die Planung und den Betrieb von Verteilernetzen einer Smart City im Zentrum des Projekts.		
Relevante Ergebnisse für den Annex 42	Erkenntnisse aus dem Einsatz einer modellprädiktiven Regelung der Gebäude- und Verteilnetzebene sowie deren Auswirkungen auf flexible "aktive Gebäude" im Verteilungsnetz; Proof of Concept mittels HIL-Untersuchungen, weitere verwertbare Erkenntnisse wurden aus der Spannungsregelung, Lastoptimierung von Teilanlagen und Maximierung des Eigenverbrauchs auf Verteilebene gewonnen.		

³ Kollmann et al.: Loadshift: Lastverschiebung in Haushalt, Industrie, Gewerbe und kommunaler Infrastruktur – Potenzialanalyse für Smart Grids, Berichte aus Energie- und Umweltforschung, 2015, Download unter: https://nachhaltigwirtschaften.at/resources/e2050_pdf/reports/endbericht_201507e_loadshift_industrie.pdf

⁴ Karg et al. Lastverschiebungspotenziale in kleinen und mittleren Unternehmen und Erfolgsfaktoren zur Hebung dieser Potenziale, Berichte aus Energie- und Umweltforschung, 2015, Download unter: https://nachhaltigwirtschaften.at/resources/e2050_pdf/reports/201408_bericht_lastverschiebungspotenziale_1401_15.pdf

Projekt	Intelligentes Wärmepumpen-Pooling als Virtueller Baustein in Smart Grids zur Flexibilisierung des Energieeinsatzes (iWPP-Flex)		
Start:	01.03.2015	Laufzeit	14 Monate
Projektnummer	FFG Projektnummer: 848894		
Thema	Das Sondierungsprojekt iWPP-Flex untersuchte den flexiblen Betrieb vom Wärmepumpen-Pooling zur Flexibilisierung des Energieeinsatzes in Smart Grids. Das Ziel des iWPP-Flex Projektes war die Erstellung eines technischen Gesamtkonzeptes sowie einer energiewirtschaftlichen Bewertungsplattform für ein Wärmepumpen-Pooling.		
Relevante Ergebnisse für den Annex 42	Analyse der Umsetzungspotenziale und die Definition der Anforderungen für das technisch-ökonomische Konzept, das die Grundstruktur der IKT-Architektur (Hard- und Software) sowie der technischen Infrastruktur der Komponenten (Wärmepumpen, thermische Speicher, etc.); Konzepterstellung und Bewertung der energiewirtschaftlichen Analyse. Entwicklung der erforderlichen Tools für die Kategorisierung der Flexibilität bzw. der energiewirtschaftlichen Bewertung für die Vermarktung dieser Flexibilität.		

Projekt	EcoGrid		
Start:	01.03.2011	Laufzeit	54 Monate
Projektnummer	FP7-ENERGY-2010-2 Grant agreement no.: 268199		
Thema	Demonstration des effizienten Betriebs von Verteilnetzen mit einem hohen Anteil an erneuerbaren Energie (>50%) mithilfe von Demand Side Management		
Relevante Ergebnisse für den Annex 42	Erkenntnisse aus dem Echtzeit-Betrieb, an dem etwa 2600 Haushalte teilnahmen; Teilnehmer konnten sowohl automatisiert als auch manuell auf die Preissignale reagieren, wobei automatisiert vor allem Wärmepumpen und elektrische Heizsysteme angesteuert wurden.		

Projekt	Model Predictive Control von aktiven Bauteilen und Messungen in zwei Test-BOXen (MPC_BOXES)		
Start:	01.10.2013	Laufzeit	37 Monate
Projektnummer	FFG Projektnummer: 840675		
Thema	Eine robuste, standardisierbare, prädiktive Regelung mit Wettervorhersagedaten für thermische Bauteilaktivierung wurde entworfen, untersucht und bewertet sowie mit herkömmlichen Regelungen, insbesondere für Kühlzwecke, verglichen. Simulationen und Messungen an zwei Test-Boxen zur Analyse von Energieeffizienz und Komfort wurden durchgeführt. Für die Ergebnisse wurde eine hohe Transferierbarkeit auf ähnliche Anwendungen erreicht, Methoden und Lösungskonzepte zeichnen sich durch minimale Komplexität und hohe Transparenz aus.		
Relevante Ergebnisse für den Annex 42	entwickelter MPC-Regler und reale Messergebnisse zur Performance des MPC-Reglers		

Projekt	Thermische Batterie in Kombination mit Wärmepumpe im Smart Grid (TheBat)		
Start:	01.10.2012	Laufzeit	48 Monate
Projektnummer	FFG Projektnummer: 838657		
Thema	Untersuchung der Interaktionen von Wärmepumpen, gebäudeeigener PV zum Load-Leveling; optimierte Einspeisung/Bezug aus dem Stromnetz. Interaktion der thermischen Massen der Gebäude, und eines Nutzer-optimierten Energiemanagements auf Basis einer prädiktiven Regelung.		
Relevante Ergebnisse für den Annex 42	prädiktive Regelung von Wärmepumpen in Verbindung mit thermischen Speichermassen in Gebäuden, Berücksichtigung dynamischer Stromtarifänderungen – die Vorgabe von maximaler Eigenstromnutzung aus PV bedeutet bei hoher Sonnenstrahlung indirekt Stromtarif Null.		
Projekt	Positive-Energy Buildings thru better Control Decisions (PEEBLE)		
Start:	01.01.2010,	Laufzeit	36 Monate
Projektnummer	FP7-ICT-2009.6.3 Projektnummer: 248537		
Thema	Entwicklung und Test eines Systems zur prädiktiven Steuerung und Regelung von Bürogebäuden, basierend auf einem Ansatz der komplexe Gebäudesimulationen und spezielle dafür entwickelte kognitive Optimierungs-Algorithmen nutzt (Co-Simulation).		
Relevante Ergebnisse für den Annex 42	Erkenntnisse zur Modellassimilation und die beschränkte Eignung von Simulationssoftware für diesen Zweck. Definition der Kostenfunktion, richtige Einstellung des Prädiktions- und Kontrollhorizontes, Anforderung an die Wettervorhersagedaten; Möglichkeiten zur Komplexitätsreduktion		
Projekt	Prognostizierende Regelungen zur Effizienzsteigerung von Solaranlagen (ProgReg)		
Start:	01.01.2011	Laufzeit	22 Monate
Projektnummer	FFG Projektnummer: 829826		
Thema	Untersuchung der Machbarkeit und des Potenzials einer prognostizierenden Solar- und Heizungsregelung sowie der Anforderungen für eine Implementierung.		
Relevante Ergebnisse für den Annex 42	Ansätze für einen prädiktiven Regler, Ableitung eines Zustandsmodells aus einer TRNSYS Simulation, Modellassimilation aus direkten Messdaten; richtiger Umgang mit Sättigungseffekten in diesem Kontext. Modellierung der MPC (Matlab) und Untersuchung des Gesamtsystems durch TRNSYS Simulationen und einer eingebetteten Matlab Instanz.		
Projekt	New Materials and Control for a next generation of compact combined Solar and heat pump systems with boosted energetic and exergetic performance (MacSheep)		
Start:	02.01.2012	Laufzeit	248 Monate
Projektnummer	FP7-ENERGY-2011-1 Projektnr.: 282825		
Thema	Entwicklung innovativer Produkte und Testmethoden für erneuerbare Energiesysteme mittels neuer Materialien und Nutzung der Fortschritte im ICT Sektor, insbesondere Entwicklung kompakter Solarthermie-Wärmepumpen Kombisysteme.		
Relevante Ergebnisse für den Annex 42	diverse Simulationsergebnisse und experimentelle Messergebnisse (Vermessung einer Wärmepumpe im für EFH relevanten Leistungsbereich)		

Projekt	Smart City		
Start:	01.07.2012	Laufzeit	48 Monate
Projektnummer	FFG Leitprojekt 836094		
Thema	Konzeption der Energieversorgung eines Stadtteils auf Basis erneuerbarer Energiequellen.		
Relevante Ergebnisse für den Annex 42	Regel- und Steuerungskonzepte im thematischen Kontext; Einplanung einer/mehrerer kleiner Wärmepumpen und Bedeutung bzw. Sinn einer Wärmepumpe als Komponente eines ganzheitlichen nachhaltigen Energiesystems		

1.5 Kurzbeschreibung des Aufbaus (Kapitel) des Ergebnisberichts

Kapitel 2 stellt die internationalen Kooperationspartner und die verschiedenen Tasks auf internationaler Ebene vor. Zudem werden sowohl die internationalen als auch die nationalen Ziele und die Vorgehensweise um diese zu erreichen beschrieben.

In **Kapitel 3** werden die Ergebnisse des österreichischen Beitrags im Detail beschrieben und diskutiert.

Kapitel 4 geht auf die projektrelevanten Zielgruppen ein und fasst die Ergebnisse aus den Diskussionen mit den Stakeholdern zusammen. Zudem wird speziell auf den Nutzen der Technologie für Österreich eingegangen.

Schlussendlich werden in **Kapitel 5** alle Ergebnisse, und die daraus abgeleiteten Schlussfolgerungen, zusammengefasst und umfassend diskutiert.

Im **Anhang** befinden sich die österreichischen Country Reports zu den jeweiligen Tasks des IEA HPT Annex 42. Er beinhaltet die österreichischen Ergebnisse für die internationale Kooperation sowie Publikationen die innerhalb des Projekts entstanden sind.

2 Hintergrundinformation zum Projektinhalt

2.1 Darstellung des gesamten Kooperationsprojektes und der Aufgabenstellung des österreichischen Teilprojektes im Annex

Das internationale IEA HPT Annex 42 Projekt zielte primär darauf ab, die **erzielbaren Energieeinsparungen und Treibhausgasreduktionen durch den Einsatz von WP in intelligenten Netzen darzustellen**. Dabei sollte neues Wissen generiert werden, welches geeignet ist, vor allem nicht-technische sowie politikbezogene Barrieren zu reduzieren. Es wurde an einem situations-, regions- oder landesspezifisches Implementierungsmodell gearbeitet, welches Entscheidungsträger dabei unterstützt, unter den gegebenen Rahmenbedingungen zu entscheiden, wie WP-Systeme am besten ins elektrische Netz eingebunden werden können, wie die möglichen Regelstrategien zum Lastausgleich aussehen, und wie hoch das Potential zur Wärmespeicherung ist.

Nicht-Inhalte: Implementierungsthemen in Bezug auf Gasnetze; Regelungsthemen im Zusammenhang mit Fernwärmenetzen; Power-to-Gas; elektrische Speicher (z. B. Batterien) als Ausgleichsoption, Integration anderer nachhaltiger Energieerzeugungsoptionen, und Smart Cities.

Zielgruppe: öffentliche Entscheidungsträger aus dem Energiebereich, Bauträger, Energielieferanten, Energieberater, Wärmepumpenhersteller / Regelungsexperten sowie Forscher im Bereich WP bzw. Smart Grids.

Tabelle 1 gibt einen Überblick über die Tasks sowie Taskinhalte.

Tabelle 1: Überblick der Tasks sowie der Taskinhalte auf internationaler Ebene

Task 1	<u>Marktüberblick, Barrieren für die Anwendung</u> <ul style="list-style-type: none"> • Überblick über Energiesituation inkl. zukünftiger Entwicklungen in den Bereichen Strom, Wärme und Kälte auf Jahresbasis unter Berücksichtigung von Produktion sowie Nachfrage nach Strom, Wärme und Kälte; • Überblick über bestehende städtische Wärmequellen inkl. Beschreibung der zukünftigen Rolle der Abwärmenutzung; • Überblick über Preisstruktur der Energiequellen sowie verfügbare thermische Speicheroptionen; • Überblick über Komponentenhersteller sowie Stand-der-Technik der WP inkl. neuer sowie zukünftiger Entwicklungen; sowie • Analyse nicht-technischer Aspekte wie Energiepreise, Gesetzgebung, etc. sowie deren erwarteten Entwicklungen.
Task 2	<u>Systemaspekte und -möglichkeiten</u> <ul style="list-style-type: none"> • Evaluierung bestehender WP-Systeme mit unterschiedlichen Antriebsenergien (Strom, Gas) in Abhängigkeit von System- und Stadtgrößen und in Kombination mit Einbindung in Fernwärme- und Fernkältenetze.
Task 3	<u>Modellierung und Technologie</u> <ul style="list-style-type: none"> • Übersicht und Bewertung von Simulationstools auch hinsichtlich ihrer notwendigen Weiterentwicklungen; • Überblick über technische Barrieren sowie zukünftige Weiterentwicklungsmöglichkeiten von WP- und thermischen Speichertechnologien.
Task 4	<u>Systemtechnologien und Anwendungen</u> <ul style="list-style-type: none"> • Sammlung und Analyse von Use-Cases; • Standardisierung und Modularisierung von Systemkonzepten; und • Verbreitung der Konzepte unter Beratern und Anlagenbauern.
Task 5	<u>Kommunikation</u> <ul style="list-style-type: none"> • Entwicklung unabhängiger Informationsmaterialien für Entscheidungsträger aus Politik & Verwaltung; • Durchführung zielgruppenspezifischer Workshops mit relevanten Stakeholdern; • Erstellung einer Website mit Best Practise Datenbank; • Generierung von Input für Aus- und Weiterbildungskurse.

Tabelle 2 zeigt die internationale Zusammensetzung und beteiligten Einrichtungen.

Tabelle 2: Internationale Zusammensetzung des IEA HPT Annex 42 Projekts

LAND	EINRICHTUNG / INSTITUTION
Dänemark	<ul style="list-style-type: none"> • Teknologisk Institut of Denmark
Südkorea	<ul style="list-style-type: none"> • Korea Institute of Energy Research (KIER)
Niederlande	<ul style="list-style-type: none"> • Business Development Holland (BDH) - OA • TNO Innovatie and Aliander Asset Management • Rijksdienst voor Ondernemend Nederland (RVO, Netherlands Enterprise Agency) (ExCo Member of HPT)
Großbritannien	<ul style="list-style-type: none"> • Department of Energy and Climate Change (DECC) • Delta Energy & Environment
USA	<ul style="list-style-type: none"> • Oak Ridge Laboratory • Electric Power Research Institute (EPRI)
Deutschland	<ul style="list-style-type: none"> • Fraunhofer Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE
Schweiz	<ul style="list-style-type: none"> • Hochschule Luzern
Frankreich	<ul style="list-style-type: none"> • Électricité de France (EdF)
Österreich	<ul style="list-style-type: none"> • AIT Austrian Institute of Technology GmbH • Institute of Thermal Engineering (IWT) – TU Graz

Der **ationale Beitrag** zum **IEA HPT Annex 42 Projekt** zielte darauf ab, die technischen Möglichkeiten sowie die ökonomischen / regulatorischen Rahmenbedingungen von

stromgeführten WP zum Lastausgleich in intelligenten Netzen in Österreich zu erheben und zu analysieren. Weiters sollten die Auswirkung auf thermische Verbraucher und mögliche Potenziale untersucht werden, um darauf basierend ökonomische Anreizmodelle zur Lastverschiebung sowie den Nutzen für die Energieversorgungsunternehmen und die Endkunden herauszuarbeiten.

An konkreten **Teilzielen** sind zu nennen:

- Erhebung typischer WP-Anwendungen für die detaillierte Betrachtung im Rahmen der Netzsimulationen und zur Erstellung eines modellprädiktiven Regelkonzeptes.
- Netzsimulationen unter der Annahme einer hohen Durchdringung von stromgeführt betriebenen WP im elektrischen Netz.
- Untersuchung einfacher Gebäude- und WP-Modelle auf ihre Eignung bezüglich einer modellprädiktiven Regelung sowie Aufzeigen der Stärken und Schwächen einer derartigen Regelung im Rahmen eines intelligenten Netzes.
- Analyse der ökonomischen und regulatorischen Rahmenbedingungen für das Lastmanagement mit WP sowie Herausarbeiten der Anforderungen an ein funktionierendes Anreizmodell zur Lastverschiebung.
- Ermittlung und Kommunikation des Nutzens für die Energieversorgungsunternehmen sowie die EndkundInnen.

Die nationalen Beiträge konzentrierten sich v.a. auf die internationalen Tasks 1, 2 und 3. Zusätzlich wurden Beiträge für Task 4 geliefert bzw. wurden bei den internationalen Meetings Anregungen für Task 5 gegeben. Die österreichischen Beiträge zu den internationalen Tasks sind im Folgenden zusammenfassend dargestellt:

Task 1 - Marktüberblick, Barrieren für die Anwendung

Für Task 1 wurde eine Analyse des österreichischen Wärmepumpenmarktes durchgeführt. Der Country Report "Task1-Country-Report_Austria" (siehe Anhang) beinhaltet:

- Überblick und Darstellung des österreichischen Energiesektors (Energiebedarf, Stromproduktion).
- Wärmebedarf des nationalen Gebäudesektors und Beschreibung der Gebäudetypologie.
- Erhebung der in Österreich typischerweise verwendeten Wärmequellen (WQA) und Wärmesenken (WNA) zur Definition typischer Systeme als Basis für die Arbeiten in den weiteren Arbeitspaketen.
- Überblick zu Smart Grid Projekten und Analyse von Smart Grid Ready Produkten.

Task 2 - Systemaspekte und -möglichkeiten

Im Zuge von Task 2 wurden als Vorbereitung für die Simulationsrechnungen sechs typische Systemkonfigurationen, im internationalen Projekt als Use-Cases bezeichnet, definiert. Nachstehende Themen werden im Country Report "Task2-Country-Report_Austria" (siehe Anhang) näher analysiert bzw. dargestellt:

- Untersuchung des nationalen WP-Marktes hinsichtlich Stückzahlen und zukünftiger Entwicklung.
- Darstellung der Haupteinflussfaktoren auf die Flexibilität der Bedarfsseite (Demand Side), Herausforderungen für das elektrische Netz und mögliche Beiträge der WP-Technologie.

- Auswahl typischer Systemkonfigurationen für die Szenarienberechnung in Task 3; der Fokus liegt dabei auf typischen Systemen für Einfamilienhäuser (EFH).

Task 3 - Modellierung und Technologie

Im Task 3 wurden Simulationsrechnungen sowie eine ökonomische Bewertung von WP durchgeführt. Weiters wurden die Effekte des WP-Pooling auf die elektrischen Verteilnetze sowie die Auswirkungen einer modellprädiktiven Regelung auf den Betrieb der Wärmepumpe untersucht. Die Ergebnisse wurden im Country Report "Task 3-Country-Report_Austria" (siehe Anhang) wie folgt beschrieben:

- Simulation der sechs typischen Systemvarianten und Vereinfachung der Modelle für die Markt- und Netzsimulationen.
- Ökonomische Untersuchung der Bündelung (Pooling) von WP mittels Marktsimulationen für die Szenarien Tertiär-Markt und Day-Head-Spot-Markt.
- Einflüsse einer größeren Anzahl von WP auf das elektrische Netz in unterschiedlichen Netzstrukturen.
- Einfluss unterschiedlicher Regelstrategien des MPC auf Betriebskosten und Effizienz.

Task 4 - Systemtechnologien und Anwendungen

Für den Task 4 wurden nationale Demonstrationsprojekte im Bereich Smart Grids recherchiert und im "Task4-Country-Report_Austria" (siehe Anhang) zusammenfassend dargestellt. Zusätzlich wurden zum Thema Roadmap Inputs in Workshops und im Endbericht des internationalen Projektes gegeben.

Task 5 - Kommunikation

Die Projektergebnisse wurden mit verschiedenen relevanten Stakeholdern wie z.B. dem Regulator E-Control, Verteilnetzbetreibern, Aggregatoren und Stromanbietern sowie Wärmepumpenherstellern aus dem regulatorischen, wirtschaftlichen und technischen Umfeld diskutiert und validiert sowie auf nationalen und internationalen Konferenzen präsentiert (siehe Abschnitt 4.2).

2.2 Beschreibung der österreichischen Kooperation

Die nationale Arbeitsgemeinschaft bestand aus dem Center for Energy des AIT Austrian Institute of Technology GmbH und dem Institut für Wärmetechnik (IWT) der TU Graz. Beide Institute haben umfangreiche Erfahrungen in der Abwicklung von internationalen Forschungsprojekten und arbeiten schon seit langem in zahlreichen nationalen und internationalen Projekten erfolgreich zusammen. Diese gute Kooperation und die jahrelange Erfahrung im Projektmanagement spiegeln sich auch in der reibungsfreien Abwicklung der österreichischen Teilnahme am IEA HPT Annex 42 wider. Synergien aus den Kompetenzen beider Partner konnten bestens genutzt werden. Die Aufgabenverteilung im Projekt stellte sich wie folgt dar:

Tabelle 3: Aufgabenverteilung innerhalb der ARGE

Inhalte auf nationaler Ebene	ARGE Partner
• Erhebung der in Österreich typischen Wärmequellen und -senken (AP1)	AIT, IWT
• Definition typischer Wärmepumpensysteme in Österreich (AP1)	AIT
• Modellierung der typischen österreichischen Systemkonfigurationen zur Einbindung in die Netzsimulation (AP2)	AIT
• Darstellung der Modellierung und der Simulation zur Untersuchung der Einbindung von Wärmepumpen in Gebäude unter Einsatz einer modellprädiktiven Regelung (AP3)	IWT
• Bewertung von Simulationstools zur Simulation der elektrischen Netze und der	AIT

Inhalte auf nationaler Ebene	ARGE Partner
Strommärkte (AP4)	
<ul style="list-style-type: none"> Reaktion der thermischen Seite (Gebäude) unter Einfluss einer dezentralen prädiktiven Regelung; Implikationen auf eine Fernsteuerung über das Stromnetz (AP3). 	IWT
<ul style="list-style-type: none"> Auswertung des Lastverschiebepotenzials von Wärmepumpen in ausgewählten Szenarien (AP3, AP4) 	AIT, IWT
<ul style="list-style-type: none"> Analyse der Auswirkungen der Integration von Wärmepumpen auf die Übertragungs- und Verteilnetze (AP4) 	AIT
<ul style="list-style-type: none"> Analyse der gesammelten Pilot- und Fallstudien im Hinblick auf Barrieren, Effizienz, etc. (AP4) 	AIT
<ul style="list-style-type: none"> Durchführung eines Vernetzungsworkshops mit österreichischen Netzbetreibern und Energielieferanten (AP5) 	AIT
<ul style="list-style-type: none"> Verbreitung der Ergebnisse in der österreichischen Wärmepumpenbranche (AP5) 	AIT, IWT
<ul style="list-style-type: none"> Publikationen (AP5) 	AIT, IWT

2.3 Beschreibung der verwendeten Methodik, Daten und Vorgangsweise

Die im HPT Annex 42 durchgeführten Untersuchungen lassen sich generell in die zwei Bereiche „elektrische“ und „thermische“ Seite der Wärmepumpe einteilen. Es wurden Simulationsrechnungen mit Fokus auf dem elektrischen Netz und WP in Kombination mit thermischen Verbrauchern durchgeführt.

AP1 und AP2: Die wesentlichen Parameter geeigneter WP-Systeme wurden auf Basis einer Markt- und Literaturrecherche für in Österreich typische Systeme erarbeitet.

Die Anwendungsvarianten wurden in einer dynamischen Simulationsumgebung eingebunden, um das Anfahrverhalten und die Speicherwirkung abbilden zu können.

AP3: Für die Untersuchung der Auswirkungen auf den thermischen Komfort oder die Einflüsse auf das Gebäude wurden zunächst die Systeme bzw. Geräte (Gebäudespeichermasse, Verschaltung, WP, etc.) ausgewählt, die dem Einfluss eines prädiktiven Reglers unterliegen. Diese Systeme mussten für einen MPC Regler modelltechnisch mit einfachen Modellen abgebildet werden. Neben den einfachen (schnell rechnenden) Modellen wurden die zusätzlich benötigten externen Daten, wie z. B. Strompreistarifizierung, Wetterdaten, Nutzerverhalten, etc. definiert. Ergänzend dazu war die Definition einer geeigneten Ziel- oder Kostenfunktion für ökonomisch und/oder energetisch optimale Betriebsverhältnisse notwendig. Die oben angeführten einfachen Modelle, mit den externen Daten und einer entsprechenden Kostenfunktion, ermöglichten die Entwicklung und den „Betrieb“ eines prädiktiven Reglers. Die Performance des Reglers wurde mit einer geeigneten Simulationsumgebung, die sämtliche Systeme realitätsnahe nachzubilden vermag, untersucht. Mit Parametervariationen wurden unterschiedliche Szenarien untersucht. Die im Rahmen der simulationstechnischen Untersuchungen zu bewertenden Kriterien umfassten: die Zuverlässigkeit einer Regelstrategie, ihr mögliches energetisches Einsparungspotenzial, ihre Praxistauglichkeit und verborgene Nachteile.

AP4 :Um die Rechenzeiten in einem vernünftigen Rahmen zu halten, wurden bei der Pooling-Anwendung die WP teilweise mittels einer - aus dem detaillierten Modell abgeleiteten - statistischen Verteilung abgebildet. Bei der Netzsimulation wurde ein spezieller Fokus auf die Analyse der Auswirkungen auf das Netz, die von unterschiedlichen monetären Anreizen für den WP-Betrieb ausgehen, gelegt, wie beispielsweise die Reaktion der KundInnen auf variable Stromtarife oder die Teilnahme am Tertiärregelenergiemarkt. Darüber hinaus wurde das Lastverschiebungspotenzial von WP in Niedrigpreiszeiten anhand der Simulationsergebnisse dargestellt. Als Baseline wurden WP-Strompreise und

unterbrechbare Tarife aus dem Jahr 2015 analysiert. Die ökonomische Bewertung des Lastverlagerungspotenzials von WP wurde für verschiedene variable Tarife und für die Teilnahme eines aggregierten WP-Pools am Regelenergiemarkt anhand hochaufgelöster Messdaten von WP, sowie historischer Daten des österreichischen Strom- und Regelenergiemarktes, untersucht und wirtschaftlich bewertet. Die derzeitigen regulatorischen Rahmenbedingungen für die Installation von WP wurden bei der Analyse mitberücksichtigt. Hierfür relevant sind vor allem die nationalen Netztarife, Marktzutrittsbedingungen, sowie Präqualifikationsbedingungen. Zusätzlich sind aber auch die Network Codes relevant, die in den letzten Jahren vom European Network of Transmission System Operators for Electricity (kurz ENTSO-E), dem Verband der europäischen Übertragungsnetzbetreiber, entwickelt wurden.

3 Ergebnisse des Projektes

3.1 Ziele der internationalen Kooperation und des nationalen Beitrags

Die Ziele der internationalen Kooperation und des österreichischen Beitrags zur Zielerreichung wurden bereits im Kontext des nationalen Beitrages in Abschnitt 2.1 kurz dargestellt. In Tabelle 4 werden die Inhalte der Arbeitspakete des nationalen Projekts den Taskinhalten auf internationaler Ebene gegenübergestellt.

Tabelle 4: Zuordnung der Arbeitspakete zu den Tasks auf internationaler Ebene

Titel des Tasks	Inhalt des Tasks auf internationaler Ebene	Inhalte auf nationaler Ebene
Task 1: Marktüberblick, Barrieren für die Anwendung	<ul style="list-style-type: none"> • Überblick über bestehende Wärmequellen • Überblick über Komponentenhersteller sowie Stand-der-Technik der Wärmepumpen inkl. neuer sowie zukünftiger Entwicklungen; sowie • Analyse nicht-technischer Aspekte wie Energiepreise sowie deren erwarteten Entwicklungen. 	<ul style="list-style-type: none"> • Erhebung der in Österreich typischen Wärmequellen und -senken (AP1)
Task 2: Systemaspekte und -möglichkeiten	<ul style="list-style-type: none"> • Evaluierung bestehender Wärmepumpensysteme in Abhängigkeit der Systemgrößen 	<ul style="list-style-type: none"> • Definition typischer Wärmepumpensysteme in Österreich (AP1)
Task 3: Modellierung und Technologie	<ul style="list-style-type: none"> • Übersicht und Bewertung von Simulationstools und Regelstrategien auch hinsichtlich ihrer notwendigen Weiterentwicklungen zur Integration von Wärmepumpen ins elektrische Netz; • Überblick über technische Barrieren sowie zukünftige Weiterentwicklungsmöglichkeiten von Wärmepumpen- und thermischen Speichertechnologien. 	<ul style="list-style-type: none"> • Modellierung der typischen österreichischen Systemkonfigurationen zur Einbindung in die Netzsimulation (AP2) • Darstellung der Modellierung und der Simulation zur Untersuchung der Einbindung von Wärmepumpen in Gebäude unter Einsatz einer modellprädiktiven Regelung (AP3) • Bewertung von Simulationstools zur Simulation der elektrischen Netze und der Strommärkte (AP4) • Reaktion der thermischen Seite (Gebäude) unter Einfluss einer dezentralen prädiktiven Regelung; Implikationen auf eine Fernsteuerung über das Stromnetz (AP3).
Task 4: Systemtechnologien und Anwendungen	<ul style="list-style-type: none"> • Sammlung und Analyse von Use-Cases; • Standardisierung und Modularisierung von Systemkonzepten; und • Verbreitung der Konzepte unter Beratern und Anlagenbauern. 	<ul style="list-style-type: none"> • Auswertung des Lastverschiebepotenzials von Wärmepumpen in ausgewählten Szenarien (AP3, AP4) • Analyse der Auswirkungen der Integration von Wärmepumpen auf die Übertragungs- und Verteilnetze (AP4) • Analyse der gesammelten Pilot- und Fallstudien im Hinblick auf Barrieren, Effizienz, etc. (AP4)
Task 5: Kommunikation	<ul style="list-style-type: none"> • Entwicklung unabhängiger Informationsmaterialien für Entscheidungsträger aus Politik & Verwaltung; • Durchführung zielgruppenspezifischer Workshops mit relevanten Stakeholdern; 	<ul style="list-style-type: none"> • Durchführung eines Vernetzungsworkshops mit österreichischen Netzbetreibern und Energielieferanten (AP5); • Verbreitung der Ergebnisse in der österreichischen Wärmepumpenbranche (AP5).

Titel des Tasks	Inhalt des Tasks auf internationaler Ebene	Inhalte auf nationaler Ebene
	<ul style="list-style-type: none"> • Erstellung einer Website mit Best Practise Datenbank; • Generierung von Input für Aus- und Weiterbildungskurse. 	<ul style="list-style-type: none"> • Publikationen (AP5)

3.2 Beschreibung der Projektergebnisse

3.2.1 Erhebung State-of-the-Art (AP1)

Für die Kategorisierung der Gebäude- und WP-Typen wurden der WP-Markt und die Gebäudetypologie in Österreich analysiert, um darauf aufbauend das Potenzial eines WP-Pooling abschätzen, und die Case-Szenarien für die Anlagensimulationen beschreiben, zu können. Die detaillierten Ergebnisse werden in den Country Reports „Task1-Country-Report_Austria“ und „Task2-Country-Report_Austria“ (siehe Anhang) beschrieben. Im Folgenden werden die Ergebnisse zusammenfassend dargestellt.

Analyse des nationalen Wärmepumpenmarktes

Bei der Erhebung der Verkaufszahlen des nationalen WP-Marktes für die Jahre 2013 und 2014 zeigte sich, wie in den Jahren davor, ein leicht ansteigender Trend. Die Gesamtanzahl an abgesetzten WP-Einheiten stieg dabei um rd. 1 %. Im Jahr **2014** sind in Österreich rund **223.000 WP-Anlagen in Betrieb** (Biermayr et al. 2015). **140.000** werden zur **Raumheizung** eingesetzt; **76.500** Anlagen nur zur **WW-Bereitung** und in etwa **6.100** in **Be- und Entfeuchtungsanwendungen** (Abbildung 1).

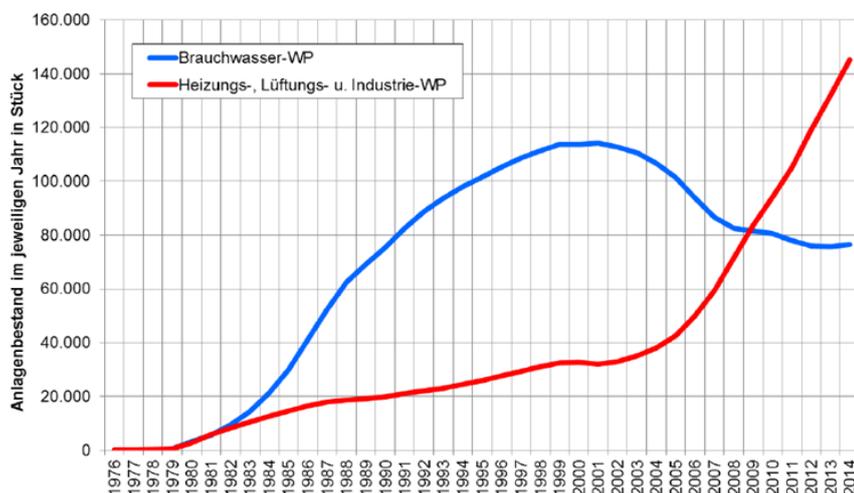


Abbildung 1: Wärmepumpen-Anlagenbestand (Biermayr et al., 2015)

Eine Analyse der Leistungssegmente sowie Wärmequellen- und Wärmenutzungsanlagen zeigt, dass im Besonderen **Luft/Wasser-WP** im Segment **bis zu 10 kW** für **Raumheizungszwecke hohe Wachstumsraten** aufweisen. So stieg allein von 2013 auf 2014 der Verkauf dieser Anlagen um etwa 22 %. Im Leistungsbereich bis zu 10kW wurden 2014 insgesamt rund 6.570⁵ Einheiten verkauft. In der Leistungsklasse 10 kW - 20 kW zeigte sich ein ähnliches Bild, wobei 62% der verkauften WP Luft/Wasser-WP darstellen, gefolgt von Sole/Wasser-Anlagen mit 25 %. Auch im Bereich 20 kW - 50 kW dominieren mit einem Anteil von 40% an den Verkaufszahlen, Luft/Wasser-WP; Sole/Wasser-WP weisen einen

⁵ 188 Luft/Luft-, 4.379 Luft/Wasser-, 227 Wasser/Wasser-, 1.476 Sole/Wasser-WP sowie 299 Direkt-Verdampfungsanlagen

Anteil von 37 % auf. Für Anlagen mit einer Leistung >50 kW stellen Sole/WP mit 51 % der verkauften Einheiten die Spitzenreiter im Jahr 2014 dar; gefolgt von Wasser/Wasser-WP mit 37 %. Im Bereich der industriellen Anlagen wurden im Jahr 2014 zirka 25 Einheiten verkauft, davon waren 23 Luft/Wasser-WP. Abbildung 2 zeigt die Aufteilung der WP in Leistungsklassen. Wie erkennbar, sind rund 94 % (Leistungsbereich <20 kW und BW-WP) der installierten Anlagen im kleineren Leistungsbereich zu finden.

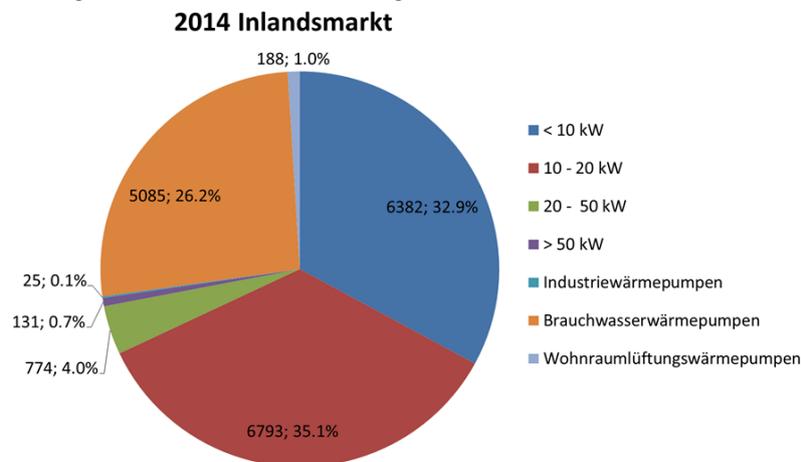


Abbildung 2: Verkaufte Wärmepumpen 2014 nach Leistungsklassen (Eigendarstellung basierend auf Biermayr et al., 2015)

Zusammengefasst ergibt sich über alle Größenklassen eine Verteilung der Marktanteile klar zugunsten von Luft/Wasser-Systemen. An zweiter Stelle stehen Sole/Wasser-Anlagen, gefolgt von Wasser/Wasser-, Direktverdampfungs- sowie Luft/Luft WP (vgl. Abbildung 3).

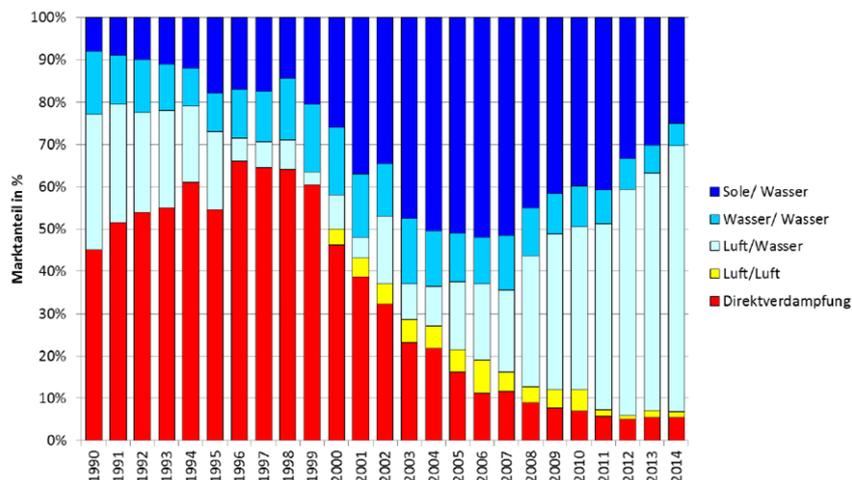


Abbildung 3: Verteilung der Wärmepumpentypen (Biermayr et al., 2015)

Gründe für die steigenden Absatzzahlen von Luft/Wasser-WP, speziell im geringeren Leistungsbereich <10 kW zur Raumheizung und WW-Bereitung, sind in den relativ geringen Investitionskosten und der einfachen Möglichkeit, Umgebungsluft als Wärmequelle zu nutzen, zu finden (Biermayr et al., 2015).

Potenzialabschätzung

Für das Potenzial eines WP-Pools sind u.a. die Anschlussleistung, der elektrische Energiebedarf sowie die Möglichkeit, den Energiebezug mittels thermischer Speicher⁶ zu

⁶ Thermischer Wasserspeicher oder Speichermasse des Gebäudes

verschieben, relevant. Wie zuvor beschrieben, werden in Österreich im Jahr 2014 etwa 223.000 WP betrieben, dies entspricht einem jährlichen elektrischen Energiebedarf von ca. 718 GWh. Unter der Annahme, dass die Anlagen 1.600 Volllaststunden in Betrieb sind, ergibt sich eine elektrische Anschlussleistung von rund 450 MW. Da nicht alle bestehenden WP-Anlagen über entsprechende Schnittstellen für ein WP-Pooling verfügen, wird das Potenzial von WP mit SG Ready Label dargestellt. Da die Marktdurchdringung des Labels laut Daten des Bundesverbandes Wärmepumpe sehr hoch ist (Bundesverband Wärmepumpe e.V., 2016) wird davon ausgegangen, dass nahezu jede seit 2012 neu verkaufte WP über Smart Grid fähige Schnittstellen nach dem SG Ready Label verfügt. In Österreich wurden im Zeitraum 2012 bis 2014 ca. 42.700 Heizungs-WP verkauft. Daraus ergibt sich, bei Zugrundelegung einer elektrischen Anschlussleistung zwischen 1 und 2 kW, eine **Anschlussleistung für das WP-Pooling von etwa 43 - 86 MW**.

