

DEKARBONISIERUNG DER ENERGIEVERSORGUNG VON KLEINEN UND MITTLEREN UNTERNEHMEN DURCH SEKTORENKOPPLUNG

Jonas Baars, Tim Wawer

Hochschule Osnabrück – Campus Lingen, Fakultät Management, Kultur und Technik, Kaiserstraße 10c 49809 Lingen (Ems), 0591 800 98 334, jonas.baars@hs-osnabrueck.de,
<https://www.hs-osnabrueck.de/regio-plus/>

Kurzfassung: Innerhalb der nächsten Jahre müssen Unternehmen ihre Energieversorgung dekarbonisieren, d.h. komplett auf erneuerbare Energien umstellen. Ziel dieses Artikels ist es, sektorenübergreifende Kombinationen verschiedener technischer Lösungen für eine kosteneffiziente Dekarbonisierung von Unternehmen aufzuzeigen und zu vergleichen. Hierbei werden insbesondere die Möglichkeiten einer direkten Elektrifizierung der Nutzung von grünem Wasserstoff gegenübergestellt. Die Analyse findet anhand von zwei beispielhaften Unternehmen statt. Das Ergebnis der Optimierung zeigt, dass beide Modellunternehmen die lokale PV-Erzeugung maximal ausbauen. Bei niedrigen Strompreisen erfolgt eine direkte Elektrifizierung des Wärmesektors. Mit steigendem Strompreis verändert sich der relative Preis zwischen Wasserstoff und Elektrizität. Dieses verschiebt die Grenzen zwischen der direkten und indirekten Elektrifizierung. Der Fokus bei den Modellunternehmen liegt auf der Eigenerzeugung von Wärme und Strom. Wasserstoff wird hingegen nicht selber hergestellt, sondern von Drittanbietern bezogen.

Keywords: Sektorkopplung, Unternehmen, Energiesystemmodellierung, Wasserstoff, Elektrifizierung, Preissensitivität

1 Einleitung

Das Energiesystem wird geprägt durch eine Transformation von einer zentralen zu einer dezentralen Versorgungsstruktur [1]. Damit die im Klimaschutzplan 2050 festgelegten Emissionsminderungen erreicht werden können, haben auch Unternehmen die Aufgabe ihre Prozesse und ihre Energieversorgung zu dekarbonisieren [2]. Momentan liegt der Fokus der Dekarbonisierung oft auf dem Sektor Strom, aber in einem sektorübergreifenden Ansatz sollten zur Effizienzsteigerung auch die Bereitstellung der Prozess- sowie Niedertemperaturwärme betrachtet werden [3]. Für Unternehmen ist es von essentieller Bedeutung, dass Lösungen nicht nur technisch realisierbar sind, sondern auch mit möglichst geringen Kosten umgesetzt werden können [4].

Ziel dieses Artikels ist es, Kombinationen verschiedener technischer Lösungen für eine kosteneffiziente Dekarbonisierung der Energieversorgung von Unternehmen aufzuzeigen. Im Vergleich zu vorliegenden Studien, die das gesamte Energiesystem betrachten, wird in diesem Artikel eine Verbindung zur betriebswirtschaftlichen Ebene und betrieblichen Energieversorgung von kleinen und mittleren Unternehmen (KMU) vorgenommen.

Auf nationaler Ebene wird eine Wasserstoffinfrastruktur als Grundlage der Sektorenkopplung zu einer CO₂-neutralen Energieversorgung angestrebt [5]. **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.** Deshalb wird in dieser Untersuchung die Nutzung von grünem Wasserstoff auf Unternehmensebene einer direkten Elektrifizierung gegenübergestellt. Für die Unternehmen wird herausgearbeitet, wie sie sich kostenoptimal in einem zukünftigen Energiesystem mit den für die Produktion erforderlichen Energieformen versorgen können. Hierzu wird eine betriebswirtschaftliche Optimierung unter zukünftigen energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen durchgeführt, um Zusammenhänge aufzuzeigen und technologische Empfehlungen zu validieren.

2 Zukünftige Energieversorgung der Unternehmen mittels Sektorenkopplung

Der Zielfokus des Energiesystems der Zukunft liegt auf einer vollständigen Versorgung mit erneuerbaren Energien (EE). Um den regionalen Schwankungen und Ungleichgewichten im Stromnetz entgegenzuwirken, können Sektorenkopplungstechnologien flexibel betrieben werden [6].

Bei der Bereitstellung von Raum- sowie Prozesswärme bestehen die Alternativen in einer direkten Elektrifizierung und einer indirekten Elektrifizierung durch den Einsatz von grünem Wasserstoff (H₂) [7]. H₂ kann die direkte Elektrifizierung dort ergänzen, wo sie als nicht umsetzbar angesehen wird und ist als Langzeitspeicher zur zeitlichen Flexibilisierung besser geeignet [8]. Die Nutzung von H₂ im Kontext der Bereitstellung von Raum- und Prozesswärme im Unternehmensbereich ist strittig, da eine Vielzahl strombasierter und damit effizienter Technologien zur Deckung der Wärme zur Verfügung stehen und weiter entwickelt werden [9].

Insbesondere zur Bereitstellung der Raum- bzw. Niedertemperatur-Wärme (NT) wird innerhalb der Energiewende von einer Marktdurchdringung der strombasierten Wärmepumpe sowie einem Ausbau der Wärmenetze ausgegangen [10]. Alternativ besteht aktuell die Überlegung, KWK-Technologien, wie Blockheizkraftwerke (BHKW) oder Brennstoffzellen, auf Basis von grünem H₂ zur Raumwärmeversorgung zu betreiben [11].

