

Einbindung überschüssiger Windenergie bei der Energieversorgung von Wohnquartieren

Mathias Vogel, Tobias Goschin, Robert Flassig*

*Brandenburg University of Applied Sciences, Brandenburg a. d. Havel, BRB 14770 Germany (Tel: +49 3381 355-377; e-mail: robert.flassig@th-brandenburg.de)

Kurzfassung: Diese Studie untersucht die Nutzung von überschüssiger Windenergie zur Deckung von Strom-, Wärme- und Kältebedarf. Es wird aufgezeigt, welche Wirkung techno-ökonomische Parameter - insbesondere Preisgestaltung der Energiebezugstarife und Verfügbarkeit überschüssiger Windenergie - auf eine wirtschaftliche Nutzung von Windspitzenstrom haben.

Keywords: Wärmespeicherung, Kältebedarf, überschüssige Windenergie, Power-to-Heat; Sektorenkopplung; Energiesystemmodellierung, Dual-Tarif

1 Motivation

Erneuerbare, CO₂-freie Energie wird national und international zum Großteil durch Windkraft und Photovoltaik bereitgestellt Umweltbundesamt (2022). Dabei ist eine der größten Herausforderungen, Leistungs- und Lastspitzen zeitlich, räumlich und in der Amplitude zu synchronisieren. Gleichzeitig muss die Stabilität des Energieversorgungsnetzes gewährleistet werden. Typischerweise wird Überschussleistung aus Wind- und Sonnenkraft auf Basis des EEG (Erneuerbare-Energien-Gesetz) abgeregelt und die entsprechenden Ausfallkosten erstattet. Dies steht jedoch im Widerspruch zu den nationalen und internationalen Klimazielen.

2 Hintergrund und Inhalt

Frühere Studien haben die Nutzung von überschüssiger Windenergie untersucht. Bareiß (2020) vergleicht die konventionelle Gebäudesanierung mit der Einführung von Power-to-Heat-Technologien als Mittel zur Reduzierung der CO₂-Emissionen im Wärmesektor. Die Arbeit zeigt, dass Regionen mit einem dominanten Anteil an überschüssiger Windenergie in Kombination mit Power-to-Heat dazu beitragen können, die CO₂-Emissionen im kommunalen Wärmesektor stark zu reduzieren. Liu et al. (2017) konzentrieren sich in ihrer Arbeit auf die Ladekoordination von Elektrofahrzeugen aus überschüssiger Windenergie mit einem dualen Tarifsystem. Die Ergebnisse zeigen, dass die überschüssige Windenergie über einen langen Zeithorizont vollständig genutzt werden kann.

Ziel dieser Studie ist es, die Energieversorgung, d.h. Raumwärme und -kälte aus elektrischer Energie via Wärmepumpe und den direkten Strombedarf von Wohnquartieren in urbanen Gebieten mit überschüssiger Windenergie (ungenutzte Windspitzen), in Abhängigkeit vom Importpreis für Windspitzenstrom in Deutschland zu untersuchen. Zu diesem Zweck wurde ein bestehendes Mehrfamilienhaus mit einem dynamisch-zeitlichen techno-ökonomischen Modell am Standort Potsdam modelliert. Das Modell berücksichtigt drei Stromtarife: Netzbezug

(0.298 € Energiepreis), Wärmepumpenbezug (0.216 € Energiepreis, unter Berücksichtigung von 3 x 2 Stunden Abschaltzeit pro Tag) und Windspitzenbezug (Preis relativ zum Netzbezug, siehe Preisverhältnis Gl. (1)), wobei letzterer Energie aus Windüberschuss darstellt. Abhängig von der Windspitzenabnahme werden die Windspitzenauslastung, der Deckungsgrad und die Energiegestehungskosten mit Hilfe der technisch-ökonomischen Optimierung analysiert.

