powered by klima+ energie fonds

Optimierte Erdbecken-Wärmespeicher für Nahwärmenetze

Ergebnisbericht

Dieser Leitfaden fasst die Ergebnisse des Forschungsprojektes Optimierte Erdbecken-Wärmespeicher für Nahwärmenetze „Store4Grid“ zusammen. Das Projekt wurde aus Mitteln des Klima- und Energiefonds gefördert und im Rahmen des Programms „ENERGY MISSION AUSTRIA“ durchgeführt. Umfassendere Information zum Projekt ist zu finden unter:
www.aee-now.at/store4grid

Inhalt

Einleitung 3
Speichertechnik 3
Einbindung von Wärmepumpen 4
Gesamtbetrachtung 5
Ökologie 6
Ökonomie 6
Fazit und Ausblick 7
Weiterführende Links 7

powered by klima+ energie fonds

Redaktion
Daniel Reiterer
reiterer@aee-now.at

AEE
AEE Arbeitsgemeinschaft Erneuerbare Energie NÖ-Wien
Karolinengasse 32/1
1040 Wien

Autoren
Fabian Ochs
(Universität Innsbruck – Institut für Konstruktion und Materialwissenschaften)

Andreas Zottl
(Austrian Institute of Technology)

Hermann Schranzhofer, Richard Heimrath
(TU Graz – Institut für Wärmetechnik)

Christian Halmdienst
(Pink GmbH)

Daniel Reiterer
(AEE NÖ-Wien)

Wien, 2015.

Einleitung

Ausgangssituation

Saisonale Wärmespeicher wurden im Ausland bereits vor Jahrzehnten realisiert. Erfahrungen daraus zeigen, dass die qualitativen Anforderungen hoch sind, sehr hohe spezifische Speicherkosten entstehen und langfristig die Erwartungen nicht erfüllt wurden. Dennoch haben die Beispiele gezeigt, dass hohe solare Deckungsgrade bzw. hohe Ressourceneinsparungen möglich sind. In Österreich wurden einerseits Wärmenetze mit Lastausgleichsspeichern ausgestattet. Auf der anderen Seite wurden überwiegend Einfamilienhäuser mit großen Saisonalen-Tankspeichern realisiert, wodurch gezeigt wurde, dass 100%ige solare Deckungsgrade erreichbar sind.

Projektziele

Basierend auf ausländischen Beispielen wurden die technologischen Voraussetzungen erarbeitet, die langfristig eine kostenoptimierte und ressourceneffiziente Implementierung von großen thermischen Speichern in Wärmenetzen garantieren sollen. Es wurden jene Baustoffe ausgewählt, die für Erdbecken-Wärmespeicher geeignet sind und im Labor, bei zu erwartenden Anforderungen, auf deren Eignung geprüft. Darauf aufbauend wurden jene Baukonstruktionen aufbereitet, die den funktionalen Anforderungen technisch und ökonomisch am Besten entsprechen.

Durch die Modellierung von Speicherkonzepten und deren Simulation in Wärmenetzen wurden Ergebnisse und Parameter erarbeitet, wonach:

- Wärmenetze langfristig besser auf Angebot- und Nachfrageschwankungen reagieren können.
- dezentrale und/oder fluktuierende Energiebereitstellung eingebunden werden kann.
- hohe Deckungsgrade bei solarthermischen (Groß-) Anlagen erreicht werden.
- der Rohstoffeinsatz minimiert wird.

Methodik

Im Projekt Store4grid wurde das Gesamtsystem Wärmenetz und Langzeitwärmespeicher untersucht. Es wurde versucht ein energetisches aber auch ein ökonomisches Optimum zu finden. Hierfür wurden:

- Baudetails und Ausführungspläne für Erdbecken-Wärmespeicher erstellt.
- Möglichkeiten von Hochtemperaturwärme-pumpen, die die Effizienz der Speicher erhöhen, flexibel in der Lastanforderung sind und in bestehende Wärmenetze integriert werden können, untersucht.
- Be- und Entladestrategien für die unterschiedlichen Speicherkonzepte (Hydraulik) betrachtet.
- eine energetische und ökonomische Bewertung von Systemkonzepten durchgeführt, und Integrationsmöglichkeiten für bestehende Wärmenetze begutachtet.

