

MODELLIERUNG UND POTENZIALBESTIMMUNG KOMBINIERTER LASTMANAGEMENTOPTIONEN THERMISCHER VERSORGUNGSSYSTEME IN WOHNIEDLUNGEN

Michael Winkel(*)

Fraunhofer Institut für Umwelt-, Sicherheits- und Energietechnik UMSICHT; Osterfelder
Straße 3, 46047 Oberhausen, Deutschland; Tel.: +49 208 8698-1178 | Fax: -1423;
michael.winkel@umsicht.fraunhofer.de; www.umsicht.fraunhofer.de

Kurzfassung: Der folgende Beitrag beschreibt in kurzer Form Methodik, Modellierung und Datengrundlage eines Berechnungsmodells zur Bestimmung des Energieausgleichspotenzials kombinierter, thermischer Lastmanagementoptionen in Wohnsiedlungen. Zum besseren Verständnis wird das Modell anhand eines Beispielfalls angewendet. Darin wird die Energieversorgung einer Siedlung, bestehend aus zwölf verschiedenen Wohngebäuden, jeweils für einen Normal- bzw. Referenzfall sowie für einen optimierten Fall inklusive Lastmanagement für ein Jahr simuliert. Im Wesentlichen werden dabei Wärmepumpen, Nachtspeicherheizungen, elektrische Brauchwasserboiler, KWK-Anlagen und Power-To-Heat Optionen in Verbindung mit thermischen Speichern zur Lastverschiebung bzw. -änderung eingesetzt. Ziel des Lastmanagements soll die optimale Nutzung erneuerbarer Energien zur Minimierung der Residuallast der Siedlung sein. Daran anschließend erfolgen in kurzer Form ein beispielhafter Vergleich der Jahressimulationen sowie die Auswertung der Energiebilanzen. Zudem enthält der Text kurze Erläuterungen zum Stand der Forschung sowie einen Ausblick auf ggf. folgende Arbeiten.

Keywords: Demand Side Management; Power-To-Heat; Siedlungen; Wärmeversorgung; Optimierung

1 Einleitung

1.1 Motivation und Zielsetzung

Durch die steigende Einbindung erneuerbarer Energieerzeuger (EE) in das Stromnetz ergeben sich neue Herausforderungen für die Energieversorgung, vor allem im Hinblick auf den Ausbau und die Erfordernis von Speicher- und Ausgleichsmöglichkeiten. Neben vielen zukünftig potentiell anwendbaren Optionen zur direkten Stromspeicherung, wie z.B. Batterien, gibt es weitere, indirekte Möglichkeiten zur Netzintegration volatiler Erzeuger. Mit Hilfe von Lastmanagement, d.h. in diesem Fall der gesteuerten Leistungsauf- und -abgabe von am Stromnetz angeschlossenen Versorgungssystemen, ergeben sich insbesondere durch die Nutzung thermischer Versorgungsanlagen mit Elektrizitätsbezug oder -erzeugung, wie beispielsweise Wärmepumpen, Anlagen mit Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) oder Nachtspeicherheizungen, mehrere Vorteile. So sind thermische Speicher kostengünstiger als Batterien und bereits in vielen privaten Haushalten installiert. Zudem haben die einzelnen Systeme ein hohes theoretisches Ausgleichs- und Speicherpotenzial [STADL2005], lassen sich zu verschiedenen, der Ausgleichssituation angepassten Systemkombinationen

zusammenschließen und verfügen in den meisten Fällen über den bilanziell höchsten jährlichen Stromverbrauch bzw. die höchste jährliche Stromerzeugung des Gebäudes und damit die größte verschiebbare Strommenge. Nichtsdestotrotz liegt durch die Vielzahl der systemischen Randbedingungen eine große Schwierigkeit in der Berechnung des tatsächlichen Speicher- oder Ausgleichspotenzials dieser Optionen.

Um eine Vergleichbarkeit und repräsentativere Abschätzung der Leistungsfähigkeit der beschriebenen, dezentralen Ausgleichsoptionen unter Berücksichtigung von Wechselwirkungen und Synergieeffekten zu ermöglichen, soll im hier vorgestellten Forschungsprojekt der Einsatz thermischer Lastmanagementoptionen mit einem simulativen Ansatz berechnet werden. Im Wesentlichen werden KWK-Anlagen (BHKW; Mikro-KWK), Wärmepumpen, elektrische Brauchwassererwärmung, Power-To-Heat (P2H) -Optionen [MUEN2012] und Nachtspeicherheizungen in Verbindung mit thermischen Speichern berücksichtigt. Dieser Artikel beschreibt die zu diesem Zweck verwendete Methodik anhand der Modellierung, Simulation und kurzen Auswertung für eine exemplarische Wohnsiedlung, bestehend aus 12 Gebäuden und entsprechenden Versorgungsanlagen. Die Energieversorgung der Siedlung wird dabei für einen Zeitraum von einem Jahr mit und ohne Lastmanagementeinsetz sowie inkl. P2H-Optionen zur Minimierung der lokalen Residuallast simuliert und die Ergebnisse exemplarisch ausgewertet.