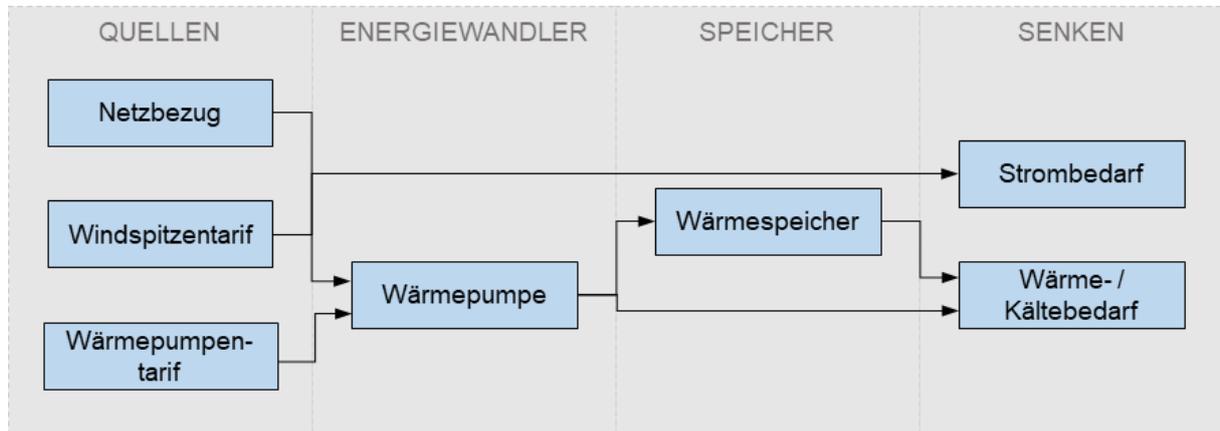


Abbildung 1. Schema des Energiesystems - ein Mehrfamilienhaus dargestellt über den entsprechenden Wärme-, Kälte- und Strombedarf in Deutschland, Daten aus Kunz et al. (2017).

3 Methodik

Das Energiesystem wird mit dem Open-Source-Framework FINE modelliert und optimiert [Welder et al. (2018)]. Elemente des Modells sind Energiequellen, Umwandlungstechnologien, Energiespeicher (Betonkernspeicher) und Energiesenken (siehe Abbildung 1), [Zhan et al. (2022)]. Für ein gegebenes Windspitzenleistungsprofil wird eine Minimierung der jährlichen Gesamtkosten in Abhängigkeit von der verfügbaren Windspitzenleistung und dem Windspitzenpreis unter Berücksichtigung technischer und wirtschaftlicher Randbedingungen durchgeführt. Das Windspitzenprofil wird aus einem Referenzprofil in Deutschland [Kunz et al. (2017)] abgeleitet, wobei eine Grundlastabschaltung von 60 %, wie sie in Deutschland typisch ist, verwendet wird (siehe Abbildung A1). Dazugehörige Lastprofile wurden von Kunz et al. (2017) und Hilligweg, Hofmann (2013) übernommen und auf stündlicher Basis verarbeitet. Die Daten sind auf ein Mehrfamilienhaus in Potsdam, Deutschland, skaliert. Optimiert wird der Strommix aus Netzbezug, Wärmepumpentarif oder Windspitzentarif.

4 Ergebnisse

Die Ergebnisse wurden bei drei Leistungsverhältnissen von maximaler Stromlast aus Wärmebedarf zu maximaler installierter Windleistung berechnet ($1 \text{ kW}_{\text{el}} \text{ für th} : 10 \text{ kW}_{\text{el}} / 100 \text{ kW}_{\text{el}} / 1000 \text{ kW}_{\text{el}}$). Das Preisverhältnis Π ist in den Abszissen der Diagramme angegeben und wurde berechnet als

$$\Pi = \frac{\text{Windspitzentarif}}{\text{Netzbezugstarif}} \quad (1)$$

Der Spitzenverbrauch σ ist das Verhältnis zwischen dem genutzten Spitzenstrom und dem verfügbaren Spitzenstrom wie in Gleichung (2) abgebildet. Der Spitzenverbrauch gibt an, wie viel überschüssige Windenergie genutzt werden kann

$$\sigma = \frac{\text{verwendete Spitzenleistung}}{\text{verfügbare Spitzenleistung}} \quad (2)$$

Mit Gleichung (3) kann der Deckungsgrad δ berechnet werden. Der Deckungsgrad gibt an, inwieweit der Bedarf des Mehrfamilienhauses an Wärme, Kälte und Strom in einem bestimmten Zeitraum mit dem Spitzentarif gedeckt werden kann. Je höher der Deckungsgrad ist, desto weniger Netzimport ist notwendig.

$$\delta = \frac{\text{verwendete Spitzenleistungsmenge}}{\text{gesamter Stombedarf}} \quad (3)$$