Prozesse mit Hochtemperatur-Wärmebedarf (HT) auf der Basis fossiler Brennstoffe sind schwieriger zu elektrifizieren [12]. Die Bereitstellung von Nutzenergie in Form von HT-Wärme kann durch den Einsatz von Gasturbinen in KWK (GT-KWK) auch in Zukunft emissionsfrei gelingen [13]. Dabei werden GT oft in Kombination mit einer Dampfturbine bzw. Entnahme-Kondensationsturbine (DT) entwickelt, um optional die HT-Wärme zu verstromen und die Abwärme zur Raumwärmeversorgung im NT-Sektor zu nutzen [14]. Eine weitere Möglichkeit besteht bei der Erzeugung der HT-Wärmeenergie durch die Power-to-Heat-Technologie (PtH). Die induktive Erwärmung, Infrarotwärme, magnetische Gleichstromerwärmung oder der Elektrodenkessel sind Beispiele für eine strombasierte Bereitstellung der HT-Wärme. Die geeignete Technologie hängt stark vom vorliegenden Prozess des Unternehmens ab [15].

Die Stromerzeugung durch eine Photovoltaikanlage (PV) ist im Vergleich zum Strombezug aus dem Netz, dem Wärmebezug oder dem Einsatz von Wasserstoff besonders kosteneffizient. Damit bietet PV schon heute eine ideale Grundlage für die Stromeigenversorgung und die Elektrifizierung der Wärmeversorgung. Zudem kann eine Reduzierung der Netzentgelte sowie Abgaben im Strombezug erreicht werden [16].

Der erhöhte Zubau EE sowie eine vermehrte Nutzung von Sektorenkopplungstechnologien kann in Zukunft zu Überlastungen im Stromnetz führen. Um dem entgegenzuwirken, werden dynamische Strompreistarife in Abhängigkeit der erneuerbaren Energieerzeugung aus netzdienlicher und betriebswirtschaftlicher Sicht zunehmend wichtiger [17]. Ein unternehmerisches Agieren in Abhängigkeit des Strompreises wird durch den Bau von dezentralen Energiespeichern erleichtert [18].

Neben dem Anschluss an das Stromversorgungsnetz ist der Ausbau von Wärmenetzen ein wichtiges Infrastrukturelement in der Energiewende. Räumliche und zeitliche Differenzen können lokal und firmenübergreifend überwunden und Potenziale im Bereich der Sektorenkopplung integriert werden [19]. Für einen direkten Wasserstofftransport wird schon heute eine H₂-Beimischung von ca. 2 bis 5 % im bestehenden Erdgasverteilungsnetz umgesetzt, welche sukzessive auf bis zu 30 % im lokalen Verteilnetz erhöht werden soll. Bis 2040 soll ein Transport von reinem H₂ im Erdgasverteilungsnetz ermöglicht werden [20].

3 Methodisches Vorgehen

3.1 Das Unternehmensmodell

Zur Identifizierung der kostengünstigsten Transformation der Energieversorgung für Unternehmen wird eine lineare Optimierung vorgenommen. Die Energiesystemmodellierung wird in dem Open Energy Modelling Framework „oemof“ implementiert. Das Framework dient zur Modellierung, Darstellung und Analyse von Energiesystemen [21].

Das generische Unternehmensmodell der Energiesystemoptimierung ist in Abbildung 1 schematisch dargestellt. Hierbei wird eine Investitionsoptimierung hinsichtlich des Technologieeinsatzes sowie den Bezügen aus dem öffentlichen Netz durchgeführt. Die Investitionsoptimierung wird in stündlicher Auflösung modelliert. Neben Investitionskosten werden Netzbezugskosten und Vergütungen betrachtet.

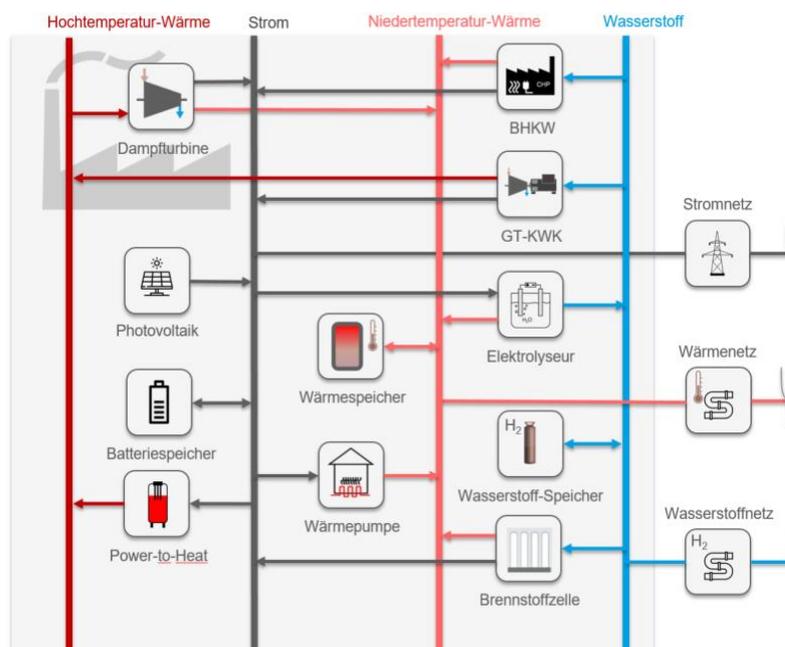


Abbildung 1: Schematische Darstellung des Unternehmensmodells

Zielfunktion der Modelloptimierung ist die Kostenminimierung für das Unternehmen, welche in (Glg.1) dargestellt ist. Diese bildet die Summe aller variablen Kosten der Energieflüsse zwischen den benachbarten Knoten und deren Kosten für eine Kapazitätserweiterung. Hinzu kommen die annualisierten Investitionskosten für die Leistungs- bzw. Kapazitätserweiterung der verschiedenen Technologieoptionen.