1.2 Stand der Forschung

Im Bereich Lastmanagement, u.a. auch inklusive thermischer Versorgungsanlagen, existiert bereits eine Vielzahl von Untersuchungen bezüglich deren Modellierung, Simulation und Potenzialbestimmung, welche hier nicht gänzlich benannt werden können. Als wesentlich sind vor allem die für Gesamtdeutschland geltenden Potenzialstudien [STADL2005], [STÖTZ2012], [KLOB2007], [DENA2010] sowie [VDE2012] anzusehen. Diese grenzen sich jedoch aufgrund ihres großen Bilanzraums sowie der Zielstellung klar vom hier beschriebenen Forschungsprojekt ab. Die größten inhaltlich-methodischen Schnittmengen bestehen aufgrund der betrachteten Bilanzierungssysteme sowie der Modellierungsansätze mit den Arbeiten von [THOMA2007] und [METZ2014]. Erstere behandelt im Wesentlichen ein einzelnes Anwendungsbeispiel in einem Niederspannungsnetz, nutzt aber lediglich ein einzelnes thermisches System zum Lastmanagement (BHKW). Andere thermischen Anlagen werden nicht detailliert abgebildet. In der Arbeit von [METZ2014] wird vornehmlich ein Ansatz zur Bottom-Up-Modellierung und Simulation von dezentralen Versorgungsgebieten inklusive einer Bewertung der Systemflexibilität beschrieben. Dabei liegt der Fokus auf der Modellerstellung sowie der Methodenentwicklung, eine eingehende Untersuchung von Lastmanagementszenarien sowie eine Charakterisierung wesentlicher Einflussparameter auf das Lastmanagementpotenzial thermische Systeme findet bis auf die simulative Betrachtung eines mit Nachtspeicherheizungen ausgestatteten Niederspannungsnetzes mit Einfamilienhäusern nicht statt. Die im Zuge dieser Arbeit erstellten, detaillierten Profile für Strom- und Brauchwasserbedarf werden auch im hier beschriebenen Projekt verwendet, siehe Abschnitt 4.1.

2 Methodik

Die Berechnungsmethodik wird anhand des grafischen Schemas in Abbildung 1 kurz erörtert und lässt sich wie gezeigt im Wesentlichen in die drei Schritte Szenariendefinition und -modellierung, Simulation und Optimierung sowie Analyse der Ergebnisse zusammenfassen.

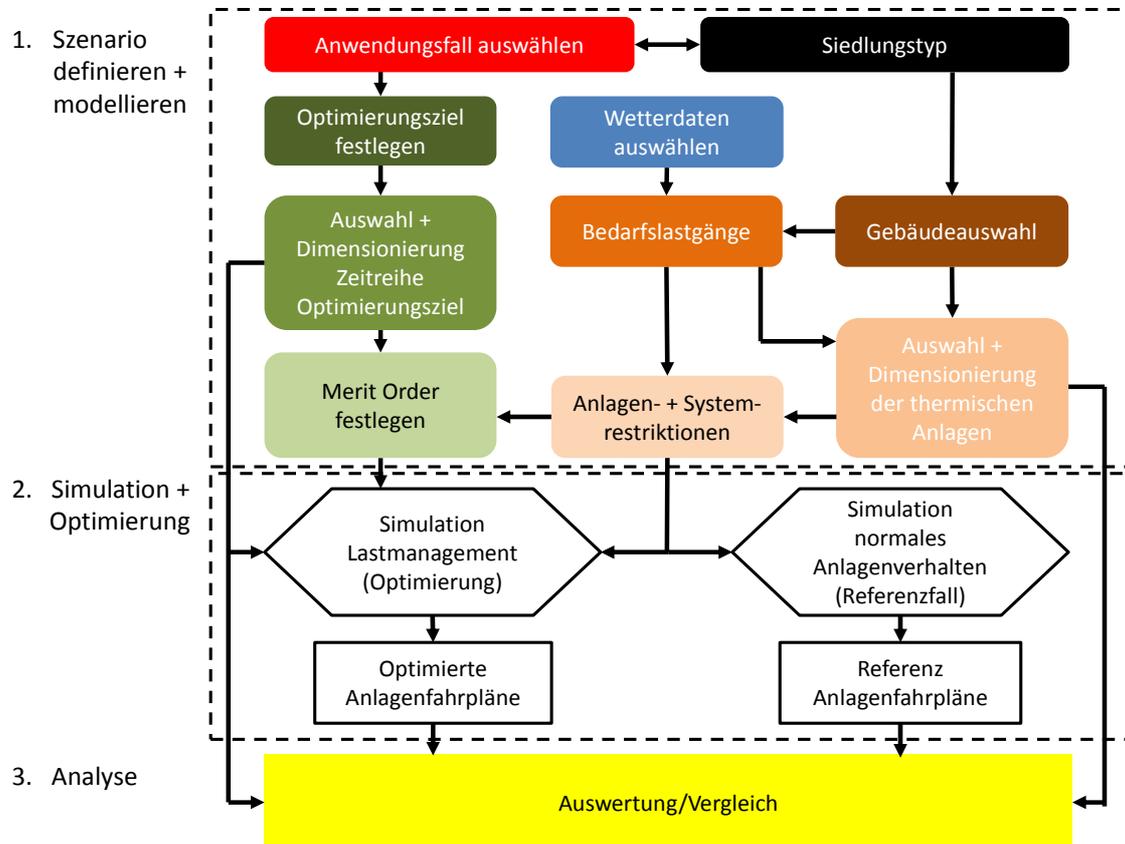


Abbildung 1: Schema Methodik

Im ersten Schritt wird das zu untersuchende System gänzlich beschrieben. Dabei sind im Wesentlichen der betrachtete Anwendungsfall des Lastmanagements (z.B. Minimierung der Residuallast der Siedlung) sowie der betrachtete Siedlungstyp (z.B. EFH-Siedlung) relevant. Letzterer lässt sich anhand verschiedener Siedlungstypologien, bspw. nach [BLES2010] oder [URENE2012], definieren. Aus dem Siedlungstyp ergeben sich entsprechend die auftretenden Wohngebäude. Unter Berücksichtigung der Anzahl der Bewohner, Dämmstandard sowie der ebenfalls festzulegenden Jahreswetterzeitreihe können für die entsprechenden Häuser Jahresbedarfszeitreihen für jeweils Strom-, Brauchwasser- und Wärmebedarf ermittelt werden, siehe Abschnitt 4.1. Auf Grundlage dieser Lastgänge sowie des Gebäudealters wird die jeweilige Gebäudeversorgung festgelegt (thermische Versorgungsanlagen, EE-Erzeuger etc.). Netzbetriebsmittel oder -restriktionen werden nicht berücksichtigt.