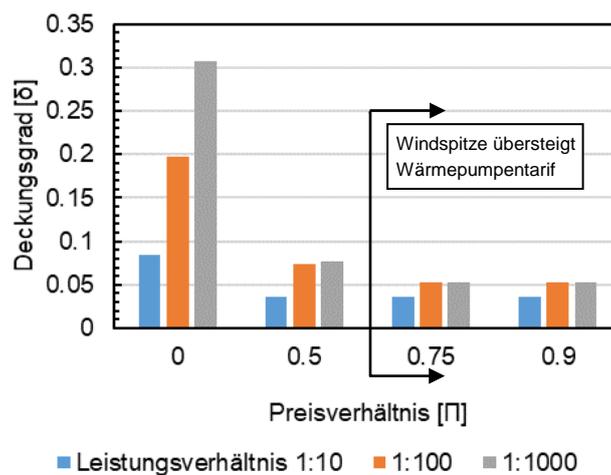


Abbildung 2. Deckungsgrad als Funktion des Preisverhältnisses und des verfügbaren Windüberschusses bei einer Kappung der Windleistung auf 60 % (siehe Abbildung A1). (Bei niedrigen Spitzenpreisen und hohen Leistungsverhältnissen (hoher Windüberschuss) kann ein hoher Anteil des Strombedarfs wirtschaftlich durch den Spitzenwindtarif gedeckt werden.

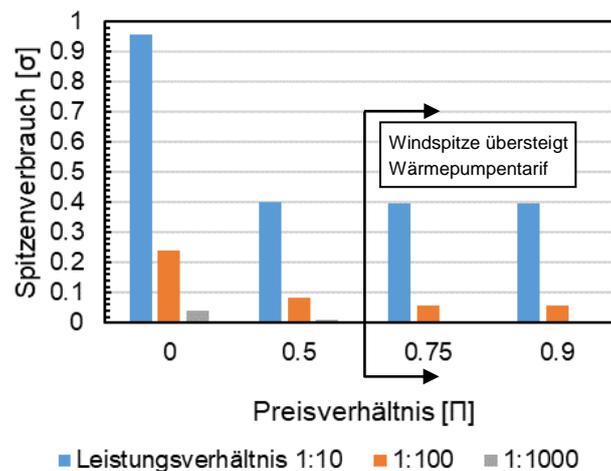


Abbildung 3. Einfluss des Spitzenverbrauchs als Funktion des Preisverhältnisses und des verfügbaren Windüberschusses bei einer Abschaltung des Windangebots bei 60 % (siehe Abbildung A1). Hinweis: Je kleiner das Leistungsverhältnis ist, desto mehr Spitzenleistung wird verbraucht, da weniger Windspitzenleistung zur Deckung eines bestimmten Energiebedarfs verfügbar ist. Die Verringerung des Spitzenverbrauchs in Abhängigkeit vom Preisverhältnis ist das Ergebnis einer wirtschaftlichen Optimierung.

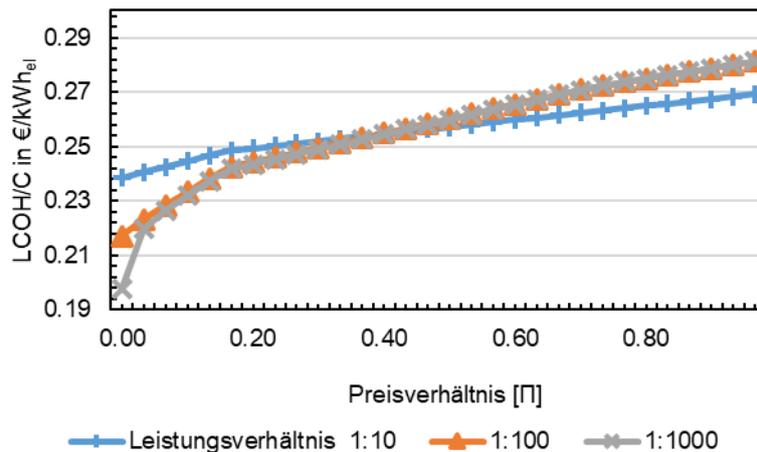


Abbildung 4. Stromgestehungskosten für den reinen Wärme- und Kältebedarf (€/kWh_{el}) in Abhängigkeit vom Preisverhältnis Wind bei einer Deckelung der Windkraft bei 60 % (siehe Abbildung A1).

