

Nutzung Regenerativer Energiequellen und Wasserstofftechnik 2020

Thomas Luschtinetz, Johannes Gulden und
Jochen Lehmann (Hrsg.)



Schirmherrschaft
Christian Pegel
Minister für Energie, Infrastruktur und Digitalisierung
des Landes Mecklenburg-Vorpommern

27. Symposium **Nutzung Regenerativer Energiequellen und Wasserstofftechnik** Stralsund, 04. bis 06. November 2020

Veranstalter: HOST – Hochschule Stralsund
Wasserstofftechnologie- Initiative M-V e.V.

Herausgeber: Prof. Dr.-Ing. Thomas Luschinetz
Thomas.Luschinetz@hochschule-stralsund.de

Prof. Dr. rer. nat. Johannes Gulden
Johannes.Gulden@hochschule-stralsund.de

Prof. em. Dr. rer. nat. Jochen Lehmann
Jochen.Lehmann@hochschule-stralsund.de

©2020 by: HOST-Hochschule Stralsund
Alle Rechte vorbehalten

ISBN 978-3-9817740-5-4

Kontakt:
Hochschule Stralsund
Institut für Regenerative EnergieSysteme – IRES
Zur Schwedenschanze 15
D-18435 Stralsund
E-Mail: regwa@hochschule-stralsund.de

Inhaltsverzeichnis

<i>M. Barz, A. Lass-Seyoum, H. Wesenfeld, M. Zoll, K. Helfenbein, A. Meibohm und S. Knist</i> Flexibilisierung von Biogasanlagen durch Methanisierung	6
<i>A. J. Dengel und S. Marion</i> Biologische Methanisierung als Bauteil eines virtuellen Kraftwerks	23
<i>B. Groß and P. McCormack</i> 8-step project crisis management plan in times of a pandemic	35
<i>S. Klare, S. Voswinckel, V. Wesselak</i> Kennzahlen und Methoden zur Ermittlung von Energiepotentialen in Deutschland am Beispiel Thüringen	47
<i>D. Nefodov, S. Xiao, M. Richter und T. Urbaneck</i> Bewertung der Flexibilität einer Wärmeversorgungszentrale zur emissionsarmen Wärmeversorgung eines Quartiers	56
<i>A. Oberdorfer, T. Reinhardt, C. Schmidt, S. Voswinckel und V. Wesselak</i> Energiesystemmodellierung in oemof – Möglichkeiten und Grenzen	77
<i>P. K. Panda, L. Gerstenberg, S. Voswinckel und V. Wesselak</i> Potential induced degradation of cdte PV modules inquisitorial of leakage current	90
<i>C. Schmidt, A. Oberdorfer, T. Reinhardt, S. Voswinckel und V. Wesselak</i> Einfluss der Strompreisfluktuation auf das Energiesystem Thüringens im Jahr 2050	107
<i>Autorenverzeichnis</i>	120

FLEXIBILISIERUNG VON BIOGASANLAGEN DURCH METHANISIERUNG

Mirko Barz¹, Asnakech Lass-Seyoum¹, Hartmut Wesenfeld², Michaela Zoll¹, Kilian Helfenbein¹, Arvid Meibohm¹, Sascha Knist³

¹ Hochschule für Technik und Wirtschaft Berlin, Wilhelminenhofstraße 75A, 12459 Berlin

² Beuth Hochschule für Technik Berlin, Luxemburger Str. 10, 13353 Berlin

³ Graforce GmbH Berlin, Johann-Hittorf-Straße 8, 12489 Berlin

Zusammenfassung

Die voranschreitende Zunahme des Anteils fluktuierender Erneuerbarer Energien im Stromsektor erfordert eine Flexibilisierung des Energiesystems im Sinne der Schaffung eines Ausgleichs zwischen Angebot und Nutzung der Energie. Biogasanlagen können diese Forderung der Schaffung eines Ausgleichs gerecht werden, indem sie bedarfsgerecht Strom und Wärme bereitstellen oder aber z. B. durch Einspeisung von Biomethan ins Gasnetz einen Beitrag zur Sektorkopplung leisten. Im vorliegenden Beitrag werden diese Möglichkeiten, insbesondere im Hinblick auf die Flexibilisierungsmöglichkeiten durch Methanisierungskonzepte, vorgestellt. Ergebnisse eines im Verbund zwischen Hochschulpartnern und Wirtschaftsunternehmen durchgeführten F&E Projektes zur thermochemischen katalytischen Methanisierung zeigen, dass diese Option eine vielversprechende Möglichkeit des Beitrags von Biogasanlagen zur Sektorkopplung und zur Stabilisierung des Energiesystems darstellt.

Motivation

Im Jahr 2019 betrug der Anteil Erneuerbarer Energien am Primärenergieverbrauch in Deutschland nur 14,8 % [1]. Den höchsten Anteil hatten Erneuerbare Energien im Stromsektor mit 42,1%, während der Anteil im Wärmesektor mit 14,5 und im Verkehrssektor mit 5,6% [2] verhältnismäßig gering ausfällt. Allerdings stellt der fortschreitende Ausbau der Energieerzeugung aus fluktuierenden erneuerbaren Energien (hier vor allem Wind- und Solarenergie) und die Einspeisung ins Stromnetz das System der Energieversorgung vor neue Herausforderungen. Im Sinne der Versorgungssicherheit müssen tageszeitliche und wetterbedingte Schwankungen auf der Angebotsseite und der Verbrauch ausgeglichen werden, was u. a. zu erhöhten Anforderungen an den Regelenergiemarkt führt.

Darüber hinaus gilt es den Anteil erneuerbarer Energien auch in den Sektoren Wärme und Verkehr, in denen fossile Energieträger nach wie vor dominieren, zu erhöhen, ohne dadurch den bereits bestehenden Druck auf den Stromsektor weiter zu erhöhen. Die Flexibilisierung des Gesamtsystems und die Ausschöpfung aller Flexibilisierungsoptionen ist daher eine der Hauptaufgaben bei der Umsetzung der Energiewende. Vor diesem Hintergrund haben die Projektpartner HTW Berlin, Beuth Hochschule für Technik Berlin und die Fa. Graforce GmbH Berlin die Möglichkeiten der Flexibilisierung von Biogasanlagen durch Methanisierung und Einspeisung des Biomethans in Gasnetze im Rahmen des vom Institut für angewandte Forschung Berlin e.V. (IFAF) geförderten Projektes „Nachgeschaltete Biogasmethanisierung mit Zeolithmatrix-Katalysatoren“ (KathMetCon) untersucht. Das so bereitgestellte Biomethan kann als gespeicherter regenerativer Energieträger dann bedarfsgerecht allen Sektoren des Energiesystems zur Verfügung gestellt werden.

Stand des Biogassektors in Deutschland

Der Biogassektor in Deutschland hat sich aufgrund der günstigen Förderbedingungen des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) in den letzten 20 Jahren sehr stark entwickelt. Das EEG trat im Jahr 2000 in Kraft und definierte sogenannte Einspeisetarife, die den Betreibern von Biogasanlagen einen festen Preis für den Strom garantierten, den sie über einen Zeitraum von 20 Jahren ins Netz einspeisten. Die ersten Einspeisetarife und Prämien für Strom aus Biogas, die im Rahmen des EEG 2004 gezahlt wurden, betragen z. B. bis zu 22 ct / kWhel. Beginnend mit einigen hundert Biogasanlagen in den frühen 90er Jahren waren 2018 etwa 9.600 Anlagen in Betrieb (siehe Abb. 1).

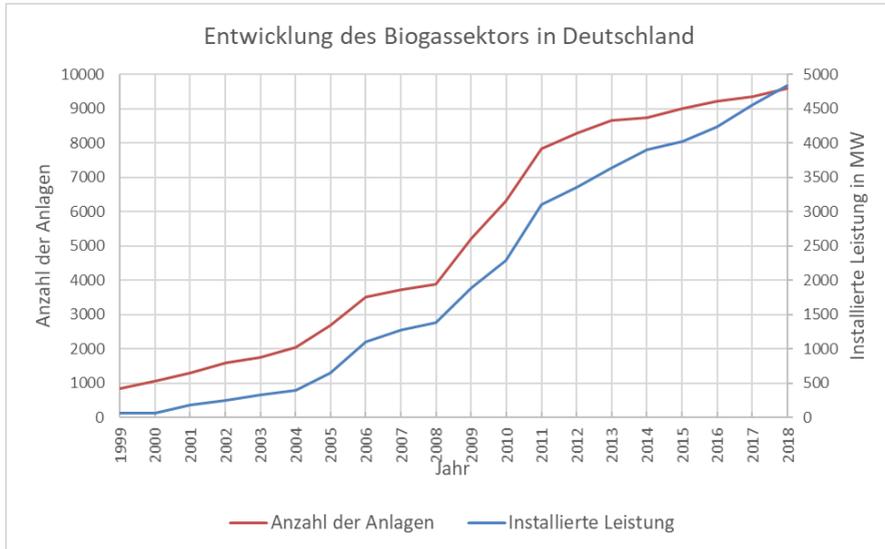


Abb.1: Entwicklung des Biogassektors in Deutschland (Daten: Fachverband Biogas e.V. 2018)

Die installierte Leistung stieg zwischen 1999 und 2018 enorm an (von 55 MW im Jahr 1999 auf 4843 MW im Jahr 2018). Mit derzeit 32,2 TWh_{el} im Stromsektor (14,2% des Anteils der Erneuerbaren Energien) und 16,7 TWh im Wärmesektor (ca. 10% des Anteils der Erneuerbaren Energien) ist Biogas eine der tragenden Säulen der Erneuerbaren Energien in Deutschland [3]. Biogas wird in Deutschland hauptsächlich in kleinen bis mittlere Anlagen mit einer durchschnittlichen installierten Leistung von ca. 500 kW_{el} in landwirtschaftlichen Betrieben und in einigen größeren Anwendungen (z. B. zur Abfallvergärung in städtischen Gebieten) produziert [4].

Die meisten Anlagen werden zur Wärme- und Stromerzeugung in Kraft-Wärme-Kopplungs- (KWK-) Anwendungen eingesetzt und erhalten die garantierten Einspeisetarife für den erzeugten Strom gemäß den EEG-Vorschriften. Insbesondere aufgrund der Änderungen des EEG in den Jahren 2004 und 2009 hatte die Anzahl der Anlagen und die installierte elektrische Leistung zunächst erheblich zugenommen. Aufgrund der reformierten Vorschriften des EEG in den Jahren 2014 und 2017, die zu einer Senkung der Einspeisetarife für Neuanlagen führten, kam es in den letzten Jahren allerdings zu einem Rückgang beim Zubau neuer Biogasanlagen. Die Auswirkungen werden sich nach Ablauf der Garantiezeit für Einspeisetarife nach 20 Jahren verstärken und die Branche spricht daher von einer Krise. Um auch künftig einen wirtschaftlichen Betrieb sicherzustellen, sind Betreiber und Hersteller von Biogasanlagen daher an Möglichkeiten zur Erhöhung der Anlagenflexibilität interessiert.

Überblick über Flexibilisierungsverfahren für Biogasanlagen

Der überwiegende Anteil der in Deutschland betriebenen Biogasanlagen ist für die Strom- und Wärmeerzeugung im Grundlastbetrieb ausgelegt. Aufgrund des zunehmenden Anteils schwankender erneuerbarer Energien im deutschen Stromnetz sind neue Konzepte für flexible Bioenergieprojekte erforderlich. Diese Anforderung wird zukünftig weiter an Bedeutung gewinnen, da die politischen Vorgaben darauf abzielen, den Anteil erneuerbarer Energien (hauptsächlich aus Windparks und Photovoltaik- (PV-) Anlagen) im deutschen Energiemix bis 2050 auf mindestens 80% zu erhöhen. [5]. Bedarfsgesteuerte Biogasanlagen ermöglichen die Stromerzeugung speziell in Zeiten des Spitzenstrombedarfs [6]. Zusätzliche und alternative Möglichkeiten zur Erhöhung der Flexibilität sind die Produktion von Biomethan über Biogasaufbereitungstechnologien und die Umsetzung von Konzepten der Sektorkopplung wie z. B. Power-to-Gas (PtG) Konzepten zur Erzeugung von Kraftstoffen.

Flexible Stromproduktion aus Biogas

Da die als Substrat in Biogasanlagen eingesetzte Biomasse selbst als Produkt der Photosynthese auf natürliche Weise gespeicherte Sonnenenergie ist (ausgedrückt durch einen Heiz-/Brennwert), bieten Biogasanlagen die Möglichkeit, bedarfsgerecht und damit flexibel, Strom zu erzeugen. Eine solche nachfrageorientierte Produktion ist wichtig, um die andernfalls aus un stetigen Quellen Regenerativer Energien resultierenden Schwankungen der Stromerzeugung auszugleichen und die Stabilität des Stromnetzes zu gewährleisten. Studien des Fraunhofer-Instituts für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES) und des Deutschen Biomasseforschungszentrums (DBFZ) haben gezeigt, dass eine nachfrageorientierte Biogasproduktion und eine flexible, bedarfsgerechte Stromerzeugung aus Biogasanlagen möglich und auch eine geeignete Lösung für kleine und mittlere Biogasanlagen sind. Zum Tragen kommt hier die bereits im EEG 2012 für Betreiber von Biogas- und Biomethananlagen eingeführte Flexibilitätsprämie. Die Flexibilitätsprämie selbst ist eine gesetzlich gesicherte Zahlung (130 € pro zusätzlich installierter kW_{el}), mit dem Betreiber von Biogasanlagen ihre Investitionen zur Leistungssteigerung refinanzieren können (z. B. für einen neuen Verbrennungsmotor als zusätzliche KWK-Anlage und andere Komponenten, die erforderlich sind, um die Flexibilität der Biogasanlage erhöhen). Mit dem EEG 2014 (§53) wurde das Anreizprogramm durch die Einführung des Flexibilitätszuschlages für Neuanlagen ausgeweitet.

Im Unterschied zur Flexibilitätsprämie beläuft sich der Flexibilitätszuschlag auf 40 Euro/kW für die gesamte installierte Leistung über die gesamte Förderdauer des EEG, während der Anspruch auf die Flexibilitätsprämie nur für 10 Jahre besteht [3]. Konkrete Regelungen zur Inanspruchnahme finden sich zudem in Anlage 3 Nr. II EEG 2017. Ziel der Flexibilitätsprämie und des Flexibilitätszuschlages war es, den Anteil einer flexiblen bedarfsgesteuerten Stromerzeugung aus erneuerbaren Quellen

zu erhöhen, um bei hohem Strombedarf so viel Strom wie möglich zu produzieren, ohne dass genügend andere erneuerbare Energiequellen zur Verfügung stehen. Mit der Flexibilitätsprämie erhalten Anlagenbetreiber z. B. finanzielle Unterstützung, sobald sie die installierte Kapazität ihrer Anlagen erhöht haben. Ein begrenzender Faktor in der Verordnung war die gesetzlich festgelegte maximale Kapazitätserweiterung auf 1350 MW, die im Jahr 2019 im Energiesammelgesetz auf maximal 1.000 MW reduziert wurde [3]. Da diese Kapazitätserweiterungsgrenze im Juli 2019 bereits überschritten wurde, ist die zukünftige Wirksamkeit dieses Finanzinstruments derzeit fraglich. Folgend wird die Möglichkeit der doppelten Überbauung als häufig gewählte Variante kurz vorgestellt.

Eine einfache Möglichkeit die Flexibilität von Biogasanlagen zu erhöhen besteht darin, zusätzliche Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen zu installieren, um die Stromerzeugung auf Zeiträume zu konzentrieren, in denen der Netzbedarf hoch und die Erzeugung von Strom aus Wind- und Sonnenenergie unzureichend ist. Laut [7] würde das daraus resultierende technische Potenzial für eine flexible Stromerzeugung in Deutschland bei rd. 40 TWh_{el} liegen. Die meisten Anlagen, die die Flexibilitätsprämie erhalten (40%), sind derzeit kleine Biogasanlagen im Bereich von 151 bis 500 kW_{el}, gefolgt von ca. 38% im mittleren Bereich von 501 bis 1.000 kW_{el} Erzeugung [7]. Die Verdoppelung der Kapazität der Stromerzeugungseinheiten (auch doppelte Überbauung genannt) ist die häufigste Lösung und einfach zu implementieren. Bei einer vorhandenen 500 kW_{el} KWK-Einheit wird eine zusätzliche 500 kW_{el}-Einheit installiert. Unter Berücksichtigung des Korrekturfaktors (1.000 kW – 500 kW x 1,1) beträgt die zusätzliche Leistung dann 450 kW_{el} [3]. Bei einem angenommenen Mindestverschiebungspotential der Stromerzeugung von 4 Stunden können die meisten vorhandenen technologischen Komponenten (vorhandene KWK-Anlagen, Gas- und Wärmespeicheranlagen) dann noch ohne zusätzliche Investitionen für den Ausbau von Wärme- und Gasspeicheranlagen genutzt werden [8]. Der Betreiber einer solchen Anlage kann dann bei Einspeisung des erzeugten Stroms ins Netz eine jährliche Flexibilitätsprämie in Höhe von 58.500 EUR (450 kW x 130 Euro/kW) geltend machen. Zusätzliche Spotmarkteinnahmen und Effizienzverbesserungen wurden in dieser Berechnung nicht berücksichtigt [3].

Aufbereitung von Biogas zu Biomethan

Eine weitere Möglichkeit der Flexibilisierung von Biogasanlagen ist die Aufbereitung des hier anfallenden Rohbiogases zu Biomethan und die Einspeisung ins Erdgasnetz. Das produzierte Biomethan kann dann entsprechend der ans Erdgasnetz angeschlossenen Nutzerstruktur in allen Sektoren der Energiewirtschaft bedarfsgerecht eingesetzt werden. Hinzu kommt die enorme Speicherkapazität des Erdgasnetzes in Deutschland (ca. 230 TWh) die eine Entkopplung der Produktionsseite von der Nutzung des Gases zur Folge hat. Seit 2015 hat die Anzahl der weltweit in Betrieb genommenen Biogasaufbereitungsanlagen stetig zugenommen. Deutschland ist nach wie vor führend bei dieser Entwicklung, was auf den hohen technologischen Standard

in Verbindung mit sich verändernden politischen Rahmenbedingungen (wie z. B. reduzierten Einspeisetarifen in den Novellen des EEG seit 2014) zurückzuführen ist. In Deutschland können derzeit insbesondere Biogasanlagen mit hohen Produktionskapazitäten durch den Verkauf von Biomethan an das Gasnetz im Vergleich zur konventionellen Wärme- und Stromerzeugung profitieren. Flexibilität im Sinne einer Stabilisierung der Stromnetze wird allerdings nur geschaffen, wenn das bereitgestellte Biomethan nach erfolgter Speicherung im Gasnetz (dann z. B. in städtischen Regionen mit hohem Wärmebedarf) wieder zur bedarfsgerechten Strom- und Wärmeproduktion verwendet wird. Für Biogasanlagenbetreiber ist die Biogasaufbereitung aus Biomethan allerdings eine neue Möglichkeit Flexibilität bei der Vermarktung des produzierten Biomethans zu schaffen (siehe Abb. 2).

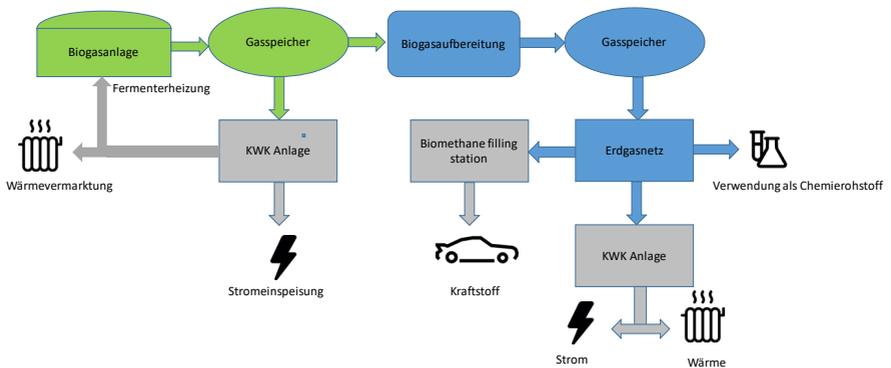


Abb.2: Möglichkeiten der Biomethan Vermarktung

Europa ist der weltweit führende Hersteller von Biomethan zur Verwendung als Fahrzeugkraftstoff oder zur Einspeisung in das Erdgasnetz. 2015 produzierten 459 Anlagen 1,2 Milliarden m³ [9].

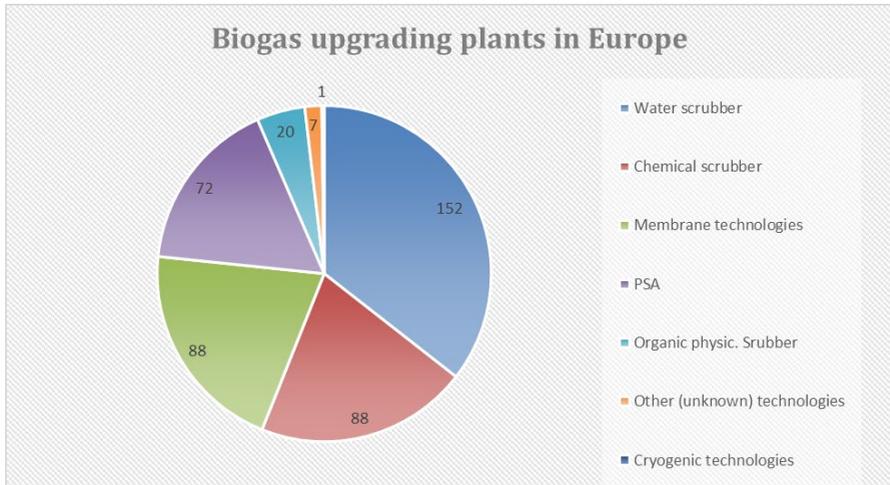


Abb.3: Überblick zu installierten Biogasaufbereitungsanlagen in Europa (Daten von 2015) nach Technologien [11]

Die derzeit verfügbaren Biogasaufbereitungstechnologien zielen auf die Entfernung der im Rohbiogas enthaltenen unerwünschten Gaskomponenten wie Wasserdampf, Schwefelwasserstoff und vor allem auf die Entfernung des Kohlendioxids ab, um den Energiegehalt des aufbereiteten Gases zu erhöhen und die in Richtlinien (z. B. DVGW: Arbeitsblätter G 260 und 262) festgelegten Anforderungen an die Einspeisung ins Gasnetz zu erfüllen. Die Entfernung des Kohlendioxids kann durch verschiedene Techniken wie Adsorptions-, Absorptions-, Membrantrennverfahren oder kryogene Aufbereitungstechniken erreicht werden. Die am häufigsten verwendeten Techniken sind die:

- Druckwasserwäsche,
- Chemische Adsorption (Aminwäsche),
- Druckwechseladsorption und
- die Membrantrennverfahren.

Druckwasserwäsche (DWW):

Die Druckwasserwäsche ist das weltweit verbreitetste Biogasaufbereitungsverfahren. Sie basiert auf der physikalischen Absorption von Gasen in Wasser und nutzt dabei aus, dass die Löslichkeit von Methan bei 25°C 26 -mal schlechter ist als die von Kohlenstoffdioxid. Rohbiogas wird unter hohem Druck in die flüssige Phase des Absorbers geleitet, wo CO₂ absorbiert wird. Zur Regeneration wird das Lösungsmittel anschließend mit Luft in einen Desorber geleitet und entspannt, wodurch sich das CO₂ aus dem Wasser löst. Danach wird das Wasser zurück in den Absorber geführt und steht dem Prozess erneut zur Verfügung.