$$\min_f \sum_{t \in T} \sum_{(n,nn)} c_{n,nn,t}^{flow} \cdot f_{n,nn,t} + \sum_{n \in inv,nn} c_{n,nn}^{inv} \cdot if_{n,nn}^{inv} + \sum_{n \in sto,nn} c_n^{sto} \cdot if_{n,nn}^{sto} \quad (\text{Glg. 1})$$

$c_{n,nn,t}^{flow}$	[€/kWh]	Variable Kosten verbunden mit dem Fluss vom Vorgang von n zu nn in t
$c_{n,nn}^{inv}$	[€/kW]	Summe aller annualisierten Kosten für die Leistungserweiterung am Knoten n
c_n^{sto}	[€/kWh]	Summe aller annualisierten Kosten für die Kapazitätserweiterung von Speichern am Knoten n
$f_{n,nn,t}$	[kWh]	Fluss zwischen Knotenpunkten von n zu nn
$if_{n,nn}^{inv}$	[kW]	Investition der Leistungserweiterung für das Investitionsobjekt inv am Knoten n
$if_{n,nn}^{sto}$	[kWh]	Investition in eine Kapazitätserweiterung des Speichers am Knoten n

Die Nebenbedingungen sind die angenommenen Obergrenzen der Kapazitätserweiterungen der verschiedenen Technologien. Zudem muss die Bilanz jedes Knotenpunktes ausgeglichen sein, Angebot und Nachfrage der einzelnen Energieformen müssen sich entsprechen. Die Investitionsberechnung von Energieumwandlungstechnologien wird leistungsabhängig durchgeführt, wohingegen die Investitionskosten von Speichertechnologien in Abhängigkeit der Speicherkapazität berechnet werden. Im Modell ist für alle Endenergieträger eine Make-Or-Buy-Option implementiert, sodass diese auch aus dem öffentlichen Netz bezogen werden können. Die Netzbezüge sind jeweils mit einem Arbeitspreis über die variablen Kosten sowie einem Leistungspreis über die Investitionsentscheidung definiert. Es werden die Energieträger Strom, H₂, NT- und HT-Wärme betrachtet. Eine Übersicht aller Technologien mit dazugehörigen Parametern ist in Tabelle 1 gegeben.

Der Sektor Strom wird zusätzlich in Eigenerzeugung, bestehend aus einer KWK-Eigenerzeugung und einer PV-Eigenerzeugung sowie dem generellen Stromverbrauch, beschrieben. Es besteht die Möglichkeit, zwischen Eigenverbrauch und Netzeinspeisung gegen eine Vergütung zu variieren. Zusätzlich besteht die Option einer Differenzierung der Einspeisevergütungen von KWK-Technologien und PV. Als KWK-Technologien stehen BHKW, Brennstoffzelle und GT zur Verfügung. Alle KWK-Technologien werden mit dem Brennstoff H₂ betrieben. H₂ kann wahlweise über einen firmeninternen Elektrolyseur oder aus dem öffentlichen Netz gegen einen Preis bezogen werden.

Die NT-Wärme kann durch die Brennstoffzelle, die WP und ein BHKW zur Verfügung gestellt werden. Zusätzlich kann Wärme aus dem Netz bezogen und die Abwärme des Elektrolyseurs genutzt werden.

Zur Deckung des HT-Wärmebedarfs steht eine GT in KWK sowie eine PtH-Anlage als Investitionsoption zur Verfügung. Zur Überführung der HT-Wärme in NT-Wärme besteht die Möglichkeit einer Wärmesenkung über eine DT. Zusätzlich wird durch die Wärmesenkung die Stromerzeugung angeregt.

Zur zeitlichen Verschiebung der Energieträger Strom, H₂ und der NT-Wärme steht die Option von Speichertechnologien zu Verfügung. Der Wärmespeicher wird mit Wärmeübertragern versehen, um eine leistungsabhängige Investition der Wärmespeicherung zu gewährleisten, da diese den Hauptanteil der Investition ausmacht. Bezüge aus der öffentlichen Versorgungsstruktur werden neben einem Arbeitspreis mit einem Leistungspreis versehen.

Eine erhöhte erneuerbare Energieerzeugung senkt den Börsenstrompreis auf Grundlage des Merit-Order-Effekts. Je größer die Einspeisung durch EE, desto stärker ist die preisdämpfende Wirkung auf den Strompreis [22]. Die niedrigen Börsenstrompreise werden derzeit von wenigen KMU ausgenutzt, da die Beschaffung des gesamten Strombedarfes oftmals über einen Vollversorgungsvertrag mit Festpreis erfolgt.

In der Modelluntersuchung wird hingegen den beiden untersuchten Modellunternehmen die Möglichkeit geboten, dynamische Strompreise zu beziehen. Hierbei wird eine Gegenüberstellung von statischen Strompreisen aus dem Netz und dynamischen Strompreisen auf Basis der Börsenstrompreise durchgeführt.

3.2 Datengrundlage

Die Untersuchung wird auf Grundlage von Investitions- und Bereitstellungskosten für das Jahr 2030 durchgeführt, welche sich auf das Szenario „Klimaneutrales Deutschland“ beziehen [23]. Die Tabelle 1 gibt eine Übersicht der untersuchten Technologieoptionen mit den dazugehörigen Investitionskosten und Energieumwandlungsfaktoren.