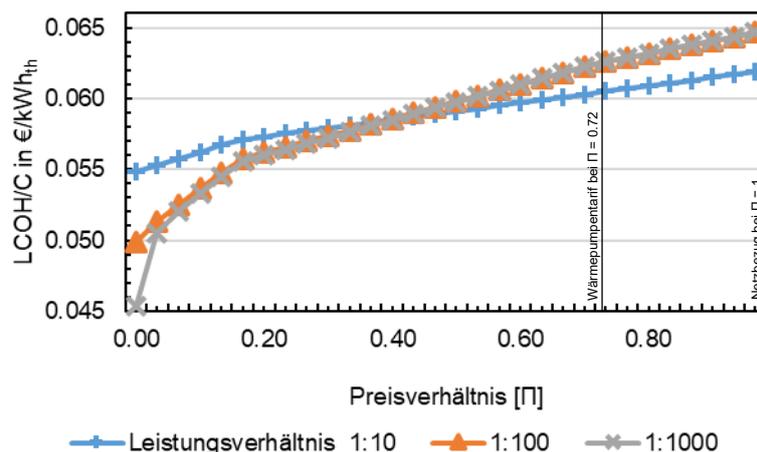


Abbildung 5. Gestehungskosten der Wärme- und Kälteversorgung (€ / kWh_{th}) in Abhängigkeit vom Preisverhältnis Wind bei einer Deckelung der Windleistung auf 60% (siehe Abbildung A1).

Die Ergebnisse zeigen, dass bei einem Preisverhältnis von $\Pi = 0$ und einem Leistungsverhältnis von 1:1000 ein Deckungsgrad von bis zu 30 % erreicht werden kann (Abbildung 2). Dies deutet darauf hin, dass die Nutzung von Energie aus überschüssigem Wind wirtschaftlich gut möglich und relevant für die Deckung des Energiebedarfs ist. Dies gilt insbesondere für Standorte mit einem Windstromangebot und Wärme-/Kältebedarf im Verhältnis von 1:100 und mehr (siehe Abbildung 3). Ausgehend von $\Pi = 0.75$ sinkt δ für die drei betrachteten Leistungsverhältnisse in einen konstanten Bereich von 2 - 5 % ab, was aus dem wirtschaftlichen Vorteil des Wärmepumpentariffs bei $\Pi = 0.73$ resultiert, der jedoch durch die Einschränkung von 6 h Abschaltzeit pro Tag begrenzt ist.

Abbildung 4 veranschaulicht die Auswirkung des Wind-Peak-Tarifs auf die Stromgestehungskosten, die auf den Heiz- und Kühlbedarf beschränkt sind, der aufgrund der thermischen Speicherkapazitäten den größten Teil des Wind-Peak-Imports ausmacht. Abbildung 5 veranschaulicht die nivellierten Kosten nur für Heiz- und Kühlenergie. Bei einem niedrigen Windspitzenpreis im Verhältnis zum Netzbezugspreis (kleines Π) ist das wirtschaftliche Potenzial eines Windspitzenpreises für Verbraucher und Erzeuger zu erkennen (Abbildung 4, 5).

5 Zusammenfassung

In dieser Studie wurde das Potenzial der Windüberschussnutzung untersucht. Windüberschüsse machen etwa 40 % der ungenutzten Kapazitäten der installierten Windkraft in Deutschland aus (Bundesnetzagentur 2020). Solche Windüberschüsse können wirtschaftlich nur für energetische Prozesse genutzt werden, die ad hoc energiewirtschaftlich nutzbar oder speicherbar sind. Folglich ist die Produktion von grünen Brennstoffen, einschließlich Wasserstoff, auf der Basis von Windenergieüberschüssen unwirtschaftlich. Stattdessen wurde die Nutzung des Wärme-, Kälte- und Strombedarfs in Wohnquartieren auf der Basis von Wärmepumpen- und Speichersystemen analysiert. Es konnte aufgezeigt werden, dass eine Anwendung des Wind-Peak-Tarifs wirtschaftlich darstellbar ist.