Chemische Absorption:

Die chemische Absorption (oft als Aminwäsche bezeichnet) ist durch eine physikalische Absorption der gasförmigen Komponenten in einer Waschflüssigkeit gekennzeichnet, gefolgt von einer chemischen Reaktion zwischen Waschflüssigkeitskomponenten und absorbierten Gaskomponenten in der flüssigen Phase. Saure Gasbestandteile im Biogas, CO_2 und potenziell H_2S , reagieren im Absorber exotherm reversibel mit einer Lösung aus Wasser und Aminen und werden somit chemisch gebunden. Die Regeneration des Lösungsmittels findet in einer Stripkolonne statt. Dabei wird es auf 120 bis 160 °C aufgeheizt, um die nötige Wärme für die Desorption aufzubringen. Das Kohlendioxid wird nicht nur im Lösungsmittel absorbiert; es reagiert auch chemisch mit dem im Lösungsmittel vorhandenen Amin. Die am häufigsten verwendeten wässrigen Lösungen von Aminen sind Monoethanolamin (MEA), Diglycolamin (DGA) und Diethanolamin (DEA) [10].

Druckwechseladsorption (PSA):

Die Druckwechseladsorption (Pressure Swing Adsorption (PSA)) trennt Gasbestandteile aufgrund ihrer physikalischen Eigenschaften. Das Rohbiogas wird auf 4 – 10 bar verdichtet und in einen Adsorber geleitet, wo das Adsorbens das enthaltene CO_2 an seine Oberfläche bindet, während das CH_4 weiter strömt. Wenn das Material gesättigt ist, wird der Druck stufenweise verringert und das Gas wird desorbiert. Das Adsorbensmaterial ist ein poröser Feststoff, üblicherweise mit einer großen Oberfläche. Die meisten in den kommerziellen Verfahren verwendeten Adsorbentien sind Kohlenstoffmolekularsiebe, Aktivkohlen, Zeolithe und andere Materialien wie Titansilikate. Vorteile der Technik sind, dass im Gegensatz zu Waschverfahren keine zusätzlichen Kosten für Chemikalien oder Wasser anfallen. Außerdem sind die Systeme trotz ihres relativ komplexen Aufbaus modular und damit auch für kleine Anwendungen geeignet.

Membrantrennverfahren:

Die Verwendung von Membranen zur Gasreinigung ist in der chemischen Industrie eine etablierte Technologie, und die Verwendung zur Aufbereitung von Biogas für die Biomethanproduktion hat insbesondere im letzten Jahrzehnt zunehmend an Bedeutung gewonnen [12]. Das technologische Prinzip basiert auf der unterschiedlichen Molekulargröße der zu trennenden Gaskomponenten und macht sich die hiermit verbundene Membrandurchlässigkeit von CO_2 und Methan zunutze. Die qualitativ unterschiedliche Permeabilität ermöglicht die Trennung von CO_2 unter Überdruck in einem Molekularmodul.

Jede der vorgenannten Aufbereitungstechnologien ist geeignet, die Gasreinigungsanforderungen für die Einspeisung in Gasnetze oder Fahrzeugkraftstoffspezifikationen zu erfüllen. Laut [11] ist die in der EU in Bezug auf die Anzahl der Anlagen am häufigsten angewandte Technologie die Druckwasserwäsche. Eine verallgemeinerte Aussage, welche der Techniken sich am besten für die Aufbereitung von Rohbiogas zu Biomethan eignet, ist jedoch nicht möglich. Neue Entwicklungen (z. B. die bereits

vorgestellte Verbesserung auf dem Gebiet der Membrantrenntechnologien) verändern z. B. den Kostenrahmen, die Einsatzmöglichkeiten und damit auch die Marktdurchdringung der jeweiligen Technologien.

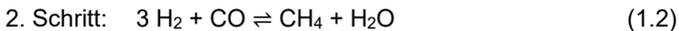
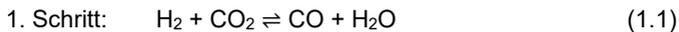
Methanisierung von Rohbiogas zu Biomethan

Die direkte Methanisierung von Rohbiogas ist eine weitere vielversprechende Möglichkeit, die Flexibilität von Biogasanlagen durch die Schaffung neuer Marketingkonzepte für Anlagenbetreiber zu erhöhen. Da Rohbiogas zu rd. 25 - 45% aus Kohlendioxid besteht, kann durch die Umwandlung dieses CO₂ in Methan die Methanausbeute im Vergleich zu den im Abschnitt 3.2 vorgestellten herkömmlichen Biogasaufbereitungstechnologien um 40 - 60% erhöht werden [14]. Das Verfahren gewinnt vor allem deshalb an Bedeutung, weil die Verwendung von Wasserstoff aus erneuerbarem Strom eine gute Möglichkeit bietet, die Energiesektoren Strom, Wärme und Verkehr zu koppeln. Da der benötigte Wasserstoff normalerweise aus überschüssigem Strom erzeugt wird, wird der Prozess auch als Power-to-Methan bezeichnet. Das bestehende Erdgasverteilungsnetz und die Erdgasspeicher in Europa bieten ein enormes Speicherpotential für das bereitgestellte Methan und damit einen Zwischenspeicher für überschüssigen Strom aus schwankenden erneuerbaren Energiequellen wie Strom aus Windkraftanlagen und PV-Anlagen.

Die für die Methanisierung verwendete Grundreaktion ist die Sabatier-Reaktion, die der französische Chemiker Paul Sabatier bereits im Jahr 1902 entdeckt hat:



Die Reaktion ist exotherm und findet in 2 Schritten statt. Der erste Schritt ist die reversible Wassergas-Shift-Reaktion (Gleichung 1.1) und der zweite Schritt ist die klassische Methanisierungsreaktion (Gleichung 1.2), die auch im Biogaserzeugungsprozess selbst biologisch initiiert abläuft.



Im Vergleich zu den derzeit verfolgten Power-to-Gas-Ansätzen, bei denen das Kohlendioxid vor der katalytischen Umwandlung, z. B. durch einen Biogasaufbereitungsprozess (siehe Abschnitt 3.2) in konzentrierter und reiner Form vorliegt, wird bei den neuen Methanisierungskonzepten der gesamte Rohbiogasstrom dem Methanisierungsprozess zugeführt. Laufende F&E Projekte konzentrieren sich derzeit auf biologische und thermochemische katalytische Methanisierungskonzepte.

Biologische Methanisierung

Die biologische Konvertierung von Wasserstoff und Kohlendioxid in Methan ist ein komplexer mikrobiologischer Umwandlungsprozess zur Erzeugung von Methan mittels hochspezialisierter Mikroorganismen (Archaea). Um die Methanisierungsreaktion zu katalysieren, werden hydrogenotrophe methanbildende Mikroorganismen als biologische Katalysatoren verwendet. Da diese Mikroorganismen spezielle Bedingungen für ein optimales Wachstum benötigen, werden die Reaktoren üblicherweise bei Temperaturen zwischen 37 und 65 °C und Drücken zwischen 1 und 15 bar betrieben [15]. Bei der Umsetzung der biologischen Methanisierung wird zwischen sogenannten in-situ- und ex-situ-Prozessen unterschieden. In einem in-situ-Methanisierungssystem werden dem Fermenter, in dem das Biogas erzeugt wird, organisches Substrat und zusätzlicher Wasserstoff zugesetzt [16]. Die ex-situ-Methanisierung findet in einem separaten externen Reaktor statt, dessen Betriebsparameter typischerweise auf die speziellen Bedürfnisse (Nährstoffbedarf, Temperatur etc.) der hydrogenotrophen Mikroorganismen angepasst sind [14].

Der limitierende Faktor für die technische Umsetzung aller biologischen Methanisierungskonzepte ist die Zufuhr von Wasserstoff und Kohlendioxid zu den Mikroorganismen. Beide sind gasförmige Bestandteile und müssen in Lösung sein, damit sie von den Mikroorganismen verwendet werden können. Insbesondere aufgrund der schlechten Löslichkeit von Wasserstoff in wässrigen Umgebungen ist die ausreichende Versorgung mit Wasserstoff gegenwärtig die Hauptherausforderung bei der Umsetzung entsprechender Projekte und Schwerpunkt laufender Forschungsarbeiten. Um die Leistung des Methanisierungsprozesses zu erhöhen, ist es darüber hinaus wichtig, potenziell geeignete effiziente Mikroorganismen (z. B. durch zielgerichtete Selektion und genetische Modifikation) zu identifizieren [18]. Aktuelle Forschungs- und Demonstrationsprojekte zur biologischen Methanisierung produzieren bislang nur geringe Mengen Methan. Die Umsetzung der biologischen Methanisierung ist nach [17] aus technoökonomischer Sicht eher für kleine Biogasanlagen (z. B. landwirtschaftliche Biogasanlagen) im einstelligen MW-Bereich geeignet. Hier ist auch eine Integration in die bestehende Biogasanlagenstruktur möglich. 2016 existierten in Deutschland insgesamt 6 Demonstrationsanlagen bzw. -vorhaben zur biologischen Methanisierung im Technikums- bzw. Pilotmaßstab [18].

Thermochemische katalytische Methanisierung

Die thermochemische katalytische Methanisierung nach dem Sabatier-Prozess (siehe Reaktionsgleichung 1) ist bereits im kommerziellen Maßstab verfügbar und eines der Schlüsselkonzepte der modernen Power-to-Gas Technologien. Die erste kommerzielle 6-MW_{el}-Anlage wurde in Werlte im Rahmen des Audi E-Gas-Projekts gebaut und 2013 in Betrieb genommen. Die benötigte CO₂-Quelle ist eine Biogasanlage mit angeschlossener Biogasaufbereitung in der Nähe der PtG Anlage, in der das Kohlendioxid mittels Aminwäsche (siehe Abschnitt 3.2) aus dem Rohbiogasstrom ab-

geschieden wurde. Der benötigte Wasserstoff stammt aus drei 2-MW-Alkalielektrolyseuren, die mit erneuerbarem Strom betrieben werden. Weitere Anwendungen mit alkalischen und PEM-Elektrolyseuren zur Erzeugung des erforderlichen Wasserstoffs werden im Labor- oder Pilotanlagenmaßstab betrieben und verwenden meist reines Kohlendioxid, das von Biogasaufbereitungsanlagen geliefert werden soll. Da der Bau von Biogasaufbereitungsanlagen kostenintensiv ist und ein wirtschaftlicher Betrieb in den meisten Fällen nur bei größeren Biogasanlagen realisierbar ist, sind alternative Konzepte erforderlich, um auch für kleine landwirtschaftliche Biogasanlagen Lösungen zu finden.

Die HTW Berlin hat daher in Kooperation mit der Beuth Hochschule für Technik Berlin und der Fa. Graforce ein Konzept zur direkten katalytischen Methanisierung von Rohbiogas entwickelt, das insbesondere den spezifischen Anforderungen kleinerer Biogasanlagenbetreiber (mit einer Rohbiogasproduktionskapazität von weniger als 250 m³ / Stunde) gerecht wird. Im Vergleich zu den derzeit verfolgten Power-to-Gas-Ansätzen, bei denen das Kohlendioxid vor der katalytischen Umwandlung vom Rohbiogas getrennt wird, wird im Projekt KatMethCon der gesamte Rohbiogasstrom einem Methanisierungsreaktor zugeführt. Ziel des Projekts ist damit die Entwicklung eines innovativen Mehrkomponentensystems zur direkten katalytischen Methanisierung des im Rohbiogas von Biogasanlagen enthaltenen Kohlendioxids durch Reaktion mit Wasserstoff aus erneuerbaren Quellen. Ein Schema der Projektkonzeption ist in Abbildung 4 dargestellt.

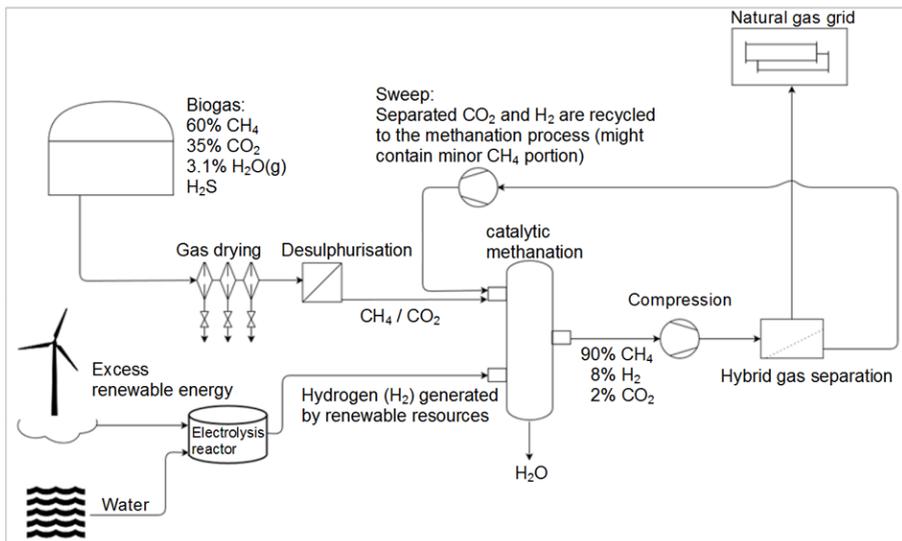


Abb.4: Prozessschema des KatMethCon Projektes

Um dieses Ziel zu erreichen, wurde ein integrierter Ansatz verfolgt, der neben der Entwicklung und Optimierung einer geeigneten Katalysator-Zeolith-Matrix, eine optimale Integration von Gasbehandlung / Gastrennung und eine kundenorientierte Systemintegration beinhaltet [19]. Um eine Vergiftung des Katalysators zu vermeiden (für die katalytische Methanisierung wurden zeolithgetragene Nickel- und Rutheniumkatalysatoren verwendet), ist eine umfassende Entschwefelung des Biogases erforderlich. Um die erforderlichen niedrigen Konzentrationen von $< 5 \text{ mg / m}^3$ (maximale Schwefelwasserstoffkonzentration nach [DVGW 2013]) sicherzustellen, wurde eine Kombination von Adsorption in Eisenoxiden und Aktivkohle gewählt. Die Energie, die aus der folgenden exothermen Umwandlungsreaktion freigesetzt wird, kann zur Bereitstellung der Wärme für die Beheizung der Biogasfermenter verwendet werden.

In konventionellen Biogasanlagen (zur Wärme- und Stromerzeugung) und unter deutschen Klimabedingungen werden ca. 20 - 30% der Wärmeenergie aus der KWK-Anlage (Gasmotor) zur Bereitstellung der Wärmeenergie für die Fermenterheizung verwendet. Im Falle einer vollständigen Methanisierung von Biogas muss diese Wärmequelle durch andere Quellen ersetzt werden (wie z. B. aus der exothermen Umwandlungsreaktion). Ca. 0,72 - 0,90 kWh Wärmeenergie aus der Methanisierung von 1 m^3 (Roh-) Biogas (abhängig von der anfänglichen CO_2 -Konzentration) können für die Fermenterheizung verwendet werden, und es entsteht ein Wärmeüberschuss, der für andere Anwendungen oder Wärmeverbraucher in der Nähe der Biogasanlage zur Verfügung steht.

In der ersten Projektphase wurden die experimentelle Untersuchung zur Methanisierung und Gastrennung durchgeführt. Methanisierungsexperimente an der Beuth Hochschule für Technik Berlin zur Erhöhung der Methankonzentration von 60% im Rohbiogas mit einem Nickelkatalysator führten zu Methanausbeuten von $> 80\%$ und Experimente mit Katalysator auf Rutheniumbasis zu Methanausbeuten von 70 - 80% (siehe Abbildung 5).

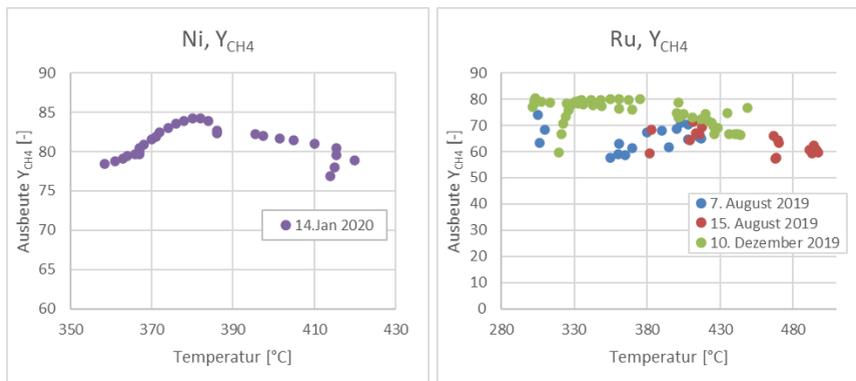


Abb.5: Methanausbeuten nach Verwendung unterschiedlicher Katalysatormaterialien

Bei dem in Abb. 6 dargestellten zweistufigen Membrantrennverfahren wird das Retentat 1 als Feed 2 in eine zweite Membran eingespeist. Das Permeat 2 diffundiert durch die zweite Membran, während das Retentat 2 von dieser Membran zurückgehalten wird. Die als Zielgröße des Projektes definierte Methankonzentration von > 96% wurde durch Einsatz des zweistufigen Membrantrennverfahren erreicht (98,5% CH₄, 0,8% H₂ und 0,7% CO₂ im Produktgasstrom).

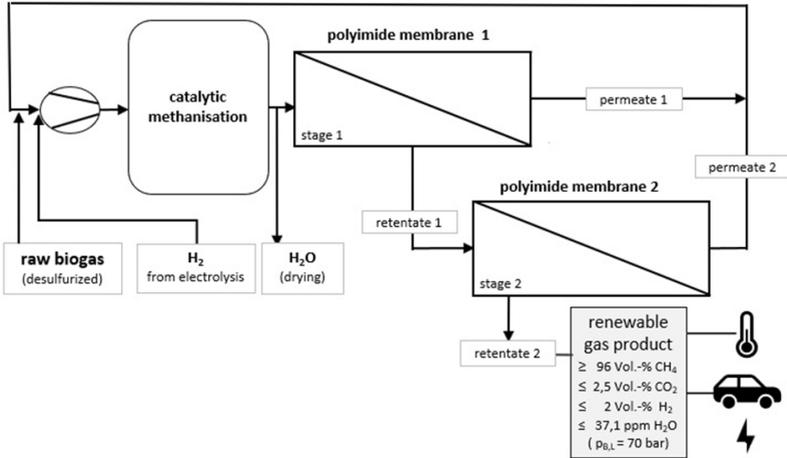


Abb.6: Schema des zweistufigen Membrantrennverfahrens

Feed 1		Membran 1	Permeat 1	
OR	CH ₄ 58,4% H ₂ 33,8% CO ₂ 7,8%		OR	CH ₄ 6,6% H ₂ 80,7% CO ₂ 13,6%
V/FR	5 LN/min	V/FR	2,01 LN/min	
T	RT	Rp H ₂	87,5 %	
Δp	16 bar	Rp CO ₂	70,3 %	
		PR	1 bara	

Retentat 1/Feed 2		Membran 2	Permeat 2	
OR	CH ₄ 93,7% H ₂ 4,0% CO ₂ 2,2%		OR	CH ₄ 51,7% H ₂ 26,7% CO ₂ 21,6%
V/FR	2,87 LN/min	V/FR	0,29 LN/min	
R _{CH₄}	92,2%	R _{H₂}	67%	
PR	17 bara	R _{CO₂}	98,3%	
		PR	1 bara	

Retentat 2	
OR	CH ₄ 98,5% H ₂ 0,8% CO ₂ 0,7%
V/FR	2,71 LN/min
R _{CH₄}	99,1%
R _{CO₂}	91,4%
PR	17 bara

Abb.7: Ergebnisse der experimentellen Untersuchungen des 2-stufigen Membrantrennprozesses bei Δp = 16 bar und 70% Umsatz

Fallbeispiel – Einsatz der direkten katalytischen Methanisierung von Rohbiogas in landwirtschaftlichen Biogasanlagen

Der größte Teil der Biogasanlagen in Deutschland sind landwirtschaftliche Biogasanlagen, die im KWK-Grundlastbetrieb mit einer durchschnittlichen elektrischen Leistung von weniger als 500kW_{el} betrieben werden und bei denen die effiziente Nutzung der bei der Verstromung in Verbrennungsmotoren anfallenden Wärme angesichts fehlender Verbraucher oftmals ein Problem darstellt [20]. Im Folgenden werden die Basisdaten einer konventionellen landwirtschaftlichen 500-kW-Biogasanlage mit Blockheizkraftwerk verwendet, um die Anwendungsmöglichkeit des Konzepts für diesen Nutzerkreis darzustellen. Die beispielhaft in Betracht gezogene landwirtschaftliche Biogasanlage verwendet hierbei 2.200 t Gülle aus der Rinderhaltung, 6.500 t Maissilage, 1.100 t Getreidekulturen und 1.100 t Grassilage pro Jahr, um eine Gesamtmenge von 1,7 Mio. m^3 Rohbiogas pro Jahr zu produzieren. Bei einem durchschnittlichen Anteil von 35% Kohlendioxid am Rohbiogas entspricht dies einer Menge von 590.000 m^3 bzw. 1.170 Tonnen Kohlendioxid pro Jahr. Basierend auf der unter Formel (1) gezeigten Reaktionsgleichung können aus der Umwandlung dieses Kohlendioxids in Methan 425.500 kg zusätzliches Methan (bzw. 590.000 m^3) erzeugt werden. Im Vergleich zu den herkömmlichen Biomethan-Upgrade-Technologien (siehe Abschnitt 3.2), bei denen die max. jährliche Biomethanmenge für die Einspeisung in das Gasnetz nur 1 Mio. m^3 (Methangehalt des erzeugten Biogases) betragen würde, erhöht sich die Methanausbeute um fast 60% auf nahezu 1,6 Mio. m^3 / Jahr.

Für die Umwandlung wird eine jährliche Menge von 215.000 kg Wasserstoff benötigt. Als Nebenprodukt werden 956.160 kg Wasser erzeugt, das recycelt der Elektrolyse zur Wasserstoffherzeugung zugeführt wird und ca. 50% des Gesamtbedarfs des Wassers für den Elektrolyseprozess liefert. Im Ergebnis der im Labormaßstab durchgeführten experimentellen Untersuchungen wurde ein Methanisierungsmodell für die Anwendung des Konzepts erstellt. Für die Berechnung der erforderlichen stündlichen H_2 -Zugabe wird anstatt des sich aus der Reaktionsgleichung der Sabatier-Reaktion ergebenden CO_2 : H_2 Molverhältnisses von 1:4 eine leicht überstöchiometrische H_2 -Zugabe im Verhältnis 1:4,1 angesetzt. Basierend auf experimentellen Ergebnissen, die an der Beuth Hochschule für Technik Berlin erzielt worden sind (hier ergab sich ein Umsatz von ca. 70%), wurden die in Abb. 8 dargestellten Stoffmengenströme ermittelt. Auf Basis von einem Verhältnis von H_2 zu CO_2 von 4,1:1 nach der Rückführung des Permeats 1 und 2 und den Ergebnissen der zweistufigen Gastrennung bei einer Druckdifferenz von $\Delta p = 16$ bar (siehe Ergebnisse der Gasseparation in Abb. 7) und einem Umsatz von 70% folgt, dass dem Gasspeicher 337 m^3/h H_2 entnommen werden müssen. 138 m^3/h H_2 werden über die Rückführung des Permeats 1 und 2 hinzugeben (insgesamt 188,4 m^3/h). Mit dem Permeat 1 und 2 werden dem Methanisierungsreaktor außerdem 23 m^3/h CH_4 und 27,3 m^3/h CO_2 zugeführt. Das Produktgas (insgesamt 231 m^3/h) beinhaltet dann 217 m^3/h „Biomethan“ mit Anteilen von 96 % CH_4 , < 2 % H_2 und < 2,5 % CO_2 .