Tabelle 1: Übersicht der untersuchten Technologieoptionen

Technologie	Abkürzung	Nutzenergieform	Invest.-Kosten	Umwandlungsfaktor
Photovoltaik	PV	Strom	750 €/kW _{el}	-
Wärmepumpe	WP	NT-Wärme	1.056 €/kW _{th}	COP _{th} = 3,5
Brennstoffzelle	BZ	Strom + NT-Wärme	800 €/kW _{el}	$\eta_{el} = 0,54 / \eta_{th} = 0,31$
Blockheizkraftwerk	BHKW	Strom + NT-Wärme	1.150 €/kW _{el}	$\eta_{el} = 0,3 / \eta_{th} = 0,55$
Gasturbine	GT-KWK	Strom + HT-Wärme	1.150 €/kW _{el}	$\eta_{el} = 0,3 / \eta_{th} = 0,55$
Dampfturbine	DT	Strom + NT-Wärme	380 €/kW _{el}	$\eta_{el} = 0,2 / \eta_{th} = 0,7$
Power-to-Heat	PtH	Strom + HT-Wärme	80 €/kW _{th}	$\eta_{th} = 1$
Elektrolyseur	-	H ₂ + NT-Wärme	500 €/kW _{H2}	$\eta_{H2} = 0,71 / \eta_{th} = 0,1$
Batteriespeicher	-	Strom	225 €/kW _h _{el}	$\eta_{In/Out} = 0,95$
Wasserstoffspeicher	-	H ₂	90 €/kW _h _{H2}	$\eta_{In/Out} = 1$
Wärmespeicher	-	NT-Wärme	10 €/kW _h _{th}	$\eta_{In/Out} = 0,99$
Wärmeübertrager	WÜ	NT-Wärme	500 €/kW _{th}	$\eta_{In/Out} = 1$

Tabelle 2 zeigt die relevanten Daten zu den Netzanschlusspunkten für Strom, NT-Wärme sowie H₂. Während beim Stromnetzanschluss sowohl ein Netzbezug als auch eine Netzeinspeisung möglich ist, kann im Bereich NT-Wärme und H₂ lediglich Energie aus dem Netz bezogen werden. Der Netzbezug ist jeweils in Leistungspreis (LP) und Arbeitspreis (AP) untergliedert.

Für die Einspeisevergütung wird angenommen, dass die heutige EEG-Umlage in dieser Form in Zukunft nicht mehr Bestand hat. Sie wird deshalb anhand des definierten AP abzüglich Netzentgelte, Konzessionsabgaben, Beschaffungskosten, sowie Vertrieb und Marge für den Energielieferanten festgelegt.

Tabelle 2: Daten zu den Netzanschlusspunkten

Netzanschluss	Leistungspreis (LP)	Arbeitspreis (AP)	Einspeisevergütung
Strom	82 €/kW	variabel zwischen 0,10 und 0,24 €/kWh	AP – 0,08 €/kWh
NT-Wärme	80 €/kW	0,08 €/kWh	-
Wasserstoff	80 €/kW	0,12 €/kWh	-

Das Verbrauchsverhalten wird nach dem typischen Verhalten von KMU aus der Produktion und dem Gewerbe entwickelt. Hierzu werden für zwei Modellunternehmen typische Lastgänge verwendet. Das Angebot des volatilen Stromangebots aus EE richtet sich nach dem Datensatz für generische Einspeisezeitreihen in stündlicher Auflösung [24].

In der Untersuchung werden ein Produktionsunternehmen mit Prozesswärmebedarf und ein Gewerbeunternehmen ohne Prozesswärmebedarf analysiert. In Abbildung 2 werden die Anteile der Energiemengen und die Profile der Modellunternehmen visualisiert.

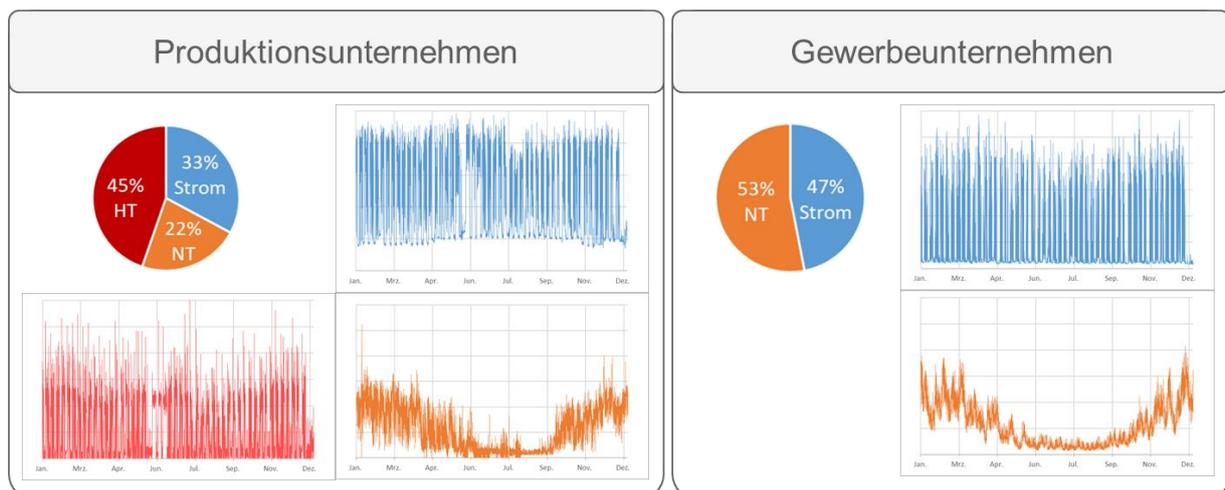


Abbildung 2: Anteile der Energiemengen und Profile der Modellunternehmen

Das Gewerbeunternehmen arbeitet fünf Tage in der Woche im Zweischichtbetrieb. In der Nacht sowie am Wochenende wird nur eine geringe Grundlast in Höhe von ca. 5 kW benötigt, während zu Hochlastzeiten ca. 100 bis 120 kW elektrische Leistung anliegen. Der Bedarf an NT-Wärme ist neben der Abhängigkeit des Schichtregimes überwiegend durch die Umgebungstemperatur bestimmt. Das Gewerbeunternehmen benötigt keine HT-Wärme.

