

# Nutzung von Abwärme und erneuerbarer elektrischer Energie mit einer Hochtemperaturwärmepumpe gekoppelt mit einem thermischen Speicher

Oehlmann, C.<sup>1)</sup>, Jansen, K.<sup>1)</sup>, Meyer L.<sup>1)</sup>

<sup>1)</sup> Hochschule Hannover, IVEK Institut für Verfahrenstechnik, Energietechnik und Klimaschutz  
 Ricklinger Stadtweg 120, 30459 Hannover; lutz.meyer@hs-hannover.de

## Kurzfassung

Hochtemperaturwärmepumpen (HTHP), die Abwärme als Wärmequelle nutzen, sind eine gute Möglichkeit für eine effiziente, kohlenstofffreie Prozesswärmeversorgung bis 150 °C. Die Kombination mit thermischen Speichern erhöht die Flexibilität des Systems und erlaubt die HTHP mit verfügbarer erneuerbarer Energie zu betreiben, Zeiten niedriger Stromkosten zu nutzen und den Spitzenlastbedarf zu reduzieren (Peak Shaving). Da Wärmepumpen aber mit kleinen Temperaturspreizungen arbeiten, lassen sie sich nicht gut mit sensiblen thermischen Speichern kombinieren. Für die Kombination mit der HTHP wird ein Speichersystem mit Thermalöl und elektrischem Erhitzer, der den Speicher auf über 300 °C heizen kann, vorgeschlagen. Die Simulation zahlreicher Varianten zeigt, dass das System kombiniert mit erneuerbaren Energien ein erhebliches Potential für die Reduzierung von CO<sub>2</sub>-Emissionen und den Bezug von Netzstrom hat.

*Schlagerworte: Hochtemperaturwärmepumpe, Abwärme, thermischer Speicher, Thermalöl*

Tab. 1: Nomenklatur

Abkürzungen		Abkürzungen	
COP	coefficient of performance	OT	operation time
EX	excess energy	OTC	over the counter
HE	heater (electric)	PV	Photovoltaik
HTF	heat transfer fluid	SG	steam generator
HTHP	high temperature heat pump	TES	thermal energy storage
GR	grid	TMY	typical meteorological year
LCOE	levelized cost of electricity		

## 1 Einleitung

Im Rahmen der Defossilierung der Energiewirtschaft wird auch die Bereitstellung von Prozesswärme in Unternehmen zunehmend von fossilen Energieträgern zu erneuerbaren umgestellt. Der politisch unterstützte Ausbau der Nutzung erneuerbarer Primärenergiequellen mit dem Ziel der Klimaneutralität bis 2045 führt zu neuen Herausforderungen bei der Bedarfsdeckung durch den Wegfall von Grundlastkraftwerken [1] [2]. Die Schwankungen bei der Erzeugung durch erneuerbare Energien führen voraussichtlich zu einer größeren Volatilität der Bezugspreise für elektrische Energie [3].

Die Elektrifizierung der Prozessdampfproduktion in Unternehmen soll die Nutzung von fossilen Energieträgern vermeiden und damit zur Defossilierung beitragen. Zur Reduzierung des Bezugs von Netzstrom und Emissionen wird im Folgenden ein Konzept zur Bereitstellung von Prozesswärme durch die Kopplung von lokal installierter Leistung durch erneuerbare Energien mit einer Hochtemperaturwärmepumpe (HTHP) und einem sensiblen ther-

mischen Energiespeicher (TES) untersucht. Dadurch sollen Flexibilität und Kapazität zum Überbrücken von Versorgungslücken und kurzfristigen Strompreisanstiegen für die Bereitstellung von Prozessdampf gewonnen werden. Die Wirtschaftlichkeit des Systems ist ein wichtiger Untersuchungsgegenstand, um die Attraktivität der Umstellung herauszuarbeiten.