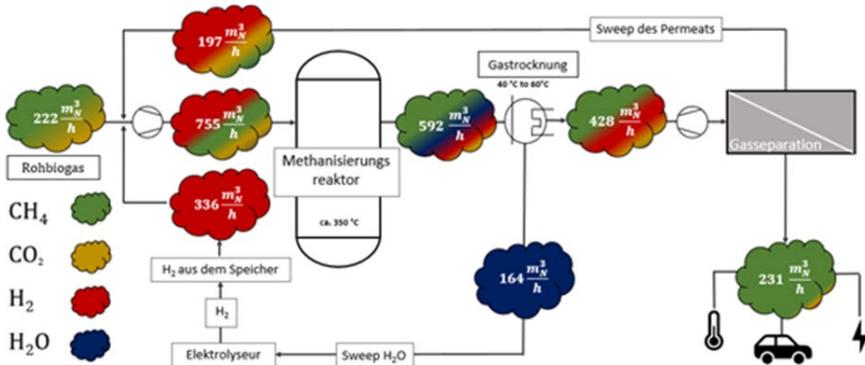


Abb.8: Ergebnisse der Stoffstromberechnung aus dem Methanisierungsmodell

Das erforderliche Reaktorvolumen für die katalytische Methanisierung wurde mittels Gleichung 2 überschlägig berechnet.

$$V_{\text{Kat}} = \frac{\dot{V}_{\text{Ges.R.zu}}}{\text{GHSV}} \quad (2)$$

$$V_{\text{R}} \approx 2 \text{ bis } 3 \cdot V_{\text{Kat}}$$

Die Reaktorvolumenausnutzung (GHSV) bewegt sich für den Sabatier-Prozess typischerweise im Bereich zwischen 20.000 h^{-1} und 50.000 h^{-1} . Bisher konnten an der Beuth-Hochschule erfolgreiche Messreihen mit GHSV-Werten zwischen 3.000 h^{-1} und 10.000 h^{-1} bei erreichten Umsätzen von ca. 70% erzielt werden. Unter Zugrundelegung dieses Umsatzes und des angesetzten H₂: CO₂ Verhältnisses führt dies zu einem Gesamtvolumenstrom von ca. 755 m^3/h . Ausgehend vom Fall der niedrigsten Reaktorvolumenausnutzung (3.000 h^{-1}) wäre ein Reaktorvolumen von max. 0,75 m^3 erforderlich.

Die resultierende Wärme der exothermen Reaktionsenthalpie der Methanisierungsreaktion beträgt 216 kW bzw. 1.900 MWh/a. Diese kann für den prioritären Pfad zur Beheizung des Fermenters genutzt werden. Der durchschnittliche Bedarf an thermischer Energie für die Beheizung der Fermenter einer 500 kW_{el} -Referenzbiogasanlage (mesophile Betriebsweise bei 36 – 37 °C) liegt bei ca. 900 bis 1.200 MWh/a (Schwankungen in Abhängigkeit von Prozessparametern, Ausführungsform und Isolierung sowie Wetter-/Klimabedingungen). Aus dem Sabatier-Prozess kann daher eine hinreichend große Wärmemenge zur Beheizung der Fermenter bereitgestellt werden.

References

- [1] <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/251525/umfrage/struktur-des-primarenergieverbrauchs-in-deutschland-nach-energetraeger/>^
- [2] <https://www.umweltbundesamt.de/themen/klima-energie/erneuerbare-energien/erneuerbare-energien-in-zahlen#uberblick>
- [3] DBFZ Deutsches Biomasseforschungszentrum, Schlussbericht zum Vorhaben „Leitfaden Flexibilisierung der Strombereitstellung von Biogasanlagen (LF Flex)“, 11/2019
- [4] Gromke, J.F.; Rensberg, N.; Denysenk,V.; Stinner, W.; Schmalfuß, T.; Scheffelowitz M.; Nelles, M.; Liebetrau, J.: Current Developments in Production and Utilization of Biogas and Biomethane in Germany, Chem. Ing. Tech. 2018, 90, No. 1–2, 17–35
- [5] Hahn, H.; Krautkremer, B.; Hartmann, K.; Wachendorf, M.: Review of concepts for a demand-driven biogas supply for flexible power generation, Renewable and Sustainable Energy Reviews 29:383–393, September 2013
- [6] Meier-Peter H, Bernhard F., *Handbuch Schiffbetriebstechnik*, Seehafen Verlag, Hamburg 2006.
- [7] Persson, T.; Murphy, J.; Jannasch, A. K.; Ahern, E.; Liebetrau, J.; Trommler, M.; Toyama, J.: A perspective on the potential role of biogas in smart energy grids, IEA Bioenergy 2014, ISBN 978-1-910154-13-7
- [8] Purkus, A.; Gawel, E.; Szarka, N.; Lauer, M.; Lenz, V.; Ortwein, A.; Tafarte, P.; Eichhorn, M.; Thrän, D.: Contributions of flexible power generation from biomass to a secure and cost-effective electricity supply—a review of potentials, incentives and obstacles in Germany, Energy, Sustainability and Society (2018) 8:18
- [9] Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e. V. (FNR): Leitfaden Flexibilisierung von Biogasanlagen, 1. Auflage, FNR 2018
- [10] Scarlata, Nicolae; Dallemand, Jean-François; Fahl, Fernando (2018). Biogas: Developments and perspectives in Europe, Renewable Energy 129 (2018) 457 – 472
- [11] Patterson, T.; Esteves, S.; Dinsdale, R.; Guwy, A. (2011). An evaluation of the policy and techno-economic factors affecting the potential for biogas upgradation for transport fuel use in the UK. Energy Policy 39, 1806–1816.
- [12] Hoyer, K.; Hulteberg, C.; Svensson, M.; Jernberg, J.; Nørregard, O.: Biogas Upgrading - Technical Review, REPORT 2016:275, ISBN 978-91-7673-275-5
- [13] Miltner, M.; Makaruk, A.; Harasek, M.: Selected Methods of Advanced Biogas Upgrading Chemical Engineering Transactions, VOL. 52, 2016, 463 – 468
- [14] Bauer, F.; Hulteberg, C.; Persson, T.; Tamm, D.: Biogas upgrading – Review of commercial technologies, SGC Rapport 2013:270
- [15] Rusmanis, D.; O’Shea, R.; Wall, D. M.; Murphy, J.D.: Biological hydrogen methanation systems – an overview of design and efficiency, BIOENGINEERED 2019, VOL. 10, NO. 1, 604–634,
- [16] Thema, M.; Weidlich, T.; Hörl, M.; Bellack, A.; Mörs, F.; Hackl, F.; Kohlmayer, M.; Gleich, J.; Stabenau, C.; Trabold, T.; Neubert, M.; Ortloff, F.; Brotsack, R.; Schmack, D.; Huber, H.; Hafenbradl, D.; Karl, J.; Sterner, M.: Biological CO₂-Methanation: An Approach to Standardization, Energies 2019, 12, 1670; doi:10.3390/en12091670
- [17] Voelklein, M. A.; Rusmanis, D.; Murphy, J. D.: Biological methanation: Strategies for in-situ and ex-situ upgrading in anaerobic digestion, Applied Energy 235 (2019) 1061–1071

- [18] Graf, F.; Krajete, A.; Schmack, U. (2014): Techno-ökonomische Studie zur biologischen Methanisierung bei Power-to-Gas Konzepten. Abschlussbericht. Bonn: Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e.V.
- [19] Kretzschmar, J. (2017): Technologiebericht 4.2b Power-to-gas (Methanisierung biologisch). In: Wuppertal Institut, ISI, IZES (Hrsg.): Technologien für die Energiewende. Teilbericht 2 an das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi). Wuppertal, Karlsruhe, Saarbrücken.
- [20] Barz, Mirko; Wesenfeld, Hartmut; Laß-Seyoum, Asnakech; Knist, Sascha: Catalytic Conversion of Biogas to Biomethane . In: Ecological sustainable waste management – energetic utilization of organic waste, S. 33 - 39, Mensch und Buch Verlag, Berlin, 2018, ISBN 978-3-86387-935-8
- [21] Köppel, W.; Götz, M.; Graf, F.: Biogas Upgrading for Injection into the Gas Grid, 34 gwf-Gas Erdgas, International Issue, 2009

BIOLOGISCHE METHANISIERUNG ALS BAUTEIL EINES VIRTUELLEN KRAFTWERKS

A. Dengel¹, Sarah Marion²

- ¹ Steag New Energies GmbH, Sankt Johanner Str. 101-105, 66115 Saarbrücken, andreas.dengel@steag.com
- ² Masterstudent bei STEAG New Energies GmbH, St. Johanner Straße 101-105, 66115 Saarbrücken

Schlüsselwörter: Power-To-Gas (PtG), virtuelles Kraftwerk, CO₂, Energiemarkt

Zusammenfassung

Im Rahmen der Energiewende wird eine optimierte Abstimmung des Strombedarfs mit der Bereitstellung dieser Energie immer bedeutender, da die wesentlichen Erzeuger volatil arbeiten. Aus diesem Grund sind Konzepte zur Speicherung und /oder Wandlung des Energieträgers Elektrizität in Zeiten des Überangebots gefragt. Bereits im letzten Symposium REGWA 2019 wurde die Projektidee mit ersten energiewirtschaftlichen Betrachtungen einer Power-To-Gas Anlage vorgestellt. Dabei handelt es sich um eine biologische Methanisierung, die in Verbindung mit einer Elektrolyse und dem Biogas der Standortkläranlage betrieben werden soll. Das Produktgas soll in das vorgelagerte Erdgasnetz eingespeist werden. Das Projekt wurde jetzt um eine zusätzliche Anlagenkonstellation ergänzt. Diese stellt sich aus Biogasanlage und den Stromquellen Wind- und PV-Anlagen dar. Dieses zusätzliche Anlagenkonzept bietet eine erweiternde Betrachtung, um die Einbindung der Power-To-Gas-Technologie in den Energiemarkt zu ermöglichen. Ziel ist es, eine Hilfestellung und Orientierung darüber zu bieten, welche Verfahren und Gesetze für die Errichtung und den Betrieb von solchen PtG-Anlagen zu beachten sind, die mitunter die Wirtschaftlichkeit stark beeinflussen.

In diesem 27. Symposium REGWA sollen die in der Zwischenzeit erarbeiteten Erkenntnisse aus den technischen und energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen präsentiert werden.

Einleitung

Die deutsche Bundesregierung hat erkannt, dass es nicht nur sinnvoll ist für den Klimaschutz Ziele zu setzen, die zu einem bestimmten Zeitpunkt (Klimaziele Treibhausgasminderung von 55 % bis 2030 und weitestgehend klimaneutral bis 2050) erfüllt sein sollen, sondern auch der Weg dorthin regulatorische Unterstützung benötigt [1].

Um diese Ziele auch zu erreichen, müssen Technologien, die zur Treibhausgasminderung beitragen können, ausgebaut und wettbewerbstauglich werden. Power-to-Gas (PtG) ist eine Technologie, mit der das Treibhausgas CO₂ eingebunden werden kann und somit nicht an die Atmosphäre abgegeben wird. Weiterhin kann diese Technologie dazu angewendet werden, um Netzschwankungen auszugleichen, die sich durch den Ausbau der volatil einspeisenden erneuerbaren Stromerzeugern wie Wind und Photovoltaik ergeben. [2]

Noch fehlt ein konsistenter Ordnungsrahmen, der die Systemfunktion von Power-to-Gas-Anlagen als zentrales Element der Sektorenkopplung anerkennt und eine klare Rechtsgrundlage schafft. Der Markt für Power-to-Gas-Anwendungen steckt noch in den Kinderschuhen und benötigt zu Erreichung der Marktreife die Unterstützung in Form von allumfassenden und ausreichend anwendbaren regulatorischen und rechtlichen Rahmenbedingungen [3]. Die zentralen Regularien sind das Erneuerbaren-Energien-Gesetz (EEG) und das Energiewirtschaftsgesetz (EnWG). Diese geben die Vorgaben für die Integration und Begünstigung der erneuerbaren Energien vor, andere Regularien verweisen auf diese zwei Gesetze und bauen auf deren Inhalt auf. Die Wirtschaftlichkeit der Power-to-Gas-Anlagen sind stark von diesen Verordnungen abhängig. In Bezug darauf werden zwei Fallmodelle zur Anwendung der Power-to-Gas-Technologie auf die Anwendbarkeit der bestehenden Rechtsrahmen untersucht und die daraus folgenden Begünstigungen oder Hemmnisse abgeleitet.

Power-To-Gas-Anlage

Das Verfahren von Power-to-Gas beinhaltet im ersten Schritt immer die Umwandlung von Strom in Gas. Der Strom spaltet in einen Elektrolyseur Wasser in Sauerstoff und Wasserstoff. Danach kann der Wasserstoff für weitere Umwandlungsschritte als Edukt dienen. Hier soll der Wasserstoff mit CO₂ zu Methan weiter aufreagiert werden. Der Vorteil von diesem synthetischen Methan ist, dass es zurzeit gut in großer Menge im vorhandenen Gasnetz integrierbar ist, während für Wasserstoff noch Grenzen gesetzt sind (In den DVGW-Arbeitsblätter G 260 /G 262 wird eine Grenze von 2 Vol% angegeben [4]).

Regulatorische Bedingungen

Im Folgenden sind die geltenden Regelungen, Gesetze und Richtlinien aufgewiesen, die einen Prozessschritt oder die ganze Prozesskette bis zur Gaseinspeisung beeinflussen. Um die Anwendungen der Gesetzestexte besser zu verstehen, muss geklärt werden, welche Gase energiewirtschaftlich als „Bio“ angesehen werden. In § 3 Nr.

10c EnWG sind die Biogase im Einzelnen aufgezählt. Darunter zählt das durch die Methanisierung erzeugte Methan allerdings nur, wenn der Wasserstoff und das Kohlenstoffdioxid „nachweislich weit überwiegend“ (§ 3 Nr. 10c EnWG), d. h. zu mindestens 80 Prozent aus erneuerbaren Quellen stammen. Der so erzeugte Wasserstoff wird dann als „grüner“ Wasserstoff bezeichnet [3].

Das EnWG gibt klar vor, dass eine Energieanlage den technischen Regeln der Deutsche Verein des Gas- und Wasserfaches e. V. (DVGW) entsprechen muss (§§ 49 Abs. 1, 2 EnWG). Unter anderem ist die Qualität des einzuspeisenden Gases und weitere zu erfüllenden Mindestanforderungen für eine geplante Einspeisung in den Arbeitsblättern der DVGW vorgegeben. Die wichtigsten DVGW-Arbeitsblätter über die technischen Mindestanforderungen, auf die einzelnen Gasnetzbetreiber in Bezug auf Gaseinspeisung hinweisen, sind in Tabelle 1 zusammengefasst.

Tabelle 1: Technische Mindestanforderungen für die Auslegung und den Betrieb des Netzanschlusses [5]

Bezeichnung	Inhalt
G 260	Gasbeschaffenheit
G 262	Nutzung von Gasen aus regenerativen Quellen in der öffentlichen Gasversorgung
G 265-1	Anlagen für die Aufbereitung und Einspeisung von Biogas in Gasversorgungsnetze; Teil 1: Planung, Fertigung, Errichtung, Prüfung und Inbetriebnahme
G 2000	Mindestanforderungen bezüglich Interoperabilität und Anschluss an Gasnetze

Neben den technischen Regeln sind die rechtlichen Grundlagen für die Einspeisung von Biogas ins Erdgasnetz von Bedeutung. Zur Förderung der Erhöhung des Biogas-Anteils im Versorgungsnetz erwähnt das EnWG einige Verpflichtungen für Gasnetzbetreiber. Nach dem EnWG werden zum Beispiel Betreiber von Gasversorgungsnetzen verpflichtet die Einspeisung von Biogas in ihre Netze zu gestatten. Für nachweislich biogaseinspeisende Anlagen wird nach § 33 GasNZV eine bevorzugte Gasanbindung und nach § 34 GasNZV ein vorrangiger Netzzugang gewährt. [6]

Power-to-Gas-Anlagen werden als Letztverbraucher eingestuft (§ 3 Nr. 25 EnWG, § 3 Nr. 33 EEG 2017), weswegen für den Strombezug vom Stromnetz die Netzentgelte, Abgaben und Umlagen anfallen, die einen wesentlichen Kostenfaktor ausmachen [7]. Zur Veranschaulichung der Höhe der netzbezogenen Abgaben und Umlagen sind in

Tabelle 2 die spezifischen Kostensätze der Stadtwerke Homburg, Saarland aufgeführt.

Tabelle 2: Letztverbraucherabgaben für Strom [8, 9]

Abgabe	Kosten [ct/kWh]	Zuordnung
EEG	6,765	
KWKG	0,226	
Netzentgelt	6,31	Gewerbekunden (50 MWh und Versorgung in der Niederspannung)
	2,33	Industriekunden (24 GWh und Versorgung in der Mittelspannung)
Umlage nach § 19 Strom-NEV	0,385	Letztverbrauchergruppe A, B, C (<= 1.000.000 kWh/a)
	0,050	B'(>1.000.000 kWh/a)
	0,025	C'(>1.000.000 kWh/a), gilt für produzierendes Gewerbe und Schienenbahnen, deren Strombezüge im vorangegangenen Jahr 4% des Umsatzes überstiegen haben
Offshore Netzumlage, § 17 f EnWG	0,416	Bis 1 GWh
Umlage für abschaltbare Lasten	0,007	
Konzessionsabgaben, § 2 KAV	0,61	Niedrigtarifzeit
	1,59	Hochtarifzeit: Richtet sich nach Gemeindegrößen
	0,11	Sondervertragskunden

Aus dem EEG 2017 lassen sich nur wenige Ausnahmemöglichkeiten ableiten, um die EEG-Umlage zu reduzieren oder gar ganz zu vermeiden.

Die EEG-Umlage auf den Strombezug zur Erzeugung von Biogas entfällt, wenn das Gas aus PtG-Anlagen ins Gasnetz eingespeist wird, nach der Entnahme wieder verstromt und für diesen Strom die EEG-Umlage vom Letztverbraucher gezahlt wird (§ 61I Abs. 2 EEG 2017) [10]. Auf Antrag können stromkostenintensive Unternehmen (Unternehmensdefinition nach § 3 Nummer 47 EEG 2017) die sogenannte „besondere Ausgleichsregelung“ (BesAR) [7, S. 26] in Anspruch nehmen. Dadurch ist eine Reduzierung der EEG-Umlage bis auf 15 bzw. 20 Prozent möglich (in Abhängigkeit der Listenzuordnung des Letztverbrauchers (Anlage 4 EEG 2017)). Weiterhin müssen die Unternehmen, die eine Begrenzung der EEG-Umlage erhalten wollen, einer der Branchen, die in den Listen 1 oder 2 der Anlage 4 zu § 64 EEG 2017 aufgeführt sind, angehören. [11] Die begünstigten Unternehmen zahlen für die erste Gigawattstunde die EEG-Umlage in voller Höhe und für den darüber hinaus von ihnen verbrauchten Strom nur noch einen bestimmten Prozentsatz der EEG-Umlage [12].

Weiterhin kann die EEG-Umlage für Versorgung aus rein erneuerbaren Energien reduziert werden. Nach § 61a entfällt die EEG-Umlage bei Eigenversorgung aus rein erneuerbaren Energien einer Bestandsanlage, unter der Bedingung, dass der überschüssige Strom nicht nach Teil 3 (Marktprämie, Einspeisevergütung) vermarktet wird (§§ 61 a, c, f EEG 2017) [13].

Bei einer Modernisierung des Eigenversorgungskonzepts mit erneuerbaren Energien wird eine EEG-Umlage bis zu 20 Prozent erhoben und bei Neubau 40 Prozent (§§ 61d, g EEG 2017) [12; 14]. Wird „grüner“ Strom mit Herkunftsnachweis (Registrierung im HKNR oder RNR) aus dem Stromnetz bezogen, fällt die EEG-Umlage trotzdem in voller Höhe an (§ 61 EEG 2017) [7; 15]. Von den Netzentgelten kann eine Befreiung für Speicheranlagen (gilt für komplette Power to Gas-Anlage) nach Inbetriebnahme für 20 Jahre erfolgen (§ 118 Abs. 6 EnWG) [7]. Für Unternehmen des sogenannten „produzierenden Gewerbes“ [16, S. 11] kann die Stromsteuer nur für den in der Elektrolyse eingesetzten Strom entfallen (§ 9a Abs. 1 Nr. 1 StromStG) [10]. Bei Eigenversorgung (Anlagenbetreiber und Stromverbraucher müssen identisch sein und Strom wird nicht durch das öffentliche Netz geleitet, § 3 Nr. 19 EEG) oder bei Direktleitung des EE-Stroms fallen weder Netzentgelte noch netzentgeltgekoppelte Abgaben oder Stromsteuer an [7].

Anwendungen der Regularien auf zwei Fallbeispiele

Im folgendem werden zwei Power to Gas-Konzepte näher beschrieben, um die Anwendbarkeit der Regularien genauer zu erläutern. Der eine Fall behandelt eine Anlage, die im öffentlichen Stromnetz eingebunden ist und am Regelenergiemarkt teilnimmt. Bei dem anderen Fall wird rein grüner Strom bezogen und per Elektrolyse grüner Wasserstoff erzeugt.

Modellfall 1: Power to Gas-Anlage mit Teilnahme des Elektrolyseurs am Regelenergiemarkt

Bei diesem Konzept wird in einer Abwasserklärungs-Anlage eines produzierenden Gewerbes erzeugtes Biogas veredelt [16; 17]. Durch eine entsprechende Auslegung des Elektrolyseurs (Inkrement 1 MW), ist die Teilnahme am Regelenergiemarkt möglich, sofern die Mindest-Qualifikationsleistung nachgewiesen wurde. Ist das für die einzelne Anlage nicht möglich, kann durch Zusammenschaltung mehrere Einzelanlagen ein sogenanntes Pooling gebildet werden. Der so entstandene Pool kann dann, nach erfolgter Präqualifikation, an der Regelenergievermarktung teilnehmen [18].

Mit den getroffenen Annahmen, dass die Anlage nur mit negativer Regelenergie gespeist wird und zu allen möglichen Zeiten Regelenergie bezogen werden kann, können maximale Erlöse von ca. 150.000 € für Arbeit und ca. 60.000 € für bereitgestellte Leistung erzielt werden (Untersuchte Daten von 2018, abgerufen von der Website SMARD der Bundesnetzagentur).

Die Abbildung 1 weist die grundlegenden Anlagenkonfigurationen des Modells mit den optional zu wählendem Speicher aus.

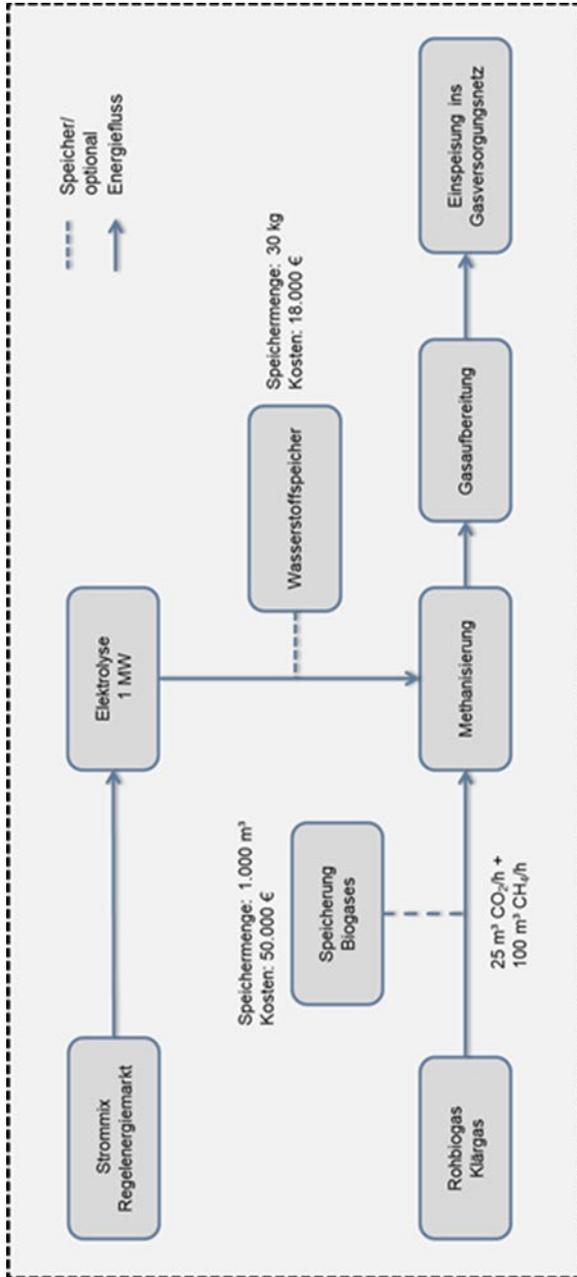


Abbildung 1: Modellfall 1: Strombezug durch Regenergie mit optionalem Speicher

Da der Strombezug durch die Teilnahme am Regelleistungsmarkt nicht stetig ist und die Elektrolyseleistung größer als für den Wasserstoffbedarf nötig ist, kann ein Wasserstoffspeicher, den gerade nicht benötigten Wasserstoff speichern. Der Speicher ist anhand von Daten der abgerufenen Sekundärleistung aus dem Jahre 2018 dimensioniert. Dementsprechend ergibt sich eine Speichermasse an Wasserstoff von knapp 30 kg, die mit Investitionskosten für den Speicher von etwa 18.000 € verbunden sind. Optional kann Rohbiogas in einem externen Speicher zwischengespeichert werden. Frei gewählt ist ein Biogas-Speicher mit einer Speicherkapazität von etwa 1.000 m³ (Investitionskosten können etwa 50.000 € betragen). Die Power to Gas-Anlage gilt grundsätzlich energiewirtschaftlich als Letztverbraucher und der Betreiber muss die Stromnebenkosten tragen. Ausnahmen können in diesem Fall durch die Freistellung der Netzentgelte für Stromspeicher (§ 118 Abs. 6 EnWG) und für produzierende Gewerbe die Befreiung der Stromsteuer für den Strom der Elektrolyse (§ 9a Abs. 1 Nr. 1 StromStG) herbeigeführt werden.

