

ThermSpe4EE

EE-Integration durch stromgeführte Wärmepumpen, Nutzung der Bestandsgebäude als Energiespeicher, Einsatz zusätzlicher thermischer Speicher und Anwendung zeitvariabler Tarife

Abschlussbericht

13.03.2018

Projektträger: **Forschungszentrum Jülich GmbH**

Dr. Norbert Lutterbach
Wilhelm-Johnen-Straße
D-52425 Jülich

Projektpartner: **Pfalzwerke Aktiengesellschaft**

Projektleiterin: Karin Maar
Kurfürstenstr. 29
D-67061 Ludwigshafen
Förderkennzeichen: 0325730A
Laufzeit: 01.11.2014 bis 30.08.2017

Autoren: **Wolfgang Beyer, Dieter Dietz, Karin Maar**

Die Verantwortung für den Inhalt dieser Veröffentlichung liegt bei den Autoren.

Inhaltsverzeichnis

Inhaltsverzeichnis	II
I. Kurzdarstellung	1
1 Aufgabenstellung	1
1.1 Hintergrund.....	1
1.2 Projektziele	1
1.3 Untersuchungsgegenstand	2
1.4 Verbundpartner und Projektplan	2
2 Voraussetzungen.....	3
3 Planung und Ablauf des Vorhabens.....	4
4 Wissenschaftlicher und technischer Stand.....	4
5 Zusammenarbeit mit anderen Stellen	5
II. Eingehende Darstellung	6
1. Verwendung der Zuwendung und erzielte Ergebnisse	6
2. Wichtigste Positionen im zahlenmäßigen Nachweis	43
6 Notwendigkeit und Angemessenheit der geleisteten Arbeit.....	44
7 Voraussichtlicher Nutzen und Verwertbarkeit.....	45
8 Fortschritt auf dem Gebiet des Vorhabens.....	46
9 Veröffentlichung der Ergebnisse	47
10 Anhang A Gebäudedaten Pilotinstallation EFH Hagenbach.....	48
11 Abbildungsverzeichnis	50

I. Kurzdarstellung

1 Aufgabenstellung

1.1 Hintergrund

Die energiepolitischen Vorgaben der Bundesregierung werden zukünftig für begrenzte Zeitdauern zu erheblichen Leistungsüberschüssen aus regenerativen Elektrizitäts-Erzeugungsanlagen führen. Der Einsatz von Energiespeichern zur Sicherung der Energieversorgung bei zunehmend volatiler Stromerzeugung steht daher außer Frage. Hierzu werden unterschiedliche Speichertechnologien gemeinsam zur Anwendung kommen.

Die Nutzung elektrischer Energie zur Wohnraumheizung mittels Wärmepumpen und Pufferspeichern ist eine bewährte Technologie. Ziel des Forschungsvorhabens war die Klärung der Möglichkeiten zur Nutzung thermischer Energiespeicher sowie der Speicherfähigkeit des Gebäudes selbst zur Unterstützung des Demand-Side Managements in der elektrischen Energieversorgung. Durch eine geeignete Auslegung der Anlagen sollen überschüssige Energiemengen vergleichsweise kostengünstig und energetisch effizient gespeichert werden.

1.2 Projektziele

Untersucht werden sollten auf Basis einer Technologie- und Potentialanalyse das verfügbare thermische Speichervolumen, die resultierende steuerbare elektrische Last, die Zeitdauern T , um die diese Lasten zeitlich verschoben werden können und daraus schlussendlich der verfügbare Speicherinhalt auf der elektrischen Seite, sowie die energetische Effizienz. Im Fokus waren kleine, dezentrale Anlagen im Gebäudebestand um vor dem Hintergrund der geringen Neubautätigkeit zügig ein nennenswertes Potential erzielen zu können.

Neben der technischen Machbarkeit sollte insbesondere die Wirtschaftlichkeit aus Sicht privater Investoren betrachtet werden. In diesem Zusammenhang sollten auch die Vorteile und Grenzen zeitvariabler Stromtarife für eine stromgeführte Wärmezeugung und Wärmespeicherung aufgezeigt werden. Ein Praxistest wird auch für den Einsatz zeitvariabler Tarife durchgeführt.

1.3 Untersuchungsgegenstand

Am Beispiel der länderübergreifenden Metropolregion Rhein-Neckar (MRN) wurde eine Potentialanalyse des Gebäudebestandes und des Wärmeenergiebedarfs durchgeführt. Mit den daraus gewonnenen Daten wurden Simulationen des Wärmebedarfs und des Speicherverhaltens der Gebäude sowie der zusätzlich einzubringenden Pufferspeicher durchgeführt und die Ergebnisse technisch und wirtschaftlich bewertet. Aus den Simulationen wurden Kriterien für die gesamtwirtschaftlich optimale Auslegung der Wärmepumpenanlagen und der thermischen Speicher abgeleitet.

Diese theoretischen Erkenntnisse wurden anschließend in einem geeigneten Pilotprojekt verifiziert, von den beteiligten Industriepartnern bewertet und weiter entwickelt.

1.4 Verbundpartner und Projektplan

Das Vorhaben ThermSpe4EE wurde von folgenden Partnern gemeinsam bearbeitet:

- Pfalzwerke Aktiengesellschaft
- geomer GmbH
- ait-deutschland GmbH
- Technische Universität Kaiserslautern (TUK)
 - Lehrstuhl Energiesysteme und Energiemanagement
 - Lehrstuhl für Hauskybernetik
 - Lehrstuhl für Massivbau und Baukonstruktion

Nachfolgend werden für die jeweiligen Verbundpartner die Abkürzungen PW¹, geomer, ait, TUK-E, TUK-A und TUK-B verwendet.

Die Ziele des Projektes und die Bearbeitungsschritte sind in der Teil- (TVB) und Gesamtvorhabenbeschreibung (GVB) detailliert festgelegt. Das Projekt ist in zehn Arbeitspakete (AP) gegliedert, die jeweils von einem oder mehreren Projektpartnern bearbeitet wurden. Die verschiedenen Projektpartner mit Kompetenzen in diversen Bereichen arbeiten kooperativ und interdisziplinär zusammen. Die Zuordnung der Arbeitspakete ist in Abbildung 1 dargestellt.

¹ Abkürzung VH für Bereich Vertrieb, Handel der Pfalzwerke Aktiengesellschaft

2 Voraussetzungen

Das Vorhaben wurde im Rahmen der Fördermaßnahme „6. Energieforschungsprogramm – Forschung für eine umwelt-schonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung“ beantragt. Die Projektpartner bearbeiteten hier gemeinsam ein Vorhaben mit Aspekten der industriellen Forschung und der vorwettbewerblichen Entwicklung.

Als moderner Energiedienstleister bieten die Pfalzwerke zusammen mit rund 1.110 Mitarbeiterinnen und Mitarbeitern und ca. 40 Tochtergesellschaften und Beteiligungen in der Unternehmensgruppe umfassende Leistungen rund um Strom, Wärme, Erdgas, erneuerbare Energien und Informations- und Telekommunikation. Auf der Basis regenerativer Energien werden intelligente Konzepte zur dezentralen Energieversorgung mit Partnern aus wissenschaftlichen Instituten und regionalen Unternehmen entwickelt.

3 Planung und Ablauf des Vorhabens

AP-Nr.:	Arbeitspaket-Bezeichnung:	AP-Leitung
0	Zusammenarbeit der Projektpartner – Projektleitung	PW
1	Evaluierung der technischen Auslegung im Gebäudebereich	TUK-A
2	Erarbeitung eines Konzeptes für die Steuerung und die Kommunikationsanforderung	PW
3	Abschätzung des Potentials in der MRN (Verdrängung von Öl-heizungen/Flüssiggasanlagen)	geomer
4	Analyse des Bilanzierungspotentials aus Sicht der Netzbetreiber und der Stromlieferanten durch Zeitreihensimulation	TUK-E
5	Analyse von ggf. höheren Anforderungen an die Verteilungsnetze insbesondere im ländlichen Raum	TUK-E
6	Intelligentes Energieregulierungssystem zur Wärmepumpensteuerung	ait
7	Analyse der Wirtschaftlichkeit (zeitvariable Tarifgestaltung, Wirtschaftlichkeit aus Sicht des Stromversorgers und aus Sicht des Betreibers)	PW
8	Pilotinstallation	PW
9	Projektbegleitende Dokumentation	PW
10	Verbreitung der Ergebnisse	Alle

Abbildung 1 Übersicht Projektablauf

4 Wissenschaftlicher und technischer Stand

Im Zuge der Energiewende sind künftig verstärkt Speichertechnologien zur Unterstützung der Energieversorgungssysteme notwendig. Wärmepumpen in Kombination mit Pufferspeichern sind eine bewährte und effiziente Basistechnologie. Entwicklungen im Gebäudebereich zur Speicherung von Energie erfolgen derzeit vor dem Hintergrund der lokalen Energieerzeugung aus erneuerbaren Ressourcen. Die Energiegewinnung erfolgt üblicherweise über Solarthermie- und Photovoltaikanlagen, Luftkollektoren und über oberflächennahe Geothermie mit Erdsonden und Erdwärmekollektoren. Die Schwankungen im Energieangebot können auch über den Einsatz von thermischen Pufferspeichern ausgeglichen werden. Voraussetzung hierfür ist jedoch, dass die bisher separat betrachteten Energiesysteme gekoppelt und als ein gesamtes System verstanden und gemeinsam optimiert werden.

5 Zusammenarbeit mit anderen Stellen

Im Rahmen des AP 2 (Erarbeitung eines Konzepts für die Steuerung und die Kommunikationsanforderung) sollte auf das Know-how der PfalzKom zurückgegriffen werden. Während des Projektablaufs stellte sich heraus, dass die erforderlichen Kompetenzen bei der PfalzKom schwerpunktmäßig nicht im betrachteten Gebiet vorlagen. Daher wurde das Projekt weitgehend ohne Unterstützung der PfalzKom durchgeführt. Die Pfalzwerke Tochtergesellschaft Voltaris GmbH übernahm die Prüfung und Begleitung einiger Themen (Messtechnik, Datenübertragung) so weit wie möglich. Parallel dazu wurde versucht, sich an andere im Hause Pfalzwerke laufende Entwicklungsprojekte anzukoppeln (Smart Home Projekte PORTA, VIDA). Dies ließ sich mit dem Zeitrahmen des Projekts jedoch nicht durchgehend vereinbaren

II. Eingehende Darstellung

1. Verwendung der Zuwendung und erzielte Ergebnisse

AP 0.1 Projektleitung-Zusammenarbeit der Projektpartner

Ziel: Koordinierten und effizienten Projektablauf gewährleisten

Das Projekt wurde mit 4 Monaten Verlängerung abgeschlossen. Vertragliche Ausgestaltung und eine effiziente Zusammenarbeit der Partner waren gewährleistet. Die Durchführung des Feldtests nach dem offiziellen Projektabschluss für die Heizperiode 2017/2018 ist organisiert.

Der Kooperationsvertrag wurde fristgerecht vor dem 1. März von allen Projektpartnern unterzeichnet und liegt allen Projektpartnern vor. Das Kick-off-Meeting mit allen Projektpartnern hat am 16.01.2015 in Ludwigshafen stattgefunden. Mit allen Projektpartnern wurden 12 ganztägige Projekttreffen durchgeführt. Darüber hinaus fanden insgesamt 21 während der Projektlaufzeit Telefonkonferenzen statt. Ergänzend wurden Arbeitstreffen mit den Partnern durchgeführt, die an den aktuellen Fragestellungen mitarbeiteten. Zu jeder Abstimmung wurden Protokolle erstellt und in einer gemeinsamen Dateiablage allen Partnern zeitnah zur Verfügung gestellt. Am 11.05.2016 wurde PTJ unterrichtet, dass sich Erreichung von Meilenstein 2 um ca. 6 Monate verzögern wird, ohne das Projektziel zu gefährden.

Am 29.11.2016 wurde der PTJ über Verzögerungen bei der Erreichung von Meilenstein 2 (ca. zehn Monate) und Meilenstein 3 (ca. sechs Monate) informiert. Mit den Pilotkunden wurde ein Vertrag inkl. einer Vereinbarung zum Datenschutz für den Feldversuch abgeschlossen. Am 11.01.2017 wurden vier Monate Projektverlängerung beantragt (Zeitplan lag aufgrund der komplexen Schnittstellen zehn Monate zurück / Gewinnung von Testkunden war schwierig und langwierig). Berichte und Projektabschluss wurden koordiniert. Unter der Regie der PW fand am 08.09.2017 eine gemeinsame Abschlussveranstaltung statt. Der weitere Betrieb der Pilotanlage für die Heizperiode 2017/18 wurde organisiert.

AP 1.5.2 Auslegung der Leistung der Wärmepumpe für die Gebäudeklassen in Abhängigkeit von den Anforderungen an die Laststeuerung

Ziele: Ermittlung der erforderlichen Wärmepumpenanlagen unter Berücksichtigung der genannten Anforderungen

Die Auslegung der Wärmepumpenleistungen für die verschiedenen Gebäudeklassen wurde durch PW mit der überschlägigen Auslegung nach DIN EN 12831 unterstützt.

Überschlägig wählen Installateure die Wärmepumpe eines Gebäudes anhand der Heizlast bei der jeweiligen Normtemperatur entsprechend der DIN EN 12831 aus. Daraus wird eine Wärmepumpe gewählt, die bei einer Außentemperatur von 2°C und einer Vorlauftemperatur von 35°C eine annähernd gleiche Heizleistung aufweist wie das Gebäude einen Heizwärmebedarf bei Außentemperatur. Dies resultiert üblicherweise in einem Bivalenzpunkt zwischen -7°C und +2°C. Diese klassische Auslegung wird als Referenz verwendet und entspricht somit einer Dimensionierung von 100%

Zur Dimensionierung der Wärmepumpenleistung wird zunächst der Gesamtwärmebedarf überschlägig ermittelt. Der spezifische Wärmebedarf pro m² Wohnfläche richtet sich dabei nach der Bauweise des Gebäudes:

Passivhaus	0,015 kW/m ²
Neubau nach EnEV:	0,04 kW/m ²
Neubau mit Standardwärmedämmung:	0,06 kW/m ²
Saniertes Altbau mit oder Neubau ohne Wärmedämmung:	0,08 kW/m ²
Altbau ohne Wärmedämmung:	0,12 kW/m ²

Überschlägige Ermittlung des Gebäudewärmebedarfs

Wohnfläche [m²] × spezifischer Wärmebedarf [kW/m²] = Gebäudewärmebedarf [kW]

Überschlägig sollte mindestens eine zusätzliche Heizleistung von mindestens 0,25 kW pro Person vorgesehen werden. Sperrzeiten durch EVU sollten mit eingeplant werden. Um einen unwirtschaftlichen Betrieb zu vermeiden, ist die Vorlauftemperatur der Wärmepumpe im Heizbetrieb auf 55°C begrenzt, die maximale Brauchwassertemperatur beträgt 60°C. Im Projekt wird von monoenergetischer Betriebsweise ausgegangen. Bei Bedarfsspitzen springt eine elektrische Zusatzheizung ein. Mit den Auslegungsunterlagen des Herstellers lässt sich daraus die richtige Wärmepumpenleistung wählen.

AP 2 Erarbeitung eines Konzepts für die Steuerung und Kommunikationsanforderungen

AP 2.1.2 Analyse der grundsätzlichen Regelungskonzeption aus Systemsicht

Ziele: Definition von unterschiedlichen Regelungskonzepten, die der Anforderung „stromgeführt“ genügen. Definition der Reglungsanforderungen /Wärmepumpenmanager und der Kommunikation zwischen WP und Tarifschaltung. Beschreibung möglicher Märkte und der Herausforderungen durch Unbundling.