Ist das System vollständig definiert, erfolgen verschiedene Jahressimulationen des Gesamtsystems. Als erstes wird die gesamte Siedlung als Referenzfall mit normaler Anlagenfahrweise simuliert, siehe Abschnitt 4.2. Darauf folgt eine Simulation für das gleiche Jahr mit einer durch Lastmanagement auf den Anwendungsfall optimierten Fahrweise durch die Nutzung einer linearen Optimierung (Abschnitt 4.3). Die Leistungsaufnahme und -abgabe der einzelnen Anlagen wird dabei an einen vorgegebenen Ziellastgang unter

Berücksichtigung verschiedener systemischer Randbedingungen wie minimaler und maximaler Leistung etc. angepasst. Vor allem der letztere, lastoptimierte Fall kann durch Wechsel der Regelungsstrategien, Hinzunahme neuer Systeme oder Sensitivitätsanalysen, z.B. bzgl. der Speichergößen, variiert werden, um wesentliche Einflussparameter auf das Potenzial zu charakterisieren.

Abschließend erfolgt im Wesentlichen mit Hilfe eines Vergleichs der Jahreszeitreihen und -bilanzen der Jahressimulationen eine Auswertung der Ergebnisse.

3 Betrachtetes Szenario und Datengrundlage

Die beschriebene Methodik soll beispielhaft angewendet werden. Entsprechend wird zunächst das betrachtete System definiert. Um eine möglichst heterogene Energieversorgung mit allen wesentlichen Lastmanagementoptionen zu untersuchen, wird eine aus Ein- und Mehrfamilienhäusern gemischt zusammengesetzte Siedlung (laut [BLES2010] z.B. Siedungstyp 3: Dorfkern) ausgewählt (siehe Szenarienskizze in Abbildung 2 und Datenzusammenfassung in Tabelle 1).

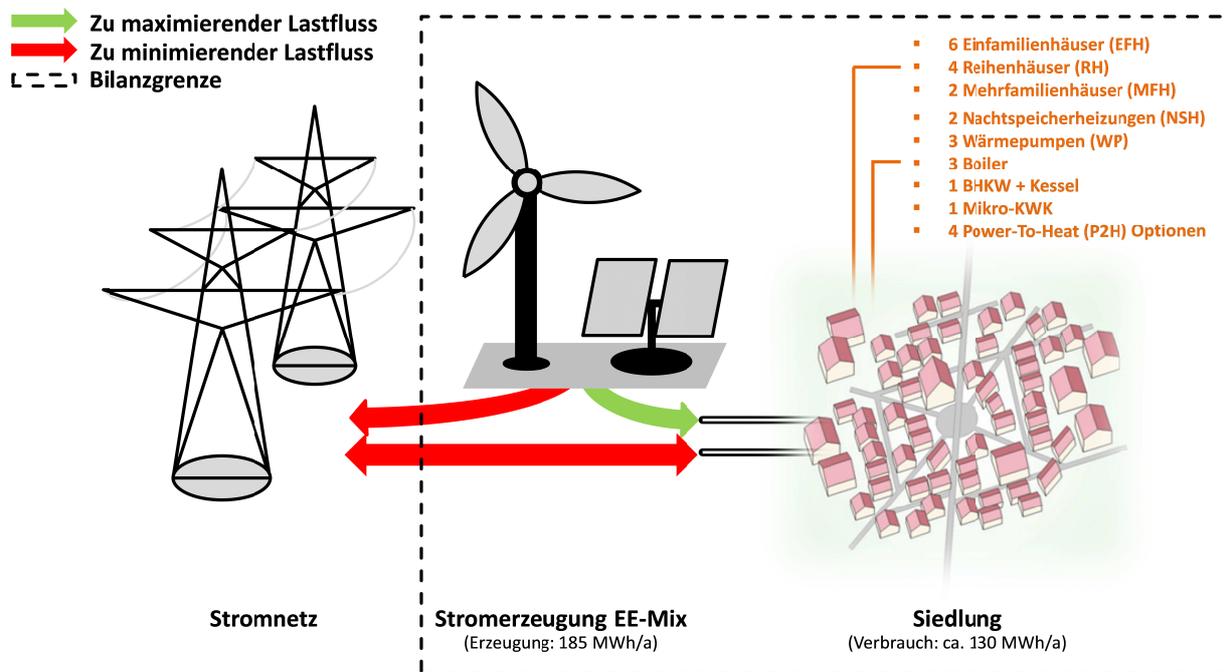


Abbildung 2: Szenarienskizze (Siedlungsskizze in Anlehnung an [ENQUA2011])

Parameter	Wert	Quelle:
Siedlungstyp	ST3a/b: Dorfkern	z.B. [BLES2010]
Standort	Norddeutschland	
Wetter	TRY-Region 04	[TRY2011]
Prognosevoraussicht für Optimierung	48h	
Sperrzeit NSH/Boiler Start/Ende	6:00 bis 21:15 Uhr	

Tabelle 1: Szenariendaten

Der betrachtete Bilanzraum umfasst zwölf Häuser, sechs Einfamilien-, vier Reihen- und zwei Mehrfamilienhäuser. Die Gebäude werden energetisch nach [IWU2011] typisiert und mit bis auf den Heizwärmebedarf viertelstündlich aufgelösten Jahreszeitreihen ausgestattet.

baualter- und bedarfsentsprechend werden den Gebäuden passend und realitätsnah dimensionierte Versorgungssysteme zugeordnet, siehe Tabelle 2.