Tabelle 3: Abgaben und Umlagen für Modellfall 1

Abgabe	Kosten [ct/kWh]	Zuordnung
EEG	6,765	
KWKG	0,226	
Umlage nach § 19 Strom-NEV	0,385	
Offshore Netzumlage, § 17 f EnWG	0,416	Bis 1 GWh
Umlage für abschaltbare Lasten	0,007	
Konzessionsabgaben, § 2 KAV	0,61	Niedrigtarifzeit
	1,59	Hochtarifzeit: Richtet sich nach Gemeindegrößen
	0,11	Sondervertragskunden
Gesamt	7,88 – 9,36	

Die Kosten für anfallende, netzgekoppelte Abgaben und Umlagen können zwischen 680.000 – 800.000 Euro verlaufen. Als Erlös kann bei einer Jahreserzeugung Gas von 11.800 MWh etwa 130.000 € erzielt werden (Terminmarktpreis von 11 €/MWh [19]).

Modellfall 2: Versorgung der Power to Gas-Anlage mit erneuerbarem Strom

Das Konzept soll mit Strom aus rein erneuerbaren Quellen gespeist werden. Damit werden bestimmte Voraussetzungen erfüllt, um dem Gas die „grüne Eigenschaft“ [7, S. 3] zuzuschreiben. Als Strombereitstellung werden erneuerbare Bestandsanlagen, Photovoltaik oder Windkraftanlage, zur Verfügung stehen. Da für die Power to Gas-Anlage nachweislich erneuerbarer Strom und Biogas eingesetzt werden, kann der Wasserstoff als „grün“ angesehen werden und das Produktgas wird auch als Biogas deklariert (§ 3 Nr. 10c EnWG). Sind Betreiber der EE-Anlagen und der Biogasanlage identisch und befinden sich Stromerzeuger und Verbraucher in unmittelbarer räumlicher Nähe zueinander, dann kann die Stromsteuer erlassen werden. Weiterhin entfallen dann alle netzentgeltgekoppelten Abgaben. Wird der „grüne“ Strom über eine Direktleitung ohne Netznutzung Dritter geliefert, fallen auch hier keine netzgekoppelten Entgelte, Abgaben und Umlagen an. [7]

Die EEG-Förderung für die EE-Anlagen läuft in diesem Modell aus, damit ist bei Strombezug auch keine EEG-Umlage zu verrichten (§ 61a Nr. 3 EEG 2017). Erneuerbarer Strom von Windkraftanlage oder PV kann nicht stetig geliefert werden; dementsprechend kann ein Stromspeicher Abhilfe schaffen und die Schwachlastzeiten überbrücken. Da die Batteriekosten immer noch sehr hoch sind (etwa 1.000 €/kWh [20]) ist in diesem Konzept eine Speicherkapazität von 1.000 kWh gewählt, um die Investitionskosten nicht zu sprengen. Mit einem Vergütungssatz für Biomethan von 7 ct/kWh [21] ist bei einer Jahreserzeugung von 2.000 MWh Biomethan ein Jahreserlös von ca. 140.000 Euro möglich.

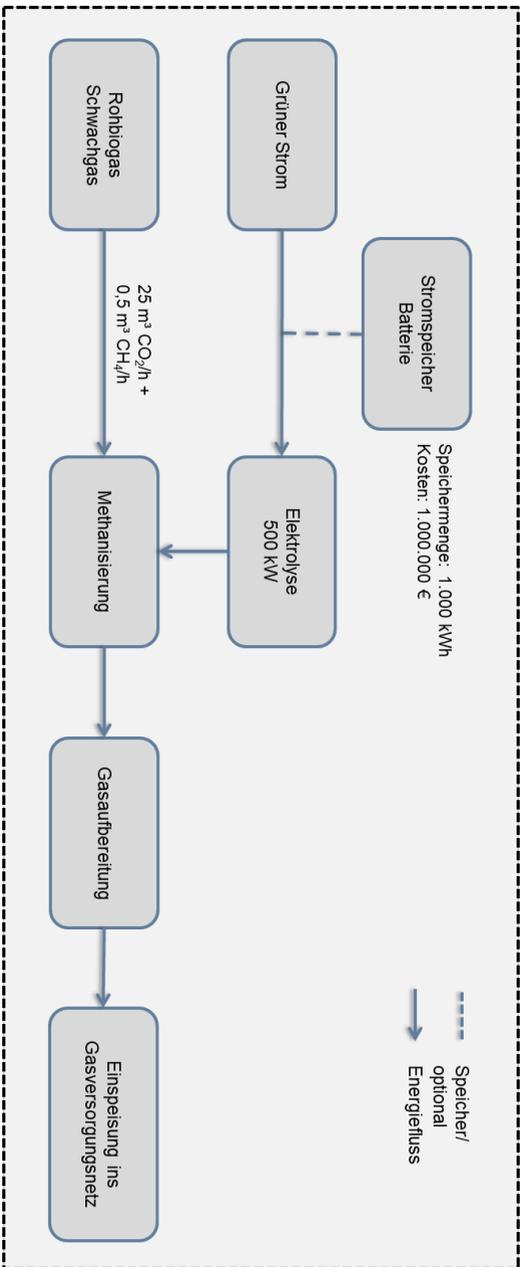


Abbildung 2: Anlagenkonfiguration des Modellfall 2 (Strombezug von EE-Anlagen) mit optionalem Speicher

Fazit

Das PtG-Produkt eines der beiden Modelle erhält die Deklaration „grün“. Damit sind energiewirtschaftrechtlich einige Vorzüge und Bevorzugungen verbunden. Dennoch ist die Erhaltung dieser Gegebenheiten aus heutiger Sicht mit starken Einschränkungen verbunden. Speziell die Strombezugsoptionen für den Elektrolyseur machen für einen wirtschaftlichen Betrieb der Anlage den größten Faktor aus und hemmen noch die Bereitschaft für Unternehmen sich dieser Technologie zuzuwenden. Noch fehlt oft die praktische Erfahrung mit dem Betrieb von Power-to-Gas-Anlagen; diese Technologie befindet sich noch zu sehr in der Pilot- und Forschungsphase. Jedoch ist ein schneller Markthochlauf erforderlich; hierfür sind die entsprechenden Anreize zu schaffen. Um die Vorteile von Power-to-Gas zu erschließen, ist es unbedingt erforderlich, geeignete regulatorische Rahmenbedingungen für die wirtschaftliche Umsetzbarkeit der Power-to-Gas-Projekte zu schaffen.

Danksagung

Dieses Projekt wird durch das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie aufgrund eines Beschlusses des Deutschen Bundestags gefördert. Das Förderkennzeichen lautet: 03EI4001B.

Literaturverzeichnis

- [1] UMWELTBUNDESAMT (UBA): Treibhausgasminderungsziele Deutschlands. URL <https://www.umweltbundesamt.de/daten/klima/treibhausgasminderungsziele-deutschlands>. - abgerufen am 2020-09-30
- [2] AUSFELDER, FLORIAN; DURA, HANNAH: 1. Roadmap des Kopernikus-Projektes „Power-to-X“: Flexible Nutzung erneuerbarer Ressourcen (P2X). In: DECHEMA Gesellschaft für Chemische Technik und Biotechnologie e.V. Bd. 168 (2020)
- [3] BUNDESMINISTERIUM FÜR WIRTSCHAFT UND ENERGIE (BMWi): Die Nationale Wasserstoffstrategie (2020)
- [4] DEUTSCHER VEREIN DES GAS UND WASSERFACHES (DVGW): Technische Regel - Arbeitsblatt DVGW G 260 (A). Bd. 260, 2013 — ISBN 9309337001
- [5] STADTWERKE HOMBURG GMBH: Ergänzende Technische Mindestanforderungen und standardisierte Bedingungen (2008)
- [6] DEUTSCHE ENERGIE-AGENTUR GMBH (DENA): biogaspartner - gemeinsam einspeisen, 2019
- [7] DEUTSCHE ENERGIE-AGENTUR GMBH (DENA): Heutige Einsatzgebiete für Power Fuels - Factsheets zur Anwendung von klimafreundlich erzeugten synthetischen Energieträgern (2018)

-
- [8] STADTWERKE HOMBURG GMBH: Entgelte für den Zugang zu Elektrizitätsversorgungsnetzen der Stadtwerke Homburg GmbH gültig, 2020
- [9] BUNDESNETZAGENTUR: Bundesnetzagentur - Presse - EEG-Umlage 2020 beträgt 6,756 ct/kWh. URL https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Pressemitteilungen/DE/2019/20191015_EEG.html. - abgerufen am 2020-08-28
- [10] BUNDESVERBAND WINDENERGIE (BWE): Wind-to-Gas: Maßnahmen für den Marktanlauf. Positionspapier. (2019), Nr. November, S. 16
- [11] BUNDESAMT FÜR WIRTSCHAFT UND AUSFÜHRKONTROLLE (BAFA): Merkblatt für stromkostenintensive Unternehmen 2016 (2016), S. 38
- [12] BUNDESMINISTERIUM FÜR WIRTSCHAFT UND ENERGIE (BMWi): BMWi - Besondere Ausgleichsregelung und Eigenversorgung. URL <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Artikel/Energie/-besondere-ausgleichsregelung.html>. - abgerufen am 2020-09-08
- [13] BUNDESNETZAGENTUR: Leitfaden zur Eigenversorgung, (2016)
- [14] RELAW GMBH - GESELLSCHAFT FÜR ANGEWANDTES RECHT DER ERNEUERBAREN ENERGIEN: Müssen Eigenversorger die EEG-Umlage zahlen? URL <https://www.clearingstelle-eeg-kwkg.de/haeufige-rechtsfrage/67>. - abgerufen am 2020-09-09. — Clearingstelle EEG|KWKG
- [15] UMWELTBUNDESAMT (UBA): Herkunftsnachweisregister (HKNR). URL <https://www.umwelt-bundesamt.de/themen/klima-energie/erneuerbare-energien/herkunftsnachweisregister-hknr>. - abgerufen am 2020-09-09
- [16] STATISTISCHES BUNDESAMT (STBA; DESTATIS): Klassifikation der Wirtschaftszweige. In: Destatis (2008), S. 89–90 — ISBN 3-8246-0363-2
- [17] BUNDESZENTRALE FÜR POLITISCHE BILDUNG (BPB): produzierendes Gewerbe URL <https://www.bpb.de/nachschlagen/lexika/lexikon-der-wirtschaft/20377/produzierendes-gewerbe>. - abgerufen am 2020-09-09
- [18] 50HERTZ TRANSMISSION GMBH ET AL.: FAQ Regelleistung (2020),
- [19] POWERNEXT SAS: Spot market data. URL <https://www.powernext.com/spot-market-data>. - abgerufen am 2020-09-20
- [20] PV-MAGAZINE GROUP GMBH & CO. KG: Marktübersicht große Batteriespeicher – pv magazine Deutschland. URL https://www.pv-magazine.de/marktuebersichten/grosse-batteriespeicher/?row_id=6. - abgerufen am 2020-09-26
- [21] NETRA CONSULT UG (H.B.): Abschlussbericht zum Vorhaben „Methan aus erneuerbaren Energien – biologische Umwandlung von Wasserstoff aus der Elektrolyse zu Methan“ Bd. 58 (2017)

8-STEP PROJECT CRISIS MANAGEMENT PLAN IN TIMES OF A PANDEMIC

Bodo Groß¹ and Paul McCormack²

¹ IZES gGmbH, Altenkesseler Straße 17A1, D-66115 Saarbrücken, gross@izes.de

² Belfast Metropolitan College, e3 Building, 398 Springfield Road, Belfast, Northern Ireland. BT12 7DU

Key Words: Project Crisis Management, GenComm Project, Hydrogen Technologies

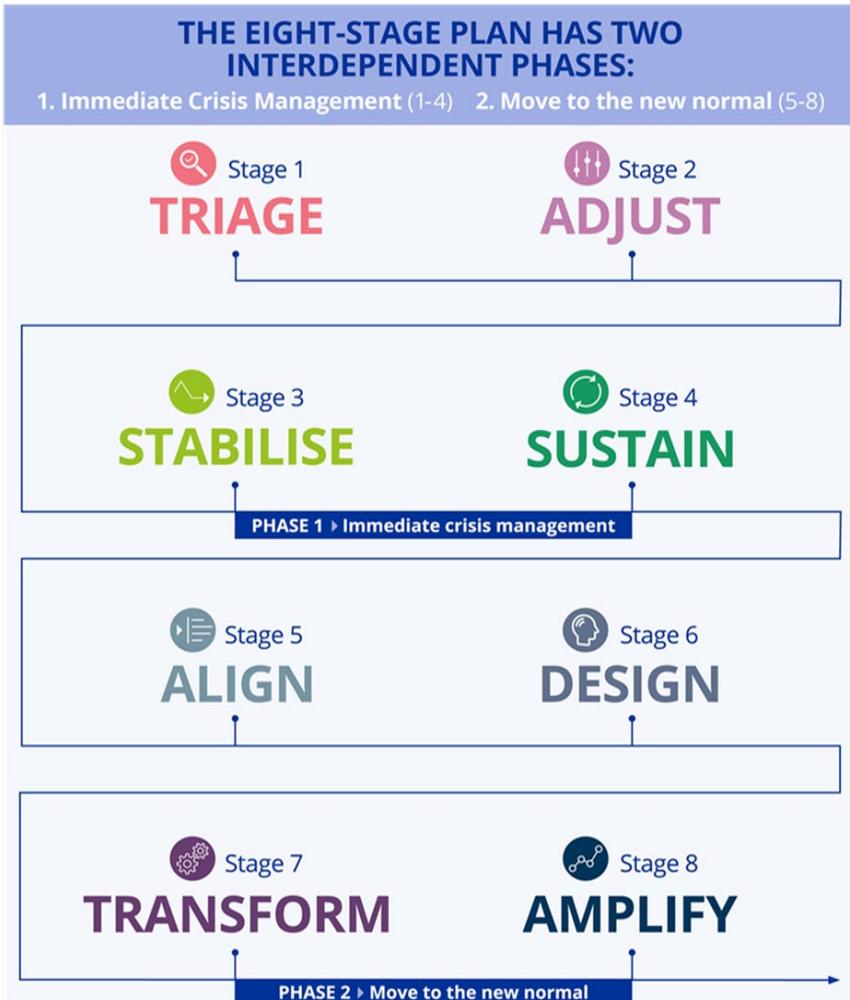
Co-ordinating an €9.4M international project with 10 partners spread all across Europe is difficult at the best of times. However, the current COVID-19 crisis suddenly brings a completely new challenge. Lockdowns have affected all of the project partner countries, with each having different policies on easing restrictions. Therefore, a current 10-week lockdown in GB could translate into a 14-week period when other affected EU countries are taken into account. This impacts on everyday work as sub-contractors, suppliers, technical support etc are closed and critically we are not receiving information and updates from them. It is difficult to plan and co-ordinate in a vacuum. For most, in this current situation, it is a case of makeshift and make-do but that does not mean doing nothing.



Doing nothing or the '*batten down the hatches*' mind-set and trying to ride out the storm is not an option. When managing an international project, you can't wait until your hand is forced, being passive is not a strategic option, nor is it a

project-deliverable option. In spite of the difficulties arising from the Covid-19 restrictions, we remained proactive, scrambled virtual teams and digital activities together, and worked to anticipate obstacles before they appeared, or workaround them when the obstacles landed and also put in place a process to deal with many of the unknowns. In order to maintain the good progress made by the project so far, we devised a 9-stage plan that ensures that GenComm can remain open for business and also return quickly back to full working capacities, schedules and loads. The

stages are designed specifically to provide guidance for each partner and also externally from all stakeholders. The stages can be viewed as ways in which we can work around Covid-19 issues, if required by the partners to ensure continuity. In order to help prepare for the unknowns and maintain momentum during uncertainty we developed 3 options for each deliverable. This 'triple lock' approach ensured that we would not end up in a project hiatus or cul-de-sac and would have alternative workaround routes for the project to keep it going. The eight-stage plan has two interdependent phases, the "Immediate Crisis Management" followed by the "Move to the New Normal"



The outworking's of this plan is our 'mission critical' platform and details how we can continue to deliver on all project aims, objectives and outputs. We will also capture how we are continuing to employ innovation and digitalisation processes to explore capabilities, identify gaps, strengths and weaknesses and importantly identify potential differentiators to maximise the project deliverables for all.

In the initial weeks of the lock down period, the team carried out four critical analytical steps on the project - triage, adjust stabilise, and sustain. These first four stages are related to immediate crisis management, activating all Belfast Met and partner organization's resources to protect the business fundamentals and operate with enough capacity to fulfil only the highest-priority needs. Critical to the success of this phase was getting all the partners on board. Looking back now those first 5 weeks of the pandemic induced social isolation, it was hectic, everything was up in the air, and there was no direction. The key to success in this phase was communication and getting all the partners to focus. Partners were concerned about how the COVID-19 pandemic would shape their lives. Most were stuck by the uncertainty of the answer. Continual open, and transparent communication from the co-ordinator provided a certainty and was critical at getting all the partners onto the same page, focussed and agile. This helped move the project and partners from shut down 'inertia' position to where they started to look at alternatives, develop a makeshift, deliver a make do, importantly project movement.

Stages 5 to 8 establish a project bridge to our new normal. They run in parallel to stages 1 to 4 and build on the fundamentals of crisis management that have been established in these stages. The parallel path and overlap in the model are deliberate and reflects the need to have resources applied to internal and external in order to maintain the project. These 9 stages identifies and captures the different sets of internal and external resources will are required to manage and explore different trajectories in a coordinated fashion.

As with all plans when it was initially drawn up, it was to capture "what we need to do list." However, as we have started implementing it has now moved into the 'what we have done' in order to meet the requirements of each stage or in some cases 'what we did' as a workaround and is now developing into 'what we need to do.' In practice all looked great on paper until we started to get down to work and found that in order to get what we wanted and where we needed to be was anything but straightforward and indeed at times messy but not broken.



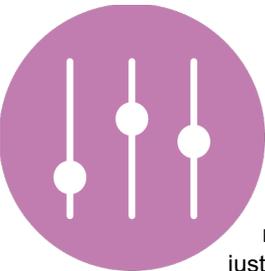
Stage one: Triage the landscape

With the crisis imminent in Europe in early March, we triaged the project defining the critical baseline data and analysed these to enable minimum project operations. This step provided immediate project and partner wide visibility into any changes that were needed to maintain operations.

During this stage 1 process, partner company Energia, the Work Package lead on Investment 3 the wind to hydrogen pilot, immediately formed a Business Continuity Team which looked at all areas in the company. This included the Hydrogen Business as they have several live, high-profile projects and the objective of the team was to establish the status on each area of the project.

This confirmed the number of key contracts for their Work Package including Electrolyser, Compressors, Storage Trailers, Project Management, Funding and Supply Agreements. The parties for each agreement were identified together with key contact details including the escalation process.

A brief description of these contracts was defined including, locations, deposits paid and status before the start of the crisis. A business risk analysis and impact summary matrix were developed showing Risk Impact, Probability and Mitigation covering each key contract together with a full finance risk summary. This Triage step helped management to direct any resources to the highest priorities and greatly helped in the development of Stage 2 of the Crisis Management Plan.



Stage two: Adjusting to the new norms

Following stage one, we then looked to see what adjustments were critical to the project and how these could be implemented. In this stage of the plan we focused on core project principles, closed off all non-essentials, and implemented new project specific requirements. Critically, we adjusted and moved to new communications structures and platforms internally and externally.

Within the EU Projects team in Belfast Met we've extensive experience and track history of international collaboration and remote management. With all travel prohibited we moved all partner, management and technical support meetings online utilising a wide array of IT channels and support. Importantly the Belfast Met IT team and support had ensured that we were well equipped for the tasks and provided continual remote support. It was not an easy step to make especially with all working from home balancing family life with work and struggling with

some IT connectivity being under par. In the absence of any working from home protocols, we utilised some short-term makeshift approaches including fluid working times, split meetings, evening meetings and capturing some input offline when problems occurred.

Achieving open transparent and comprehensive communication in the whole process is key to our continued successful monitoring, evaluation and management of the project and this is even more important during the lock down. Remote video and audio links are crucial, we are after all a tactile group and it's nice to see and speak to partners regularly. Internally, we implemented thrice-weekly team meetings and updates; externally we increased the regularity of the team conference calls and added additional webinar support. Communication built confidence whilst reducing friction, fragility, and fear for all partners and stakeholders.

Again, we had to build in some workarounds, as it is not easy working from home when you have to balance home life and work life in one arena and young children making the odd appearance. Getting to a good homeworking place takes time and we built in allowances such as late meetings and after hour's deadlines to accommodate home life. Another point is the further communication with the suppliers of the outstanding components of the two investment work packages. Here too, communication has been switched to video calls. After about two months, this "new" way of communication has now successfully proven itself.

External stakeholder engagement was also increased in order to provide information, updates and clarity including explanations; this step ensured continued confidence in the project. A further example of our adjustment can be highlighted in our new digital newsletter. Previously we would have produced a dual copy for electronic and standard circulation. Now we are redesigning the newsletter improving the digital layout and graphics to reach an online audience, to encourage more reader loyalty and utilising several social media campaigns per edition.

Our German partner IZES is in charge of work Package I2 - solar to hydrogen. During the adjustment phase, IZES have continued the theoretical work on the approval procedures as well as the paperwork for the SWOT analysis regarding battery electric vehicles (BEV) and fuel cell electric vehicles (FCEV.) The contact with the supplier of the hydrogen refuelling station was maintained and, in some cases, even intensified through the establishment of regular video calls, as there are still last safety-related issues to be clarified, all of which are due to the requirements of the local approval authorities. After the log down in Scotland, the resulting hardware-related on the Hydrogen refuelling station work will be restarted shortly. However, due to the delay and the continuing travel restrictions in Europe, the September 2020 deadline for the final completion of the hydrogen refuelling station can no longer be met. According to current information, an extension of at least six months is necessary to bring work package I2 to a successful conclusion.

After a weather and a Covid-19 infection at the building company, which caused a construction stop of about 6 weeks, the work at the construction site of the hydrogen refuelling station has been continued since the second week of May. The completion of the work is thus ensured before delivery of the hydrogen refuelling station.

Communicating changes and the way partner organisations were affected and how the project overall was impacted was also key to ensuring the team functioned coherently. Any changes that we made were communicated internally and externally, with complete clarity, sharing our vision and providing explanations on the reasons for change were provided. Again, this continual process whilst very time consuming meant that we, the lead partner, were able to adjust and manage the project.



Stage 3: Building stabilisers

During the stabilising phase we continued with data gathering, information and iterative reviews on stages 1 and 2. These stabilisers or business applications stage allowed us to quickly leverage this data to extract insight, make data-driven decisions and take the best actions. This continual process ensured we had the latest updates and data to support informed decision making enabling short-term immediate and medium-term operational planning. Stage 3 allowed us to develop a wider functioning governance model with shorter decision cycles capable of immediate response and to adjust baseline as and when necessary and importantly communicate this to the team and partners as part of our evolving strategy.