## 2 Konzeptbeschreibung

Bereits abgeschlossene Untersuchungen haben gezeigt, dass eine Kopplung von einer HTHP und einem sensiblen TES aufgrund der geringen Temperaturspreizung der Wärmepumpe nicht erfolversprechend ist. Für einen wirtschaftlichen Nutzen dieses Konzepts müsste der TES mit Thermalöl (HTF) als Speichermedium eine nicht umsetzbare Größe annehmen [4]. Deshalb wird in dem hier untersuchten Konzept das Laden des HTF-Speichers durch einen elektrischen Erhitzer realisiert, der ein Temperaturniveau von über 300 °C ermöglicht und mithilfe von verfügbarer selbsterzeugter, erneuerbarer elektrischer Energie und günstig zuzukaufendem Netzstrom

aus Überproduktion gespeist wird. In Abb. 1 wird das

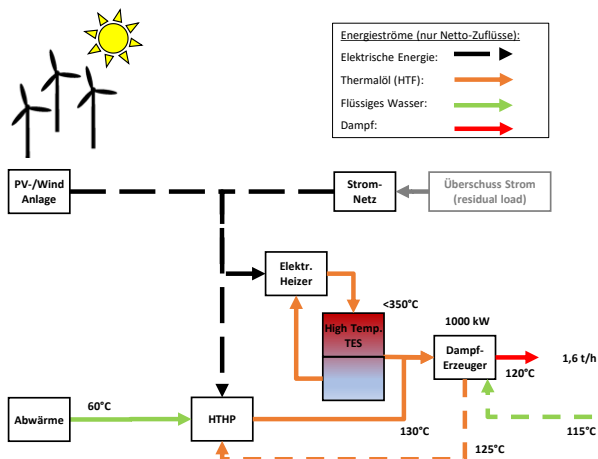


Abb. 1: Konzeptskizze des Modells

Es wird als Grundlage für das Szenario ein nicht näher spezifiziertes Unternehmen angenommen, in dessen Betrieb Prozessdampf benötigt wird. Für den Betrieb der HTHP wird die Abwärme des Prozesses und andere Quellen genutzt, um das HTF auf ein Temperaturniveau von 130 °C zu erwärmen. Es steht immer ausreichend Abwärme für die HTHP zur Verfügung. Die installierte Leistung der erneuerbaren Energien ist so dimensioniert, dass die HTHP, bezogen auf ein Jahr, bilanziell autark betrieben werden kann. Sinkt die durch sie gelieferte Leistung ab, wird die erforderliche Differenz dem Netz entnommen. Der durch die installierte Leistung erzeugte Eigenstrom wird mit dem Netzstrom zusammengeführt bzw. je nach Betriebsart parallel genutzt. Die thermische Leistung der HTHP ist so dimensioniert, dass sie den Dampferzeuger (SG) speisen kann. Wird selbsterzeugter erneuerbarer Strom nicht genutzt oder steht günstiger Überschuss-Strom aus dem Stromnetz zur Verfügung, wird der TES zudem mit dem elektrischen Heizer bis zu einem Temperaturniveau von 350 °C geladen. Wenn durch die erneuerbaren Energien ausreichend elektrische Energie geliefert wird, wird der SG durch die HTHP betrieben. Kann die HTHP durch die erneuerbaren Energien nicht ausreichend versorgt werden, wird thermische Leistung durch den TES zugeführt, wenn dieser geladen ist. Erst wenn die Entladeleistung des TES nicht ausreicht oder er entladen ist, wird thermische Leistung durch die HTHP mithilfe von Netzstrom ergänzt. Der TES ist entladen, sobald ein Temperaturniveau des HTF von 140 °C unterschritten wird. Der vollgeladene Speicher ermöglicht mehr als eine Stunde Volllastbetrieb des Dampferzeugers.

### 3 Modellierung und Simulation

Die Parameter für die Simulation sind in Tab. 2 aufgelistet. Für die Modellierung wird eine Wärmeleistung des Dampferzeugers von 1 MW angenommen. Dieser Wärmestrom muss während der Betriebszeiten an 5 Tagen

pro Woche und 12 Stunden pro Tag zur Prozessdampfproduktion bereitgestellt werden.

Tab. 2: Parameter der Komponenten für die Simulation

Teilsystem	Parameter
SG	$\dot{Q}_{SG} = 1 \text{ MW}$ $\tau_{SG} = 3120 \text{ h/a}$
HTHP	$\dot{Q}_{out\_HTHP} = 1 \text{ MW}$ $t_{max\_out\_HTHP} = 130 \text{ °C}$ $\eta_{ex\_HTHP} = 0,5$
TES	$t_{max\_TES} = 350 \text{ °C}$
HTF	Therminol VP1
PV	$m_{HTF} = 10 \text{ 000 kg}$ $P_{p\_PV} = 1340 \text{ kWp}$
Wind	$P_{Wind} = 600 \text{ kW}$
Ort und Wetterdaten	Düsseldorf, TMY (hourly)