Speichertechnik

Eine auf die Anwendung und den Standort optimierte Bauweise für große (unterirdische) Wärmespeicher ist ein Schlüsselfaktor für den wirtschaftlichen Betrieb eines Solar unterstützten Nah-/Fernwärmesystems.

Um die inneren exergetischen Verluste gering zu halten ist ein relativ großes Höhe zu Durchmesser Verhältnis anzustreben (h/d ≈ 3). Für Langzeit-Wärmespeicher sind die äußeren Verluste bedeutender. Es sollten minimale A/V-Verhältnisse und somit h/d-Verhältnisse von etwa 1 angestrebt werden. Die Erfahrung zeigt jedoch, dass aufgrund von ästhetischen/optischen/architektonischen Einschränkungen oder geophysikalischen Rand-bedingungen, wie Grundwasser oder Felsschichten hingegen häufig geringere h/d-Verhältnisse realisiert wurden, wie beispielsweise die Wärmespeicher in Hamburg (h/d≈0.4), Friedrichshafen (h/d≈0.6) oder Hannover (h/d≈0.7) zeigen. Insbesondere wurden die sehr großen Erdbecken-Wärmespeicher wie der 10 000 m³ Erdbecken-Wärmespeicher in Wolfsburg, der 30 000 m³ Speicher in Mannheim und auch die in den letzten Jahren in Dänemark realisierten Erdbecken-Wärmespeicher mit eher flachen Böschungswinkeln geplant bzw. ausgeführt was zu geringen h/d-Verhältnissen und entsprechend großen Oberflächen führt. Solche Wärmespeicher werden häufig mit einer schwimmenden Abdeckung ausgeführt, da aufgrund der großen Spannweiten freitragende Abdeckungen technisch sehr aufwändig und entsprechend unwirtschaftlich sind. Solche Speicher sind generell drucklos und damit limitiert auf etwa 95 °C. Häufig werden diese jedoch aufgrund der Alterungsbeständigkeit der Abdichtung (Kunststoff-dichtungsbahn) auf 80 °C begrenzt. Druckbehaftete Speicher bieten den Vorteil der einfacheren Netzintegration und zudem können diese für die Druckhaltung eingesetzt werden. Temperaturen über 100 °C sind damit möglich.

Verschiedene Baukonzepte existieren, die Abhängig von Standort und (technischen, wirtschaftlichen und geographischen) Randbedingungen für die aktuelle Anwendung ausgewählt werden sollten. Behälterspeicher (B) können freistehen, teilvergraben oder unterirdisch ausgeführt werden (siehe auch Abbildung 1). Große unterirdische Wärmespeicher können als Erdbecken-Wärmespeicher (E) ausgeführt werden; als Zylinder, Kegelstumpf oder Pyramidenstumpf.

Freistehende Wärmespeicher können bauphysikalisch problemlos gedämmt werden. Durch einen Aufbau mit Hinterlüftung kann eine Auffeuchtung der Dämmung vermieden werden. Unterirdische Wärmespeicher können mit oder ohne Wärmedämmung ausgeführt werden. Dahingegen ist eine Vermeidung der Auffeuchtung der Wärmedämmung bei unterirdischen Wärmespeichern nicht trivial: eindringende Feuchte – beim Bau und/oder während des Betriebs durch Diffusion oder Grundwasser – kann nicht mehr entweichen („außen feucht, innen feucht"). Bei Dämmstoff-Schüttungen muss bei Wärmestromrichtung nach oben (d.h. im Deckel) oder bei horizontalem Wärmestrom (d.h. Wand) zusätzlich die Problematik der Konvektion berücksichtigt werden.