Wie aus Abbildung 4 ersichtlich, weisen Luft/Wasser-WP mit 57% den größten Anteil der im Zeitraum 2012 – 2014 verkauften Systeme auf; gefolgt von Sole/Wasser-WP mit 29%. Der Hauptfokus für die Definition der Cases für die detaillierten Systemsimulationen wird damit auf Luft/Wasser- und Sole/Wasser-WP gelegt.

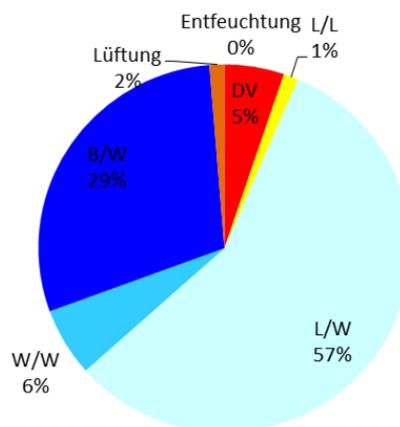


Abbildung 4: Anteil der WP-Typen im Zeitraum 2012-2014 (Eigendarstellung basierend auf Biermayr et al., 2015)

Gebäudetypologie

Zusätzlich zur WP-Statistik, wurde die Gebäudetypologie in Österreich untersucht. Im Jahr 2011 wurden 2,2 Millionen Gebäude und 4,4 Millionen Wohnungen in Österreich gezählt. Im Jahr 2013 ergab der Mikrozensus eine Anzahl von 3,7 Millionen Hauptwohnsitz-Wohnungen in Österreich. Die durchschnittliche Anzahl der Wohnfläche pro Person im Jahr 2011 betrug 44,2 m² (Statistik Austria, 2013). Der österreichische Wohnungsbestand setzt sich vorwiegend aus Gebäuden zusammen, die in den sechziger, siebziger Jahren des 20. Jahrhunderts und vor 1919 gebaut wurden. Diese Gebäude zeigen hohes Potenzial für die Sanierung der Heizungsanlagen und Wärmedämmung. Der Anteil der Gebäude die vor 1919 errichtet wurden, beträgt etwa 15 %. Wohnungen, die nach den neuesten Vorschriften gebaut wurden, haben einen Anteil von rund 5 % (Statistik Österreich, 2008). Der dominierende Anteil (73 % bzw. 3,25 Millionen) der Wohnungen befindet sich in Privatbesitz (Statistik Austria, 2013). Die zweitgrößten Besitzer sind gemeinnützige Wohnbauträger mit einem Anteil von 13 %, gefolgt von lokalen Behörden mit 8 %. Die Studie (Statistik Austria, 2013) liefert einen groben Überblick über den Gebäudebestand, der als Ausgangspunkt für

die weiteren Analysen hergenommen worden ist. Die Daten der Studie wurden in weiterer Folge mit dem TABULA-Ansatz (Austrian Energy Agency, n.d.) kombiniert, woraus sich entsprechend des Baujahrs, der beheizten Fläche und der jeweiligen Variante (Bestand, Standardsanierung, hochwertige Sanierung) Klassen für Einfamilienhäuser herausgebildet haben. Diese Parameter wurden gemäß des jeweiligen Heizbedarfs auf die für die Simulation relevanten Parameter (in erster Linie U-Werte) abgebildet und eine Ganzjahressimulation des dynamischen Verhaltens durchgeführt.

Definition der Case-Szenarien

Die Definition der typischen Anlagenkonfigurationen wurde, basierend auf den Erfahrungen aus WP Monitoringprojekten, mittels Expertengesprächen mit WP-Herstellern und Anlagenbauern und auf Basis der Ergebnisse der Bachelorarbeit „Wärmepumpen für Raumheizung und Brauchwasserbereitung - Analyse typischer hydraulischer Schaltungen“ (Urban, 2015) ausgearbeitet. Die ausgewählten sechs Cases berücksichtigen die Ergebnisse der Analyse der WP-Statistik, der Gebäudetypologie und der Untersuchungen der hydraulischen Anlagenkonfigurationen. Im Zuge der Systemdefinitionen wurden WP-Anwendungen für EFH in den Gebäudekategorien Passivhaus, Neubau, Gebäudebestand und sanierter Gebäudebestand erarbeitet. Für jede Gebäudekategorie konnte, unter Berücksichtigung der Notwendigkeit eines thermischen Speichers zur Raumheizung oder Warmwasserbereitung in Abhängigkeit des Wärmeverteilsystems und des Temperaturniveaus, eine typische Anlagenkonfiguration ausgearbeitet werden. In Österreich ist es üblich, Pufferspeicher für die Raumheizung nur dann einzubauen, wenn das Wärmeverteilsystem mit Heizkörper ausgestattet wird bzw. wenn bei Luft/Wasser-Wärmepumpen die Abtauung mittels Kreislaufumkehr erfolgt. Ansonsten werden Anlagen mit Fußbodenheizung ohne Pufferspeicher ausgestattet.

Zusätzlich zu den Cases für WP-Systeme zur Raumheizung und Brauchwasserbereitung wurde ein Case, der reine WW-WP beschreibt, definiert, da auf diese Systeme laut Biermayr et al. (2015) mit ca. 76.000 in Betrieb befindlichen Anlagen ein Drittel der betriebenen Anlagen entfällt. In Tabelle 5 sind die ausgewählten Cases dargestellt, die in weiterer Folge für die Systemsimulationen detailliert modelliert wurden (Abbildung 5).

Case I beschreibt die Anlagenkonfiguration eines EFH nach Passivhaus-Standard mit einer leistungsgeregelten Luft/Wasser-WP. Es ist kein Heizungsspeicher vorgesehen; die Wärmeabgabe erfolgt direkt über die Fußbodenheizung. Nur für die Warmwasserbereitung ist ein Warmwasserspeicher vorhanden.

Case IIa definiert die Systemvariante für ein Niedrigenergiehaus mit einer Luft/WP. Für die Wärmeabgabe wird eine Fußbodenheizung verwendet und das Heizsystem beinhaltet einen Heizungs- und Warmwasserspeicher.

Case IIb beschreibt ebenfalls eine Systemvariante für ein Niedrigenergiehaus, jedoch mit einer Sole/WP mit Erdwärmesonden. Im Heizungssystem ist kein Heizungsspeicher vorgesehen, die Wärmeabgabe erfolgt direkt über die Fußbodenheizung. Nur für die Warmwasserbereitung ist ein Warmwasserspeicher vorhanden.

Case III behandelt die Anlagenkonfiguration für ein nicht saniertes Bestandsgebäude mit einer Sole/Wasserwärmepumpe mit Erdwärmesonden. Für die Wärmeabgabe werden Radiatoren verwendet und das Heizsystem beinhaltet einen Heizungs- und Warmwasserspeicher.

Case IV definiert die Systemvariante für ein saniertes Gebäude mit einer leistungsgeregelten Luft/Wasserwärmepumpe. Für die Wärmeabgabe werden Radiatoren verwendet und das Heizsystem beinhaltet einen Heizungs- und Warmwasserspeicher.

Case V beschreibt die Konfiguration einer reinen Warmwasserwärmepumpe mit Keller-Luft als Wärmequelle. Mit diesen sechs Cases kann ein repräsentativer Querschnitt typischer Anlagenkonfigurationen für Einfamilienhäuser in Österreich dargestellt werden.

Tabelle 5: Überblick der definierten Anlagenvarianten

	Case I Passivhaus	Case IIa Niedrig- energie- haus	Case IIb Niedrig- energie- haus	Case III Gebäude- bestand	Case IV Gebäude- bestand saniiert	Case V WW-WP
HWB¹ / System- temperatur	15 kWh/(m ² *a) [~30 °C]	45 kWh/(m ² *a) [~35 °C]	45 kWh/(m ² *a) [~35 °C]	100 kWh/(m ² *a) [~55 °C]	70 kWh/(m ² *a) [~45 °C]	-
Beheizte Fläche	140 m ²	140 m ²	140 m ²	120 m ²	120 m ²	-
Warmwasser- bedarf	3000 kWh/a [~55 °C]	3000 kWh/a [~55 °C]	3000 kWh/a [~55 °C]	3000 kWh/a [~55 °C]	3000 kWh/a [~55 °C]	3000 kWh/a [~55 °C]
Therm./ el. Leistung²	3 kW / 1 kW	5 kW / 1,5 kW	5 kW / 1,2 kW	12 kW / 4 kW	7 kW / 2,7 kW	2 kW / 0,7 kW
Leistungs- regelung	variabel	on/off	on/off	on/off	variabel	on/off
WQA³	Luft	Luft	Erdwärme- sonde	Erdwärme- sonde	Luft	Luft
WNA⁴	Wasser	Wasser	Wasser	Wasser	Wasser	Wasser
Abgabesystem	Fußboden- heizung	Fußboden- heizung	Fußboden- heizung	Radiatoren	Radiatoren	-
Heizungs- speicher	-	300 L	-	500 L	500 L	-
Warmwasser- speicher	300 L	300 L	300 L	300 L	300 L	250 L

¹Heizwärmebedarf, ²Auslegungspunkt, ³Wärmenutzeranlage, ⁴Wärmequellenanlage

3.2.2 Wärmepumpen Modellierung (AP2)

In AP 2 wurden die in AP 1 definierten typischen österreichischen Systemkonfigurationen modelliert und simuliert und in AP4 zur Einbindung in die Netzsimulationen und die Marktsimulationen im AP 4 weiter verwendet. Weitere Ergebnisse sind im Country Report "Task3-Country-Report_Austria" (siehe Anhang) beschrieben.

3.2.2.1 Modellierung der Case-Szenarien

Die Modellierung der Cases kann in die drei Hauptteile: Gebäudemodell, Anlagenmodell und Regelung unterteilt werden. Um das dynamische Verhalten der Varianten zu analysieren, wurden die in AP 1 beschriebenen Varianten in Dymola modelliert. Zur besseren Übersicht, welche Komponenten die Modelle der Cases enthalten, werden die hydraulischen Anlagenkonfigurationen und die Gebäudeparameter in vereinfachten Schemata in Abbildung 5 dargestellt.

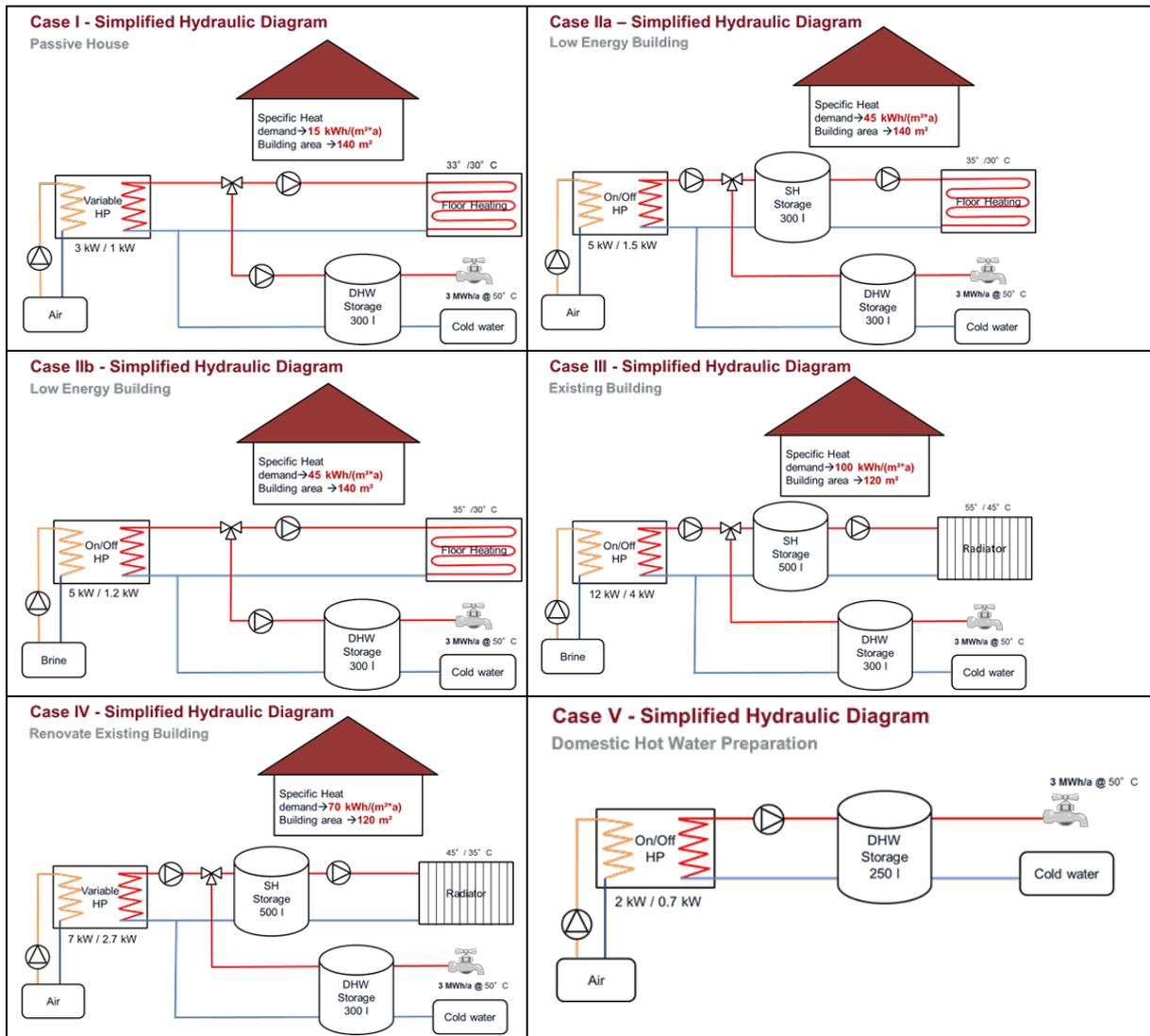


Abbildung 5: Hydraulische Anlagenkonfigurationen der Cases

Gebäudemodell

Für die Modellierung der Gebäudetypen wurde vom AIT ein Gebäudemodell erstellt und mit Monitoring-Daten real gemessener Anlagen validiert. Beim erstellten und verwendeten Modell handelt es sich um ein 1-Knotenmodell basierend auf:

- Theoretischen Grundlagen des Gebäudemodells gemäß „Beuken-Modell“ (VDI 6020, 2001).
- Physikalischen Eigenschaften der Gebäude aus der Datenbank TABULA/EPISCOPE (AEA, 2014), auf spezifische Daten der Anwendungsfälle (z. B. beheizte Fläche, Heizleistung der Wärmepumpe, etc.) angepasst.
- Inneren Lasten und Lüftungsverlusten gemäß ÖNORM B 8110-3 (Austrian Standard Institute, 2012).

Wichtig bei der Erstellung des Modells war die Berücksichtigung der Gebäudemassen, damit in weiterer Folge die Raumtemperatur ein realistisches Verhalten aufweist. Die Raumtemperatur wird als Hauptindikator für die Einhaltung der Komfortgrenzen herangezogen, um die Flexibilität der unterschiedlichen Gebäudetypen - inklusive der definierten Systemvarianten - beurteilen zu können. Abbildung 6 zeigt links das

Gebäudemodell mit den notwendigen Inputparametern und rechts das Gebäudemodell im Detail.

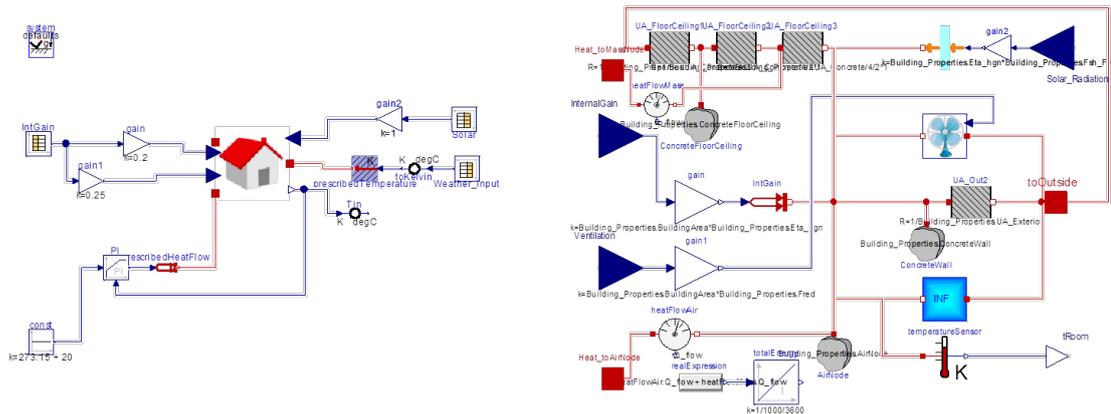


Abbildung 6: Gebäudemodell in Dymola

Das Gebäudemodell wurde, wie oben erwähnt, mit vorhandenen Monitoringdaten validiert. Dazu wurde dem Gebäudemodell für Case III als Inputparameter der zeitliche Verlauf der real gemessenen Wärme und Außentemperatur zugeführt und die Reaktion der Innentemperatur in der Simulation über den Jahresverlauf beobachtet. Abbildung 7 zeigt den Vergleich der real gemessenen Innentemperatur (rot) mit der Innentemperatur (blau) aus der Simulation. Die Übereinstimmung beider Werte ist sehr hoch. Damit kann das Modell für weitere Simulationen verwendet werden. Die Abweichungen können mit unterschiedlichem Nutzerverhalten wie z. B. Urlaubszeiten mit Temperaturabsenkung und Positionierung des Innentemperaturfühlers während der Feldmessung in Fensternähe erklärt werden.

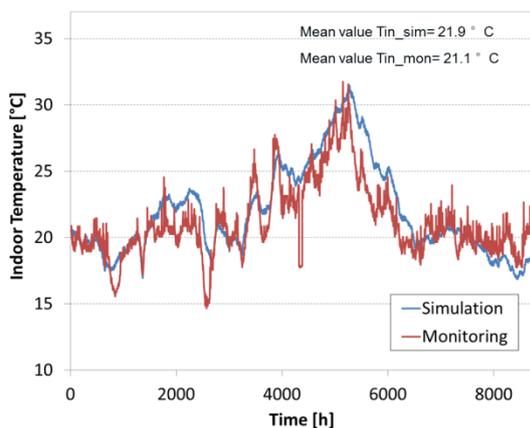


Abbildung 7: Vergleich gemessene und berechnete Innentemperatur.

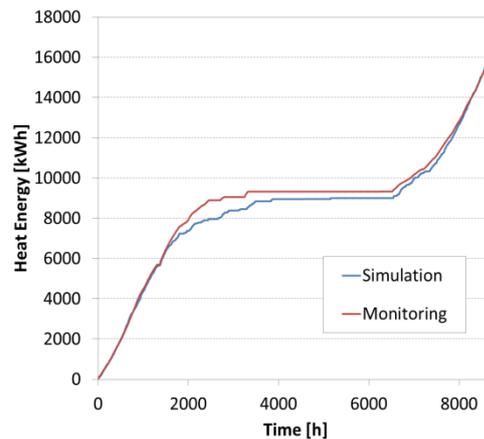


Abbildung 8: Vergleich gemessene und berechnete zugeführter Wärme

Zusätzlich wurde die zugeführte Wärme in der Simulation mit den realen Messdaten verglichen. Dazu wurde, basierend auf der gemessenen Innen- und Außentemperatur, mit Hilfe einer idealen Regelung, die die gemessene Innentemperatur als Sollwert nutzt, die zugeführte Wärme in der Simulation ermittelt. In Abbildung 8 sind die Verläufe der kumulierten Wärme in der Simulation und im Monitoring dargestellt, wobei auf der Zeitachse der Zeitraum 1. Jänner bis 31. Dezember in Stunden aufgetragen ist. Wie beim Temperaturverlauf stimmen auch die Kurven der zugeführten Wärme gut überein.

Anlagenmodell

Die WP-Anlagen wurden basierend auf verschiedenen Modelica-Bibliotheken modelliert:

- Wärmepumpe: Verbesserung des LBNL Buildings Bibliothek Modells (Wetter, 2009) mit zusätzlichen Parametern wie COP, Carnot-Gütegrad und Leistungsdaten in Abhängigkeit der Systemtemperaturen.
- Thermohydraulische Modelle: basierend auf Standard-Komponenten aus der Modelica Fluid (Casella, 2006) und LBNL Buildings Bibliothek (z. B. Speichermodell mit internen Wärmeübertrager, Pumpen, etc.).
- Regler: basierend auf der Modelica-Standardbibliothek (z. B. on/off, Hysteresis, PI, etc.).
- Warmwasserbedarf Profil gemäß DHWcalc-Tool (Jordan, 2005).

Abbildung 9 zeigt das Modell einer WP-Anlage in Dymola, das je nach Anlagenkonfiguration gemäß den definierten Anlagenvarianten über Inputparameter angepasst werden kann.

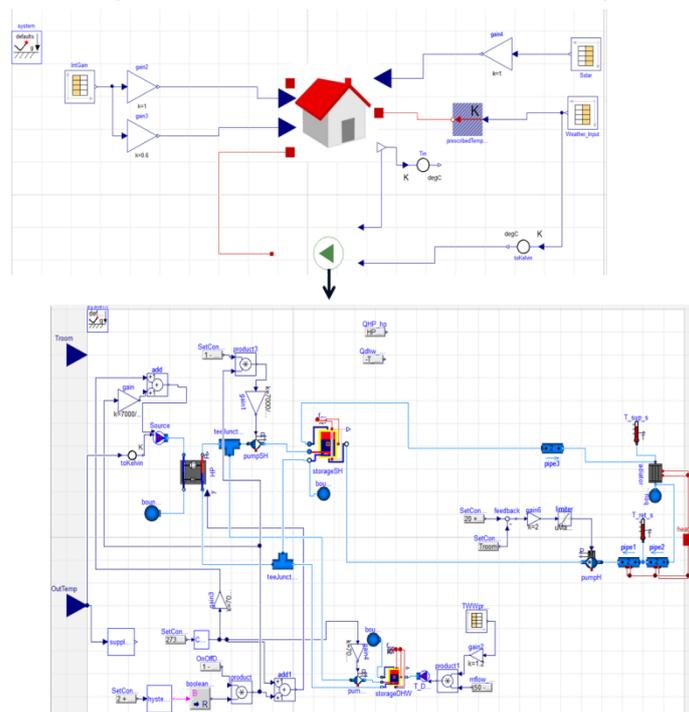


Abbildung 9: Wärmepumpenanlagenmodell in Dymola

Regelstrategie

Für die einzelnen Case-Szenarien wurden, basierend auf den Anlagenkonfigurationen, Regelstrategien definiert und die Regelung in der Simulationsumgebung entsprechend parametrisiert. Wie in der Praxis üblich, erfolgte bei der Realisierung der Regelung für alle Anlagenkonfigurationen eine Priorisierung der Warmwasserbereitung gegenüber dem Heizbetrieb (Warmwasservorrangregelung). Die Regelstrategie und die Regelparameter für die Warmwasserbereitung wurden für alle Cases gleich gewählt. Als Speichersolltemperatur wurden 55 °C mit Hysterese ($\pm 3\text{ K}$) im oberen Bereich des Speichers festgelegt. Für den Heizbetrieb wurde eine witterungsgeführte Regelung, unter Berücksichtigung der Außen- und Innentemperatur, realisiert und die Heizkurven und Sollwertvorgaben für den Heizbetrieb an die jeweiligen Gebäudetypen angepasst. Bei den Case-Szenarien mit Heizungsspeicher erfolgt die Sollwertvorgabe über die Vorlauftemperatur und für die Case-Szenarien, bei denen die Wärmeabgabe direkt über die Fußbodenheizung erfolgt, über die Rücklauftemperatur. Bei den Heizungssystemen mit Radiatoren wurde ein Heizthermostat

als P-Regler implementiert. In Abbildung 10 sind die Regelstrategien der einzelnen Cases und die entsprechenden Regelparameter, wie die Heizkurven und Hysterese-Einstellungen, dargestellt.

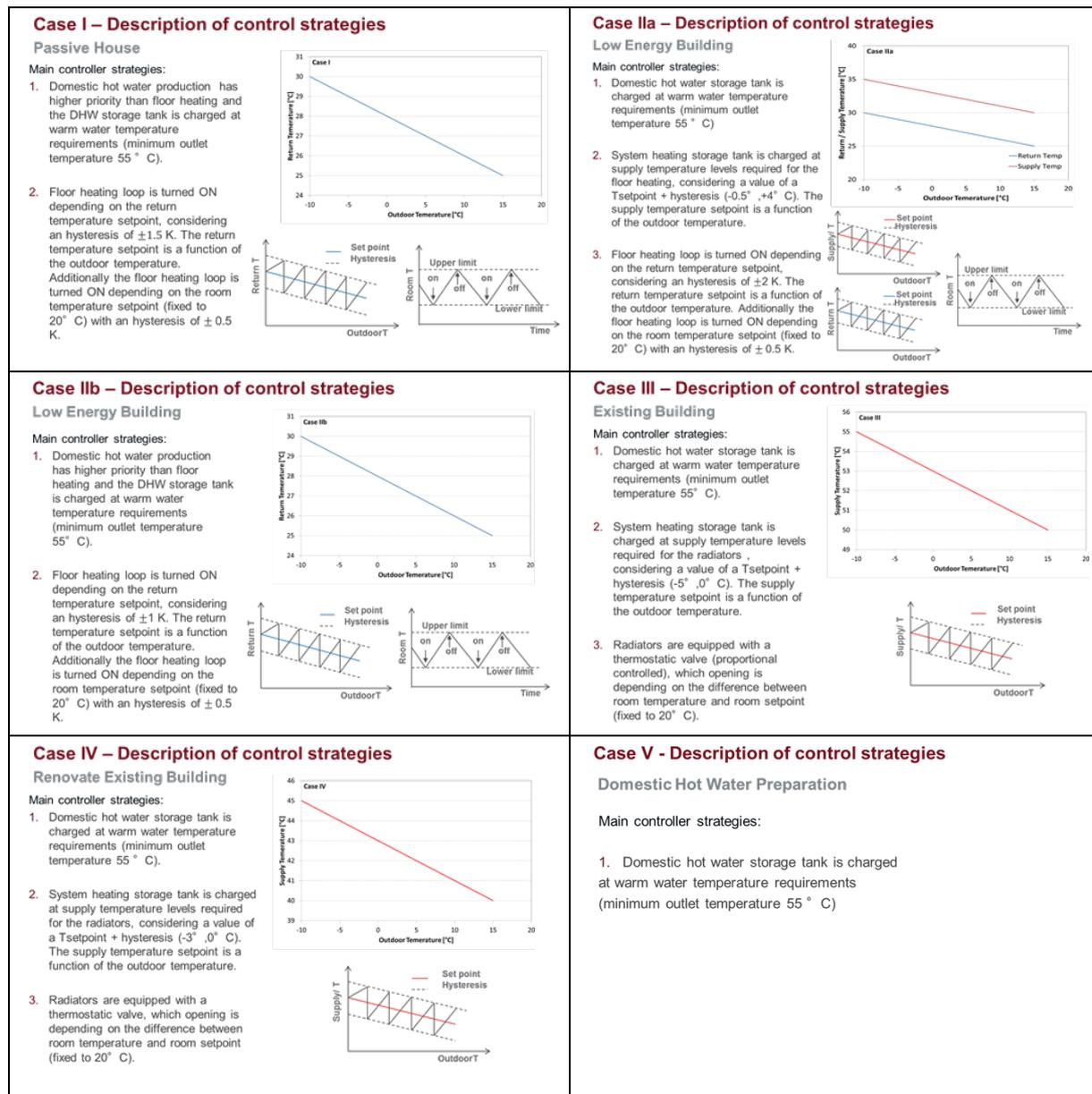


Abbildung 10: Regelstrategien der Cases

Simulationsergebnisse

Mit den erstellten Gebäude- und WP-Anlagenmodellen wurden für sechs Anlagenvarianten Jahressimulationen für den Standort Wien mit Wetterdaten (Außentemperatur und Sonnenstrahlung) von Meteonorm Database (mit den durchschnittlichen statistischen Werte der letzten 10 Jahre), durchgeführt. Tabelle 6 zeigt die Simulationsergebnisse, die - basierend auf praktischen Erfahrungen und Ergebnissen aus Feldmessungen – für den Plausibilitätscheck herangezogen wurden. Je nach Systemgrenze, erreichen die simulierte Anlagen im Neubausegment übliche Werte für die Jahresarbeitszahlen⁷. Für Sole/WP von etwa vier, und für Luft/WP von zirka drei. Die Betriebszeiten liegen für die Ein/Aus-geregelten

⁷ Auf Englisch: Seasonal Performance Factor, oder kurz SPF

Anlagen im Bereich von 1.500 Betriebsstunden; bei den leistungsgeregelten Systemen bei ca. 2.500 Betriebsstunden. Die resultierenden Systemtemperaturen, Vor-/Rücklauftemperaturen im Heizungssystem und in der Wärmequellenanlage, entsprechen ebenfalls den in der Praxis üblichen Werten. Die Berechnungen des spezifischen Heizwärmebedarfs und des Wärmebedarfs für Heizung (Q_SH) und Warmwasser (Q_DHW) aus den Simulationen der einzelnen Cases ergeben ebenfalls praxisnahe Ergebnisse.

Tabelle 6: Simulationsergebnisse der definierten Anlagenvarianten für typische Systeme im EFH.

	Case I	Case IIa	Case IIb	Case III	Case IV	Case V
Q_HP_tot [kWh]	5.163	9.882	9.576	16.179	11.154	3.601
Q_DHW [kWh]	3.620	3.601	3.580	3.550	3.653	3.601
Q_DHW customer [kWh]	3.491	3.491	3.491	3.491	3.491	3.491
Q_SH [kWh]	1.543	6.280	5.996	12.629	7.501	
Specific heat demand [kWh/m ² .y]	11,0	44,9	42,8	105,2	62,5	
E_HP_tot [kWh]	1.496	2.813	2.200	4.772	4.078	1.203
E_fan/pump [kWh]	244	226	120	149	364	180
E_aux [kWh]	244	151	150	149	243	
E_sys_tot [kWh]	1.985	3.190	2.471	5.069	4.685	1.383
SPF_1	3,5	3,5	4,4	3,4	2,7	3,0
SPF_2	3,0	3,3	4,1	3,3	2,5	2,6
SPF_3	2,6	3,1	3,9	3,2	2,4	2,6
Operating hours [h]	2.444	1.509	1.504	1.487	2.428	1.800
HP On duration [min]	188	49	50	46	91	128
HP Off duration [min]	486	236	242	212	238	496
Max Heat power [kW]	8,0	10,8	13,3	15,2	7,8	2,2
Min Heat power [kW]	1,6	4,1	4,7	8,9	2,6	1,7
Heat power HP [kW]	2,1	6,5	6,4	10,9	4,6	2,0
Electric power HP [kW]	0,6	1,9	1,5	3,2	1,7	0,7
Heat Pump Mean Supply Temp SH [°C]	31,4	39,2	33,4	55,9	45,6	
Heat Pump Mean Return Temp SH [°C]	28,1	35,5	27,8	51,5	39,6	
Mean Supply Temp DHW [°C]	60,0	62,0	58,4	57,8	55,9	62,4
Mean Return Temp DHW [°C]	50,0	50,0	48,2	46,7	50,6	47,4
Mean Tapping Temp [°C]	55,0	51,7	50,6	50,7	54,5	55,6
Mean Source Supply Temp [°C]	8,2	3,1	9,1	5,8	6,0	14,9
Mean Source Return Temp [°C]	2,1	-8,3	6,1	3,5	0,9	6,8
Mean Room Temp [°C]	22,8	23,4	23,3	21,5	21,4	
Mean Outdoor Temp [°C]	9,9	9,9	9,9	9,9	9,9	

Vereinfachte Modelle

Für die Simulation der WP-Anlagen im Pooling wird statt einer Co-Simulation ein Ansatz mit vereinfachten Modellen verfolgt. Die detaillierten Dymola-Simulationen der definierten Anlagenvarianten dienen zur Validierung stark vereinfachter „Mikrosimulationen“. Diese „Mikrosimulationen“ werden in weiterer Folge statistisch im Pool verteilt (Abbildung 11) und in einer geeigneten Simulationsumgebung gemäß den definierten Szenarien zentral gesteuert. Das energiewirtschaftliche Optimierungsmodell wird in Python implementiert (für weitere Details siehe AP 4).

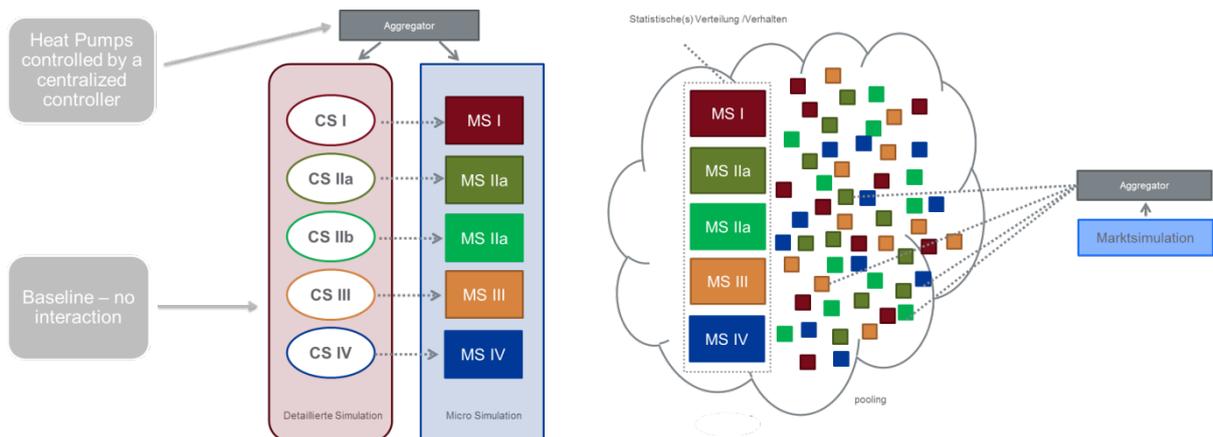


Abbildung 11: Vereinfachung der detaillierten Dymola-Simulationen (links), Pooling der Mikrosimulationen (MS) und Steuerung durch den Aggregator (rechts)

Modelltechnisch wurde ein linearer Ansatz für die Vereinfachung gewählt, obwohl, streng genommen, die Praxis einen nichtlinearen Ansatz nahelegt, u.a. wegen schaltenden und nichtlinearen Regelungsstrategien, nichtlinearem Systemverhalten. Die Wahl der mathematischen Darstellung fiel dabei auf die Zustandsraumdarstellung, eine gängige Art, lineare Systeme dynamisch zu beschreiben (Khorshidi et al., 2016), (Iria et al., 2014), (Bianchini et al., 2016). Die formale Darstellung eines Zustandsraummodells mit der Systemmatrix A , der Eingangsmatrix B , der Ausgangsmatrix C und der Durchgangsmatrix D zeigt Gleichung (1) und (2) bzw. Abbildung 12. Die Matrizen beinhalten die Information über das thermodynamische Verhalten der Cases. Die Ausgangsmatrix C bildet die Systemzustände x auf die entsprechenden Ausgangsgrößen y (Leistung, Temperatur usw.). Damit können die Ausgangsgrößen (Temperatur in thermischen Speichern) infolge der Änderung der Zustandsgrößen beschrieben werden.

$$\dot{x}(t) = Ax(t) + Bu(t) \quad (1)$$

$$y(t) = Cx(t) + Du(t) \quad (2)$$

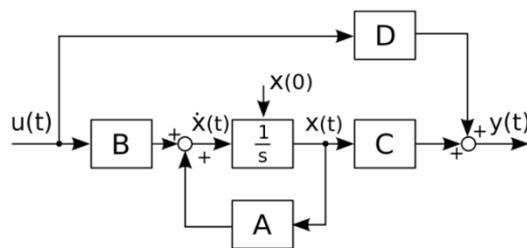
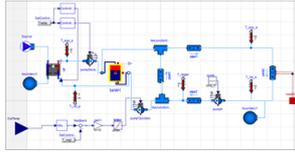
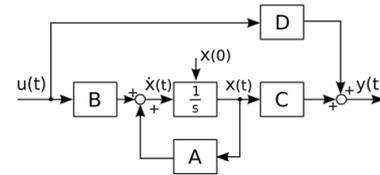
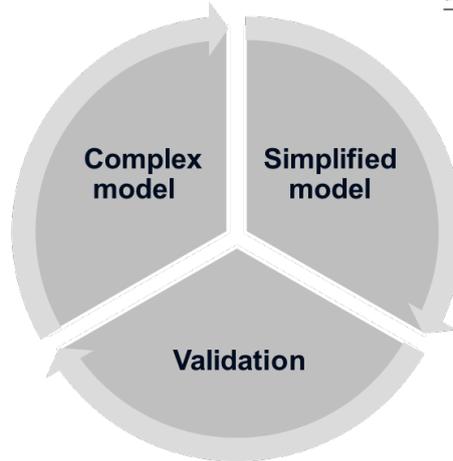


Abbildung 12: Darstellung des State Space Modells (Pfaffen S., Werlen K., 2013a)

Die mathematische Darstellung des linearisierten Modells und speziell die A-, B-, C-, D-Matrizen für jedes der sechs Szenarien erfolgte durch die Definition von Eingangs-/Ausgangsvariablen (die abhängig vom Case-Szenario sind) in der Simulationsumgebung Dymola und der Ausführung der linearisierten Funktion, die Teil der Standard-Dymola Suite ist. Das oben beschriebene Verfahren zur Linearisierung der thermischen Systeme wurde im AP 4 im Zuge des beschriebenen Optimierungsprozesses verwendet. Der Gesamtprozess vom komplexen Modell zum vereinfachten Modell, einschließlich der Validierungsphase, ist in Abbildung 13 dargestellt.



- Detailed simulation as benchmark (Dymola)
- Represents the „undisturbed“ operation
- Used as basis for simplified model



- Simplified model for the combination of thermal and electrical domain (State-space-model)
- Linearization of Dymola model
- „Market-driven“ operation schedule

- Validate market-driven operation of heat-pumps in terms of efficiency and thermal comfort

Abbildung 13: Gesamtprozessdarstellung

3.2.2.2 Auswirkungen des Marktoptimierten Betriebs auf die Wärmepumpen

Abschließend wurde das Betriebsverhalten der WP-Anlagen und die Anlageneffizienz im Pooling-Betrieb anhand der Jahressimulation und in Abhängigkeit der definierten Szenarien analysiert. Untersuchungen des Pooling hinsichtlich elektrischen Verteilnetzes und energiewirtschaftliche Bewertung sind in AP 4 dargestellt. Beim Betrieb der WP sollten sowohl der thermische Komfortbereich als auch eine hohe Effizienz gewährleistet sein. In der Bewertung wurde der thermische Komfort als harte Nebenbedingung angesehen, die zu jeder Zeit erfüllt werden muss. Dies wurde erreicht, indem die Temperaturen in den thermischen Speichern und Wohnraum in dem erlaubten Temperaturbereich gehalten wurden (bei Verwendung des vereinfachten Modells). Während die Einhaltung des thermischen Komforts für alle Einsatzstrategien uneingeschränkt gilt, muss dies bei der Effizienz der Anlagen nicht unbedingt der Fall sein. Der effiziente Betrieb kann vor allem bei der „Einsatzstrategie Energiekosten minimieren“ wichtig sein, da durch einen ineffizienten Betrieb die Kosten steigen können. Bei der Vermarktung von Regelleistung jedoch ist es in erster Linie wichtig die elektrische Leistung anzupassen. Die Frage der Effizienz spielt in dem Falle eine untergeordnete Rolle, da man für die bereitgestellte negative (Wärmepumpe in Betrieb) oder positive (Wärmepumpe nicht in Betrieb) Leistung entsprechend vergütet wird. Aus energetischer Sicht bzw. aus Gründen der Nachhaltigkeit spielt die Effizienz natürlich eine wichtige Rolle. Aus monetärer Sicht jedoch kann ein ineffizienter Betrieb der Wärmepumpe (WP) insgesamt trotzdem zu höheren Kosteneinsparungen führen bzw. mehr Gebote am TRL-Markt ermöglichen. Wie zuvor dargestellt wurden für die Markt-Simulation die Anlagen mit Hilfe von vereinfachten Modellen beschrieben, die aus den detaillierten Modellen abgeleitet wurden. Um die Auswirkungen des marktoptimierten Betriebs auf das thermische Verhalten zu untersuchen, wurden diese Marktsignale wiederum in das detaillierte Dymola Modell eingespielt. Dies wird beispielweise für die Cases III und V gezeigt.