Fazit Regelungskonzept: Ziel der Optimierung des Wärmepumpeneinsatzes ist eine rollierende Einsatzplanung unter Verwendung aktueller Messdaten, verschiedener Modelle der Komponenten im System und des variablen Preissignals in 15-Minuten-Intervallen für einen Planungshorizont von 48 Stunden. Ein Optimierungs-Algorithmus („Einsatzoptimierer“) erstellt eine Bedarfsprognose für Heizung und Warmwasser. Der Einsatzoptimierer schickt als Output Steuerungssignale an die Wärmepumpe (Ein / Aus, Drehzahl), die Wärmespeicher und die Heizungsverteilung. Darüber hinaus kann eine Lastprognose an den Energieversorger geschickt werden. Die Umsetzung des Regelkonzepts in einen mathematischen Algorithmus wird durch TUK-E übernommen (Programmierung in MatLab).

Regelungskonzept für die Einsatzoptimierung („Einsatzoptimierer“)

Ziel des Regelkonzepts für die Wärmepumpe ist es, einen kosteneffizienten Betrieb der Wärmepumpe zu ermöglichen. Für die Kunden soll der Wärmebedarf ohne Komfortverlust bei voller Behaglichkeit sicher gedeckt werden. Die Regelung soll vollautomatisch funktionieren und keine Verhaltensänderung der Kunden erfordern. Insgesamt sollen Investitions- und Betriebskosten minimiert werden. Dabei müssen die technischen Betriebsparameter der Wärmepumpe beachtet werden. Darüber hinaus kann es je nach Netzbetreiber Sperrzeiten oder andere Einschränkungen geben, die der Einsatzoptimierer beachten muss. Weiteres Ziel der Einsatzoptimierung ist eine Maximierung des COP². So werden bei gleichem Preis Zeitpunkte mit höherem COP bevorzugt. Der Rechenaufwand für die Einsatzoptimierung soll in vertretbaren Grenzen gehalten werden, um die Implementierung in die bestehende Wärmepumpenregelung zu ermöglichen.

² COP engl. Coefficient of performance = Leistungszahl ϵ_{WP}

Zeitvariable Tarife

Typischerweise sind Strompreise zu Zeiten hoher Einspeisung aus Erneuerbaren Energien bedingt durch den Merit-Order-Effekt am Spotmarkt vergleichsweise günstig. Durch die optimierte Regelung soll ein möglichst hoher Anteil der eingesetzten Energie für die Wärmepumpe aus regenerativer Erzeugung stammen und die Last möglichst in die Zeiten niedriger Strompreise verschoben werden. Anreiz zum Lastmanagement ist ein zeitvariabler Stromtarif mit stündlicher Auflösung und vier Preisstufen. Der Tarif kann täglich verschieden sein.

Jeden Tag um 13:00 Uhr erhält der Einsatzoptimierer die Tarifstruktur, in welcher Stunde des Folgetages welche Tarifstufe gilt. Für den Einsatzoptimierer wird zusätzlich eine Prognose für weitere 12h bereitgestellt, um den maximalen Optimierungshorizont von 48h zu erreichen. Der Einsatzoptimierer erstellt auf Basis der Tarife den Fahrplan der Wärmepumpe, der anschließend an den Energieversorger verschickt werden kann. Eine abweichende Fahrweise durch einen Eingriff des Endkunden ist in den Tarifen bereits eingepreist.

Bedingungen bei den Projektbeteiligten

Kundensicht

- Behaglichkeit soll immer gegeben sein [DIN EN ISO 7730], sichere Wärmebereitstellung
- Eigenverbrauch berücksichtigen (eigene Photovoltaik-Anlage)
- Keine Verhaltensänderung erforderlich (automatische Steuerung), komfortable Bedienung
- Manueller Eingriff soll möglich sein
- Individuelle Stammdaten sollen Grundlage sein, diese sollen leicht eingegeben werden können
- Individuelle Vorgaben für gewünschte Temperaturniveaus möglich

Die Leistungszahl (COP) von Elektrowärmepumpen ist das Verhältnis des bei bestimmten Betriebsbedingungen abgegebenen Nutzwärmestroms bezogen auf die eingesetzte elektrische Leistung für den Antrieb des Verdichters und der Hilfsantriebe (nach DIN EN 14511 / DIN EN 255-3). Die Leistungszahl kann nur bei konstanten Betriebsbedingungen – im sogenannten „Beharrungszustand“ – gemessen werden, was nur im Labor möglich ist, aber niemals in der Heizungsanlage im Haus, wo ständig wechselnde Betriebsbedingungen herrschen. (<http://www.jahresarbeitszahlen.info/index.php/jahresarbeitszahl/cop-und-jaz>), abgerufen am 29.11.2017

- Platzbedarf für Anlage (größere thermische Speicher) beachten
- Entstörung / Wartung auch im Pilotbetrieb garantiert
- Strom möglichst aus Erneuerbarer Energien
- Minimierung von Investitions- und Betriebskosten
- Intelligenter Zähler für genaue Abrechnung vorhanden

Betriebsparameter der Wärmepumpe

- Zulässige Betriebsparameter der Wärmepumpe beachten (Grenzen der Drehzahlvariation, maximale Einschaltvorgänge pro Stunde, Temperaturgrenzen)
- Aufstellort, Abstände, Platzbedarf beachten (Lärmpegel)
- Niedertemperatur-Heizungsverteilung gegeben
- Zugriff für Fernwartung soll möglich sein

Bedingungen für Netzbetreiber / Tarife

- Vom Netzbetreiber vorgegebene Abschaltzeiten für Wärmepumpen sind grundsätzlich möglich, werden aber von der PW Netz AG nicht verwendet. Da es Netzbetreiber gibt, die diese Abschaltzeiten verwenden, soll die Regelung diese berücksichtigen. Bis zu eine Stunden Abschaltzeit ohne vorgegebene Zeiten (on demand) sind im Modell vorgesehen und dafür eine Stunde Puffer im Speicher eingeplant.
- Kommunikationsanbindung an Verbraucher muss sicher möglich sein
- Perspektive: bei Einspeisungsspitzen im Netz könnten auch Signale für die Zuschaltung von Wärmepumpen zum Einsatz kommen

Bedingung für Optimierungsalgorithmus

- Gebäudemodelle: Thermisches Verhalten des Gebäudes (Gebäudemodell) muss bekannt sein, Messwerte liegen vor
- Nutzerverhalten (auch Toleranz für Möglichkeiten zur Überhitzen einzelner Zonen) berücksichtigen
- Jahreswarmwasserbedarf und Zapfprofil muss bestimmt werden
- Wetterdaten (Außentemperatur) und Wetterprognosen (Außentemperatur, diffuse horizontale Sonnenbestrahlungsstärke) müssen zur Verfügung stehen
- Speichermodelle: Modelle im System eingesetzter Speicher (Gebäude als Speicher, thermisch aktivierte Bauteile, thermische Speicher, maximale Auf- und Entladung, maximaler Speicherstand) berücksichtigen
- Rollierende Planung zum Ausgleich von Ungenauigkeiten

Eingangsparameter für die Einsatzoptimierung

- Stammdaten des Gebäudes
- Messwerte
 - aktuelle Außentemperatur
 - Ist-Temperatur einzelner Räume (Wohnräume und Schlafzimmer getrennt, zur Beurteilung der Behaglichkeit zu „Zonen“ zusammengefasst) im Wohngebäude
 - Speichertemperaturen des Warmwasser-Speichers an Vor- und Rücklauf, sowie an weiteren Messpunkten im Speicher
 - Speicherstand (Wie viel freie Kapazität ist vorhanden?)
- Vorgaben des Nutzers (über User Interface):
 - Soll-Raumtemperaturen
- Stündliche Strompreise für den Optimierungshorizont
- Wetterprognose:
 - Außentemperatur
 - diffuse horizontale Sonnenbestrahlungsstärke

Die Wetterprognose wird der TUK direkt als Eingangsgröße für den Einsatzoptimierer zur Verfügung gestellt. Zu der im Projekt angestrebten Einsatzoptimierung der Wärmepumpe anhand eines Preissignales wurde eine prädiktive modellbasierte Regelung gewählt. Diese benötigt zur Bestimmung des Heizenergiebedarfes im Planungshorizont neben anderen Parametern auch entsprechende Wetterdaten dieses Zeitraumes. Hierzu gehören eine Prognose der Außentemperatur (zur Bestimmung der Betriebspunkte der Wärmepumpe und des Heizwärmebedarfes des Gebäudes) sowie eine Prognose der solaren Strahlung (zur Berechnung der solaren Gewinne). Nur unter Zuhilfenahme einer Prognose ist eine optimierte Einsatzplanung möglich. Eine Orientierung an historischen Wetterdaten ist aufgrund starker Schwankungen im Wetter nicht möglich.

Ausgangsgrößen des Einsatzoptimierers

- Steuersignal an Wärmepumpe (An, Aus, Drehzahl; die im Rahmen des ThermSpe4EE-Pilottests verwendete Wärmepumpe ist eine Fix-Speed-Anlage ohne variable Drehzahl)
- Steuersignal an Warmwasser und Pufferspeicher
- Lastprognose an Energieversorger: Jeden Tag um 15:00 Uhr kann der Energieversorger eine Information vom Einsatzoptimierer über den voraussichtlichen Strombedarf als Basis für den Börseneinkauf erhalten

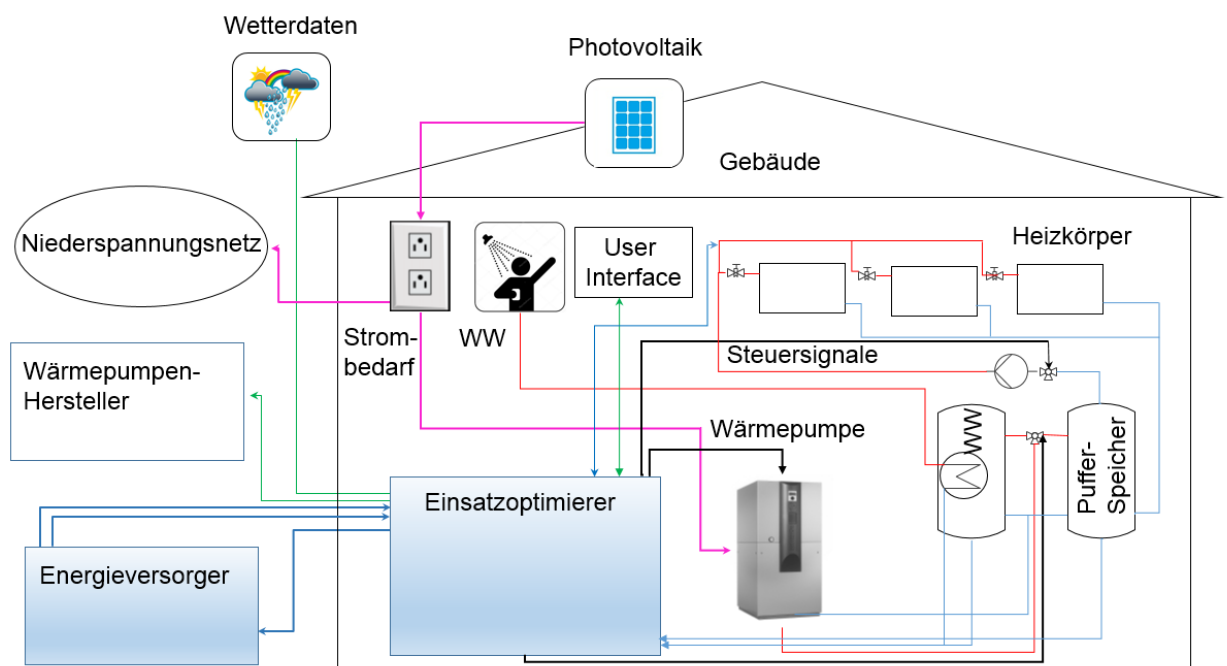


Abbildung 2 Übersichtsschema Einsatzoptimierer (TUK-E / PW)

Analyse der Strommärkte

Die Vermarktung von Strom aus EE wird ausschließlich über die Day-Ahead Auktion und den untertägigen Handel am Intraday Markt abgewickelt.

(1) Day-Ahead-Auktion (DAA)

Der Erfüllungszeitpunkt der physischen Lieferung der Handelsprodukte zur DAA ist der nächste Tag in 24-Stunden-Intervallen. Es erfolgt die kurzfristige Optimierung und Strukturierung des Absatz- und Beschaffungsportfolios in stündlicher Granularität. Marktteilnehmer sind Vertriebsgesellschaften, Übertragungsnetzbetreiber, Direktvermarkter, Erzeuger oder andere.

(2) Intraday-Markt

Am Intraday-Markt (IDM) findet die viertelstundenscharfe Strukturierung des Portfolios statt, sowie die Anpassung des Portfolios an die aktuellsten Prognosen der Erzeugung (Bsp.: Glattstellung der offenen Positionen bei einem Kraftwerksausfall, Veränderungen der Erzeugungsprognosen Erneuerbarer Energien) statt. Die Marktteilnehmer der Day-Ahead-Auktion sind wieder vertreten. Man unterscheidet zwischen:

- Der **Intraday-Auktion**: Es wird der nächste Tag in 96-Viertelstunden-Intervallen auktioniert. Die Auktion findet um 15 Uhr des Vortages statt.
- Der **kontinuierliche Intraday-Handel**: Der Handel startet um 15:00 Uhr bzw. 16:00 Uhr des Vortages und läuft bis 45 Minuten vor Lieferung. Es werden Stunden bzw. Viertelstunden gehandelt.

(3) Regelle Energiemarkt

Als Instrument zur Stabilisierung der Netzfrequenz bzw. für den Ausgleich zwischen Angebot und Nachfrage bedienen sich die Übertragungsnetzbetreiber dem Regelle Energiemarkt. Hier werden unvorhergesehene Abweichungen von Erzeugung und Verbrauch durch den Einsatz von Regelleistung (RL) ausgeglichen. Dies erfolgt, je nach Bedarf, durch das Zu- bzw. Abschalten von Lasten und Erzeugern. Bisher überwiegen an diesem Markt vor allem steuerbare Erzeugungsanlagen, die ihre Erzeugung im Falle einer Unter- speisung des Netzes erhöhen (positive RL), oder im Falle einer Überspeisung ihre Erzeu- gungsanlagen drosseln (negative RL). Von Seiten der Nachfrage kann ebenfalls am Re- gelenergiemarkt teilgenommen werden, wobei kurzfristig der Stromverbrauch erhöht oder verringert werden kann. Momentan nutzen dieses Instrument vor allem gewerbliche oder industrielle Großverbraucher, die große und flexibel nutzbare Lasten bereitstellen können. Die Teilnahme am Regelle Energiemarkt ist, je nach Art der Regellenergiebereitstellung Pri- mär-, Sekundärregelleistung oder Minutenreserve, an technische Vorgaben und regulato- rische Restriktionen gebunden, die im Rahmen der momentanen Regelungskonzepte auf technischer Seite für den Anwendungsfall Wärmepumpe nicht wirtschaftlich umsetzbar sind.