Die thermische Leistung der HTHP wird anhand des Dampferzeugers ausgelegt, sodass sie bei entladem TES den Betrieb des SG deckt. Es wird ein exergetischer Wirkungsgrad der Wärmepumpe von 0,5 angenommen. Für den Wirkungsgrad gelte:

$$\eta_{ex\_HTHP} = \frac{COP_{HTHP}}{COP_{Carnot\_HTHP}} \quad Gl. 1$$

Mit der Annahme eines COP der HTHP von 3 ergibt sich die erforderliche installierte Leistung. Zur Erfüllung der bilanziellen Autarkie wird dabei das typical meteorological year (TMY) nach PVGIS [5] für den Standort Düsseldorf berücksichtigt. Es ergibt sich damit eine erforderliche installierte PV-Nennleistung von 1340 kWp. Bei Annahme einer typischen Leistung von 0,31 kWp pro Modul und einer Modulfläche von 1,6 m<sup>2</sup> [6] entspricht dies einer überbauten Fläche von ca. 6912 m<sup>2</sup>. Für die im Folgenden durchgeführten Berechnungen unterschiedlicher Varianten wird auch eine Windkraftanlage mit näherungsweise gleicher Erzeugung pro Jahr zum Vergleich verwendet. Dazu werden vier Kleinanlagen mit 150 kW Leistung angenommen. Das Produkt GARBÍ 150/28 des spanischen Herstellers Electria Wind wird exemplarisch ausgewählt [7]. Die Anlage hat einen Rotordurchmesser von 28 m und im Modell eine Nabenhöhe von 40 m, sodass eine Installation auf dem Firmengelände vorbehaltlich der Genehmigung theoretisch möglich wäre.

Für die Ermittlung der Datenbasis zum Vergleich der untersuchten Varianten in Bezug auf die Kosten für elektrische Energie werden die Stromgestehungskosten (LCOE) für die erneuerbaren Energien einer Studie entnommen [8]. Die Kosten der PV-Anlage werden aufgrund der Größe und Dachmontage als durchschnittlich und die der Windkleinanlagen als überdurchschnittlich angenommen. Die Preise für zuzukaufenden Netzstrom und günstigen Überschuss-Strom werden der Datenbank SMARD [9] der Bundesnetzagentur (BNetzA) und den OTC-Angeboten für Großkunden entnommen [10]. Die

Kosten für den Bezug aus dem Stromnetz werden abgeschätzt. Die Höhe der CO<sub>2</sub>-Emissionen wird einer Veröffentlichung der Cambridge University entnommen [11] [12]. Diese Parameter sind in Tab. 3 dargestellt:

Tab. 3: Parameter Kosten und Emissionen für elektrische Energie

Elektrische Energie	$c_W$ in €/kWh	$em_W$ in gCO <sub>2</sub> /kWh
Stromnetz	0,25	485
PV	0,07	50
Wind	0,08	10
Überschuss Strom	<0,10	485

Zur konservativen Abschätzung und wegen der schlechten Datenlage wird die Annahme getroffen, dass die Emissionen durch die Nutzung von Überschuss-Strom gleich der Emissionen des aus dem Netz entnommenen Strommixes seien. Da dieser Strom häufig aus erneuerbaren Energien stammt, handelt es sich also um eine „worst case“ Betrachtung.

In Tab. 4 wird die Kombination der Teilsysteme der eingeführten Benennung für die untersuchten Varianten zugeordnet:

Tab. 4: Erläuterung der Varianten in der Simulation

Varianten	Bemerkung
V_0	HThP only
V_1	HThP + PV
V_2	HThP + PV + TES
V_3	HThP + Wind + TES
V_2b	HThP + 2 PV + TES
V_4	HThP + PV + TES + EX
V_5	HThP + PV + Wind + TES

Die installierte Leistung erneuerbarer Erzeuger wird variiert und in Kombinationen mit und ohne TES und verfügbarem Überschuss-Strom gebracht. Die daraus folgenden Kennwerte für die Varianten sind in Tab. 5 aufgelistet. Die Verwendung von Überschuss-Strom ist nur bei Variante 4 vorgesehen. Die Häufigkeit des Auftretens eines Strompreises von weniger als 0,10 €/kWh betrug nach Auswertung der stündlich gemittelten Großhandelspreise (Day-Ahead) für das Marktgebiet DE/LU [9], die durch die BNetzA publiziert werden, für das Jahr 2022 1362 h/a. Innerhalb dieser Zeit wird der Überschuss-Strom durch den Erhitzer zum Laden des TES verwendet.