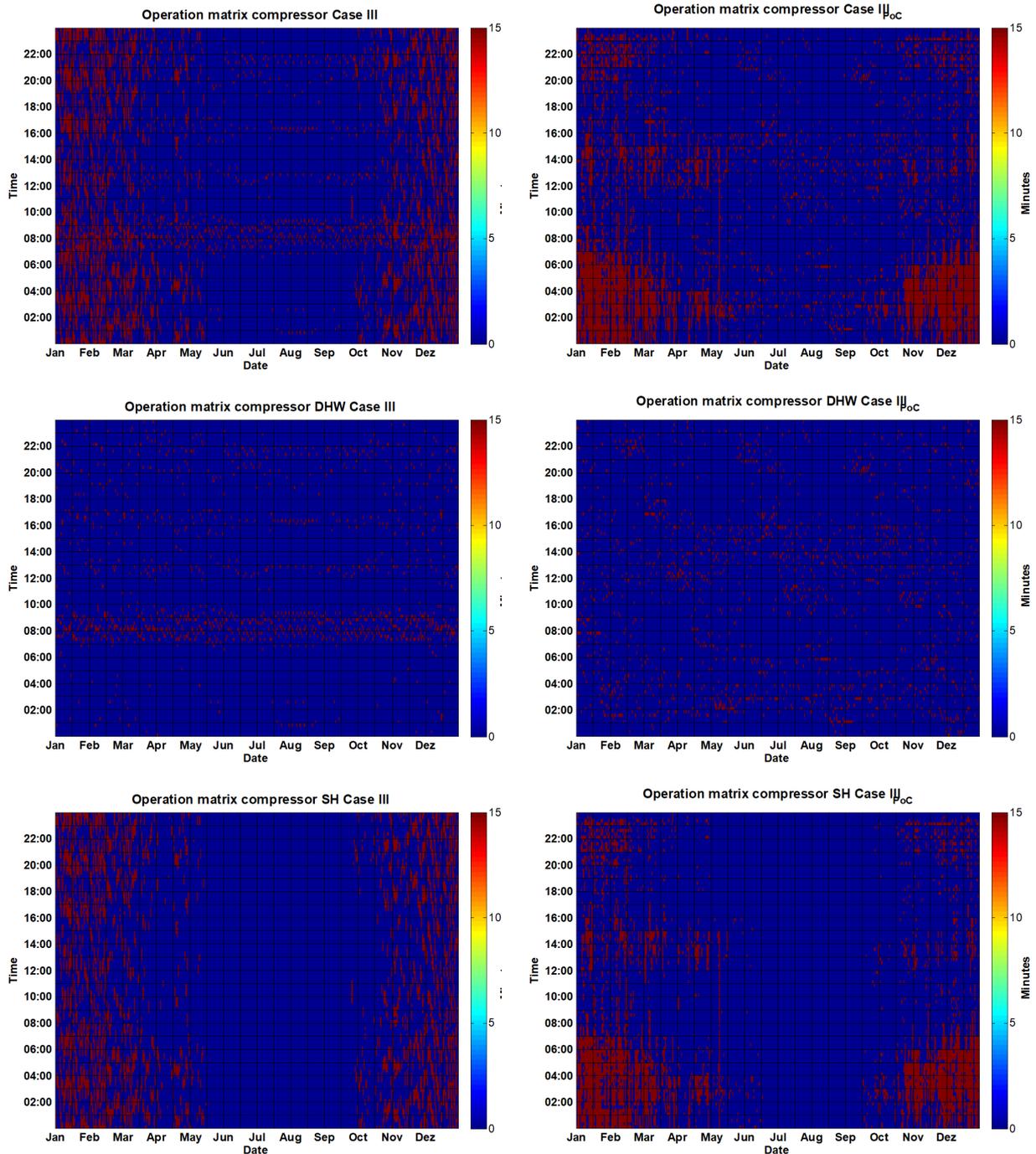


Abbildung 14: Heat-Map der Schaltzyklen über Tag und Jahr bei ungestörtem Betrieb für Case III

Abbildung 15: Heat-Map der Schaltzyklen über Tag und Jahr bei marktoptimiertem Betrieb für Case III

In Abbildung 14 und Abbildung 15 sind die Schaltzyklen (rot = EIN, blau = AUS) der Anlagen des Case III dargestellt, wobei auf der horizontalen Achse das Jahr und auf der vertikalen Achse die Uhrzeit abgebildet ist. Im oberen Bereich des Diagramms ist der Betrieb des Kompressors der Wärmepumpe, in der Mitte der Betrieb für Warmwasser und unten der Betrieb für Raumheizung zu sehen. Beim ungestörten Betrieb (Abbildung 14) erfolgen die Schaltzyklen für Raumheizung relativ gleichmäßig über den Tag in Intervallen von zirka zwei Stunden. Die Schaltzyklen für Warmwasser sind vor allem morgens gegen 8 Uhr stark ausgeprägt mit vereinzelt Betrieb während des Tages. Der ungestörte Betrieb der WP fällt stark mit Zeiten hoher Marktpreise zusammen, die typischerweise morgens gegen 8 Uhr,

mittags um 12 Uhr und abends gegen 18 Uhr auftreten. Abbildung 15 zeigt den marktoptimierten Betrieb der WP. Es ist zu erkennen, dass der Betrieb der WP in Off-Peak Zeiten verschoben wird, wobei dies bei der Raumheizung ausgeprägter ist als bei der Warmwasseraufbereitung. Im marktoptimierten Betrieb werden die Peak-Zeiten eindeutig vermieden, um Kosten zu sparen. Dies wird unter Ausnutzung der thermischen Speicherefähigkeit erreicht. Beim marktoptimierten Betrieb sind die Anzahl der Betriebsstunden und auch die Anzahl der Schaltvorgänge über das Jahr etwas angestiegen.

Durch die Lastverschiebungen zu Off-Peak Zeiten kommt es teilweise zu höheren Temperaturen im System, was die Effizienz beeinträchtigen kann. Abbildung 16 zeigt den Zusammenhang zwischen thermischer und elektrischer Energie. Während die thermische Energie zur Aufrechterhaltung des thermischen Komforts für Raumheizung Q_{SH} und Warmwasser Q_{DHW} bei beiden Betriebsarten ca. gleich ist, ist im Falle des marktoptimierten Betriebs (unter den getroffenen Annahmen) die dafür nötige elektrische Energie E_{in-tot} höher. Damit ist auch die Jahresarbeitszahl gesunken. Durch die marktgeführte Betriebsweise und den damit verbundenen höheren Systemtemperaturen sind auch die Speicherverluste angestiegen.

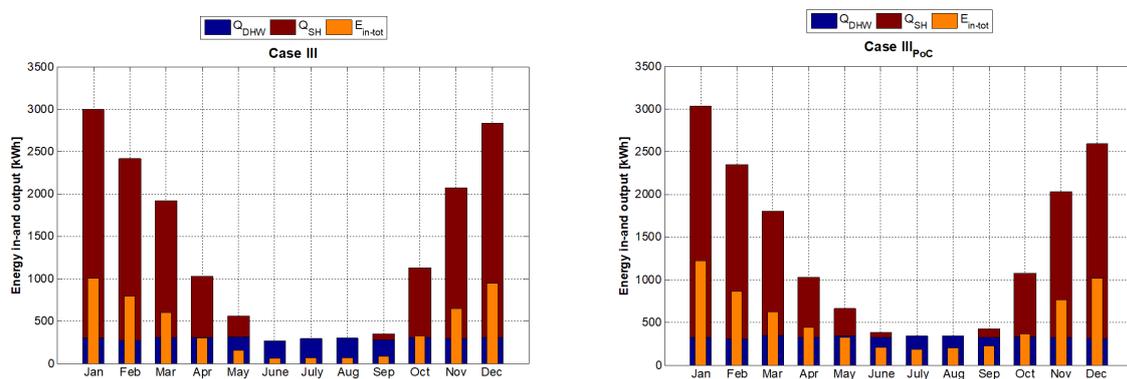


Abbildung 16: Zusammenhang zwischen elektrischer und thermischer Energie der Wärmepumpe Case III

Die wichtigsten Ergebnisse sind in Abbildung 17 zusammengefasst. Die teilweise großen Auswirkungen auf die Effizienz sind maßgeblich auf die Implementierung der WP mit linearem COP im vereinfachten Modell zurück zu führen. Im Echtzeitbetrieb sollte der Einfluss der marktgeführten Betriebsweise durch Co-Simulationen detaillierter abgeschätzt werden, um die Auswirkungen auf die Effizienz besser zu berücksichtigen.

Case III	Ungestört	Marktoptimiert (PoC)
$Q_{HP,tot}$ [kWh]	16.179	16.083
Q_{DHW} mit Verlusten [kWh]	3.550	3.943
Q_{DHW} genutzt [kWh]	3.491	3.491
Q_{SH} [kWh]	12.629	12.140
E_{tot}	5.056	6433
JAZ (Gesamtsystem)	3,2	2,5
Betriebsstunden [h]	1.487	1.552
Schaltzyklen	1.924	2.328
Elektrische Leistung WP [kW]	3,2	4,0

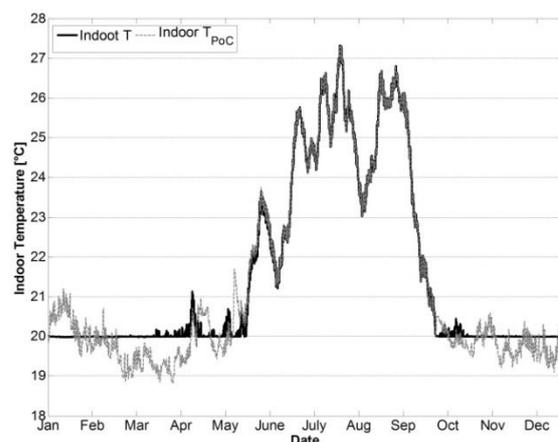


Abbildung 17: Gegenüberstellung der Simulationsergebnisse mit ungestörtem bzw. marktoptimiertem Betrieb für Case III

Neben Schaltzyklen und energetischen Betrachtungen ist für den Kunden vor allem die Aufrechterhaltung des thermischen Komforts entscheidend. Als maßgebliche Größe für den thermischen Komfort wird hier die Innentemperatur der zu beheizten Räume angesehen. Abbildung 17 zeigt den Verlauf der Innentemperatur des Wohnraums über das Jahr, bei ungestörtem (schwarz) und marktoptimierten Betrieb (grau). Beim ungestörten Betrieb wird die Temperatur in der Heizperiode relativ konstant bei 20 °C gehalten, lediglich im Sommer, da keine Kühlung berücksichtigt wurde, werden höhere Temperaturen erreicht. Im marktoptimierten Betrieb ist eine höhere Schwankung um den Sollwert von 20 °C zu erkennen, die Temperatur bleibt jedoch in einem thermischen Band von +/- 1,5 K um den Sollwert, was als akzeptabel angesehen wird. Insgesamt kann der thermische Komfort aufrechterhalten werden.

Case V stellt eine Luft/Wasser WP dar, die lediglich zur WW-Aufbereitung genutzt wird. Abbildung 18 und Abbildung 19 zeigen das bekannte Verhalten bezüglich Lastverschiebungen zu Off-Peak Zeiten. Die Flexibilität kann beim Case V das ganze Jahr über genutzt werden, somit ergeben sich auch in der Sommerzeit deutliche Unterschiede im Schaltverhalten. Während beim ungestörten Betrieb der Warmwasserspeicher, in der Regel zwischen 8 und 10 Uhr, da hier statistisch gesehen der größte Warmwasserbedarf für ein Einfamilienhaus anfällt, einmal am Tag geladen wird (mit geringer Nutzung abends ab 17 Uhr), wurden im Marktbetrieb deutlich mehr Schaltzyklen erreicht (über das Jahr gesehen vier Mal so viele). Der Betrieb der WP wird von Peak-Zeiten auf Off-Peak Zeiten (22 – 6 Uhr, 12 – 14 Uhr) verschoben, mit insgesamt kürzeren und häufigeren Schaltzyklen. Dies kann sich langfristig deutlich auf die Lebensdauer der WP auswirken, da Kompressoren typischerweise nur für eine bestimmte Anzahl an Schaltvorgängen ausgelegt sind. Auch hier besteht Optimierungspotenzial, z. B. durch die Vorgabe einer maximalen Schaltanzahl in einem bestimmten Intervall, die im Echtzeitbetrieb berücksichtigt werden sollte.

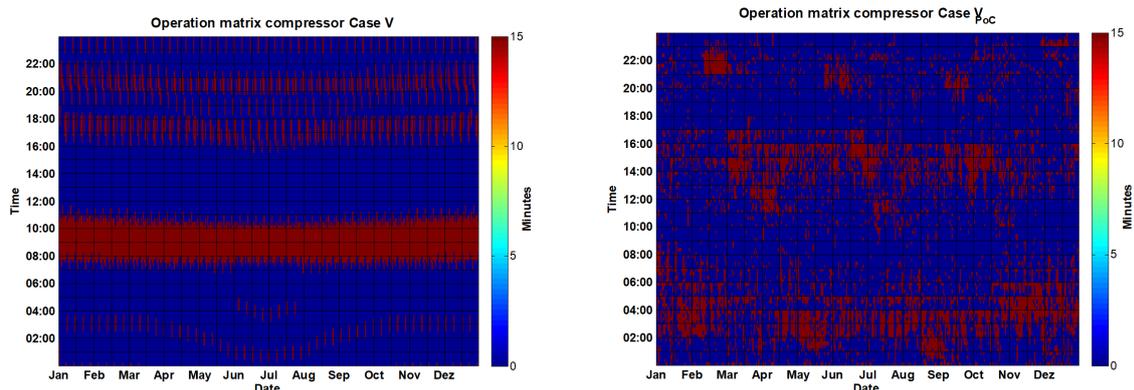


Abbildung 18: Heat-map der Schaltzyklen über Tag und Jahr bei ungestörtem (links) und marktoptimiertem Betrieb (rechts) für Case V

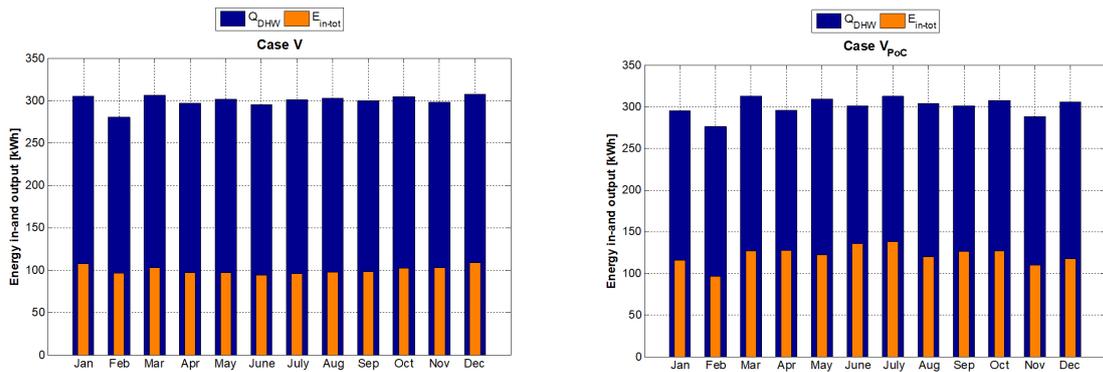


Abbildung 19: Zusammenhang zwischen elektrischer und thermischer Energie der Wärmepumpe Case V

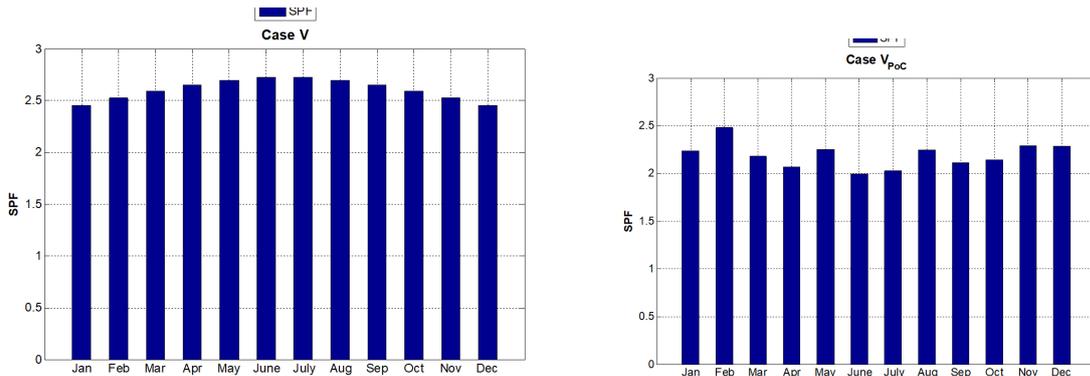


Abbildung 20: Verlauf der monatlichen Arbeitszahl bei ungestörtem (links) und marktoptimiertem Betrieb (rechts) für Case V.

Ähnlich wie zu Case III wird auch hier aus energetischer Sicht mehr elektrische Energie benötigt, um dieselbe thermische Energie zur Aufrechterhaltung des thermischen Komforts zu erzielen (Abbildung 19). Somit sinkt die monatliche Arbeitszahl infolge des marktoptimierten Betriebs (Abbildung 20). Tabelle 7 zeigt zusammenfassend die wichtigsten Ergebnisse der beiden Betriebsarten.

Tabelle 7: Gegenüberstellung der Simulationsergebnisse mit normalen bzw. marktoptimierten Betrieb für Case V

Case V	Normal	Markt-Betrieb
$Q_{HP,tot}$ [kWh]	3.601	3.612
Q_{DHW} mit Verlusten [kWh]	3.601	3.612
Q_{DHW} genutzt [kWh]	3.491	3.491
Etot	1.385	1.641
JAZ (Gesamtsystem)	2,6	2,2
Betriebsstunden [h]	1.800	1.897
Schaltzyklen	843	3.257
Elektrische Leistung WP [kW]	2,0	1,9

Die folgenden Punkte beschreiben das Hauptverhalten der berechneten Systeme beim Pooling der Anlagen:

- Durch die Marktoptimierung wird der Betrieb zu Spitzenzeiten vermieden um die elektrischen Energiekosten zu reduzieren, indem die Wärmespeicherkapazität oder die

thermische Masse des Gebäudes genutzt wird. Durch diesen geänderten Betrieb der Anlagen erhöhen sich die Anzahl der Betriebsstunden und die Anzahl der Betriebszyklen.

- Die benötigte Wärmeenergie für Raumheizung und Warmwasser ist in beiden Betriebsarten (mit/ohne Pooling) vergleichbar, jedoch steigt der elektrische Energiebedarf im Falle des marktgetriebenen Betriebs. Die Analyse zeigt eine Verschlechterung des COPs. Die Lastverschiebung zwingt das System, bei höheren Temperaturen zu arbeiten als im Normalbetrieb, dies führt zu einem weniger effizienten Wärmepumpenbetrieb und erhöht die Wärmespeicherverluste.
- Der thermische Komfort ist für die Kunden entscheidend - hierfür wurde die Raumtemperatur als relevanter Indikator betrachtet. Während der Marktanalyse kann mehr Oszillation um den Sollwert der Raumtemperatur beobachtet werden. Allerdings bleibt die Temperatur in einem thermischen Band von $\pm 1,5$ K um den Sollwert, was als akzeptabel angesehen werden kann.

Es wurden nur WP für Warmwasser und Heizung betrachtet (kein Kühlbetrieb). Das Flexibilitätspotenzial ist im Sommer aufgrund der begrenzten Flexibilität des WW-Verbrauchs sehr begrenzt. Vor allem von Juni-August ist das Potenzial für die Teilnahme am Regelenenergiemarkt nahezu Null und das Potenzial für Kosteneinsparungen begrenzt. Von November-März hat der WP-Pool das höchste Flexibilitätspotenzial für Energie- und Regelenenergiemärkte.

3.2.3 Prädiktive Regelung für Wärmepumpen (AP3)

AP 3 zielt auf die Parametrierung einer modellprädiktiven Regelung (MPC) angepasst für die häufigsten in Österreich zu findenden Anlagen (Ergebnis AP 1). Die für die Untersuchungen in IEA HPT Annex 42 notwendigen Modifikation der überwiegend im Rahmen von TheBat (vgl. Pichler (2016c)) entwickelten MPC werden im folgenden Text erläutert. Ergänzend dazu werden die ebenso notwendigen Regler-Dynamikmodelle ansatzweise beschrieben. Ausführlichere Erläuterungen zu den Randbedingungen, den Regler-Dynamikmodellen sowie der Simulation sind im Country Report "Task3-Country-Report_Austria" und in Pichler (2016c) beschrieben.

3.2.3.1 Konzept für die Umsetzung

Die beiden WP-Betriebsmodi zum vordergründigen Zweck der Raumheizung (TABS-Modus) und zur Speicher-Heizung (TES-Modus) werden mittels zwei getrennter MPCs umgesetzt. Das heißt, es gibt nicht einen MPC, der das gesamte System „koordiniert“, sondern es bestehen zwei MPC unabhängig voneinander - ohne direkte Verkopplung. Diese Separierung ist möglich, da die thermische Trägheit des Gebäudes und die damit verbundene langsame Temperaturänderung im Vergleich zum raschen Temperaturabfall im TES bei einer hohen Warmwasserentnahme eine Priorisierung der TES Beladung erlaubt. Der Raumheizungs-MPC (TABS-MPC) läuft parallel zum MPC, welcher den thermischen Energiespeicher regelt (TES-MPC), wobei der TES-MPC ein Durchgriffsrecht auf die Wärmepumpe hat. Der TABS-MPC muss sich sozusagen hinter dem TES-MPC anstellen. Beide MPCs nutzen ideale Vorhersagedaten über den Prädiktionshorizont von 48 h (TABS) bzw. 8 h (TES). Um schließlich die Kompressorfrequenz regeln zu können, sind diverse Kennfelder erforderlich, die in den MPC implementiert werden müssen, vgl. Pichler (2016c). Ein ganz entscheidender Aspekt im Rahmen der entworfenen Regelung ist der

strompreisgeführte WP-Betrieb. Im strompreisgeführten Betrieb soll die WP mit regelbarer Kompressordrehzahl so betrieben werden, dass WP-Betriebszeiten und Energiepreis-Minima sich nach Möglichkeit gut decken – dabei kann zusätzlich auf die WP Effizienz geachtet werden (Szenario A). Im folgenden Text werden zunächst die Regler-Dynamikmodelle für den TABS-MPC und für den TES-MPC vorgestellt und im Anschluss daran wird das Optimierungsproblem für den TABS-MPC näher besprochen.

3.2.3.2 Regler-Dynamikmodell für die Raumheizung mittels TABS

Das zentrale Element einer MPC stellt das Dynamikmodell der Regelstrecke dar. Im ersten Schritt ist deshalb für das zu regelnde System – in diesem Fall das Gebäude – ein mathematisches Modell zu entwerfen. Der MPC bedient sich dieses Modells bei der Optimierungsrechnung. Grundsätzlich stellt die Modellierung im Rahmen der Entwicklung und Umsetzung einer MPC die größte Hürde dar (vgl. dazu Morari und Lee, 1999). Das Dynamikmodell des Reglers für die Raumheizung ist ein einfaches, thermisches Gebäudemodell im Unterschied zum Gebäudesimulationsmodell das in TRNSYS implementiert und simuliert wird. Für die Entwicklung eines Gebäude-Dynamikmodells basierend auf realen Messdaten (vgl. siehe Pichler et al., 2016). Für die hier vorgestellten Untersuchungen wurde das Dynamikmodell auf Basis von TRNSYS Simulationsergebnissen erstellt und validiert (vgl. auch Pichler (2016c). Das TheBat vgl. Pichler (2016c) Gebäude-Dynamikmodell für das untersuchte Einfamilienhaus ist ein lineares Zustandsraummodell vierter Ordnung (d. h. ein System bestehend aus vier gewöhnlichen linearen Differentialgleichungen erster Ordnung) welches die thermische Dynamik im Gebäude hinreichend genau abbildet; das MPC-Boxes Modell in Pichler et al. (2016) ist ein Zustandsraummodell dritter Ordnung. Das Dynamikmodell, bezeichnet mit $\mathcal{M}_i(\dots)$ in Gleichung (5), ist in Abbildung 21 anschaulich dargestellt. Die Bezeichnung \mathcal{M} lässt sich als Modellstruktur interpretieren, das heißt mit \mathcal{M} liegt ein Modell-Grundgerüst oder eine Modellstruktur für eine Art von Einfamilienhaus vor. Sofern eine passende Modellstruktur vorliegt, entscheidet die Parametrierung θ darüber, ob ein Modell gut oder schlecht ist. Die beiden Gleichungen $\dot{x} = \dots$ und $y = \dots$ in der Box in Abbildung 21 stellen die Grundgleichungen für ein Zustandsraummodell ohne Durchgriff dar, für Details zum Zustandsraumformalismus siehe z.B. Dourdoumas und Horn (2004) oder Maciejowski, (2002).

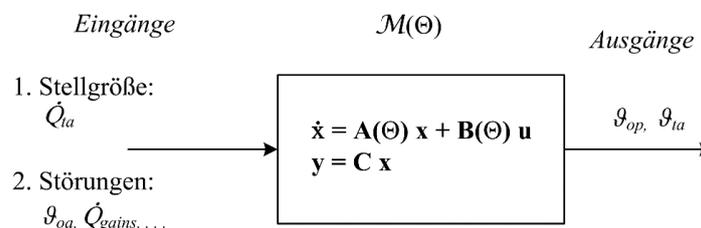


Abbildung 21: Dynamikmodell (lineares Zustandsraummodell), dargestellt für die Raumheizungs-MPC (TABS-MPC)

Die Ein- und Ausgänge des Dynamikmodells zusammengefasst im Vektor u bzw. Vektor y sind in Gleichung (3) angegeben. Darin steht \dot{Q}_{ta} für die dem TABS zugeführte Heizleistung in W, die Leistungen $\dot{Q}_{gains,1fl}, \dot{Q}_{gains,2fl}$ in W fassen die internen und die solaren Lasten pro Geschoss zusammen. Bei den Temperaturen $\vartheta_{0a}, \vartheta_{grd}$ handelt es sich um die Außentemperatur und die Temperatur unter der Bodenplatte des Gebäudes. Die Ausgangstemperaturen $\vartheta_{op}, \vartheta_{ta}$ beschreiben die mittlere operative Temperatur und die

mittlere Bauteiltemperatur von Erdgeschoss und Obergeschoss. Im Idealfall ist die Bauteilaktivierung im Erdgeschoss getrennt vom Obergeschoss, was im vorliegenden Referenzsystem allerdings hydraulisch nicht vorgesehen war und deshalb nicht implementiert werden konnte.

$$\mathbf{u} := [\dot{Q}_{ta}, \vartheta_{oa}, \dot{Q}_{gains,1fl}, \dot{Q}_{gains,2fl}, \vartheta_{grd}], \quad \mathbf{y} := [\vartheta_{op}, \vartheta_{ta}], \quad (3)$$

Bei dem Modell aus Abbildung 21 handelt es sich um ein kontinuierliches Zustandsraummodell. Im Rahmen der Implementierung der Modellprädiktiven Regelung wird dieses Modell in ein diskretes Modell transformiert, für Details zur Transformation siehe Horn und Dourdoumas (2004). Die Ausgänge als Funktion des aktuellen Modellzustands (\mathbf{x}_i) -- der sich in der Kurzschreibweise im Index von \mathcal{M}_i versteckt -- und der Eingänge \mathbf{u}_i , lassen sich schreiben als:

$$[\vartheta_{op}, \vartheta_{ta}]_{i+1} := \mathcal{M}_i(\mathbf{u}_i), \quad (4)$$

wobei auf die explizite Angabe der Parametrierung θ verzichtet wurde. Im Rahmen des Optimierungsproblems in Gleichung (5) wird die zweite Ausgangsgröße nicht angeführt und es wird verkürzt $\vartheta_{op,i+1} = \mathcal{M}_i(\dot{Q}_{ta,i}, \dots)$ geschrieben, um die Abhängigkeit von $\dot{Q}_{ta,i}$ hervorzuheben. Nach Gleichung (4) gilt, dass man die mittlere operative Temperatur und die mittlere Bauteiltemperatur für den Zeitpunkt $i + 1$ aus dem Modell und dessen internen Speichergrößen (\mathbf{x}_i) für den Zeitpunkt i und unter Berücksichtigung der Eingänge zum Zeitpunkt i (\mathbf{u}_i) erhält.

3.2.3.3 Regler-Dynamikmodell für den thermischen Energiespeicher (TES)

Das Dynamikmodell für den TES-MPC ist etwas komplizierter als jenes für den TABS-MPC. Der Grund dafür ist die Modellierung der Temperaturschichtung (vgl. $\vartheta_1, \vartheta_2, \vartheta_3$ in Abbildung 22) im TES bei Speicherbeladung durch die WP. Die Schichtungsmodellierung führt dazu, dass bei konstanter Temperatur ($\vartheta_{do}=50\text{ °C}$) am wasserseitigen Enthitzerausgang der WP sich der Massenstrom für die Speicherbeladung je nach Kondensatoreintrittstemperatur ($\vartheta_{ci} = \vartheta_3 \triangleq$ unterste Speichertemperatur) verändert. Dieser variable Massenstrom (\dot{m}) während des TES Beladevorgangs erfordert einen nichtlinearen Ansatz für das TES Modell, mehr Details dazu findet man im Endbericht zum Projekt TheBat Pichler (2016c).

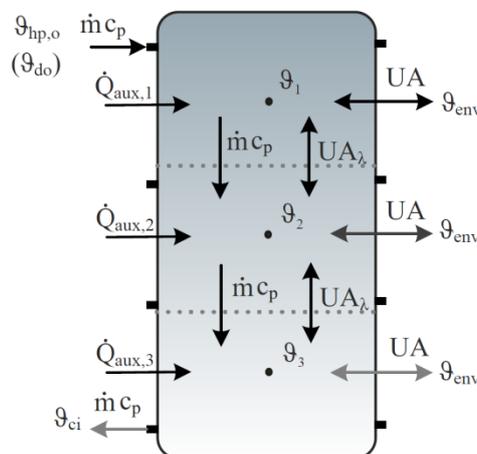


Abbildung 22: Prinzipielle Wärmeflüsse für das Speichermodell (TES) bei WP-Beladung, aus Pichler (2016a)

Die Wechselwirkung zwischen den einzelnen Speicher(knoten)temperaturen ($\vartheta_1, \vartheta_2, \vartheta_3$) wird durch UA_λ repräsentiert. Die Wechselwirkung mit der unmittelbaren Umgebungstemperatur ($\vartheta_{env}=20\text{ °C}$, konst.) des Speichers wird durch UA bestimmt. $\dot{Q}_{aux,1}, \dot{Q}_{aux,2}, \dot{Q}_{aux,3}$ bieten neben der Speicherbeladung durch die WP prinzipiell die Möglichkeit, jeden Speicherknoten elektrisch zu heizen – davon wird aber nicht Gebrauch gemacht. Darüber hinaus bieten sich diese direkten Wärmeflusseingänge pro Knoten aber auch an, um eine Entnahme (eine Störung) zu modellieren, was in Form eines negativen Wertes realisiert wird. Für mehr Details zum TES-MPC Dynamikmodell siehe Pichler (2016c).

3.2.3.4 Modellprädiktiver Regler für die Raumheizung (TABS-MPC)

Im Folgenden wird der TABS-MPC explizit besprochen. Für die Raumkonditionierung sind Vorhersagedaten für die Umgebungsbedingungen (Wetterdaten) und der zukünftige Energie(Strom)preis erforderlich. Das Dynamikmodell des MPC ist in diesem Fall ein einfaches lineares Zustandsraummodell 4ter Ordnung das das thermische Verhalten des Gebäudes unter Berücksichtigung der Umgebungsbedingungen und der Heizleistung nachahmt (vgl. Abbildung 21). Die Vorhersagedaten und das einfache Gebäudedynamikmodell bilden die Basis für die Lösung des in Gleichung (5) angegebenen Optimierungsproblems. Der tatsächliche Wärmefluss, der den TABS des Gebäudes (\dot{Q}_{ta}) zugeführt wird, ergibt sich durch wiederholtes lösen der folgenden Kostenfunktion

$$\min_{\dot{Q}_{ta}, \mathbf{s}, \Delta \mathbf{T}} J(\dot{Q}_{ta}, \mathbf{s}, \Delta \mathbf{T}) = \sum_{i=1}^{N_C} \underbrace{R_{u,i} |\dot{Q}_{ta,i}|}_{energy} + \sum_{i=1}^{N_P} \underbrace{R_{s,i} |s_i|^2}_{tracking} + \sum_{i=1}^{N_P} \underbrace{R_T |\Delta T_{i+1}|^2}_{therm.comfort} \quad (5)$$

subject to the following constraints

$$\begin{aligned} & \mathcal{M}_1 \text{ given from the current simulation state} \\ & \vartheta_{op,i+1} := \mathcal{M}_i(\dot{Q}_{ta,i}, \vartheta_{oa,i}, \dots) \\ & \dot{Q}_{ta,min} \leq \dot{Q}_{ta,i} \leq \dot{Q}_{ta,max}, \quad 0 \leq \dot{Q}_{ta,min} \\ & \dot{Q}_{ta,ref,i}^L - s_i \leq \dot{Q}_{ta,i} \leq \dot{Q}_{ta,ref,i} + s_i, \quad 0 \leq s_i \\ & \vartheta_{op,min} - \Delta T_{i+1} \leq \vartheta_{op,i+1} \leq \vartheta_{op,max} + \Delta T_{i+1}, \quad 0 \leq \Delta T_{i+1} \end{aligned}$$

Der Wert der Kostenfunktion $J(\dots)$ beschreibt die optimierungsbezogenen Kosten. Der Index der ersten Summe läuft von 1 bis zum Kontrollhorizont (N_C) und der Index der zweiten Summe läuft von 1 bis zum Prädiktionshorizont (N_P). Ein Optimierungsprogramm bemüht sich, diese Kosten durch Variation der Variablen ($\dot{Q}_{ta,i}$) zu minimieren, parallel können sich auch die Variablen s_i und ΔT_{i+1} ändern. Die Kostenfunktion besteht aus drei Termen: dem Energieterm der den realen Energiepreis durch das Gewicht $R_{u,i}(C_{energy}(i))$ berücksichtigt, dem WP Effizienz-Tracking-Term mit dem Gewicht $R_{s,i}$ und dem komfortbezogenen Term mit dem Gewicht R_T . Durch die drei Gewichte ist es möglich, die Bedeutung jedes Aspekts während der Optimierung einzustellen. Das heißt, wenn $R_{u,i}$ viel größer ist als die Gewichte $R_{s,i}$ und R_T , wird der WP-Betrieb durch den Energiepreis dominiert, und weniger Wert auf die Aspekte des effizienten WP Betriebs und des thermischen Komforts im Gebäude gelegt; dieses Beispiel würde zwar zu einer geringen Stromrechnung, aber sehr wahrscheinlich zu unzufriedenen Bewohnern führen. Wenn hingegen R_T größer ist als $R_{s,i}$ und $R_{u,i}$, dann dominiert der thermische Komfort den Kostenfunktionswert und die Energiepreise und das WP Effizienz-Tracking spielen bei der „Suche“ nach einer optimalen Lösung eine untergeordnete Rolle. Schließlich macht die angegebene Kostenfunktion $J(\dots)$ nur dann

Sinn, wenn die drei Gewichte untereinander ausgeglichen sind. Das bedeutet, dass sowohl der Energiepreis als auch der thermische Komfort und das WP Effizienz-Tracking eine wichtige Rolle bei der Suche nach einer optimalen Lösung spielen sollten. Weitere Details zum prinzipiellen Verständnis der Kostenfunktion können entweder im österreichischen Berichtsbeitrag zum internationalen Bericht IEA HPT Annex 42 Task 3 (siehe Anhang) nachgelesen werden vgl. Pichler et al. (2017a) oder im publizierbaren Endbericht zum Projekt TheBat Pichler et al. (2016c).

3.2.3.5 Darstellung der Ergebnisse zum lokalen MPC

Zwei detaillierte Szenarien mit Fokus auf den intelligenten WP Betrieb in einem EFH werden analysiert. Szenario A ist vergleichbar (bzw. gilt auch) für eine WP mit konstanter (optimaler) Kompressordrehzahl. Szenario B bezieht sich auf einen WP-Betrieb mit Kompressordrehzahlen im Bereich von mindestens 30 Hz bis maximal 110 Hz. Das Szenario A wird mit einem relativ hohen Gewicht ($R_{s,i}$) am Tracking-Term implementiert (vgl. Gleichung (5)), wodurch ein effizienter WP-Betrieb sichergestellt wird. Abhängig von der Entscheidung des MPC, die durch den Energiepreis $R_{u,i}(C_{energy}(i))$ und den thermischen Komfort (R_T) bestimmt wird, wird die WP entweder ausgeschaltet oder eingeschaltet. Offensichtlich wird der MPC versuchen die WP zu einem niedrigen Energiepreis einzuschalten. Wenn die WP eingeschaltet ist, wird die Kompressordrehzahl so eingestellt, dass die Effizienz bzw. der Wirkungsgrad der WP maximiert wird (~ 60 Hz) – die Kompressordrehzahl ändert sich nicht signifikant (± 10 Hz) für verschiedene Wasser Eintrittstemperaturen am Kondensator. Szenario B bezieht sich auf einen WP-Betrieb mit relativ geringem Gewicht ($R_{s,i}$) auf den Tracking-Term. Mit dieser Kostenfunktions-Parametrierung verändert sich neben der Ein-/Ausschaltung der WP als Funktion des Energiepreises auch die Kompressordrehzahl signifikant mit der Energiepreisänderung. Wenn zum Beispiel der Energiepreis niedrig ist, wird die WP mit maximaler Kompressordrehzahl betrieben und vice versa. Dies führt zu einer großen Bandbreite an verschiedenen Kompressordrehzahlen von minimal 30 Hz bis maximal 110 Hz.

Das Hauptziel des MPC ist es, die WP einzuschalten und Strom zu nutzen, wenn der Energiepreis relativ niedrig ist, im Gegensatz zu Zeiten, wo der Preis relativ hoch ist. Zu diesem Zweck wird die Energiepreisvorhersage normalisiert, um einen Preis zwischen 0 und 1 zu erhalten. Das Vorhersageintervall des MPC bestimmt den zukünftigen Zeitrahmen für die Normalisierung der Preisvorhersage. Für den TES-MPC und für den TABS-MPC werden Preisprognosen über 8 h bzw. 24 h als echtes quantitatives Signal verwendet, aus denen ein normalisiertes Signal zwischen 0 (für den niedrigsten Preis) und 1 (für den höchsten Preis) gebildet wird. Dieses normalisierte Preissignal fließt in Gleichung (5) über $R_{u,i}$ ein.

Szenario A – Energiepreisgeführter WP-Betrieb mit hoher Wärmepumpeneffizienz

Abbildung 23 zeigt die aktuellen Strompreise aus Österreich im Jahr 2015 gemäß Energy Exchange Austria (EXXA). Die Day-Ahead Strompreise (Preisprognose für den nächsten Tag) haben eine Auflösung von 15 min. Die Grafik zeigt den Jahresdatensatz in rot dargestellt und Intervalle, während derer die WP tatsächlich Elektrizität verbraucht, in blau eingefärbt. Während der Heizperiode von Oktober bis Mai findet der Stromverbrauch überwiegend zu Zeiten statt, in denen der Strompreis niedrig ist, was durch die relativ gute Trennung des Graphen in die blaue (niedrigere Preisregion) und die rote (hohe Preisregion) erkennbar ist.