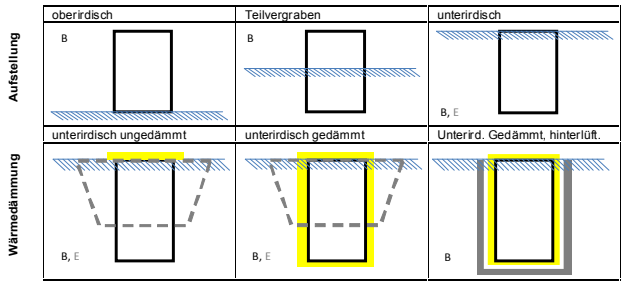

Abbildung 1: Bauformen von Behälter (B)- und Erdbecken (E)-Wärmespeichern

Konkret muss beantwortet werden:

1) Welche Speicherbauart (Größe, Geometrie, Wärmedämmstandard) ist für welches System (Nah- bzw. Fernwärme, Solar mit/ohne Wärmepumpe) an einem speziellen Standort die geeignetste? Aus energetischer, sowie aus wirtschaftlicher Sicht. (siehe auch Abbildung 2)
2) Bietet die Einbindung einer Wärmepumpe in solch ein System Vorteile durch die Verbesserung der Speicherschichtung bzw. zur Tiefentladung des Speichers (unterhalb des Rücklauf-temperaturniveaus) und damit durch die Erhöhung des Solarertrags?
   Eine primärenergetische und wirtschaftliche Betrachtung ist hier notwendig.

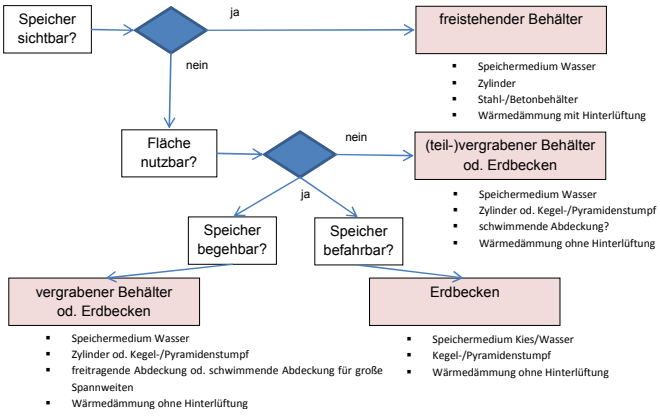

Abbildung 2: Entscheidungsstruktur freistehender od. unterirdischer Wärmespeicher

Mit einem neuen im Rahmen des Projekts entwickelten Modell für unterirdische Wärmespeicher (gekoppeltes Finite Differenzen (FD) Speichermodell und Finite Elemente (FE) Erdreichmodell) können sowohl Wärmespeicher verschiedener Bauart verglichen, als auch Wärmespeicher bezüglich ihrer Bauart (Erdbecken, Tank) und Ausführung (mit/ohne Wärmedämmung) für eine spezielle Anwendung optimiert werden. So kann damit z.B. untersucht werden, unter welchen Randbedingungen und für welche Speichergrößen die Wärmedämmung gegen das Erdreich wirtschaftlich ist. Es kann zudem ermittelt werden, ob ein Wärmepumpenbetrieb mit Erdbecken-Wärmespeicher mit i.d.R. ungünstigem h/d- und A/V-Verhältnis sinnvoll möglich ist, mit dem Ziel die Wirtschaftlichkeit solcher Lösungen zu verbessern.