Das Produktionsunternehmen produziert ebenfalls fünf Tage die Woche im Zweischichtbetrieb, wobei die Grundlast Strom bei ca. 100 kW liegt. Die Spitzenlasten liegen im Bereich von 550 bis 720 kW. Der NT-Wärmebedarf ist ebenfalls stark von der Umgebungstemperatur beeinflusst. Im Bereich der HT-Wärme ist der Bedarf schichtabhängig. Ein Grundlastbedarf in Stillstandzeiten liegt nicht vor.

Es werden die Entscheidungen der Unternehmen in Abhängigkeit der Strompreise untersucht. Die Interaktionen der Unternehmen zum öffentlichen Versorgungsnetz zeigen auf, welche Anforderungen an das Energiesystem durch die Unternehmen entstehen. Zudem wird überprüft, wie sich die Ergebnisse verändern, wenn die Unternehmen statt einem festen Strompreis variable Strompreise zahlt. Anhand historischer Börsenstrompreise werden dynamische Preise in Abhängigkeit der Erzeugung von EE entwickelt, die mit Hilfe von Durchschnittspreisen des Netzbezugs skaliert sind.

4 Ergebnisse

Gewerbeunternehmen

Die Effekte der Bereitstellung der benötigten Nutzenergiemengen in Abhängigkeit der Strompreise ist in Abbildung 3 **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.** visualisiert. Bei niedrigen Strompreisen wird der gesamte NT-Wärmebedarf über die WP generiert. Der maximale PV-Ausbau wird erst bei einem Strompreis von 0,12 €/kWh_{el} angestrebt. Bei mittleren Strompreisen sind keine Veränderungen in der Bereitstellung der benötigten Nutzenergie zu erkennen. Bei hohen Strompreisen >0,20 €/kWh_{el} beginnt die Substitution des Strombezugs aus dem öffentlichen Netz durch den vermehrten Einsatz einer Brennstoffzelle in KWK. Es findet kein vollständiger Technologiewechsel bei steigenden Preisen im Bereich der NT-Wärme statt. Dies ist bedingt durch die stromgeführte Betriebsweise der BZ. Die anfallende Abwärmemenge, welche aus der H₂-geführten Stromproduktion resultiert, verdrängt die gleiche Menge an NT-Wärme der WP.

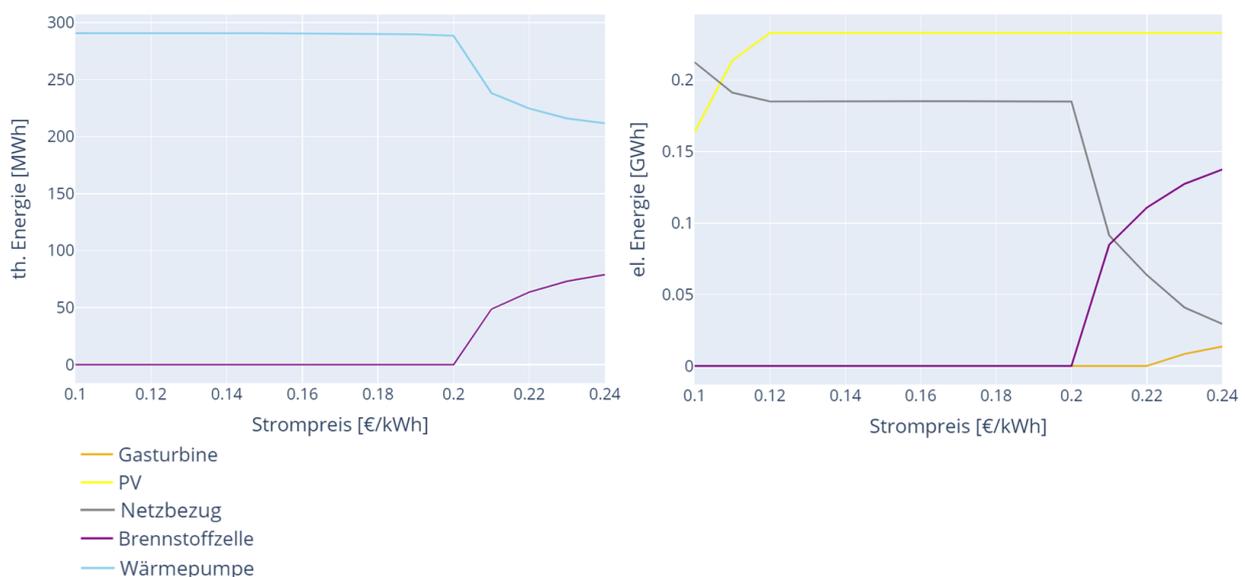


Abbildung 3: NT-Wärmebereitstellung (links) und Strombereitstellung (rechts) des Handwerksunternehmens in Abhängigkeit des Strompreises

Bis zu einem Strompreis von 0,20 €/kWh_{el} ist ausschließlich die WP in Verbindung mit einer PV-Anlage zu empfehlen. Während die WP einen Betrieb von ca. 3.700 Volllaststunden (VLH) erreicht, wird der Eigenstromverbrauch durch die Sektorenkopplung im Bereich der NT-Wärme im Bereich von 0,12 bis 0,20 €/kWh_{el} konstant auf einem Niveau von ca. 70% gehalten. Um möglichst große Mengen des PV-Stroms im NT-Wärmesektor einzusetzen, wird bei einem Strompreis bis 0,20 €/kWh_{el} ein Wärmespeicher mit einer Speicherkapazität von 450 kWh benötigt. Zusätzlich wird für eine kostenminimale Anlagenauslegung bis 0,20 €/kWh_{el} ein Batteriespeicher von ca. 170 kWh Kapazität installiert.