Tab. 5: Kennwerte der Varianten

Varianten	Speicher- masse	PV in MWp	Wind in MW	Übersch. Strom in (h/a)
V_0	keine	0	0	Nein
V_1	keine	1,34	0	Nein
V_2	10000 kg	1,34	0	Nein
V_3	10000 kg	0	0,6	Nein
V_2b	10000 kg	2,68	0	Nein
V_4	10000 kg	1,34	0	1320
V_5	10000 kg	1,34	0,6	Nein

Zur Abschätzung der jährlichen Gesamtkosten werden die Investitionskosten für den TES zu 250 000 € und für das HTF zu 50 000 € angenommen. Bei einer Lebensdauer des TES von 20 Jahren, keinem Restwert nach der Lebensdauer und einem kalkulatorischen Zinssatz von 5 % entstehen so stark vereinfacht angenommene jährliche Kosten von 22 500 €/a.

Die Simulation wird in der Software Epsilon Professional V16.02 des Entwicklers Iqony Solutions GmbH durchgeführt. Es werden Zeitreihen für ein ganzes Jahr in stündlicher Auflösung berechnet.

#### 4 Ergebnisse

Im Folgenden werden die Simulationsergebnisse der Zeitreihen exemplarisch an zwei charakteristischen Wochen dargestellt und erläutert:

In Abb. 2 ist der stündlich aufgelöste Verlauf der Zeitreihenberechnung jeweils einer Woche für die Monate Januar und Juni/Juli dargestellt. Diese Zeiträume werden zur Veranschaulichung des Ergebnisses ausgewählt. Da im Januar die Gesamtleistung der hier betrachteten PV-Anlage nach dem TMY weit hinter der Nennleistung aufgrund fehlender Sonneneinstrahlung zurückbleibt, wird der TES nur selten geladen. Die im Diagramm angelegte Markierung 1 zeigt den Anstieg der HTF-Temperatur auf den zugelassenen Maximalwert von 350 °C über zwei aufeinanderfolgende Kalendertage, da in diesem Zeitraum der SG keine thermische Leistung abnimmt. Im weiteren Verlauf wird der Maximalwert stets unterschritten. Dem entgegen wird der TES im Juni/Juli auch während der Arbeitsperiode des SG vollständig geladen (Markierung 2), da PV-Leistung ausreichend verfügbar ist. In den Darstellungen für die beiden ausgewählten Wochen ist außerdem der gegensätzliche Verlauf der Größen von bereitgestellter PV-Leistung und dem Stromnetz entnommener Leistung erkennbar.