Beispielhaft wurde durch die Simulation eines typischen Lastfalls unter Verwendung verschiedener Speicherkonzepte eine Wirtschaftlichkeitsbetrachtung durchgeführt. Es konnte gezeigt, werden, dass der Speichernutzungsgrad und damit die Wirtschaftlichkeit stark von der Speicherbauart, als auch von der Betriebsweise abhängt. Speichernutzungsgrade variieren für eine Speichergröße und einen Lastfall je nach Geometrie und Bauart zwischen etwa 50 % und knapp 90 %. In den hier untersuchten Fällen (mit Speichergrößen zwischen 1000 m³ und kleiner 10000 m³) ist eine kompakte Bauart (d.h. Tank statt Erdbecken) und eine Wärmedämmung des Speichers gegen das Erdreich generell zu empfehlen insbesondere an Standorten mit mittlerer bis hoher Wärmeleitfähigkeit des Erdreichs und/oder in Anwesenheit von Grundwasser.

Einbindung von Wärmepumpen

Wärmepumpen können auf unterschiedliche Arten in das Anlagenkonzept Erdbeckenspeicher und Fernwärmenetz integriert werden (siehe Abbildung 3):

- Variante A: Wärmepumpe nutzt Speicher als Wärmequelle und –senke (ohne Pufferspeicher)

- Variante B: Wärmepumpe nutzt Speicher als Wärmequelle und als Wärmesenke das Wärmenetz (mit Pufferspeicher)

Je nach Wahl der Integrationsmöglichkeit hat das Wärmenetz direkten Einfluss auf die Betriebsbedingungen der Wärmepumpe. Die größte Herausforderung beim Einsatz von Wärmepumpen im vorliegenden Anlagenkonzept sind die zu erwartenden Temperaturniveaus seitens der Wärmequelle und- senke, da diese von den bisherigen Standardanwendungen im Bereich Heizen, Kühlen und Klimatisierens stark abweichen. Im Projekt Store4Grid wird die Wärmepumpe zur Entladung des Speichers von > 40 °C auf unter 15 °C eingesetzt. Daraus

resultieren weit höhere Wärmequellentemperaturen als bei Standardanwendungen. Wärmeabgabeseitig liegen die notwendigen Temperaturen in Abhängigkeit der Integration der Wärmepumpe direkt ins Wärmenetz oder in den Speicher bei bis zu 80 °C.

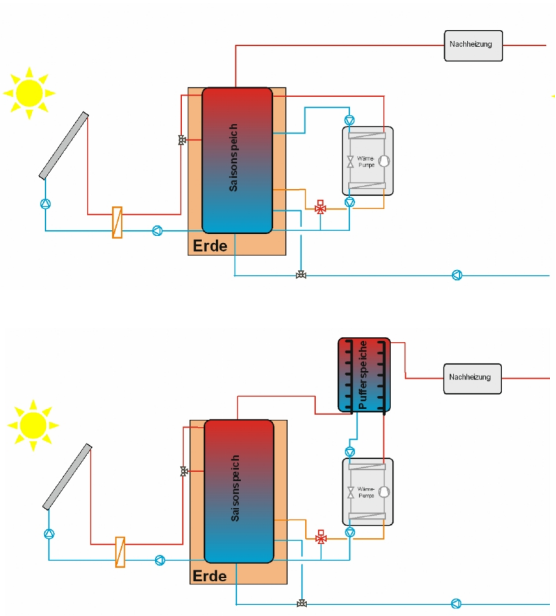

Abbildung 3: Einbindung der Wärmepumpe in den Saisonspeicher (oben) und über einen Pufferspeicher vor der Nachheizung (unten)

Aus den Systemsimulationen lässt sich der Auslegungspunkt für die Wärmepumpe ableiten. Im Gegensatz zu Variante A verlagert sich der Betrieb der Wärmepumpe bei Variante B hin zu höheren Kondensatoraustrittstemperaturen jedoch mit dem Resultat, dass die absolute Betriebsdauer wesentlich geringer ist (Abbildung 4).