1 Verwendung der Zuwendung und erzielte Ergebnisse



Abbildung 3 Beschaffungsvorgang (PW / VH)

Gewähltes Tarifmodell

Mit den zeitvariablen Tarifen soll die Situation an der Strombörse EPEX SPOT abgebildet werden. Aus dem resultierenden Day-Ahead-Börsenstrompreis werden Preisschwellen bestimmt, die zu einem vierstufigen Tarifsignal führen. Die vier dynamischen Preisstufen orientieren sich zeitlich am jeweils stündlichen Börsenstrompreis.

Unbundling

Durch das technische, informationelle und rechtliche Unbundling zwischen Vertriebsgesellschaften und Netzbetreiber entsteht im Rahmen des Projekts folgendes Problem:

- Bilanzierungsprozesse für Standardlastprofil (SLP) Kunden sowie Kunden mit tagesparameterabhängigen Lastprofilen (TLP) unterscheiden sich von den Bilanzierungsprozessen von Kunden mit registrierter Lastgangmessung (RLM-Kunden).

Herausforderungen

1. **Vom SLP- zum RLM-Bilanzierungsprozess bei kleinen Endverbrauchern unter (<<100kWh/a)**
 - Verbrauchsprognosen müssen vom Lieferanten erstellt werden.
 - Kosten für Ausgleichsenergie werden nicht mehr vom Netzbetreiber getragen, sondern vom Lieferanten.
 - Kosten dürfen nur den Einsparungen durch Lastverschiebung entsprechen

2. Regelungen zu besonderen Netzentgelten setzten momentan keinen genügenden Anreiz für variable, dynamische Tarife. (s. Weißbuch S. 70)³

- Momentan: Hochlastzeitfenster für besondere Netzentgelte mit „atypischer Nutzung“ stehen ein Jahr im Voraus fest. Diese beschreiben Zeiträume, in denen viele Verbraucher in einem Netzgebiet gleichzeitig einen hohen Stromverbrauch aufweisen.

3. Flexiblere Ausgestaltung der Sondernetzentgelte um größere Anreize zur Verbrauchsverlagerung beim Endkunden zu erzielen:

- größere Abstufungen der Netznutzungsentgelte und gezielte Absenkungen in bestimmten Stunden
- spezifische, flexiblere Hochlastzeitfenster für Heizlastkunden die zur Integration Erneuerbarer Energien stattfindet.
-

Tagesparameterabhängige Lastprofile

- Netzbetreiber erstellen das Profil der Heizlastkunden
- Konstante Profile: Hochtarif / Niedertarif (23:00– 6:00 Uhr)
 - Netzbetreiber ermittelt und bilanziert die Mengen z.B. über Tagesmitteltemperatur
 - Lieferant beschafft die Mengen
 - Abweichungen zwischen bilanzierter und verbrauchter Menge führt zu dem Bezug von Ausgleichenergie
- Lieferant zahlt nur Ausgleichsenergie, wenn er andere Mengen bilanziert als der Netzbetreiber
- Kosten für Ausgleichsenergie verbleiben beim Netzbetreiber

³ „Ein Strommarkt für die Energiewende“, Ergebnispapier des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (Weißbuch), Juli 2015

1 Verwendung der Zuwendung und erzielte Ergebnisse

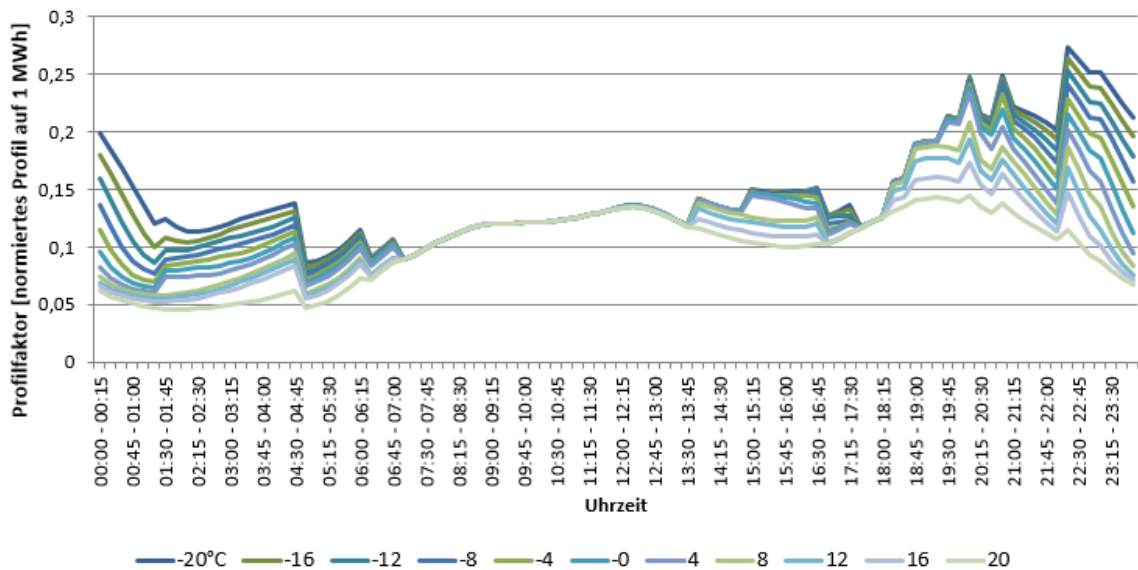


Abbildung 4 Kurvenschar TLP-Profile (PW / VH)

AP 2.2 Definition der technischen Anforderungen an eine Kommunikations-Infrastruktur

Ziele: Anforderungen an die Kommunikations-Schnittstelle analysieren und festlegen

Fazit Anforderungen

Anhand des gewählten Regelungskonzepts wurden Übertragungsstrecken definiert und realisiert. In der bidirektionalen Kommunikation zwischen Einsatzoptimierer und Energieversorger besteht noch Entwicklungsbedarf. PW treibt die Entwicklung von Kommunikationsinfrastruktur in weiteren Innovationsprojekten voran.

Auf Basis des Regelungskonzepts (AP2.1) sind für ThermSpe4EE folgende Übertragungsstrecken zu realisieren:

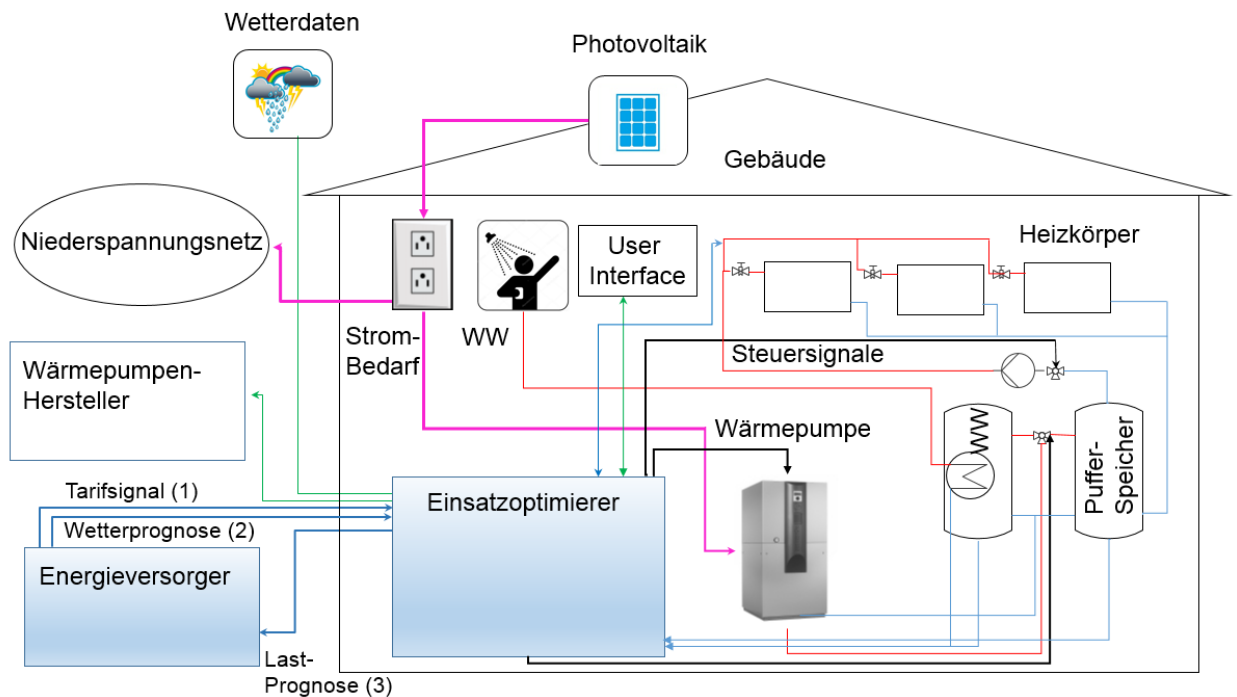


Abbildung 5 Kommunikation Einsatzoptimierer-Energieversorger (TUK-E / PW)

Strombedarf

Im ThermSpe4EE-Pilothaus werden drei Zähler eingesetzt:

Hersteller	Zähler - Bezeichnung	Messung
EMH	EHZ-IW8E2A5L0EQ2P	Zweirichtung
EMH	EHZ-IW8E2A5L0EK2P	Bezug (Wärmepumpe)
EMH	EHZ-IW8E2A5L0EL2P	Erzeugung PV

Abbildung 6 Eingesetzte Zähler ThermSpe4EE (Voltaris GmbH)

Für Z2 (Bezug Wärmepumpe) wurde ein intelligenter Zähler gewählt, um den Strombedarf der Anlag ein den jeweiligen Tarifstufen zu erfassen. Während der Testphase übernimmt Pfalzwerke die Stromrechnung der Pilotkunden, um ein Preisrisiko auszuschließen.

Tarifsignale (1) und Lastprognose (3)

Die bidirektionale Kommunikation wird im ThermSpe4EE-Versuchsaufbau zwischen PW und dem Einsatzoptimierer bzw. dem Einsatzoptimierer und PW über Managed File Transfer (MFT)⁴ durch die Pfalzwerke-Tochter prego realisiert. Mit dieser bewährten Funktionalität kann die Kommunikation im Rahmen des Pilotversuchs sicher, einfach und kostengünstig realisiert werden. Verbrauchsdaten werden täglich per Mail sicher an TUK-E übertragen. Dafür wurde eine Verschlüsselung per S/MIME gewählt. Um eine verschlüsselte Nachricht zu schicken, benötigt der Sender den öffentlichen Schlüssel des Empfängers und einen eigenen privaten Schlüssel. Für die Kommunikation mit dem Funktionsbereich PW-VH (einmalige Datenübermittlung nach Ende der Heizperiode) soll möglichst das gleiche Vorgehen gewählt werden, wenn auch für eine rein interne Datenübertragung nicht unbedingt notwendig.

Die Datensicherheit wird gemäß der geltenden Richtlinien in jedem Fall eingehalten⁵. An Übertragungsraten werden keine besonderen Ansprüche gestellt, da hier nur einmal täglich 24 Stundenwerte übertragen werden. Mit den Kunden ist grundsätzlich eine Vereinbarung über den Datenschutz⁶ abzuschließen. Die Daten werden einmal täglich im csv-Format mit einem Zeitstempel zunächst an TUK-E übertragen. Abschaltzeiten können in das Tarifsignal integriert werden. Auch bei einem Ausfall des Tarifsignals ist die Funktion des Einsatzoptimierers sicher gestellt. Dann wird die Optimierung nur im Blick auf den COP durchgeführt. Lastprognosen können auf diesem Weg dem Energieversorger zur Verfügung gestellt werden. Dieser Weg wird derzeit nicht genutzt, da Standardlastprofile eingesetzt werden.

Um aus dem ThermSpe4EE-Konzept ein zuverlässiges Produkt zu generieren, besteht noch Entwicklungsbedarf in der Kommunikation. Diese Entwicklungen werden außerhalb von ThermSpe4EE im Rahmen von weiteren Innovationsprojekten weitergeführt. Für solche Anwendungen wird derzeit auch ein Einsatz von Blockchain-basierten Konzepten geprüft.

⁴ Über PW-Tochtergesellschaft prego GmbH

⁵ gem. ISMS Richtlinie Umgang mit Informationen und Werten vom 13.10.2016

⁶ S. Vertrag über Testphase mit Pilotkunden vom 22.11.2016 und Ergänzungsvereinbarung vom 26.04.2017

Wetterprognose (2)

Die Wetterprognose wird durch TUK-E vom Dienstleister enercast über deren Internetportal abgerufen und dann in den Einsatzoptimierer eingespeist.

Ein- und Ausgangssignale Einsatzoptimierer (Smart Home)

Die übrigen Eingangs- und Ausgangssignale für den Einsatzoptimierer (Steuersignale An / Aus, Drehzahl, und Steuersignal an Drei-Wege-Ventil Warmwasser-/Pufferspeicher, Temperaturen, etc.) werden über das Kommunikations-System des Wärmepumpenherstellers übertragen.

Auch eine Eigenentwicklung der Pfalzwerke im Bereich Smart Home⁷ wurde auf eine Anwendung im ThermSpe4EE-Konzept überprüft. Die Anwendung war zunächst aufgrund von Schnittstellenproblemen nicht möglich. Im Zeitrahmen des Projekts war eine Weiterentwicklung zwar angedacht, aber nicht zeitgerecht umsetzbar. Daher fanden im folgenden Abstimmungsgespräche mit der Firma Hager Vertriebsgesellschaft mbH & Co. KG in Blieskastel statt, um deren Entwicklung im Bereich Smart Home-Anwendungen für das Projekt zu nutzen. Auch hier wären Weiterentwicklungen und Anpassungen erforderlich gewesen, die sich nicht im entsprechenden Zeitrahmen umsetzen ließen.

⁷ Das Produkt „PORTA“ der Pfalzwerke kombinierte einen digitalen Echtzeitähler mit zahlreichen individuellen Anwendungen zur Hausautomatisierung. Diese intelligente Verknüpfung ermöglicht zum einen das Prüfen des eigenen Stromverbrauchs, zum anderen lassen sich einzelne Geräte damit sehr komfortabel steuern – einfach via Internet oder Smartphone. Den Kundinnen und Kunden der Pfalzwerke bietet PORTA mehr Komfort, mehr Sicherheit und mehr Energieeffizienz. Das Produkt kam nach einer Testphase in der beschriebenen Form nicht auf den Markt, sondern wurde mittlerweile zu „VIDA“ weiterentwickelt und stand daher im Projektzeitraum ThermSpe4EE nicht zur Verfügung. (PW)

AP 2.3 Kopplung der Energieplattformen zur Simulation des zeitvariablen Energieeinkaufs an den Großhandelsmarkt Strom

AP 2.3.1 Customizing der Energiehandelsplattform

Ziel: Vorbereitung zur Simulation einer zeitvariablen Energiebeschaffung für den preisoptimierten Strombedarf einer Wärmepumpe. Anpassungen der Plattform zum Import von neuen Preisdaten.

Fazit: Aus dem resultierenden Day-Ahead-Börsenstrompreis werden Preisschwellen bestimmt, die zu einem vierstufigen Endkundepreis führen. Die vier dynamischen Preisstufen orientieren sich daher zeitlich am Börsenstrompreis. Diese Plattform wurde im regulären Beschaffungsvorgang des PW-Börsenhandels simuliert. Eine direkte Anbindung an eine Börsenbestellung wird jedoch durch die Zugangs- und Marktregelungen der EPEX ausgeschlossen.