Gebäudenr.	Typ [IWU2011]	Baualter	Wohneinheiten	Wohnfläche	Strombedarf	TWW-Bedarf	Heizbedarf	TWW-Versorgung	el. Leistung	th. Kapazität	Heizungssystem	el. Leistung	th. Kapazität
		von...bis	Anz.	m ²	kWh/a	kWh/a	kWh/a	Art	kW	kWh	Art	kW	kWh
1	EFH_F	1969...1978	1	158	3.300	1.500	24.507	E-Boiler	2	17	NSH	15	120
2	EFH_H	1984...1994	1	137	3.300	1.500	18.127	P2H	5	10	Gas	-	-
3	EFH_J	2002...2009	1	133	2.200	1.000	11.828	WP gek.	3	15	WP	3	15
4	EFH_J	2002...2009	1	133	4.400	2.000	11.828	WP gek.	3	20	WP	3	20
5	EFH_J	2002...2009	1	133	3.300	1.500	11.828	WP gek.	3	20	WP	3	20
6	EFH_J	2002...2009	1	133	4.400	2.000	11.828	Mikro-KWK gek.	-2,5	16	Mikro-KWK	-2,5	16
7	RH_E	1958...1968	1	107	3.300	1.500	11.342	E-Boiler	3	25	Gas	-	-
8	RH_E	1958...1968	1	107	2.200	1.000	11.342	E-Boiler	1,5	12	Gas	-	-
9	RH_E	1958...1968	1	107	3.300	1.500	11.342	P2H	5	10	NSH	8	64
10	RH_E	1958...1968	1	107	3.300	1.500	11.342	P2H gek.	6	15	P2H	6	15
11	MFH_B	1860...1918	4	284	10.000	4.000	40.839	BHKW/Kessel gek.	-6,4	24	BHKW/Kessel	-6,4	24
12	MFH_I	1995...2001	12	759	30.000	12.000	70.435	P2H	15	35	Gas	-	-

Tabelle 2: Gebäudedaten inkl. Versorgungsanlagen („gek.“ = gekoppelt mit Heizwärmeversorgungssystem; „P2H“ = Power-To-Heat-Option: Gas-Kessel + elektrischer Tauchsieder; negative Leistungen entsprechen Stromeinspeisung in das Netz)

Zudem verfügt der betrachtete Bilanzraum (gestrichelter Kasten in Abbildung 2) über dezentrale, erneuerbare Einspeiser, welche anhand des Energiebedarfs der Siedlung bilanziell dimensioniert werden und einen zeitlichen Verlauf nach [50HER2013] aufweisen. Die EE-Jahreseinspeisung entspricht hier dem 1,5-fachen des Jahresstrombedarfs der Siedlung exklusive KWK-Erzeugung. Die Datengrundlage der Zeitreihen wird in Tabelle 3 zusammengefasst.

Jahreslastgang	Auflösung	Quelle:
Lastgänge Strombedarf	0,25 h	[METZ2014]
Lastgänge TWW-Bedarf	0,25 h	[METZ2014]
Lastgänge Wärmebedarf	1 h	[HELL2003]
Zeitreihen Einspeisung EE	0,25 h	[50HER2013]
Witterung	1 h	[TRY2011]

Tabelle 3: Verwendete Jahreszeitreihen inkl. Quellen

Insgesamt soll im gewählten Szenario als Optimierungsziel die Residuallast des Systems, bestehend aus Siedlung und erneuerbaren Einspeisern, durch den Einsatz von Lastverschiebungsoptionen (in diesem Fall 11 Systeme, siehe Tabelle 2) und ggf. zusätzlich Power-To-Heat (P2H) (in diesem Fall 3 Systeme) minimiert werden, sodass zum einen die Energieversorgung der Siedlung zu einem möglichst hohen Anteil durch erneuerbare Energien erfolgt (grüner Pfeil in Abbildung 2) und zum anderen möglichst wenig durch EE oder KWK erzeugter Strom ins Netz eingespeist bzw. Strom aus dem Netz bezogen wird (siehe rote Pfeile). Das gewählte Szenario inkl. Optimierungsziel, Siedlung und Ausstattung der Häuser mit Heizungssystemen ist wie erwähnt als beispielhaft und ggf. als

Extrembeispiel zu verstehen, um etwaige Effekte in einem ersten Schritt deutlicher charakterisieren zu können.

4 Modellierung

4.1 Verbrauch und Erzeugung

Die Modellierung des Strom-, Brauchwasser- und Heizbedarfs sowie der Einspeisung erneuerbarer Energien erfolgt im Wesentlichen über vorgegebene Lastgänge, siehe Tabelle 3.

4.2 Anlagenbetrieb im Referenz-/Normalfall

Die Modellierung und Simulation des Anlagenbetriebs im Referenz- oder Normalfall erfolgt anhand vereinfachter, im Normalfall eingesetzter MSR-Algorithmen. Nachtspeicherheizungen (NSH) und elektrische Warmwasserboiler (E-Boiler) werden z.B. außerhalb der Sperrzeit (s. Tabelle 1) bis zu einem, bei NSH außentemperaturabhängigen Speicherfüllstand aufgeladen. Wärmepumpen (WP), die gas-befeuerten KWK-Anlagen BHKW inkl. Kessel bzw. die einzelne Mirko-KWK-Anlage werden entsprechend anhand von vereinfachten Zweipunktreglern inklusive Außentemperatur abhängigen Hysteresen gefahren. Insgesamt ergeben sich im Referenzfall infolgedessen realitätsnahe Lastgänge für die Versorgungsanlagen.

4.3 Optimierung des Anlagenbetriebs

Im Falle des Lastmanagements wird dem gegenüber ein gemischt ganzzahliger, linearer Optimierungsalgorithmus angewendet. Dieser nutzt die Methode der kleinsten Quadrate, um im vorliegenden Fall anhand der Zielfunktion

$$\sum_{t=0}^{48h} \left(P_{EE}(t) - \sum_{i=1}^{12} P_{HH,i}(t) - \sum_{j=1}^{14} P_{Sys,j}(t) \right)^2 \rightarrow \min$$

die Leistungsaufnahme (bzw. -abgabe bei KWK-Anlagen) der mit Hilfe der thermischen Speicher verschiebbaren Heizungssysteme und P2H-Optionen, P_{Sys} , an die Einspeisung aus EE, P_{EE} , anzupassen. Der Strombedarf der Haushalte, P_{HH} , ist nicht verschiebbar, muss aber zur Minimierung der gesamten Residuallast der Siedlung mit einbezogen werden. Die Optimierung berücksichtigt u.a. folgende Randbedingungen:

- minimale und maximale Leistung der Anlagen
- minimale und maximale Speicherfüllstände
- Speicherverluste
- Regelbarkeit der Anlagen (z.B. diskret, stetig oder semi-kontinuierlich)
- Sicherung der Deckung der Bedarfszeitreihen (Heizwärme und TWW)

Die Nebenbedingungen werden über Gleichungs- und Ungleichungsmatrizen bzw. Vektoren beschrieben. Die Lösung des Optimierungsproblems erfolgt mit Hilfe des IBM CPLEX Solvers. Eine Optimierung aller Anlagen für ein Jahr ist in diesem Fall allerdings zu rechen- und somit zeitintensiv. Aufgrund dessen wird das Optimierungsproblem mit zwei

Maßnahmen verkleinert. Zum einen wird ein so genannter rollierender Optimierungs- bzw. Prognosehorizont genutzt, d.h. Anlagen werden nur für einen Zeitraum von zwei Tagen optimiert, das Ergebnis des ersten Tages gespeichert und entsprechend danach wieder für zwei Tage optimiert, bis der Zeitraum von einem Jahr vollständig durchlaufen wurde. Zum anderen ist eine gleichzeitige Optimierung aller Anlagen ebenfalls zu komplex, sodass alle Anlagen nach einer vorher festgelegten Reihenfolge (quasi „Merit Order“) hintereinander, jeweils unter Berücksichtigung der vorherigen Ergebnisse, optimiert werden.

Abbildung 3 zeigt beispielhaft das Ergebnis einer entsprechenden Herangehensweise für eine einzelne Nachtspeicherheizung, deren diskret regelbare Leistungsaufnahme an die EE-Einspeisung (blauer Graph) angepasst werden soll. Während die NSH im Referenzfall nur nachts aufgeladen wird (roter Graph), erfolgt im optimierten Fall eine Aufladung zu Zeiten hoher EE-Einspeisung (grüner Graph).

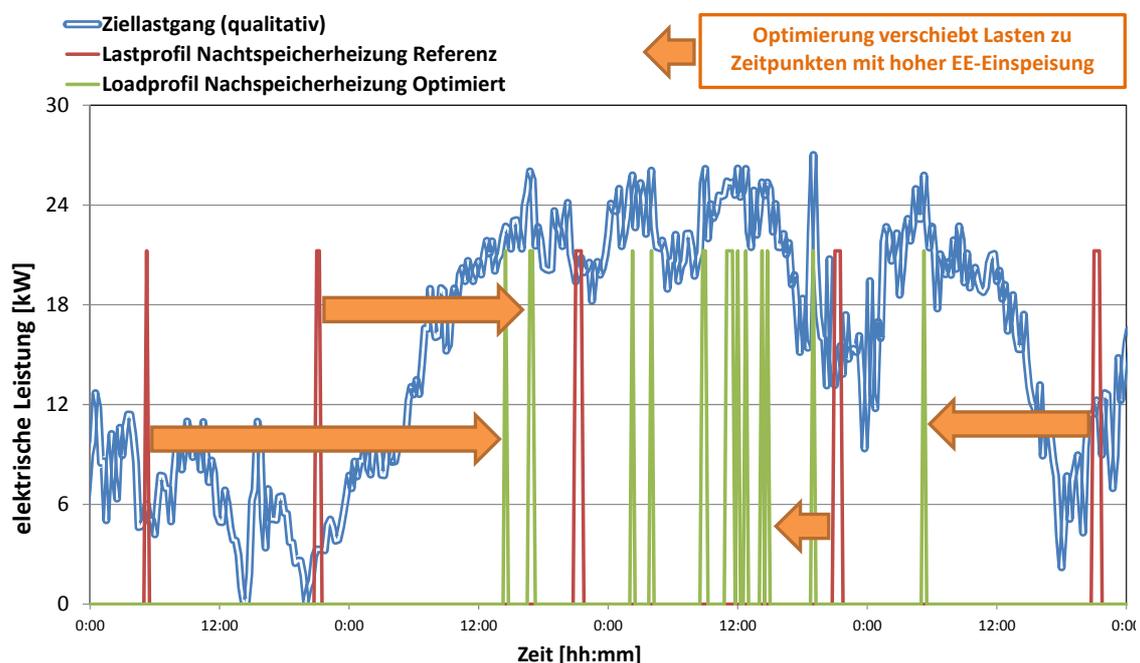


Abbildung 3: Beispiel zur Modellierung der Lastverschiebung für eine Nachtspeicherheizung an 4 Tagen

5 Simulation und Auswertung der Ergebnisse

Entsprechend der in den vorherigen Abschnitten vorgestellten Arbeitsschritte wird das Beispielszenario ebenfalls einmal im Referenzzustand sowie einmal im optimierten Zustand für den Zeitraum von einem Jahr simuliert bzw. optimiert.

5.1 Anlagenbetrieb

Die beiden Diagramme in Abbildung 4 zeigen zur Verdeutlichung der Ergebnisse beispielhaft einen Ausschnitt des simulierten Anlagenbetriebs für beide Zustände an den gleichen fünf Wintertagen. Der Ziellastgang (Einspeisung aus EE) ist darin rot gestrichelt dargestellt, der Stromverbrauch der Haushalte und Heizungsanlagen wird für jeden Anlagentyp in unterschiedlichen Farben für jeden Zeitschritt aufsummiert als Fläche im positiven Bereich dargestellt. Stromeinspeisung aus den beiden gasbefeuerten KWK-Anlagen (orangene Flächen) werden im negativen Bereich aufgetragen.