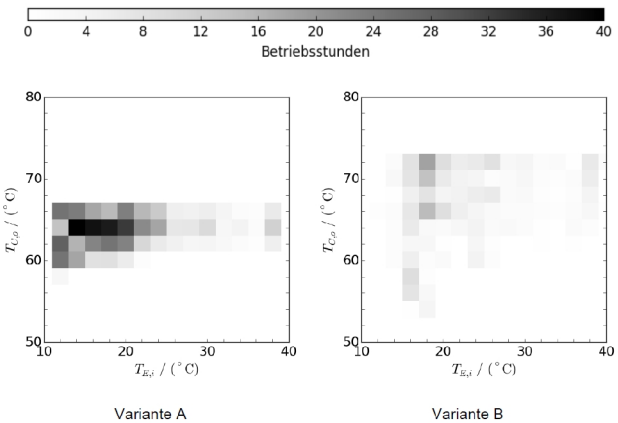

Abbildung 4: Anzahl der Betriebsstunden der Wärmepumpe bei unterschiedlichen WQA-Eintritts- bzw. WNA Austritts-temperaturen pro Jahr

Aus den höheren Wärmequellentemperaturen im Speicher resultieren neue Einsatzbereiche für die Komponenten im Kältekreislauf, speziell auf der Wärmequellenseite. Für die gängigsten Anwendungen liegen die Einsatztemperaturen von Standard-Wärmepumpen für Raumheizung und Warmwasserbereitung in folgenden Bereichen:

- Wärmequellen-Temperaturen im Standardbetrieb: 0-25 °C
- Wärmesenken-Temperaturen im Standardbetrieb: 30 – 80 °C

Untersuchungen aus rein technischer Sicht zeigen, dass Wärmepumpen mit Kondensationstemperaturen bis 90°C und Wärmequellentemperaturen größer 20 °C eingesetzt werden können und am Markt verfügbar sind. Die zu erwartenden limitierenden Faktoren ergeben sich aus dem Zusammenspiel der gewählten Komponenten im Kältekreislauf und den daraus resultierenden Einsatzgrenzen. Den größten Einfluss auf die Einsatzgrenzen haben das Kältemittel, das Kältemaschinenöl, der Verdichter und der Kreisprozess (Einstufig, mehrstufig, EVI,…).

Gesamtbetrachtung

Um die Eigenschaften des Gesamtsystems aus Solaranlage, Saisonspeicher, Wärmepumpe und Verbraucher analysieren zu können wurden vorab in TRNSYS (www.trnsys.com) vereinfachte Simulationen durchgeführt. Vor allem das Wärmenetz wurde für diesen Teil der Arbeit vorerst vernachlässigt.

Wetterdaten wurden für den Standort Würzburg so generiert, dass eine Basisvariante mit bekannten Simulationsergebnissen verglichen werden konnte. Als Abnahme wurden 100 Niedrigstenergiehäuser mit entsprechendem Warmwasserbedarf dynamisch mitgerechnet.

Nach Analyse und Vergleich der Simulationsergebnisse ohne Wärmepumpenintegration wurden zwei Einbindungsmöglichkeiten über Simulationsvarianten näher untersucht (siehe Abbildung 3).

Mit diesem vereinfachten Simulationsansatz unter den angenommenen Randbedingungen konnte gezeigt werden, dass mit einer Kollektorfläche von 1500 m² und einem erdvergrabenen Saisonspeicher von 4500 m³ ein solarer Deckungsgrad von 75 %, auch ohne Verwendung einer Wärmepumpe erreicht werden kann. Diese Ergebnisse können auch mit dem SDH Online – Rechner (www.sdh-online.solites.de) nachvollzogen werden.

Bei der Einbindung einer Wärmepumpe in den Saisonspeicher oder auch einen zwischengeschalteten Pufferspeicher steigt der solare Deckungsgrad an. Bei geeigneter Wahl der Dimensionierungsparameter ist eine zusätzliche ideale Nachheizung nicht mehr notwendig. Bei der Einbindung in einen nachgelagerten Pufferspeicher muss die Wärmepumpe jedoch oft nur für kurze Zeit eingeschalten werden. Dieses Problem könnte eventuell

durch eine leistungsgeregelte Wärmepumpe vermieden werden.