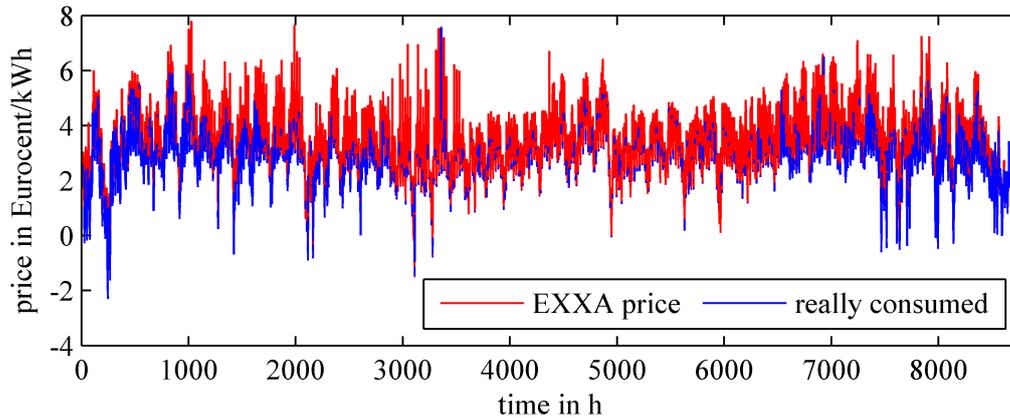


Abbildung 23: Day-Ahead Strompreise im Jahr 2015 für Österreich (EXXA-Preis in Rot) mit Angabe der tatsächlich (simulierten) verbrauchten Intervalle in blau - hohes Gewicht auf der WP Effizienz, Szenario A

Ein kurzes Intervall aus Abbildung 23 ist in Abbildung 24 vergrößert dargestellt. Die obere Kurve zeigt, dass während der Hochpreisintervalle der WP-Betrieb regelmäßig für zirka 5 Stunden ausgesetzt wird, was erwünscht ist, obwohl die relativ kalte Woche im Januar nicht wirklich viel Raum dafür bietet. Ein detaillierterer Einblick in Bezug auf die Güte oder Performance des MPCs kann durch eine Analyse der konsumierten elektrischen Energie erreicht werden, die tatsächlich zu einem bestimmten Preisniveau verbraucht wird – mehr dazu findet sich im internationalen Berichtsbeitrag. Für Szenario A ist aufgrund der WP-Wirkungsgradmaximierung (Effizienztracking) die Kompressorfrequenz im Betrieb näherungsweise immer dieselbe.

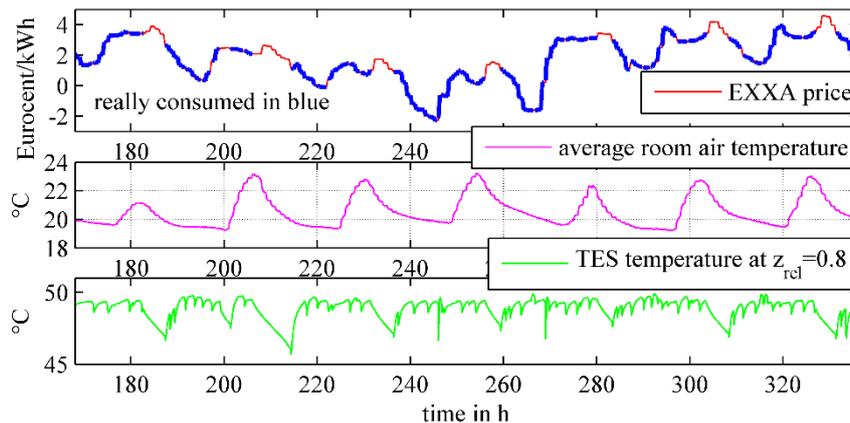


Abbildung 24: Day-Ahead Strompreise für die zweite Woche im Januar 2015 in Österreich ($\vartheta_{oa} = -7 \pm 3 \text{ }^\circ\text{C}$; $\min = -14 \text{ }^\circ\text{C}$) und relevante Komfortvariablen des Einfamilienhauses – hohes Gewicht auf der WP Effizienz, Szenario A

Das obere Diagramm von Abbildung 25 zeigt noch deutlicher das charakteristische Verhalten des MPCs; hier ist ein moderates Heizintervall im Oktober dargestellt. Die WP schaltet mehr oder weniger nur zu Zeiten ein, wo der Strompreis niedrig ist oder sich in einem Tal befindet, angezeigt durch die blauen Abschnitte, die die rote Kurve überlagern. Die minimal zulässige Raumlufttemperatur ($19,6 \text{ }^\circ\text{C}$) wird bei diesem moderaten Heizintervall nie verletzt. Bei deutlich geringerer Betriebszeit für Raumheizzwecke (parallel dazu erfolgt ständig auch das Heizen des TES durch den Enthitzer) benötigen die sieben Tage Anfang Oktober im Vergleich zum Januar-Intervall relativ oft den reinen TES-Modus der WP, um ein ausreichendes Temperaturniveau im oberen Teil des TES einzuhalten - dies ist sichtbar

anhand der plötzlichen Temperaturanstiege in der untersten Grafik. Bei den mäßigen Außenbedingungen im Oktober können die potentiellen WP-Aus-Intervalle relativ lang sein ($\gg 10$ h), aber es muss sichergestellt werden, dass der TES geladen wird, bevor der WP-Betrieb über ein längeres Intervall ausgesetzt wird.

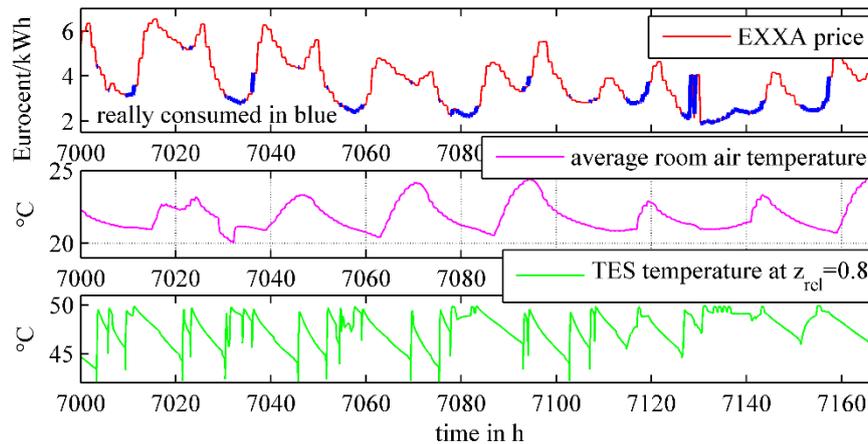


Abbildung 25: Day-Ahead Strompreise für sieben Tage im Oktober 2015 in Österreich ($\vartheta_{oa} = 10 \pm 4$ °C; $min = 0.6$ °C) und relevante Komfortvariablen des Einfamilienhauses – hohes Gewicht auf der WP Effizienz, Szenario A

Die WP Betriebszeiten für Szenario A sind 2386 h. Weitere Ergebnisse aus Jahressimulationen sind in Abschnitt „Zusammenfassung der MPC Ergebnisse“ im Vergleich zu Szenario B dargestellt. Ergänzende Analysen zu Szenario A findet man im internationalen Berichtsbeitrag.

Szenario B – Energiepreis-geführter WP-Betrieb

Für Szenario B ist der Tracking-Term in der Kostenfunktion aus Gleichung (5) sehr niedrig gewichtet ($R_{s,i} \ll$), so dass der Betrieb der WP in Bezug auf die Kompressordrehzahl deutlich vom Energiepreis dominiert wird, im Gegensatz zum WP-Wirkungsgrad (als Funktion der Kompressordrehzahl), der im Szenario A die Bestimmung der Kompressordrehzahl dominiert, wenn die WP in Betrieb ist. Tabelle 8 liefert eine monatliche Aufschlüsselung der wichtigsten Randbedingungen (die ersten fünf Spalten gelten auch für Szenario A) und der thermischen Energieflüsse für das Simulations-Szenario B. In den ersten vier Spalten werden die meteorologischen Umgebungsbedingungen und die Bodentemperatur (ϑ_{grd}) aufgelistet. Die fünfte Spalte liefert die Boden (Quellentemperatur) (ϑ_{sc}) und die sechste Spalte den elektrischen Energieverbrauch des Kompressors. Die folgenden Spalten beziehen sich auf die von der WP generierte Wärmeenergie ($Q_{HP,tot}$), die Energieentladung für Brauchwasserzwecke ($Q_{TES,DHW}$) und für Raumheizzwecke ($Q_{TES,ta}$), die thermischen Verluste des TES ($Q_{TES,loss}$) und die Summe die für Raumheizzwecke (Q_{ta}) benötigt wird.

Tabelle 8: Übersicht zu den Randbedingungen und den wichtigsten thermischen Energien für Szenario B

	ϑ_{oa}	RH	ϑ_{grd}	$H_{tot,hor}$	ϑ_{sc}	W_{comp}	$Q_{HP,tot}$	$Q_{TES,DHW}$	$Q_{TES,ta}$	$Q_{TES,loss}$	Q_{ta}
	°C	%	°C	kWh/m ²	°C	kWh	kWh	kWh	kWh	kWh	kWh
Jan	-1,8	84	0,3	46	0,6	599	2.143	176	368	78	1.874
Feb	0,9	78	0,8	64	-0,4	446	1.580	161	261	68	1.339
Mär	5,1	74	3,5	108	0,1	343	1.231	176	206	79	963
Apr	9,8	70	7,7	135	1,9	210	786	173	118	76	531
Mai	15,1	69	12,4	172	4,6	82	267	177	0	87	0
Jun	17,4	73	16,2	173	7,5	75	255	170	0	83	0
Jul	18,5	73	18,1	176	9,8	74	263	177	0	86	0
Aug	18,2	75	17,7	148	10,8	72	261	175	0	86	0
Sep	13,8	78	14,9	112	10,4	86	325	174	13	84	68
Okt	9,9	80	10,6	82	8,5	214	940	177	121	75	678
Nov	3,9	83	6,0	45	5,8	395	1.641	172	211	74	1.379
Dez	-0,4	84	2,2	35	2,9	581	2.197	180	344	80	1.921
Jahr	9,2	77	9,2	1.296	5,2	3.177	11.889	2.088	1.642	957	8.754

Abbildung 26 ist das Pendant zu Abbildung 23, aber für Szenario B wobei die blauen Intervalle noch stärker in dem unteren Preisbereich konzentriert sind. Das wird durch den breiten Frequenzbereich für den Kompressor der WP (kein Effizienztracking wie bei Szenario A) und die damit verbundene hohe Leistung zu Betriebszeiten der WP möglich. Gleichzeitig verringern sich die jährlichen Betriebsstunden auf 1.650 h - bei Szenario A sind es 2.386 h.

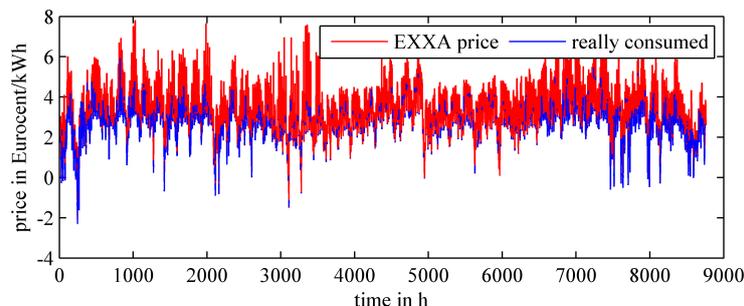


Abbildung 26: Day-Ahead Strompreise im Jahr 2015 für Österreich (EXXA-Preis in Rot) mit Angabe der tatsächlich (simulierten) verbrauchten Intervalle in blau – geringes Gewicht auf der WP Effizienz, Szenario B

Abbildung 27 kann mit dem Ergebnis aus Szenario A für die zweite Januarwoche (Abbildung 24) verglichen werden. Der obere Graph von Abbildung 27 zeigt die Vermeidung von Stromverbrauch zu hohen Preisniveaus deutlicher als die Kurve für Szenario A. Selbst in dieser relativ kalten Woche sind die Aus-Intervalle der WP manchmal bis zu 10 h lang. Zusätzlich ist für das Intervall zwischen 225 h und 280 h eine "Überwärmung" (über 19,6 °C) für die Raumlufttemperatur im mittleren Diagramm von Abbildung 27 sichtbar. Dies ist bei Szenario A nicht der Fall, weil die WP bei ihrem Effizienzoptimum nicht so hohe thermische Leistungen bereitstellen kann im Vergleich zu der hohen Kompressordrehzahl bei Szenario B die auch zu einer höheren Wärmeleistung der WP führt. Im Szenario A reicht die thermische Leistung nicht aus, um das Gebäude bei den gegebenen Umgebungsbedingungen "zu überwärmen".

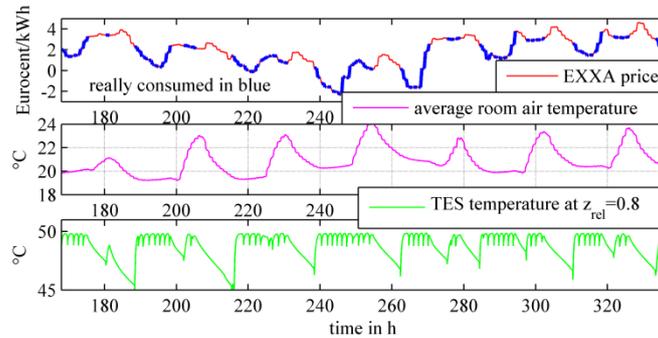


Abbildung 27: Day-Ahead Strompreise für die zweite Woche im Januar 2015 in Österreich ($\vartheta_{oa} = -7 \pm 3 \text{ }^\circ\text{C}$; $\min = -14 \text{ }^\circ\text{C}$) und relevante Komfortvariablen des Einfamilienhauses – hohes Gewicht auf der WP Effizienz, Szenario B

Für die Analyse der Performance des modellprädiktiven Reglers werden einige Kennzahlen definiert. SPF_{HP} , definiert durch Gleichung (6), beschreibt die WP Wärmeleistung ($Q_{cond} + Q_{desup}$, z.B. in kWh) pro von der WP aufgenommener kWh elektrischer Energie (Kompressor, Hilfseinrichtungen wie Steuerung, Hydronikpumpe) ($W_{comp} + W_{HP,aux}$). Für das Szenario B ist der SPF_{HP} eher gering, was auf den erweiterten WP-Betrieb mit maximaler Kompressordrehzahl zu Zeiten wo die elektrische Energie günstig, ist zurückzuführen ist.

$$SPF_{HP} = \frac{Q_{cond} + Q_{desup}}{W_{comp} + W_{HP,aux}} \quad (6)$$

SPF_{SYS} definiert durch Gleichung (7) ist der Bruch aus tatsächlich genutzter thermischer Energie ($Q_{TES,DHW} + Q_{ta}$) durch die vom System benötigte elektrischen Energie.

$$SPF_{SYS} = \frac{Q_{TES,DHW} + Q_{ta}}{W_{comp} + W_{HP,aux} + W_{sys,aux}} \quad (7)$$

Die Definition für $SPF_{SYS,pen}$ in Gleichung (8) ist ähnlich zur vorhergehenden Definition von SPF_{SYS} , wobei der Nenner durch die sogenannten Penalties (vgl. Haller; 2013a) für Brauchwasser- und Raumheizungskomfortverletzungen ergänzt wurde ($P_{pen,DHW}$, $P_{pen,SH}$):

$$SPF_{SYS,pen} = \frac{Q_{TES,DHW} + Q_{ta}}{W_{comp} + W_{HP,aux} + W_{sys,aux} + P_{pen,DHW} + P_{pen,SH}} \quad (8)$$

Tabelle 9: Ergebnisse zum thermischen Komfort und der Performance der Regelung für Szenario B

	ϑ_{ra} °C	ϑ_{ta} °C	ϑ_{TES} °C	$P_{pen,SH}$ kWh	$P_{pen,DHW}$ kWh	SPF_{HP} -	SPF_{SYS} -	$SPF_{SYS,pen}$ -
Jan	21,4	26,1	48,1	7,5	7,4	3,50	3,30	3,23
Feb	21,5	25,5	47,9	2,2	6,7	3,46	3,24	3,18
Mar	22,0	24,8	47,8	0,0	7,4	3,49	3,19	3,12
Apr	22,1	23,8	47,6	1,2	7,3	3,64	3,22	3,10
Mai	21,6	21,9	47,4	0,0	7,4	3,17	2,08	1,91
Jun	22,7	23,0	47,3	0,0	7,2	3,29	2,18	1,99
Jul	22,9	23,3	47,3	0,0	7,5	3,46	2,30	2,10
Aug	22,7	23,1	47,2	0,0	7,4	3,51	2,33	2,12
Sep	21,8	22,5	47,3	0,0	7,3	3,67	2,70	2,49
Okt	22,3	24,4	47,4	0,0	7,4	4,25	3,80	3,68
Nov	21,6	25,3	47,7	0,0	7,2	4,04	3,76	3,70
Dez	21,4	26,4	48,1	0,2	7,5	3,70	3,48	3,44
Jahr	22,0	24,2	47,6	11,2	87,6	3,65	3,28	3,19

Die **gesamten jährlichen Energiekosten** für das Szenario B sind für den **"konventionellen Fall"** EUR 101,00 und für den **MPC Fall** EUR 69,00.

Analyse der WP-Ausschaltintervall-Längen

Im Folgenden wird die Schaltcharakteristik der WP analysiert. Genauer die Länge der Aus-Intervalle, das heißt, die Zeit zwischen zwei aufeinanderfolgenden Intervallen während der die WP in Betrieb ist. Abbildung 28 und Abbildung 29 zeigen für die Szenarien A und B die (Längen der) Aus-Intervalle als Funktion der mittleren Außentemperatur während des jeweiligen Intervalls (x-Achse) auf drei verschiedenen Skalen für die x- und die y-Achse. Die linke Punkt看ke in Abbildung 28 zeigt die Ergebnisse für alle Aus-Intervalle während eines Jahres für Szenario A. Die mittlere Darstellung repräsentiert eine Vergrößerung aller Aus-Intervalle, mit Ausnahme der Heizpause im Sommer. Die rechte Punkt看ke zeigt nur den Bereich der Außentemperaturen, die für den Heizbetrieb wirklich von Belang sind. Die rote Linie in dieser Punkt看ke zeigt die obere Grenze in Bezug auf die Aus-Intervalle der TABS-Heizung an. Das heißt, bei einer Umgebungstemperatur von z. B. -5 °C sind für Szenario A – bei Näherung mit einer affinen Funktion als Grenze - Intervalle bis maximal zirka 10 h zu erwarten.

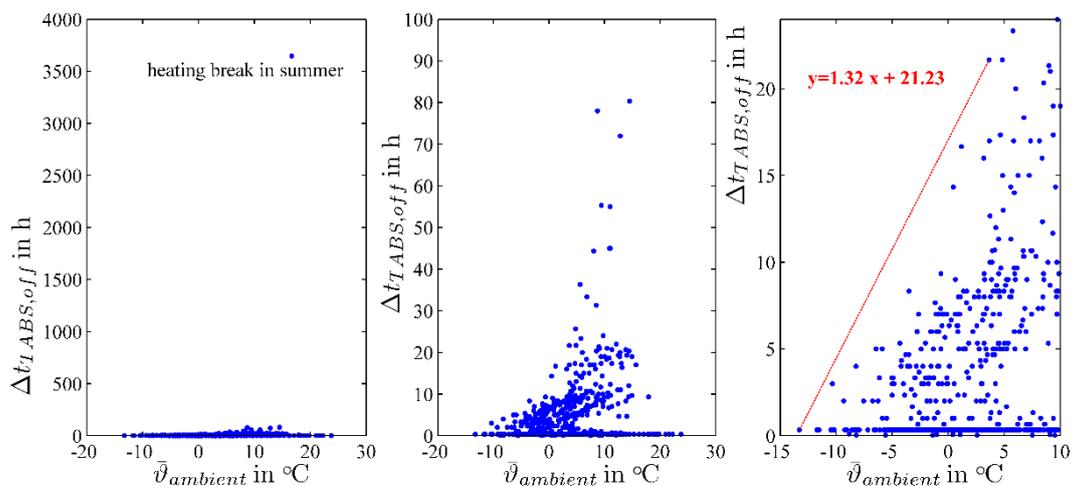


Abbildung 28: TABS bzw. WP Aus-Intervalle – hohes Gewicht auf der WP Effizienz, Szenario A

Abbildung 29 zeigt im Wesentlichen ein ähnliches Bild wie Abbildung 28, jedoch für Szenario B. Mit der rechten Punkt看ke in Abbildung 29 wird deutlich, dass Szenario B die Überwärmungsstrategie deutlich besser als Szenario A realisiert (Abbildung 28). Die in Abbildung 29 gezeigte rote Linie ist diejenige aus Abbildung 28, und die Darstellung zeigt deutlich, dass die Aus-Intervalle für das Szenario B oberhalb dieser roten Grenze aus dem Szenario A liegen, was mehr Zeit zwischen zwei Einschaltphasen bedeutet. Mit anderen Worten, die gezielte Raum-Überwärmung für Szenario B ist stärker ausgeprägt als die Raum-Überwärmung für Szenario A.

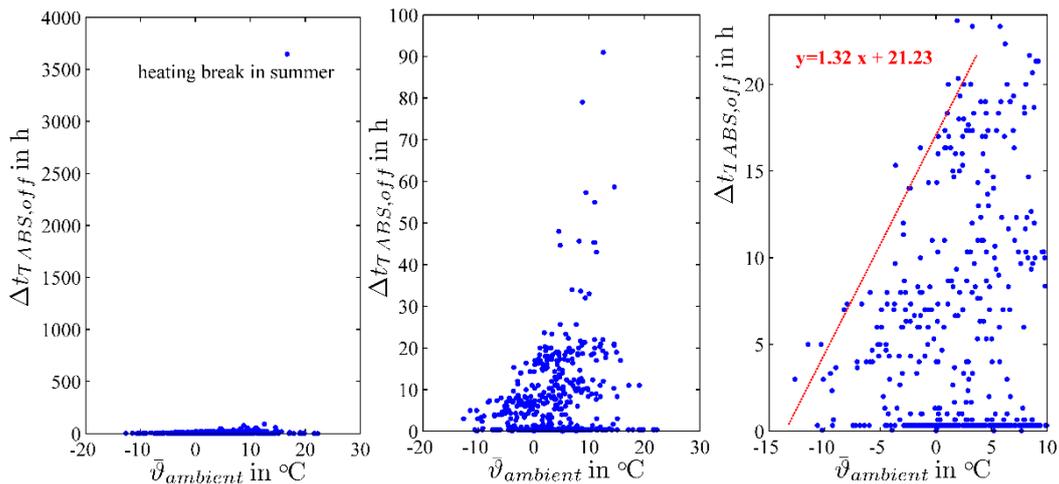


Abbildung 29: TABS bzw. WP Aus-Intervalle – geringes Gewicht auf der WP Effizienz, Szenario B

Zusammenfassung der MPC Ergebnisse

Tabelle 10 und Tabelle 11 liefern eine Ergebniszusammenfassung für die beiden Szenarien zu Untersuchung lokaler, intelligenter WP-Betriebsstrategien. Für beide Szenarien (A, B) ist der intelligente WP-Regler ein modellprädiktiver Regler (MPC). Szenario A bezieht sich auf einen energiegeführten WP-Betrieb mit zusätzlicher Berücksichtigung der WP-Effizienz im Rahmen des MPC, was einen engen Arbeitsbereich für die WP-Kompressorfrequenz zur Folge hat. Für Szenario B ist die Maximierung der WP-Effizienz mehr oder weniger deaktiviert, was zu einem breiten Betriebsbereich für die WP-Kompressorfrequenz führt. Es ist sehr wichtig zu beachten, dass die Analyse der Energiekosten ($C_{W,conv}$, $C_{W,smart}$) auf dem Energiepreis am Spot-Markt und nicht dem Strom-Endkundenpreis basiert. Die relativen Einsparungen liegen bei Szenario A bei 21 %. Die relative Einsparung beträgt 32 % für Szenario B, aber diese Zahl ist aus methodologischer Sicht nicht wirklich zuverlässig. Der Grund dafür ist, dass die vereinfachte Methode zur Berechnung der Kosten für den "konventionellen" Fall für das Szenario-A in guter Näherung gilt aber nicht für Szenario B.

Tabelle 10: Übersicht zu den Ergebnissen bezogen auf den thermischen Komfort und die Regler-Performance für Szenario A und Szenario B auf Basis von Jahressimulationsergebnissen

Sze-nario	\mathcal{I}_{ra} °C	\mathcal{I}_{ra} <20°C Kh	\mathcal{I}_{ta} °C	\mathcal{I}_{TES} °C	$P_{pen,SH}$ kWh	$P_{pen,DHW}$ kWh	SPF_{HP} -	SPF_{SYS} -	$SPF_{SYS,pen}$ -	$C_{W,conv}$ Euro	$C_{W,smart}$ Euro
A	21,8	247	23,9	47,7	25,4	87,6	4,1	3,6	3,5	86	68
B	22,0	165	24,2	47,6	11,2	87,6	3,65	3,28	3,19	101	69

Die Auswirkung des WP Effizienz-Tracking (Szenario A) ist anhand des SPF deutlich sichtbar. Für Szenario A ist der SPF_{HP} im Vergleich zu Szenario B um 12 % höher. Allerdings sind die Energiekosten für den MPC-Fall ($C_{W,smart}$) bei Szenario A und B nahezu gleich. Der Grund ist, dass wegen des weniger effizienten WP-Betriebs für Szenario B die erforderliche elektrische Energie (3177 kWh) höher ist als bei Szenario A (2705 kWh).

Die Strafzahlungen für Komfortverletzungen sind für beide Szenarien sehr gering. Mit WP-Effizienz-Tracking betragen die jährlichen WP Betriebsstunden 2.386 h, ohne Effizienz-

Tracking reduziert sich diese Zahl auf 1.650 h. Ohne Effizienz-Tracking (Szenario B) sind sogar während einer relativ kalten Woche im Winter WP Aus-Intervalle bis zirka 10 h möglich, vgl. Abbildung 29. Unter Berücksichtigung der WP Effizienzverfolgung innerhalb des MPC reduziert sich diese Zahl auf rund 5 h. Während moderater Heizbedingungen können die Aus-Intervalle der WP länger sein, aber für eine Ausnutzung dieser potentiellen Aus-Intervalle ist es wichtig, dass der TES für den Zweck der Warmwasserbereitung zu Beginn eines Aus-Intervalls ausreichend beladen ist. Grundsätzlich sind sämtliche vorgestellte Ergebnisse in Anbetracht der Größe der gewählten Wärmepumpe (9 kW / B0W35) bezogen auf den Isolationsstandard oder den jährlichen Gesamtheizbedarf des Gebäudes in einem bestimmten Klima zu sehen.

Tabelle 11: Übersicht zu den Randbedingungen und den Ergebnissen für relevante Energiemengen für Szenario A und Szenario B auf Basis von Jahressimulationsergebnissen

Szenario	\square_{oa} °C	RH %	\square_{grd} °C	$H_{tot,hor}$ kWh/m ²	\square_{sc} °C	W_{comp} kWh	$Q_{HP,tot}$ kWh	$Q_{TES,DHW}$ kWh	$Q_{TES,ta}$ kWh	$Q_{TES,loss}$ kWh	Q_{ta} kWh
A	9,2	77	9,2	1.296	5,2	2.705	11.509	2.088	1.146	941	8.402
B	9,2	77	9,2	1.296	5,2	3.177	11.889	2.088	1.642	957	8.754

In Bezug auf die Überwärmung des Gebäudes oder WP-Aus-Intervalle liefern Abbildung 29 und Abbildung 28 einen Einblick in die Schaltcharakteristik, die im Zusammenhang mit der Anwendung WP-Pooling von Interesse ist. Mit WP Effizienz-Tracking (Szenario A) sind die Aus-Intervalle deutlich kürzer als ohne WP Effizienz-Tracking (Szenario B), für das die Überwärmung des Gebäudes stärker ausgeprägt ist.

3.2.4 Wärmepumpen im Smart Grid (AP4)

Das Hauptziel ist die Analyse der technischen und ökonomischen Rahmenbedingungen für die Integration von WP in elektrische Netze und Märkte. Dabei wurden die wirtschaftlichen Ergebnisse vor allem im Rahmen vom Projekt iWPP-Flex erarbeitet und die Ergebnisse im Rahmen vom Annex 42 mit internationalen Experten diskutiert sowie die Ergebnisse qualitativ verglichen. Die technischen sowie regulatorischen Analysen wurden inhaltlich im Rahmen vom Annex 42 erarbeitet.

3.2.4.1 Energiewirtschaftliche Bewertung

Um die Flexibilität des WP-Pools aus energiewirtschaftlicher Sicht zu bewerten, wurden verschiedene, ausgewählte Einsatzstrategien in einem Simulationstool abgebildet. Kern des Simulationstools ist ein Optimierungsproblem, das den Betrieb des WP-Pools unter verschiedenen Zielfunktionen optimiert, wobei thermische und marktbezogene Nebenbedingungen eingehalten werden müssen. Der Fokus liegt auf der wirtschaftlichen Vermarktung des Pools. Dabei ist zu beachten, dass keine benutzerdefinierten Komfortvorgaben oder technische Betriebsbereiche der Anlagen verletzt werden. Um dies zu gewährleisten, wurde das Marktmodell mit den thermischen Modellen aus AP 2 kombiniert. Das Simulationstool optimiert Fahrpläne am Energiemarkt und erstellt Angebotsblöcke am Leistungsmarkt. Damit lassen sich die potentiellen Erlöse des WP-Pools quantifizieren. Die beschriebene Vorgehensweise ist in Abbildung 30 dargestellt.

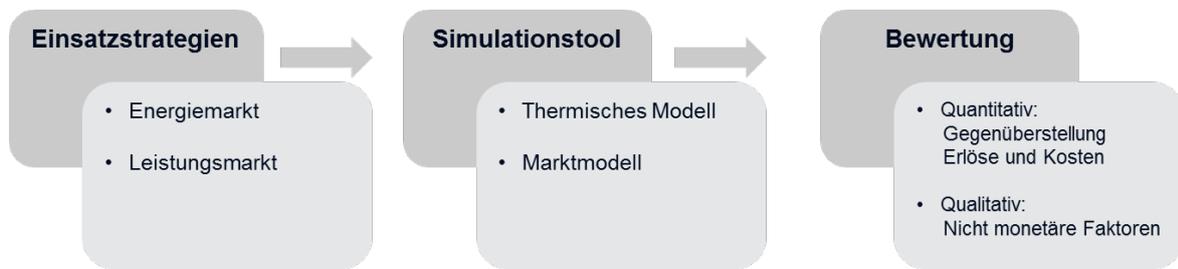


Abbildung 30: Methodische Vorgangsweise, um ein Wärmepumpenpool aus energie-wirtschaftlicher Sicht zu bewerten

Betreibern von flexiblen Lasten stehen verschiedene Vermarktungsoptionen offen. Grundsätzlich kann man diese in Energie- und Leistungsmärkte einteilen. Während beim Energiemarkt die optimale Energiebeschaffung, sowohl lang- als auch kurzfristig im Fokus steht, wird am Leistungsmarkt die Vorhaltung und Erbringung von Regelleistung vergütet. Am Energiemarkt werden verschiedene Produkte angeboten, die sich hinsichtlich der Zeit bis zur Erbringung des Kontrakts unterscheiden. Terminmärkte wurden im Rahmen dieser Arbeit nicht betrachtet. Am Day-Ahead Markt werden am Tag vor der Energielieferung Gebote zum Kauf und Verkauf von elektrischer Energie abgegeben und ein Marktpreis für den nächsten Tag ermittelt. Mögliche Abweichungen vom ursprünglichen Day-Ahead Fahrplan durch ungeplante Umstände (Kraftwerksausfälle, volatiler Output Erneuerbarer Energien etc.) können am Intraday-Markt eine Stunde bzw. Viertelstunde vor Energielieferung ausgeglichen werden. Falls darüber hinaus noch weitere Abweichungen existieren, wird dies über Ausgleichsenergie den Bilanzgruppen verrechnet bzw. die Abweichung der Regelzone über Regelernergie vom Übertragungsnetzbetreiber ausgeglichen. Flexible Lasten wie WP können ihren Verbrauch an verschiedenen Marktgegebenheiten anpassen und somit den Prozess der Energiebeschaffung optimieren. So können Energiekosten minimiert bzw. Ausgleichsenergiekosten vermieden werden. Außerdem können Zusatzerlöse über die Teilnahme am Regenergiemarkt erzielt werden. Grundsätzlich gibt es in Österreich drei verschiedene Regenergiemärkte wie Primär-, Sekundär und Tertiärregelreserve, die sich hinsichtlich technischer Anforderungen und auch der Vergütung unterscheiden. Der Markt wird vom Übertragungsnetzbetreiber Austrian Power Grid (APG) betrieben und für die Teilnahme an diesen Märkten müssen die jeweiligen Einheiten erst präqualifiziert und dann Gebote abgegeben werden. Über den Leistungspreis wird die Vorhaltung von Leistung vergütet, über den Arbeitspreis entsprechend die Vergütung der gelieferten Regelernergie. Die gebotenen Preise der Akteure werden entsprechend der Höhe gereiht, bis die ausgeschriebene Menge Regelleistung erreicht ist (Merit Order). Dabei erhalten die günstigsten Anbieter den Zuschlag und bekommen den Preis ihres Gebots bezahlt (pay-as-bid pricing). Flexible Lasten wie WPs können im Pool diese Systemdienstleistungen erbringen, indem sie auf Abruf ihren Verbrauch erhöhen (Lieferung negativer Regelernergie) oder ihren Verbrauch reduzieren (Lieferung positiver Regelernergie). Bei der derzeitigen Ausgestaltung der Regenergiemärkte können WP am leichtesten am Tertiärregelenergiemarkt teilnehmen. Daher lag der Fokus der Analyse auch auf dem Tertiärregelenergiemarkt. In der Regel müssen flexible Lasten nach Ausspielen der Flexibilitätsoption in einer Regenerationsphase ihren Bedarf nachholen, womit sie in dieser Zeit nicht für Lastverschiebungen zur Verfügung stehen. Die verschiedenen Einsatzstrategien sind in Abbildung 31 dargestellt und ausführlich in Bleyl J. et al. (2015) beschrieben.

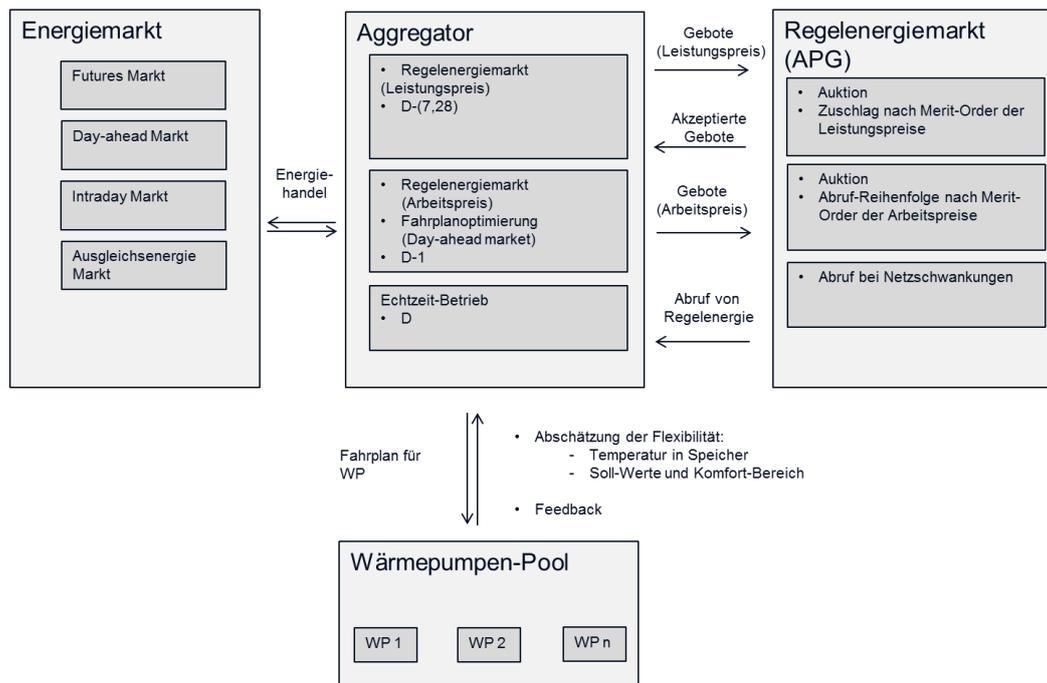


Abbildung 31: Überblick der Vermarktungsoptionen von flexiblen Lasten am Elektrizitätsmarkt

Ein Anlagen-Pool besteht aus verschiedenen Akteuren, mit teilweise unterschiedlichen Zielen. Zum einen der Pool-Betreiber, der die Flexibilitätsoption vermarktet, ein Kunde, der seine Flexibilität zur Verfügung stellt und andere wie Übertragungsnetzbetreiber (TSO) und Verteilnetzbetreiber (DSO), die einen reibungslosen Ablauf des Stromsektors anstreben. Diese Studie konzentriert sich auf die Rolle des Pool-Betreibers und inwiefern die Flexibilität aus WP in Kombination mit thermischen Speichern am Strommarkt genutzt werden kann. Der Fokus der Einsatzstrategien liegt am Energie- und Tertiärregelenergiemarkt. Der WP-Pool kann von verschiedenen Akteuren im Energiesektor betrieben werden. Um den monetären Wert des WP-Pools zu bewerten, ist es wichtig, verschiedene Akteure und deren Ziele zu analysieren.