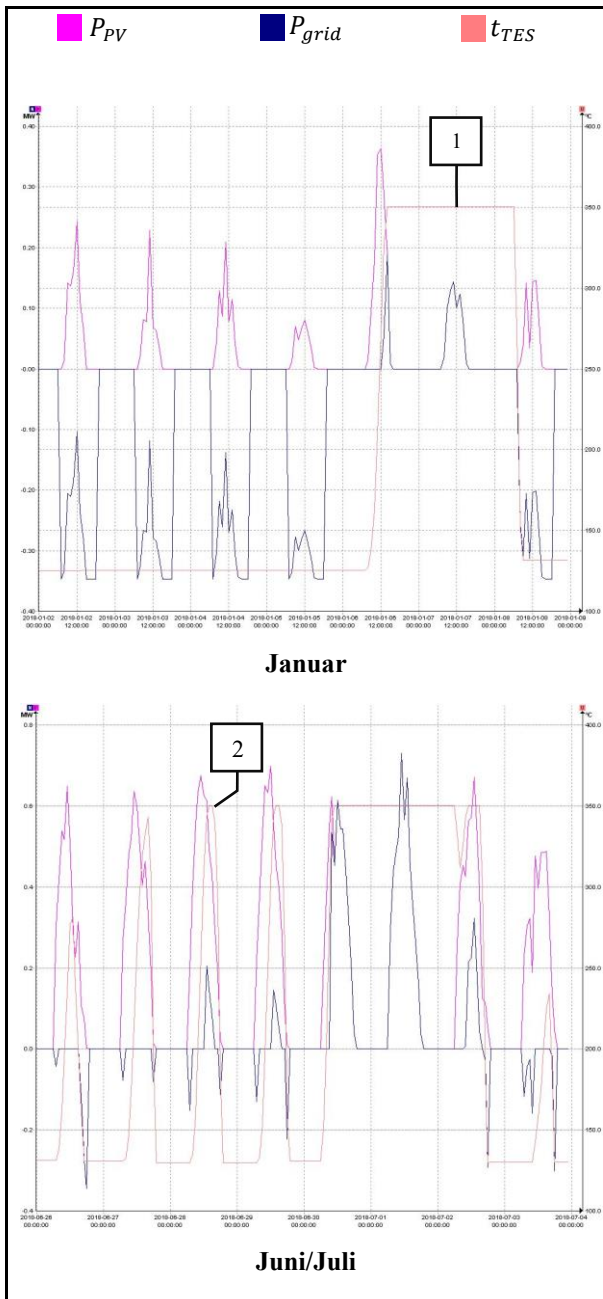


Abb. 2: Charakteristika einer Zeitreihenberechnung exemplarisch für die Monate Januar und Juni/Juli für die Variante 2

In Abb. 3 sind die jährlichen Umsätze elektrischer Energie für die untersuchten Varianten zum Vergleich gegenübergestellt. Da der elektrische Erhitzer ausschließlich mit erneuerbarer Energie und ggf. Überschuss-Strom gespeist wird und dem Aufladen des TES dient, muss mehr elektrische Energie bereitgestellt worden sein, als über die Kopplung von HTHP und SG in Form von thermischer Energie abgenommen wurde. Die jährlichen Ladezeiten des TES sind bei den Varianten 3 und 5 besonders hoch. Da die Windkraftanlagen, die in diesen Varianten enthalten sind, auch außerhalb der Betriebszeiten des SG selbsterzeugte, erneuerbare elektrische Energie liefern, wird bei diesen Varianten der TES häufig in den Nachtstunden vollständig geladen.

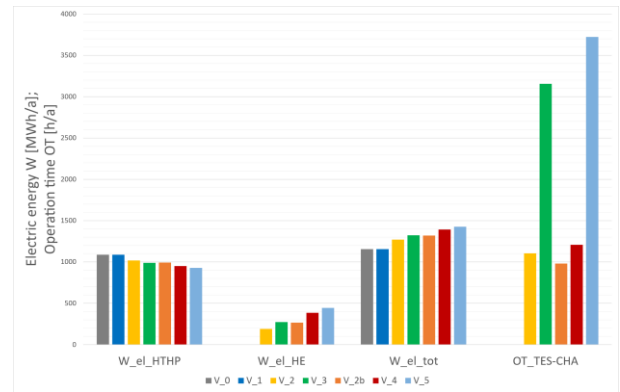


Abb. 3: Jährlicher Umsatz elektrischer Energie und Betriebsdauer TES (Aufladen)