Darüber hinaus kann die Netzstabilität lokal von der Windspitzenvergütung profitieren. Da die potenzielle Nutzung von Windspitzenstrom durch die Anforderungen an die Netzstabilität technisch begrenzt ist, kann ein solcher Tarif nur regional angewendet werden, wo dies möglich ist. Um dies zu berücksichtigen, wurde die Analyse für drei verschiedene Leistungsverhältnisse durchgeführt, um ländliche Gebiete mit geringem, mittlerem oder hohem Anteil an installierter Windkraft im Verhältnis zum Energiebedarf darzustellen. Neben den positiven Stabilitätseffekten würde eine CO₂-Bepreisung die Attraktivität des Windspitzenstromtarifs weiter erhöhen. Die CO₂-Bepreisung wurde in dieser Studie aus Gründen der Klarheit jedoch nicht berücksichtigt. Diese sollte allerdings bei der Ausgestaltung eines Wind-Peak-Tarifs im gesamten Energieversorgungsmarkt berücksichtigt werden. Zusammenfassend lässt sich sagen, dass die Nutzung von Windpeaks in der Wärme-, Kälte- und Stromversorgung von Wohnquartieren aufgrund der positiven Auswirkungen auf die Stabilität des Stromnetzes, der CO₂-Reduktion und der zusätzlichen Erzeugung von Ökostromkapazitäten wirtschaftlich machbar und attraktiv ist. Wichtig ist zu bemerken, dass diese Kapazitäten nicht in Konkurrenz zur grünen Energieerzeugung wie beispielsweise Wasserstoff stehen. Weitere Studien sollten die Nutzung der fluktuierenden grünen Energieversorgung ausweiten und andere fluktuierende erneuerbare Energiequellen wie Photovoltaik mit betrachten.

6 Referenzen

- Bareiß, K. (2020). Potential of power-to-heat from excess wind energy on the city level. *Energy Sources, Part B: Economics, Planning, and Policy*, 15(1), 26-43.
- Bundesnetzagentur (2020). Quartalsbericht Netz- und Systemsicherheit - Erstes Quartal 2020. Bonn.
- Hilligweg, A., Hofmann, P. (2013). Vordimensionierung von Kaltespeichern auf der Grundlage von Gebaudelastprofilen. *Sonderdruck / Schriftenreihe der Georg-Simon-Ohm-Hochschule*, Nurnberg
- Kunz, F. et al. (2017). Reference Data Set: Electricity, Heat, and Gas Sector Data for Modeling the German System (1.0.0) [Data set]. Zenodo. <https://doi.org/10.5281/zenodo.1044463>.
- Liu, P. et al. (2017). PEV charging coordination to absorb excess wind energy via group differentiated dual-tariff schemes. *Electric Power Systems Research*, 151, 208-217.
- Umweltbundesamt (2022). Erneuerbare Energien in Zahlen. Dessau-Rolau, <https://www.umweltbundesamt.de/themen/klima-energie/erneuerbare-energien/erneuerbare-energien-in-zahlen#uberblick>.
- Welder, L. et al. (2018). Spatio-temporal optimization of a future energy system for power-to-hydrogen applications in Germany. *Energy*, 158, 1130-1149.
- Zhan, S. et al. (2022). Distributionally robust chance-constrained flexibility planning for integrated energy system. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 135, 107417.