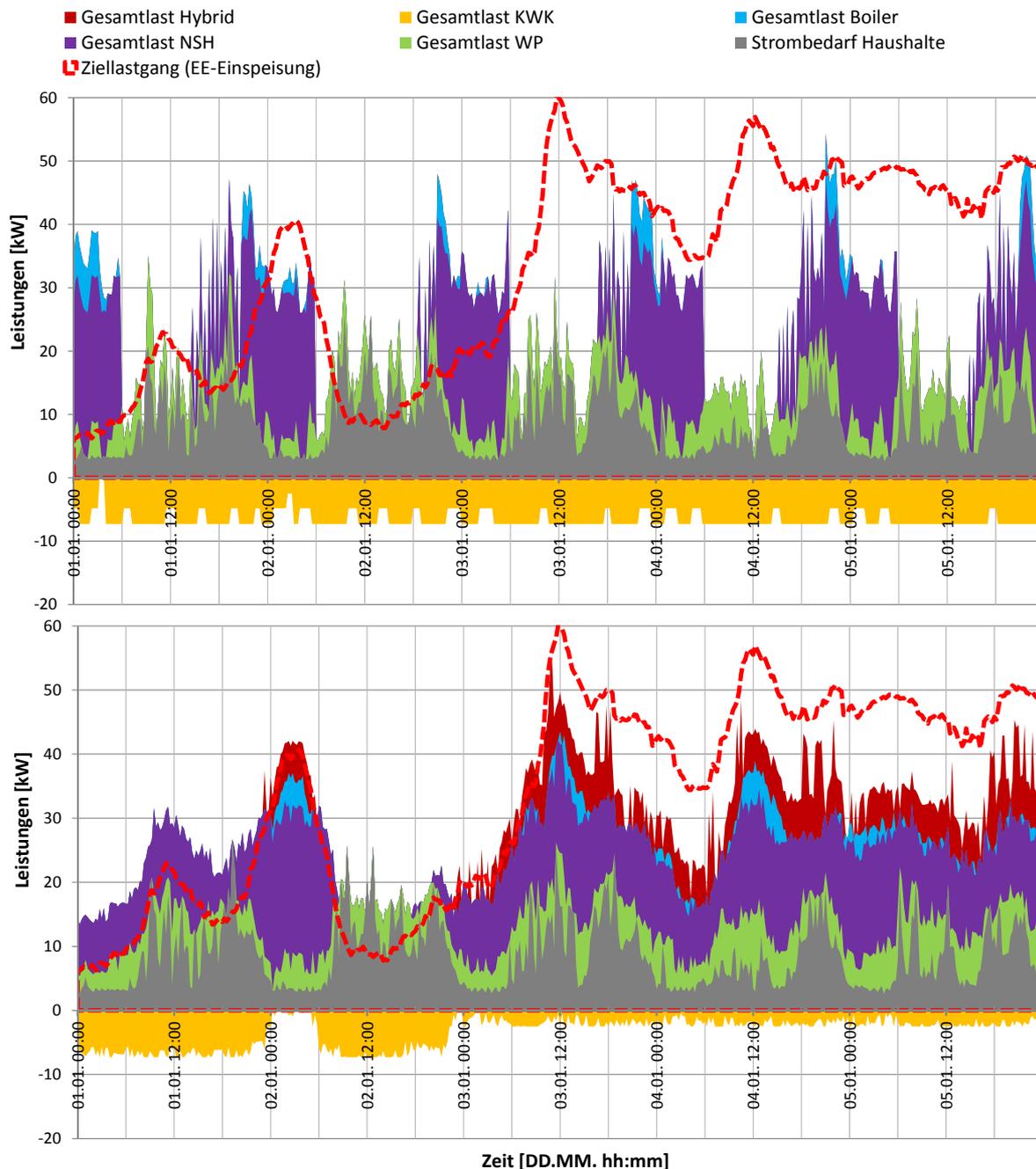


Abbildung 4: Darstellung Stromlastverlauf der Siedlung unterschieden nach Anlagen im Referenz- (oben) und optimierten Zustand (unten) für 6 Wintertage

Im Referenzzustand (Abbildung 4 oben) ist erwartungsgemäß keine Korrelation zwischen Leistungsaufnahme bzw. -abgabe der Heizungsanlagen und der Einspeisung aus EE zu erkennen. NSH und TWW-Boiler (blaue und lila Flächen) laden z.B. den thermischen Speicher nachts auf, die beiden KWK-Anlagen laufen nahezu durchgängig.

Im optimierten Zustand (Abbildung 4 unten) wird die Leistungsaufnahme der Anlagen, falls möglich, auf Zeiten hoher EE-Einspeisung verschoben. Zudem werden die KWK-Anlagen stromgeführt betrieben, d.h. es wird möglichst nur dann Strom eingespeist, wenn der Verbrauch der Siedlung die Einspeisung aus EE übertrifft, siehe z.B. am 02.01. um ca. 12:00 Uhr. Da das BHKW im Gegensatz zur Mikro-KWK-Anlage bivalent mit Gaskessel zur Spitzenlastabdeckung betrieben wird, kann dessen Einspeisung nur auf diese Zeitpunkte

begrenzt werden, bei zu hohem Stromverbrauch wird ausschließlich der Kessel betrieben. Zudem werden die vier zusätzlichen P2H-Optionen (dunkelrote Flächen) nur eingesetzt, wenn die EE-Einspeisung über den restlichen Strombedarf der Siedlung hinausgeht, sodass sich einerseits der Gesamtstrombedarf der Siedlung erhöht, aber andererseits die positive Residuallast und damit die Netzeinspeisung des Systems verringert wird. Im Gegensatz zum BHKW wird durch P2H zudem der Gasverbrauch durch die Substitution mit erneuerbar erzeugtem Strom gesenkt. Des Weiteren erhöhen sich durch den Lastmanagementinsatz außerdem die Taktungshäufigkeiten aller Anlagen. Der Gesamtstrombedarf bzw. die Gesamterzeugung der Systeme schwankt mit Ausnahme von BHKW + Kessel sowie Power-To-Heat-Optionen nur relativ wenig im Vergleich aller Jahressimulationen.

5.2 Jahresbilanzen und -verläufe

Bei der Auswertung der Jahresbilanzen und -verläufe sollen im optimierten Zustand zusätzlich die Ergebnisse in- und exklusive P2H-Einsatz dargestellt werden, um dessen Einfluss deutlicher herauszustellen. Als zentrales Ziel des Lastmanagements wurde die Minimierung der Residuallast festgelegt. Abbildung 5 zeigt als Gesamtergebnis die geordneten Jahresdauerlinien der Residuallasten für die drei Fälle.