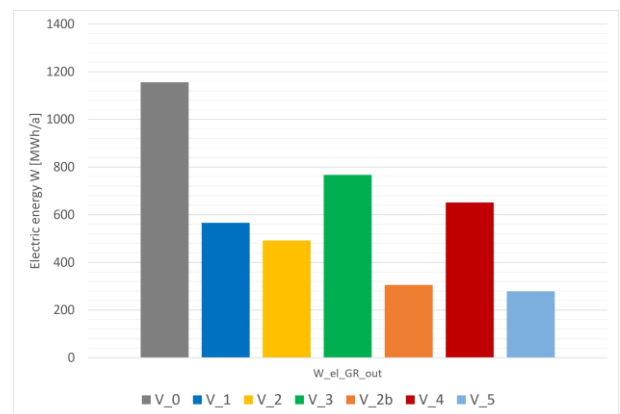


Abb. 4: Jährlicher Bezug elektrischer Energie aus dem Stromnetz

In Abb. 4 ist der jährliche Bezug von elektrischer Energie aus dem Stromnetz der Varianten aufgetragen. Es ist erkennbar, dass der Netzbezug bei Verwendung einer PV-Anlage (V\_1, V\_2, V\_2b, V\_5) um mindestens 51% gegenüber V\_0 reduziert wird. Zudem zeigt der Vergleich von Variante 1 und 2, dass ein sensibler TES zu einer weiteren Reduzierung um 13,1% führt. Der Vergleich der Varianten 2 und 2b zeigt, dass der Grad der Autarkie durch eine größere installierte PV-Leistung um 37,9% erhöht wird. Im Vergleich zu diesen beiden Varianten fällt der Netzbezug bei Verwendung von Windkraftanlagen gleicher jährlicher Erzeugung erheblich größer aus (35,9% mehr als V\_2; 60,2% mehr als V\_2b). Da die Windkraftanlagen unregelmäßig und vor allem auch außerhalb der Betriebszeiten des SG elektrische Leistung liefern, erscheint die Verwendung der PV-Anlage für die Anwendung besser geeignet, da sie im betrachteten Szenario häufiger bedarfsgerecht elektrische Leistung bereitstellt. Dem gegenüber liefern die Windkraftanlagen häufiger dann keine Leistung, wenn sie durch den SG benötigt wird und führen damit zu einem höheren Netzbezug.

Die Varianten 2b und 5 liefern durch die vergleichbare Größe der installierten Leistung ein ähnliches Ergebnis. Die Kombination von PV- und Windkraftanlage der Variante 5 verringert den Netzbezug um 8,8% gegenüber V\_2b, sodass hier ein positiver Effekt durch den Einsatz

verschiedenartiger Stromerzeuger erkennbar ist. Da bei der Variante 4 Überschuss-Strom aus dem Netz entnommen wird, um den TES zu laden, ist hier ein höherer Bezug aus dem Stromnetz aufgetragen.

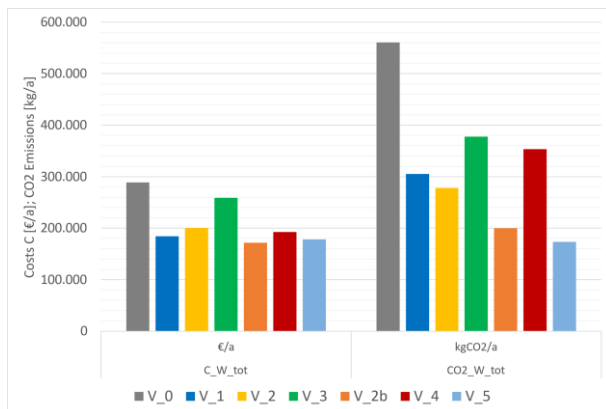


Abb. 5: Jährliche Kosten und CO<sub>2</sub>-Emissionen für elektrische Energie

In Abb. 5 ist jedoch zu erkennen, dass die entstehenden jährlichen Kosten für V<sub>4</sub> nur 11% höher als bei Variante 2b und 7,4% höher als bei Variante 5 sind. Die in Variante 3 verwendeten Windkraftanlagen verursachen relativ zu ihrer Leistung hohe Kosten. Daher übersteigen diese die der anderen Varianten mit Ausnahme einer rein mit Netzstrom betriebenen HTHP.

Die jährlich entstehenden CO<sub>2</sub>-Emissionen (siehe Abb. 5) der untersuchten Varianten sind stark vom Netzbezug abhängig, da im Markt DE/LU die Stromerzeugung bisher noch in großem Maße von fossilen Energieträgern abhängt [12]. Daher führt die Nutzung von günstigem Überschuss-Strom zu einer ungünstigen CO<sub>2</sub>-Bilanz. Die Betrachtung der Varianten 2, 2b und 5 zeigt jedoch, dass bei Verwendung einer Kopplung von PV-Anlage und TES die Emissionen um mehr als 50,4% gegenüber V<sub>0</sub> reduziert werden können. Es ist außerdem zu schlussfolgern, dass eine Auslegung der installierten Leistung über dem Bedarf der erforderlichen thermischen Leistung für die Prozessdampferzeugung (V<sub>2b</sub> und V<sub>5</sub>) sowohl zur Reduzierung der jährlichen Kosten um  $\geq 11\%$  als auch der CO<sub>2</sub>-Emissionen um  $\geq 28\%$  gegenüber Variante 2 beiträgt, da die Nennleistung am betrachteten Standort nur selten erreicht wird.

## 5 Diskussion

Die Genauigkeit der Ergebnisse der Simulation werden durch getroffene Annahmen beeinträchtigt. Für den gewählten Standort Düsseldorf weist der Datensatz des TMY nach PVGIS [5] häufig nur geringe Windgeschwindigkeiten zu den Betriebszeiten des SG aus. Daher ist die Standortwahl ein wesentlicher Einfluss auf das Ergebnis für den Netzbezug der untersuchten Variante 3. An einem anderen Standort könnte die Erzeugung von Windkraft besser zum Bedarfsprofil für die Bereitstellung von elektrischer Energie für die Kopplung von HTHP und SG passen.