Die einzelnen Schritte der Simulation

Zunächst wird eine Prognose der Spotmarktpreise für den Folgetag an den Einsatzoptimierer geschickt. Der Einsatzoptimierer gibt daraufhin eine Lastprognose zurück. Die viertelstundenscharfen Mengenwerte werden zu Stundenmittelwerten zusammengefasst. Die einzelnen Fahrpläne der Wärmepumpen werden täglich in die Energiehandelsplattform geladen und aggregiert. Aus dem aggregierten Fahrplan wird ein Gebot für die Viertelstundenauktion generiert. Um sicherzustellen, dass den Pfalzwerken die benötigten Mengen auch über die Auktion zugeteilt werden, wird das Gebot in der Simulation unlimitiert (-3.000 € - + 3.000 €) abgegeben. Nach Bekanntgabe der Auktionsergebnisse werden diese in die Energiehandelsplattform geladen. Eine vollautomatische Aufnahme in die Tagesprozesse zur Spotmarktbeschaffung, kann aufgrund der Viertelstundenstruktur und der Simulation nicht durchgeführt werden.

Prognosemodelle für den stündlichen Preis der Day-Ahead Auktion

▪ Einflussgrößen für Prognosen

- Wetterdaten
- Regenerative Einspeisung
- Verfügbarkeit an konventioneller Erzeugungsleistung

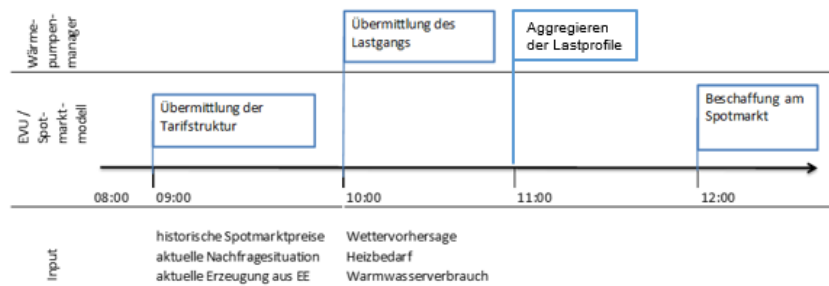


Abbildung 7 Beschaffungskonzept für variable Tarife (PW / VH)

AP 2.3.2 Aufnahme des simulierten Testbetriebs der Energiehandelsplattform bei Inbetriebnahme der Pilot-Wärmepumpen und Speicher

Ziele: Simulation einer zeitvariablen Energiebeschaffung für den preisoptimierten Strombedarf einer Wärmepumpe

Fazit: Seit Inbetriebnahme der Pilotwärmepumpe werden die zeitvariablen Tarifsignale täglich ermittelt und im csv-Format über TUK-E an den Einsatzoptimierer weiter gegeben. Um ein Preisrisiko für den Testkunden zu vermeiden, wird der Strombedarf der Kunden während des Feldtests von PW übernommen.

AP 2.4.2 Planung Pilotausbau

Ziele: Die Planung für den Aufbau der Pilotinstallationen liegt vor

Fazit: Unter Beachtung der in AP 2.2 definierten Anforderungen an die Kommunikationsinfrastruktur wurden die umzusetzenden Schritte geplant. PW hat in diesem Rahmen die Beschaffung und Zugriffsvoraussetzungen der Wetterprognose übernommen und mit Hilfe der Pfalzwerke-Tochtergesellschaft prego die Bedingungen für den Managed-File-Transfer geschaffen. Die weiteren Schnittstellen wurden über das System des Wärmepumpenherstellers bzw. über das Internet realisiert.

AP 7 Analyse der Wirtschaftlichkeit (zeitvariable Tarifgestaltung, Wirtschaftlichkeit aus Sicht des Stromversorgers und aus Sicht des Betreibers)

AP 7.1 Konsequenzen für die Tarifgestaltung

Ziele: Aufzeigen von möglichen Ausprägungen von zeitvariablen Endkumentarifen und deren Folgen

Fazit: Für den Entwurf des zeitvariablen Tarifs wurde ein Bezug auf den Spotmarkt der EPEX gewählt. Im heutigen Markt kann dieses Modell die erforderlichen Zusatzinvestitionen, Risikozuschläge und sonstigen Kosten trotz gegebener Optimierungspotenziale nicht gesichert erwirtschaften. Hieraus ergeben sich derzeit noch erhebliche Risiken und Zusatzkosten. Eine Verschiebung der Last von bis zu 75% des Jahresenergiebedarfs ist gemäß den Simulationen der TUK-E möglich.

Zielsetzungen für den zeitvariablen Tarif

Vor dem Hintergrund der gegebenen Marktregeln des Energiemarktes kam für den Entwurf des zeitvariablen Tarifs in 2014 nur ein Bezug auf den Day-Ahead-Markt der EPEX im Stundenhandel (Spotmarkt) in Frage.

In diesem Markt werden am Handelstag vor dem Liefertag um 12:00 Uhr die benötigten Energiemengen für diesen Liefertag (=Verbrauchstag) stundenscharf in einer Stückelung von 100 KW gehandelt. Wegen der hohen Güte der heutigen Wetterprognosen sollten diese zur Abschätzung des zu erwartenden Wärmebedarfs für diesen Liefertag mit einbezogen werden. Eine direkte Anbindung an eine Börsenbestellung wird jedoch durch die Zugangs- und Marktregelungen der EPEX ausgeschlossen.

Der zu entwickelnde zeitvariable Tarif sollte den Kunden vor der hohen Volatilität des Spotmarktes und den damit verbundenen Risiken abschirmen. Vor diesem Hintergrund wurde die Entscheidung getroffen, einen vierstufigen Tarif zu entwerfen, dessen Preise für die jeweilige Tarifstufe über ein Kalenderjahr konstant bleiben. Die Börsenpreise für den Liefertagtag entscheiden nur noch, welche Tarifstufe in der jeweiligen Stunde des Liefertages zum Tragen kommt. Zwischen Energiemarkt – hier EPEX und Verbraucher – hier Wärmepumpe entsteht somit ein energiewirtschaftlicher Versatz, der mit einem wirtschaftlichen

Risiko beim Lieferanten verbunden ist. Dieser Fakt erfordert einen konsequenten energie-wirtschaftlicher Ansatz für den Entwurf des zeitvariablen Tarifs, um die Risiken und Chan-cen ausgewogen zwischen den beiden Parteien verteilen zu können.

Entwurf des zeitvariablen Tarifs

Die Analyse des Spotmarktes wurde für die Jahre 2012 bis 2016 vorgenommen.

Im Schritt 1 des Tarifentwurfes wurde ausgehend von der Häufigkeitsverteilung der Preise eine Einteilung in vier sinnvolle Preis-zonen vorgenommen.

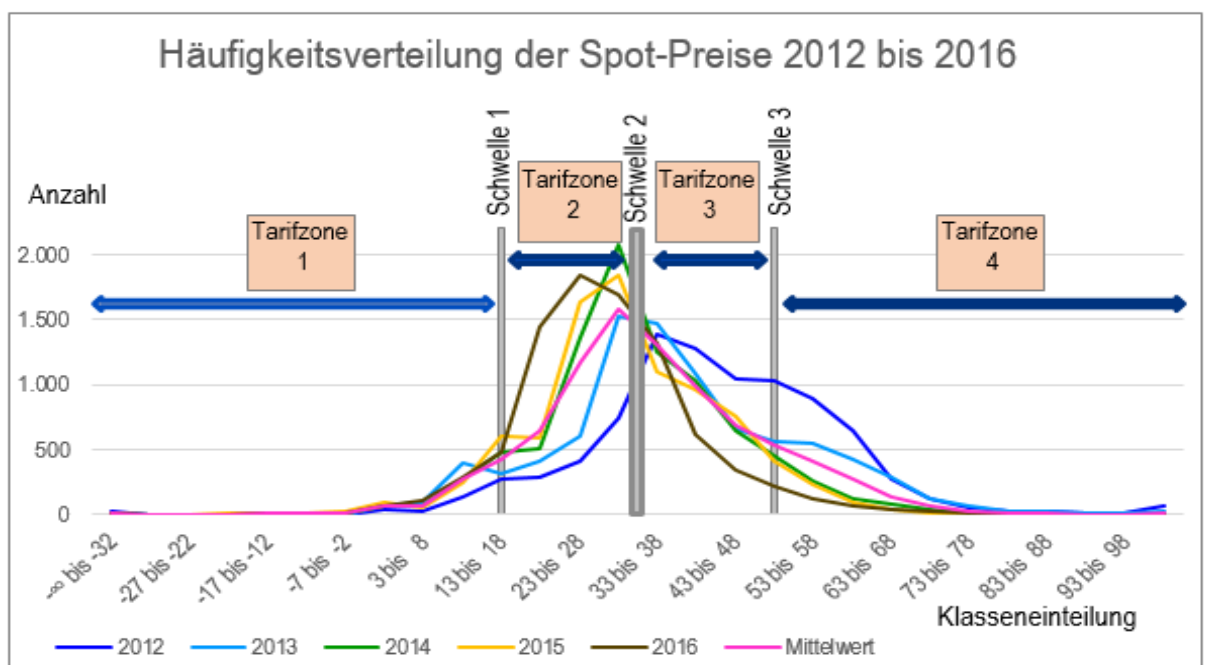


Abbildung 8 Häufigkeit der Spot-Preise 2012 bis 2016 (PW / VH)

Diese Aufteilung zeigt auch die nachfolgende tabellarische Darstellung. Hier sind die Häufigkeiten der Spot-Preise für jedes Jahr in den Preisklassen der Spalte 2 dargestellt.

1 Verwendung der Zuwendung und erzielte Ergebnisse

Nr	Klassen	2012	2013	2014	2015	2016	Mittelwert				
1	-∞ bis -32	23	11	10	5	16	13				
2	-32 bis -27	0	3	3	2	4	2,4				
3	-27 bis -22	0	3	4	3	5	3				
4	-22 bis -17	2	1	2	2	5	3,8				
5	-17 bis -12	0	2	7	15	15	7,8	460,80			
6	-12 bis -7	6	4	5	17	9	8,2				
7	-7 bis -2	5	5	9	30	19	13,6				
8	-2 bis 3	3	74	66	97	73	70,6				
9	3 bis 8	8	100	73	54	104	70,6				
10	8 bis 13	131	393	274	252	289	267,8				
11	13 bis 18	18	313	478	600	482	428,8	2.000,0			
12	18 bis 23	23	408	511	591	1445	647,2				
13	23 bis 28	28	281	1356	1633	1835	1167,8	3.814,2			
14	28 bis 33	33	415	2068	1840	1693	1570,4				
15	33 bis 38	38	735	1516	2068	1840	1570,4				
16	38 bis 43	43	1382	1465	1095	1319	1302,4				
17	43 bis 48	48	1273	1080	962	613	990,6	3.516,0			
18	48 bis 53	53	1048	661	759	339	691,4				
19	53 bis 58	58	1022	565	406	217	531,6	2.000,0			
20	58 bis 63	63	887	550	264	228	409,8				
21	63 bis 68	68	650	431	126	97	275,4				
22	68 bis 73	73	276	281	75	39	143				
23	73 bis 78	78	124	128	35	17	66,4				
24	78 bis 83	83	49	64	11	3	28,4	978,60			
25	83 bis 88	88	29	30	8	2	16,4				
26	88 bis 93	93	24	23	1	2	10,8				
27	93 bis 98	98	12	16	0	0	6,2				
28	98 bis 100	100	8	9	0	0	3,4				
	größer 100		66	24	0	2	18,8				
		8784	8784	8760	8760	8760	8760	8784	8784	8769,6	8769,6

Abbildung 9 Grundlage für Einteilung in vier Preiszonen (PW / VH)

Die Mittelwertbetrachtung (grüne Spalten) lässt erkennen, dass die Häufigkeiten der Preise in dem

- Bereich 1: { $-\infty$ EUR/MWh bis 13 EUR/MWh } [Anzahl = 460] und dem
- Bereich 4: { 53 EUR/MWh bis $+\infty$ EUR/MWh } [Anzahl = 978] sowie dem
- Bereich 2: { 13 EUR/MWh bis 33 EUR/MWh } [Anzahl = 3.814] und dem
- Bereich 3: { 33 EUR/MWh bis 53 EUR/MWh } [Anzahl = 3.516]

in etwa ausgewogen sind. Die so empirisch gefunden Preisschwellen (13 EUR/MWh; 33,00 EUR/MWh und 53,00 EUR/MWh) lassen sich für die weitere Analyse auch aus den p-Quantilen (5,0%, 47,5% und 91,5%) ermitteln, wenn man für jeden Preisvektor der Spotpreise der Betrachtungsjahre diese drei p-Quantile bestimmt.

Mit diesen drei p-Quantilwerten lässt sich der zugehörige Preisvektor der Spotpreise auf die aufgespannten vier Tarifpreiszonen aufteilen. Die Durchschnittspreise je Preiszone werden für die späteren Überlegungen (Schritt 3) gebraucht.

Jeder der drei empirisch gefundenen Preisschwellen errechnen sich nun aus dem Mittelwert der zugehörigen fünf p-Quantilewerte der 5 Betrachtungsjahre.

- Ca. 5,0 % - Quantil => Preisschwelle von 13,03 EUR/MWh,
- ca. 47,5 % - Quantil => Preisschwelle von 33,00 EUR/MWh und
- ca. 91,5 % - Quantil => Preisschwelle von 53,12 EUR/MWh.

Mit diesen drei p-Quantilwerten kann der Preisvektor der Spotpreise für das jeweilige Kalenderjahr auf die aufgespannten vier Tarifpreiszonen aufgeteilt werden.

1 Verwendung der Zuwendung und erzielte Ergebnisse

Der Schritt 2 stellt wegen der Fixierung der Preis in den vier Preiszonen über ein komplettes Kalenderjahr aus energiewirtschaftlichen Gründen einen zusätzlichen Bezug zu dem OTC – Produkt Base Frontjahr her. Dieser erforderliche Bezug wird über den Durchschnittspreis aus den Settlementpreisen für das Produkt Base Frontjahr an allen Handelstagen im Monat November hergestellt. Den Verlauf der zugehörigen Preise zeigt das unten stehende Bild. Über einen festen Zuschlag wurde zudem dem Umstand Rechnung getragen, dass eigentlich für dieses Modell nicht das Produkt Base Frontjahr sondern insbesondere die beiden Produkte Base Quartal 1 Frontjahr und Base Quartal 4 Frontjahr zutreffend wären. Diese Produkte sind jedoch für die jeweilige Kalkulation des zeitvariablen Tarifes für das bevorstehende Lieferjahr nicht verwendbar, da das Produkt Base Quartal 4 Frontjahr zu diesem Zeitpunkt noch nicht mit genügender Liquidität gehandelt wird und somit hierfür keine Settlementpreise vorliegen.

Der Schritt 3 erzeugt eine 4 x 5 Wertematrix für die vier Tarifpreiszonen in den 5 Betrachtungsjahren. Die jeweiligen Werte ergeben sich als Prozentwerte aus dem Verhältnis des in Schritt 1 je Tarifpreiszone ermittelten Durchschnittspreises und dem OTC-Durchschnittspreis aus dem Schritt 2.

Der Durchschnitt der je Tarifpreiszone über alle fünf Betrachtungsjahre wird für die weitere Bearbeitung im Schritt 4 benötigt.