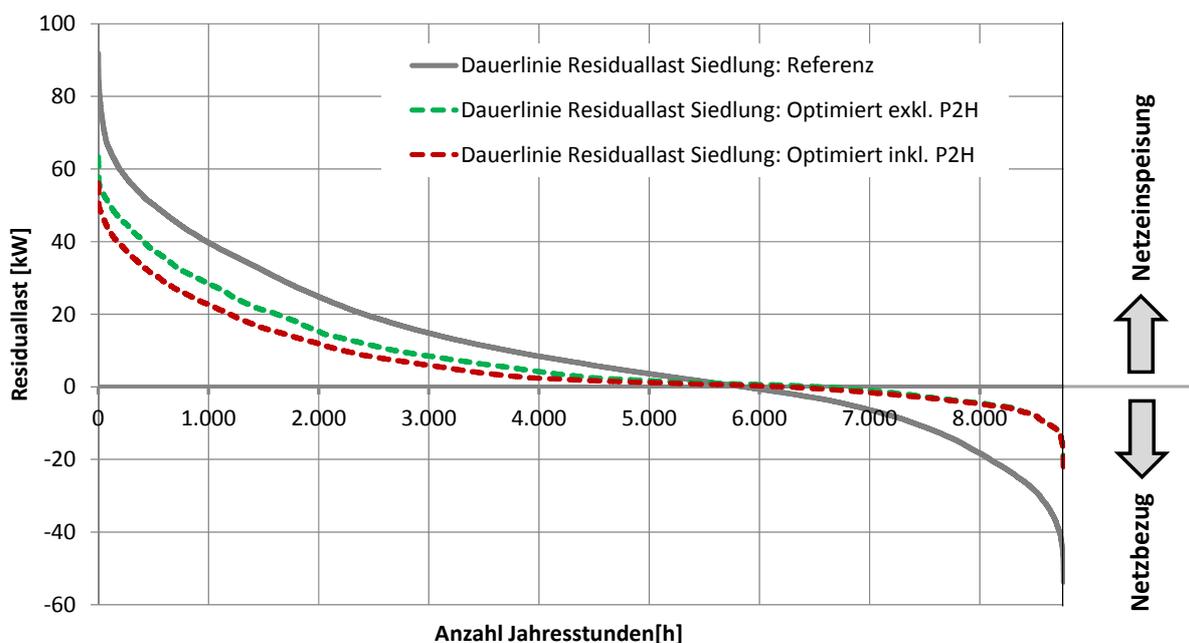


Abbildung 5: Vergleich der geordneten Jahresdauerlinien der Residuallasten für den Referenz- und den optimierten Zustand, letzterer in- und exklusive Power-To-Heat

Sowohl bilanziell als auch bezüglich der Maxima und Minima verringert sich die Residuallast des Siedlungssystems deutlich, wie auch in den ersten vier Spalten von Tabelle 4 ersichtlich wird. Zudem führt die Nutzung der P2H-Optionen zusätzlich zur Lastverschiebung zu einer deutlichen Reduktion der Netzeinspeisung, da eine zusätzliche Menge Strom zur Deckung der Wärmelast genutzt werden kann. Letzteres reduziert ebenfalls den Gasbedarf und somit auch die CO₂-Emissionen der gesamten Energieversorgung der Siedlung.

Simulationsfall	Jahressumme Residuallast positiv (Netzeinspeisung)	Jahressumme Residuallast negativ (Netzbezug)	Maximum Residuallast	Minimum Residuallast	Erzeugung EE	Stromverbrauch Siedlung gesamt exkl. KWK- Erzeugung	Erzeugung KWK gesamt	Gasbedarf Siedlung	CO ₂ -Ausstoß Siedlung (Gasbedarf + Netzbezug)
	MWh/a	MWh/a	kW	kW	MWh/a	MWh/a	kWh/a	kWh/a	t/a
Referenz	122,5	35,2	92	-54	184,7	129,2	31,8	228,9	77,0
Opti exkl. P2H	82,3	8,6	63	-24	184,7	130,0	19,0	210,6	55,7
Opti. Inkl. P2H	64,0	9,4	56	-24	184,7	149,1	19,0	191,8	51,7

Tabelle 4: Energiebilanzen und CO₂-Ausstoß (Emissionsfaktoren nach [QUA2002]; [UBA2013]) der berechneten Szenarien

6 Fazit und Ausblick

Anhand des Beispiels konnte gezeigt werden, dass die gewählte Methodik aussagekräftige Ergebnisse liefert. Auf deren Grundlage lässt sich zunächst schließen, dass Lastmanagement mit thermischen Systemen sowie Power-To-Heat-Optionen ein großes Potenzial zur Erbringung von Netzdienstleistungen oder der allgemeinen Effizienzsteigerung der Stromversorgung hat und eine weitere Untersuchung dieser Potenziale von großer Relevanz ist. Das verwendete Modell bietet allerdings mehrere Verbesserungsmöglichkeiten. Beispielsweise kann trotz der hohen Rechenzeiten eine gleichzeitige Optimierung der Anlagen angestrebt werden. Der Detailgrad der Modellierung sollte ebenfalls erhöht werden, z.B. durch die Verwendung Gebäude spezifischer Wärmelastgänge, bisher werden zu diesem Zweck Standardlastprofile für den Gasverbrauch in Stundenaufösung [HELL2003] verwendet. Zudem können durch weitere Modellanpassungen die Wärmeverteilungssysteme inklusive Umwälzpumpen und Rohrnetz mit berücksichtigt sowie ggf. weitere Einflussfaktoren wie Prognoseungenauigkeiten oder auch der Einsatz der thermischen Gebäudemasse zum Energieausgleich mit einbezogen werden. Im weiteren Bearbeitungsverlauf sollen einige der genannten Modellverbesserungen eingebunden und weitere, ggf. repräsentativere Siedlungen inklusive verschiedenen Optimierungszielen untersucht werden. Das wesentliche Ziel dieser Untersuchungen ist die durch entsprechende Sensitivitätsanalysen und Parametervariationen zu erzielende Charakterisierung und Quantifizierung wesentlicher Einflussfaktoren auf das Potenzial der thermischen Lastmanagementoptionen, wie beispielsweise die Größe der Speicherkapazitäten, die Anlagenauslegung etc.