Die angenommenen CO<sub>2</sub>-Emissionen für Netzstrom sind stark vom Markt abhängig. Sie sind für den heimischen Markt DE/LU derzeit hoch, aufgrund des hohen Anteils der Primärenergieträger Kohle und Gas bei der Stromerzeugung [12]. Durch die Annahme folgen bei Netzbezug für die Varianten 0, 3 und 4 besonders ungünstige Ergebnisse. Da die spezifischen CO<sub>2</sub>-Emissionen des deutschen Strommixes in der zu erwartenden Betriebszeit der Anlage stetig sinken werden [1] [2], sind die genannten Varianten durch die vereinfachte Annahme eines konstanten Werts aus dem Jahr 2021 tendenziell benachteiligt.

Es werden Vernachlässigungen für die Kostenermittlung zur Begrenzung des Modellumfangs akzeptiert. Die Strompreisbildung für Großkunden ist diffus, da diese aufgrund des Auftragsvolumens regelmäßig persönlich verhandelt wird und damit nicht öffentlich einsehbar ist. Die verwendeten Abschätzungen für die Kosten der Lieferung bis zum Verbrauchsort beruhen auf öffentlich zugänglichen OTC-Angeboten großer Versorger. Zur Abschätzung der Häufigkeit des Unterschreitens der Schwelle für den Zukauf von Überschuss-Strom werden von der BNetzA bereitgestellte sogenannte „Großhandelspreise“ übernommen, die lediglich den Day-Ahead-Preisen des EPEX SPOT Index [13] entsprechen. Aufschläge für die Bereitstellung bleiben offen. Die Datenbasis für den Strompreis ist zudem der Volatilität des Handelsmarkts unterworfen, der auf politische und historische Ereignisse mit außergewöhnlichen Preisänderungen reagiert. Die Kosten für CO<sub>2</sub>-Zertifikate werden außer Acht gelassen.

Die Einspeisung selbsterzeugter, elektrischer erneuerbarer Energie in das Stromnetz wird hier nicht betrachtet. Zur Vernachlässigung des Einflusses auf die Eigenstromkosten durch PV und Windkraft wird die Annahme getroffen, dass jeglicher selbst erzeugter Strom innerhalb des Betriebsablaufs eines großen Unternehmens verbraucht wird. Eine Präzisierung der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung ist ausstehend. Der Fokus der Untersuchung liegt bisher auf der energetischen Analyse des Systems. Die Ergebnisse zur Reduzierung des Netzbezugs sind als plausibel einzuschätzen.

## 6 Zusammenfassung

Es wird eine Untersuchung eines Konzepts zur Kopplung von erneuerbaren Energien, deren installierte Leistung die jährliche bilanzielle Autarkie decken, mit einer Hochtemperaturwärmepumpe (HTHP) zur Elektrifizierung der Prozessdampfproduktion und einem sensiblen thermischen Speicher (TES) mit elektrischem Erhitzer anhand von zahlreichen Varianten durchgeführt. In den Varianten wird die Art und Nennleistung der selbsterzeugten, erneuerbaren elektrischen Energien variiert.

Die Ergebnisse der Simulation von Zeitreihen für ein ganzes Jahr in stündlicher Auflösung zeigen, dass der Bezug von Netzstrom und damit die CO<sub>2</sub>-Emissionen



durch die Kopplung von HTHP und erneuerbaren Energien (Variante 1) um 51% reduziert werden können. Durch das Einführen eines TES in die Kopplung (Variante 2) ist eine weitere Einsparung von mehr als 13% gegenüber Variante 1 möglich.

Bei einer Auslegung der erneuerbaren Energieerzeuger über dem Bedarf zur bilanziellen Autarkie des Systems und einer Diversifikation der Erzeuger sind weitere Reduktionen des Netzbezugs von >37% gegenüber Variante 2 möglich. Die Erhöhung des Grads der Autarkie des Systems hat geringere CO<sub>2</sub>-Emissionen in der Größenordnung der Reduktion des Bezugs von Netzstrom aufgrund des derzeitigen Strommixes im Marktgebiet zur Folge.