French partner INSA, and other work package leaders, carried out extensive data gathering internally and externally. Sometimes this couldn't be achieved so workarounds, closing gaps utilising educated guesswork helped bridge the gaps. This data was used to continually evaluate and inform proactive decision making, adjusting priorities where appropriate. The partners also used this information to continually evaluate stage 1 triage and update, as necessary. Processes were implemented across the project to convert data flow and access to short-term immediacy and medium-term decisions. Wider more flexible governance models were developed with revised and adjusted baselines and this evolving strategy was communicated effectively.

Kieran McLaughlin from NI based partner TK Renewables states *'it certainly wasn't easy during this challenging period, gathering data from partners to facilitate the development of a Commercialisation Plan and SWOT Analysis for a hydrogen-based economy. In the absence of core data, we were able to make iterative adjustments including sourcing secondary data references and utilise these. Persistence paid off and we were able ensure accurate and consistent compiled data flow.'*

Paul McCormack GenComm co-ordinator stated *'The steps taken in this stage were proactive. We did not sit back and wait for things to happen and then react. We led from the front providing clarity amid the pandemic induced confusion. This adjusted rigor and discipline deployed within the led partner team then fed across the project and was increasingly understood and utilised across the wider project team.'*



Stage four: Sustaining the project beyond

This stage of the plan is a proof point of project organisation and external stakeholders especially Associate Partners, and the Community Hydrogen Forum. As we worked to sustain the project in collaboration with all partners, we put in place a virtual support mechanism that was accessible to all and ensured that iterative adjustments based on data and remote working demands could be implemented seamlessly.

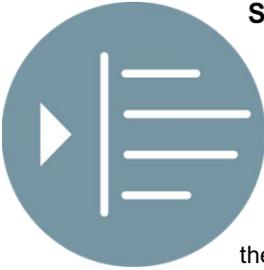
Sustaining the project was critical. The Met project team developed a comprehensive remote working strategy and plan that was used as the blueprint for the project. This plan included all activities, dates, deadlines, time allocation, options, teamed responsibilities, a comprehensive internal/external communications plan, and financial management plan.

We are not at the end of stage four yet and in a current climate where all is still in a state of flux, this is an ongoing and iterative process. Commenting on this sustaining phase of the plan Dr Rory Monaghan from National University of Ireland Galway (NUIG) stated *'As a pan-European project, GenComm was in a good position to adopt video conference meetings and remote working. The main outputs of the project, the Community Hydrogen Forum and the Decision Support Tool are online. The team working to develop them, in Ireland and the UK, saw very little change to their daily routine. GenComm is especially equipped to sustain itself in the Covid-19 world.'*

Stages five to eight: Move to the New Normal

Post COVID-19 crisis there will be no 'back to normal.' How will the COVID-19 pandemic shape our lives in years to come? We are in uncharted waters and as such have no 'project pole star' to navigate by. Those anticipating a return to pre-pandemic normality may be shocked to find that many of the previous systems, structures, norms and jobs have disappeared and will not return. As we all look to adjust to an emerging new world, digitalisation is playing a bigger central part in our lives. We are using the outputs and data from the first 4 stages of this crisis management plan to

develop a new route for GenComm. In the absence of any clear external direction, we are 'grasping the nettle firmly' and planning the cardinal points for our own GenComm sat nav. We are building certainty into the project from the bottom up with the partners delivering the reference points.



Stage five: Alignment to the new working conditions

In times such as this it has to be recognised that external changes will impact and as a result will have project impact. We felt it was critical that the project proactively reacted to these impacts so as not to leave the project vulnerable. By being 'on the front foot' the entire team continually horizon scan for any impending changes and plan in advance of these in order to lessen impact.

Having completed stages 1 to 4 the project team were able to carry out internal realignment of functions commensurate with the new working environment and as a result deliver new options for all the project team and ensure that by staying proactive we never reached a stage where there were no options on the table.

Just as others were being forced to take action to continue operating, so did GenComm. Project Co-ordinator Paul McCormack stated 'ultimately we drove the alignment around technology-enabled solutions and opportunities. This allowed us to successfully align and develop strategic direction and hopefully differentiation.' Stakeholders responded positively to these changes because it provided project wide clarity of intent and confidence. Regular internal and external communications, updating all stakeholders, ensuring all are informed and up to date have been implemented. This stage also recognises that temporary work changes need to be implemented, challenges and opportunities addressed, and protocols designed and applied in order to sustain the project.

With the social distancing regulations in place first level, control verifications and partner visits could not happen however, we were able to rely on the foundations set in place in 2018 and enhance these with greater digitalisation of processes. Peter Smyth the Financial Controller for the project in Belfast Met stated '*the array of reporting structures and mechanisms, initiated and embedded by Belfast Met at programme commencement, remain virtually unchanged during this current COVID climate. They are robust, still fit for purpose and operational across our collaborative network. The ongoing provision and flow of quality partnership financial data allows informed and effective decisions to be made. The decision-making process, concerning best way forward, is greatly assisted by the effective communication strategy in place throughout the partnership and is furthermore reinforced by the invaluable*

support provided through closely forged links with SEUPB and the INTERREG NWE funding authority”

With changes being developed all partners are working to build their individual, organisational, and collaborative GenComm project plans and ensuring that these are an integrated fit as GenComm moves to the new normal. Implementing the structures in this alignment stage, Isabelle Polaert from INSA stated, *“From 13th May 2020, INSA will re-open in planned, controlled phases. Work at home is compulsory for whoever can work at home. New timetables and deadlines will have to be devised; people will come back to work progressively from 20% to 33% of the workers until June 2020. Lab experiments will start again progressively with priority being given to PHD students who have experimental work to do, including Gencomm PHD student (M. Quezada) and engineer (Y. Kouhili) are allowed to come back 2-3 days/week and work in the lab. Permanent GenComm workers will go on with work from home with planned regular internal and external meetings in place to ensure the project is still operating correctly.”*

Many of these changes may be temporary and last only as long as necessary and the temptation will be to slip back into old habits. However, some may, in time prove to be extremely useful in ensuring continuity and may end up being a permanent fixture in the project management toolkit; therefore, these are being kept under constant review Member Company HyEnergy aligned their work programme to accommodate and maximise the resultant options from the external changes. CEO Ian Williamson stated *‘Having been through this process, I think we all recognise that returning to how things were before COVID would be welcome. However, in the face of adversity we had no options, we have learnt new skills and work practices which have ensured continuity. In some cases, these have delivered additional benefits be it in productivity via avoiding the daily commute or by increasing contact time with our families and loved ones. We will likely have a hybrid of old and new practices in a future post COVID world.’*



Stage six: Proactive and responsive design-led initiatives

In this stage, we reflected on project fundamentals. We did a full internal project examination to explore if we could redesign strategy to achieve the same outputs and explored the alternatives. We have designed in all the lessons learned during the first four stages and have created a project and team resilience to mitigate unknown future circumstances and developed a model to capitalise on opportunities.

German partner IZES highlights how they are trying to circumnavigate obstacles and getting workarounds developed. The system assembly in the manufacturer's workshops can only be done with a greatly reduced team. Due to isolation regulations, only two fitters can work on the system at the same time. But in the case of still open, special, location-related safety-related questions that may arise during the hydrogen refuelling process, IZES individually and in collaboration have searched for alternative solutions within Germany and prepared and proposed concepts in advance.

Wulf Clemens from IZES stated *'as travel restrictions still exist, concepts for the handling of the fabric acceptance test (FAT) via video and test-data-streaming are currently being considered. If a workable solution can be found, we hope that the delayed delivery of the system could be compensated at least partially, despite the great loss of time caused by the national shutdowns'*.

One of our key opportunities emerging from this stage is to get training and upskilling programmes developed for the Hydrogen and Low Carbon engineers, technicians, and electricians in order to sustain this development. This is critical as many employees are on 'furlough' at present on the current job retention scheme and this provides an intervention opportunity that we can utilise. As part of this process, we are seeking external support for this work, will carry out initial gaps, and needs analysis. Part of our work to date in this field has highlighted the need for a 'blended' delivery to upskill those already in employment as their employer seeks to diversify. To this end, we aim to tailor all the material, support, delivery and implement a structured support/follow up process fully integrating a beyond blended mechanism.

In the post, COVID-19 crisis there will not be a return to pre-pandemic normality; many of the previous systems, structures and jobs have disappeared and will not return. It is therefore imperative that in order to help kick start the economy and to take full benefit from the emerging low carbon economy that all training tools developed will be future fit in design, content, delivery and accreditation.



Stage seven: Transform

Now with the project future design described at the high level, we have started to detail the steps, methodologies and processes necessary to make it happen. This plan includes key transformation steps, options that will help us move to the creation of an executable set activities/timeframe necessary to deliver the complete project.

We will start implementing the model we have developed in the previous step to keep all team, Associate Partners, Community Hydrogen Forum (CH2F) etc. informed. As part of this process, we are also examining what key transformation partners and processes we will require to help create and deliver the series of activities required to make a successful transformation



Stage eight: Amplify

By responding quickly and effectively to the crisis and being proactive, we will maintain our project agility, flexibility, and innovation. During this stage we need to manage all areas of the new plan effectively and monitor closely, ensuring milestones are achieved with all KPIs achieved with no additional resources or reserves. In this stage, we will look to see if we can develop other areas, steps or technical tangents that are more exploratory to assist and maintain momentum. It is critical that we keep the innovation engine switched on deliver optimisation from our in-built agility, resilience and ability to adapt.

Paul McCormack project co-ordinator stated *'this stage is proving vital in supporting and driving internal project innovation and especially delivering diverse project impacts. As we maintain agility with the partners, we can continually drive micro-level investigations of the challenges faced and maintain vigorous internal relationships.'*

Summary

By making critical decisions, taking a lead position, being proactive and responding quickly to COVID-19 crisis we have maintained the spirit of agility, flexibility, and innovation that has driven GenComm successfully to date. Without doubt, there will be some areas of our emerging plan that will require modification and adjustments, but the critical fact is, we have a plan, we have a sat-nav to maintain the project. This cannot be underestimated.

By providing leadership and direction, we harnessed the strength and reinforced the team through resilience and vigour, developing new rapid reaction skills and abilities. Through this 8-stage plan we are endeavouring to future proof and deliver the full socio-economic benefits of GenComm

In project management, when faced with a crisis speed of response is critical. Successful navigation demands a plan that includes immediate and longer-term crisis management strategies that prepares the project and team to succeed in a changed environment.

As we reflect on our journey over the last 3 months, it is easy to forget how tumultuous the first few weeks of the lockdown were. In order to maintain the project, we provided clear project wide team instructions that not only assisted project navigation it also instilled confidence in the team and stakeholders. That confidence is the energy of all good projects but must be harnessed, co-ordinated and focused on overcoming challenges and crises to achieve success.

Our response throughout the lockdown has ensured that GenComm has remained operational during the lockdown. This will prove to be critically important as we move

beyond the crisis as Europe looks to the green economy to stimulate recovery and growth.

Conclusion

We need to understand that we are currently in an unprecedented situation. But that does not mean that we can stop turning innovative ideas into sustainable processes and products. We have the power to change!

Acknowledgement

The entire GenComm project (NWE 334) is funded by the INTERREG VB North West Europe programme. The sub-project Solar Hydrogen Refuelling Station is additionally financially supported by the Saarland Ministry of Economics, Employment, Energy and Transport.



KENNZAHLEN UND METHODEN ZUR ERMITTLUNG VON ENERGIEPOTENTIALEN IN DEUTSCHLAND AM BEISPIEL THÜRINGEN

Sarah Klare*, Sebastian Voswinckel, Viktor Wesselak

* Hochschule Nordhausen, Institut für Regenerative Energietechnik (in.RET), Weiberhof 4,
99734 Nordhausen, sarah.klare@hs-nordhausen.de

Schlüsselwörter: Energiepotential, Wind, Photovoltaik, Thüringen

Zusammenfassung

Mit der Fortschreibung des Thüringer Bestands- und Potentialatlas von 2011 [1] werden die Energiepotentiale im Freistaat aktualisiert, überprüft und unter Berücksichtigung veränderter Rahmenbedingungen neu bewertet. Die Fortschreibung erfolgt als Metastudie. Sofern keine thüringenspezifischen Bedarfe bzw. Potentiale vorliegen, erfolgt eine Anpassung bundesweiter Daten an die spezifische Situation in Thüringen. Aufgrund des Geodatenzugangsgesetzes [2] und der damit verbundenen Verpflichtung für Bundesländer und Kommunen Geodaten öffentlich bereitzustellen, bietet sich eine flächenbasierte Methodik zur Energiepotentialermittlung an. Ebenfalls lässt sich die Methode zur Ermittlung der Energiepotentiale durch die einheitlich bereitstehenden Daten auf andere Regionen übertragen und bietet die Möglichkeit eines kontinuierlichen Monitorings. In dieser Arbeit werden markante Kennzahlen sowie die Methoden zur Ermittlung der Energiepotentiale für die erneuerbaren Energien Windkraft und Photovoltaik vorgestellt.

Summary

With the update of the Thuringian Inventory and Potential Atlas of 2011 [1], the energy potentials in the Free State are updated, checked and re-evaluated taking into account changed framework conditions. The update published as a Meta study. If there are no specific requirements or potentials for Thuringia, nationwide data will be adapted to the specific situation in Thuringia. Due to the Geodata Access Act [2] and the commitment for federal states and municipalities to make geodata available to the public, an area-based methodology for determining energy potential is recommended. The method for determining the energy potential can also be transferred to

other regions using the consistent available data and offers the possibility of continuous monitoring.

Einführung

Der Thüringer Bestands- und Potentialatlas für erneuerbare Energien [1] wurde 2011 veröffentlicht. Mit dem Jahr 2020 ist die erste Meilensteinetappe für viele Klimaschutzkonzepte erreicht. Mit dem Fortschritt neuer Technologien, der Ergänzung und Erweiterung der zu erreichenden Ziele bis 2050 ist es erforderlich, die Fortschritte zu prüfen und anzupassen. Aufgrund der veralteten Datenbasis, zeitgerechteren Stell-schrauben und neuer technischer Standards ist der bestehende Potentialatlas nicht mehr auf dem aktuellen Stand und bedarf einer Aktualisierung. Im Rahmen der Fort-schreibung des Potentialatlas Thüringen werden die Bestandsdaten untersucht und die Potentiale nach heutigem technologischem Stand aktualisiert.

In diesem Artikel soll ein Einblick in die Methodik und wichtige Kennzahlen zur Er-mittlung der Energiepotential für die Bereiche Windkraft und Photovoltaik gegeben werden.

Windpotential

Für die Windkraftpotentialermittlung in Thüringen bildet die Studie „Ermittlung von Präferenzräumen für die Windenergienutzung in Thüringen“ [3] die Berechnungs-grundlage. Im Rahmen der Untersuchung ist ein thüringenweites Windenergiekon-zept unter der Berücksichtigung der vorhandenen Windressourcen erstellt worden.

Zur Ermittlung des Windkraftpotentials in Thüringen werden die Rahmenbedingun-gen der Studie übernommen und mit eigenen Annahmen ergänzt. Aus der Erhebung wurden die Präferenzflächen, die sich aus den windgünstigen Flächen, Bereichen ohne Schutzstatus und unter Einhaltung der Siedlungsabstände und immissions-schutzrechtlichen Faktoren, sowie Berücksichtigung der allgemeinen Wirtschaftlich-keit, ergeben, übernommen [3]. In Abbildung 1 sind die Präferenzräume sowie die nicht in Berechnungen eingeflossenen Präferenzräume und Gunsträume für Nord-thüringen kartiert.

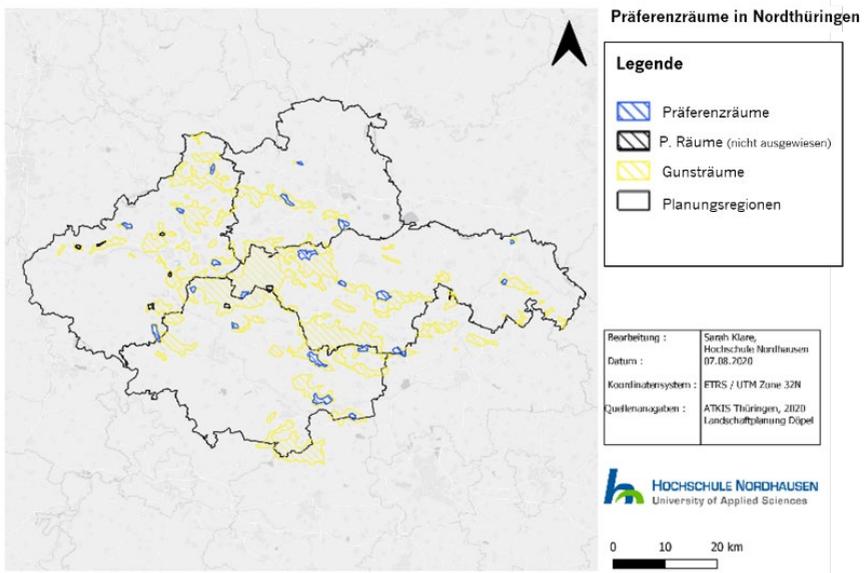


Abbildung 1: Präferenzräume für Windkraft in Thüringen

Unter Gunsträumen werden alle potenziell nutzbaren Flächen verstanden, die ein ausreichendes Windpotential von 200 W/m^2 in 100 m über Grund aufweisen oder überschreiten [3]. Mit weiteren Eingrenzungen wie einer vorangegangenen Vorbelastung der Fläche, einer geeigneten Netzanbindung und die Nähe zu Großverbrauchern werden die Gunsträume zu Präferenzflächen. Um naturbelassene Bereiche nicht zu zerschneiden werden nur die Präferenzflächen, die über 1 ha messen berücksichtigt [3]. Für eine Erweiterung des Potentials kann auch auf die Gunsträume zurückgegriffen werden.

Die Angaben zu den technischen Daten der Windkraftanlagen der Studie sind durch Überprüfung und Anpassung mittels Realdaten spezifiziert worden. Ausgegangen wird bei den Berechnungen von 2300 Volllaststunden und einer Flächenleistungsdichte von 300 kW/ha .

Für Thüringen ergeben sich daraus ein Flächenpotential und ein energetisches Potential. Unter Berücksichtigung der Präferenzräume und den oben genannten Parametern ergibt sich ein Flächenpotential von 1,15 % der Thüringer Landesfläche und ein energetisches Potential von 5,57 GW.

Für die Ermittlung dieser Ergebnisse ist eine bereits vorhandene Thüringer Studie verwendet worden. Sollte vergleichbares in anderen Bundesländern nicht vorliegen, können die Daten der Präferenzräume mittels GIS und öffentlichen Daten selbst erstellt werden. Der Deutsche Wetterdienst stellt Windkarten mit den mittleren jährlichen Windverhältnissen für ganz Deutschland zum kostenfreien Download bereit [4].

Ebenfalls bietet jedes Ministerium GIS-fähige Daten zu Schutzgebieten und ATKIS-Daten öffentlich bereit. Durch die Verschneidung der Daten können eigene Präferenzräume ermittelt werden. Bei einer Verschneidung werden im GIS die potenziell nutzbaren Flächen mit den auszuschließenden Flächen übereinandergelegt. Die nicht verwendbaren Flächen werden herausgeschnitten. Nach der Verschneidung bleiben ausschließlich die gewünschten Flächen erhalten.

Photovoltaikpotential

Das Energiepotential der Photovoltaik unterteilt sich in die Kategorien Dachflächen- und Freiflächenpotential. Hierbei werden zwei verschiedene methodische Ansätze angewendet.

Photovoltaik Dachanlagen

In Thüringen bietet der Solarrechner Thüringen [5] eine erste Informationsquelle, um die Eignung einer Dachfläche für die Installation einer Photovoltaikanlage abzuschätzen. Der Solarrechner ist öffentlich für Privathaushalte, Unternehmen und Kommunen zugänglich und frei nutzbar. Der Solarrechner Thüringen ist eine auf einem Geoinformationssystem (GIS) basierende Software, die zum einen das Potential der Dachfläche anzeigt und durch zusätzlich eingegebene Informationen zur eigenen Immobilie eine grobe Wirtschaftlichkeitsbetrachtung vornimmt.

Die Dachflächen werden in drei Einstrahlungskategorien kategorisiert. Die erste und beste Einstrahlungsklasse hat eine Globalstrahlung von mehr als 1076,56 kWh/m²/Jahr auf der entsprechenden Dachfläche. In Abstufungen werden dann weitere Kategorien aufgeführt [3]. Abbildung 2 zeigt die verschiedenen Kategorien an einem Ausschnitt der Stadt Nordhausen.

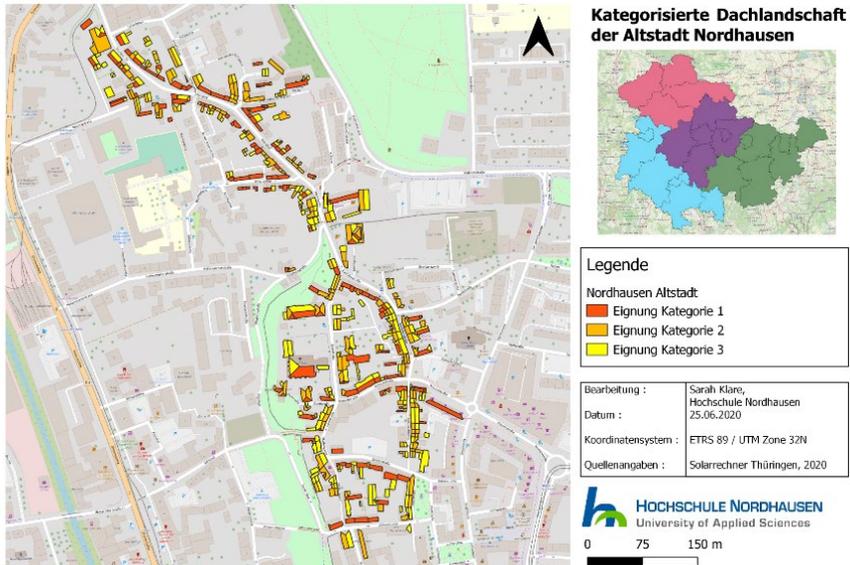


Abbildung 2: Kategorien des Solarrechner Thüringens

Weiterhin werden in dem Solarrechner automatisiert der Dachflächentyp (Flach- oder Spitzdach) sowie nicht nutzbare Dachteile, wie Gauben oder Dachfenster erkannt und herausgerechnet. Ebenso werden Verschattungen durch andere Objekte und die Ausrichtung des Daches erkannt, um die Kategorie der Dachfläche zu ermitteln [6]. Anhand der verschiedenen Faktoren, die sich auf das Dachflächenpotential auswirken ergeben sich die unterschiedlichen Einstrahlungsklassen. Diese sind in Tabelle 1 aufgeführt.

Tabelle 1: Einstrahlungsklassen für Photovoltaik [6]

Einstrahlungsklassen Photovoltaik & Solarthermie	Globalstrahlung (kWh/m ² /Jahr)
1	mehr als 1.076,56
2	976,59-1.076,56
3	876,62-976,59
4	unter 876,62

Bei den Berechnungen für den Potentialatlas werden ausschließlich Dachflächen mit der Einstrahlungskategorie 1 verwendet.

Weiterhin wurden 70 % der Dachflächen mit der Einstrahlungsklasse 1 als potenziell nutzbar gesehen. Die 30 % nicht nutzbare Dachflächen setzen sich zusammen aus 5 % denkmalgeschützten Gebäuden, bei denen eine Photovoltaikinstallation auf dem Dach möglich ist und 25 % denen eine anderweitige Nutzung zugeschrieben wird. Dabei kann es sich um statisch ungeeignete Dächer, Dachgärten etc. handeln [7].

Für die Dachflächen ergibt sich mit der oben beschriebenen Methodik ein Potential von 5,67 GW auf einer nutzbaren Fläche von 4846 ha.