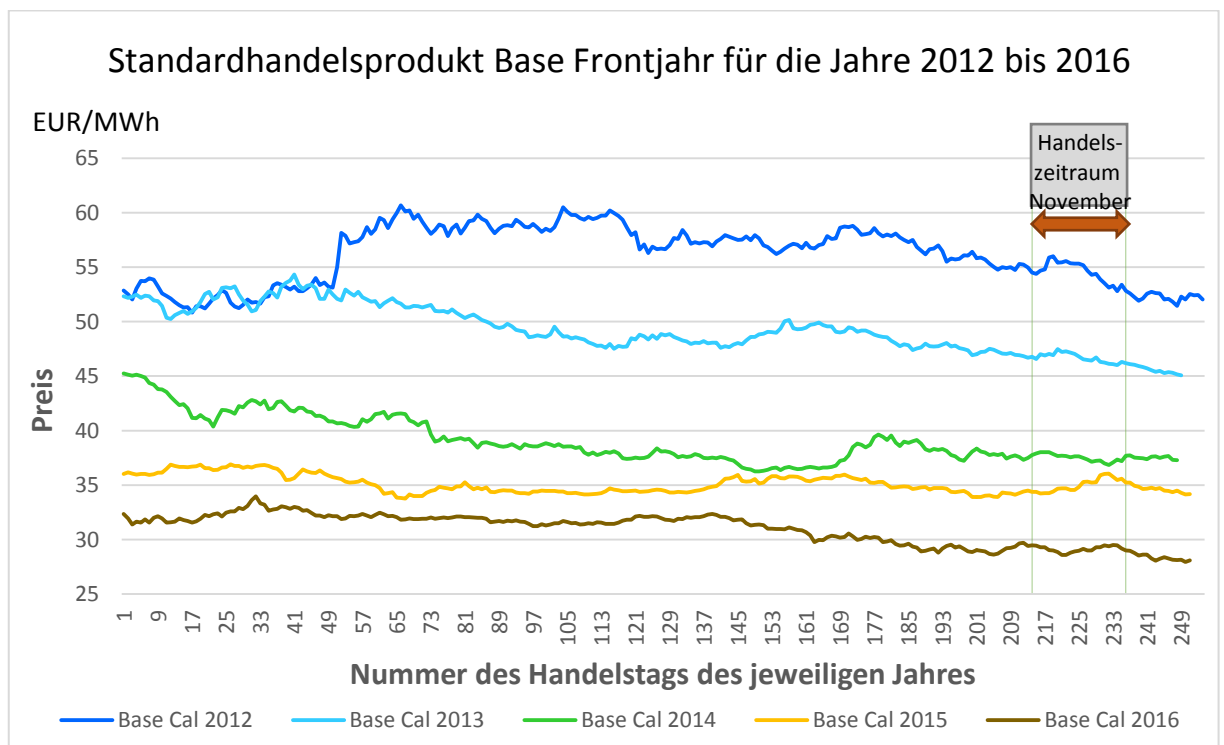


Abbildung 10 Entwicklung von OTC-Preisen (PW / VH)

1 Verwendung der Zuwendung und erzielte Ergebnisse

Im **Schritt 4** wird zunächst eine 4 x 5 Wertematrix aus der Multiplikation des aus Schritt 2 für jedes der fünf Betrachtungsjahre gewonnenen OTC-Preises (Base Frontjahr – Durchschnitt aller Settlementpreise im November) mit den im Schritt 3 ermittelten Prozentwerten für jede Tarifpreiszone des zugehörige Betrachtungsjahres erzeugt. Der Mittelwert entlang jeder Tarifpreiszone in diesem Preisgerüst liefert schließlich die gesuchten Preise der vier Tarifzonen des zeitvariablen Tarifes.

GEÄNDERTE QUANTILE 0,05 ; 0,475 ; 0,915							
		2012	2013	2014	2015	2016	
Spot Base-Ø		42,596 EUR/MWh	37,778 EUR/MWh	32,763 EUR/MWh	31,629 EUR/MWh	28,983 EUR/MWh	
Spot Base-Min		-221,990 EUR/MWh	-100,030 EUR/MWh	-65,030 EUR/MWh	-79,940 EUR/MWh	-130,090 EUR/MWh	
Spot Base-Max		210,000 EUR/MWh	130,270 EUR/MWh	87,970 EUR/MWh	99,770 EUR/MWh	104,960 EUR/MWh	
Schritt 1:							
tatsächliche Schwellen	Quantil 0,050	17,09 EUR/MWh	11,09 EUR/MWh	12,89 EUR/MWh	12,35 EUR/MWh	11,75 EUR/MWh	13,03 EUR/MWh
	%-Anteil von Spot Base-Ø	40,12%	29,36%	39,34%	39,05%	40,52%	
	Quantil 0,475	41,06 EUR/MWh	35,16 EUR/MWh	31,07 EUR/MWh	30,01 EUR/MWh	27,71 EUR/MWh	33,00 EUR/MWh
	%-Anteil von Spot Base-Ø	96,39%	93,08%	94,85%	94,88%	95,61%	
Mittelwerte 2012 bis 2016 der %-Anteil von Spot Base-Ø	Quantil 0,915	61,40 EUR/MWh	60,71 EUR/MWh	50,03 EUR/MWh	48,74 EUR/MWh	44,74 EUR/MWh	53,12 EUR/MWh
	%-Anteil von Spot Base-Ø	144,15%	160,69%	152,71%	154,10%	154,37%	
	0,05 - Quantil			37,678%			
				94,963%			
				153,205%			
Schritt 2:							
Ø Base Frontjahr Y im Nov (Y-1)		59,601 EUR/MWh	51,719 EUR/MWh	42,550 EUR/MWh	39,998 EUR/MWh	34,130 EUR/MWh	45,599 EUR/MWh
Schritt 3:							
Anteil Spot im jeweiligen Tarif am Ø Base Cal Y im Nov (Y-1)	TS1	-17,685%	10,011%	13,900%	9,019%	5,908%	4,231%
	TS2	58,442%	58,592%	66,700%	68,224%	75,402%	65,472%
	TS3	92,670%	97,296%	102,804%	108,072%	116,805%	103,529%
	TS4	133,375%	148,857%	152,699%	157,029%	185,365%	155,465%
Schritt 4:							
Festlegung Energiepreise in den Tarifen für die Jahre	TS1	2,52 EUR/MWh	2,19 EUR/MWh	1,80 EUR/MWh	1,69 EUR/MWh	1,44 EUR/MWh	1,93 EUR/MWh
	TS2	39,02 EUR/MWh	33,86 EUR/MWh	27,86 EUR/MWh	26,19 EUR/MWh	22,35 EUR/MWh	29,85 EUR/MWh
	TS3	61,70 EUR/MWh	53,54 EUR/MWh	44,05 EUR/MWh	41,41 EUR/MWh	35,33 EUR/MWh	47,21 EUR/MWh
	TS4	92,66 EUR/MWh	80,40 EUR/MWh	66,15 EUR/MWh	62,18 EUR/MWh	53,06 EUR/MWh	70,89 EUR/MWh

Abbildung 11 Aufbau der Kalkulation für den zeitvariablen Tarif (PW / VH)

Die praktische Umsetzung des zeitvariablen Tarifs lässt sich beispielhaft wie im folgenden Bild dargestellt veranschaulichen:

Tarifstufe = f(x, h, 2014) Datum / Lieferstunde	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
01.01.2014	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2	3	3	3	2	2	1	1	1
02.01.2014	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2	2	3	3	3	3	3	3	4	4	4	3	3	3	2
03.01.2014	2	1	1	1	1	1	2	3	3	3	2	2	2	2	2	2	3	3	3	2	2	2	2	1
04.01.2014	1	1	1	1	1	1	1	2	2	3	3	3	3	3	3	3	4	4	4	3	2	2	2	1
05.01.2014	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2	3	3	2	2	2	3	3	4	3	3	2	2	1
06.01.2014	1	1	1	1	1	1	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	3	4	4	4	4	3	2	1
07.01.2014	1	1	1	1	1	1	2	2	3	2	2	2	2	2	3	4	4	4	4	4	4	3	2	2
08.01.2014	1	1	1	1	1	1	2	4	4	3	2	2	2	2	2	3	3	4	4	4	4	3	3	2
09.01.2014	2	2	1	2	2	2	3	4	4	4	3	3	2	2	2	2	2	2	2	2	2	1	1	1
10.01.2014	1	1	1	1	1	2	3	3	3	2	2	2	2	2	2	3	4	4	4	4	3	3	2	2
11.01.2014	2	2	2	2	2	2	2	3	3	3	3	3	2	2	2	2	3	2	3	2	3	2	1	1
12.01.2014	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2	3	4	4	3	3	3	3
13.01.2014	1	2	2	1	1	2	3	4	4	3	3	3	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	3
14.01.2014	2	2	2	2	2	3	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	3
15.01.2014	3	2	2	2	2	2	3	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	3	2
16.01.2014	2	2	1	1	1	2	3	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	3	3	2
17.01.2014	2	2	1	2	2	3	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	3	2
18.01.2014	2	2	2	2	2	2	2	3	3	3	3	2	2	2	2	3	4	4	4	4	3	2	2	1
19.01.2014	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2	2	2	2	2	2	2	2	3	4	4	3	2	2	1
20.01.2014	2	1	1	1	1	1	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	2
21.01.2014	2	2	2	2	2	3	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	3	2
22.01.2014	3	3	2	2	2	3	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	3	2
23.01.2014	3	2	2	2	2	3	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	3	2
24.01.2014	3	2	2	2	2	3	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	3	2
25.01.2014	3	3	2	2	2	2	2	2	3	4	4	4	3	3	3	3	3	4	4	4	4	3	2	2
26.01.2014	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2	3	4	3	3	3	3	3	4	4	4	3	3	1	2
27.01.2014	1	1	1	1	1	1	2	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	3	2
28.01.2014	3	2	2	2	2	2	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	3	2
29.01.2014	2	2	2	2	2	2	3	4	4	4	4	4	3	3	3	3	4	4	4	4	4	4	3	2
30.01.2014	3	2	2	2	2	2	3	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	3	2
31.01.2014	3	2	2	2	3	3	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	3	2
01.02.2014	2	2	1	1	1	1	1	1	2	2	2	2	2	2	2	3	3	4	4	4	3	3	2	2
02.02.2014	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2	3	3	2	2	2	3	3	4	4	4	3	3	2	2

Abbildung 12 Vier-Stufen-Tarif Januar 2014 (PW / VH)

Eigenschaften, energiewirtschaftliche Risikobewertung und Risikoverteilung des entworfenen zeitvariablen Tarifs

Von Seiten des Energielieferanten wurde für das Forschungsprojekt von einer Energiebeschaffung aus dem Spot- und Ausgleichsenergiemarkt für eine energiewirtschaftlich relevante Kundengruppe ausgegangen. Dem besonderen Umstand, dass es sich in diesem Projekt nur um ein einzelnes Wärmepumpenheizungssystem mit integrierter Photovoltaikanlage für eine Eigenbedarfsdeckung handelte, wurde hierbei keine besondere Rechnung getragen.

Mit im Zentrum des Forschungsprojekts stand die Erprobung des von der Technischen Universität Kaiserslautern betreuten Wärmepumpenoptimierers. Ihm wurde daher für seine tägliche Arbeit die reale Verteilung der vier Preiszonen auf die Stunden des kommenden Liefertages angeboten, wie sie sich jeweils aus den echten Stundenpreisen der EPEX-Auktion für den kommenden Liefertag ergab. Für den Lieferant hatte dies zur Folge, dass eine Bestellung auf der Basis des Ergebnisses des Wärmepumpenoptimierers so nicht möglich war.

Für eine realistische Abwicklung müsste dem Optimierungslauf des Wärmepumpenoptimierers noch eine Preisprognose für das erwartete Auktionsergebnis der EPEX für den kommenden Liefertag vorgeschaltet werden. Erst dieses so gewonnene Optimierungsergebnis könnte in den normalen Spotmarktprozess des Lieferanten an der EPEX für den kommenden Liefertag mit eingespeist werden.

Im Ansatz des Forschungsprojektes würde die Güte des Wärmepumpenoptimierers – also die Abweichung des gemessenen tatsächlichen Verbrauchs des Wärmepumpenheizungssystems von der Bestellprognose des Wärmepumpenoptimierers vom Energielieferanten aus der Ausgleichsenergie beschafft werden müssen.

Für den Wärmepumpenkunden des Forschungsprojektes werden die Kosten seines Energieeinsatzes nur durch den zeitvariablen Tarif bestimmt, der seinerseits bestimmt wird durch

- a) die Modellansätze für seine Kalkulation aus historischen Spotpreisen und Settlementpreisen für das EEX- Produkt Baseload Frontjahr (jeweils das dem aktuellen Handelsjahr folgende Lieferjahr) im November des aktuellen Handelsjahres sowie
- b) die aktuellen Spotpreise des bevorstehenden Liefertages , die ihrerseits die Gültigkeit der vier Tarifpreises in den Stunden des kommenden Liefertages festlegen.

Der Wärmepumpenkunde hat damit eine verlässliche Entscheidungsbasis für seine Energiebeschaffung auf der Grundlage seiner Optimierungsergebnisse. Veränderungen im Energiemarkt innerhalb des Lieferzeitraumes oder eine z.B. schwankende Güte des Wärmepumpenoptimierers haben für ihn keine Auswirkungen. Einschränkungen für sein Agieren sind nicht vorgesehen, sodass die Einsatzentscheidungshoheit vollständig beim Wärmepumpenkunden liegt. Die getroffene Konzeption für den zeitvariablen Tarif verfügt damit über keinerlei gegenseitige Abhängigkeiten/Einflussnahmen zwischen Wärmepumpenkunde und Energielieferant.

Die energiewirtschaftlichen Risiken der in die Belieferung involvierten Energiemärkte verbleiben vollständig beim Energielieferanten und ergeben sich für die gesicherte Energiebereitstellung in dem zeitvariablen Tarif im aktuell gültigen Marktumfeld aus dem:

a) Modellrisiko

Das auf der Basis von historischen Spotpreisen und OTC-Preisen des Frontjahres gebildete Modell könnte zukünftige Veränderungen im Spotmarkt nicht oder nur ungenügend abbilden.

Energiewirtschaftliche Risiken ergeben sich außerdem aus z.B. Extremwetterlagen oder Sondereinflüssen am europäischen Energiemarkt.

b) Preisrisiko einer Beschaffung im Spotmarkt

Die starke Temperaturabhängigkeit des Energiebedarfes (z.B. Kalt- bzw. Warmjahre) in Industrie und Haushalt führt zu stark voneinander abweichenden Energiebedarfen auch periodenbezogen. Diese Situationen haben einen zum Teil erheblichen Einfluss auf die Preise im Spotmarkt. Die starke Abhängigkeit der regenerativen Erzeugung von Wettereinflüssen beeinflusst die Volatilität der Spotpreise auch heute schon in einem erheblichen Ausmaß. Der gewählte Konstruktionsansatz für den zeitvariablen Tarif auf der Grundlage einer Durchschnittsbetrachtung aus den Jahren 2012 bis 2016 könnte bei extremen Verhältnissen die gewünschte symmetrische Risikoverteilung verfehlen.

c) Mengenrisiko Ausgleichsenergie

Die Güte des Wärmepumpenoptimierers in Bezug auf die Abschätzung des Energiebedarfes für den kommenden Liefertag wirkt sich für den Lieferanten über den tatsächlichen Energiebedarf des Wärmepumpenheizsystems direkt im Ausgleichsenergiemarkt aus. Die Abrechnung gegenüber dem Wärmepumpenkunden erfolgt jedoch zu den Preisen des zeitvariablen Tarifs.