Marktmodell

Um die wirtschaftlichen Erlöse des Pools zu quantifizieren, wird der Betrieb des WP-Pools gegenüber dem Markt optimiert. Das Simulationstool beinhaltet ein Marktmodell, das sowohl Energie- als auch Leistungsmarkt abbildet. Ergebnis des Simulationstools ist der monetäre Wert des Einsatzes des WP-Pools unter verschiedenen Einsatzstrategien, jeweils gegenüber einem Referenz-Case. Der Referenz-Case hängt davon ab aus welcher Betreibersicht der WP-Einsatz betrachtet wird. Das Simulationstool minimiert eine Zielfunktion unter Einhaltung marktrelevanter und thermischer Nebenbedingungen. Die Zielfunktion wird durch die ausgewählte Einsatzstrategie bestimmt, wie „Energiekosten des WP-Pools minimieren“ oder „Regelleistung vermarkten“. Dabei wird sowohl auf den Erlös im Pool als auch den spezifischen Erlös pro Wärmepumpe eingegangen. Um den Strommarkt in seiner Komplexität abzubilden, wurde eine Reihe vereinfachender Annahmen getroffen. Der WP-Pool ist aufgrund seiner relativ kleinen installierten Leistung im Vergleich zu anderen Anbietern als „price-taker“ modelliert, d. h. es besteht kein direkter Einfluss des Betriebs des WP-Pools auf die sich einstellenden Preise am Markt. Diese Vereinfachung betrifft beides, Energie- und Leistungsmarkt, und ist aufgrund der kleinen installierten Leistung eine realistische Annahme. Mit steigender Pool-Größe sollte berücksichtigt werden, dass aufgrund des kleinen Marktes auch Einflüsse auf den Marktpreise zu erwarten sind. Falls

zukünftig mehr Anbieter von Flexibilität auf den Markt drängen, was dem derzeitigen Trend entspricht, kann der potentielle Erlös deutlich sinken. Dieser Aspekt wird hier nicht berücksichtigt. Die energiewirtschaftliche Bewertung basiert auf historischen Daten und stellt somit den potentiellen Erlös bei perfekter Marktsituation dar, was einem „Best Case“ entspricht, da die Unsicherheit beim Zeitpunkt des Bietens nicht berücksichtigt ist. Für die restlichen Annahmen wurden realistische Annahmen ausgewählt, wie beispielsweise realistische erlaubte Temperaturunterschiede, etc. Die Flexibilisierung der WP-Kunden wird durch Ausnutzung der thermischen Speicherefähigkeit erreicht. Dabei werden minimale und maximale Temperaturgrenzen vorgegeben, in denen der Betrieb der WP variiert werden kann. Solange Temperaturgrenzen eingehalten werden, kann die Flexibilität zur Vermarktung genutzt werden (Abbildung 32). Diese stellen harte Nebenbedingungen in der Optimierung dar. Ausgehend von einem Temperatur-Sollwert T_0 , kann die Flexibilität des thermischen Speichers genutzt werden, um den elektrischen Verbrauch zu erhöhen oder zu verringern und so auf Marktsignale zu reagieren. Als thermische Speicher dienen einerseits die technischen Speicher für Brauchwasser und/oder Heizung (je nach Case) und die Raumtemperatur im Gebäude. Welche thermischen Speicher konkret genutzt werden können, hängt von der spezifischen Anlagenkonfiguration ab. Die Temperatur in den thermischen Speichern muss in gewissen Grenzen gehalten werden. Für die Raumtemperatur ist dies der thermische Komfortbereich, der hier mit 19,5 - 22,5 °C während der Heizperiode angenommen wurde. Da die Wärmepumpen hier lediglich zum Heizen eingesetzt werden und nicht zum Kühlen, ist eine Überhitzung der Raumtemperatur im Sommer aufgrund der Wettereinflüsse möglich. Die Soll-Temperatur der technischen Speicher muss in einem definierten Betriebsbereich gehalten werden (jeweils abhängig vom spezifischen Case). Für technische Speicher ist ein Temperaturbereich von insgesamt 10 Kelvin erlaubt.

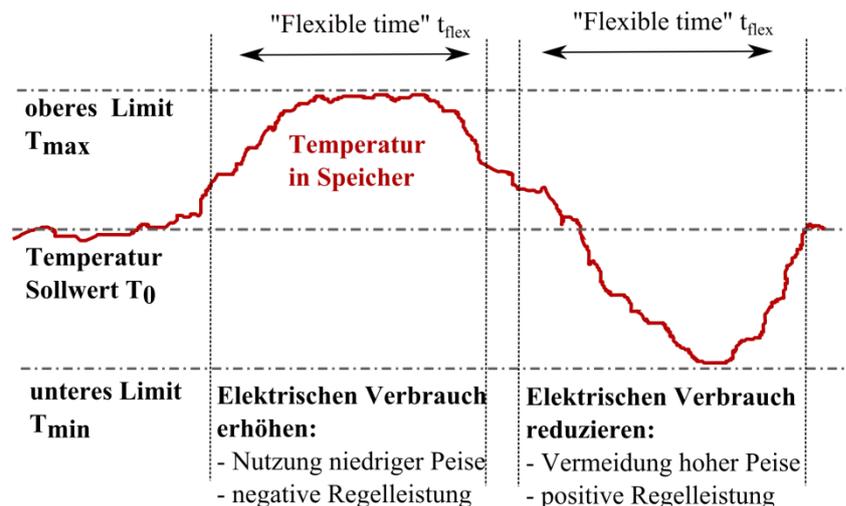


Abbildung 32: Schematisches Konzept zur Vermarktung thermischer Lasten

Da der Betrieb des WP-Pools thermischen Komfort- und Betriebsbedingungen unterworfen ist, muss das Marktmodell mit der thermischen Domäne kombiniert werden. Ein realer WP-Pool besteht mit hoher Wahrscheinlichkeit aus einer großen Anzahl unterschiedlicher Anlagenkonfigurationen. Daher sind für ein Simulationstool thermische Modelle notwendig, die eine angemessene Übertragbarkeit auf andere Gebäudetypen erlauben. Dabei muss auf den Konflikt zwischen Modellkomplexität und Adaptierbarkeit der Modelle geachtet werden. Das Wärmepumpenmodell basiert auf den Simulationsergebnissen der detaillierten Simulation, in der durchschnittliche elektrische Leistungen der Wärmepumpen und Jahresarbeitszahlen ermittelt wurden. Es wurde ein linearer Zusammenhang zwischen

elektrischer Leistung und Wärmestrom angenommen, sowie eine konstante Leistungszahl. Bei der Aggregation wurde die elektrische Leistung der WP um die Anzahl der Pool-Kunden skaliert. Es wurde durch ein Verrauschen von verschiedenen Verbrauchsprofilen berücksichtigt, dass die Wärmepumpen nicht das gleiche Warmwasser-Profil haben. Die grundsätzlichen Cases wurden skaliert simuliert, d.h. die Ausgestaltung der Cases war die gleiche.

Kommunikation und externes Signal

Im Zuge der Marktsimulationen wurden die notwendige Kommunikation zwischen Aggregator und Wärmepumpen und die dafür notwendigen Signale definiert. Für den Day-Ahead-Spotmarkt ist ein unidirektionales Signal vom Aggregator zur WP ausreichend. Hingegen für die Regelenergiemärkte wird ein bidirektionales Signal benötigt, um sicherzustellen, dass der Aggregator die aktivierte Energie an den Übertragungsnetzbetreiber liefert. Wenn es eine Rückmeldung von der WP zum Aggregator gibt (bzw. abhängig von der IKT-Architektur auch z.B. zum Energiemanagement-System), dann kann die Lieferung der Regelenergie- und zusätzlich die Einhaltung vom gewünschten Temperaturniveau sichergestellt werden.

Einsatzstrategie „Energiekosten des WP-Pools minimieren“

Lastverschiebungen können im Simulationstool durch verschiedene Preissignale angereizt werden. Um die Einsatzstrategie „Energiekosten des WP-Pools minimieren“ zu bewerten, wird der WP-Pool einmal mit einem statischen Preissignal, das als Referenzwert dem Mittelwert des Day-Ahead Preises über den Modellierungszeitraum entspricht, und einmal mit einem dynamischen Day-Ahead Preissignal betrieben. Bei dem statischen Referenztarif besteht kein wirtschaftlicher Anreiz für eine Lastverschiebungen, d.h. die WP ist rein durch die Nachfrage von Warmwasser bzw. bei einer Heizungs-WP auch durch die notwendige Heizlast gesteuert. Unter dem dynamischen Preis jedoch können Phasen mit niedrigeren Preisen genutzt werden, um den Verbrauch bei Preisspitzen zu reduzieren und so die Kosten zu verringern. Abbildung 33 zeigt die jährlichen Kosteneinsparungen pro Case für das Jahr 2015. Der Bereich der Kosteneinsparnisse ergibt sich aus „Best Case“ Ergebnissen als obere Grenze. Das untere Limit wurde durch einen 25 prozentigen Abschlag ermittelt, um einen realistischen Bereich anzugeben. Maßgeblich für diese Einsatzstrategie sind nicht unbedingt die absoluten Energiepreise, sondern vor allem die Preisdifferenzen zwischen Peak und Off-peak Zeiten.

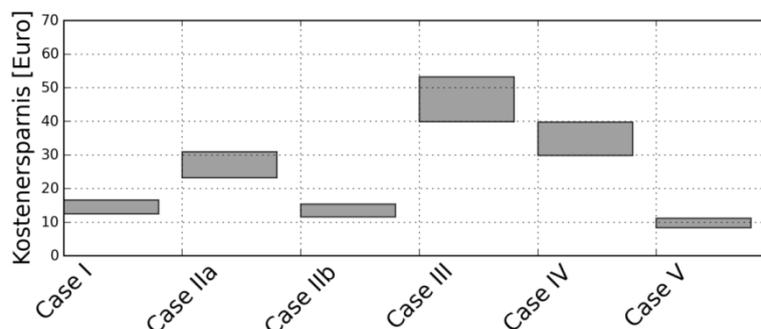


Abbildung 33: Übersicht der Kosteneinsparungen am Spot Markt pro Case für das Jahr 2015

Es ist zu erkennen, dass die absoluten Kosteneinsparungen beim Bestand (Case III und IV) am höchsten sind, da auch der Heizwärmebedarf und damit die absoluten Energiekosten am höchsten sind. Das höchste Einsparpotenzial ist im Case III zu erreichen, wie in den Cases IIa, III und IV ist ein Heizungsspeicher in das System integriert. Die Auswirkung des

Speichers kann im Vergleich der Ergebnisse der Cases IIa und IIb gesehen werden, bei denen der Heizbedarf für die Gebäude und der Warmwasserbedarf gleich sind. Es ist ersichtlich, dass die Flexibilität von Case IIa aufgrund des thermischen Speichers für die Raumheizung und durch das Luft-Wasser-Wärmepumpen-System, das einen höheren elektrischen Energiebedarf als das erdreichgekoppelte System aufweist, höher ist.

Der Vergleich von Case I und IIb, beide haben keinen Heizspeicher, zeigt, dass Case I 50 % des Heizbedarfs von Fall IIb aufweist, jedoch hat Case IIb eine höhere Anlageneffizienz, wodurch der elektrische Energiebedarf von Case I 70 % des Cases IIb beträgt. Aufgrund der besseren Wärmedämmung ist der Temperaturabfall im Case I langsamer, daher ermöglicht dies eine bessere Ausnutzung der niedrigeren aktuellen Preise aufgrund der höheren Möglichkeit des "Vorheizens". Darüber hinaus ist die Wärmepumpe des Cases I variabel gesteuert und ist flexibler regelbar als die Wärmepumpen von Case IIb. Je höher der Gesamtenergieverbrauch der Wärmepumpe ist, desto höher ist das mögliche Einsparpotenzial. Daher ist das generelle Kosteneinsparpotenzial im Allgemeinen für hocheffiziente Wärmepumpen und Gebäude niedriger. Im Gegensatz dazu sind sehr effiziente Gebäude in der Lage, die niedrigsten Preise während des Tages zu nutzen, da sie besser in der Lage sind, vorzuheizen. Dies führt zu einem niedrigeren Temperaturabfall (Case I Passivhaus) als bei weniger effizienten Gebäuden. Tabelle 12 zeigt die Ergebnisse für die Einsatzstrategie „Energiebeschaffung optimieren“ für das Jahr 2015, jeweils für ein Pool aus 5.000 Anlagen der einzelnen Cases. Im Referenzfall, besteht kein Anreiz zur Lastverschiebung aufgrund des statischen Stromtarifs. Wie sich die Preise am Spot-Markt zukünftig entwickeln werden, ist schwierig abzuschätzen. In den letzten Jahren war der Preistrend jedoch sinkend. Anschließend werden die Wärmepumpen mit einem dynamischen Preissignal betrieben. Es zeigt sich, dass unter Ausnutzung der Lastverschiebungspotenziale die Energiekosten des Pools, verglichen zu den Referenzkosten, gesenkt werden können. Unter den hier getroffenen Annahmen belaufen sich die Einsparungen auf zirka 23 - 35 %, abhängig vom jeweiligen Case. Während sich die prozentuale Kosteneinsparung für eine reine Brauchwasser-WP (Case V) bei etwa 23 % bewegt, ist diese bei den Cases mit zusätzlicher Raumheizung ungefähr bei 4 - 12 Prozentpunkte höher. Absolut gesehen sind die Einsparungen beim „Bestand“ (Case III und IV) deutlich höher, da auch die Energiekosten insgesamt höher sind als z. B. beim „Passivhaus“ (Case I), wie in Tabelle 12 noch detaillierter zu sehen ist.

Tabelle 12: Ergebnisse der Jahressimulation 2015 „Energiebeschaffung optimieren“ für die einzelnen Cases, bestehend aus jeweils 5000 Einheiten

Jahr 2015	Referenz Kosten Pool [EUR]	Day-Ahead Kosten Pool [EUR]	Kosteneinsparung Pool [EUR]	Absolute Kosteneinsparung pro WP [EUR]	Relative Kosteneinsparung
Case I	304.000	221.000	83.000	16,60	27 %
Case IIa	446.000	291.000	155.000	31,00	35 %
Case IIb	248.000	171.000	77.000	15,40	31 %
Case III	893.000	627.000	266.000	53,20	29 %
Case IV	792.000	593.000	199.000	39,80	25 %
Case V	246.000	190.000	56.000	11,20	23 %

Abbildung 34 zeigt den jährlichen Verlauf der Einsparungen unter der Einsatzstrategie „Energiebeschaffung optimieren“ über das Jahr 2015. Auffällig ist, dass die Einsparungen im Winter deutlich höher sind als im Sommer. Das liegt daran, dass auch die Betriebskosten der Anlagen im Winter höher sind. **Das Lastverschiebungspotenzial der WP ist daher aus energiewirtschaftlicher Sicht besonders im Winter interessant.** Im Winter besteht die Möglichkeit sowohl Heizspeicher und Raumtemperatur als auch Brauchwasserspeicher zu

nutzen, während im Sommer nur der Brauchwasserspeicher für Lastverschiebungen zur Verfügung steht. Dies schlägt sich monetär deutlich nieder.

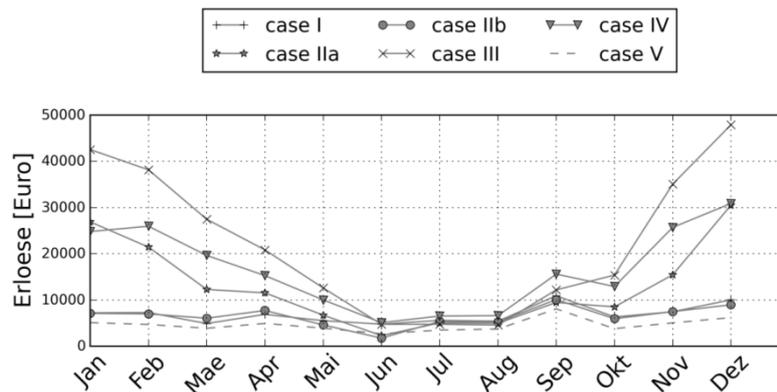


Abbildung 34: Verlauf der Kosteneinsparungen unter der Einsatzstrategie „Energiebeschaffung optimieren“ für das Jahr 2015, jeweils für ein Pool aus 5.000 Anlagen der einzelnen Cases

Erlöse durch Lastverschiebungen für Brauchwasser-Anwendungen sind daher insgesamt, verglichen mit Raumheiz-Anwendungen, deutlich geringer. Auf der anderen Seite stehen Wärmepumpen für Brauchwasser-Erwärmung (Case V) das ganze Jahr über konstant zur Verfügung und stellen den am meisten vertretenen Case dar, was die Anzahl der installierten Anlagen betrifft. Die spezifischen Erlöse sind für diesen Case jedoch am geringsten. Unter den Anlagen zur Raumheizungszwecken, scheinen die relativen und absoluten Erlöse vor allem bei „Bestandsanlagen“ (Case III) interessant zu sein. In diesem Projekt wurden keine WP für Kälteanwendungen untersucht. Falls WP auch zur Kühlung im Sommer genutzt werden, könnten Lastverschiebungen und damit die Kostenersparnisse im Sommer deutlich erhöht werden.

Einsatzstrategie „Regelleistung anbieten“

Die Einsatzstrategie „Regelreserve anbieten“ bezieht sich hier auf die Vermarktung von Tertiärregelreserve (TRL). Am TRL-Markt werden zwei verschiedene Auktionen ausgeschrieben. Gebote müssen einen Leistungspreis und einen Arbeitspreis beinhalten. Der Leistungspreis wird, im Falle eines Zuschlags des Angebots, unabhängig vom Abruf der Regelleistung vergütet. Das im Folgenden beschriebene Marktdesign spiegelt das Marktdesign im Jahr 2015 dar.⁸ Der Arbeitspreis hingegen wird nur im Falle eines Abrufs der vorgehaltenen Regelleistung gezahlt. In der Marketmaker-Ausschreibung wird jeweils für Werktage und Wochenenden getrennt, Regelleistung ausgeschrieben, die mit Leistungs- und Arbeitspreisen vergütet wird. Daneben gibt es zusätzlich noch eine Day-Ahead-Ausschreibung für TRL. Hier werden ebenfalls der Leistungs- und der Arbeitspreis verrechnet. Beide Ausschreibungen sind im Simulationstool implementiert. So können Gebote entweder für jeden Wochentag und separat für das Wochenende zu bestimmten Produktzeitscheiben in 4-Stunden-Blöcken angeboten werden. Alternativ kann auch nur an der Day-Ahead-Auktion teilgenommen werden, bei der die Gebote für jeden Tag und für jedes Produkt variiert werden können, jedoch nur der Arbeitspreis verrechnet wird. Dabei wird angenommen, dass der WP-Pool als Ergänzung bei einem Pool teilnimmt, d.h. der WP-Pool muss die Dauer des Produkts kontinuierlich das Produkt erfüllen können, kann aber kleinere Leistungsangebote abgeben als ohne Teilnahme. Während der Projektlaufzeit war entsprechend der Ausschreibungen eine minimale Poolgröße von 5 MW erlaubt, danach war

⁸ Im Juli 2016 haben sich die Ausschreibungsbedingungen verändert und ein Teil der Leistung wird jetzt täglich ausgeschrieben und somit zusätzlich auch ein Leistungspreis vergütet.

aber das Anbieten in 1 MW-Schritten möglich. Gegen Ende des Projektes wurde die Mindestgebotsgröße für jeden Aggregator für das erste Angebot pro Zeitscheibe auf 1 MW reduziert.

Derzeit beträgt die Produktlänge der Tertiärregelenergie vier Stunden, d.h. für vier Stunden muss Regelreserve vorgehalten werden. Um am Markt teilzunehmen, muss der Pool in der Lage sein bei durchgängigem Abruf im Extremfall für vier Stunden durchgehend die angebotene Leistung zu liefern oder zu reduzieren (Wärmepumpen einschalten negative Regelenergie oder abschalten positive Regelenergie). Der Wärmepumpenpool muss diese Anforderung⁹ erfüllen um am Markt teilzunehmen zu können und als gleichberechtigter Anbieter betrachtet zu werden.

In Österreich wird die Regelenergie auf Grundlage der Merit-Order aktiviert. Je nach Platzierung auf der Merit-Order ändern sich also die Aktivierungswahrscheinlichkeit sowie die zu erwartenden Preise. Zwei verschiedene Szenarien für den Platz auf der Verdienstreihenfolge wurden modelliert:

- Szenario Min-price: Positionierung an der ersten Stelle der Merit Order, d.h. eine Aktivierung erfolgt immer wenn der Übertragungsnetzbetreiber negative / positive Tertiärregelenergie abrufen. Die Preise sind die billigsten in diesem Produkt.
- Szenario Mid-Price: Positionierung auf der Mitte der Merit Order. Aktivierung, falls mehr als die Hälfte der verfügbaren Tertiärregelenergie vom TSO abgerufen wird. Die Aktivierungswahrscheinlichkeit ist deutlich niedriger als im ersten Szenario, aber dafür sind die Preise vergleichsweise höher.

Abbildung 35 zeigt die Erlöse der Teilnahme eines Pools von 5.000 Anlagen der verschiedenen Cases am TRL-Markt. Die erzielbaren Erlöse sind deutlich höher bei den Cases mit höherer installierter Leistung und höherem Jahresheizbedarf. Während beim Case I „Passivhaus“ je nach Biet-Strategie pro WP im Jahr 2015 zirka EUR 25 an jährlichen Erlösen erwirtschaftet werden können, sind die Erlöse beim „Niedrigenergiehaus“ und „Bestand“ mit jährlichen Erlöse von EUR 50 – 125 weit höher. Die Erlösspanne ergibt sich aus der Unsicherheit, ob Gebote abgerufen werden und welcher Arbeitspreis sich einstellt, was über die Bietstrategien „low price“ bzw „mid price“ abgebildet ist.

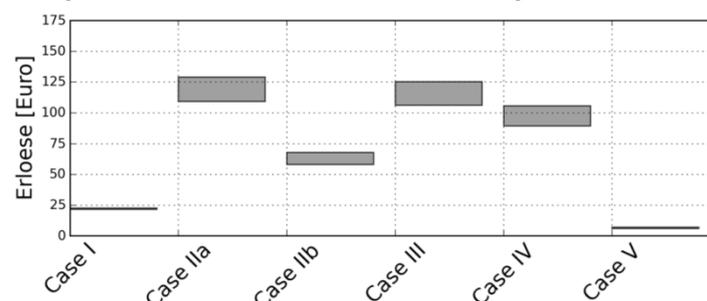


Abbildung 35: Erlöse bei Teilnahme am TRL-Markt für das Jahr 2015 für die einzelnen Cases
Es zeigt sich, dass die Raumtemperatur einen entscheidenden Beitrag zu Lastverschiebungen leistet. Somit wirkt sich nicht nur die installierte Leistung auf die Erlöse aus, sondern auch der Verlauf des Heizbedarfs. Abbildung 36 und Abbildung 37

⁹ Der WP-Pool wird Teil eines größeren Pools mit anderen flexiblen Ressourcen sein, die den WP-Pool unterstützen könnten, um die "4-Stunden"-Anforderung erfüllen zu können. Um als gleichermaßen flexible Ressource angesehen zu werden, sollte daher der WP-Pool in der Lage sein, diese Anforderung selbst zu erfüllen. Die Ausgestaltung der Einbindung hängt von den Anforderungen des Aggregators ab.

zeigen den Verlauf der Erlöse der verschiedenen Cases über das Jahr 2015, bei den verschiedenen Biet-Strategien „low price“ und „mid price“. Generell sind die Erlöse in den Wintermonaten höher als in den Sommermonaten. Während bei Case I „Passivhaus“ aufgrund der guten Dämmeigenschaften nur von Dezember-März geheizt wird, ist beim „Bestand“ das Heizsystem länger im Einsatz, womit auch deren Flexibilität über mehr Tage im Jahr vermarktet werden kann. Case III und IV haben eine längere Heizperiode (Oktober-Mai) und somit auch höhere Gesamterlöse bei der Vermarktung ihrer Flexibilität am Regenergiemarkt. In den Monaten Juni bis September kann lediglich das Speicherpotenzial der Brauchwasserspeicher für Lastverschiebungen genutzt werden. Ein weiterer Grund für die höheren Erlöse im Winter sind die korrespondierenden Leistungspreise im Jahr 2015, diese sind tendenziell höher im Winter als im Sommer, vor allem bei negativer Regelleistung.

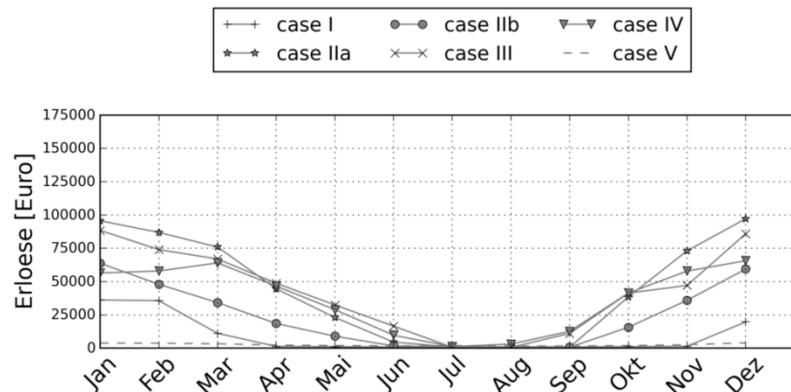


Abbildung 36: Jährlicher Verlauf 2015 der Erlöse aus der Teilnahme am tertiären Regenergiemarkt für die einzelnen Cases, jeweils in einem Pool von 5.000 Anlagen desselben Typs für die „low price“-Strategie

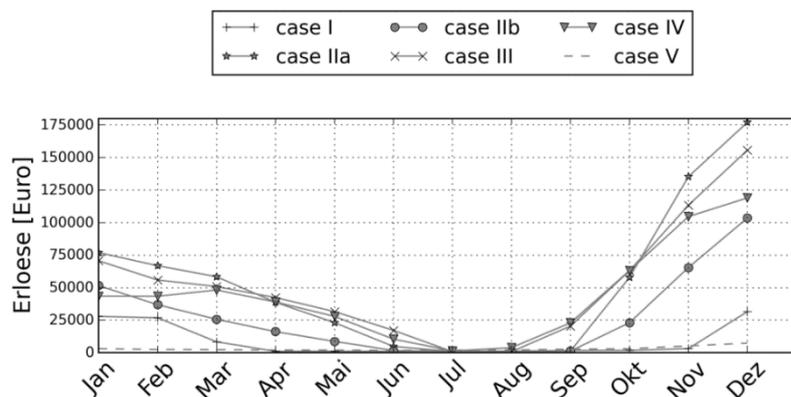


Abbildung 37: Jährlicher Verlauf 2015 der Erlöse aus der Teilnahme am tertiären Regenergiemarkt für die einzelnen Cases, jeweils in einem Pool von 5.000 Anlagen desselben Typs für die „mid price“-Strategie

Der Pool beteiligt sich hauptsächlich an negativen Regenergieprodukten (WP werden für den Stromverbrauch bezahlt). WP-Konfigurationen mit thermischen Speichern im Heizsystem (Cases IIa, III und IV, vergleichbar mit Kostenminimierungspotenzial). Darüber hinaus haben Systeme in Verbindung mit Gebäuden mit hohem Energiebedarf die höchsten Gewinne. Die niedrigsten Einnahmen können mit Passivhäusern erzeugt werden (Case I). Aufgrund des geringen Energiebedarfs werden diese Systeme eher schnell aufgeheizt und die WP-Systeme weisen geringe elektrische Anschlussleistungen auf, daher haben sie nur begrenzte negative Flexibilitätspotenziale, die dem Markt angeboten werden können.

Kosten-Nutzen-Analyse

Die Kosteneinsparungen für den Day-Ahead-Markt EPEX Spot für das Jahr 2015 betragen zwischen EUR 10 und EUR 50, je nach konkretem Case. Je nach Szenario reichten die Einnahmen aus dem Tertiärregelenergiemarkt für WP für die Raumheizung von EUR 58 bis EUR 129 (Fall IIa-IV). Das Passivhaus hatte mit EUR 22 vergleichsweise niedrige Erlöse aus dem Regelenergiemarkt, ähnlich der Wasser-WP mit rund EUR 7 pro Jahr. Es liegt an den Marktteilnehmern, wie Aggregator und Haushalte, diese Einnahmen aufzuteilen. Sowohl der Aggregator als auch die Haushalte wollen ihre Kosten decken und idealerweise monetäre Gewinne erzielen bzw. nicht monetäre Vorteile generieren. In einem positiven Geschäftsmodell müssen die Kosten für das Optimierungstool und die IKT-Anbindung zwischen Aggregator und Haushalt gering sein. Dies kann entweder durch ein erschwingliches Energiemanagementsystem erreicht werden bzw. der Kunde hat bereits ein Energiemanagementsystem. Des Weiteren ist denkbar, dass der Aggregator die gesamten Kosten der IKT-Anbindung trägt.

3.2.4.2 Auswirkungen des Wärmepumpenpooling auf Niederspannungs-Verteilnetze

Zur Analyse des Verteilnetzes wurden Langzeit-Simulationen mit einem Betrachtungszeitraum von einem Jahr auf Minutenbasis durchgeführt, um das veränderte Verhalten der Marktbasiert gesteuerten WP zu analysieren. Dabei wurde eine Erhöhung der Gleichzeitigkeit der WP durch die Vorgabe des historischen Day-Ahead-Spot-Markt-Preises analysiert. Des Weiteren wurde eine Fallstudie für Tertiärmärkte erstellt, um die Auswirkungen des dadurch synchronisierten WP-Verhaltens zu ermitteln. Zusätzlich wurden Worst Case Szenarien abgeschätzt, wobei die alleinige Analyse der Worst-Case-Szenarien in Bezug auf den WP-Einsatz in Niederspannungsnetzen unzureichend ist, da das Auftreten der Worst-Case-Szenarien in der Praxis sehr unwahrscheinlich ist. Die Simulationsergebnisse lassen zudem keine Rückschlüsse auf die zeitliche Dauer eines solchen Extrem-szenarios zu. Dabei wären gerade die zu erwartende Dauer der Worst-Case-Situation, und deren Auswirkungen auf die niedrigsten Spannungen im Netz, für den DSO besonders interessant. Im österreichischen Netzkodex (EN 50160, 2011) ist festgelegt, dass 95% (100%) der 10 Minuten-Durchschnittswerte (Wochen-Durchschnittswerte) der Netzspannungen bei über 90% (85%) der Nennspannung liegen müssen. Das bedeutet, dass der 10-Minuten-Durchschnittswert zu 5% innerhalb einer Woche auf unter 90% der Nennspannung fallen darf.

Langzeitsimulation verschiedener Betriebsstrategien

Auf der Grundlage von elektrischen Lastfluss-Simulationen wurde der Einfluss verschiedener WP-Betriebsstrategien auf das Netz analysiert, wobei diese Simulationen auch die unterschiedlichen Komfortzonen der Kunden in Bezug auf Zimmer- und Wassertemperatur berücksichtigen. Es wurden folgende Anwendungsfälle simuliert, wobei abhängig vom Anwendungsfall sowohl Signale vom Netz als auch vom Markt abgebildet wurden:

- Autonomer und unabhängiger WP-Betrieb.
- WP, die vom DSO gesteuert werden, um eine Netzüberlastung zu vermeiden, indem sie feste Sperrzeiten einführen, in denen kein Betrieb von WP stattfindet.
- WP, die vom DSO gesteuert werden, um eine Netzüberlastung zu vermeiden, indem sie einen dynamischen Zeitplan auf der Grundlage einer voraussichtlichen Lastvorhersage einführen.
- WP, die am Day Ahead EPEX Spot Markt teilnehmen.

Die Simulation der oben genannten Betriebsstrategien erfolgte für drei unterschiedliche österreichische Niederspannungsnetze für einen Untersuchungszeitraum von einem Jahr auf Minutenbasis mit realistischen Lastprofilen und Wetter-/ Temperaturbedingungen. Die Auswirkungen der unterschiedlichen Betriebsstrategien auf die jeweiligen Netzspannungen und die maximale Transformatorbelastung werden im Anschluss ausgewertet und diskutiert.

Rahmenbedingungen für die Simulation

Für die Simulation der Niederspannungsnetze wurde die simulations- und Analyse-SW Digsilent PowerFactory¹⁰ verwendet. Die in der Fallstudie betrachteten Netze wurden mit dem in Österreich gebräuchlichen TN-C-S System modelliert (Schwab, 2012). Dabei kamen ein detailliertes Vierleiter-Messverfahren und eine asymmetrische Dreiphasenberechnung der Netze zum Einsatz, da einphasige Lasten einen erheblichen Spannungsabfall im Gitter verursachen können. Dementsprechend wurden alle Wärmepumpen als dreiphasige symmetrische Lasten modelliert. Die in den Projekten iWPP-Flex (Esterl, 2016) und dem IEA HPT Annex 42 entwickelten Modelle der WP- und Gebäudekonfigurationen wurden in Dymola realisiert.¹¹ PowerFactory bietet verschiedene Schnittstellen zur Co-Simulation mit anderer SW an (Gonzalez-Longatt, 2014), die eine koordinierte Simulation des Stromnetzes in PowerFactory und der WP in Dymola ermöglicht. Diese Co-Simulation aus PowerFactory und Dymola wurde nicht durchgeführt, da bei der Netz-Simulation jede WP eine separate Instanz von Dymola benötigt hätte. Die Simulation eines kompletten Niederspannungsnetzes mit einer Vielzahl von WP (bis zu 99 in diesem Fall) wäre damit durch technische Einschränkungen begrenzt gewesen. Deshalb wurde in PowerFactory ein vereinfachtes Modell für die Modellierung des WP-Einsatzes gewählt, das die kombinierte Simulation des Stromnetzes und der WP unter Berücksichtigung der Kundenkomfortzonen innerhalb eines Simulationswerkzeuges ermöglicht, ohne die Notwendigkeit einer Co-Simulationsumgebung.

Netzmodelle für die Fallstudien

Die im Bericht analysierten Merkmale der drei untersuchten österreichischen Niederspannungsnetze sind in Tabelle 12 dargestellt. Bei Netz A handelt es sich um ein typisches ländliches Stromnetz mit einer relativ hohen Flächenverteilung der Kunden. Netz B ist ein städtisches Netz mit 100% Erdverkabelung, wobei es immer noch als ländliches Netz klassifiziert ist. Bei Netz C handelt es sich um ein ländliches Netz, überwiegend bestehend aus Landwirten, die in einer sehr hohen Flächenverbreitung verbunden sind.

Tabelle 13: Beschreibung der Eigenschaften der drei verschiedenen Test-Netze

	Netzeigenschaften	Netz A	Netz B	Netz C
Transformatoren	Nennleistung	630 kVA	250 kVA	250 kVA
	Verzweigungen	11	6	4
Lasten	Länge	750 m	640 m	1100 m
	Gebäude	165	95	54
	Kunden	173	127	28
	Haushalte	150	99	8
PV	Installierte Anlagen	56	46	17
	Gesamtleistung	330 kWp	195 kWp	135 kWp

¹⁰ Digsilent, *Commercial power system simulation and analysis software PowerFactory*, www.digsilent.de

¹¹ Dassault Systèmes, *Commercial modeling and simulation environment Dymola*, www.3ds.com/products-services/catia/products/dymola

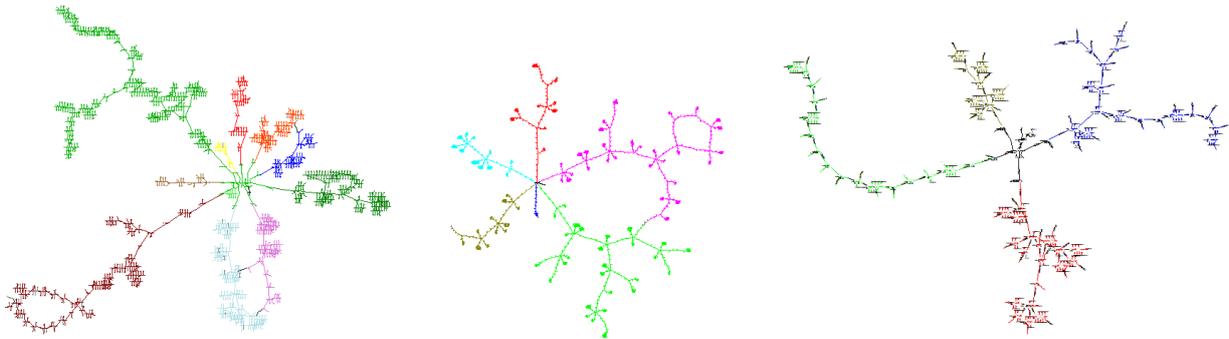


Abbildung 38: Netz A (links), Netz B (Mitte), Netz C (rechts); logische Topologie wird gezeigt, nicht die geografische

Verteilung der unterschiedlichen WP-Typen in den untersuchten Netztypologien

Die Eigenschaften der WP-Anlagen sind in Kapitel 3.2.2 beschrieben. Im Rahmen der Simulationen wurden zwei verschiedene WP-Penetrationsszenarien analysiert: Das Basisszenario beschreibt den derzeitigen Fall, auf Basis der im Netz installierten Anlagen (realistic case). Im Zukunftsszenario wird davon ausgegangen, dass in Zukunft 50% der bestehenden Haushalte mit WP ausgerüstet sind, siehe Tabelle 14 und Tabelle 15.

Tabelle 14: Gesamt-WP-Anschlussleistung für unterschiedliche WP-Durchdringungsszenarien im Vergleich zur Transformator-Spitzenlast

Netz	peak load (w.o. HP)	Aktuelles Szenario	Zukunfts-szenario
Netz A	400 kW	131 kW	256 kW
Netz B	190 kW	71 kW	215 kW
Netz C	90 kW	2 kW	34 kW

Die WP-Arten wurden den Gebäuden und den Netzen A bis C gemäß Tabelle 3 zugeordnet.

Tabelle 15: Wärmepumpen-Durchdringung in den Netzen A-C

Netzwerk	Szenario	I	IIa	IIb	III	IV	Gesamt
Netz A	Aktuelles Szenario	2	10	3	12	19	46
	Zukunftsszenario	4	32	13	23	29	99
Netz B	Aktuelles Szenario	0	1	1	12	6	20
	Zukunftsszenario	4	20	9	23	19	75
Netz C	Aktuelles Szenario	0	1	0	0	0	1
	Zukunftsszenario	1	5	2	3	3	14

Das Verhältnis der Häuser mit WP im Verhältnis zu allen WP ist in in der Spalte prozentuale Durchdringung der WP dargestellt.

Tabelle 16: Relative Wärmepumpen-Durchdringung in den Netzen A-C

Netzwerk	Szenario	Anzahl Gebäude	WPs Gesamt	Prozentuale WP-Durchdringung
Netz A	Aktuelles Szenario	165	46	28%
	Zukunftsszenario		99	60%
Netz B	Aktuelles Szenario	95	20	21%
	Zukunftsszenario		75	79%
Netz C	Aktuelles Szenario	54	1	2%
	Zukunftsszenario		14	26%

Lastprofile für die Netzsimulationen

Die realistischen dreiphasigen Leistungsprofile für die drei Netze wurden mit einem Lastprofilgenerator für ein ganzes Jahr mit einer 1-minütigen Auflösung erzeugt. Der Lastprofilgenerator stellte die typischen Unterschiede im Kundenverhalten an Wochentagen und Wochenenden dar, Feiertage wurden nicht berücksichtigt. Die Kombination von hoher Netzlast mit geringer PV-Einspeisung (schlechte Wetterbedingungen) bringt die Netze an ihre Grenzen. Da die Netzbelastung sowie der Wärmepumpenbedarf im Winter höher ist als im Sommer wäre es grundsätzlich ausreichend, die Simulation für Wintertage durchzuführen, um die Auswirkungen des Wärmepumpenbetriebs auf das Netz zu analysieren. Um die Aussagekraft der Ergebnisse zu erhöhen – vor allem in Bezug auf die Netzintegration von Wärmepumpen – wurden die Simulationen jedoch für das ganze Jahr durchgeführt.