Photovoltaik Freiflächenanlagen

Das Photovoltaik-Freiflächenpotential ergibt sich aus den EEG-förderfähigen Flächen. Dazu gehören die Flächen an den Randstreifen der Verkehrs- und Schienenwege, Brach- und Konversionsflächen, sowie das Potential an Halden, Deponien, Tagebaugebieten und Steinbrüchen. Zur Potentialermittlung wurde zunächst eine Flächenauswertung im GIS vorgenommen. Datenbasis bilden hier die vom Freistaat Thüringen kostenfrei und öffentlich zugänglichen Daten des amtlichen topographisch-kartographischen Informationssystems (ATKIS).

Für die Ermittlung der Brachflächen wurde das Brachflächenkataster Thüringen der Landesentwicklungsgesellschaft Thüringen mbH ausgewertet [8]. Hierbei besteht das Risiko, dass nicht alle Brachflächen erfasst worden sind oder evtl. bereits eine Umnutzung stattgefunden hat. Dennoch bietet es die bestmögliche Datenbasis für die Brachflächenermittlung.

Im GIS werden alle Flächen eingelesen und nicht nutzbare Flächen wie beispielsweise Naturschutzgebiete, FFH-Gebiete, etc. mit den vorhandenen Flächen verschnitten. Ebenso werden Siedlungsgebiete, Wald, Gewässer und andere belegte Flächen herausgefiltert. Des Weiteren werden rechtlich vorgegebene Mindestabstände in den Berechnungen berücksichtigt.

Bei einer Potentialermittlung sollten außerdem Vorrangflächen in Regionalplänen sowie Eingriffs- und Kompensationsflächen berücksichtigt werden. Werden bei baulichen Maßnahmen oder anderen schwerwiegenden Eingriffen in Natur und Landschaft diese verändert, greift das naturschutzrechtliche Instrument der Eingriff- und Kompensationsmaßnahme (auch Ausgleichs- und Ersatzmaßnahme). Hierbei wird in räumlicher Nähe der Veränderung in gleichwertiger Weise Maßnahmen zum Erhalt oder der Verbesserung der naturlandschaftlichen Umgebung ergriffen. Es kann sich beispielsweise um Entsiegelungen oder Baumplantungen handeln. Die Maßnahmen sind ebenso lange wie die naturlandschaftliche Veränderung aufrecht zu erhalten [9]. In einem Regionalplan werden die Zielsetzungen und Grundsätze der Region konkretisiert und festgehalten. Unterschieden werden unter anderem Vorrang- und Vorbehaltsflächen, die für diverse Belange freizuhalten sind [10]. So gibt es beispielsweise Vorrangflächen des Hochwasserschutzes die unter keinen Umständen bebaut werden dürfen.

Das Potential der Verkehrs- und Schienenwege wird innerhalb des 110 m Randstreifens angelegt. Dabei muss bei Bundesautobahnen ein Abstand von 40 m zur Verkehrsfläche und bei Schienenwegen ein Abstand von 20 m eingehalten werden. Daraus ergibt sich, dass lediglich 70 bzw. 90 m genutzt werden können.

Das Potential der Brachflächen, Halden, Steinbrüche und Tagebaugebiete wurde mit Hilfe einer Klassifizierung anhand stichprobenartiger Untersuchungen typischer Haldenkörper, Steinbrüche und Tagebaue sowie Brachflächen ausgewertet. Dazu wurden verschiedene Flächen im GIS auf ihre Ausrichtung, Lage und Kompatibilität für Freiflächenanlagen geprüft.

Bei Brachflächen ist ein häufiges Ausfallkriterium für eine Bebauung mit Photovoltaik, der Bestand an Ruinen und statisch ungeeigneten Objekten. Halden, Steinbrüche und Tagebaugebiete haben dagegen häufig das Problem der steilen Hanglage, die eine Installation komplex gestaltet. In Tabelle 2 sind die Kennzahlen zu den nutzbaren Flächenanteilen aufgeführt. Steinbrüche und Tagebaugebiete bieten zwar einen Anteil von 40% pro Abbaugbiet, jedoch sind die Flächen häufig gestüekelt bzw. schwer zugänglich. Insofern wird insbesondere den Flächen an Bundesautobahnen und Schienenwegen sowie den Brachflächen ein hohes Umsetzungspotential zugeordnet.

Tabelle 2: Nutzbarer Flächenanteil der einzelnen Potentialbereiche.

Potential auf / an:	Nutzbarer Flächenanteil
Schienenwegen	Gesamtpotential, abzgl. der nicht nutzbaren Flächen (bebaute Flächen, Schutzbiote, etc.), nicht berücksichtigt wurden die Vorranggebiete der Regionalpläne und Eingriffs- und Kompensationsflächen
Bundesautobahnen	Gesamtpotential, abzgl. der nicht nutzbaren Flächen (bebaute Flächen, Schutzbiote, etc.), nicht berücksichtigt wurden die Vorranggebiete der Regionalpläne und Eingriffs- und Kompensationsflächen
Brachflächen	60 % nutzbar, Gebäude auf Brachflächen wurden ausgeschlossen
Halden	40 % nutzbar, Hanglage, Ausrichtung, Gebäude beeinträchtigen die Nutzbarkeit
Steinbruch / Tagebaugebiete	40 % nutzbar, Hanglage, Ausrichtung, Gebäude beeinträchtigen die Nutzbarkeit

Angesichts der hohen Potentiale an den Verkehrswegen liefert das Freiflächenpotential 17,4 GW auf einer Fläche von 30.463 ha. Dies entspricht ca. 1,9 % der Landesfläche Thüringens.

Zusammenfassung

Mit dem Inkrafttreten des Geodatenzugangsgesetzes, das dazu dient, den Zugang zu Geodaten zu vereinfachen, und heutzutage intuitiv nutzbaren GIS Programmen, ist die Ermittlung von Energiepotentialen über die Auswertung von Flächen stark erleichtert worden. Die beschriebenen Kennzahlen und Methoden sind auf andere Anlagen und Regionen übertragbar und können somit zu einer verbesserten Vergleichbarkeit beitragen. Weiterhin können mit den vorgestellten Methoden ein langjähriges Monitoring und Aktualisierungen aufrecht gehalten werden.

Für Thüringen ergibt sich für die Windkraft ein Potential von 5,57 GW auf 1,15% der Landesfläche. Damit kann das Ziel der Landesregierung, bis 2040 1 % der Landesfläche mit Windkraft auszuweisen erreicht werden [11]. Bei der Photovoltaik können 1,9 % mit der Landesfläche mit 17,4 GW als Freiflächenpotential angesehen werden. Für die Dachflächen ergibt sich ca. ein Drittel des Freiflächenpotentials. Insgesamt lässt sich sagen, dass sich für die Bereiche Windkraft- und Photovoltaik eine flächenbasierte Ermittlung des Energiepotentials sehr gut bewerkstelligen lässt. Wichtig ist es, dass für eine Eingrenzung bei der Potentialermittlung weitere Daten herangezogen werden.

Danksagung

Dieses Papier basiert auf dem Forschungsprojekt zur Energiesystemmodellierung Thüringens, zur Erarbeitung landesspezifischer Detailmodelle, gefördert durch das Thüringer Ministerium für Umwelt, Energie und Naturschutz, als Teilprojekt im Rahmen des Projekts "ZO.RRO -Zero Carbon Cross Energy System", gefördert vom Bundesministerium für Wirtschaft und Energie unter dem Förderkennzeichen 03ET4080A. Für den Inhalt dieser Publikation sind die Autoren verantwortlich. Die hier vorgestellten Inhalte sind nur ein Teil des Gesamtprojektes und nicht als Projektergebnis zu verstehen.

Literaturverzeichnis

- [1] Thüringer Ministerium für Wirtschaft, Arbeit und Technologie, Langfassung des Thüringer Bestands- und Potentialatlas für erneuerbare Energien (2011)
- [2] Bundesministerium für Justiz, Gesetz über den Zugang zu digitalen Geodaten (Geodatenzugangsgesetz – GeoZG), §4 Betroffene Geodaten und Geodatendienste (2009)
- [3] Dipl.- Geogr. U. Döpel, Ermittlung von Präferenzräumen für die Windenergienutzung in Thüringen (2015)
- [4] [https://www.dwd.de/DE/leistungen/windkarten/deutschland_und_bundeslaender.html%20\(2020\)](https://www.dwd.de/DE/leistungen/windkarten/deutschland_und_bundeslaender.html%20(2020))
- [5] <https://www.thega.de/themen/erneuerbare-energien/servicestelle-solarenergie/thueringer-solarrechner/>
- [6] F. Hillinig, H. Gräuler, Thüringer Energie- und GreenTech-Agentur GmbH (ThEGA), Solarkataster Thüringen – Abschlussbericht (2018)
- [7] M. Kaltschmitt, A. Wiese, Erneuerbare Energieträger in Deutschland Potentiale und Kosten (1993)
- [8] <https://www.brachflaechenkataster.de/> (2020)
- [9] Bundesamt für Justiz, Gesetz über Naturschutz und Landespflege (Bundesnaturschutzgesetz – BnatSchG) §14 und §15 (2009)
- [10] <https://www.umweltbundesamt.de/themen/nachhaltigkeit-strategien-internationales/planungsinstrumente/planungsebenen-planungsraeume-stufen-der> (2020)
- [11] Thüringer Gesetz zum Klimaschutz und zur Anpassung an die Folgen des Klimawandels – ThürKlimaG. GVBl (2018)

BEWERTUNG DER FLEXIBILITÄT EINER WÄRMEVERSORGUNGZENTRALE ZUR EMISSIONSARMEN WÄRMEVERSORGUNG EINES QUARTIERS

Dimitri Nefodov, Shengqing Xiao, Markus Richter
und Thorsten Urbaneck

¹ Technische Universität Chemnitz, Fakultät für Maschinenbau, Institut für Mechanik und Thermodynamik, Professur Technische Thermodynamik, 09107 Chemnitz
Kontakt: dimitri.nefodov@mb.tu-chemnitz.de oder
www.tu-chemnitz.de/mb/TechThDyn

Einleitung

In den letzten Jahrzehnten hat der Energiemarkt mehrere grundlegende Umgestaltungen erfahren. Die Liberalisierung der Märkte und der zunehmende Ausbau der erneuerbaren Energien ermöglichen es, den Strom nachhaltiger zu produzieren. Gleichzeitig entstehen neue Herausforderungen, wie z. B. die Möglichkeiten, die Produktionsmengen aus Wind- und PV-Anlagen sinnvoll ins Energiesystem zu integrieren und zu nutzen.

Im Rahmen des Projektes „Zwickauer Energiewende Demonstrieren“ (ZED) [1], [2] entstehen Lösungsansätze zur emissionsarmen Wärmeversorgung eines Quartiers in Zwickau im Stadtteil Marienthal. Diese Ansätze eignen sich besonders gut, um den überschüssigen Strom aus erneuerbaren Energien abzunehmen und mit hoher Effizienz einzusetzen. Das Wärmeversorgungskonzept sieht u. a. die Nutzung von Großwärmepumpen in Verbindung mit einem thermischen Energiespeicher zur Versorgung eines Nahwärmenetzes vor. Die elektrische Last durch den Wärmepumpenbetrieb kann dabei geregelt werden (netzreaktiver Betrieb) und so zur volkswirtschaftlich sinnvollen Nutzung und Stabilisierung der Stromnetze beitragen.

Die vorliegende Arbeit behandelt die weiterführende Konzeption und mögliche Umsetzungsvarianten einer Versorgungszentrale mit Nahwärmnetz und Peripherie. Speziell werden die Betriebsoptimierung und die Anlagenflexibilität untersucht und diskutiert. Neben TRNSYS 18 [3] kommt MATLAB [4] mit ILOG CPLEX Optimization Studio 12.10 [5] zum Einsatz.

Abbildung 1 zeigt die hydraulische Schaltung der Zentrale zur Wärmeversorgung des Quartiers [6] mit zwei projektspezifischen Wärmepumpen. Die Nutzung des Fern-

wärme-Rücklaufs als Wärmequelle geht auf den Vorschlag des lokalen Energieversorgers ZEV (Zwickauer Energieversorgung GmbH) [7] zurück. In den Vorarbeiten [6] wurde bereits die Systemvariante mit drei Großwärmepumpen vorgestellt. Im vorliegenden Fall dienen zwei Wärmepumpen mit je zwei Verdichtern als Wärmeerzeuger für das Nahwärmenetz (Änderung der Leistungsaufteilung). Diese neue projektspezifische Auslegung gegenüber [6] ermöglicht es, eine relativ hohe Temperaturspreizung von bis zu 15 K im Verdampfer der Wärmepumpe zu erreichen. Dieser Aspekt ist insbesondere wichtig, um die benötigte Hilfs- und Antriebsenergie zu minimieren.

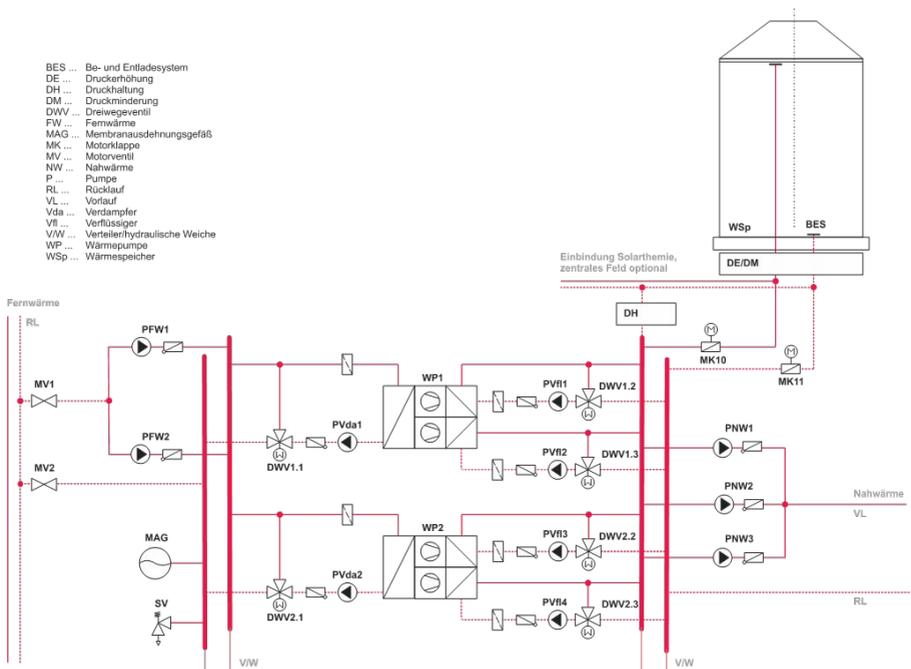


Abbildung 1: vereinfachtes Schaltschema für die Wärmeversorgungszentrale mit einem Wärmepumpen-Speicher-System für die Nahwärmeversorgung, Variante Auskühlung des Fernwärme-Rücklaufs als Wärmequellenanlage

Ansätze zur Bewertung der Flexibilität

Der Begriff Flexibilität ist in der Literatur nicht einheitlich definiert [8] - [13]. Bezogen auf die vorgestellte Wärmeversorgungszentrale (Abbildung 1) lassen sich mehrere Begriffsdefinitionen anwenden. Im Allgemeinen kann die Flexibilität als die Fähigkeit

eines Systems (Versorgungszentrale) bezeichnet werden, sich veränderten Randbedingungen anzupassen [12]. Bei der Ermittlung des optimalen Systembetriebs mittels unterschiedlicher Methoden (z. B. gemischt-ganzzahlige lineare Programmierung) verwendet man oft stark vereinfachte Modelle für die technischen Systeme bei gleichzeitig perfekter Voraussicht, um einen niedrigen Berechnungsaufwand zu erhalten. Die Vielzahl aller später eintretenden Zustände¹ ist zunächst nur teilweise bekannt. Der Vergleich und die Bewertung der technischen Systemvarianten miteinander kann mithilfe der Größe Flexibilitätspotential erfolgen. Die Definition des Flexibilitätspotentials (vgl. mit Gl. 1 und 2) erfolgt in dieser Arbeit zugeschnitten auf die jeweiligen Problemstellungen.

Eine Zentrale ohne einen Speicher muss die Heizlast des Netzes (Abbildung) genau decken, um einen stabilen Betrieb und eine sichere Versorgung zu gewährleisten [14]. Durch den Einsatz eines thermischen Energiespeichers² ist die zeitliche Entkopplung der Nutzwärmeerzeugung von der Netzlast möglich. D. h., der Speicher ermöglicht eine zeitlich vorgelagerte Erzeugung der Nutzwärme. Durch eine Optimierung der Erzeugung und der Lastdeckung bzw. des Speicherbetriebs (Nutzung der Flexibilität) können ökologische und wirtschaftliche Vorteile erschlossen werden.

Die Wärmeversorgungszentrale (Abbildung 1) bietet die Möglichkeit, den Strom bzw. die Stromüberschüsse aus erneuerbaren Energien einzusetzen (ökologische Sichtweise). Das Gleiche trifft für die Strombezugskosten zu (wirtschaftliche Sichtweise).

Weiterhin bestehen Randbedingungen seitens der Wärmequellenanlage. Die maximal zur Verfügung stehenden Quellenvolumenströme für den Sommer- und den Winterbetrieb wurden mit 52,3 m³/h bzw. 78,5 m³/h identifiziert [6]. Es gilt die Annahme, dass die Temperatur der Quelle zwischen 50 °C und 54 °C liegt³. Die Bezugskosten für die Wärme aus der Wärmequellenanlage (Fernwärme-Rücklauf) sind eine weitere Einflussgröße. Diese werden als konstant angenommen⁴ und nicht weiter betrachtet.

¹ Flexibilitätsbedarf

² Eine optimale Auslegung der Zentrale wird hier vorausgesetzt. In den meisten Fällen möchten die Anlagenbetreiber hohe Investitionen vermeiden. Das führt beim Betrieb zu einer geringeren Flexibilität [12].

³ Diese Angaben sind entscheidend für die Systemauslegung und damit verbundenen Festlegung der Größe des Versorgungsgebiets.

⁴ An dieser Stelle gilt zunächst die Annahme, dass Quellenwärme keine Kosten, bis auf Hilfsenergiebedarf durch die Förderpumpen, verursacht.

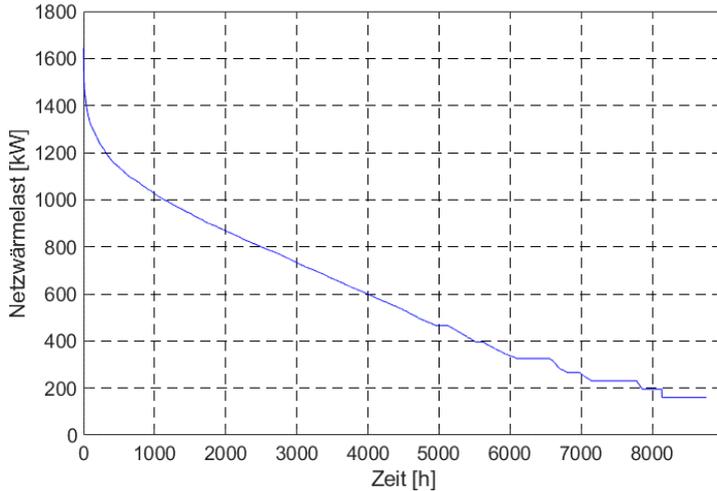


Abbildung 2: geordnete Heizlast des Versorgungsgebietes [6]

In dieser Arbeit wird ein Steuersignal $\gamma_{\text{Sig},W,k/e}$ verwendet, um ein kostengünstiges bzw. emissionsfreies Stromangebot in den Simulationen zu berücksichtigen. Zur Minderung des Berechnungsaufwandes wurden beide Größen (Strompreis und Emissionsfreiheit) zu einem Steuersignal zusammengefügt. Der Wert beträgt Null, wenn der Strompreis über einem definierten Sollwert liegt bzw. Eins, wenn der Strom besonders kostengünstig oder emissionsfrei ist. Für die vorliegende Untersuchungen wird der Verlauf des Steuersignals entsprechend Abbildung 3 verwendet. An dieser Stelle erfolgt keine Untersuchung ursächlichen Zusammenhänge.

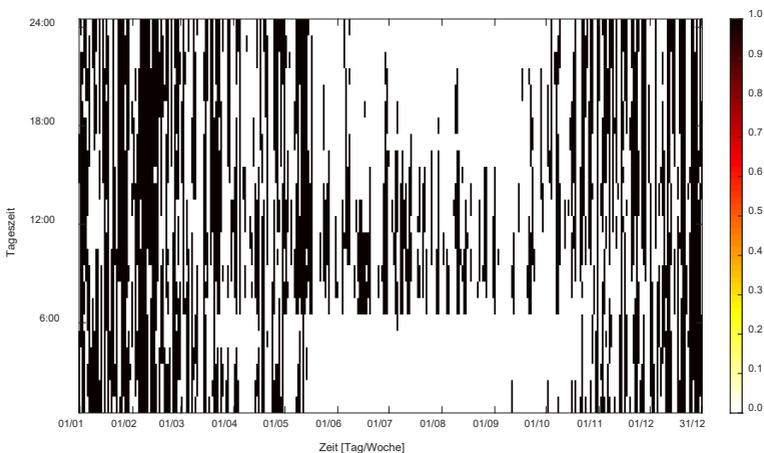


Abbildung 3: Steuersignal

Um das Flexibilitätspotential FIP des Wärmeversorgungssystems (Vergleichsmaß) aufzuzeigen, wurden mehrere Kennzahlen entwickelt. An dieser Stelle sind zwei Kennzahlen von Interesse:

- das Flexibilitätspotential bezogen auf den zeitlichen Verlauf der Wärmelast $FIP_{WP,NW}$ (Gl. 1) sowie
- das Flexibilitätspotential bezogen auf die Auslegung des Wärmespeichers und der Wärmepumpen $FIP_{WSp,WP}$ (Gl. 2).

Die erste Kennzahl $FIP_{WP,NW}$ nimmt Bezug auf eine Leistungsreserve bei der zusätzlich möglichen Wärmeproduktion (bzw. zusätzliche Stromabnahme) durch die Wärmepumpen unter Berücksichtigung der aktuellen Betriebsart des Wärmespeichers. Die zweite Kennzahl $FIP_{WSp,WP}$ soll ermöglichen, die unterschiedlichen Systemauslegungen miteinander zu vergleichen. Das erfolgt mittels der Auswertung der Entladedauer des Wärmespeichers $t_{WSp,Ent}$ bei einer Nennentladeleistung $\dot{Q}_{WSp,Nenn}$ sowie der Betriebsdauer der Wärmepumpen $t_{WP,Dauerbetrieb}$ bei einer maximalen Heizleistung $\dot{Q}_{WP,max}$ zur Bereitstellung der definierten jährlichen Wärmelast $Q_{NW,Jahr}$.

$$FIP_{WP,NW} = \frac{\dot{Q}_{WP,max} - \dot{Q}_{NW}}{\dot{Q}_{WP,max}} \cdot \gamma_{WSp,Bel} - \frac{\dot{Q}_{NW}}{\dot{Q}_{WP,max}} \cdot \gamma_{WSp,Ent} \quad (1)$$

$$FIP_{WSp,WP} = \frac{t_{WSp,Ent}}{t_{WP,Dauerbetrieb}}, \text{ mit} \quad (2)$$

$$t_{WSp,Ent} = \frac{C_{th,WSp}}{\dot{Q}_{WSp,Nenn}} \quad (3)$$

$$\dot{Q}_{WSp,Nenn} = 1000 \text{ kW} \quad (4)$$

$$t_{WP,Dauerbetrieb} = \frac{Q_{NW,Jahr}}{\dot{Q}_{WP,Nenn}} \quad (5)$$

$$C_{th} = \rho \cdot V_{WSp} \cdot c_{th,spez} \cdot \Delta T_{WSp} \quad (6)$$

$$\Delta T_{WSp} = 15 \text{ K} \quad (7)$$

Die TRNSYS-Simulation (Variantenbezeichnung: ZV_Q1520_V1685_TRNSYS_0,1⁵) liefert alle Parameter, welche zur Berechnung des Flexibilitätspotentials $FLP_{WP,NW}$ erforderlich sind. Die grafische Darstellung liefert Abbildung. Die Ergebnisse lassen sich auf unterschiedliche Arten interpretieren. Aus Sicht der Wärmeversorgung deuten helle Bereiche auf die Speicherbeladung und die dunklen Bereiche auf die Speicherentladung hin. Je heller ein Abschnitt markiert ist (Werte zwischen 0 und 1), umso größer ist die Differenz zwischen der Nenn-Wärmepumpen-Heizleistung⁶ und der Wärmelast. Die Wärmepumpen können mit einer hohen Heizleistung laufen und ggf. den überschüssigen Strom aus dem Stromnetz verwerten. Bei den dunklen Bereichen (Werte zwischen -1 und 0) steigt die Netzwärmebelastung mit dunkler werdender Farbe. Da hier die Speicherentladung den Wärmepumpenbetrieb unterstützt, besteht die Möglichkeit bei hohen Stromnetzbelastung die Wärmepumpen-Heizleistung zu minimieren bzw. die Wärmepumpen ganz abzuschalten. Über das Jahr gesehen, ändert sich das Flexibilitätspotential in Abhängigkeit von der Netzwärmebelastung und dem Ladezustand des Wärmespeichers. Zur Verwendung dieser Kennzahl ist eine hohe Prognosegenauigkeit für die Wärmelasten vorteilhaft.