Vergleich mit dem Wärmepumpentarif der Pfalzwerke

PW hat bereits seit vielen Jahren ein Tarifangebot für Wärmepumpenstrom. Dieses Tarifangebot für eine Vollversorgung schließt Abschaltmöglichkeiten für die Hochlastzeitfenster des jeweiligen Netzbetreibers mit ein, um eine Reduzierung der Netzkosten erreichen zu können. Die Bereitstellung der Energie für diesen Tarif nimmt PW als Energielieferant in zwei Schritten vor.

Grundlage für den Schritt 1 ist die Langfristprognose für einen künftigen Lieferzeitraum. Diese wird aus den Einzelprognosen für alle zu beliefernden Kunden nach den für die spätere Bilanzierung zutreffenden Grundsätzen für die Wärmepumpenprofile der zuständigen Verteilnetzbetreiber erstellt. Wegen Ihrer Temperaturabhängigkeit werden die Wärmepumpenprofile den Tagesparameterabhängigen Profilen (z.B. auch Speicherheizungen) zugeordnet, sodass die Erstellung der Langfristprognose in der Regel auf der Basis des Verlaufes der Tagesmitteltemperatur eines Normjahres erstellt wird. Diese Langfristprognose wird zur Erzielung eines ausgewogenen Preises monatlich in Tranchen über einen Zeitraum von zwei oder drei Jahren im Voraus mit Standardhandelsprodukten am OTC-Markt so eingedeckt, dass sich eine optimale Profilabdeckung ergibt.

Im Schritt 2 wird am Handelstag vor der Lieferung eine aktuelle Prognose auf der Basis hochwertigerer Wetterprognosen für den bevorstehenden Liefertag erstellt. Die Abweichung dieser Prognose von der im Schritt 1 realisierten Eindeckung wird dann am Spotmarkt der EPEX durch entsprechende Käufe/Verkäufe glatt gestellt. Die Abweichungen des tatsächlichen Verbrauchs der Wärmepumpenkunden – Bilanzierung der zuständigen Verteilnetzbetreiber – von der realisierten Eindeckung aus Schritt 1 und 2 wird schlussendlich als Ausgleichsenergie beschafft.

Der Festlegung des zugehörigen Tarifs für die Wärmepumpenkunden erfolgt idealerweise unmittelbar vor dem Lieferjahr nach Abschluss von Schritt 1 der Beschaffung der für den Wärmepumpentarif benötigten Energiemengen. Da zu diesem Zeitpunkt sicher 90% der erforderlichen Energiemengen bereits preislich fixiert ist, kann eine sehr zuverlässige Tarifkalkulation vorgenommen werden.

Dieser Ansatz für ein Tarifangebot unterscheidet sich energiewirtschaftlich damit ganz grundsätzlich von dem in diesem Forschungsprojekt gemachten Modellansatz des zeitvariablen Tarifs. Ein energiewirtschaftlicher Vergleich der beiden Ansätze macht vor diesem Hintergrund keinen Sinn. Die beiden Tarife unterscheiden sich deutlich in Bezug auf ihre technisch/administrative Ausstattung und den erforderlichen operativen Aufwand. Für den Wärmepumpentarif der Pfalzwerke wird ein normaler Eintarifzähler ohne registrierende

Leistungsmessung benötigt, während für den zeitvariablen Tarif zumindest ein intelligentes Messsystem zur Aufzeichnung eines Lastprofils benötigt wird.

Mögliche andere Modellansätze für die Bewirtschaftung von Flexibilitäten eines Wärmepumpenheizungssystems

a) Modell Portfoliomanagement

Vor dem Hintergrund der Funktion des aktuellen Energiemarktes könnte das für Großkunden eingesetzte Modell Portfoliomanagement eine sinnvolle Option sein, die zu einer Reduzierung der energiewirtschaftlichen Risiken führt. Das Portfoliomanagement nutzt alle Märkte des Stromgroßhandels (OTC-Markt; Spot- und Intraday-Handel und Ausgleichenergie-Markt) zur Absicherung der Kundenbedürfnisse. Hierbei wird die langfristige Absicherung einer Kundenprognose über den OTC-Markt auf der Grundlage einer risikostreuenden Eindeckungsstrategie für ausgewählte Produkte vorgenommen – siehe auch Schritt 1 für den Wärmepumpentarif der Pfalzwerke. Die kurzfristige Strukturbeschaffung für den kommenden Liefertag wird auf der Basis einer aktuellen Prognose im Spotmarkt vorgenommen. Im Intraday- und teilweise schon im Spotmarkt können preislich besonders interessante Situationen unter Ausnutzung gegebener Systemflexibilitäten des Wärmepumpenheizungssystems nutzbar gemacht werden.

Der mit diesem Modell verbundene zusätzliche technische/operative Aufwand (z.B. registrierende Leistungsmessung) steht diesem Ansatz entgegen und ist somit sicher nur dann tragfähig, wenn dieser zusätzliche Aufwand auf eine entsprechend große Kundenzahl wirtschaftlich umgelegt werden kann.

b) Modell Portfoliomanagement mit zusätzlicher Flexibilitätsvermarktung über „Virtuelles Kraftwerk“

Dieses gegenüber dem vorherigen Modell nochmals erweiterte Modell nutzt Flexibilitäten, die das Wärmepumpenheizungssystem für die eigene Optimierung nicht benötigt, die jedoch im zukünftigen Regelenenergiemarkt eine Rolle spielen können. Dies wird umso mehr der Fall sein, wenn der Anteil der regenerativen Stromerzeugung weiter wächst. Der erforderliche technische/operative Aufwand wird den beim heutigen Portfoliomanagement aufzubringenden erheblich übersteigen. Die heutigen Marktprozesse lassen eine zu beliebigen Zeitpunkten individualisierbare Abrufung, Registrierung und Abrechnung von Flexibilitätsreserven nicht zu. Möglicherweise lassen sich solche Flexibilitäten bei künftigen Anpassungen des Marktdesigns auch in einer pauschalierten Verfahrensweise sinnvoll nutzbar machen.

AP 7.2 Wirtschaftlichkeit aus Sicht Energielieferant

Ziel: Ermittlung von Fix- und Betriebskosten, die die Wirtschaftlichkeit des Angebots von zeitvariablen Tarifen beeinflussen; Ermittlung der Gesamtwirtschaftlichkeit heute und unter Annahmen von zukünftigen Entwicklungen

Fazit: Im gegenwärtigen Marktumfeld sind die Rahmenbedingungen für einen zeitvariablen Tarif aus wirtschaftlicher Sicht als eher schwierig anzusehen. Vor dem Hintergrund der zusätzlichen Aufwendungen gilt dies insbesondere für eine ausschließliche Nutzung des Spotmarktes für die Energiebeschaffung. Künftige Marktentwicklungen lassen eine Höherbewertung von nutzbaren Flexibilitäten erwarten. Damit könnten neue Konzepte für zeitvariable Tarife auf einer begründeten marktwirtschaftlicher Grundlage einen Beitrag zu einer besseren Ressourcenausnutzung leisten.

Grundsätzlich ist derzeit trotz des Nettonutzens durch Lastverschiebung (Betriebskostensparnis) aufgrund der Zusatzkosten beim Lieferanten (wegen Mehraufwands für intelligente Steuerung, Messung, Abrechnung, zusätzliche Anlagentechnik sowie Vertriebs- und Beschaffungssteuerung) nicht zu erwarten⁸. Zusatzkosten beim Netzbetreiber durch Netznutzungsentgelte rufen auch Zusatzkosten beim Wärmepumpenkunden hervor. Daher ist dieser Ansatz zunächst für große Anwendungen (Wärmepumpen, ...) möglich.

Folgende Einschränkungen für das Konzept müssen berücksichtigt werden:

- Der Börsenpreis ist kein Maß für regionale Netzbelastung
- Intelligente Messsysteme sind Voraussetzung (Kosten fallen dann nur anteilig an)
- Kommunikationsanbindung ist erforderlich (BSI-konform, bidirektional)
- Bilanzierungsverfahren nach Standardlastprofil sollte durch registrierende Leistungsmessung ersetzt werden
- Eine vollautomatische Steuerung hat Vorrang vor einer Anpassung des Nutzerverhaltens
- Hoher Anteil am kWh-Preis ist nicht variabel
→ Flexibilisierung der fixen Bestandteile ist Voraussetzung

⁸ Mehrkosten derzeit geschätzt für Messstellenbetrieb, Messung, Abrechnung bis zu 1000 €/a (WIK)

AP 7.3 Wirtschaftlichkeit aus Sicht Endkunde

Ziel: Bewertung der Kosten, Chancen und monetären Risiken eines stromgeführten Einsatzes aus Endkundensicht

Der erkennbare Nutzen rechtfertigt derzeit den Mehraufwand nicht. Perspektivisch werden sich aber künftig größere Preisvorteile ergeben, während Mehrkosten künftig eher sinken werden.

Auch auf der Kundenseite muss die Wärmepumpenheizungsanlage für einen Betrieb in einem zeitvariablen Tarif gegenüber einer normalen Wärmepumpenheizungsanlage zusätzliche Maßnahmen zur Ertüchtigung erfahren. Für dieses Forschungsprojekt ergeben sich zusätzliche Kosten aus den folgenden Bereichen:

a) zusätzliche Investitionskosten

- Vergrößerung des Pufferspeichers
- Anpassungen von Wärmepumpensteuerung und –sensorik
- Tarifoptimierungsgerät mit erforderlicher Kommunikationsschnittstelle zur Aufnahme der täglichen Preissignale und zur Rückgabe des Bestellvektors für den Spotmarkt des folgenden Liefertags
- zusätzlicher Installationsaufwand für die hydraulischen, elektrischen und kommunikationstechnischen Anforderungen
- zusätzliche Investitionskosten aus dem für die Zusatzausrüstung benötigten Bauvolumen

b) zusätzliche Betriebskosten

- erhöhte Wärme- und Umwälzverluste aus der Vergrößerung des Pufferspeichervolumens und aus der Verschiebung der Wärmeerzeugung durch den Wärmepumpenoptimierer
- erhöhte Betriebs- Wartungs- und Instandhaltungskosten für zusätzliche Regelung Sensorik und Kommunikation
- laufende Kosten intelligentes Messsystem

c) zusätzlicher operativer Aufwand

- regelmäßige Sichtkontrolle der durch die stärkere Taktung der Wärmepumpe besonders belasteten Bauteile
- aufwendigere Rechnungskontrolle

1 Verwendung der Zuwendung und erzielte Ergebnisse

Die entsprechenden Investitionskosten für das Forschungsprojekt sind bekannt und zuordenbar. Für die entstehenden laufenden Kosten kann erst nach Abschluss des Feldversuchs nach dem Ende der Heizperiode 2018 eine Aussage gemacht werden. Auch auf der Kundenseite entstehen durch die kompliziertere Anlagentechnik und die stundenscharfe Betriebsweise Zusatzkosten, die sich negativ auf die Wirtschaftlichkeit des Projektansatzes auswirken. Durch eine geeignete Auslegung der ThermSpe4EE-Anlagenkonzeption ist eine Optimierung der Betriebskosten möglich.

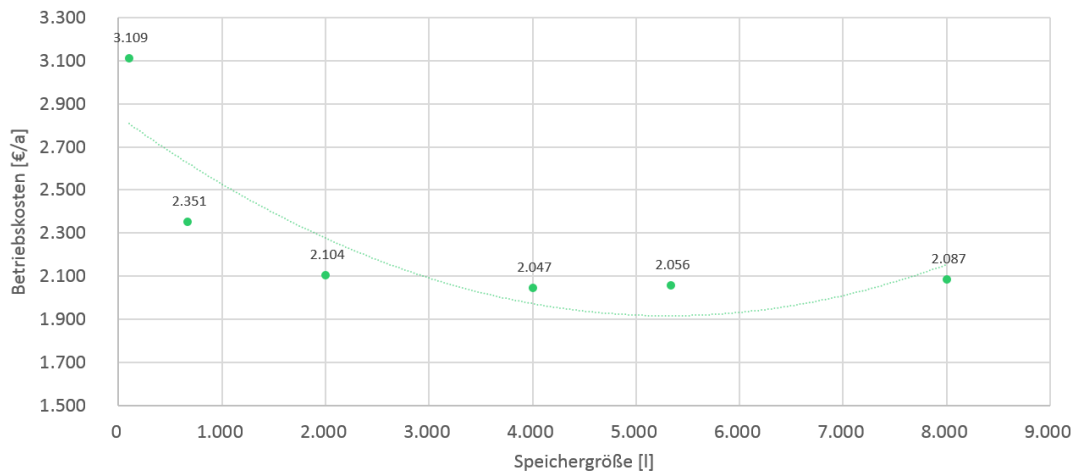


Abbildung 13 Optimierung Betriebskosten für thermische Speicher (TUK-B)

AP 8 Pilotinstallation

AP 8.1 Pilotinstallation typischer Pilotheuser

AP 8.1.1 Auswahl geeigneter Pilotkunden

Ziel: Installation geeigneter Pilotanlagen

Fazit: Trotz anfänglich großen Interesses durch potenzielle Pilotkunden gelang es aufgrund schwieriger Randbedingungen, nur einen Testkunden für das Projekt zu gewinnen. Das ausgewählte Einfamilienhaus (EFH) in Hagenbach erfüllt unter anderem mit dem Baujahr 1991 alle im Projekt definierten Anforderungen. Im Februar 2017 ging dort die Pilotanlage nach spezifischer Auslegung durch TUK-E mit einer Luft / Wasser-Wärmepumpe von ait (9,9 kW, Speichervolumen 1.800 l) und einer auf Niedertemperatur umgerüsteten Heizungsverteilung in Betrieb.

In Zusammenarbeit mit TUK wurden folgenden Anforderungen an geeignete Pilotkunden formuliert:

- Typischer Altbaubestand, keine exotischen Gebäude
- Klassischer Altbau, Baujahr ab 1975
- Leichtbauweise
- Flächenheizung oder Radiatoren
- Ölheizung
- Optional Photovoltaikanlage

Nach einem Aufruf im Pfalzwerke Kundenmagazin „Unterwegs“ zeigten zunächst mehr als 40 Besitzer potentiell geeigneter Immobilie grundsätzliches Interesse, am Projekt teilzunehmen.

WÄRME SPEICHERN

PILOTFAMILIEN GESUCHT

Wie kann ein Bestandshaus unter Nutzung erneuerbarer Energie effizient mit Wärme versorgt werden? Damit beschäftigen sich die Pfalzwerke und TU Kaiserslautern im Forschungsprojekt „Thermische Speicherung von erneuerbarer Energie“, kurz ThermSpe4EE. Die *unterwegs* berichtete darüber in der Ausgabe 2_2015. Der Grundgedanke: Eine Wärmepumpe liefert die notwendige

Wärme für Heizung und Warmwasser. Momentan arbeiten Wärmepumpen immer dann, wenn der Haushalt Wärme benötigt. Jetzt ist die Überlegung, dass sie dann Wärme produzieren, wenn Strom gerade günstig zur Verfügung steht. Das kann ein günstiger Tarif sein oder aber die eigene Photovoltaikanlage liefert den Strom frei Haus. Die Umsetzung: Die vorproduzierte

Wärme soll in einem erweiterten Wärmespeicher und im Gebäude selbst gespeichert werden.

Aus der Theorie in die Praxis

Jetzt geht das Projekt in die Testphase. Dazu suchen die Pfalzwerke drei Pilotfamilien.