Durch den vermehrten Einsatz der H₂-BZ wird bei einem Strompreis > 0,20 €/kWh zunehmend H₂ benötigt. Dieser wird in diesem Strompreisbereich und einem H₂-Preis von 0,12 €/kWh aus dem Netz bezogen. Bei steigendem H₂-Preis kann die interne H₂-Produktion über die Investition in einen Elektrolyseur rentabel werden. Trotz gegebenen Wärmenetzanschluss ist ein Bezug aus dem Wärmenetz im Vergleich zur Eigenerzeugung von Wärme unrentabel und wird nicht genutzt.

Produktionsunternehmen

Die Effekte in der Bereitstellung von HT-Wärme und Strom des Produktionsunternehmens in Abhängigkeit der Strompreise sind in Abbildung 4 dargestellt. Unabhängig von der Höhe der untersuchten Strompreise wird der maximale PV-Ausbau angestrebt. Ebenso erweist sich der Einsatz einer Wärmepumpe zur Deckung der gesamten NT-Wärme als kostengünstigste Lösung. Bei niedrigen Strompreisen wird der verbleibende Strombedarf aus dem öffentlichen Netz bezogen. Dieser wird hauptsächlich zur Elektrifizierung der HT-Wärme über die PtH-Technologie genutzt. Bei mittleren Strompreisen beginnt die Substitution der direkten Elektrifizierung durch eine wasserstoffgeführte HT-Wärmebereitstellung über eine Gasturbine in KWK. Durch die KWK-Technologie wird zudem der Strombezug aus dem öffentlichen Netz durch die Eigenstromerzeugung aus der GT ersetzt. Bei hohen Strompreisen wird die gesamte HT-Wärme durch eine GT-KWK bereitgestellt. Hierdurch sinken sowohl der Strombedarf des Unternehmens für die Wärmeerzeugung als auch der Bezug aus dem öffentlichen Netz.

Bei niedrigen Strompreisen < 0,15 €/kWh_{el} erreicht die PtH-Anlage zur Deckung der Spitzenlasten lediglich ca. 1.650 VLH. Durch den Wechsel bei > 0,14 €/kWh_{el} auf eine H₂-basierte HT-Wärmeversorgung über die GT-KWK wird der Strombedarf durch die geringere Elektrifizierung des Wärmesektors ausschließlich durch Strom aus Eigenerzeugungsanlagen gedeckt. 20% des produzierten PV-Stroms und 8,5% des erzeugten GT-KWK-Stroms werden aufgrund der analog zum Strompreis steigenden Einspeisevergütung ins öffentliche Netz gespeist. Die Speicherauslegung bleibt im Bereich Strom von 800 bis 1.100 kWh_{el} und Wärme von 2.800 bis 3.100 kWh_{el} auf einem ähnlichen Niveau. Erst bei höheren Strompreisen > 0,20 €/kWh_{el} wird ein Anteil der Batteriespeicherkapazität auf den H₂-Speicher übertragen. Der Mehrbedarf an H₂ wird über das öffentliche Versorgungsnetz bezogen. Ein Speicher wird im Bereich H₂ nur benötigt, um die Kosten für die Leistung des H₂-Netzes gering zu halten. Ein firmeninterner Elektrolyseur ist für ein Produktionsunternehmen in dieser Größenordnung im Untersuchungsmodell nicht kostenminimal.

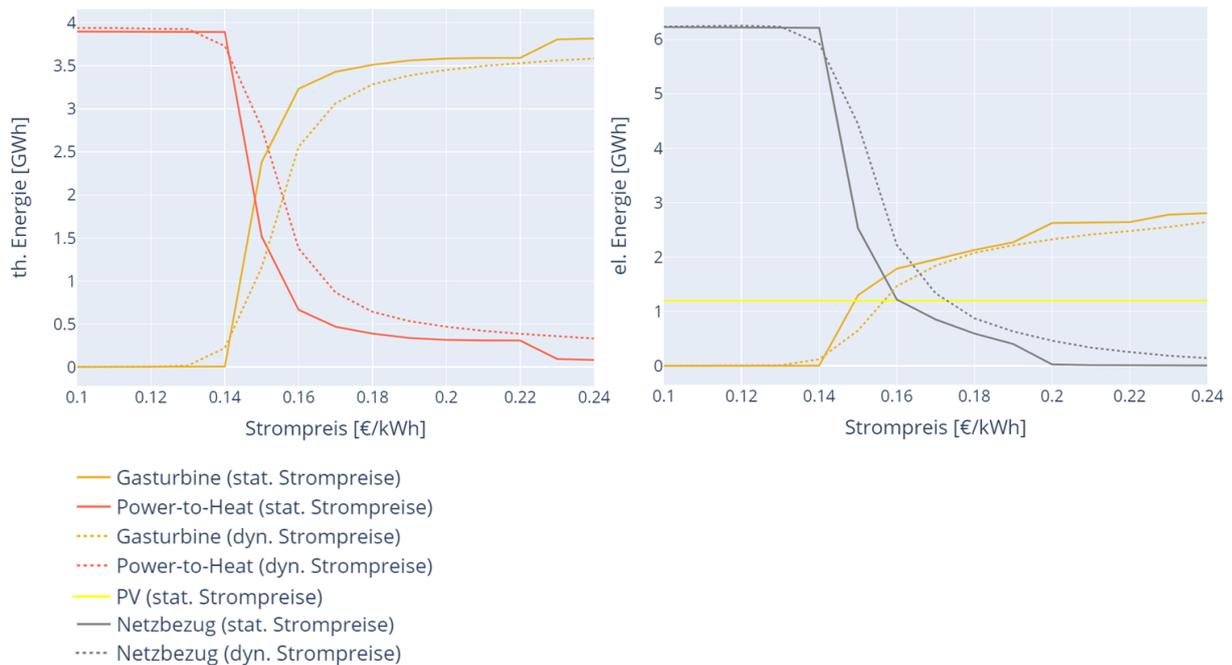


Abbildung 4: HT-Wärmebereitstellung (links) und Strombereitstellung (rechts) des Produktionsunternehmens in Abhängigkeit des Strompreises