Anhang

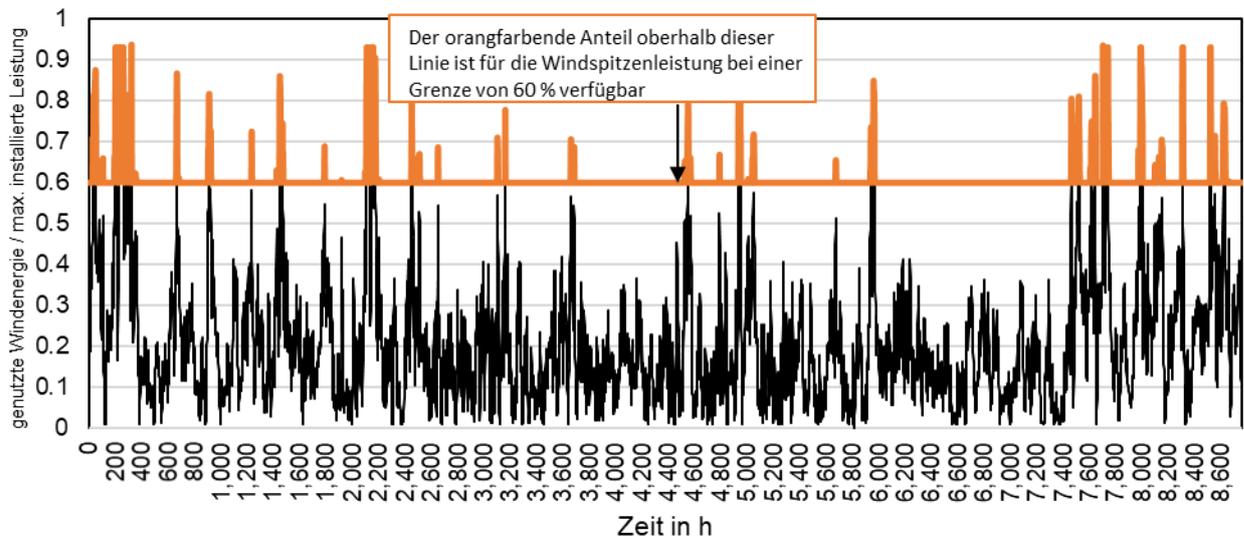


Abbildung A1. Windangebot in Schwarz für das modellierte Referenzjahr und abgeleitetes Windspitzenangebotsprofil (orange) bei 60 % Windstromangebot relativ zur maximal installierten Windkapazität. Referenzdaten aus Kunz et al. 2017.

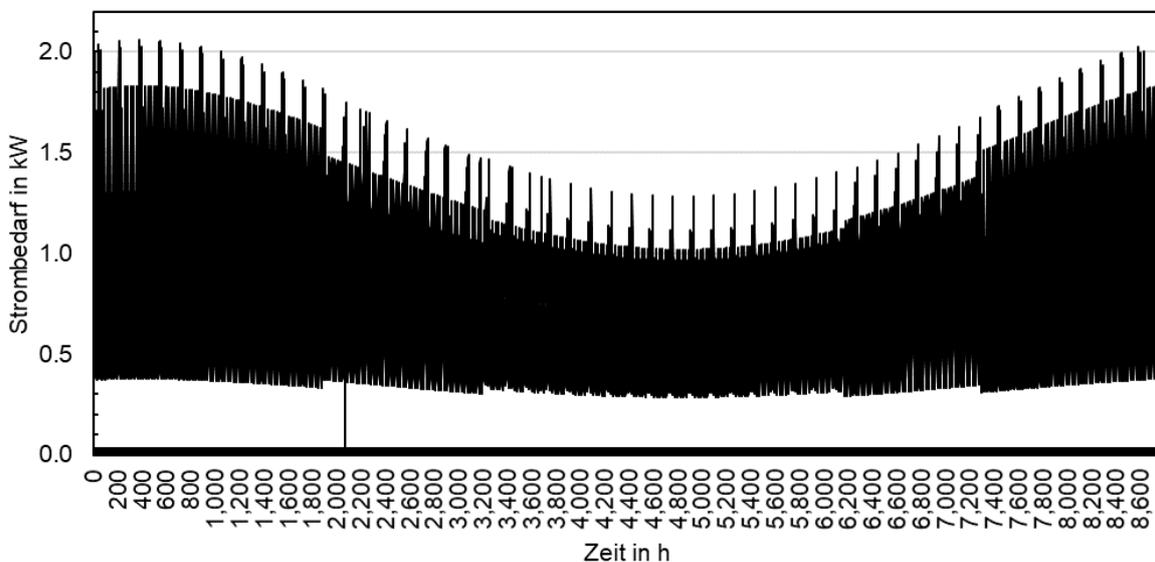


Abbildung A2. Elektrizitätsnachfrage für das modellierte Referenzjahr. Referenzdaten aus Kunz et al. 2017.