Voraussetzung:

- Bestandshaus
- Heiztechnik steht zum Austausch an und wird im Projektfall durch eine Wärmepumpe ersetzt.
- Testphase: geplanter Einbau August 2016, Laufzeit: 6 Monate
- Vorteil: Zuschuss zur Wärmepumpe

Interesse, Pilotfamilie zu werden? Dann schicken Sie uns die Postkarte am Heftende und wir kommen auf Sie zu!



Mehr Info

Fragen beantwortet
Dieter Dietz, Pfalzwerke
Telefon: (06361) 92 17-31
E-Mail: dieter.dietz@pfalzwerke.de

Abbildung 14 Aufruf im PW-Kundenmagazin (Februar 2016)

Aus dem Rücklauf zu diesem Aufruf wurden gemeinsam mit den Partnern von TUK-A, B und E diejenigen ausgewählt, die dem Projektziel am besten entsprechen. Unter Berücksichtigung der Gebäudeklasse wurden zunächst die drei am besten geeigneten Gebäude ausgewählt. Diese wurden durch einen gelisteten Energiegutachter besichtigt und ein Nachweis auf Grundlage der EnEV 2013 errechnet (Anforderungen 01.01.2016). Eine für eine Anlagenauslegung erforderlichen Datenerfassung wurde in allen drei Gebäuden erbracht. Damit standen drei vergleichbare Ansätze zur Auslegung der Wärmepumpen- Heizungsanlagen zur Verfügung:

- Heizlast nach EN 12831
- Energiekennwerte
- Volllaststunden

Darüber hinaus wurden bei der Anlagenauslegung Anforderungen der Kunden (z.B. zur maximalen Größe wegen des hohen Platzbedarfs) berücksichtigt. Energiegutachten eines Sachverständigen bilden die Basis für eine energetische Betrachtung der drei Objekte⁹. Die letztendliche Auslegung der nach ThermSpe4EE-Kriterien einzusetzenden Anlage erfolgte durch TUK-E.

Auswahl geeigneter Pilotanlagen

Auf Basis der oben aufgeführten Kriterien wurden die Wärmepumpenheizungen ausgelegt und den potenziellen Kunden Angebote unterbreitet. Da die Anlagen auch nach der Testphase beim Kunden weiter in Einsatz bleiben sollten, sollten sie anschließend vom Kunden zu einem reduzierten Preis übernommen werden.

Aufgrund der ungünstigen Marktlage für Wärmepumpen gelang es nur einen Vertrag mit **einem** Testkunden abzuschließen (Projektmonat 25). Ein Wechsel des Heizsystems bedeutet für Kunden immerhin einen großen Eingriff in das Gebäude, dessen Zeitplanung nur eingeschränkt beeinflussbar ist. Auch trotz reduzierten Preises entstehen für die Kunden erhebliche Kosten. Eine Familie aus der Südpfalz war bereit, nach der Testphase von sechs Monaten ca. 1/3 des Marktpreises für ihre nach ThemSpe4EE-Konditionen umgerüstete Wärmepumpenanlage anschließend zu übernehmen. Somit müssen die Projektpartner ait und PW Aktiengesellschaft einen relativ hohen Kostenanteil an der Anlage übernehmen. Aufgrund der langen Abstimmungsphase (z.B. Umrüstung auf Niedertemperatur Heizungsverteilung, zeitliche Engpässe von geeigneten Installationsunternehmen) konnte die Installation der Testanlage erst zum 30. Januar 2017 beginnen. Die Projektpartner haben einstimmig entschieden, dass das Projekt auch mit nur einer Pilotanlage wesentlich aussagefähiger ist als ohne Feldtest. Daher wurde eine Entscheidung für eine verspätet beginnende Testphase mit nur einer Pilotanlage gefällt und mit dem PTJ abgestimmt¹⁰.

Mit der ausgewählten Familie aus der Südpfalz wurde ein Vertrag geschlossen, die Anlage unter Projektbedingungen zu installieren. Nach der Testphase wird die Anlage auf Standard zurück gebaut und vom Kunden zu einem fest vereinbarten Restbetrag übernommen.

⁹ Energiegutachter Schaumlöffel, Enkenbach Alsenborn, 08/2018

¹⁰ Abstimmung Antrag auf Projektverlängerung / Schreiben vom 11.01.2017

AP 8.1.3 Koordination und Abwicklung der Beschaffung und des Anlagenbaus

AP 8.1.3.2 Anschluss der Wärmepumpen an Peripherie im Musterhaushalt

Ziele: Installation der Wärmepumpenheizungsanlage und dem erforderlichen Speichersystem im Feld.

PW hat die die zeitliche und technische Abstimmung zwischen den Projektbeteiligten und den Pilotkunden übernommen. Die Installation der einzelnen Komponenten wurde anhand der spezifischen Gegebenheiten vor Ort und unter Beachtung der für das ThermSpe4EE erforderlichen Peripherie durchgeführt. Die Installation der Pilotanlage mit Einbindung des Einsatzoptimierers verlief ohne Probleme.

Nach Abstimmung mit den Projektpartnern wurden die erforderlichen Installationsarbeiten vom Installationsunternehmen Vogel Energietechnik GmbH in Leimen ausgeführt. Baubeginn war am 30. Januar 2017.

- Ausbau der vorhanden Ölheizungsanlage, Rückbau der Ölversorgungsleitungen und der hydraulischen Verrohrung der Altanlage
- Einbau einer Luft Wasser Wärmepumpe, Alpha-Innotec LWD 90 A des Projektpartners ait; der Multifunktionsspeicher übernimmt die Erwärmung der erforderlichen Trinkwarmwasserbereitung im Durchflussprinzip
- Austausch von 13 vorhandenen Heizkörpern gegen Niedertemperaturheizkörper Hersteller Brötje, Typ 33
- Hydraulische Verschaltung der Anlage im gesamten Gebäude
- Befüllen der Heizungsanlage der VDI-Richtlinie 2035
- Hydraulischer Abgleich der Gesamtanlage
- Elektrischer Anschluss der Wärmepumpe und allen erforderlichen Peripheriegeräten
- Beantragung der digitalen Zählermesstechnik und des Gateways
- Inbetriebnahme der Gesamtanlage

Folgende Schritte unterschieden sich dabei von einer Standard-Wärmepumpenanlage:

- Einbau eines Trennspeichers TS 800 und eines Multifunktionsspeicher MFS 1000 als hydraulische Weiche und thermische Speicher. (Glattrohrwärmetauscher integriert (Standard Speichergröße ca. 500 l)
- Einbau einer funkgesteuerten Einzelraumregelung (Steuergerät und 13 elektrische Heizungsventile, Alpha Home der Firma ait)

- Umbau der vorhandenen Stromzählerverteilung zur Aufnahme der für das Projekt ausgewählten digitalen Messtechnik/Gateway
- Einbau der erforderlichen Peripherie des Einsatzoptimierers (Messfühler, Versuchs-PC, Verrohrung)

Montage der Wärmepumpe

Um das Außenteil der Wärmepumpe mit den innen zu montierenden Hydraulikmodul zu verbinden musste eine Kernbohrung von 125 mm Durchmesser zur Aufnahme der Wanddurchführung erstellt werden. Das Außenteil wurde auf Wandkonsolen an der östlichen Außenwand montiert.



Abbildung 15 Montage der Luft-Wasser-Wärmepumpe (PW)



Abbildung 16 Installierte Wärmespeicher bei EFH Hagenbach (1.000 l / 800 l, PW)

Im eigentlichen Heizraum wurde nach dem Rückbau der alten Ölheizungsanlage Platz zur Montage der neuen Betriebsmittel geschaffen. Das Hydraulikmodul wurde an der Innenwand verschraubt. Multifunktionsspeicher und Trennspeicher aufgestellt und die Anlage nach Hydraulikplan verschaltet.

1 Verwendung der Zuwendung und erzielte Ergebnisse

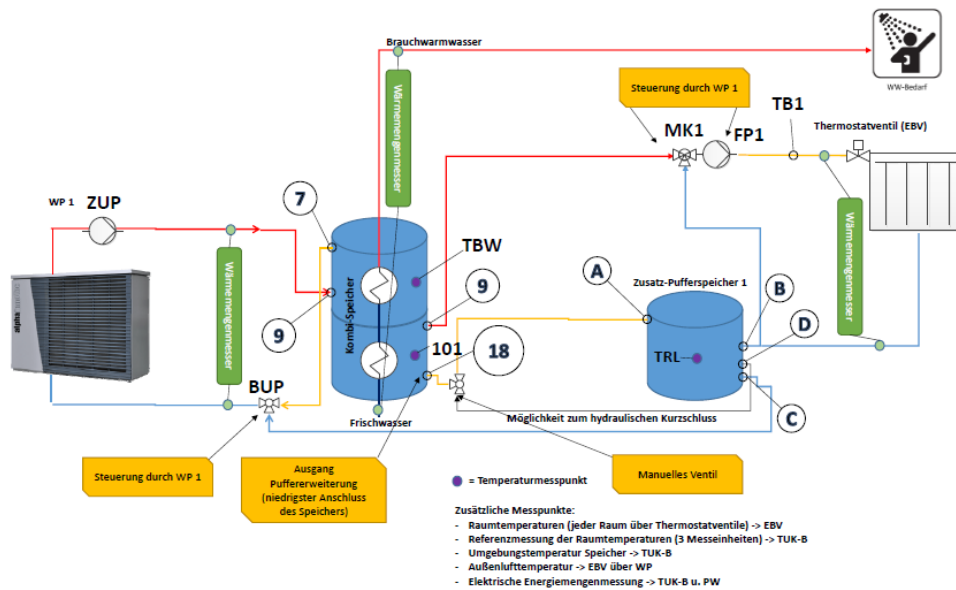


Abbildung 17 Hydraulischeschema EFH Hagenbach (PW)

Die vorhandene Zählerverteilung wurde zur Aufnahme von elektronischen Zählern umgebaut und von Firma Voltaris wurden Zähler- und Kommunikationsgeräte eingebaut.



Abbildung 18 Schaltschrank EFH Hagenbach (PW)

AP 8.1.5 Inbetriebnahme und Betriebsführung in der Pilotphase

Ziele: Berücksichtigung volatiler Erzeugung elektrischer Energie beim Betrieb der Pilotanlagen und daraus resultierenden zeitvariablen Tarifen.

Seit Inbetriebnahme aller Komponenten zum 1. Februar 2017 läuft die Gesamtanlage störungsfrei (Einwählen über Fernwartungstool des Herstellers möglich). Regelmäßige Begehungen durch PW bzw. TUK-E und TUK-B während der Heizperi-

ode zeigten keine größeren Auffälligkeiten am Regler oder der Gesamtanlage. Behaglichkeit im Wohnbereich im EFH Hagenbach war subjektiv weitestgehend gegeben. Die Pilotkunden geben Rückmeldung bei Optimierungsbedarf. Zuverlässige Messdaten seit 19. April 2017 vorhanden. Noch offen: Pilotbetrieb und Erfassung der Messdaten während der Heizperiode 2017/18. Der Rückbau erfolgt nach Absprache mit dem Kunden.

Maßnahmen im Einzelnen

Spülen des kompletten Rohrleitungssystems

Für die Sicherstellung einer einwandfreien Funktion aller Bauteile und Armaturen ist ein Spülen des Rohrnetzes zur Entfernung von Rückständen aus Verarbeitung und Installation erforderlich. Der Spülvorgang erfolgte mit Wasser. Empfindliche Armaturen wie Wärmemengenzähler und Regulierventile wurden vor dem Spülvorgang durch Passstücke ersetzt. Schmutzfänger, Siebe und Filter, die für den Spülvorgang nicht ausgebaut wurden, wurden vor finalen Inbetriebnahme noch einmal gereinigt.

Druckprüfung der kompletten Anlage

Vor der Inbetriebnahme wurde eine Druckprüfung durchgeführt. Wasserheizungen sind mit einem Druck zu prüfen, der dem Ansprechdruck des Sicherheitsventils entspricht (VOB/C-DIN 18380). Für den Prüfdruck nicht ausgelegte Armaturen und Apparate werden erst nach der Druckprobe installiert und durch Passstücke ersetzt.

Hydraulischer Abgleich

Ein hydraulische Abgleich wurde so durchgeführt, dass alle Wärmeverbraucher entsprechend ihrem Wärmebedarf versorgt werden. Die endgültige Einstellung regelungsspezifischer Werte wie Vorlauftemperatur und Heizkurve wird erst am Ende der ersten Heizperiode, bzw. in Abstimmung mit den Kunden und unter Berücksichtigung der Behaglichkeit vorgenommen. Für die ordnungsgemäße Druckhaltung ist der Vordruck des Membranausdehnungsgefäßes in Abhängigkeit des statischen Anlagendrucks (Gebäudehöhe) eingestellt (2, 0 bar).

Abnahme, Einweisung, Übergabe, Inspektion und Wartung

Die Abnahme umfasste eine vollständige Prüfung des Materials, der Einhaltung technischer und projektbezogener Vorgaben, der Vollständigkeit aller Dokumentationen wie auch eine Funktionsprüfung der gesamten Anlage mit Sicherheitseinrichtungen, Wär-

meerzeugern, Heizflächen, Schalt- und Regeleinrichtungen im Rahmen eines Probebetriebs. Einweisung und Übergabe an den Betreiber erfolgen durch Installationsbetrieb Vogel und PW.

Mehraufwand ThermSpe4EE gegenüber Standard-Wärmepumpenanlage

Zusätzlich wurden hier Messtechnik und Versuchs-PC mit der Software zur Einsatzoptimierung in Betrieb genommen. Nach anfänglichen Justierungen läuft die Anlage weitgehend störungsfrei. Die Pilotkunden haben jederzeit Ansprechpartner zur Verfügung. Sollte die ThermSPe4EE-Logik ausfallen, können die Kunden die Anlage sicherheits- halber auf Standardbetrieb zurücksetzen.

Betrieb

Für den störungsfreien Betrieb ist eine regelmäßige Begehung erforderlich, hier zeigt sich in der Pilotphase PW verantwortlich. PW überprüft und kontrolliert Regler-Einstellungen, eventuelle Störungsanzeigen, Druckhaltung sowie die Funktionsfähigkeit von Pumpen und Regulierventilen, sowie der allgemeine Anlagenzustand. Abgefragt werden subjektive Behaglichkeit und Auffälligkeiten.

2. Wichtigste Positionen im zahlenmäßigen Nachweis

<i>Kostenart</i>	<i>Plan [€]</i>	<i>Ist [€]</i>
Personalkosten	470.798	178.075
Materialkosten	22.554	11.557
Reisekosten	4.310	205
Summe	497.662	189.837

Abbildung 19 Übersicht Projektbudget Plan-Ist

Personalkosten

Der größte Teil der Aufwendungen ist wie geplant in die Personalkosten zur Umsetzung der geplanten Maßnahmen geflossen. Dabei wurde etwa die Hälfte der geplanten Mittel abgerufen. Grund dafür war, dass das ThermSpe4EE Kommunikationskonzept vor der Verfügbarkeit von Smart Metern lediglich im Rahmen eines Versuchsaufbaus mit relativ geringem Aufwand umgesetzt wurde. Das Thema Informations- und Kommunikationstechnologie wird mit der künftigen Verfügbarkeit von Smart Metern außerhalb des Projekts ThermSpe4EE weiter entwickelt, auch für den Einsatz im Zusammenhang mit Wärmepumpen.

Materialkosten

Der Materialaufwand war zur Umsetzung einer Pilotanlage ebenfalls deutlich geringer als für drei Anlagen geplant. Für Speicher und Pumpen hat der Projektpartner mit einem Sonderpreis gegenüber dem ursprünglich zugrunde gelegten Angebot gewährt. Darüber hinaus ist auch weniger Material für Kommunikationsinfrastruktur angefallen¹¹.