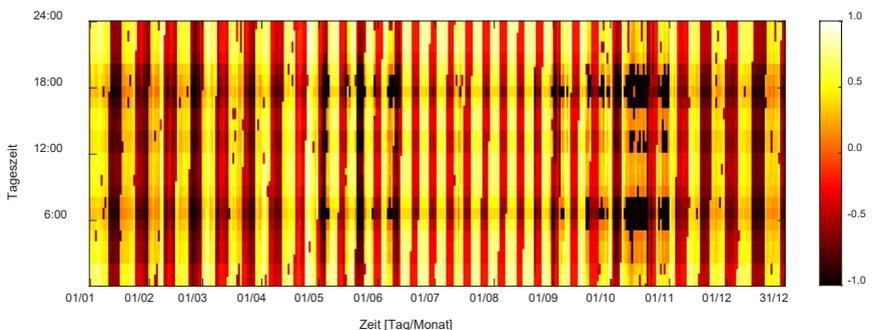


Abbildung 4: Flexibilitätspotential bezogen auf den zeitlichen Verlauf der Wärmelast $FLP_{WP,NW}$, Datenbasis: TRNSYS-Simulation, Zeitschrittlänge von 0,1 Stunde

Die zweite Kennzahl $FLP_{WSp,WP}$ bezieht sich auf die Be- und Entladeleistung des Wärmespeichers sowie auf die Wärmepumpen-Heizleistung. Mittels der Parametervariationen (Abbildung 4) lässt sich das Flexibilitätspotential bezogen auf eine aktuell angenommene jährliche Wärmelast darstellen. Dieses Diagramm besitzt zunächst keine Aussagekraft darüber, ob die Auslegung für die Deckung der vorgegebenen Netzlasten geeignet ist. Je heller die Farbe ist, umso höher fällt das Flexibilitätspotential aus. Es entstehen Isolinien mit dem gleichen Potential bzgl. der Flexibilität für

⁵ Für die Benennung der unterschiedlichen Varianten und Szenarios wird in dieser Arbeit folgender Schlüssel verwendet:

Zentrale Versorgung (ZV) - Wärmepumpen-Heizleistung in kW - Wärmespeichervolumen in m³ - Simulationsprogramm bzw. Optimierer - Dauer der Optimierungsperiode - Zeitschritt in Stunden.

⁶ Ein Jahr ist in eine Winter- und Sommerperiode unterteilt. In der Sommerperiode steht nur 50 % der maximalen Wärmepumpen-Heizleistung zur Verfügung (vgl. mit [6]).

variable Wärmespeichervolumina und Wärmepumpen-Heizleistungen. Erwartungsgemäß besitzen große Speichervolumina und Wärmepumpen-Heizleistungen ein hohes Flexibilisierungspotential. Gleichzeitig führt die Systemüberdimensionierung zu den steigenden Investitionskosten, sodass die Zonen mit den hellgelben bzw. orangenen Farben (rechte obere Ecke) für den praktischen Einsatz wenig relevant sind.

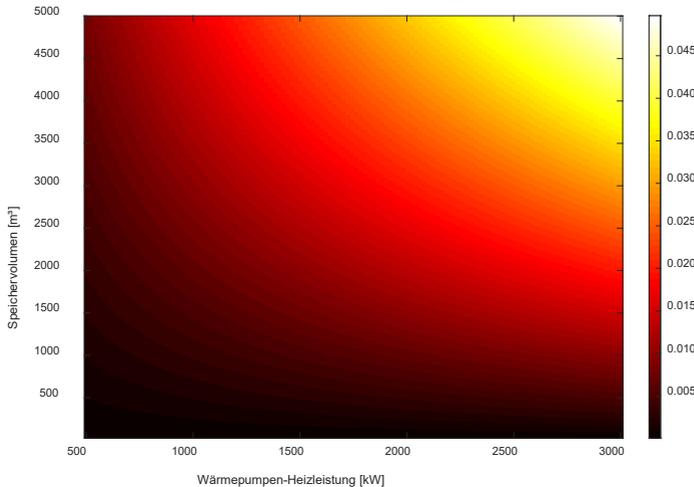


Abbildung 5: Flexibilitätspotential bezogen auf die Auslegung des Wärmespeichers und der Wärmepumpen $FIP_{WSP,WP}$

Einsatzoptimierung mittels CPLEX

Um eine flexible Wärmeproduktion zu ermöglichen, soll neben der Systemdimensionierung eine optimale Systemsteuerung erfolgen. Erst eine optimierte Steuerung, mit Berücksichtigung von Prognosen für die Wärmelasten, Energiepreisentwicklung etc., ermöglicht die umfassende Nutzung der Systemvorteile (Senkung der verbrauchsgebundenen Kosten und emissionsarme Wärmeproduktion).

Die Modellierung und Simulation des Systems erfolgte mit dem Programm TRNSYS. Dazu wurde ein TRNSYS-Deck entwickelt und eine Systemsteuerung als Nonstandard-Type (Programmierung eines eigenen Modells) implementiert. Diese Steuerung⁷ berücksichtigt den volumetrischen Speicherladezustand, die Netzlast und die zur Verfügung stehenden Fernwärme-Volumenströme. Um die Systemsteuerung in

⁷ Die detaillierte Beschreibung der Einzelheiten der Steuerung in TRNSYS soll nicht Gegenstand dieses Manuskriptes sein.

TRNSYS zu kontrollieren beziehungsweise zu verbessern, eignet sich die Verwendung der gemischt-ganzzahligen Optimierung. Die Lösung der entsprechenden Zielfunktion erfolgt mittels dem Solver CPLEX [5].

Die Bewertung der Lösung erfolgt mit Hilfe der Größe kostengünstig/emissionsfrei produzierte Wärmemenge $Q_{W,k/e}$ (Gl. 8). Diese bildet sich als die Jahressumme der pro Zeitschritt gelieferte Heizleistung der Wärmepumpen multipliziert mit dem Steuersignal $\gamma_{\text{Sig},W,k/e}$. Je größer der Wert ist, umso höher fällt die gesamte Flexibilität des Wärmeversorgungssystems aus.

$$Q_{W,k/e} = \sum_{\text{Jahr}} (\dot{Q}_{WP,i} \cdot \gamma_{\text{Sig},W,k/e,i}) \Delta t_i \quad (8)$$

Je nach Komplexität der Aufgabe und der zur Verfügung stehenden Rechentechnik kann die Berechnungszeit durch den Optimierer deutlich schwanken. Deswegen wurde der Grundsatz „So einfach wie möglich, so kompliziert wie nötig.“ beachtet [15]. Das Optimierungsproblem besitzt zunächst vier Optimierungsvariablen. Diese berücksichtigen die Heizleistung der einzelnen Wärmepumpenstufen $\dot{Q}_{WP,\min,n} \leq \dot{Q}_{WP,n} \leq \dot{Q}_{WP,\max,n}$, den Schaltzustand der Wärmepumpenstufen $\gamma_{WP,n} \in \{0,1\}$, die notwendige Belade- und Entladeleistung des Wärmespeichers $-1000 \text{ kW} \leq \dot{Q}_{\text{BES}} \leq 1000 \text{ kW}$ und die Wärmekapazität des thermischen Energiespeichers $0 \leq C_{\text{th},WSp} \leq C_{\text{th},WSp,\max}$. Die Nebenbedingungen fassen die Gleichungen 9 bis 13 zusammen. Folgende Vereinfachungen mussten getroffen werden, um die Berechnungszeit in Rahmen zu halten:

- Ausblenden der minimalen Stillstands- und Betriebszeiten von rund 15 min,
- Zulassen von sehr kleinen Be- und Entladeleistung des Wärmespeichers,
- Berücksichtigung der Speicherverluste bei der Bereitstellung der Wärme (vgl. mit Gl. 9 und Gl. 12)⁸.

⁸ Korrekterweise müssten die thermischen Verluste des Wärmespeichers von der Wärmekapazität des Speichers pro Zeitschritt abgezogen werden. Leider führte diese Betrachtungsweise zur Steigerung der Berechnungszeit um etwa 50fache gegenüber der Vereinfachung. Da die Qualität der Ergebnisse sich nur unwesentlich verändert, erscheint diese Annahme als möglich.

$$\sum_n \dot{Q}_{WP,n} = \dot{Q}_{NW} + \dot{Q}_{BES} + \dot{Q}_{WSp,Ver} \quad (9)$$

$$\begin{aligned} \sum_n \dot{Q}_{WP,min,n} \cdot \gamma_{WP,n} & \\ & \leq \sum_n \dot{Q}_{WP,n} \\ & \leq \sum_n \dot{Q}_{WP,max,n} \cdot \gamma_{WP,n} \end{aligned} \quad (10)$$

$$\dot{Q}_{WP,min,n} = \frac{1}{2} \dot{Q}_{WP,max,n} \quad (11)$$

$$0 \leq \sum_0^t \dot{Q}_{BES} \leq C_{th,WSp} \quad (12)$$

$$C_{th,WSp,start} = C_{th,WSp,end} = 0 \quad (13)$$

Die Zielfunktion (Gl. 14) spiegelt die kostengünstig/emissionsfrei produzierte Wärmemenge $Q_{W,k/e}$ wider. Diese Größe ist zu maximieren. Die Abzugswerte für die entstehende Wärmeverluste und bereitgestellte jährliche Wärmemenge sollen das Systemverhalten realistischer abbilden. Damit versucht der Optimierer einen voll beladenen Wärmespeicher schneller zu entladen und die Wärmepumpen seltener zu nutzen.

$$\begin{aligned} \max f(\dot{Q}_{WP}) = & \sum_t (\dot{Q}_{WP} \cdot \gamma_{Sig,W,k/e}) \\ & - \sum_t (\dot{Q}_{WSp,Ver} \cdot 0,01) - \sum_t (\dot{Q}_{WP} \cdot 0,001) \end{aligned} \quad (14)$$

Die Berücksichtigung der äußeren Speicherverluste $\dot{Q}_{WSp,Ver}$ für die Auslegung $\dot{Q}_{WP} = 1620$ kW und $V_{WSp} = 1685$ m³ erfolgt mittels der empirisch hergeleiteten Gleichung 15. Die Datenbasis bildet die TRNSYS-Simulation für die Variante ZV_Q1520_V1685_TRNSYS_0,1. Die maximale Beladetemperatur des Wärmespeichers beträgt 75 °C. Als zwei wichtige Parameter wurden die Außentemperatur und der volumetrischer Speicherladezustand identifiziert.

$$\begin{aligned} \dot{Q}_{WSp,Ver} = & 7,904 - 0,09267 \cdot T_a + 0,02306 \cdot LZ_{vol} \\ & - 0,0002527 \cdot T_a^2 - 0,0004016 \cdot T_a \\ & \cdot LZ_{vol} \end{aligned} \quad (15)$$

Zur Festlegung der Optimierungsperiode⁹ der Jahressimulationen bei den Parameterstudien müssen für die getroffenen Annahmen die Berechnungszeit sowie die pro Betrachtungsjahr kostengünstig/emissionsfrei produzierte Wärmemenge in Abhängigkeit von der Optimierungsperiode bestimmt werden. Die entsprechenden Werte gibt Abbildung 6 wieder. Erwartungsgemäß steigt die Berechnungszeit mit einer wachsenden Optimierungsperiode exponentiell. Eine längere Optimierungsperiode erlaubt dagegen die Erträge der kostengünstig/emissionsfrei produzierte Wärmemenge weiter zu steigern. Um die Jahresberechnungen in relativ kurzer Zeit und unter vertretbarer Genauigkeit durchzuführen, wurde eine Optimierungsperiode von 438 Stunden gewählt. Ein Jahr setzt sich anschließend aus 20 Abschnitten (Perioden) zusammen.

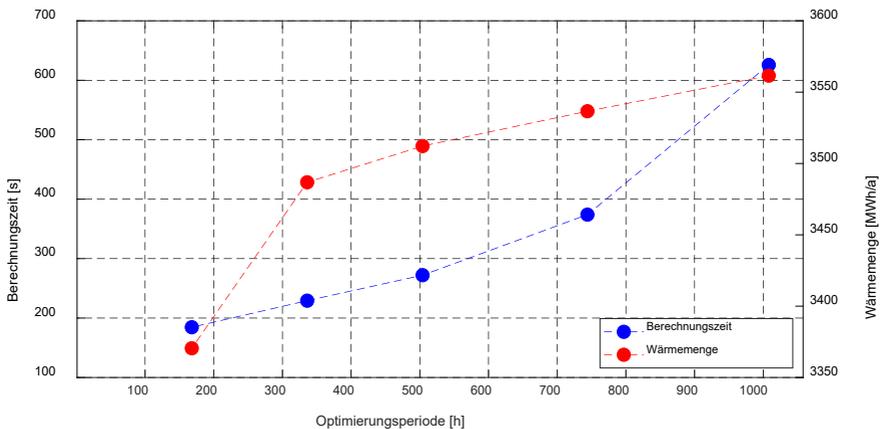


Abbildung 6: Berechnungszeit und kostengünstig/emissionsfrei produzierte Wärmemenge pro Simulationsjahr aufgetragen über der Optimierungsperiode, Zeitschrittlänge von einer Stunde

Für die Parameterstudie wurden das Speichervolumen und die Wärmepumpen-Heizleistung in einem weiten Bereich variiert. Dabei galt, dass in der Winterperiode beide Wärmepumpen und in der Sommerperiode nur eine Wärmepumpe aktiv sind [6]. Um die Unterversorgung bei der Wärmebereitstellung zu vermeiden, kommt in der Simulation ein virtueller Wärmeerzeuger mit einer Nennleistung von 1700 kW zum Einsatz. Laut getroffenen Annahmen verursacht das Nahwärmenetz an der Wärmeversorgungszentrale eine Spitzenlast von rund 1644 kW. Der jährliche Wärmeabsatz beträgt 5167 MWh/a. **Abbildung** zeigt die pro Betrachtungsjahr kostengünstig/emissionsfrei produzierte Wärmemenge. Die Ergebnisse entsprechen weitestgehend den mittels TRNSYS durchgeführten Untersuchungen für das Wärmeversorgungssystem mit drei Wärmepumpen [6]. Ein abweichender Verlauf des Grenzwertes für eine voll-

⁹ Die Zerlegung der Zeitperiode von einem Jahr in kleinere Perioden steigert der Laufzeit und reduziert den notwendigen Berechnungsaufwand.

ständige Wärmeversorgung resultiert aus vereinfachten Annahmen bei der Formulierung der Optimierungsaufgabe sowie einer relativ kurzen Optimierungsperiode von 438 Stunden.

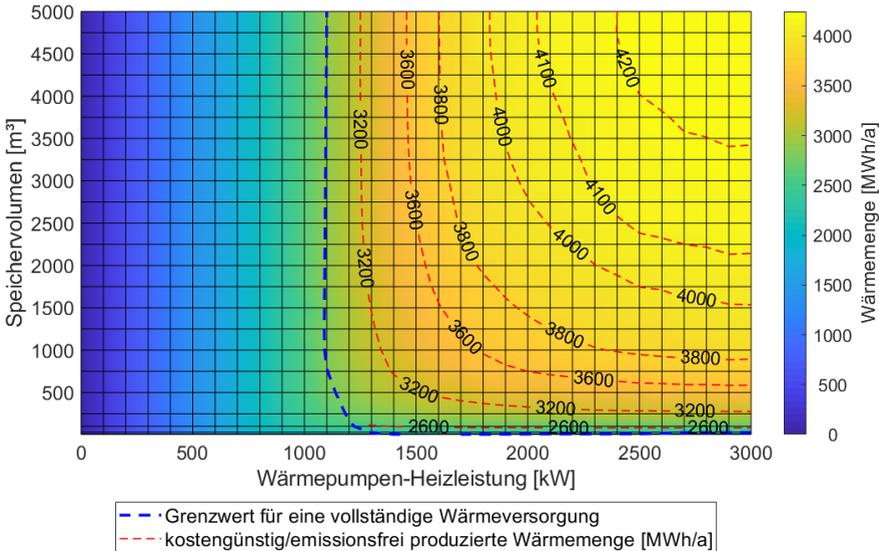


Abbildung 7: kostengünstig/emissionsfrei produzierte Wärmemenge für unterschiedliche Anlagendimensionierungen

Die Berechnungszeiten variieren je nach gewählter Anlagenauslegung erheblich (Abbildung 8¹⁰). Besonders lange dauern die Berechnungen mit sehr geringen Speichervolumina und großer Wärmepumpen-Heizleistungen. Die maximale Berechnungszeit lag bei 13,69 h für die Auslegung $\dot{Q}_{WP} = 3000$ kW und $V_{WSp} = 5$ m³. Ein extrem kleines Speichervolumen bei gleichzeitig hoher Wärmepumpen-Heizleistung kann sehr schnell be- und entladen werden, sodass der Löser deutlich mehr Zeit benötigt, um eine optimale Lösung zu finden. Die erreichte Anzahl an Speicherzyklen für den volumetrischen Ladezustand größer als 80 % sind in Abbildung 9¹⁰ dargestellt. Die maximale Zyklenzahl von 1795 Zyklen/a erreicht die Auslegung mit $\dot{Q}_{WP} = 2600$ kW und $V_{WSp} = 10$ m³. Wenn man nur die sinnvollen Dimensionierungen betrachtet (z. B. Auslegung ZV_Q1500_V1500_CPLEX_438_1), dann braucht der Löser ca. 1,3 h bis 2,7 h, um die Lösung zu finden. Es existiert ein lokales Maximum der Berechnungsdauer, um das Speichervolumen von 2750 m³ zu beobachten. Das kann der Algorithmus des Löser verursachen. Die Zyklenzahl liegt dann bei 30 bis 100 Zyklen/a.

¹⁰ Die schwarze Farbe kennzeichnet Bereiche, wo eine Wärmeunterversorgung eintritt. Diese Bereiche werden nicht ausgewertet.

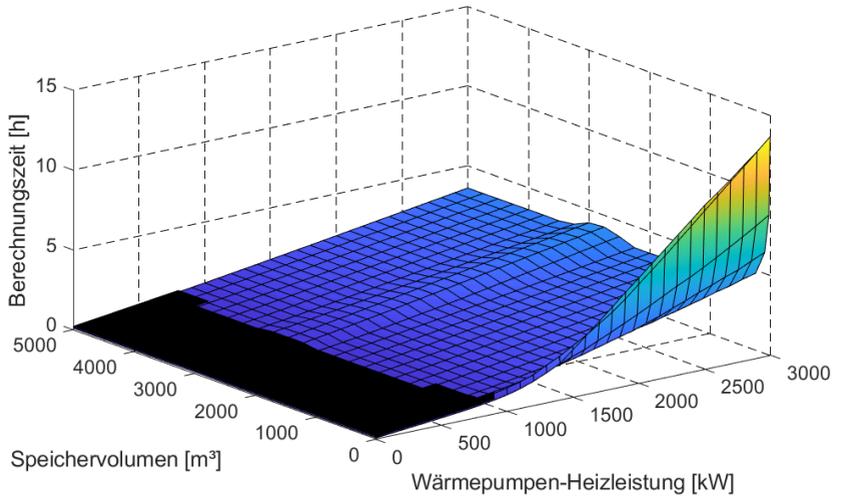


Abbildung 8: Berechnungszeit für unterschiedliche Anlagendimensionierungen

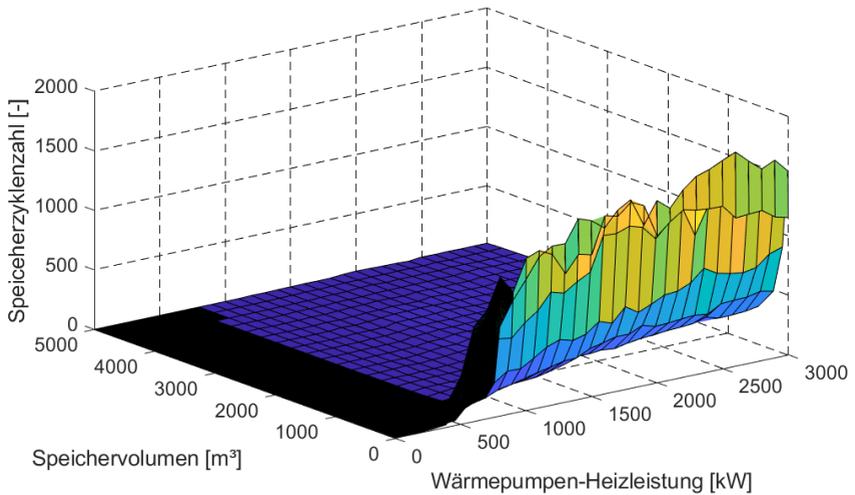


Abbildung 9: Speicherzyklenzahl für unterschiedliche Anlagendimensionierungen

Tabelle 1: Übersicht zu ausgewählten Ergebnissen der Parameterstudie

Auslegung	\dot{Q}_{WP} [kW]	V_{WSP} [m ³]	$Q_{W,k/e}$ [MWh/a]	$Q_{W,k/e}$ [%]	Berechnungszeit [h]	Speicherzyklenzahl ($LZ_{vol} \geq 80\%$) [-]
ZV_Q1700_V0	1700	0	2146	100,00	0,00	-
ZV_Q1600_V5_CPLEX_438_1	1600	5	2168	101,03	3,68	1495
ZV_Q1500_V1500_CPLEX_438_1	1500	1500	3486	162,44	1,79	54
ZV_Q2900_V5000_CPLEX_438_1	2900	5000	4245	197,81	3,49	21

enthält einen Überblick zu einigen Referenzauslegungen. Die Simulationsergebnisse (Abbildung 7) verdeutlichen, wie viel kostengünstiger/emissionsfreier Wärme pro Jahr die jeweilige Auslegung liefert. Gleichzeitig kann diese Wärmemenge als ein Maß der Flexibilität gelten. Die jährliche Wärmelast muss gedeckt werden, um die Wärmeversorgung zu sichern. Je nach Anlagendimensionierung besteht jedoch die Möglichkeit in die Vorproduktion von Wärme zu gehen, wenn besonders günstige Bedingungen (geringe Stromkosten bzw. Überschüsse aus Erneuerbaren Energien) herrschen. Als Referenz gilt die Wärmeversorgung ohne den Wärmespeicher (Referenzauslegung ZV_Q1700_V0). In diesem Fall gilt die produzierte Wärmemenge $Q_{W,k/e}$ als 100 % kostengünstig und emissionsfrei. Bereits ein sehr kleines Speichervolumen von 5 m³ (Auslegung ZV_Q1600_V5_CPLEX_438_1) steigert $Q_{W,k/e}$ um 1 %. Ein Wärmespeicher in einer sinnvollen Größe von 1500 m³ erhöht $Q_{W,k/e}$ um 62,44 %. Sehr hohe Wärmepumpen-Heizleistung und sehr hohes Speichervolumen (Auslegung ZV_Q2900_V5000_CPLEX_438_1) erlauben es, in relativ kurzer Zeit viel Wärme vorzuproduzieren und zu speichern.