Wärmepumpen-Regelstrategien für das Pooling

Folgende WP-Betriebsstrategien wurden untersucht:

- **Konventioneller, autonomer und unabhängiger WP-Betrieb:** In diesem Szenario werden alle WP gemäß ihrer lokalen thermischen WP-Steuerung ohne externem Signal betrieben. Im Modell startet die WP den Betrieb, sobald der thermische Puffer die vorgegebene untere Grenze erreicht und stoppt den Betrieb, wenn der thermische Puffer die vorgegebene obere Grenze erreicht. Die Beziehung zwischen Ein- und Ausschaltzeit hängt vom Wärmebedarf des Gebäudes sowie dem Warmwasserbedarf ab.
- **Netzkontrolle über Sperrzeiten:** In Österreich haben einige DSOs eine oder mehrere Zeitspannen pro Tag von üblicherweise einer Stunde definiert, in denen alle Wärmepumpen, die an dieser Steuerung teilnehmen, inaktiv sind. Abhängig von den individuellen Merkmalen des Netzes können Sperrstunden während des Mittags sinnvoll sein (Mittagsspitzen sind bei der Mehrheit der Niederspannungsnetze am häufigsten) und / oder abends, aber grundsätzlich auch zu Lastspitzen in den Morgenstunden. In diesem Szenario wurden zwei Zeitspannen von einer Stunde zu festen Zeiten eines Tages angenommen. Da es nicht erlaubt ist, Wärmepumpen während der Sperrzeiten einzuschalten, kann es zu einer Verletzung der Komfortzonen des Kunden kommen, wenn der Wärmebedarf des Haushaltes während der Sperrzeiten hoch ist oder wenn der Wärmepuffer der Wärmepumpe zu Beginn der Sperrzeit niedrig war. Daher wurde ein optimierter netzgesteuerter Betrieb simuliert, bei dem die Wärmepumpe ihren thermischen Pufferpegel auf über 50% ihrer Kapazität bringt, bevor die Sperrzeit beginnt. Bei dieser optimierten Simulation kann ein hoher Gleichzeitigkeitsfaktor des Wärmepumpenbetriebes am Ende der Sperrzeiten vermieden werden.
- **Netzkontrolle auf Basis eines dynamischen Zeitplan auf der Grundlage einer Day-Ahead-Prognose des Netzes:** Feste Sperrzeiten haben Nachteile. So ist etwa nicht sichergestellt, dass das Netz entlastet wird, wenn die Spitzenlast nicht mit den Sperrzeiten übereinstimmt. Darüber hinaus ist der hohe Gleichzeitigkeitsfaktor nach Sperrzeiten auch nachteilig für das Netz (weil alle WP nach Ende der Sperrzeit aufheizen wollen), besonders wenn die WP-Durchdringung im Netz hoch ist. Daher wurde eine Steuerstrategie analysiert, bei der der Betrieb der WP von Zeiten mit hohen Netzlasten zu Zeiten mit geringen Netzlasten verschoben wird. Dies erfolgt durch die Einführung eines „Netzlast-Signals“, das an jede WP gesendet wird. Entsprechend diesem Signal verkleinern Wärmepumpen ihre internen Begrenzungen für den thermischen Puffer der Komfortzonen. Genauer gesagt erhöhten WP einerseits den internen Pufferpegel in Zeiten geringer Netzlast und stoppen andererseits das Laden des internen Puffers in Zeiten hoher Netzlast dynamisch. Es muss jedoch hingewiesen

werden, dass das Verhalten der WP nicht über einen Optimierungsalgorithmus optimiert wurde, so dass die Simulationsergebnisse nicht das optimale Verhalten der Strategie zeigt. Es zeigt auf jeden Fall eine gute Abschätzung eines Netzsignals für WP.

- **Marktteilnahme durch Arbitrage:** In diesem Szenario wird der WP-Betrieb dahingehend beeinflusst, dass dieser verstärkt in Zeiten stattfindet, wo der Strompreis niedrig ist (Day-Ahead Spot Preis). Dies steht im Gegensatz zum Sperrzeiten-Szenario, bei dem sich die Wärmepumpe unabhängig vom aktuellen Energiepreis einschaltet. Aufgrund der Tatsache, dass die Preise für elektrische Energie für alle Kunden gleich sind, kann das Ein- / Abschalt-Verhalten von Wärmepumpen bei dieser Strategie den Koinzidenzfaktor der WP im gesamten Netz deutlich erhöhen. Für diese Simulation wurden Day-Ahead Preise des EPEX Spot Marktes aus dem Jahr 2014 verwendet. Das Arbitrage-Verhalten der WP wurde im unabhängigen WP-Szenario so modelliert, dass die untere Grenze der Wärmepumpe für den Startbetrieb festgelegt wurde, wenn der Puffer leer ist, und die obere Grenze der WP für den Stoppvorgang als erreicht gilt, wenn der Puffer voll ist. In diesem untersuchten Szenario wurde die untere Grenze in Zeiten niedriger Preise auf 80% Ladezustand erhöht. Im Gegensatz dazu wurde die Obergrenze in Zeiten hoher Energiepreise auf 20% Ladezustand gesenkt. Beide Aktionen reduzieren den Wärmepuffer der WP, was zwar zu einer Erhöhung der Ein- / Aus-Zyklen führt, den Komfort des Kunden jedoch nicht beeinträchtigt. Wie schon im vorherigen Szenario wird das Arbitrage-Verhalten nicht über eine Optimierungsroutine optimiert, so dass die erzielten Ergebnisse kein optimales Arbitrage-Verhalten darstellen. Beispielsweise war mit dieser Strategie kein Vorheizen möglich.
- **Worst Case Vergleich:** Im Worst Case Szenario wurden die Netze gänzlich ohne WP-Betrieb für ein Jahr simuliert (auch ohne real existierenden WP). Innerhalb dieser Simulation wurde die Minute mit der niedrigsten Netzspannung als schlechteste Leistungsflussberechnung gewählt. Für diese Minute mit der niedrigsten Netzspannung wurden Leistungsströme berechnet, wobei alle Wärmepumpen gleichzeitig eingeschaltet wurden. Die Auswirkungen des vollkommen gleichzeitigen Wärmepumpenbetriebes wurden in einem Spannungsfalldiagramm visualisiert.
- **Teilnahme an Tertiärregelenergiemärkten:** Da für das Jahr 2014 PV-, Last- und Spannungsprofile zur Verfügung standen, wurde für Tertiärregelenergiemärkte ein Wintertag aus dem Jahr 2014 gewählt, bei dem negative Regelenergie benötigt wurde¹². Am 31. Januar 2014 wurde in vier Zeitintervallen zwischen 02:00 und 18:00 Uhr positive Regelenergie benötigt (siehe Abbildung 39). In der Simulation waren diese Perioden bereits im Vorhinein bekannt. Im Praxisfall wären sie unbekannt, der Aggregator würde jedoch, so begrenzt wie dies möglich ist, versuchen sie vorherzusagen, um den Pool an Wärmepumpen vorzubereiten. In der Simulation senkten die WP daher ihren thermischen Puffer ab, bevor die Regelenergie benötigt wurde, so dass sie ihren thermischen Puffer gemäß dem Steuerungsenergieplan füllen konnten. Während des restlichen Tages war der Wärmepumpenbetrieb nicht eingeschränkt, für die Bereitstellung positiver Regelenergie wurde der Wärmepumpenbetrieb jedoch während und vor diesem Zeitrahmen optimiert.

¹² Die negative Regelenergie für die Erzeugung entspricht dabei dem Lastanstieg.

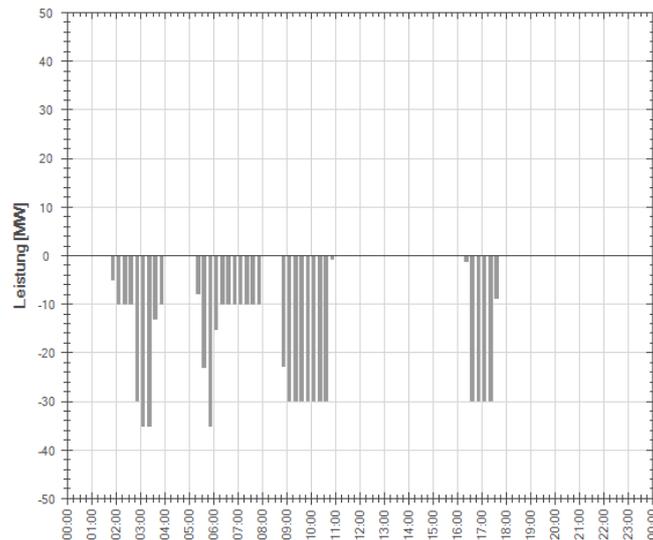


Abbildung 39: Tertiärregelenergieabrufe am 31. Jänner 2014

Ergebnisse der Langzeitsimulationen

Wie erwartet, zeigte die Simulation von drei österreichischen Niederspannungsnetzen (A-C) keine Probleme mit der aktuellen Wärmepumpendurchdringung. Die Verlaufskurven des aktiven Leistungsflusses der Transformatoren, die höchste und die niedrigste Netzspannung (linken drei Sub-Abbildungen) sowie der Koinzidenzfaktor (rechte Sub-Abbildung) aller Wärmepumpen im Netz sind in Abbildung 40, Abbildung 41 und Abbildung 42 dargestellt. In diesen Abbildungen sind nur die relevanten Teile der Verlaufskurven dargestellt. In jeder Abbildung stellen die oberen Werte die Ergebnisse aus dem realen Durchdringungsszenario dar, und die unteren Werte die Ergebnisse für das zukünftige Durchdringungsszenario. Wie die Analyseergebnisse zeigen, unterscheiden sich die Verlaufskurven der drei betrachteten Netze nicht signifikant, was bedeutet, dass der Einfluss der Wärmepumpen auf die Spannungssituation und des Stromflusses des Transformators nicht sehr groß ist. Dieses Ergebnis war für das aktuelle Wärmepumpen-Szenario zu erwarten, da die Wärmepumpen-Durchdringung gegenwärtig nicht besonders hoch ist. Dennoch ist es ein Ergebnis überraschend für das zukünftige Durchdringungsszenario, da in diesem Szenario eine sehr hohe WP-Durchdringung angenommen wurde (siehe Tabelle 15). Dieses Ergebnis lässt sich damit erklären, dass obwohl die gesamte installierte WP-Leistung im Zukunftsszenario sehr groß ist, der Hauptgrund für hohe Netzlasten nach wie vor auf Haushalt, Gewerbe, Industrie und Landwirtschaft zurückzuführen ist.

In zwei der drei analysierten Netze (A und C) verursacht das Zukunftsszenario keine Netzverletzungen. Die Netzbeschränkungen werden in einem der drei Netze (B) in einem Zukunftsszenario verletzt, wobei dieses Ergebnis jedoch erwartet wurde, da die Integration von 215 kW Gesamt-HP Leistung in einem Netz mit 190 kW Spitzenleistung und einem 250 kVA Transformator als unrealistisches Szenario einzustufen ist. Sollte dieses Szenario in Zukunft tatsächlich realisiert werden, dann würden zumindest der Transformator und einige Übertragungsnetze verstärkt werden, was bei der Simulation jedoch nicht berücksichtigt wurde. Die Ergebnisse zeigen, dass in allen drei Netzen die Hauptursachen für Hochspannungsabfälle die gewöhnlichen Lasten sind und nicht die WP. Dies wird auch in der Tatsache begründet, dass alle WP als dreiphasig angenommen wurden, was im Vergleich zu einer einphasigen WP sehr netzfreundlich ist.

Die Simulationen zeigen, dass die Einführung von Sperrstunden zu keiner erheblichen Netzentlastung führt – weder steigt die niedrigste Netzspannung noch sinkt die höchste

Transformatorlast. Es wird angenommen, dass bei Netzen mit einer geringen Durchdringung von Wärmepumpen die Einführung von festen Sperrzeiten positive Effekte auf das Netz haben kann, vorausgesetzt, dass die Sperrzeiten mit den Spitzenzeiten des Netzes übereinstimmen. Nach Beendigung der Sperrzeiten wurde ein hoher Koinzidenzfaktor des Wärmepumpenbetriebes beobachtet, da die thermischen Puffer während der Sperrzeiten abnahmen und viele Wärmepumpen am Ende der Sperrzeiten einen thermischen Bedarf hatten. Dies lässt den Schluss zu, dass bei Netzen mit hohem Anteil an Wärmepumpen der Betrieb fester Sperrzeiten nicht sinnvoll ist, da die Sperrzeiten für alle Wärmepumpen gleichzeitig gelten. Besonders in Netzen mit vielen Wärmepumpen sollte ein koordiniertes Verhalten aller Wärmepumpen im Netz vermieden werden, wenn ein netzfreundliches Verhalten angestrebt wird. Ein weiterer Grund ist, dass die Spitzenzeiten des Netzes ausreichend gut bekannt sein müssen. Andernfalls würde die Sperrung aller Wärmepumpen für festgelegte Zeiträume keinen positiven Effekt für das Netz bringen. **Zusammenfassend kann festgehalten werden, dass es für Netze mit einer hohen WP-Durchdringung sinnvoll zu sein scheint, die feste Sperrung aller WP durch ein externes Netzsignal zu ersetzen, das je nach Netzlast nur eine "weiche Begrenzung" der WP bewirkt.**

Dies erfolgte im Netzunterstützungsszenario bspw. über eine dynamische Steuerung der internen Wärmepumpenbetriebs für den thermischen Puffer in Abhängigkeit zum aktiven Leistungsfluss des Transformators. Die Ergebnisse zeigen eine signifikante Netzentlastung bei der Reduzierung der Transformatoren-Spitzenleistung (bis zu 6% gegenüber dem Basisszenario bei konventionellem WP-Betrieb). Überraschenderweise war der positive Einfluss auf die niedrigste Netzspannung vergleichsweise gering, was auch in dieser Simulation den Schluss nahe legt, dass die Spitzenlast-Szenarien durch normale Haushaltslasten und nicht durch Wärmepumpen verursacht werden. Es wurde gezeigt, dass der Netzunterstützungsvorgang die Koinzidenzfaktoren der Wärmepumpen auf 100% erhöhte, da aber diese Effekte nur in Zeiten mit geringer Netzlast (oder sogar in Zeiten des Rückwärtseinspeisung von PV-Strom) auftreten, haben diese Effekte sogar eine positive Wirkung auf das Netz. Ein weiteres Ergebnis ist, dass auch der netzunterstützende Betrieb von Wärmepumpen negative Auswirkungen auf das Netz haben kann, wenn:

1. Das Netzunterstützungsverhalten aller WP auf Basis von Day-Ahead Prognosen berechnet wird, ohne die Auswirkungen des WP-Verhaltens im Netz zu berücksichtigen.
2. Es eine große Anzahl an WP gibt, die im Netz installiert sind und / oder wenn der Einfluss des Betriebszustandes der WP (alle WP an oder alle WP aus) weit höher ist als die Auswirkungen der Lasten.
3. Die berechneten Betriebssollwerte gleichzeitig an alle WP im Netz gesendet werden. Dieser Effekt wirkte hauptsächlich auf das Netz B, wie unten beschrieben.

Im „aktuellen“ Szenario wird die Zeitspanne, in der die Netzbelastung niedrig ist und ein Wärmepumpenbetrieb bevorzugt würde, offline berechnet. Diese Berechnungen basierten auf dem Transformatorleistungsprofil eines Kalenderjahres ohne WP-Betrieb. Bei dieser Offline-Berechnung wurde die gesamte installierte WP-Leistung nicht berücksichtigt. Deshalb hat im Netz B (Gesamt-WP-Leistung 215 kW bei 190 kW Spitzenlast ohne WP) die daraus resultierende Erhöhung der Koinzidenzfaktoren der WP von 80% auf 100% für 50 Stunden des Jahres nachteilige Auswirkungen auf die Netzspannung und den höchsten Transformatorleistungsfluss, der 16% höher ist als im Referenzszenario. In solchen Netzen kann davon ausgegangen werden, dass die meisten Maßnahmen, die den Koinzidenzfaktor der WP erhöhen, negative Auswirkungen auf das Netz haben werden. Die erwarteten

negativen Auswirkungen der Day Ahead Spot Marktdynamik auf das Netz wurden nur in gewissem Umfang beobachtet – überwiegend im Zukunftsszenario des Netzes B aus den bereits oben genannten Gründen. Dieses „positive“ Ergebnis für den Verteilnetzbetreiber wird dadurch verbessert, dass der Wärmepumpenbetrieb nicht optimiert wurde, um einen maximalen Gewinn aus der Marktteilnahme zu erzielen. Das bedeutet, dass es bei dem gegebenen Modell möglich wäre, dass eine Wärmepumpe in Zeiten hoher Preise in Betrieb ist, auch wenn thermische Puffer nicht leer sind oder die WP in Zeiten niedriger Preise ausgeschaltet ist, auch wenn thermische Puffer nicht voll sind. Infolgedessen erzeugt das gegebene Modell nicht das Worst Case Szenario für das Netz, und auch die berechneten Gewinnergebnisse sind nicht die maximal erzielbaren Werte. Trotzdem wird erwartet, dass eine Marktteilnahme von Wärmepumpen einen erheblichen negativen Einfluss auf das Netz haben kann, wenn der WP-Betrieb so optimiert wird, dass jede WP in Zeiten, in denen die Preise niedrig sind, in Betrieb genommen wird. Die Analyse des Koinzidenzfaktors für den WP-Betrieb bestätigt die Intuition bzgl. des Einflusses der WP und einer erhöhten Gleichzeitigkeit auf das Verteilnetz:

- Je mehr WP in einem Netz installiert sind, desto geringer ist der Koinzidenzfaktor für alle WP.
- Der unkontrollierte WP-Betrieb erzeugt die „flachste“ Koinzidenzfaktor-Verlaufskurve (geringste Steigung).
- Jede kontrollierte Abweichung wird die Steigung der Koinzidenzfaktor-Verlaufskurve erhöhen, was aber nicht zwangsläufig zu negativen Effekten auf das Netz führen muss.
- In den analysierten Fällen erhöhten die Marktteilnahme und die netzfreundliche Einflussnahme mit dynamischen Signalen den maximalen Koinzidenzfaktor auf 100%. Während in den unkontrollierten Szenarien alle Wärmepumpen gleichzeitig (Koinzidenzfaktor 100%) bis zu 14 Stunden im Jahr (im realen Durchdringungsszenario von Netz B) in Betrieb waren, erhöhte sich diese Zahl auf 215 Stunden im netzfreundlichen Betriebsszenario auf bis zu 209 Stunden mit dynamischen Sollwerten.
- Der maximale Transformator-Stromfluss wurde während des netzfreundlichen Betriebs um bis zu 6% reduziert (im zukünftigen Netz C Durchdringungsszenario).
- Die positive Auswirkung auf die niedrigste Netzspannung, die erwartet wurde, wenn WP netzfreundlich betrieben wurden, war abhängig von der Strategie und hatte vergleichsweise geringe Auswirkungen (wie oben bereits erläutert).

Zusammenfassend kann festgehalten werden, dass die Simulationsergebnisse in hohem Maße von den getroffenen Rahmenbedingungen, den Lastprofilen, anderen Simulationsparametern sowie den beobachteten Zeitabständen abhängen. Die Analyse von Extremwerten die Netzspannung und Netzlasten betreffend ist schwierig, da diese Extremwerte sehr selten auftreten und stark vom Zusammenspiel aller Simulationsparameter abhängen. Nichtsdestotrotz müssen 5% der 10 Minuten-Durchschnittswerte der Netzspannungen laut österreichischem Netzkodex (EN 50160, 2011) bei über 95% der Nennspannung liegen und der niedrigste 10 Minuten-Durchschnittswert innerhalb bei zumindest 85% der Nennspannung. Es muss darauf hingewiesen werden, dass die untersuchten Szenarien nur das Verhalten von drei Netzen in einem Zeitrahmen von einem Jahr zeigen und die Ergebnisse daher keine verallgemeinerten Schlussfolgerungen für andere Niederspannungsnetze zulassen. Die folgenden Sub-Abbildung zeigen Ausschnitte aus den Jahres-Dauerlinien¹³ von Transformator-Wirkleistungsfluss (ganz links), niedrigster

¹³ Dauerlinien stellen die über einen Zeitraum variierenden Werte sortiert dar, wobei die x-Achse dann nicht mehr die Zeit darstellt, sondern den prozentuellen Anteil der Zeit von 0 bis 100%.

Netzspannung (Mitte links), höchster Netzspannung (Mitte rechts) und dem Gleichzeitigkeitsfaktor der WP in Betrieb (rechts). In den ersten drei Abbildungen wurden die niedrigsten 10% der Dauerlinien „herausgezoomt“ dargestellt (untere Kurvenschar), und gleichzeitig die höchsten 10% der Dauerlinien (obere Kurvenschar) auch in das Diagramm gezeichnet (zur korrekten Interpretation der Werte müssen 90% zum x-Achsen Wert von 0-10% dazu addiert werden). So wurden die signifikantesten Teile der Dauerlinien in einem Diagramm dargestellt.

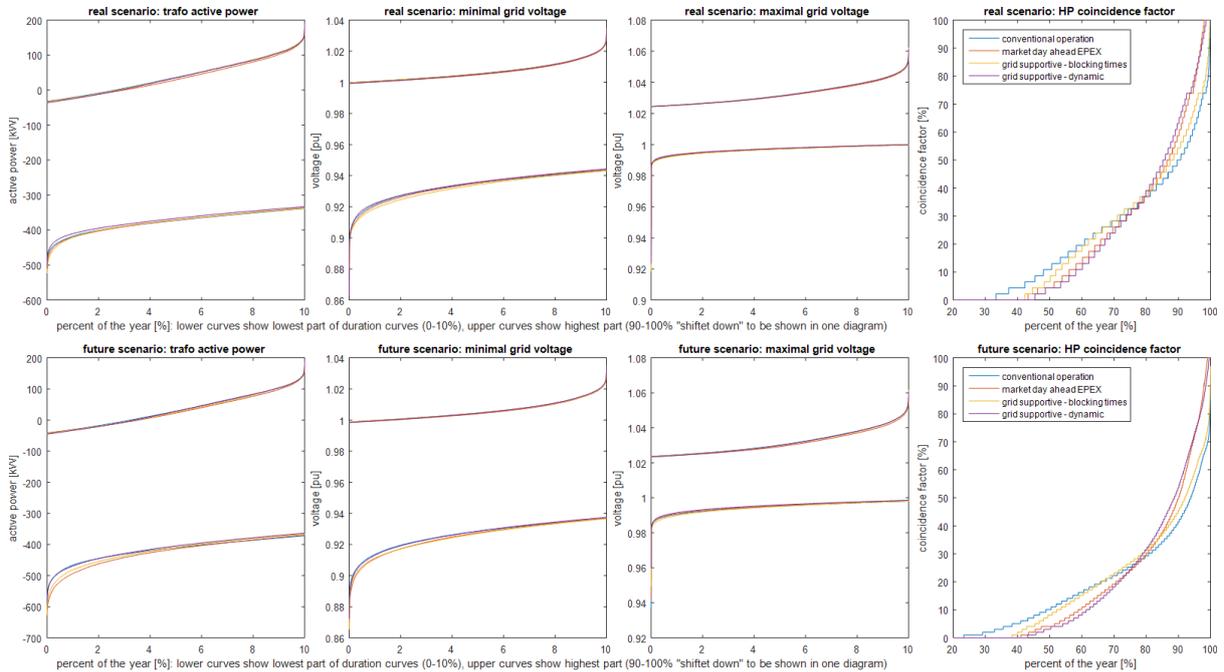


Abbildung 40: Simulationsergebnisse für das Netz A

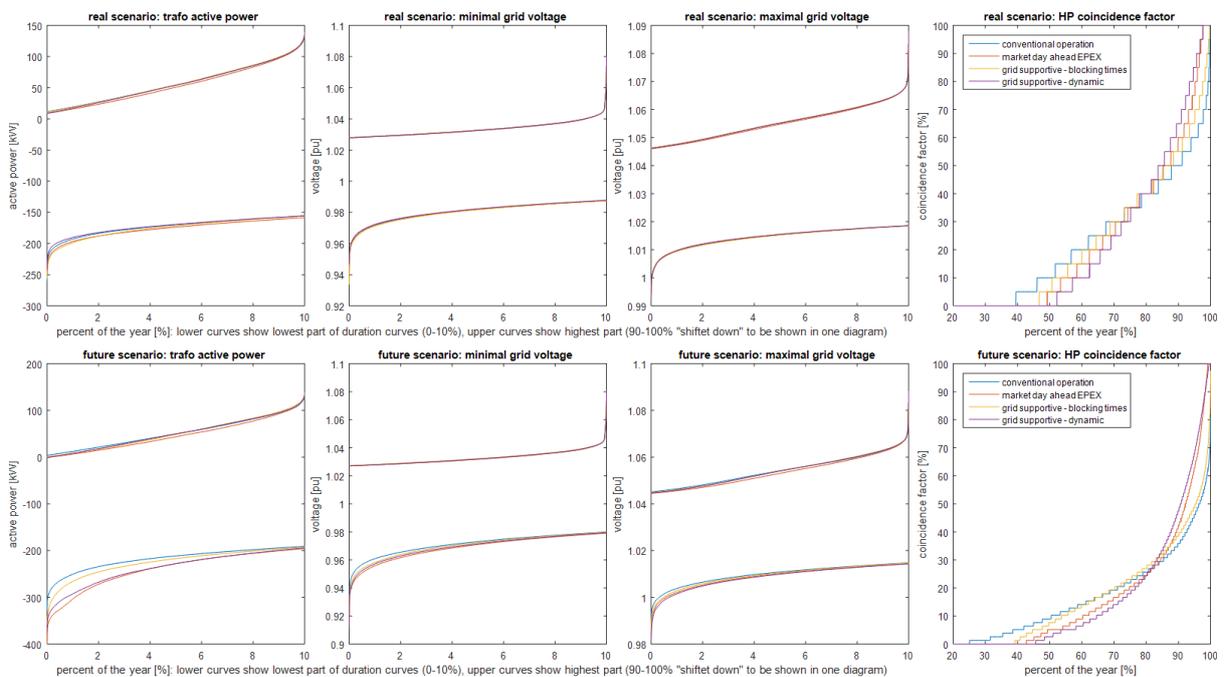


Abbildung 41: Simulationsergebnisse für das Netz B

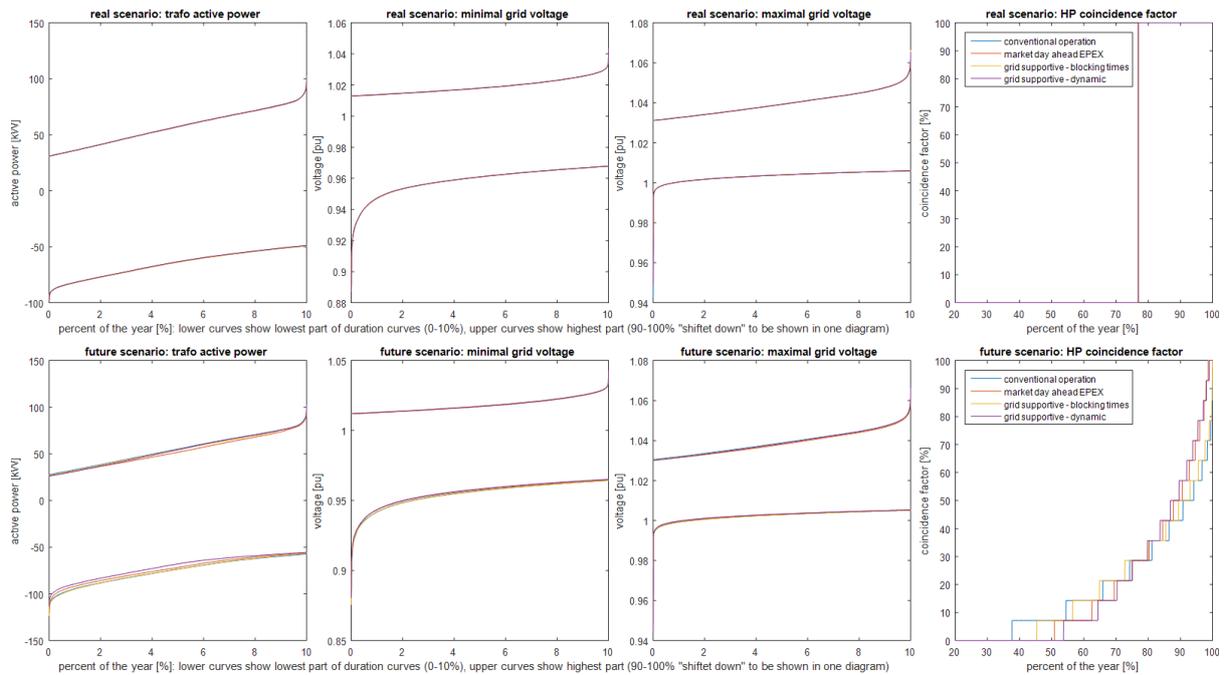


Abbildung 42: Simulationsergebnisse für das Netz C

Ergebnisse Fallstudie „Worst-Case“ Vergleich

Die folgenden Spannungsfalldiagramme¹⁴ zeigen den Vergleich zwischen der Worst-Case-Situation, bei der alle WP im Netz abgeschaltet sind, und der Situation, bei der alle WP eingeschaltet sind. Die für das zukünftige Szenario der WP-Durchdringung verwendeten Parameter sind in Tab. 15 dargestellt. Die Ergebnisse stellen nur eine Momentaufnahme im Netz dar und sind daher nur für eine erste Abschätzung und nicht für langfristige Analysen zu verwenden.

Im **Netz A** sinkt die niedrigste Netzspannung von 91,4% auf 85,4%. Solange diese Situation nicht länger als 5% einer Woche dauert, erfüllt sie den Standard (EN50160, 2011). Es sind zwei Leitungen im Netz aufgrund dieser Situation überlastet. Die tatsächliche Belastung von 101% wird nicht als schädlich angesehen, solange diese nicht zu lange andauert und sie im Winter auftritt, wenn die Umgebungstemperatur niedrig ist.

¹⁴ Die y-Achse des Diagramms zeigt die Netzspannung – beginnend bei der Transformator-Sammelschienen-Spannung ganz links ist über die x-Achse der Verlauf der Netzspannungen in Abhängigkeit der Entfernung zum Transformator (Leitungslänge) dargestellt. Phasen-Neutralleiter-Spannungen sind in rot, dunkelgrün und hellgrün dargestellt, die Mitsystem-Spannung in blau. Die jeweils niedrigste Netzspannung wurde durch eine Beschriftung hervorgehoben.

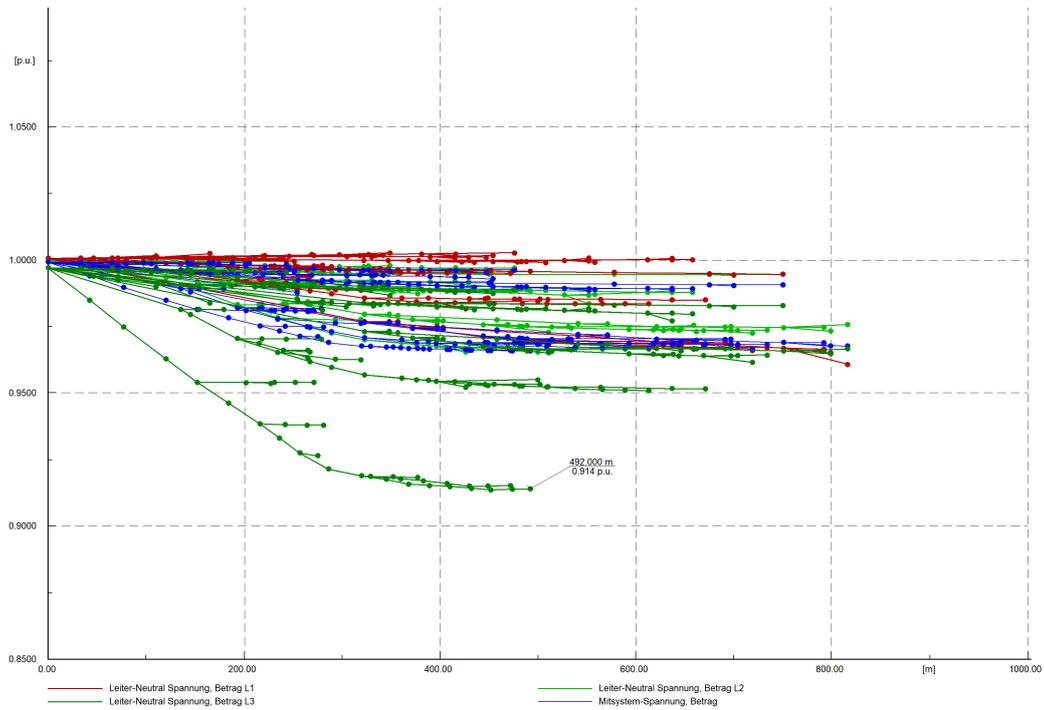


Abbildung 43: Worst Case Spannungsabfall für Netz A ohne WP (alle WP abgeschaltet)

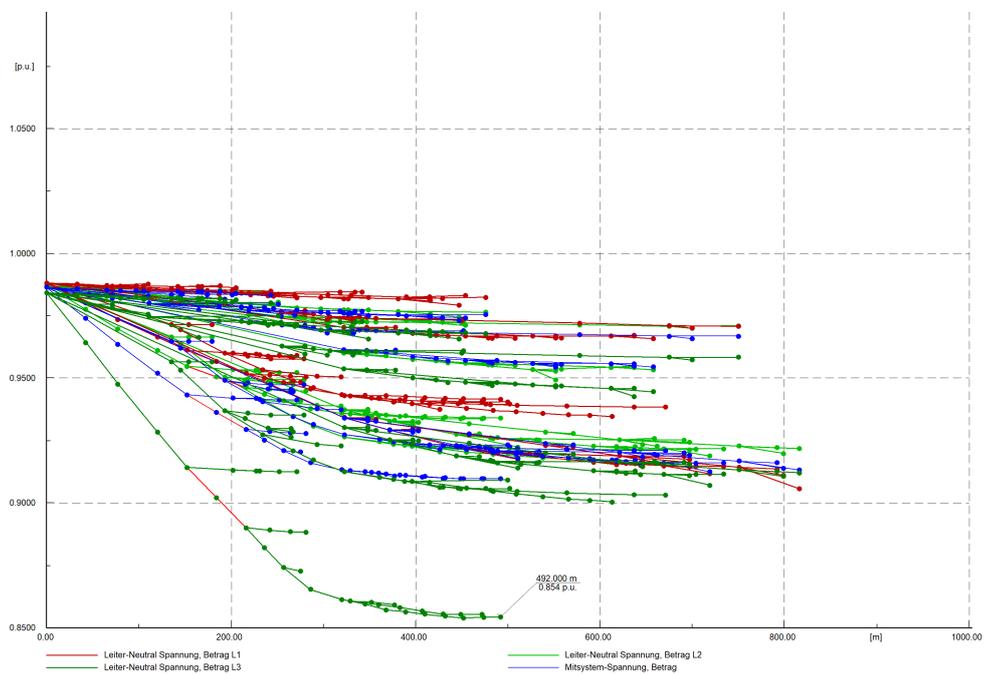


Abbildung 44: Worst Case Spannungsabfall für Netz A mit WP (alle WP eingeschaltet)

Im **Netz B** sinkt die niedrigste Netzspannung von 95,4% auf 90%, was in jedem Fall innerhalb der Grenzen liegt.

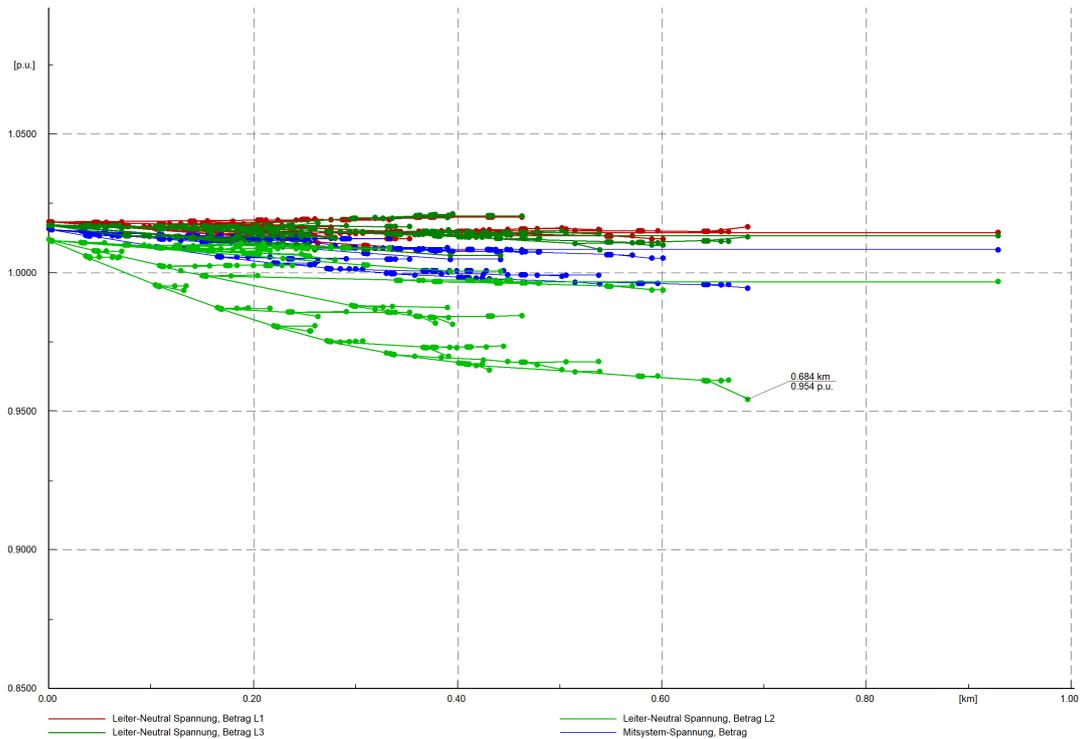


Abbildung 45: Worst Case Spannungsabfall für Netz B ohne WP (alle WP abgeschaltet)

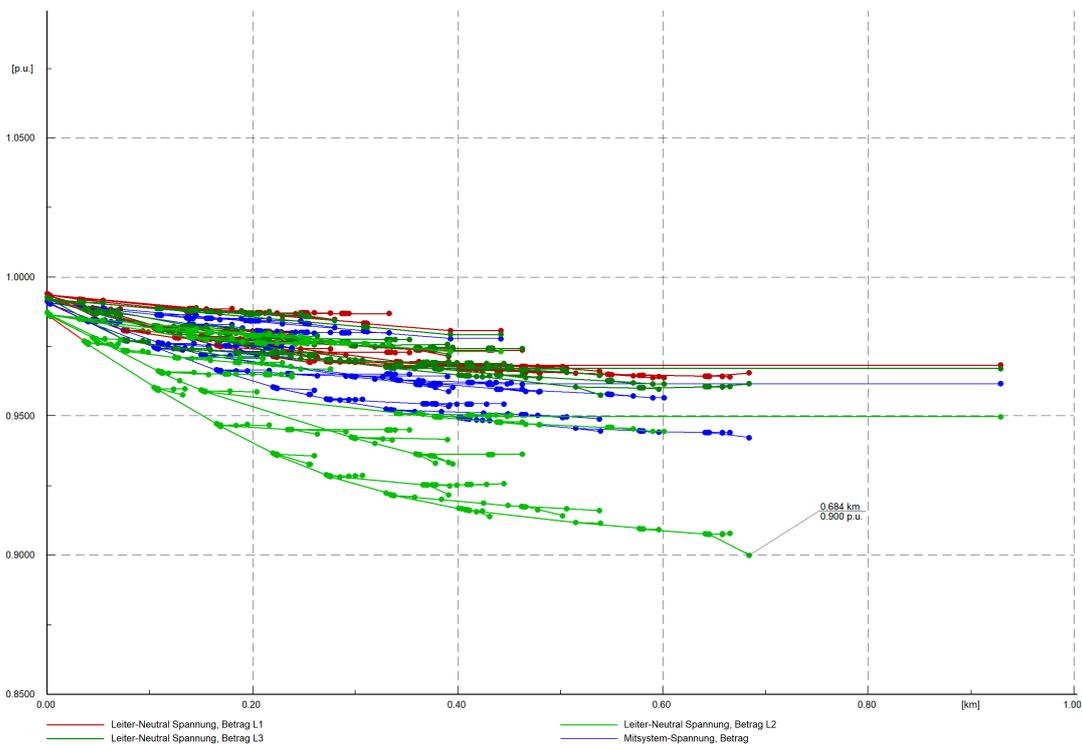


Abbildung 46: Worst Case Spannungsabfall für Netz B mit WP (alle WP eingeschaltet)

Im **Netz C** sinkt die niedrigste Netzspannung von 90,1% auf 87,9%, was erlaubt ist, solange diese Situation nicht zu lange andauert.