Der hier gezeigte Einsatz von Lastmanagement mit thermischen Systemen in der Praxis ist ebenfalls möglich, erfordert jedoch eine Vielzahl von technischen Hilfsmitteln, beispielsweise ausreichend genaue Prognosen für Verbräuche, Messungen der Speicherfüllstände an allen Anlagen sowie eine entsprechende Kommunikationsstruktur. In aktuellen Forschungsprojekten werden u.a. dezentrale Heizungssysteme bereits zur Erbringung von Netzdienstleistungen eingebunden, siehe beispielsweise [SRP2013].

Literaturverzeichnis

- [50HER2013] 50 Hertz Transmission GmbH (2013): Kennzahlen. Berlin. Online verfügbar unter http://www.50hertz.com/cps/rde/xchg/trm_de/hs.xsl/Netzkennzahlen.htm.
- [BLES2010] Blesl, Markus; Kempe, Stephan; Huther, Heiko (2010): Verfahren zur Entwicklung und Anwendung einer digitalen Wärmebedarfskarte für die Bundesrepublik Deutschland. Frankfurt am Main: AGFW-Projektges. für Rationalisierung Information und Standardisierung (Forschung und Entwicklung / Arbeitsgemeinschaft für Wärme und Heizkraftwirtschaft - AGFW, 14).
- [DENA2010] Kohler, Stephan et al. (2010): dena-Netzstudie II. Integration erneuerbarer Energien in die deutsche Stromversorgung im Zeitraum 2015 - 2050 mit Ausblick 2025. Hg. v. Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena). Berlin.
- [ENQUA2011] Erhorn-Kluttig, Heike; Jank, Reinhard; Schrempf, Ludger; Dütz, Armand; Rumpel, Friedrun; Schrade, Johannes et al. (2011): Energetische Quartiersplanung: Methoden - Technologien - Praxisbeispiele. Stuttgart: Fraunhofer IRB Verlag.
- [HELL2003] Hellwig, Mark (2003): Entwicklung und Anwendung parametrisierter Standard-Lastprofile. Techn. Univ, München.
- [IWU2011] Loga, Tobias; Diefenbach, Nikolaus; Born, Rolf (2011): Deutsche Gebäudetypologie. Beispielhafte Maßnahmen zur Verbesserung der Energieeffizienz von typischen Wohngebäuden. Hg. v. Institut Wohnen und Umwelt GmbH (IWU).
- [KLOB2007] Klobasa, Marian (2007): Dynamische Simulation eines Lastmanagements und Integration von Windenergie in ein Elektrizitätsnetz auf Landesebene unter regelungstechnischen und Kostengesichtspunkten. Zürich: ETH.
- [METZ2014] Metz, Michael (2014): Flexible Energieversorgung - Modellierung der Last- und Erzeugungssituation dezentraler Versorgungsgebiete zur Bestimmung der Systemflexibilität. Dissertation. Oberhausen.
- [MUEN2012] Münch, Wolfram; Robra, Malte; Volkmann, Lukas; Riegebauer, Philipp; Oesterwind, Dieter: Hybride Wärmeerzeuger als Beitrag zur Systemintegration erneuerbarer Energien. In: Energiewirtschaftliche Tagesfragen 2012 (5), S. 44-48.
- [QUA2002] Quaschnig, Volker (2002): Spezifische Kohlendioxidemissionen verschiedener Brennstoffe. Berlin. Online verfügbar unter <http://www.volker-quaschnig.de/datserv/CO2-spez/index.php>.
- [SRP2013] Hasselmann, Maike (2013): SmartRegion Pellworm - Kleine Insel setzt auf erneuerbare Energie. Fraunhofer UMSICHT. Online verfügbar unter <http://www.umsicht.fraunhofer.de/de/pressemedien/pressemitteilungen/2013/smartregion-pellworm.html>.
- [STADL2005] Stadler, Ingo (2005): Demand Response. Nichtelektrische Speicher für Elektrizitätsversorgungssysteme mit hohem Anteil erneuerbarer Energien. Habilitation.
- [STÖTZ2012] Stötzer, Martin (2012): Demand Side Integration in elektrischen Verteilnetzen. Potenzialanalyse und Bewertung. 1. Aufl. Magdeburg: Univ. (Res electricae Magdeburgenses, 45).
- [THOMA2007] Thoma, Malte Christian (2007): Optimierte Betriebsführung von Niederspannungsnetzen mit einem hohen Anteil an dezentraler Erzeugung. Zürich.
- [TRY2011] Deutscher Wetterdienst (DWD) (2011): Testreferenzjahre von Deutschland für mittlere und extreme Witterungsverhältnisse (TRY). Bonn.
- [UBA2013] Umweltbundesamt (2013): Entwicklung der spezifischen Kohlendioxid-Emissionen des deutschen Strommix 1990-2011 und erste Schätzungen 2012. Dessau-Roßlau.
- [URENE2012] Meinberg, Thomas; Drebes, Christoph; Hesse, Ulrike; Mahlke, Deborah; Schoch, Christiane; Sieber, Sandra et al. (2012): UrbanReNet. Vernetzte regenerative Energiekonzepte im Siedlungs- und Landschaftsraum. Hg. v. Fachbereich Architektur - Fachgebiet Entwerfen und energieeffizientes Bauen. TU Darmstadt.
- [VDE2012] Apel, Rolf; Aundrup, Thomas; Buchholz, Bernd; Domels, Hans Peter; Funke, Stefan; Gesing, Thomas et al. (2012): Demand Side Integration. Lastverschiebungspotenziale in Deutschland ; ein notwendiger Baustein der Energiewende ; Gesamttext. Frankfurt am Main: VDE-ETG (VDE-Studie).