Die Verringerung der entstehenden jährlichen Kosten ist durch die Standortabhängigkeit der erneuerbaren Energieträger beeinflusst. Die hier betrachtete Windkraftanlage erweist sich aufgrund der niedrigen Windgeschwindigkeiten am gewählten Standort Düsseldorf als relativ zu ihrer Leistung besonders teuer, da für den Betrieb des Dampferzeugers zu wenig Leistung passend zum Leistungsprofil bereitgestellt wird. Dieses wird durch die Verwendung von PV-Anlagen besser abgedeckt.

Die Untersuchung zeigt, dass die Verfügbarkeit von günstiger, selbsterzeugter Leistung aus erneuerbaren Energien für die Elektrifizierung der Prozessdampferzeugung ein wirtschaftlich interessantes Konzept ist, dessen Potential sich perspektivisch durch einen sensiblen thermischen Speicher erhöhen lässt. Für die Umsetzung steht eine weitere Detaillierung der Untersuchung zur Wirtschaftlichkeit noch aus.

#### Literaturverzeichnis

- [ P. e. a. Sterchele, Wege zu einem klimaneutralen 1 Energiesystem: Die deutsche Energiewende im ] Kontext gesellschaftlicher Verhaltensweisen, Freiburg: Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE, 2020.
- [ J. e. a. Brandes, Wege zu einem klimaneutralen 2 Energiesystem: Die deutsche Energiewende im ] Kontext gesellschaftlicher Verhaltensweisen; Update November 2021: Klimaneutralität 2045, Freiburg: Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE, 2021.
- [ D. Fürstenwerth und L. Waldmann, Stromspeicher 3 in der Energiewende: Untersuchung zum Bedarf an ] neuen Stromspeichern in Deutschland für den Erzeugungsausgleich, Systemdienstleistungen und im Verteilnetz, Berlin: Agora Energiewende, 2014.
- [ L. e. a. Meyer, Carbon free process heat by waste 4 heat supplied heat pump integrated with electric ] heated storage, Düsseldorf: International Renewable Energy Storage Conference (IRES), 2022.
- [ European Commission, „Photovoltaic Geographical 5 Information System (PVGIS),“ [Online]. Available: ] [https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg\\_tools/en/#TMY](https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/en/#TMY). [Zugriff am 05.07.2023].
- [ pvXchange Trading GmbH, „Solarmodule mit 60 6 Zellen,“ [Online]. Available: ] <https://www.pvxchange.com/Solarmodule/60-Zellen>. [Zugriff am 05.07.2023].
- [ Electria Wind, Madrid, „Produktbeschreibung 7 GARBÍ 150/28,“ [Online]. Available: ] [http://electriawind.com/fichatecnica/150\\_castellano.pdf](http://electriawind.com/fichatecnica/150_castellano.pdf). [Zugriff am 05.07.2023].
- [ C. e. a. Kost, Stromgestehungskosten: Erneuerbare 8 Energien, Freiberg: Fraunhofer-Institut für Solare ] Energiesysteme ISE, 2021.
- [ Bundesnetzagentur, „SMARD: Strommarktdaten,“ 9 [Online]. Available: ] <https://www.smard.de/home/downloadcenter/download-marktdaten/>. [Zugriff am 05.07.2023].
- [ E.ON Energie Deutschland GmbH, „Strom für 1 Großkunden,“ [Online]. Available: 0 ] <https://www.eon.de/de/gk/strom/strom-grossverbraucher.html>. [Zugriff am 05.07.2023].
- [ S. e. a. Schlömer, Annex III: Technology-specific 1 Cost and Performance Parameters, United Kingdom 1 and New York, NY, USA: Cambridge University, ] 2014.
- [ T. e. a. Lauf, Emissionsbilanz erneuerbarer 1 Energieträger: Bestimmung der vermiedenen 2 Emissionen im Jahr 2021, Dessau-Roßlau: ] Umweltbundesamt, 2022.
- [ EPEX SPOT SE, „Description of EPEX SPOT 1 Markets Indices,“ [Online]. Available: 3 ] [https://www.epexspot.com/sites/default/files/download\\_center\\_files/EPEX%20SPOT%20Indices%20019-05\\_final.pdf](https://www.epexspot.com/sites/default/files/download_center_files/EPEX%20SPOT%20Indices%20019-05_final.pdf). [Zugriff am 05.07.2023].