Nicht eingeplant war dagegen ursprünglich ein Gutachten eines Energiesachverständigen, der alle drei vorausgewählten Pilothaushalte begangen hat¹². Außerdem wurde

¹¹ Datentransfer über „MFT-Zugang“, s Schreiben „Mittelwidmung“ vom 28.06.2017

¹² S. Mittelumwidmung vom 16.06.2016

Zur genauen Beurteilung der Situation war eine eingehende Analyse der Gegebenheiten bei den möglichen Pilotkunden vor Ort erforderlich.

auch erst im Projektverlauf entschieden, eine Solarprognose als Eingangsgröße für den Einsatzoptimierer zu verwenden¹³.

Reisekosten

Da Reisen auf den überwiegend kurzen Strecken mit Firmenfahrzeugen abgewickelt wurden, wurde hier außer einer Reise mit Übernachtung nicht explizit abgerechnet.

Die detaillierte Kostenaufstellung ist dem Verwendungsnachweis zu entnehmen.

6 Notwendigkeit und Angemessenheit der geleisteten Arbeit

Da intelligente Stromnetze aktuell durch die Politik für ein neuartiges energiewirtschaftliches Konzept sehr stark propagiert werden, entsteht ein großer Druck auf die Industrie, in diesem Bereich Aktivitäten zu entfalten. Obwohl eine Einschätzung der Marktpotentiale durch öffentlich anerkannte Institutionen vorgenommen wurde, bleibt dennoch ein erhebliches Restrisiko, dass diese Technologie nicht in dem Maße angenommen wird, wie es sich die Politik wünscht.

Das FuE-Projekt war mit erheblichen technischen Risiken verbunden und führte zudem zu einer hohen Personalbindung von hochqualifizierten Kräften. Ohne die Förderung können die Partner das Projekt nicht in diesem geplanten Rahmen durchführen. Die Zuwendung durch den Projektträger hat folgende Konzeption ermöglicht:

- Signifikante Zunahme der Projektreichweite
- Signifikanter Anstieg des Gesamtbeitrags der von den Projektpartnern aufgewendeten Mitteln

Parallel zu den in ThermSpe4EE durchgeführten grundsätzlicheren Betrachtungen wurden bereits Aktivitäten zur Entwicklung von Produkten zu diesen Themen bei PW gestartet oder weiter geführt.

Um die innovative Anlagenkonzeption passend auszulegen, wurde ein externer Energiegutachter zur exakten Heizlastberechnung eingesetzt. Der Gutachter verfügt über die entsprechende Berechnungssoftware, mit der eine genaue Auslegung möglich ist. Für Standardanlagen ist dagegen in der Regel eine überschlägige Berechnung ausreichend.

¹³ S. Mittelumwidmung vom 28.06.2017: Zur Wetterprognose gehören eine Prognose der Außentemperatur (zur Bestimmung der Betriebspunkte der Wärmepumpe und des Heizwärmebedarfes des Gebäudes) sowie eine Prognose der solaren Strahlung (zur Berechnung der solaren Gewinne). Nur unter Zuhilfenahme einer Prognose ist eine optimierte Einsatzplanung möglich. Eine Orientierung an historischen Wetterdaten ist aufgrund starker Schwankungen im Wetter nicht möglich

7 Voraussichtlicher Nutzen und Verwertbarkeit

Mit diesem Projekt ist das Knowhow der PFALZWERKE AKTIENGESELLSCHAFT gestärkt worden, um künftig verstärkt das Energieangebot mit intelligenten Anwendungen effizient zu nutzen. Besonders die Kombination intelligenter Technologien konnte untersucht werden. Das ThermSpe4EE-Konzept erlaubt es, elektrische Energie in Form thermischer Energie effizient zu speichern. Dazu erforderliche neue Kommunikations- und Steuerungstechnologie sind aufgrund des Fortschritts in diesem Bereich laufend weiter zu entwickeln. Im Gebäudebestand wird mittelfristig ein hoher Anstieg des Marktanteils der Wärmepumpe erwartet.

Die wirtschaftlichen Erfolgsaussichten werden als gut beurteilt, da in diesem Markt künftig vor allem innovative Technologien in einer intelligenten Systemkombination zum Einsatz kommen werden. Die Anwendung sowohl in einem großen Markt (Gebäudebestand) als auch für über das ThermSpe4EE-Konzept hinaus gehende Anwendungen (z.B. Kombination von PV, Solarthermie und Wärmepumpe d.h WPVT-Systeme) werden geprüft und weiter entwickelt. Die intelligente Vernetzung, wie sie bei ThermSpe4EE betrachtet wurde, gilt als zentraler Treiber im Smart Home Markt. Mit einem Zeithorizont von 1 – 2 Jahren nach dem Laufzeitende des Projekts wird ein startender Markt für Anwendungen im mittleren Segment erwartet. Künftig wird voraussichtlich eine weiter gehende Entwicklung zeit- und lastvariabler Tarife und Smart Energy-Anwendung für Endkunden stattfinden.

Hier können wichtige Impulse für die Produktentwicklung bei Geräteherstellern, Kommunikationsdienstleistern und Energieversorgungsunternehmen gegeben werden, was zudem für die Pfalzwerke bereits zu Folgeprojekten führt. Ausgehend von diesem Ansatz können Ergebnisse bei der Betrachtung des Netzverhaltens durch zunehmenden Einsatz von Energiespeichern mit einbezogen werden. Das führt zur Schaffung und Verbreitung von weiterem Know-how.

Darüber hinaus gibt die hier exemplarisch durchgeführte Arbeitsweise im Verbund-Forschungsprojekt wichtige Impulse für eine effiziente Arbeitsweise auch in internen Innovationsprojekten.

8 Fortschritt auf dem Gebiet des Vorhabens

Intelligente Regelungen

PW entwickelt derzeit ein Smart Energy Konzept, mit dessen Hilfe auch Wärmepumpen grundsätzlich in intelligente Steuerungen eingebunden werden sollen.

Wärmepumpen in Kombination mit Photovoltaik

Eine Kombination von Wärmepumpen, thermischen Solaranlagen und Strom aus der Erzeugung eigener Photovoltaik-Anlagen ist heute bereits standardmäßig möglich¹⁴. Wärmepumpen sind vielfach Smart-Grid-ready¹⁵. Die Photovoltaikanlage liefert günstigen Strom für die Wärmepumpe und senkt damit die Heizkosten. Im Gegenzug steigert die Wärmepumpe durch die erhöhte Abnahme des Solarstroms die Wirtschaftlichkeit der Photovoltaikanlage¹⁶

Der Projektpartner ait¹⁷ bietet Wärmepumpen mit den Optionen SG ready und PV-ready an.

Auch andere Hersteller¹⁸ bieten dazu bereits Möglichkeiten:

1. Smart Grid-Ready-Anwendung (schwellwertbasierte Lösung),
2. Intelligentes Energiemanagement
3. Einbindung in eine Hausautomatisierung.

¹⁴ <https://www.si-shk.de/intelligente-waermepumpen-steuerung/150/23482/337308>, abgerufen am 28.11.2017

¹⁵ Das SG Ready-Label wird an Wärmepumpen-Baureihen verliehen, deren Regelungstechnik die Einbindung der einzelnen Wärmepumpe in ein intelligentes Stromnetz (engl. smart grid = SG) ermöglicht. Das Label wird nur in Deutschland vergeben und besitzt darüber hinaus keine Gültigkeit. (Bundesverband Wärmepumpe)

¹⁶ (Leitfaden Wärmepumpe - Kombination von Wärmepumpe und Photovoltaik, Energieagentur NRW).

¹⁷ <https://www.alpha-innotec.de/endkunde/ueber-alpha-innotec/die-marke.html> abgerufen am 28.11.2017

¹⁸ Siehe <https://www.stiebel-eltron.de/de/home/unternehmen/presse/pressemitteilungen/eigenverbrauch.html> abgerufen am 28.11.2017

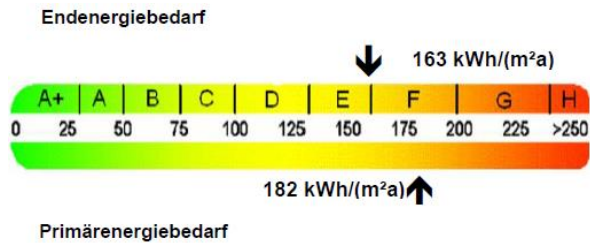
9 Veröffentlichung der Ergebnisse

Bei der Darstellung von Ergebnissen zum Projekt ThermSpe4EE wurden durch PW folgende Möglichkeiten genutzt:

- „Pfalzwerke veranstalten Kick-off zum Forschungsprojekt ThermSpe4EE“, Pfalzwerke.de 01/15
- „Pfalzwerke: in den vergangenen Monaten Forschungsprojekte auf den Weg gebracht – ‚ThermSpe4EE‘ könnte auch für Hausbesitzer interessant werden“, Rheinpfalz, 06.03.2015
- „Einfach Wärme Speichern“, Kundenmagazin Pfalzwerke 02/2015
- „Effizient heizen im Gebäudebestand“, Energieeffizient Sanieren und Modernisieren“ - Informationssammlung für Eigentümer von Ein- und Zweifamilienhäusern, Metropolregion Rhein-Neckar 2016
- [https://www.pfalzwerke.de/forschung/Thermische Energiespeicher](https://www.pfalzwerke.de/forschung/Thermische_Energiespeicher)
- „Pfalzwerke: ThermSpe4EE - Thermische Energiespeicherung für Erneuerbare Energien“, StoREgio Newsletter 02-2016
- „Pilotfamilien gesucht“, Pfalzwerke Kundenmagazin 02/2016
- „Thermische Speicher in Bestandsgebäuden“, MRN Regionalkonferenz Energie & Umwelt 01.06.2016
- „Wärme speichern“, Pfalzwerke Energieportal 06/2015
- „Jetzt kommt die Wärmewende“ Pfalzwerke Energieportal 11/2016
- „Energie von morgen - Die Wärmewende“, Kundenmagazin Pfalzwerke November 2016
- „EINFACH WÄRME SPEICHERN: Die Pfalzwerke testen die Speicherung von Wärme – Familie Hoffmann ist mit dabei“, Pfalzwerke Kundenmagazin 02/2017
- „Pfalzwerke schließen Verbundvorhaben ThermSpe4EE erfolgreich ab“, www.pfalzwerke.de 08.09.2017
- „Wärme: Intelligent heizen mit ThermSpe4EE“, Energie & Management powernews , 01.09.2017
- „Pfalzwerke schließen ThermSpe4EE erfolgreich ab“, 25.10.2017, Newsletter Energie und Mobilität
- „Flexibilität durch Sektorkopplung im Verteilnetz“, Regionalkonferenz Energie & Umwelt MRN, Fachforum 3, 24.10.2017

10 Anhang A Gebäudedaten Pilotinstallation EFH Hagenbach

Quelle: Energiegutachten Schaumlöffel



Jährlicher Nutzenergiebedarf	absolut [kWh/(a)]	spezifisch kWh/(m²a)
Heizung	21.306,88	102,24
Warmwasser	2.605,00	12,50
Gesamt	23.911,88	114,74

Jährlicher Endenergiebedarf (Brennwert)	absolut [kWh/(a)]	spezifisch kWh/(m²a)
Heizung	26.487,25	127,10
Warmwasser	7.523,65	36,10
Lüftung	0,00	0,00
Gesamt	34.010,89	163,20

Jährlicher Primärenergiebedarf (Heizwert)	absolut [kWh/(a)]	spezifisch kWh/(m²a)
Heizung	29.496,22	141,54
Warmwasser	8.442,31	40,51
Lüftung	0,00	0,00
Gesamt	-0,00	-0,00

37.938,60

182,05Anlagenaufwandszahl ep	ep= (Op / (Qh + Qw))	1,59
------------------------------	----------------------	------

Endenergiebedarf nach Energieträgern – Anlage 1		absolut [kWh/(a)]
Heizung	Heizöl	25.972,50
Warmwasser	Heizöl	7.286,07
Zusätzlicher Strom		752,32

Abbildung 20 Energiebedarf des Gebäudes

Raumnummer und -bezeichnung	Raumtemperatur [°C]	Heizlast [W]
001 Wohnzimmer_EG	22,0	1026
002 Kinderzimmer	22,0	456
003 Schlafzimmer	18,0	695
004 Bad	24,0	321
005 Kinderzimmer	22,0	714
006 Windfang	18,0	1197
007 Küche	20,0	636
008 Essen	20,0	959
009 Diele	18,0	218
010 Wohnzimmer_DG	22,0	1437
011 Küche	20,0	615
012 Flur	18,0	248
013 Bad	24,0	325
014 WC	20,0	167
Summe Heizlast		9014

Norm-Außentemperatur: -12,0°C

Abbildung 21 Heizlast des Gebäudes / raumweise Zusammenstellung:

Erzeuger	
Erzeugertyp	Niedertemperatur-Kessel Gebläsekessel (Öl/Gas), < 199
Nutzfläche [m²]	208,40
Anteil aktueller Erzeuger [%]	100,00
Baujahr	1990
Anzahl gleicher Wärmeerzeuger	1
Nennleistung [kW]	24
Vor- / Rücklauf [°C]	55/45°C
Im beheizten Bereich	nein
Solaranlage	nein
Brennstoff	Heizöl
Primärenergiefaktor	1,10
Kombibetrieb auch f. WW	ja

Abbildung 22 Anlagentechnik Gebäude

11 Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1 Übersicht Projektablauf.....	4
Abbildung 2 Übersichtsschema Einsatzoptimierer (TUK-E / PW)	12
Abbildung 3 Beschaffungsvorgang (PW / VH)	14
Abbildung 4 Kurvenschar TLP-Profile (PW / VH)	16
Abbildung 5 Kommunikation Einsatzoptimierer-Energieversorger (TUK-E / PW).....	17
Abbildung 6 Eingesetzte Zähler ThermSpe4EE (Voltaris GmbH)	17
Abbildung 7 Beschaffungskonzept für variable Tarife (PW / VH)	21
Abbildung 8 Häufigkeit der Spot-Preise 2012 bis 2016 (PW / VH)	24
Abbildung 9 Grundlage für Einteilung in vier Preiszonen (PW / VH)	25
Abbildung 10 Entwicklung von OTC-Preisen (PW / VH)	26
Abbildung 11 Aufbau der Kalkulation für den zeitvariablen Tarif (PW / VH)	27
Abbildung 12 Vier-Stufen-Tarif Januar 2014 (PW / VH)	27
Abbildung 13 Optimierung Betriebskosten für thermische Speicher (TUK-B).....	34
Abbildung 14 Aufruf im PW-Kundenmagazin (Februar 2016)	36
Abbildung 15 Montage der Luft-Wasser-Wärmepumpe (PW)	39
Abbildung 16 Installierte Wärmespeicher bei EFH Hagenbach (1.000 l / 800 l, PW).....	39
Abbildung 17 Hydraulikschema EFH Hagenbach (PW)	40
Abbildung 18 Schaltschrank EFH Hagenbach (PW)	40
Abbildung 19 Übersicht Projektbudget Plan-Ist.....	43
Abbildung 20 Energiebedarf des Gebäudes	48
Abbildung 21 Heizlast des Gebäudes / raumweise Zusammenstellung:	48
Abbildung 22 Anlagentechnik Gebäude.....	49