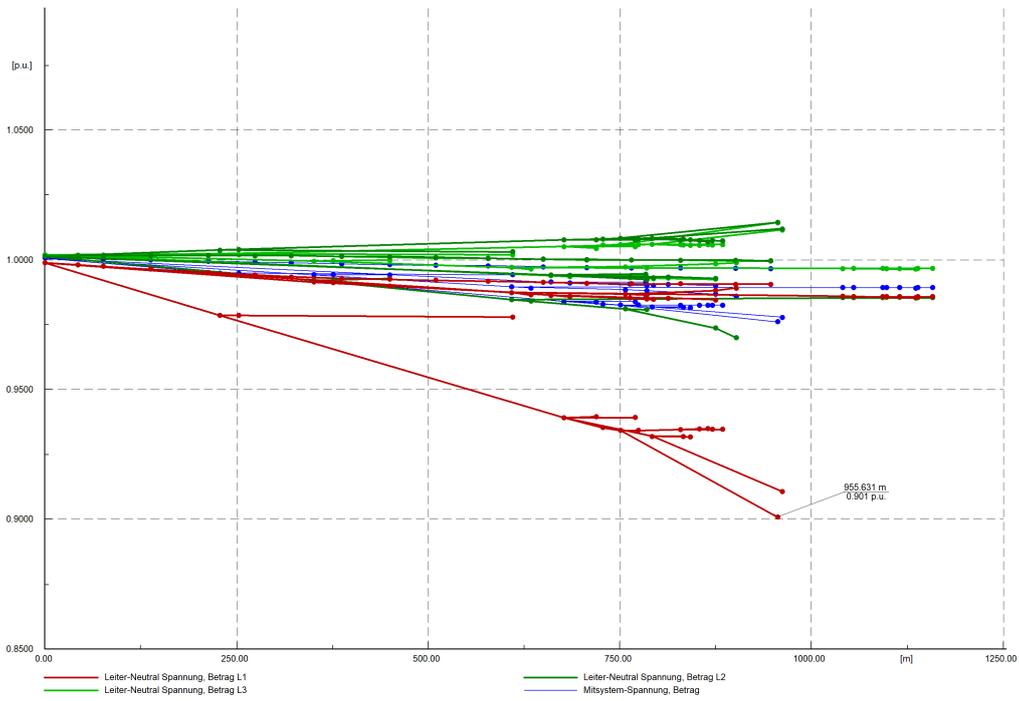


Abbildung 47: Worst Case Spannungsabfall für Netz C ohne WP (alle WP abgeschaltet)

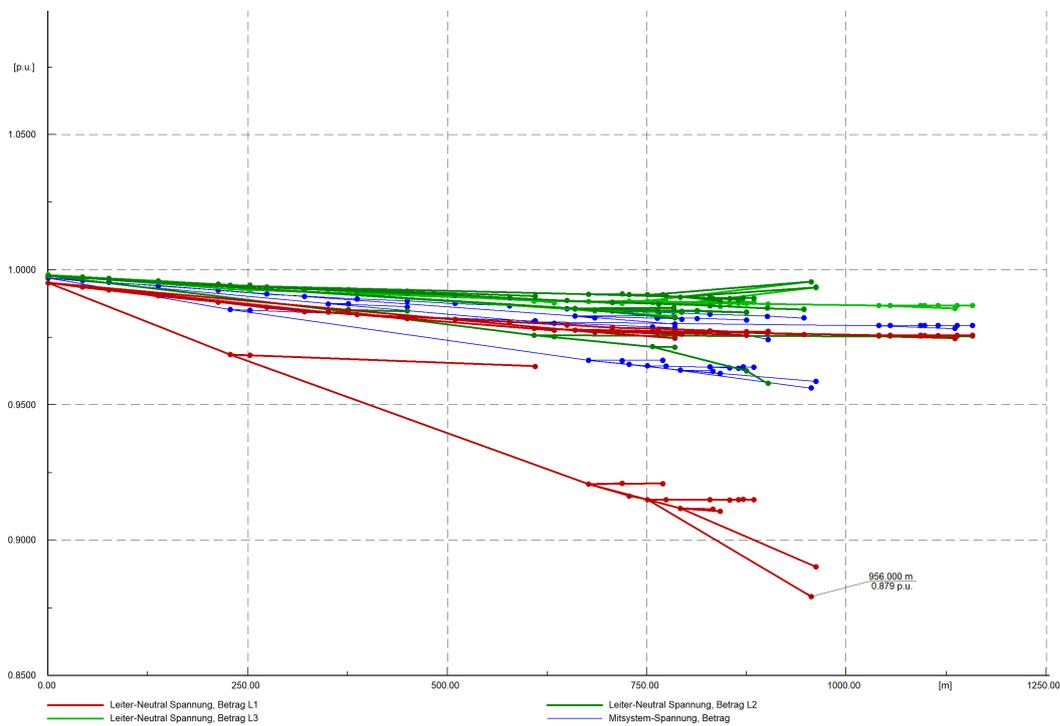


Abbildung 48: Worst Case Spannungsabfall für Netz C mit WP (alle WP eingeschaltet)

Zusammengefasst zeigen die Ergebnisse, dass die niedrigen Spannungen in den Netzen A und C durch asymmetrische Belastungen verursacht werden. Eine symmetrische Belastung würde die Netzspannungen nicht auf ein derart niedriges Niveau bringen und das Netz stark entlasten.

Ergebnisse Fallstudie: Teilnahme an Tertiärregelenergiemärkten

Abbildung 49 bis Abbildung 54 zeigen die **Auswirkungen der Tertiärregelenergiemarktteilnahme auf Netzspannung und Transformatorleistungsfluss** im Vergleich zum unkontrollierten Referenzszenario.¹⁵

Wärmepumpen reduzieren ihren thermischen Puffer bereits einige Stunden vor ihrer Marktteilnahme, um sicherzustellen, dass der thermische Puffer zum Startzeitpunkt der Marktteilnahme niedrig ist. Die Komfortzonen des Kunden sollten wegen der Marktteilnahme nicht verletzt werden. Das bedeutet, dass die Raumtemperatur bei z.B. 21° C +/- 0,5 ° C liegen und heißes Wasser zwischen z.B. 45 ° C und 65 ° C variieren soll.

Im **Netz A** reduziert die Marktteilnahme die niedrigste Netzspannung von 90,4% auf 87,8% an diesem Tag, was nicht kritisch ist, weil der Hochspannungsabfall nur von kurzer Dauer ist¹⁶. Der maximale Stromfluss des Transformators steigt an diesem Tag deutlich von 476 kW auf 653 kW. Im **Netz B** sinkt die niedrigste Netzspannung an diesem Tag von 95,8% auf 92,8%; der maximale Stromfluss des Transformators steigt deutlich von 285 kW auf 394 kW. Im **Netz C** sank die niedrigste Netzspannung an diesem Tag nicht signifikant. Der maximale Stromfluss des Transformators erhöhte sich aufgrund der Marktteilnahme unwesentlich von 115 kW auf 122 kW.

Das führt zur Schlussfolgerung, dass die **Auswirkungen der Marktteilnahme auf die drei Netze sehr unterschiedlich** sind. Sie **hängen stark vom gewählten Tag, den Lastprofilen und dem WP-Betriebsplan** ab.

Darüber hinaus zeigen die Simulationsergebnisse, dass nicht alle WP über einen ausreichenden thermischen Puffer verfügen, um mehrere Stunden in Betrieb zu bleiben. Die Abbildungen zeigen während der langen Abschaltperiode zwei Linien, die hervorstechen: zum einen eine hellgraue Linie, bei der die untere Komfortgrenze schon bald erreicht ist. Dabei handelt es sich um ein nicht renoviertes Gebäude mit einem sehr hohen Gesamtenergieverbrauch der Wärmepumpe von fast 9000 kWh pro Jahr (Fall 3). Andererseits eine dunkelgraue Linie, bei der das untere Komfortniveau auch nach einigen Stunden ohne Heizung bei weitem noch nicht erreicht ist. Dabei handelt es sich um ein Passivhaus (Fall 1) mit sehr niedrigem Energieverbrauch.

¹⁵ Der obere Bereich jeder Abbildung zeigt den Ladezustand (SoC) aller WP im Netz in Prozent des für die WP-Modelle angenommenen linearen thermischen Puffers. Der mittlere Bereich jeder Abbildung zeigt die Netzspannungen pro Nennspannung an, die Transformatorspannung wird rot gezeichnet. Der untere Bereich jeder Abbildung zeigt den aktiven (roten) und reaktiven (grünen) Stromfluss des Transformators. In allen Fällen zeigt die x-Achse die Zeit in Stunden an.

¹⁶ Der Abfall sollte nicht mehr als 5% pro Woche betragen.

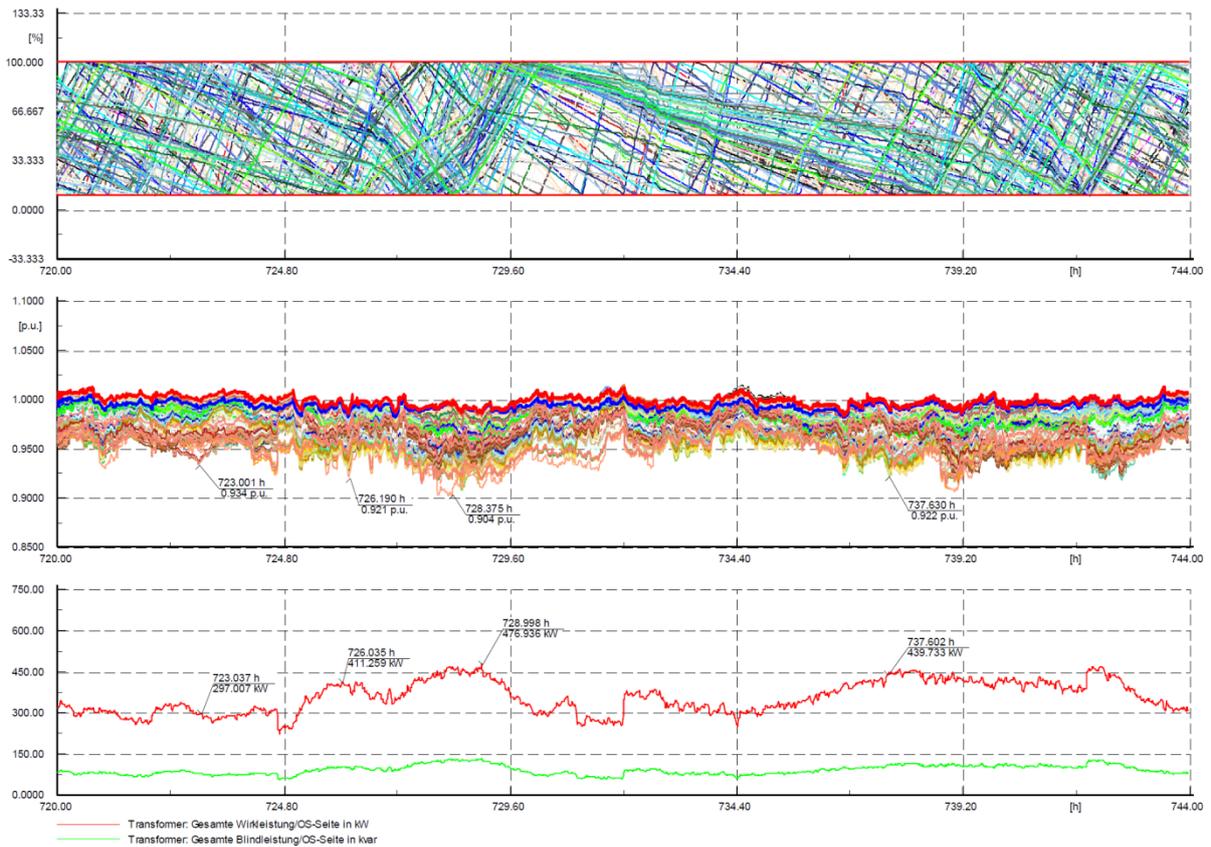


Abbildung 49: Unkontrollierter (Referenz-)Betrieb von WP im Netz A (zukünftiges Durchdringungsszenario)

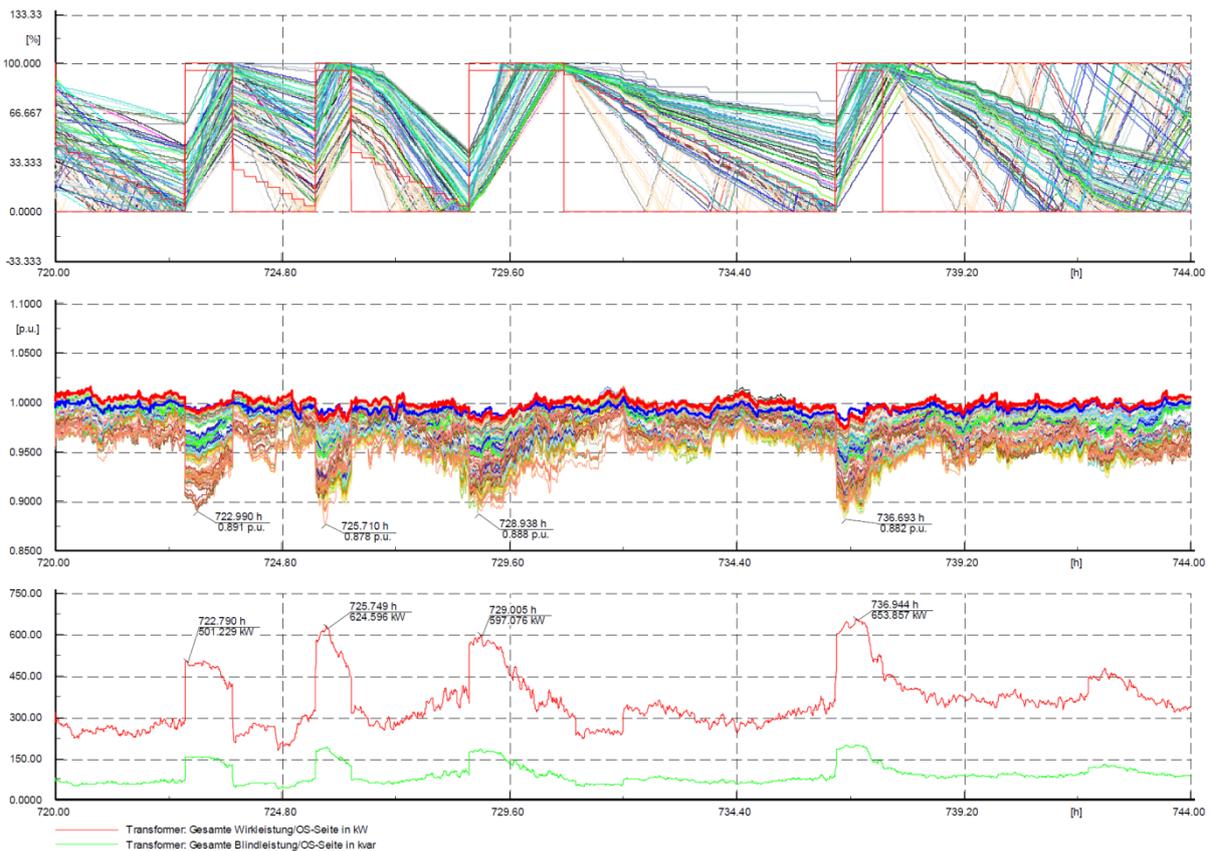


Abbildung 50: Teilnahme von Wärmepumpen am Tertiärregelenergiemarkt im Netz A (zukünftiges Durchdringungsszenario)

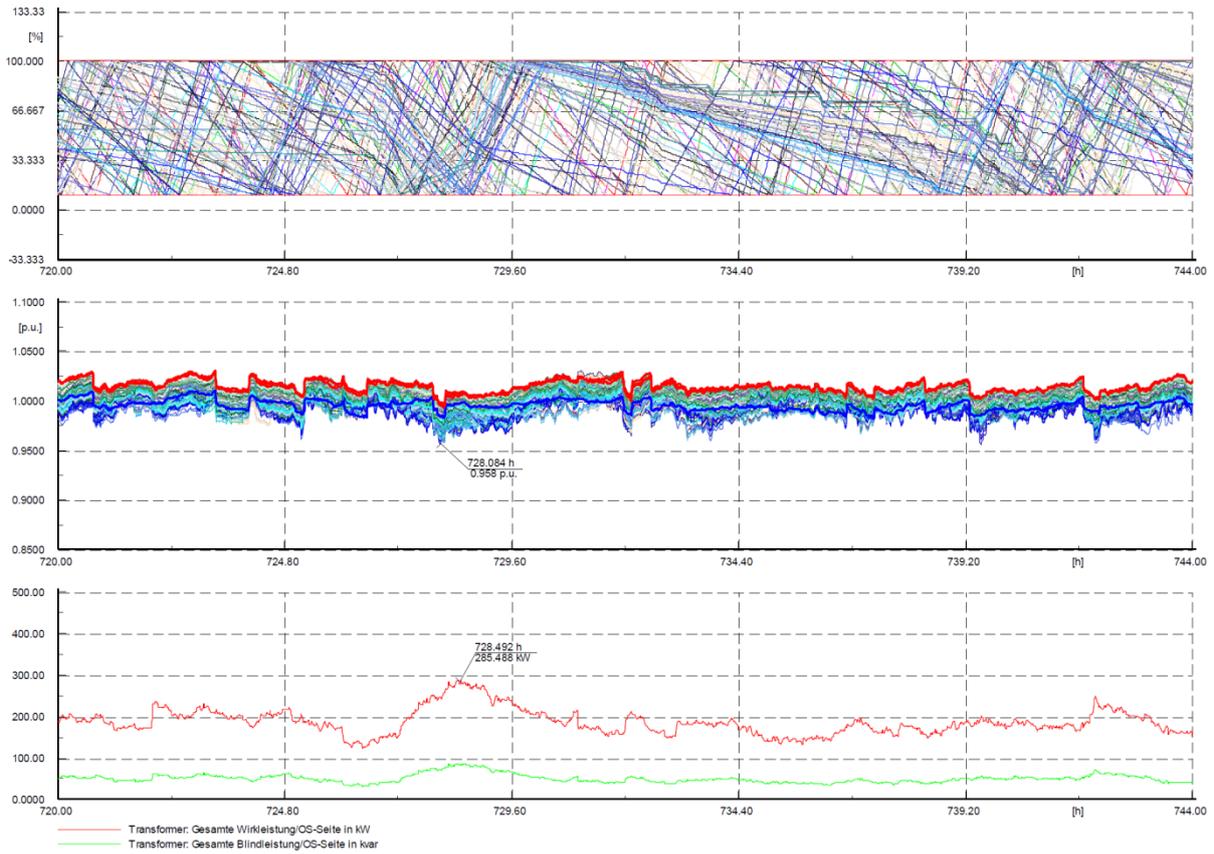


Abbildung 51: Unkontrollierter (Referenz-)Betrieb von Wärmepumpen im Netz B (zukünftiges Durchdringungsszenario)

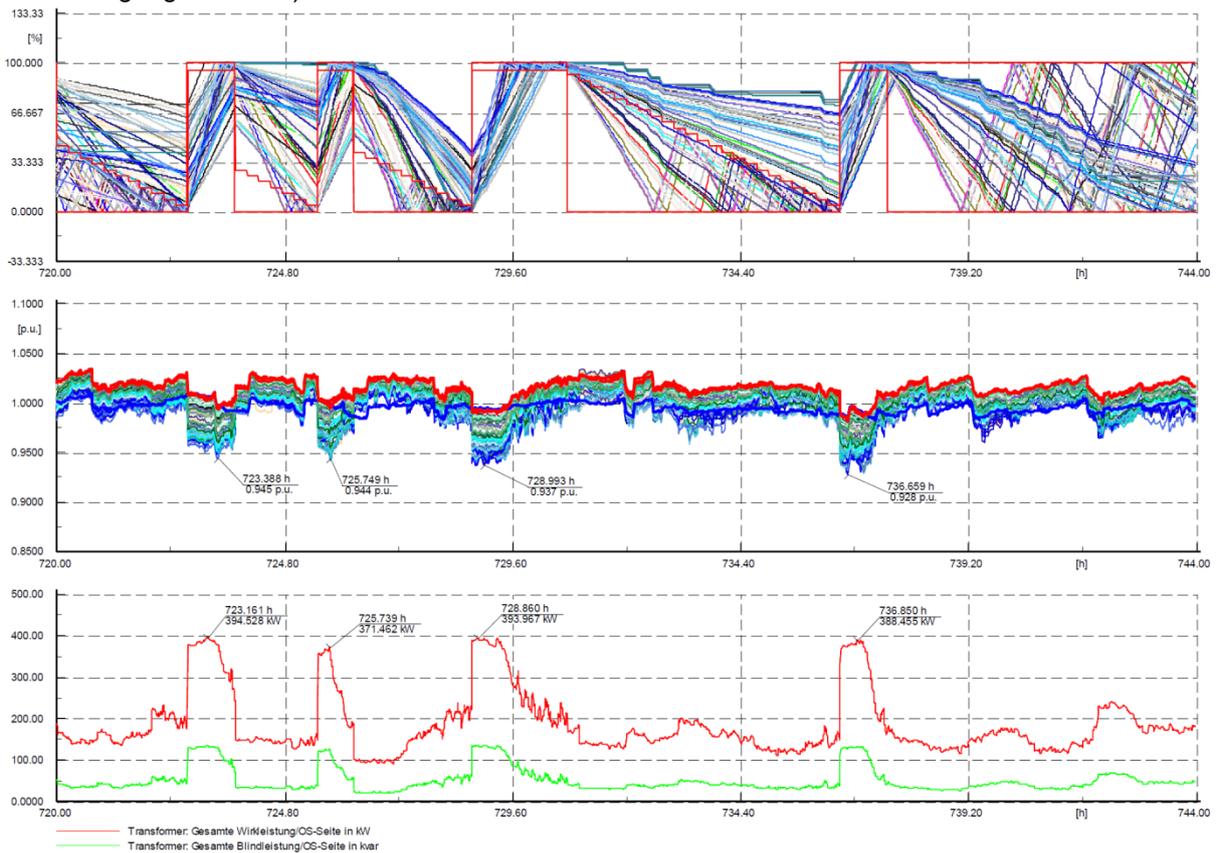


Abbildung 52: Teilnahme von Wärmepumpen am Tertiärregelenergiemarkt im Netz B (zukünftiges Durchdringungsszenario)

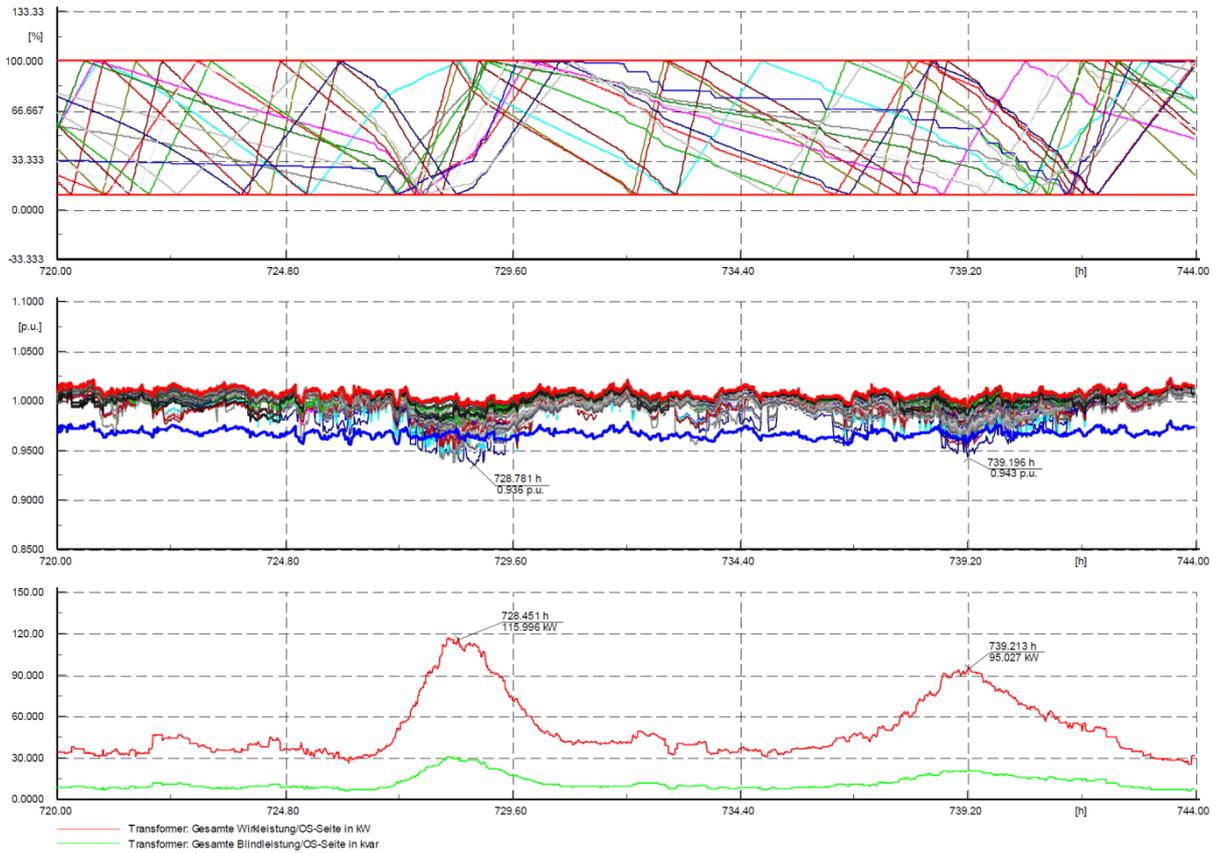


Abbildung 53: Unkontrollierter (Referenz-)Betrieb von Wärmepumpen im Netz C (zukünftiges Durchdringungsszenario)

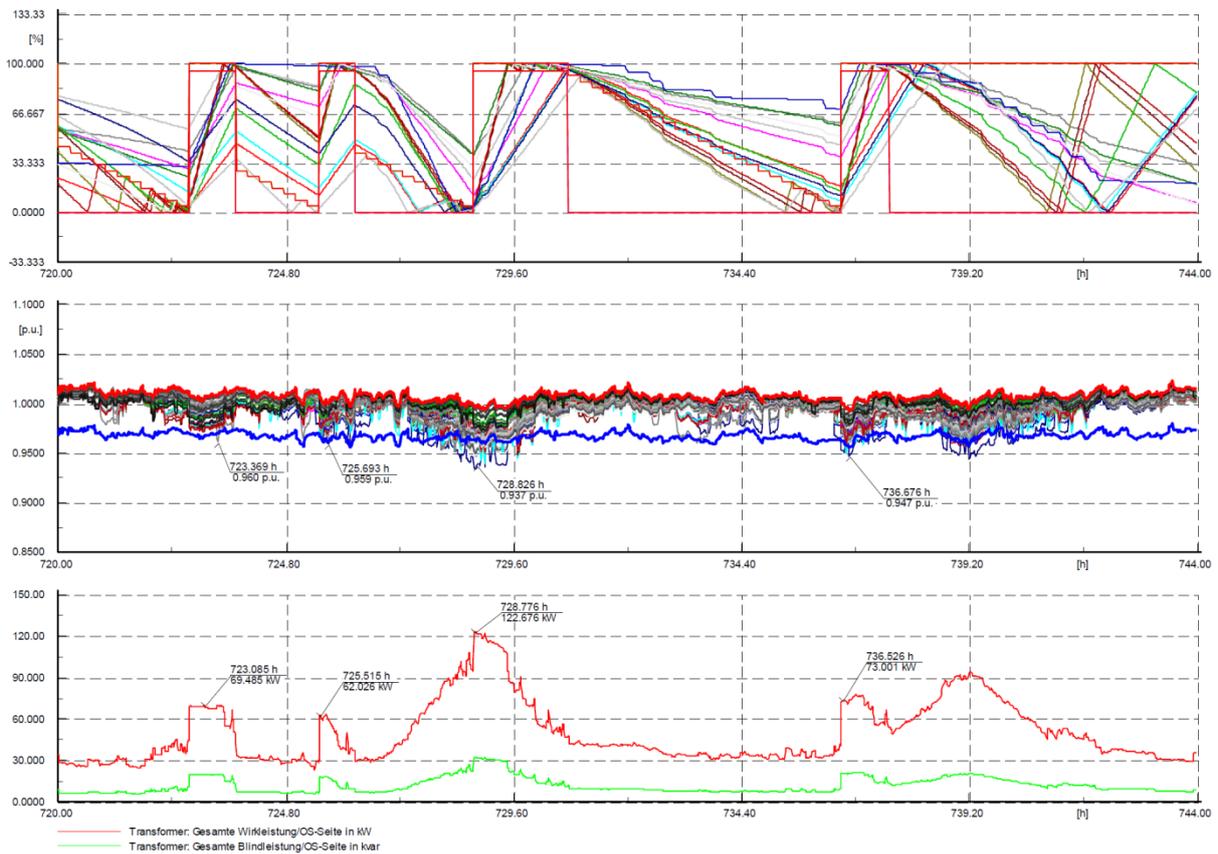


Abbildung 54: Teilnahme von Wärmepumpen am Tertiärregelenergiemarkt im Netz C (zukünftiges Durchdringungsszenario)

3.2.5 Disseminierung & Projektmanagement (AP5):

Die Ergebnisse der Disseminierung werden in Kapitel 4 bzw. 5 dargestellt.

3.3 Veröffentlichungen

Internationales Annex-Projekt

Im internationalen Annex Projekt wurden folgende Publikationen erstellt:

- 3 Artikel in **Smart Grids–Heat Pumps**, HPT MAGAZINE; Vol. 34, No. 2/2016, S. 19–34

Titel: Thermal Storages Improve Heat pump Flexibility for Smart Grids in Residential Heating

Autoren: Philipp Schütz, Damian Gwerder, Lukas Gasser, Beat Wellig, Jörg Worlitschek

Abstract: A heat pump is flexible for a smart grid when it can be switched on or off according to the load of the electric network. To fulfil the heat demand asynchronously from the building, the heat produced by the heat pump has to be stored intermittently. Here, we explore the limits of flexibility for a residential heating system with varying heat pump capacity when thermal storage systems (additional systems or building) are integrated. In our simulation study, the flexibility can be increased by up to 50 % at 10 to 20 % loss in seasonal performance factor.

Titel: Smart Controls for Hybrid Heat Pumps May Solve Grid Congestion

Autor: Paul Friedel

Abstract: Hybrid heat pumps (i.e. a combination of heat pump and fossil-fired backup heater) have a large and unique potential for flexibility. By switching to the back-up heater, electricity demand can be completely reduced to zero, whereas for stand-alone heat pumps, the load can only be shifted in time. Simulations for the Dutch market have shown that – surprisingly – this feature does not help to a decrease in either heating costs or CO₂ emissions. However, hybrid heat pumps turn out to be very helpful in reducing grid congestion and preventing overload.

Titel: Heat Pumps Offer a Huge Potential for Flexibility on a Smart Grid and Unlocking it is Not (Just) a Technical Issue

Autoren: Dennis Mosterd, Peter Wagener

Abstract: Domestic heat pumps will be the largest electricity appliance in the house. These heat pumps can shift electrical power to heat, and with thermal storage postpone demand. Therefore, heat pumps can potentially deliver flexibility to the grid and enable intermittent renewable energy integration. But in order to unlock this flexibility, these heat pumps must be made smart to have some sort of communication with the grid (or with other consumers or producers of energy). This article will explore this broad topic and will show that this are not just technical barriers that have to be overcome.

Artikel-Download unter: <http://heatpumpingtechnologies.org/publications/heat-pumps-offer-a-huge-potential-forflexibility-on-a-smart-grid-and-unlocking-it-is-not-just-a-technical-issue/>

- **Endbericht:** Der Endbericht wurde den ExCo-Delegierten im Zuge der IEA Heat Pump Conference in Rotterdam in 05/2017 zur Prüfung vorgelegt, die Veröffentlichung wird für August 2017 erwartet.

Publikationen im Kontext des nationalen Annex-Projekt

Im Rahmen des nationalen Annex Projekts wurden folgende Publikationen erstellt:

- **1 Bachelorarbeit** im Studiengang „Erneuerbare Urbane Energiesysteme“, FH Technikum Wien¹⁷
- **1 Masterarbeit** im Studiengang „Erneuerbare Urbane Energiesysteme“, FH Technikum Wien
- **3 Papers für 2 nationale Konferenzen** (2 x Energieinnovation 2016, e-nova 2016)
- **1 Poster** Präsentation für eine **nationalen Konferenz** (Smart Grids Week 2016)
- **3 Papers für 2 internationale Konferenzen** (Deutsche Klima- und Kältetagung 2016, IEA Heat Pump Conference 2017)
- **1 Zeitschriftenartikel:** A. Zottl, T. Esterl „Wärmepumpen in Smart Grids“, in: Der Österreichische Installateur, 2016, 7-8a, S. 48-49

Bachelorarbeiten:

Philipp URBAN, **Wärmepumpen für Raumheizung und Brauchwasserbereitung - Analyse typischer hydraulischer Schaltungen**, Fachhochschule Technikum Wien, 30.01.2015, Begutachter: Andreas Zottl

Masterarbeiten:

Martin Häusler, **Auswirkungen des vermehrten Einsatzes von Wärmepumpen auf das Niederspannungsnetz**“ Fachhochschule Technikum Wien, 05.09.2016, Begutachter: Matthias Stifter, Roman Schwalbe

Beiträge zu nationalen Konferenzen:

Paper, Energieinnovation 2016, Graz, 02/2016

Titel: Analyse der Abhängigkeiten der Sekundärreserveabrufe und Preise

Autoren: Tara ESTERL, Nikolaus RAB, Fabian LEIMGRUBER

Synopsis: Im Paper werden die Abhängigkeiten der Abrufe und Preise von Sekundärregelreserve von exogenen Einflussfaktoren analysiert, um ihre möglichen Auswirkungen auf Schwankungen der durchschnittlichen Preise für Sekundärregelenergie (SRL) und den abgerufenen SRL-Mengen zu charakterisieren. In der Analyse werden insbesondere der Einfluss der Wind- und Lastprognosefehler berücksichtigt. Darüber hinaus werden mögliche Einflussfaktoren auf den SRL-Preis untersucht, wobei vor allem der Spot- Preis und der Einfluss der abgerufenen SRL-Mengen betrachtet werden. Dabei zeigt sich, dass die SRL-Menge sehr gut über ein ARMAX-Modell geschätzt werden kann. Dahingegen lassen sich die SRL-Preise so gut wie nicht durch exogene Variablen erklären. Abschließend wird der Einfluss eines länderübergreifenden Regelenergieabrufs zwischen den Ländern Österreich Deutschland, Slowenien und Italien auf die Kosten für Regelenergie diskutiert.

Paper Download:

https://www.tugraz.at/fileadmin/user_upload/Events/Eninnov2016/files/lf/Session_C3/LF_Est_eri.pdf

¹⁷ Arbeit wurde vom PL des nationalen Annex Projekts Andreas Zottl betreut. Die Arbeit ist gesperrt und nicht öffentlich verfügbar.

Paper, Energieinnovation 2016, Graz, 02/2016

Titel: Aggregation der Flexibilität von Wärmepumpen in Österreich

Autoren: Lukas LEIMGRUBER, Tara ESTERL, Tarik FERHATBEGOVIC, Andreas ZOTTL, Martin KROTTENTHALER, Bertram WEISS

Synopsis: Haushalte besitzen theoretisch ein riesiges, bis jetzt ungenutztes Potential für Flexibilisierungsmaßnahmen der elektrischen Nachfrage. Dabei ist jedoch zu beachten, dass die Aggregation von vielen, verhältnismäßig kleinen elektrischen Anlagen im kW-Bereich aus technischer Sicht durchaus herausfordernd ist. Diese Studie befasst sich mit einer Potentialabschätzung für die Aggregation thermischer Lasten in Österreich, in diesem konkreten Fall: Wärmepumpen mit thermischen Speichersystemen. Als Speicher dienen sowohl Wasserspeicher für Heizung und Brauchwasser als auch die thermische Trägheit der Gebäudehülle. Die Last der Wärmepumpe kann, unter Einhaltung technischer Parameter und Komfortgrenzen der Bewohner, in gewissem Ausmaß auf vorteilhaftere Zeitpunkte verschoben werden. Die daraus resultierende Flexibilität, ermöglicht auf Preissignale an Elektrizitätsmärkten zu reagieren, idealerweise ohne Nachteil aus Kundensicht. Doch Pooling Konzepte müssen für alle involvierten Parteien, also sowohl für Aggregator als auch Kunden lukrativ sein. Nur wenn ein Mehrwert auf Aggregator- und Kunden-Seite erreicht wird, sind Pooling Konzepte umsetzbar.

Paper Download:

https://www.tugraz.at/fileadmin/user_upload/Events/Eninnov2016/files/kf/Session_F2/KF_Leimgruber.pdf

Poster, Smart Grids Week 2016, Linz, 05/2016

Titel: Assessment of Economic Benefits for an Austrian Heat Pump Pool

Autoren: Tara ESTERL, Fabian LEIMGRUBER, Tarik FERHATBEGOVIC, Andreas ZOTTL, Mathias KROTTENTHALER, Bertram WEISS

Synopsis: keine vorhanden

Poster Download:

http://www.smartgridsweek.com/docs/SGW16_Poster_WEB/AIT_Esterl_WirtschaftlicheBewertung.pdf

Paper, e-nova 2016 Kongress, Pinkafeld, 11/2016

Titel: Model catalogue of Austrian heat pump solutions for the validation of pooling concepts

Autoren: Immacolata MORETTI, Andreas ZOTTL, Tarik FERHATBEGOVIC, Tara ESTERL, Fabian LEIMGRUBER

Synopsis: This paper presents methods and partial results developed within the ongoing project IEA HPP Annex42, which is aiming at elaborating and analyzing the technical possibilities and the economic framework conditions for heat pumps integration in Smart Grids in Austria. Thereby, several aspects are considered: a) the developed catalogue of typical Austrian heat pump solutions in urban areas; b) the dynamic modelling approach for simulating the selected system topologies and buildings; c) the developed heat pumps pooling concept and d) its preliminary validation. The focus of this paper is on the developed modelling approach in the simulation environment Modelica/Dymola which encompasses dynamic building modeling, detailed heating systems models as well as control strategies. Validation tests show that the developed building model performs room temperature prediction with an average error of -3.7% (corresponding to about -0.7 K) and estimated yearly energy demand with an error of 3.5%. From the assessment of the heat pump system performances for domestic hot water purposes, a simulated averaged coefficient of performance (COP) of 3.35 is obtained compared to a monitored one of 3.13.

Download: nicht frei verfügbar

Beiträge zu internationalen Konferenzen

Paper, Smart Greens 2016, Rom, 04/2016

Titel: Aggregating the Flexibility of Heat Pumps and Thermal Storage Systems in Austria

Autoren: Tara ESTERL, Fabian LEIMGRUBER, Tarik FERHATBEGOVIĆ, Andreas ZOTTL, Mathias KROTTENTHALER, Bertram WEISS

Synopsis: This study analyses the challenges of aggregating the flexibility of heat pumps in Austria. Flexibility can be provided by shifting electrical load to other points in time with the use of thermal storage systems. At first the potential and typical combinations of heat pumps, buildings and thermal storage systems are described. Afterwards different operation strategies and applications in smart-grid context are discussed. To make optimal bids to the market a model is necessary that explains the thermal and electrical dynamics of the system. Therefore a thermal model is combined with an electricity market model. Load shifts can reduce the operational costs of heat pumps around 8-14 %, but can negatively affect their efficiency. At last a technical concept is discussed which allows the exchange of signals between aggregator and pool participants.