Netzbetrachtung

Durch den Aufbau des Netzmodells in verschiedenen Bauabschnitten (siehe Abbildung 5) und die Integration des TRNSYS-Modells in das Wärmenetz, war die Simulation von unterschiedlichen Kombinationen aus Netzstrukturen, Gebäudetypen und Abnehmeranzahlen in SIMPLEX möglich.

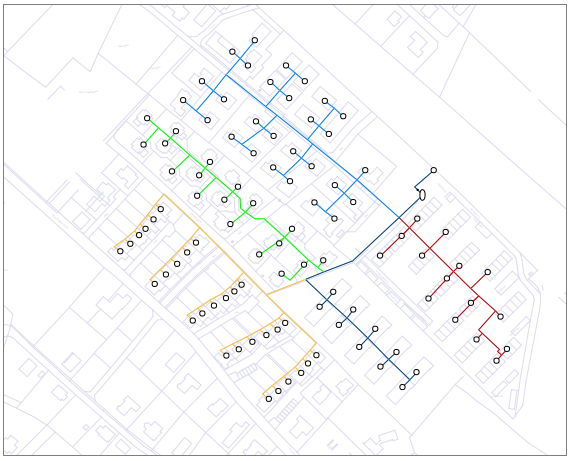

Abbildung 5: Simuliertes Wohngebiet mit fünf unterschiedlichen Siedlungen (Bauabschnitten)

Die Ergebnisse zeigen unterschiedliche solare Deckungsgrade im Bereich von 23 % bis 98 %. Für kleine oder kompakte Siedlungsgebiete wäre also eine vollständige Versorgung des Wärmebedarfs aus Warmwasser und Heizung möglich. Dabei ist vor allem die Abnehmerdichte im Netz entscheidend. Ein klassisches Einfamilienhausgebiet ist nur mit großem Aufwand zu versorgen. Sind jedoch Mehrfamilienhäuser in einem kompakten Netz angeschlossen, so verbessern sich die Voraussetzungen wesentlich.

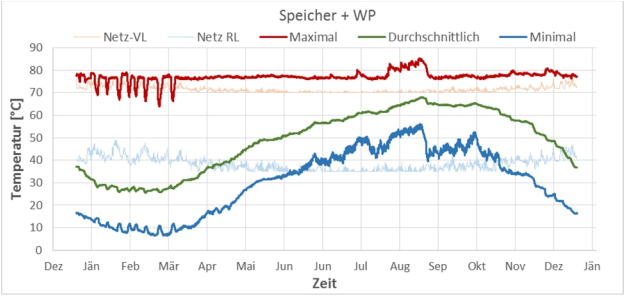

Abbildung 6: Temperaturverläufe im Speicher mit Wärmepumpen Nachheizung

Es konnte gezeigt werden, dass durch die Integration einer Wärmepumpe, aufgrund der Verbesserung der Temperaturverhältnisse im Speicher für die Solaranlage, eine Steigerung der solaren Deckungsgrade erreicht wird (sieh auch Abbildung 6). Durch die zusätzliche Verwendung eines Pufferspeichers kann dieser Effekt noch weiter verstärkt werden.

Ökologie

Das untersuchte System aus Langzeitspeicher, Solarthermie und Wärmepumpe wurde mit dem Ziel entworfen, keine konventionelle Nachheizung zu brauchen. Am Ende des Tages ist jedoch der Primärenergieverbrauch des Gesamtsystems, bzw. dessen CO_2 Ausstoß entscheidend. Hierzu wurde eine Berechnung des Global Warming Potential (GWP) der unterschiedlichen Technologien zur Speichernachheizung durchgeführt (siehe Abbildung 7). Dabei zeigt sich, dass es entscheidend ist, woher der Strom für die Wärmepumpe stammt. Auf der einen Seite kann das Wärmepumpensystem besser als eine Nachheizung mit Holzpellets abschneiden, wird es mit 100% Ökostrom betrieben. Geht man vom österreichischen Strommix aus, so liegt das Wärmepumpensystem knapp vor einer Nachheizung mit Erdgas. Auf der anderen Seite ist jedoch zu bedenken, dass die Nachheizung vorrangig im Winter aktiviert werden muss, in jener Zeit, wo tendenziell wenig erneuerbare Energie im elektrischen Netz verfügbar ist.