Dynamische Strompreise weisen im Vergleich zu statischen Strompreisen nur geringe Unterschiede in den gewählten Technologien auf, wie in **Abbildung 4** ersichtlich wird. Trotz steigender Strompreise kann durch die Preisvariabilität länger zu günstigen Zeiten Strom aus dem Versorgungsnetz angefordert werden. Somit wird bei günstigen Strompreisen trotz Preissteigerung im Vergleich zu statischen Strompreisen an der Investitionsentscheidung länger festgehalten. Dies ist bedingt durch die Möglichkeit der Ausnutzung von günstigen Preistarifen in Zeiten eines niedrigen Börsenstrompreises und motiviert die Unternehmen zu einem netzdienlichen Verhalten.

Die Möglichkeit von dynamischen Strompreisen schafft für das Produktionsunternehmen den Vorteil, zu günstigen Zeiten Strom aus dem öffentlichen Netz zu beziehen. Eine direkte Elektrifizierung ist somit auch bei steigenden Strompreisen länger die kostengünstigere Versorgungsmöglichkeit.

5 Fazit und Ausblick

Die Untersuchung zeigt, wie Unternehmen in Abhängigkeit der Preisentwicklung des Strombezugs in Zukunft ihre Energieversorgung sektorübergreifend kostenminimal dekarbonisieren können. Die Sektorenkopplung bietet Möglichkeiten, auf Unternehmensebene die Kosten einer CO₂-neutralen Energieversorgung zu reduzieren.

Für zwei beispielhafte Unternehmen wird ein konstanter Wasserstoffpreis von 0,12 €/kWh_{H2} bzw. 4 €/kg_{H2} in Kombination mit verschiedenen Strompreisen zwischen 0,10 €/kWh_{el} und 0,24 €/kWh_{el} modelliert. Unabhängig vom Netzbezugspreis kommt es bei beiden Modellunternehmen zu dem maximal möglichen Ausbau der lokalen PV-Erzeugung. Bei niedrigen Strompreisen erfolgt eine direkte Elektrifizierung der HT- und NT-Wärme. Die NT-Wärme wird kostenminimal über eine Wärmepumpe bereitgestellt, die HT-Wärme über die PtH-Technologie.

Mit steigendem Strompreis verändert sich der relative Preis zwischen H₂ und Elektrizität. Dieses verschiebt die Grenzen zwischen der direkten und indirekten Elektrifizierung. Die steigende Eigenerzeugung über eine Brennstoffzelle liefert auch NT-Wärme, sodass sowohl der Strombedarf sinkt als auch der Bedarf an NT-Wärmeerzeugung durch die WP.

Sofern in dem Unternehmen HT-Wärme benötigt wird, ist der Ausbau einer H₂-Gasturbine zur Wärme und Stromerzeugung ab einem Strompreis von 0,14 €/kWh_{el} kostenminimal.

Die Größe der Stromspeicher bleibt bei steigenden Strompreisen nahezu konstant. Lediglich ab einem Strompreis > 0,20 €/kWh_{el} findet ein Wechsel auf den H₂-Speicher statt. Die Wärmespeicher haben im Vergleich der Speicher den größten Kapazitätsbedarf, um Wärmeerzeugung zeitlich besser zu flexibilisieren und den Einsatz von Eigenstrom im Wärmesektor anzuregen. Dies ist auch auf die im Vergleich zur Speicherung von H₂ oder Strom geringeren Kosten zurückzuführen. Im Fall dynamischer Strompreise werden die Speicherkapazitäten größer dimensioniert. So können dynamische Preisvorteile besser ausgenutzt werden.

Die kostenminimale Lösung legt einen starken Fokus auf Eigenerzeugung bei Wärme und Strom. Wasserstoff wird hingegen nicht selber hergestellt, sondern bezogen.

Um die Flexibilität der Energieversorgung im Bereich der Sektorenkopplung zu erhöhen, können in Zukunft lastseitige Verschiebepotenziale im Strombezug von den Unternehmen hilfreich sein. Das Demand-Side-Management sollte deshalb auch für KMU in Zukunft näher in den Blick genommen werden.

6 Literaturverzeichnis

- [1] Bundesnetzagentur, „Szenariorahmen zum Netzentwicklungsplan Strom 2035,“ Berlin, 2021.
- [2] S. A. Scorza, J. Pfeiffer, A. Schmitt und C. Weissbart, „Kurz zum Klima: "Sektorkopplung" - Ansätze und Implikation der Dekarbonierung des Energiesystems,“ *ifo Schnelldienst*, Nr. 71(10), 49-53, 2018.
- [3] A. Langenheld und P. Graichen, „Efficiency First: Wie sieht ein effizientes Energiesystem in Zeiten der Sektorkopplung aus?,“ 2017. [Online]. Available: https://static.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2012/positive-effekte-energieeffizienz/Agora_EfficiencyFirst_und_Sektorkopplung.pdf. [Zugriff am 22.11.2021].
- [4] dena - Deutsche Energie-Agentur GmbH, „dena-Leitstudie Integrierte Energiewende,“ 2018.
- [5] H. G. Gils, H. Gardian und J. Schmutge, „Interaction of hydrogen infrastructures with other sector coupling options towards a zero-emission energy system in Germany,“ *Renewable Energy*, Nr. 180, 140-156, 2021.
- [6] UBA - Umweltbundesamt, „Integration erneuerbarer Energien durch Sektorkopplung: Analyse zu technischen Sektorkopplungsoptionen,“ Dessau-Roßlau, 2019.