Paper Download: <http://ieeexplore.ieee.org/document/7951373/?reload=true>

Paper, Deutsche Kälte-Klima-Tagung 2016, 11/2016, Kassel

Titel: Modellprädiktive Regelung eines Wärmepumpen-PV-Systems für ein Einfamilienhaus

Autoren: Martin PICHLER, Andreas HEINZ, Rene RIEBERER

Synopsis: Die beschriebene Forschungsarbeit bezieht sich auf das Ziel der Eigenverbrauchs-Maximierung bei Verfügbarkeit von PV-Strom, in Verbindung mit einer Wärmepumpe und thermischen Speichern im EFH. Das gesamte System wurde in TRNSYS modelliert und mit Klimadaten für Innsbruck über ein Jahr simuliert. Mit einer vorausschauenden modellbasierten Regelung kann eine vorzeitige Aufladung der thermischen Speicher gezielt verhindert werden, wodurch bei Verfügbarkeit von Solarstrahlung ein maximaler Anteil des generierten PV-Stroms direkt von der WP genutzt werden kann, um entweder den TES oder das Gebäude zu beheizen. Bei einer Modulfläche von 20 m² können anstelle von ca. 20 % bei einer Standardregelung mit der MPC 60 % des jährlichen elektrischen Energiebedarfs der WP direkt über die PV-Anlage gedeckt werden, ca. 50 % des generierten PV-Stroms werden in das Netz eingespeist. Während der Heizphase von Oktober bis April beträgt die PV-Eigennutzung 84 % und der von der WP konsumierte Strom stammt zu 65 % von der PV. Für die Ermittlung dieser Prozentwerte wurde der übliche Haushaltsstromverbrauch noch nicht berücksichtigt. Das vorgestellte Konzept eignet sich neben der beschriebenen Heiz-Anwendung auch für den Kühl Fall. Eine Kombination könnte zu besonders hohen PV-Eigenverbrauchswerten führen.

Paper Download: nicht frei verfügbar

Paper, IEA Heat Pump Conference HPC17, 05/2017, Rotterdam

Titel: Market driven vs. grid supporting heat pump operation in low voltage distribution grids with high heat pump penetration – an Austrian case study

Autoren: Roman SCHWALBE, Martin HÄUSLER, Matthias STIFTER, Tara ESTERL

Synopsis: The rising share of heat pumps in residential heating and cooling provokes increasing demands on future electrical power distribution networks. High penetration of heat pumps in low voltage grids might lead to network congestions and subsequent to the necessity of reinforcing a significant share of our existing grids in future. To use the existing infrastructure efficiently, some distribution system operators already offer special grid tariffs to customers that operate their heat pump grid friendly by avoiding operation during peak hours. On the other hand, in future customers may want to operate their heat pump market driven to save energy costs. Especially a market driven operation of heat pumps might lead to high coincidence factors in energy consumption in low voltage grids with high heat pump penetrations. This paper compares different heat pump operation strategies based on electrical power flow simulations coordinated with simulations of heat pump operation and the resulting impact on the customers comfort zones (room and hot water temperature). These

operation strategies are applied in different penetration scenarios on three Austrian low voltage grids and simulated for typical days in winter with high heating demand. The resulting grid loading, voltages and the impact on the operational coincidence factor of heat pumps will be compared, and the pros and cons of the different operational strategies are discussed.

Download Paper: Nicht frei verfügbar.

Paper, IEA Heat Pump Conference HPC17, 05/2017, Rotterdam

Titel: Model Predictive Heat Pump- and Building Control to Maximize PV-Power On Site Use

Autoren: Martin PICHLER, Andreas HEINZ, Rene RIEBERER

Synopsis: Grid-connected photovoltaic (PV) power plants may lead to unwanted disturbance to the electricity grid. In addition, low feed-in tariffs motivate a homeowner and operator of the PV plant to maximize the electricity self-consumption. Thermal storage capacity enables to maximize the utilization of PV-power to pre- or "overheat" a water tank or the whole building, and avoid grid-overcharge and unwanted disturbances at the same time. A PV system in connection with a speed-controlled compression heat pump (HP) for domestic hot water (DHW) and space heating (SH) purposes of a single family house (SFH) poses a challenging control task in this context. A model predictive controller provides a suitable approach to such a task with partly conflicting control objectives. This research investigates a HP-PV system for Central Europe, consisting of a small-scale grid connected PV plant in connection with a HP charging a thermal storage and supplying the energy for space heating. The manuscript describes the reference system and explains the control task. The results for a single family house with a heating demand of ~45 kWh/(m² a) and 20 m² of south oriented PV modules indicate a share of 50% of the generated PV being directly used by the HP. During the heating season from September to April, this share is 77%. With respect to the total HP electricity consumption the average annual grid-consumption may be reduced to 40%.

Download Paper: Nicht öffentlich verfügbar.

4 Vernetzung und Ergebnistransfer

4.1 Nationale Zielgruppe

Die im Projekt durchgeführten Arbeiten und Ergebnisse sind zusammengefasst speziell für folgende **nationalen Zielgruppen** von Interesse:

- Nationale Netzbetreiber und Energielieferanten
- Nationale Hersteller von Wärmepumpensystemen
- Politische Entscheidungsträger
- Nationale Energieagenturen auf Bund- und Länderebene
- Auftraggeber (BMVIT) sowie nationalen Ex-Co Vertreter

Netzbetreiber und Energielieferanten können die Ergebnisse zur Entwicklung neuer, für ihre Kunden interessante, weil ökonomisch attraktive Business Modelle, nutzen.

Hersteller von Wärmepumpensystemen profitieren insofern von den Ergebnissen, als erarbeitet wurde, für welche Gebäude- und Wärmepumpenkonfigurationen eine wirtschaftliche Nutzung der Flexibilität möglich ist. Wie bereits in Vorkapiteln erläutert, hängt dies vom Typ der WP, vom thermischen Speicher des Gebäudes, der Verfügbarkeit eines Heizungsspeichers sowie von der Jahreszeit ab.

Politische Entscheidungsträger können wesentlich zum Erfolg neuer Businessmodelle beitragen indem sie die legislativen und/oder fördertechnischen Rahmenbedingungen für die Umsetzung entsprechend gestalten (Details dazu unter 5.3).

Weiters sind die Ergebnisse für **Einrichtungen bzw. öffentliche Stellen**, die sich mit der **Minimierung von Energieverbräuchen** bzw. mit der **Erhöhung des Anteils erneuerbarer Energiequellen** in der Stromerzeugung beschäftigen wie z. B. Energieagenturen interessant.

Schlussendlich sind auch **VertreterInnen öffentlicher Gebietskörperschaften**, insbes. VertreterInnen von Städten, die für ihre Stadt eine „smarte“ Zukunft antizipieren und sich daher über Anwendungsmöglichkeiten sowie Beispiele von Demonstrationsprojekten von Wärmepumpen in intelligenten thermischen und elektrischen Netzen, deren energetische und ökonomische Performance und über Erfahrungen der NutzerInnen in verschiedenen Projekten informieren möchten, eine Zielgruppe der Projektergebnisse.

4.2 Einbindung der relevanten Stakeholder

Die Projektergebnisse wurden, wie in Abschnitt 3.3 dargestellt, auf verschiedenen Konferenzen und Veranstaltungen präsentiert und damit den Zielgruppen näher gebracht.

Zudem wurden nationale Stakeholder mittels nachfolgend angeführter **Maßnahmen** in die **Aktivitäten des Projekts miteingebunden** bzw. über dessen **Ergebnisse und Erkenntnisse informiert**:

- BMVIT, IEA Vernetzungstreffen, 29.10.2015, Elevator Pitch zu Annex 42 (T. Fleckl)
- AIT Wärmepumpen Herstellertag, 27.9.2016: iWPP-Flex und Annex42: Intelligentes Wärmepumpen-Pooling (T. Esterl)
- BMVIT, Highlights Energieforschung, 22.6.2016: Wärmepumpen in intelligenten Energienetzen - IEA HPP Annex 42 (A. Zottl)
- BMVIT, Highlights Energieforschung, 22.6.2016: iWPP-Flex: Intelligentes Wärmepumpen-Pooling als Virtueller Baustein in Smart Grids zur Flexibilisierung des Energieeinsatzes (T. Esterl)

Des Weiteren wurden die Projektergebnisse mit **verschiedenen Stakeholdern** aus dem **regulatorischen, wirtschaftlichen** und **technischen** Umfeld wie folgt diskutiert und validiert:

- Vorstellung der technischen Ergebnisse im Rahmen des Konsortialmeeting des nationalen F&E Projekts LEAFS¹⁸ am 24.4.2017 durch R. Schwalbe.
- **Web-Konferenz** mit **3 nationalen Verteilnetzbetreibern** am 22.6.2017 durch R. Schwalbe: Diskussion der technischen Ergebnisse und Einbindung / Weiterentwicklung der Ergebnisse im Projekt LEAFS.
- Einbindung in CECEPS Präsentation auf der Smart Energy Week 2017, 05/2017 in Graz im Rahmen des Workshops: **Rahmenbedingungen und Förderungen für Heizen und Klimatisieren von energieflexiblen Gebäuden mit Ökostrom**: Präsentation ausgewählter Projektergebnisse und Diskussion der Integration der Forschungsergebnisse über das zukünftige Förderregime für Wärmepumpen und nachhaltige Gebäude.

Internationale Einbindung von Stakeholdern:

- **Präsentation** der technischen Ergebnisse und Diskussion auf der **IEA Heat Pump Conference**, 17.5.2017, M. Stifter. Download der Präsentation unter: <http://hpc2017.org/wp-content/uploads/2017/06/o231.pdf>

¹⁸ Details unter: <https://www.ait.ac.at/themen/smart-grids/projects/leafs/>

- Einbringen, Diskussion der Ergebnisse in das **CECEPS¹⁹ Meeting**, 23/24.5.2017, Enschede: Einbringen der Projektergebnisse in die Entwicklung von zukünftigen smarten Produkten.
- **Expert Panel Meeting**, Utrecht, 27.10.2016: Diskussion der Projektergebnisse mit internationalen Zielgruppen im Rahmen von Round Table Discussions.

4.3 Relevanz und Nutzen der Projektergebnisse

Das Projektteam konnte im Rahmen des nationalen Annex Projekts zahlreiche für die nationalen Stakeholder relevante Erkenntnisse generieren (siehe Abschnitt 5.1). Zudem wurden innerhalb des Projektes verschiedene Simulations-Modelle entwickelt, die im Rahmen weiterer nationalen Forschungsprojekte im Themenbereich zum Einsatz kommen werden (siehe Abschnitt 5.2).

Die durchführenden Forschungsinstitute konnten im Zuge der Beteiligung an den Internationalen Annex Treffen, interessante neue Kontakte aufbauen. So hat beispielsweise das AIT Forscher der Hochschule Luzern, Forschungsgruppe „Thermische Energiespeicher“ kennengelernt, und beabsichtigt mit dieser Gruppe zukünftig gemeinsame F&E Projekte durchzuführen. Ein weiterer für das AIT interessante Kontakt ist einer der größten europäischen Netzbetreiber Alliander mit mehr als 7.000 Mitarbeitern und 110.000 Kunden.

Des Weiteren konnten AIT und IWT die nationalen Kompetenzen im Themenfeld international gut platzieren, und damit den Ruf Österreichs als innovativen Standort stärken sowie die Sichtbarkeit der nationalen Expertise erhöhen. So war Österreich das einzige teilnehmende Land, das die Auswirkungen des WP-Poolings auf die Netze detaillierter untersucht hat. Die Ergebnisse wurden nicht nur in internationale Annex-Meetings, sondern auch in andere internationale Veranstaltungen wie z.B. DKV Tagung, IEA Heat Pump Conference, Expert Panel Meeting, etc. eingebracht, und mit relevanten Stakeholdern diskutiert (siehe Abschnitte 4.1 und 4.2).

5 Schlussfolgerungen, Ausblick und Empfehlungen

5.1 Erkenntnisse für das Projektteam

Im Projekt wurden folgende relevante Erkenntnisse gewonnen:

- ⇒ **Das WP-Pooling als auch der Betrieb mit flexiblen Tarifen beeinflussen das Betriebsverhalten und die Effizienz der WP-Systeme.**

Ein marktoptimierter WP-Betrieb erhöht die Anzahl der Betriebsstunden sowie der Betriebszyklen (Anzahl der Ein-/Aus-Schaltungen). Der elektrische Energiebedarf steigt im Gegensatz zur Wärmeenergie, was einer Verschlechterung der Effizienz der WP gleichkommt. Durch die im marktoptimierten Betrieb notwendige Lastverschiebung müssen die WP-Systeme mit höheren Temperaturen arbeiten als ohne Pooling-Betrieb, was zu höheren Speicherverlusten führt.

Ähnliches Verhalten zeigt der WP-Betrieb mit dem lokalen modellprädiktiven Regler. Die Jahresarbeitszahl der WP ist beim effizienzoptimierten Betrieb um 12% höher, als beim Marktoptimierten. Die ökonomischen, kostenbezogenen Effekte des effizienzoptimierten Betriebs sind vernachlässigbar; die Energiekosten sind für beide Szenarien vergleichbar, wenn sich die WP in Bezug auf die Strompreise optimieren.

¹⁹ CECEPS ist ein ERA-learn 2020 Projekt mit dem Langtitel: Co-Evolution of Smart Energy Products and Services

Die durch den marktoptimierten Betrieb verursachten Effizienzeinbußen können für das Image der WP negativ sein. Aus Sicht des übergeordneten Energiesystems sind sie aber relevant und volkswirtschaftlich erwünscht, weil sie zum Lastausgleich im elektrischen Netz beitragen können. Um Imageschäden der WP-Technologie zu vermeiden, ist es wichtig alle Stakeholder (insbes. Förderstellen, politische Entscheidungsträger, und Kunden) über diesen Zusammenhang zu informieren.

⇒ **Der gleichzeitige Betrieb einer großen Anzahl von WP im Netz kann zu Netzüberlastungen führen.**

Die Ergebnisse der durchgeführten Netzsimulationen und Berechnungen für WP in Niederspannungsnetzen zeigen, dass eine zunehmende Durchdringung von WP einen negativen Einfluss auf das Versorgungsnetz haben, und zu Netzüberlastungen führen, kann. Bei den aktuellen WP-Durchdringungsraten sind keine längerfristigen Netzüberlastungen zu erwarten, auch wenn alle WP synchronisiert sind. Bei den WP-Durchdringungsszenarien mit höheren Durchdringungsraten werden in allen Netzen Netzüberlastungen durch kurzfristige Verletzungen von Spannungsgrenzen und/oder Überlastung von Netzbetriebsmitteln beobachtet.²⁰ Diese in den Simulationen beobachteten Verletzungen sollten aus mehreren Gründen in der Realität nicht eintreten:

- Es wurden keine zusätzlichen Investitionen in den untersuchten Netzen angenommen; Verteilnetzbetreiber müssen idR ihre Netze alle 50 Jahre sanieren. Damit ist aus heutiger Sicht eine Verstärkung des Netzes problemlos möglich.
- Zudem sind Netze in der Regel überdimensioniert; und es ist zu erwarten die Netzplanungs-Tools der Verteilnetzbetreiber frühzeitig einen Netzausbau verlangen, um den angenommenen Anforderungen gerecht zu werden.

⇒ **Das WP-Pooling als auch der Betrieb von WP mit flexiblen Tarifen können in Zukunft wirtschaftlich darstellbar sein.**

Sofern die IKT Kosten zur Einbindung und Optimierung der WP in die elektrischen Netze gering gehalten werden können, und genug thermische Speicherkapazitäten (Gebäudehülle und Heizungsspeicher) vorhanden sind, ist das Pooling von Wärmepumpen wirtschaftlich attraktiv. Das Einsparpotential bezogen auf den Energieanteil des Haushaltspreises (EPEX SPOT 2015) liegt bei Heizungs-WP bei 23-35%. Auch eine lokale Steuerung (MPC) anhand flexibler Tarife ist wirtschaftlich darstellbar. Das Einsparpotential bezogen auf den Energieanteil des Haushaltspreises (EXAA 2015) liegt bei 21-32%.

⇒ **Heizungs-WP weisen eine höhere Flexibilität aus als Warmwasser-WP.**

Während der Einsatz von Heizungs-WP am Day-Ahead-Markt - je nach Szenario und Gebäudetypologie - zu Kosteneinsparung von €16 – 53 bzw. einem Zusatzgewinn am Tertiärregelenergiemarkt von 22–125€ pro Wärmepumpe führt, liegen diese Kosteneinsparungen bei der Warmwasser-WP bei 11€ bzw. bei einem Zusatzgewinn durch Tertiärregelreserve von 6 – 7€ pro WP.²¹

5.2 Weiterverwertung der Projektergebnisse im Projektteam

Die Ergebnisse und Erkenntnisse aus dem IEA HPT Annex 42 Projekt hinsichtlich der Integration von Wärmepumpen in Stromnetze fließen bereits in die Simulationen des

²⁰ Es ist zu berücksichtigen, dass bei der Simulation der Zukunftsszenarien keine zusätzlichen Investitionen in den untersuchten Netzen angenommen wurden. Langfristig muss der Verteilnetzbetreiber alle 50 Jahre seine Netze sanieren. Damit ist aus heutiger Sicht eine Verstärkung des Netzes problemlos möglich, um den zukünftigen Anforderungen zu genügen.

²¹ Während der Marktanalyse wurde angenommen, dass die Raumtemperatur in einem thermischen Band von $\pm 1,5$ K um den Sollwert (20°C) oszilliert, was als akzeptabel angesehen werden kann.

nationalen, vom Klima- und Energiefonds teilfinanzierten, Leitprojekts „LEAFS: Integration of Loads and Electric Storage Systems into Advanced Flexibility Schemes for LV Networks“ ein und werden dort verbessert und validiert. Außerdem werden im nationalen Folgeprojekt *Fit4Power2Heat: Sondierung zur Realisierung des Wärmepumpenpooling für städtische Wärmenetze*“ Simulationstools für den Einsatzbereich der Großwärmepumpen weiterentwickelt und zusätzlich an kleine Fernwärmenetze gekoppelt. Erkenntnisse werden zudem für noch zu beantragende Forschungsprojekte auf nationaler und internationaler Ebene genutzt werden. So ergeben sich insbesondere weiterführende Forschungsfragen im IKT Bereich in Bezug auf Aggregator Modelle für Pooling, Einsatzplanung der einzelnen WP im Pool, Forecasting, thermischer Ladezustand der einzelnen Systeme, etc.

5.3 Relevante weitere Zielgruppen (außerhalb des Projektteams)

Zu relevanten weiteren Zielgruppen der Projektergebnisse zählen:

- Institutionen / Einrichtungen, die sich mit der Entwicklung und Vergabe von Labels oder Normen für Schnittstellen beschäftigen;
- Förderstellen
- Wärmepumpenhersteller
- Netzbetreiber / Aggregatoren

Labels/Normen: Die Flexibilität von Wärmepumpen kann nur mithilfe der richtigen Schnittstellen erschlossen werden. Das SG Ready Label ist dazu ein erster Schritt. Die Schnittstellen müssen erweitert werden, damit die Kommunikation intelligenter und die Reaktion der WP exakter vorhersagbar wird. Gerade für die Teilnahme an Märkten wie z.B. den Regelenergiemärkten ist eine **genauere Vorhersage der Reaktion der Wärmepumpe notwendig, als dies mit dem derzeitigen SG Ready Label möglich ist**. So ist eine bidirektionale Kommunikation notwendig, um zu überprüfen, ob der Komfort gewährleistet ist, und um die Flexibilität basierend auf dem Betriebszustand prognostizieren zu können. **Entsprechende Normen bzw. Labels sind sowohl auf Seiten des Aggregator als auch auf Seiten der Wärmepumpe zu entwickeln.**

Design von Förderprogrammen: Bei der Ausarbeitung von Förderprogrammen für Wärmepumpen muss berücksichtigt werden, dass das Vorhandensein von Smart Grid fähigen Schnittstellen eine notwendige Voraussetzung ist, um Wärmepumpen in Zukunft flexibel ansteuern zu können. Dabei ist zu beachten, dass die erhöhte Flexibilität mit einer Reduktion der Effizienz der Wärmepumpe einhergehen kann. Eine **ausschließliche Orientierung des Förderregimes an der Wärmepumpeneffizienz** wäre ein **Hemmnis** für, die aus Sicht des Energiesystems, vorteilhafte und dienliche **Flexibilisierung der Wärmepumpen**.

Wärmepumpenhersteller profitieren insofern von den Projektergebnissen, als erarbeitet wurde, für welche Gebäude- und Wärmepumpenkonfigurationen eine wirtschaftliche Nutzung der Flexibilität möglich ist. Wie bereits in Vorkapiteln erläutert, hängt dies vom Typ der WP²², vom thermischen Speicher des Gebäudes, der Verfügbarkeit eines Heizungsspeichers sowie von der Jahreszeit ab. Der Business Case der Wärmepumpen-Flexibilität ist auch für den **Aggregator** interessant, der die Flexibilität an den Märkten vermarkten kann.

Des Weiteren kann aus den Ergebnissen gefolgert werden, dass die IKT-Kosten sehr gering gehalten werden müssen, um den Business Case „Flexibilität von Wärmepumpen“ zu

²² Heizungs-WP ist wirtschaftlich viel attraktiver als Warmwasser-WP

erschließen. Dies ist für die Stakeholder **Aggregator**, **WP-Hersteller** und **Smart-Home-Equipment-Hersteller** gleichermaßen relevant. Es hat sich gezeigt, dass zwar eine Intelligenz für die Steuerung der WP notwendig ist, dass diese aber nicht unbedingt lokal angesiedelt sein muss. Für den Smart-Home-Equipment-Hersteller ist vor allem die Prosumer Sicht interessant, wo es zusätzlich zur WP auch eine PV-Anlage gibt. Die Kosten für das notwendige Energiemanagementsystem können über Einsparungen gedeckt werden.

Für die **Netzbetreiber** zeigen die Ergebnisse, dass **kurz- bis mittelfristig keine unlösbaren Probleme im Netz durch die Gleichzeitigkeit im Betrieb der Wärmepumpen zu erwarten sind**. So treten selbst in den Worst-Case Abschätzungen der Zukunftsszenarien mit einer WP-Durchdringung von 50% nur kurzfristige Netzprobleme in den drei untersuchten Netzen auf. Sowohl Aggregatoren als auch Wärmepumpenhersteller könnten die Einbindung der langfristig absehbaren Erfordernisse der Verteilnetzbetreiber schon bei der Algorithmen-Entwicklung mitberücksichtigen. Dadurch wären sie für langfristige Entwicklungen gerüstet.

5.4 Weiterführende IEA-Kooperationsprojekte bzw. andere Forschungsprojekte

Zum Zeitpunkt der Berichtslegung sind keine weiterführenden IEA-Projekte geplant. Es wurde im Themenbereich ein Horizon 2020 Projekt eingereicht, welches nicht genehmigt wurde. Es sind von Seiten des Projektteams weitere Forschungsprojekte geplant, um zu demonstrieren, dass die Wärmepumpenflexibilität tatsächlich an den Märkten vermarktet werden kann (siehe 5.3).

6 Literaturverzeichnis

6.1 Projekt-Website

HPT Annex 42, 2017. Offizielle Homepage des Annex 42 - Heat pumps in smart energy grids for sustainable cities, Zuletzt abgerufen am 12.6.2017 von <http://www.annex42.nl/>

6.2 Literatur

A. S. Institute. ÖNORM B8110-3 (2012) Wärmeschutz im Hochbau - Teil 3: Vermeidung sommerlicher Überwärmung. Wien

A. S. Institute. VDI 6020 Blatt 1: 2001 05: Anforderungen an Rechenverfahren zur Gebäude- und Anlagensimulation - Gebäudesimulation

Austrian Energie Agency,(2014) TABULA - Eine Typologie österreichischer Wohngebäude, Wien.

BDH, BWP, EHPA, VdZ, ZVSHK; Positionspapier Smart Grid und Smart Market, 2012. http://www.waermepumpe.de/uploads/tx_bwppublication/2012-09-11_TK_Positionspapier_SmartGrid_Bildschirmversion.pdf

Bianchi, M. A. (2006). Adaptive Modellbasierte Praediktive Regelung einer Kleinwaermepumpenanlage. PhD thesis, ETH Zuerich.

Bianchini, G., Casini, M., Vicino, A., and Zarrilli, D. (2016). Demand-response in building heating systems: A Model Predictive Control approach. Appl. Energy 168, 159–170. doi:10.1016/j.apenergy.2016.01.088

Biermayr P., Eberl M., Enigl M., Fechner H., Kristöfel C, Leonhartsberger K., Maringer F., Moidl S., Schmidl C., Strasser C., Weiss W., Wopienka E., 2015: Innovative Energie technologien in Österreich Marktentwicklung 2014, Berichte aus Energie- und Umweltforschung 11/2015, Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie (bmvit), Online, downloaded on 08.10.2015

Bleyl, J., Burnier de Castro, D., Esterl, T., Zegers, A., Langer, L., Krisper, U., Lettner, G., Burgholzer, B., Auer, H., Fleischhacker, A., Meißner, E., Taljan, G., Zach, K., Gutschi ,C., 2015, Critical Network Areas and Business Models for hybrid-VPP-services.

BMWFJ, Nationaler Aktionsplan für erneuerbare Energien für Österreich, 2010

Bundesverband Wärmepumpe e.V., 2016. Modell-Liste "SG Ready"-Label für Smart-Grid-fähige Wärmepumpen.

https://www.waermepumpe.de/fileadmin/user_upload/waermepumpe/02_Waermepumpe/Qualitaetssicherung/SG_Ready/Modellliste_SG_Ready_Stand_18.03.2016_.pdf

Casella, F., Otter, M., Proelss, K., Richter, C. and Tummescheit, H. (2006). The Modelica Fluid and Media library for modeling of incompressible and compressible thermo-fluid pipe networks, Modelica Conference.

EN 50160, (2011-03-01). Voltage characteristics of electricity supplied by public electricity networks.

Esterl, T., et al (2016) iWPP-Flex final project report, Austrian research project (FFG-Number 848894), 2016-07-29

A. S. Institute. ÖNORM B8110-3 (2012) Wärmeschutz im Hochbau - Teil 3: Vermeidung sommerlicher Überwärmung. Wien

Ghaemi, S., Schneider, S., Potential analysis of Residential Demand Response using GridLAB-D, Industrial Electronics Society, IECON 2013 - 39th Annual Conference of the IEEE, 2013, Pages 8039 - 8045, ISSN 1553-572X

Gonzalez-Longatt, F. et. al (2014), PowerFactory Applications for Power System Analysis, Springer

Gwerder, M., Gyalistras, D., Sagerschnig, C. & Sturzenegger, R. S. S. D. (2013), Final Report: Use of Weather And Occupancy Forecasts For Optimal Building Climate Control – Part II: Demonstration (OptiControl-II), Technical report.

Haller, M. Y. (2013). Intercomparison of System Simulation Results for the IEA SHC Task 44 / HPP Annex 38 – A technical report of subtask C, Deliverable C4.2. Technical report, IEA.

Horn, M. and Dourdoumas, N. (2004). Regelungstechnik: Rechnerunterstützter Entwurf zeitkontinuierlicher und zeitdiskreter Regelkreise. Pearson Studium.

Iria, J.P., Soares, F.J., and Madureira, A.G. (2014). Advanced models and algorithms for demand participation in electricity markets, in: North American Power Symposium (NAPS), 2014. Presented at the North American Power Symposium (NAPS), 2014, pp. 1–6. doi:10.1109/NAPS.2014.6965407

Jordan, U., and Vajen, K. (2005), DHWcalc: Programm to generate domestic hot water profiles with statistical means for user defined condition. ISES Solar World Congress. Orlando.

Khorshidi, R., Shabaninia, F., and Niknam, T. (2016). A new smart approach for state estimation of distribution grids considering renewable energy sources. Energy 94, 29–37. doi:10.1016/j.energy.2015.10.096

Maciejowski, J. M. (2002). Predictive Control with Constraints. Pearson Education

Morari, M. und Lee, J. H. (1999). Model predictive control: past, present and future. Computers & Chemical Engineering, 23(4-5):667 – 682.

Pichler, M. F., Goertler, G., and Schranzhofer, H. (2016). Test buildings with TABS for MPC-performance evaluation – Comparability and System Identification. In Europe Control Conference (ECC16).

Pichler, M. F., Heinz, A. and Rieberer, R. (2016c). TheBat – Die Thermische Batterie im Smart Grid in Kombination mit Wärmepumpen – eine Interaktionsoptimierung. Technical report, Graz University of Technology.

Pichler, M. F., Heinz, A., and Rieberer, R. (2017). MODEL PREDICTIVE HP- AND BUILDING CONTROL TO MAXIMIZE PV-POWER ON SITE USE. 12th IEA Heat Pump Conference.

Prognos, Ecofys, Potenziale der Wärmepumpe zum Lastmanagement im Strommarkt und zur Netzintegration Erneuerbarer Energien, BMWi Vorhaben, Nr. 50/10, <http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/Publikationen/potenziale-der-waermepumpe.pdf>

Statistik Austria, 2008: Hauptwohnsitzwohnungen 2007 nach Bauperiode, Ausstattungskategorie und Nutzfläche, Online, downloaded on 06.11.2015, www.statistik.at/web_de/static/hauptwohnsitzwohnungen_2007_nach_bauperiode_ausstattu

A. S. Institute. ÖNORM B8110-3 (2012) Wärmeschutz im Hochbau - Teil 3: Vermeidung sommerlicher Überwärmung. Wien

[ngskategorie und nutz_022998.pdf](#)

Statistik Austria, 2013: Gebäude und Wohnungen 2011 nach dem Eigentübertyp des Gebäudes und Bundesland, Online, downloaded on 23.03.2015,

http://www.statistik.at/web_de/statistiken/menschen_und_gesellschaft/wohnen/wohnungs_und_gebaeudebestand/index.html

Toedtli, J., Gwerder, M., Lehmann, B., Renggli, F., and Dorer, V. (2009). TABS Control - Steuerung und Regelung von thermoaktiven Bauteilsystemen. Faktor Verlag Zuerich.

Urban, P., 2015, Bachelorarbeit, Wärmepumpen für Raumheizung und Brauchwasserbereitung - Analyse typischer hydraulischer Schaltungen, FH Technikum Wien - Studiengang Urbane Erneuerbare Energietechnologien

Wetter, M., 2009, Modelica-based modelling and simulation to support research and development in building energy and control systems. Journal of Building Performance Simulation 2, no. 2: 143

Wimmer, R. W. (2004), Regelung einer Wärmepumpenanlage mit Model Predictive Control, PhD thesis, ETH Zürich.

7 Abbildungs- und Tabellenverzeichnisse

Abbildung 1: Wärmepumpen-Anlagenbestand (Biermayr et al., 2015).....	20
Abbildung 2: Verkaufte Wärmepumpen 2014 nach Leistungsklassen (Eigendarstellung basierend auf Biermayr et al., 2015)	21
Abbildung 3: Verteilung der Wärmepumpentypen (Biermayr et al., 2015).....	21
Abbildung 4: Anteil der WP-Typen im Zeitraum 2012-2014 (Eigendarstellung basierend auf Biermayr et al., 2015).....	22
Abbildung 5: Hydraulische Anlagenkonfigurationen der Cases	25
Abbildung 6: Gebäudemodell in Dymola	26
Abbildung 7: Vergleich gemessene und berechnete Innentemperatur	26
Abbildung 8: Vergleich gemessene und berechnete zugeführter Wärme.....	26
Abbildung 9: Wärmepumpenanlagenmodell in Dymola	27
Abbildung 10: Regelstrategien der Cases.....	28
Abbildung 11: Vereinfachung der detaillierten Dymola-Simulationen (links), Pooling der Mikrosimulationen (MS) und Steuerung durch den Aggregator (rechts).....	30
Abbildung 12: Darstellung des State Space Models (Pfaffen S., Werlen K., 2013a).....	30
Abbildung 13: Gesamtprozessdarstellung.....	31
Abbildung 14: Heat-Map der Schaltzyklen über Tag und Jahr bei ungestörtem Betrieb für Case III ...	32
Abbildung 15: Heat-Map der Schaltzyklen über Tag und Jahr bei marktoptimiertem Betrieb für Case III	32
Abbildung 16: Zusammenhang zwischen elektrischer und thermischer Energie der Wärmepumpe Case III	33
Abbildung 17: Gegenüberstellung der Simulationsergebnisse mit ungestörtem bzw. marktoptimiertem Betrieb für Case III.....	33
Abbildung 18: Heat-map der Schaltzyklen über Tag und Jahr bei ungestörtem (links) und marktoptimiertem Betrieb (rechts) für Case V	34

Abbildung 19: Zusammenhang zwischen elektrischer und thermischer Energie der Wärmepumpe Case V	35
Abbildung 20: Verlauf der monatlichen Arbeitszahl bei ungestörtem (links) und marktoptimiertem Betrieb (rechts) für Case V	35
Abbildung 21: Dynamikmodell (lineares Zustandsraummodell), dargestellt für die Raumheizungs-MPC (TABS-MPC).....	37
Abbildung 22: Prinzipielle Wärmeflüsse für das Speichermodell (TES) bei WP-Beladung, aus Pichler (2016a)	38
Abbildung 23: Day-Ahead Strompreise im Jahr 2015 für Österreich (EXXA-Preis in Rot) mit Angabe der tatsächlich (simulierten) verbrauchten Intervalle in blau - hohes Gewicht auf der WP Effizienz, Szenario A	41
Abbildung 24: Day-Ahead Strompreise für die zweite Woche im Januar 2015 in Österreich ($\vartheta_{oa} = -7 \pm 3 \text{ }^\circ\text{C}$; $min = -14 \text{ }^\circ\text{C}$) und relevante Komfortvariablen des Einfamilienhauses – hohes Gewicht auf der WP Effizienz, Szenario A	41
Abbildung 25: Day-Ahead Strompreise für sieben Tage im Oktober 2015 in Österreich ($\vartheta_{oa} = 10 \pm 4 \text{ }^\circ\text{C}$; $min = 0.6 \text{ }^\circ\text{C}$) und relevante Komfortvariablen des Einfamilienhauses – hohes Gewicht auf der WP Effizienz, Szenario A.....	42
Abbildung 26: Day-Ahead Strompreise im Jahr 2015 für Österreich (EXXA-Preis in Rot) mit Angabe der tatsächlich (simulierten) verbrauchten Intervalle in blau – geringes Gewicht auf der WP Effizienz, Szenario B	43
Abbildung 27: Day-Ahead Strompreise für die zweite Woche im Januar 2015 in Österreich ($\vartheta_{oa} = -7 \pm 3 \text{ }^\circ\text{C}$; $min = -14 \text{ }^\circ\text{C}$) und relevante Komfortvariablen des Einfamilienhauses – hohes Gewicht auf der WP Effizienz, Szenario B	44
Abbildung 28: TABS bzw. WP Aus-Intervalle – hohes Gewicht auf der WP Effizienz, Szenario A	45
Abbildung 29: TABS bzw. WP Aus-Intervalle – geringes Gewicht auf der WP Effizienz, Szenario B ..	46
Abbildung 30: Methodische Vorgangsweise, um ein Wärmepumpenpool aus energie-wirtschaftlicher Sicht zu bewerten	48
Abbildung 31: Überblick der Vermarktungsoptionen von flexiblen Lasten am Elektrizitätsmarkt	49
Abbildung 32: Schematisches Konzept zur Vermarktung thermischer Lasten	50
Abbildung 33: Übersicht der Kosteneinsparungen am Spot Markt pro Case für das Jahr 2015	51
Abbildung 34: Verlauf der Kosteneinsparungen unter der Einsatzstrategie „Energiebeschaffung optimieren“ für das Jahr 2015, jeweils für ein Pool aus 5.000 Anlagen der einzelnen Cases	53
Abbildung 35: Erlöse bei Teilnahme am TRL-Markt für das Jahr 2015 für die einzelnen Cases	54
Abbildung 36: Jährlicher Verlauf 2015 der Erlöse aus der Teilnahme am tertiären Regelenergiemarkt für die einzelnen Cases, jeweils in einem Pool von 5.000 Anlagen desselben Typs für die „low price“-Strategie	55
Abbildung 37: Jährlicher Verlauf 2015 der Erlöse aus der Teilnahme am tertiären Regelenergiemarkt für die einzelnen Cases, jeweils in einem Pool von 5.000 Anlagen desselben Typs für die „mid price“-Strategie	55
Abbildung 38: Netz A (links), Netz B (Mitte), Netz C (rechts); logische Topologie wird gezeigt, nicht die geografische	58
Abbildung 39: Tertiärregelenergieabrufe am 31. Jänner 2014.....	61
Abbildung 40: Simulationsergebnisse für das Netz A	64
Abbildung 41: Simulationsergebnisse für das Netz B	64
Abbildung 42: Simulationsergebnisse für das Netz C	65
Abbildung 43: Worst Case Spannungsabfall für Netz A ohne WP (alle WP abgeschaltet)	66
Abbildung 44: Worst Case Spannungsabfall für Netz A mit WP (alle WP eingeschaltet).....	66
Abbildung 45: Worst Case Spannungsabfall für Netz B ohne WP (alle WP abgeschaltet)	67
Abbildung 46: Worst Case Spannungsabfall für Netz B mit WP (alle WP eingeschaltet).....	67
Abbildung 47: Worst Case Spannungsabfall für Netz C ohne WP (alle WP abgeschaltet)	68
Abbildung 48: Worst Case Spannungsabfall für Netz C mit WP (alle WP eingeschaltet).....	68
Abbildung 49: Unkontrollierter (Referenz-)Betrieb von WP im Netz A (zukünftiges Durchdringungsszenario)	70

Abbildung 50: Teilnahme von Wärmepumpen am Tertiärregelenergiemarkt im Netz A (zukünftiges Durchdringungsszenario)	70
Abbildung 51: Unkontrollierter (Referenz-)Betrieb von Wärmepumpen im Netz B (zukünftiges Durchdringungsszenario)	71
Abbildung 52: Teilnahme von Wärmepumpen am Tertiärregelenergiemarkt im Netz B (zukünftiges Durchdringungsszenario)	71
Abbildung 53: Unkontrollierter (Referenz-)Betrieb von Wärmepumpen im Netz C (zukünftiges Durchdringungsszenario)	72
Abbildung 54: Teilnahme von Wärmepumpen am Tertiärregelenergiemarkt im Netz C (zukünftiges Durchdringungsszenario)	72
Tabelle 1: Überblick der Tasks sowie der Taskinhalte auf internationaler Ebene	14
Tabelle 2: Internationale Zusammensetzung des IEA HPT Annex 42 Projekts.....	14
Tabelle 3: Aufgabenverteilung innerhalb der ARGE	16
Tabelle 4: Zuordnung der Arbeitspakete zu den Tasks auf internationaler Ebene	19
Tabelle 5: Überblick der definierten Anlagenvarianten	24
Tabelle 6: Simulationsergebnisse der definierten Anlagenvarianten für typische Systeme im EFH. ...	29
Tabelle 7: Gegenüberstellung der Simulationsergebnisse mit normalen bzw. marktoptimierten Betrieb für Case V.....	35
Tabelle 8: Übersicht zu den Randbedingungen und den wichtigsten thermischen Energien für Szenario B	43
Tabelle 9: Ergebnisse zum thermischen Komfort und der Performance der Regelung für Szenario B	44
Tabelle 10: Übersicht zu den Ergebnissen bezogen auf den thermischen Komfort und die Regler-Performance für Szenario A und Szenario B auf Basis von Jahressimulationsergebnissen	46
Tabelle 11: Übersicht zu den Randbedingungen und den Ergebnissen für relevante Energiemengen für Szenario A und Szenario B auf Basis von Jahressimulationsergebnissen.....	47
Tabelle 12: Ergebnisse der Jahressimulation 2015 „Energiebeschaffung optimieren“ für die einzelnen Cases, bestehend aus jeweils 5000 Einheiten.....	52
Tabelle 13: Beschreibung der Eigenschaften der drei verschiedenen Test-Netze	57
Tabelle 14: Gesamt-WP-Anschlussleistung für unterschiedliche WP-Durchdringungsszenarien im Vergleich zur Transformator-Spitzenlast	58
Tabelle 15: Wärmepumpen-Durchdringung in den Netzen A-C.....	58
Tabelle 16: Relative Wärmepumpen-Durchdringung in den Netzen A-C	58



Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie
Radetzkystraße 2, 1030 Wien
[bmvit.gv.at](https://www.bmvit.gv.at)