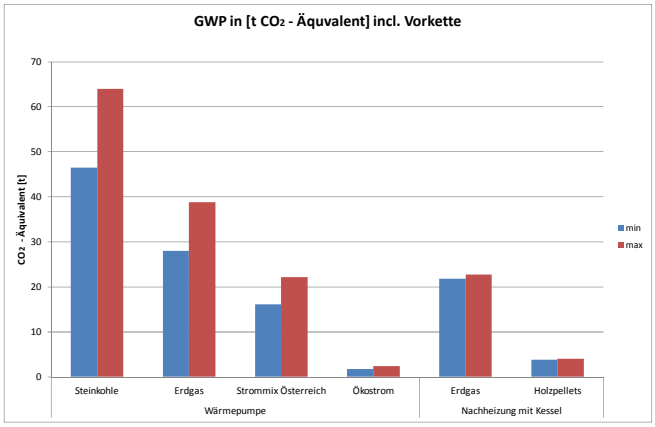

Abbildung 7: Global Warming Potential (GWP) der betrachteten Varianten

Ökonomie

Der Endverbraucherpreis setzt sich im Wesentlichen aus den Kosten für den Betrieb des Wärmeerzeugungssystems sowie den Netzkosten zusammen. Bei den Netzkosten ist vor allem die Abnehmerdichte relevant, wobei ein „dichtes“ und ein „langes“ Netz untersucht wurden.

Das dichte oder kompakte Netz würde in diesem Fall einem sehr kurzen Netzverbund von einigen wenigen Mehrfamilienhäusern entsprechen. Auf der anderen Seite entspricht das lange Netz einem typischen Einfamilien/Reihenhaus Neubaugebiet welches schon relativ kompakt angeordnet wurde. Die geringe Abnehmerdichte resultiert in diesem Fall nicht daraus, dass die Abnehmer weit voneinander entfernt sind, sondern aus dem sehr geringen Heizwärmebedarf der betrachteten Gebäude.

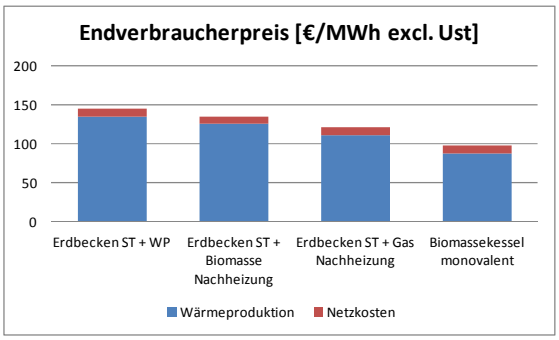

Abbildung 8: Endverbraucherpreis „dichtes“ Netz

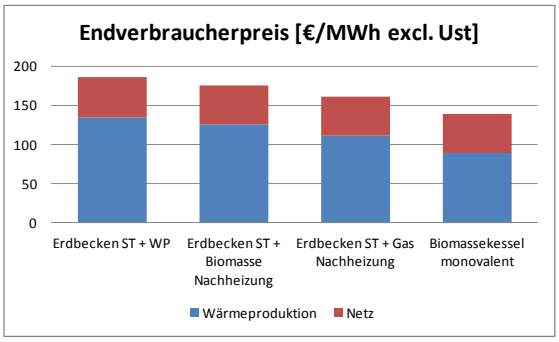

Abbildung 9: Endverbraucherpreis „langes“ Netz

Der Erzeugerverbund aus Solarthermie, Langzeitspeicher und Wärmepumpe kann im betrachteten Fall nicht zu Preisen von monovalenten Heizwerken produzieren. Über einen Betrachtungszeitraum von 30 Jahren ist mit Mehrkosten von ca. 50% für die Wärmeerzeugung zu rechen. Betrachtet man die Endverbraucherpreise sinkt dieser Wert, je nach Netztopologie auf bis zu 20% Mehrkosten. (siehe Abbildung 8 und Abbildung 9)