- [7] I. Braunger, C. Grüter und F. Präger, „Wasserstoff und die sozial-ökologische Transformation - Folgerungen für die EU Wasserstoffstrategie,“ Berlin, 2021.
- [8] C. Philibert, „Direct and indirect electrification of industry and beyond,“ *Oxford Review of Economic Policy*, Nr. Volume 35, Number 2, pp. 197-217, 2019.
- [9] A. E. u. A. M. Consulting, „„No-regret hydrogen: Charting early steps for H₂ infrastructure in Europe“,“ 2021.
- [10] Fraunhofer IWES/IBP, „Wärmewende 2030. Schlüsseltechnologien zur Erreichung der mittel- und langfristigen Klimaschutzziele im Gebäudesektor. Studie im Auftrag von Agora Energiewende,“ Kassel, 2017.
- [11] UBA - Umweltbundesamt, „Systemische Herausforderungen der Wärmewende,“ Dessau-Roßlau, 2021.
- [12] M. Wei, C. McMillan und S. de la Rue du Can, „Electrification of Industry: Potential, Challenges and Outlook,“ *Sustainable/Renewable Energy Reports (2019) 6*, pp. 140-148, 13 November 2019.
- [13] Fraunhofer ISI/ISE/IEG, „Eine Wasserstoff-Roadmap für Deutschland - Metastudie Wasserstoff,“ Karlsruhe/Freiburg, 2019.
- [14] Fraunhofer IWES, „FLEXHKW - Flexibilisierung des Betriebes von Heizkraftwerken,“ Kassel, 2016.
- [15] C. Pieper, S. Unz und M. Beckmann, „Betrieb von Power-to-Heat-Anlagen und Möglichkeiten zur Vermarktung,“ in *Energie aus Abfall, Band 15*, Neuruppin, Thomé-Kozmiensky Verlag GmbH, 2018, pp. 299-312.
- [16] M. Wietschel, P. Plötz, B. Pfluger, M. Klobasa, A. Eßer, M. Haendel, J. Müller-Kirchenbauer, J. Kochems, L. Hermann, B. Grosse, L. Nacken, M. Küster, J. Pacem, D. Naumann, C. Kost, R. Kohrs, U. Fahl, S. Schäfer-Stradowsky, D. Timmermann und D. Albert, „Sektorkopplung - Definition, Chancen Und Herausforderungen,“ Karlsruhe, 2018.
- [17] J. Stute und K. Matthias, „Dynamische Strompreistarife unter Berücksichtigung des Nutzendverhaltens: Auswirkungen auf das Verteilnetz,“ 12. Internationale Energiewirtschaftstagung an der TU Wien, Wien, 2021.
- [18] D. - D. I.- u. Handelskammer, „Faktenpapier Energiespeicher,“ BVES - Bundesverband Energiespeicher e.V. und DIHK - Deutscher Industrie- und Handelskammertag, Berlin, Brüssel, 2017.
- [19] M. Pehnt, M. Nast, C. Götz, S. Blömer, A. Barckhausen, D. Schröder, R. Miljes, C. Pottbäcker, H. Breier, C. Nabe, S. Lindner und B. Dannemann, „Wärmenetzsysteme 4.0 - Endbericht - kurzstudie zur Umsetzung der Maßnahme "Modellvorhaben erneuerbarer Energien in hocheffizienten Niedertemperaturnetzen",“ BMWi, Heidelberg, Berlin, Düsseldorf, Köln, April, 2017.

- [20] J. Aichinger, N. Auras, K. Bareiß, P. Brammen, T. Breer, M. Eichhorn, B. Eilitz, F. Feller, K. Galle, M. Görn, J. Hanke, H. Hochgürtel, B. Hubner, B. Kalter, O. H. Koch, M. Krasser, A. Meyer, G. Swatzky, R. Stock, J. Brosda, H. Gent und I. Orland, „Zukunft Wasserstoff - Kommunale Unternehmen und ihre Wasserstoff-Projekte,“ VKU-Verlag, Berlin, 2021.
- [21] S. Hilpert, C. Kaldemeyer, U. Krien, S. Günther, C. Wingenbach und G. Plessmann, „The open Energy Modelling Framework (oemof) - A new approach to facilitate open science in energy system modelling,“ *Energy Strategy Reviews*, Nr. 22, 16-25, 2018.
- [22] M. Pudlik, „Auswirkungen des Merit-Order-Effektes auf den Strompreis für Verbraucher,“ Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung (ISI), Karlsruhe, 2015.
- [23] Prognos, Öko-Institut, Wuppertal-Institut, „Klimaneutrales Deutschland. Datenanhang. Studie im Auftrag von Agora Energiewende, Agora Verkehrswende und Stiftung Klimaneutralität,“ 2020.
- [24] ForWind und Öko-Institut, „Generische Einspeisezeitreihen der Offshore-Windenergie auf Bundeslandebene für Deutschland im Zeitraum 2020 bis 2050,“ 2016.
- [25] S. Hilpert, C. Kaldemeyer, U. Krien, S. Günther, C. Wingenbach und G. Plessmann, „The Open Energy Modelling Framework (oemof) - A new approach to facilitate open science in energy system modeling,“ *Energy Strategy Reviews* 22, pp. 16-25, 2018.
- [26] S. Moser, E. Schmutzger, C. Friedl, H. Mayr und K. de Bruyn, „Flex-Tarif: Entgelte und Bepreisung zur Steuerung von Lastflüssen im Stromnetz,“ Berichte aus Energie- und Umweltforschung. Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie, Wien, 2015.