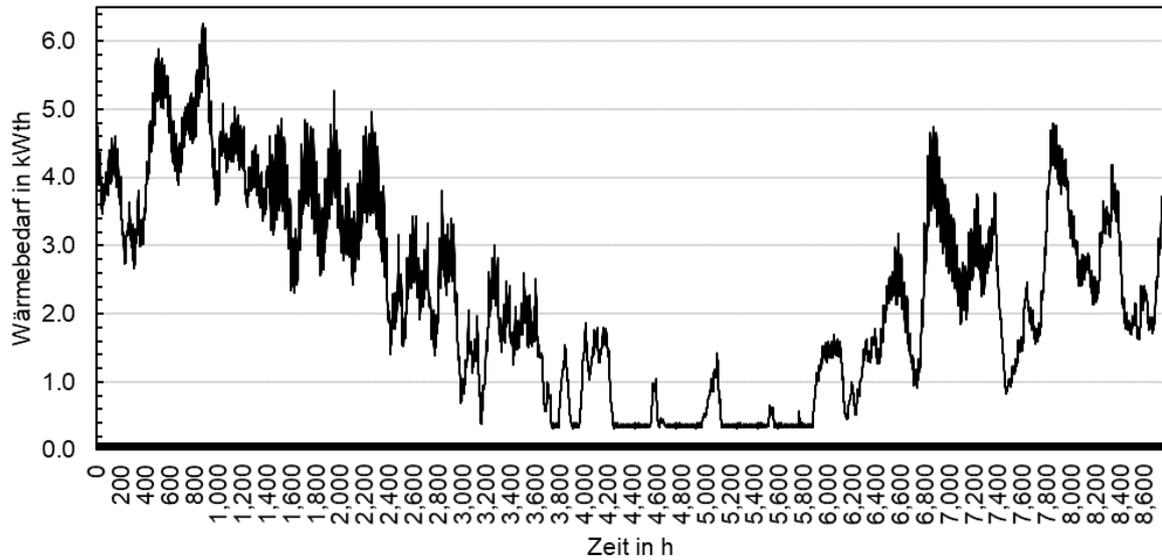


Abbildung A3. Wärmebedarf für eine Wohnung mit 4 Haushalten für das modellierte Referenzjahr. Referenzdaten aus Kunz et al. 2017.

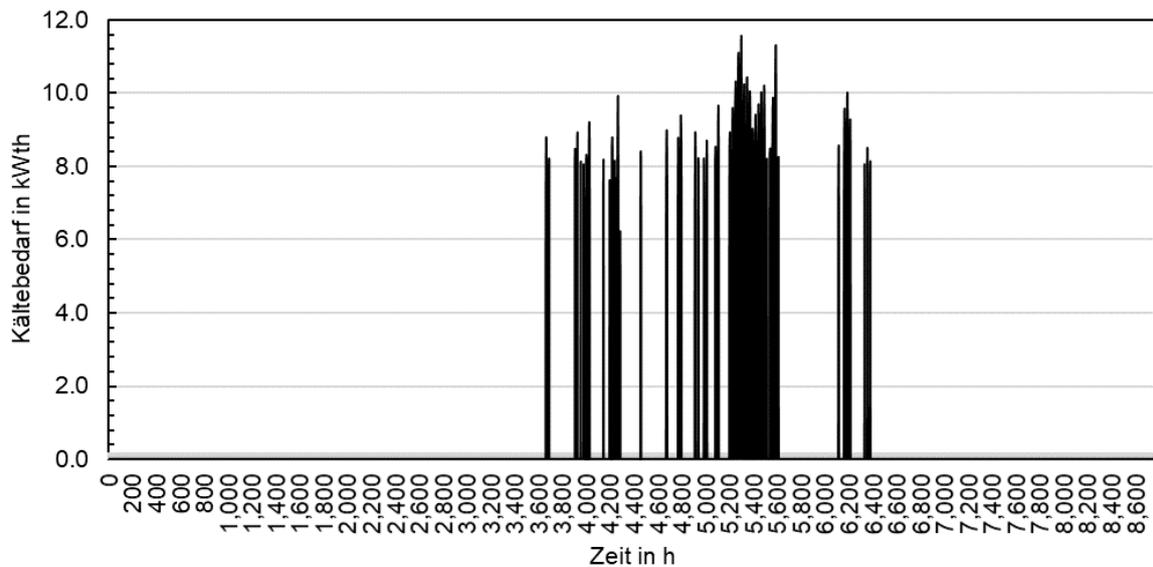


Abbildung A4. Kältebedarf für das modellierte Referenzjahr. Referenzdaten zusammengestellt für Potsdam, Deutschland, basierend auf einem täglichen Kältebedarfsprofil aus Hilligweg und Hofmann (2013).

Tabelle A1. Relevante techno-ökonomische Parameter.

Technology	Parameter	Value	Unit
electricity import grid	Commodity Cost	0.298	€/kWh _{el}
heat pump tariff	Commodity Cost	0.216	€/kWh _{el}
heat pump	CAPEX	157.89	€/kW _{th}
	OPEX	0.02 · CAPEX	€/kW _{th}
heat storage seating	CAPEX	0.26	€/kW _{th}
	Economic lifetime	50	years
	Self-discharge	0.01	%
heat storage concrete core	CAPEX	1.3	€/kW _{th}
	Economic lifetime	50	years
	Self-discharge	0.01	%