In der Gesamtbetrachtung ist dies durchaus positiv zu bewerten. Es zeigt einerseits, dass es das System Fernwärme an sich in Niedrigenergie- Neubaugebieten nicht einfach hat. Andererseits hat die Wirtschaftlichkeit bei der Konzeption des Gesamtsystems nicht im Mittelpunkt gestanden. Aufgrund der neuen Technologie und der Auslegung auf hohe solare Deckung ohne konventionelle Nachheizung ist das erzielte Ergebnis trotzdem bemerkenswert.

Weiterführende Links

www.aee-now.at/store4grid

Fazit und Ausblick

Im Projekt Store4grid konnte erfolgreich eine Simulationsumgebung aufgebaut werden, in der Langzeitspeicher mit Solarthermie und Wärmepumpe in Wärmenetzen abgebildet werden können. Die Möglichkeiten des Einsatzes einer Hochtemperatur Wärmepumpe konnten spezifiziert werden. Konstruktionsdetails von Erdbeckenspeichern wurden untersucht und bewertet. Dämmungen wurden im Labor auf ihre Eignung hin untersucht. Der Langzeitspeicher selbst, sowie das gesamte Erzeugersystem, wurden in einer Simulationsumgebung abgebildet und schließlich in eine Wärmenetzumgebung integriert.

Es konnte gezeigt werden, dass mit dem gewählten System hohe solare Deckungsgrade möglich sind. Eine Vollversorgung von Netzen mit Niedrigstenergiegebäuden mittels Solarthermie, Langzeitspeicher und Wärmepumpe ist machbar. Jedoch ist noch weiterer Entwicklungs- bzw. Forschungsbedarf gegeben, um die Technologie auch in bestehende Wärmenetze, mit schlechteren Dämmstandards, zu integrieren, erste Pilotprojekte zu initiieren, und auch die Kosten auf ein marktfähiges Niveau senken zu können.

Werden Langzeitspeicher und Solarthermie mit niedrigeren Deckungsgraden in Kombination mit Biomassekesseln eingesetzt, so sinken die spezifischen Kosten. Beispielsweise könnten durch die Implementierung von Langzeitspeichern, Solarthermie und einer Großwärmepumpe in bestehende Biomassenetze Effizienzgewinne erzielt werden. Der Langzeitspeicher müsste in diesem Fall jedoch als Monats- oder Wochenspeicher ausgelegt werden. Spitzenlast könnte vom (bestehenden) Heizwerk abgedeckt werden. Dieses Szenario sollte im Sinn einer ökonomischen Umsetzung näher untersucht werden.

Der verwendete Strommix für die Wärmepumpe hat eine entscheidende Auswirkung auf die Ökologie des Systems. Kann die Wärmepumpe im Winter mit Ökostrom betrieben werden, so ist das System vorteilhaft. Wird der österreichische Strommix eingesetzt, so schneidet eine Wärmepumpe nur knapp besser ab als eine Nachheizung mit Gaskessel ab.

Beteiligte Projektpartner

AEE NÖ-Wien
AIT - Austrian Institute of Technology
TU Graz - Institut für Wärmetechnik
Universität Innsbruck – Institut für Konstruktion und Materialwissenschaften
Pink GmbH

Die Autoren weisen darauf hin, dass diese Broschüre, die nach bestem Wissen und Gewissen erstellt wurde, eine Detailplanung nicht ersetzen kann. Weiters wird kein Anspruch auf Vollständigkeit und keine Haftung für Inhalte übernommen.