Tabelle 1: Übersicht zu ausgewählten Ergebnissen der Parameterstudie

Auslegung	\dot{Q}_{WP} [kW]	V_{WSP} [m ³]	$Q_{W,k/e}$ [MWh/a]	$Q_{W,k/e}$ [%]	Berechnungszeit [h]	Speicherzyklenzahl ($LZ_{vol} \geq 80\%$) [-]
ZV_Q1700_V0	1700	0	2146	100,00	0,00	-
ZV_Q1600_V5_CPLEX_438_1	1600	5	2168	101,03	3,68	1495
ZV_Q1500_V1500_CPLEX_438_1	1500	1500	3486	162,44	1,79	54
ZV_Q2900_V5000_CPLEX_438_1	2900	5000	4245	197,81	3,49	21

Gegenüberstellung der Ergebnisse der Untersuchungen mittels CPLEX und TRNSYS

Die Ergebnisse der gemischt-ganzzahligen Optimierung sollen später für die Verbesserung der Systemsteuerung des TRNSYS-Decks dienen. Dazu müssen einige Randbedingungen angepasst werden. Die Zeitschrittweite ist von einer Stunde auf

0,1 Stunde zu kürzen. Damit eine sichere Wärmeversorgung stattfindet, gilt die Festlegung, dass der Wärmespeicher am Anfang und Ende jeder Optimierungsperiode einen volumetrischen Ladezustand LZ_{vol} von 10 % statt 0 % aufweist. Anderenfalls steigt die Wahrscheinlichkeit, dass es zur Unterversorgung am Anfang einer Optimierungsperiode kommt.

Bei der TRNSYS-Simulation gilt die Voraussetzung, dass ein stufiger Betrieb der Wärmepumpen am effizientesten ist. Während der Formulierung der Optimierungsaufgabe für den Optimierer CPLEX wurde unterstellt, dass jeder Verdichter von 50 % bis 100 % seiner Leistung arbeiten kann. Abbildung 10 bestätigt tatsächlich, dass auch der Optimierer versucht, die volle Heizleistung jeder Wärmepumpenstufe abzurufen. Der Teillastbetrieb spielt über das betrachtete Jahr eine untergeordnete Rolle. Im Gegensatz zur TRNSYS-Simulation erzwingt der Optimierer um fast fünffach längere Laufzeiten der Wärmepumpen mit einer maximalen Heizleistung. Ein gleichzeitiger Betrieb von drei Wärmepumpenverdichtern erfolgt über eine Periode von ca. 600 Stunden. Dies entspricht weitestgehend den Übergangszeiten zwischen der Winter- und Sommerperioden. Die Laufzeiten von zwei Wärmepumpenverdichtern (entspricht einer Wärmepumpe) erfolgt überwiegend im Sommer, wenn nicht genügend Fernwärme-Volumenstrom zur Verfügung steht. Insgesamt ergibt sich eine Stillstandszeit der Wärmepumpen von 3175 h (etwa 132 Tage) für die Variante ZV_Q1520_V1685_CPLEX_72_0,1, 2870 h (etwa 120 Tage) für die Variante ZV_Q1520_V1685_CPLEX_168_0,1 und 1758 Stunden (etwa 73 Tage) für die TRNSYS-Simulation ZV_Q1520_V1685_TRNSYS_0,1.

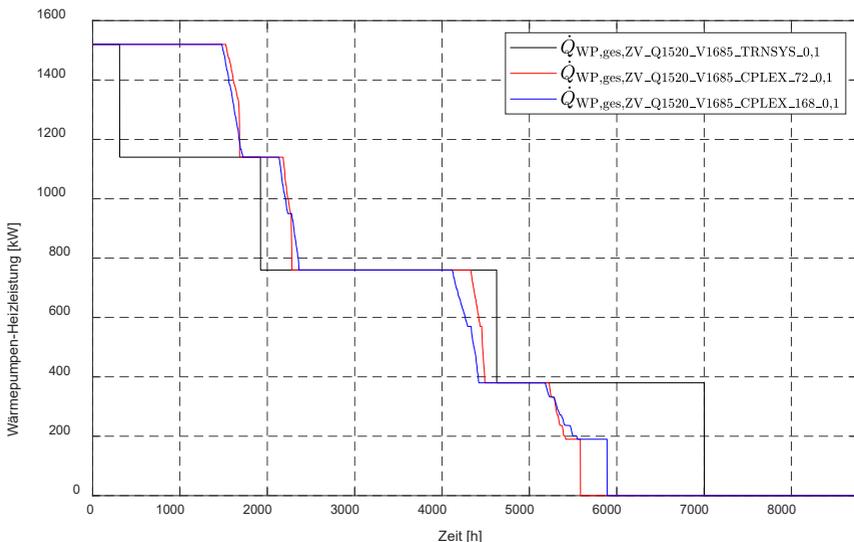


Abbildung 10: geordneter Verlauf der Wärmepumpen-Heizleistungen

Der geordnete Verlauf der Be- und Entladeleistungen des Wärmespeichers (Abbildung 11) demonstriert, dass der Optimierer CPLEX beide Leistungen in ungefähr gleicher Größenordnung hält. Daraus ergibt sich ein nahezu linearer Kurvenverlauf. Die Beladung des Wärmespeichers bei den TRNSYS-Simulationen erfolgt nur unterstützend, wenn niedrige Wärmelasten vorliegen oder die Spitzenlastzone des Wärmespeichers bereits entladen ist. Das soll die äußeren Wärmeverluste durch längere Stillstandszeiten reduzieren bzw. dient der Versorgungssicherheit. Die Speicherentladung läuft zumeist ohne Wärmepumpen.

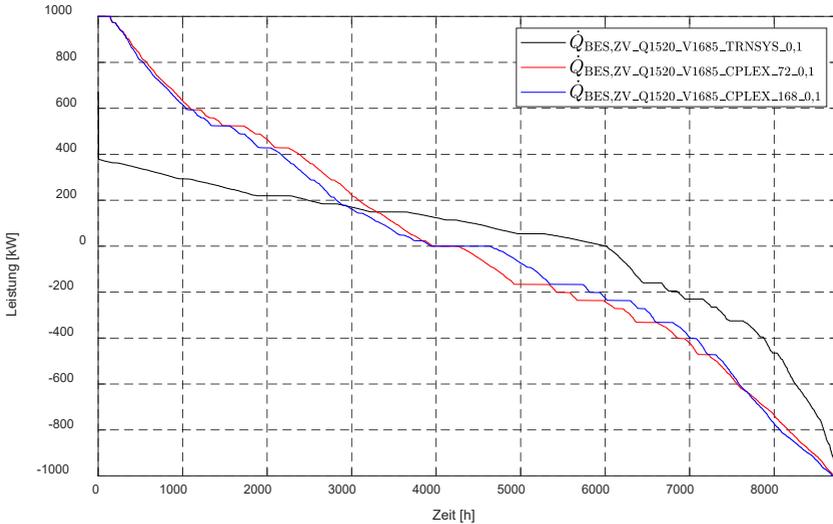


Abbildung 11: geordneter Verlauf der Be- und Entladeleistungen des Wärmespeichers

Die volumetrischen Ladezustände zeigt Abbildung 12. Der Verlauf des Ladezustandes bei der TRNSYS-Simulation ist nahezu linear, wobei aus Gründen der Versorgungssicherheit der Ladezustand zwischen 10 % und 90 % liegt. Die Beladung über 90 % würde bei steigender Wärmeträgertemperaturen den Wärmepumpenbetrieb stören. Bei der Speicherentladung bleibt immer ein Restvolumen vorhanden, um z. B. bei einer kurzzeitigen Störung seitens der Fernwärmetrasse (Wärmequelle) bzw. der Wärmepumpen noch für eine bestimmte Zeit die Wärmeversorgung zu sichern. Der Optimierer CPLEX versucht, wie durch die Zielfunktion vorgegeben, die Nutzung des Wärmespeichers zu minimieren. Das ist insbesondere beim direkten Vergleich der Ergebnisse der Optimierung mit der TRNSYS-Simulation sehen. Die kürzere Optimierungsperiode führt erwartungsgemäß zu einer geringeren Nutzung des thermischen Energiespeichers.

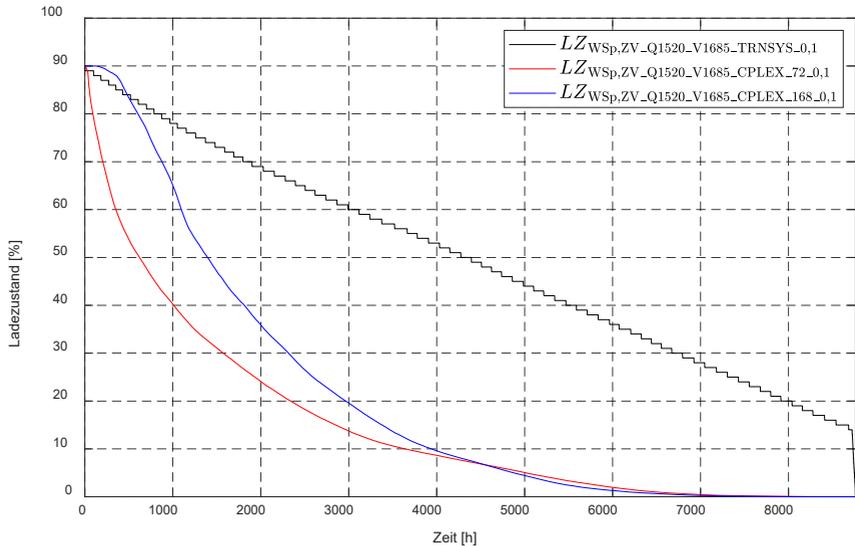


Abbildung 12: geordneter Verlauf der volumetrischen Ladezustände des Wärmespeichers

In Abbildung 13 ist die kostengünstig/emissionsfrei produzierte Wärmemenge für verschiedene Systemauslegungen bzw. Optimierungsverfahren dargestellt. Gegenüber der Referenzauslegung ohne einen Wärmespeicher erbringen ein Wärmespeicher mit einem Volumen von 1685 m³ und eine unter TRNSYS selbst programmierte Steuerung eine Erhöhung der Wärmemenge $Q_{W,k/e}$ um 8,8 %. Der Einsatz des Optimierers CPLEX verdeutlicht, dass eine weitere Steigerung bis auf 151,8 % bzw. 159,5 %, je nach gewählter Optimierungsperiode, möglich ist. Diese hohen Zahlen können allerdings nur erreicht werden, wenn eine sehr hohe Prognosegüte zur zukünftigen Entwicklung am Strommarkt und zu den Wärmelasten vorliegt. Je kürzer der Prognosehorizont ist, umso geringer fallen die Erträge aus. Es zeigt sich, dass der Einsatz eines Wärmespeichers bereits ohne komplexe Optimierungsverfahren die Systemflexibilität in Form einer schnellen Reaktion auf schwankende Signale und Wärmelasten steigert.

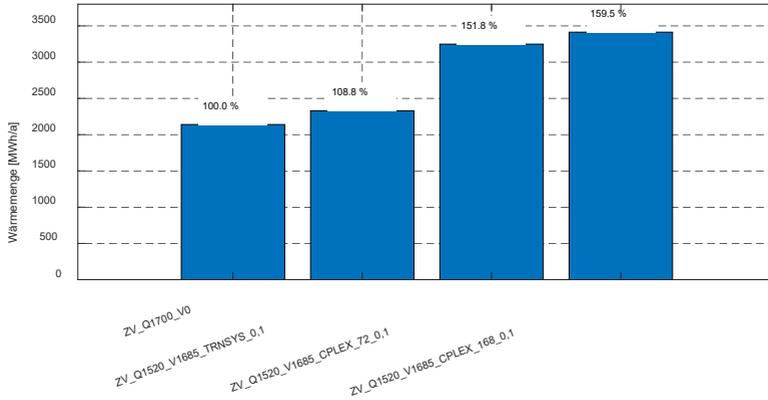


Abbildung 13: Gegenüberstellung der kostengünstig/emissionsfrei erzeugten Wärmemengen

Die dargestellten Berechnungsergebnisse bzgl. des Flexibilitätspotentials der Variante ZV_Q1520_V1685_CPLEX_168_0,1 nach Gl. 1 sind in Abbildung 14 veranschaulicht. Gegenüber der TRNSYS-Simulation (vgl. mit Abbildung 4, Variante ZV_Q1520_V1685_TRNSYS_0,1) führt eine abweichende Nutzung des Wärmespeichers zu einem höheren Flexibilitätspotential. Während der Winterperiode erfolgt zu meist eine schnelle Speicherbeladung mit anschließender Speicherentladung. Dieses Verhalten ändert sich in Abhängigkeit von der Wärmelast und dem Steuersignal (Abbildung 3). In Folge von den geringen Wärmelasten in der Sommerperiode wird der Wärmespeicher tatsächlich nur minimal genutzt. D. h., bei unvorhergesehenen Änderungen (beispielsweise Aufnahme von Leistungsüberschüssen aus dem Stromnetz) steht ein Teil des Wärmespeichers die meiste Zeit zur Verfügung. Als ein limitierender Faktor wirken sich hier die Wärmelasten aus. Die Wärmeproduktion und der Wärmeverbrauch müssen im Einklang bleiben.

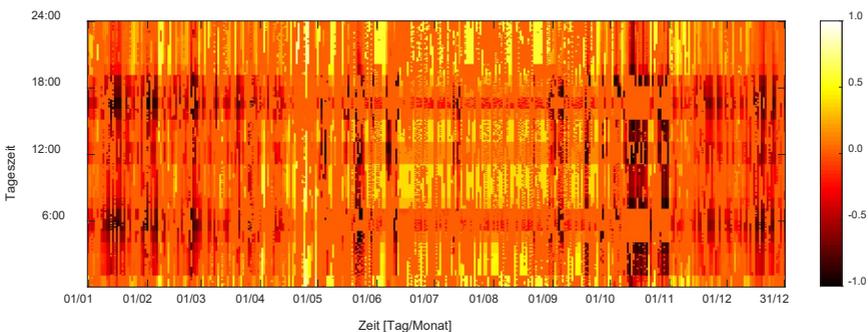


Abbildung 14: Flexibilitätspotential bezogen auf den zeitlichen Verlauf der Wärmelast $FlP_{WP,NW}$, Variante ZV_Q1520_V1685_CPLEX_168_0,1

Zusammenfassung

In der vorliegenden Arbeit wurde die Flexibilität einer Zentrale mit Wärmepumpen und Speicher zur Nahwärmeversorgung untersucht. Anhand von eingeführten Kennzahlen lassen sich bereits die ersten Schlussfolgerungen zum Flexibilitätspotential ableiten. Die Auswertung der Flexibilitätskennzahl bezogen auf den zeitlichen Verlauf der Wärmelast zeigt, dass im Verlaufe eines Jahres nicht beliebig viel Wärme unter günstigen Bedingungen (z. B. bei hohen Anteilen von emissionsfreiem Strom) produzieren lässt. Viel mehr spielen hier die Wärmelasten bzw. die Art der Nutzung von thermischen Energiespeichern eine entscheidende Rolle. Die zweite Kennzahl bezog sich auf die Be- und Entladeleistung des Speichers sowie auf die Wärmepumpen-Heizleistung. Diese Kennzahl verdeutlicht, dass es zahlreiche optimale Kombinationen von der Heizleistung der Wärmepumpen und dem Speichervolumen gibt. Prinzipiell sind große Heizleistungen und Speichervolumina (ohne Beachtung der Investition) vorteilhaft. Die Ergebnisse der Parameterstudien mit dem Löser CPLEX (gemischt-ganzzahlige Optimierung) bestätigen im Wesentlichen diese Aussagen.

Erst eine verbesserte Systemsteuerung ermöglicht es, einen Anlagenbetrieb flexibel zu gestalten, ohne die Versorgungssicherheit zu gefährden und die Investitionskosten für die Zentrale in die Höhe zu treiben. Als Bewertungsgröße für die Flexibilität wurde pro ein Simulationsjahr kostengünstig/emissionsfrei produzierte Wärmemenge herangezogen. Der Vergleich der Ergebnisse der TRNSYS-Simulation und der Optimierung mittels CPLEX mit der Referenzauslegung ohne Wärmespeicher zeigt, welches hohe Flexibilitätspotential durch den thermischen Energiespeicher entsteht. Beim Einsatz des Speichers führt bereits eine einfache Steuerung in der TRNSYS-Simulation zu einer Steigerung der kostengünstig/emissionsfrei produzierte Wärmemenge um fast 9 % gegenüber der Referenzauslegung ohne einen Wärmespeicher.

Die Optimierung mittels CPLEX über eine Optimierungsperiode von einer Woche erhöht diesen Wert bis auf fast 60 %. Die Parametervariationen mit Nutzung des Löser CPLEX zeigen, dass eine möglichst große Optimierungsperiode bei gleichzeitig geringen Zeitschrittweiten anzustreben ist. Die außerordentlich hohen Berechnungszeiten lassen leider keine globale Optimierung über eine Periode von einem Jahr zu. Um die Ergebnisse innerhalb einer vernünftigen Zeit zu erhalten, wurde ein zu berechnendes Jahr in kleinere Perioden aufgeteilt. Die Ergebnisse der Optimierung sollen später in die TRNSYS-Simulation einfließen und einen besseren Systembetrieb ermöglichen.

Danksagung

Das diesem Bericht zugrunde liegende Vorhaben wird mit Mitteln des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie unter dem Kennzeichen 03SBE114C aufgrund eines Beschlusses des Deutschen Bundestages gefördert. Besonderer Dank gilt auch dem Projektträger Jülich für die Unterstützung des Vorhabens. Die Verantwortung für den Inhalt dieser Veröffentlichung liegt bei den Autoren.

Quellen

- [1] Leonhardt, S.; Höhne, E.; Neumann, T.; Teich, T.; Bodach, M.; Hoffmann, M.; Kretz, D.; Hempel, T.; Schwind, M.; Franke, S.; Urbaneck, T.; Gill, B.; Schneider, M.: Demonstration einer energieeffizienten und sozialgerechten Quartiersentwicklung auf Basis elektrisch-thermischer Verbundsysteme in Zwickau Marienthal – Projekt ZED: Zwickauer Energie-wende demonstrieren. In: Pöschk, J. (Hrsg.): Energieeffizienz in Gebäuden – Jahrbuch 2018. Berlin: VME – Verlag und Medienservice Energie, 2018, S. 147-154. - ISBN 978-3-936062-14-4.
- [2] Projektträger Jülich (PtJ): Solares Bauen/Energieeffiziente Stadt. 2019, URL: <https://www.ptj.de/solares-bauen-energieeffiziente-stadt> [abgerufen am: 10.02.2019].
- [3] TRNSYS: A TRAnSient SYstems Simulation Program - Version 18. Solar Energy Laboratory, University of Wisconsin-Madison und Transsolar Energietechnik GmbH, Stuttgart, 2019.
- [4] The MathWorks: MATLAB R2018b. 2020.
- [5] International Business Machines Corporation (IBM): ILOG CPLEX Optimization Studio 12.10. 2020.
- [6] Nefodov, D; Xiao, S.; Urbaneck, T.; Hentschel, A.: Vorstellung eines emissionsarmen Wärmeversorgungskonzeptes auf Basis der Fernwärme-Rücklauf-Ausnutzung und deren Untersuchung mit TRNSYS. Online-Symposium Solarthermie und innovative Wärmesysteme, 12. - 14. Mai 2020, Conexio GmbH, Pforzheim, 2020, Tagungsband, S. 351-364. - ISBN 978-3-948176-11-2.
- [7] Zwickauer Energieversorgung GmbH. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.zev-energie.de/>. 2020.
- [8] Jeddi, S. et al.: Virtuelles Institut Smart Energy (VISE) - Regionale Virtuelle Kraftwerke: Definitorische Grundlagen und erste Erkenntnisse. 2018, URL: https://www.smart-energy.nrw/sites/smartenergy/files/vise_2018_-_definitorische_grundlagen_und_erste_erkennnisse.pdf [abgerufen am: 03.08.2020]
- [9] Kippelt, S.: Dezentrale Flexibilitätsoptionen und ihr Beitrag zum Ausgleich der fluktuierenden Stromerzeugung Erneuerbarer Energien. Technischen Universität Dortmund, Diss., 2017.
- [10] Brehm, C.R.: Organisatorische Flexibilität in Wertschöpfungsnetzwerken. In: Bach N., Buchholz W., Eichler B. (eds) Geschäftsmodelle für Wertschöpfungsnetzwerke. Gabler Verlag. 2003.
- [11] Pfau, W.: Flexibilitätsbedarf der Informationsinfrastruktur. In: Betriebliches Informationsmanagement. Markt- und Unternehmensentwicklung. Deutscher Universitätsverlag, Wiesbaden. 1997.
- [12] Zäh, M. F. et al.: Methoden zur Bewertung von Flexibilität in der Produktion. URL: <https://www.fabriksoftware.info/node/558> [abgerufen am 03.08.2020].

- [13] Lange, J.; Kaltschmitt, M.: Dezentrale direktelektrische Power-to-Heat Anlagen – Analyse des Potenzials zur Erbringung von Flexibilität. Z Energiewirtschaft 43, S. 269-288. 2019.
- [14] Agora Energiewende: Flexibilität. URL: <https://www.agora-energiewende.de/themen/flexibilitaet/> [abgerufen am 03.08.2020].
- [15] Kallrath, J.: Gemischt-ganzzahlige Optimierung: Modellierung in der Praxis. 2. Aufl. Wiesbaden: Springer, 2013. - ISBN 978-3-658-00689-1

Symbolverzeichnis

Symbol	Beschreibung	Einheit
--------	--------------	---------

Lateinische Buchstaben

FlP	Flexibilitätpotential	-
LZ	Ladezustand	%
Q	Wärmemenge	MWh
\dot{Q}	Wärme	W
t	Zeit	s
T	Temperatur	°C
V	Volumen	m ³

Griechische Buchstaben

γ	Signal	-
----------	--------	---

Indizes und Abkürzungen

a	Außen	PV	Photovoltaik
BES	Be- und Entladesystem	Q	Nennwert der Wärmepumpenleistung
DE	Druckerhöhung	RL	Rücklauf
DH	Druckhaltung	Sig	Signal

DM	Druckminderung	th	thermisch
DWV	Dreiwegeventil	V	Wärmespeichervolumen
Ent	Speicherentladung	V/W	Verteiler/hydraulische Weiche
FW	Fernwärme	Vda	Verdampfer
k/e	kostengünstig/emissionsfrei	Ver	Verlust
MAG	Membranausdehnungsgefäß	Vfl	Verflüssiger
max	maximal, Maximum	VL	Vorlauf
min	minimal, Minimum	vol	volumetrisch
MK	Motorklappe	W	Wärme
MV	Motorventil	WP	Wärmepumpe
Nenn	Nennwert	WSp	Wärmespeicher
NW	Nahwärme	WÜ	Wärmeübertrager
P	Pumpe	ZED	Zwickauer Energiewende Demonstrieren
		ZV	Zentrale Versorgung

ENERGIESYSTEMMODELLIERUNG IN OEMOF – MÖGLICHKEITEN UND GRENZEN

Amélie Oberdorfer, Theresa Reinhardt, Christoph Schmidt,
Sebastian Voswinkel, Viktor Wesselak

Hochschule Nordhausen, Institut für Regenerative Energietechnik (in.RET),
Weinberghof 4, 99734 Nordhausen, Amelie.Oberdorfer@hs-nordhausen.de

Keywords: Energiesystemmodellierung, Sektorkopplung, oemof, Simulation

Einleitung

In Folge des Weltklimaabkommens von Paris, in welchem eine Eindämmung der Erderwärmung vereinbart wurde, hat die Bundesregierung für Deutschland konkrete CO₂-Reduktionsziele festgelegt. Diese Ziele lassen sich auf Thüringen herunterbrechen, wobei sich der Freistaat selbst z.T. weitergehende Ziele gesteckt hat: Bis 2040 sollen die Treibhausgasemissionen Thüringens um mindestens 70% gegenüber dem Jahr 1990 sinken und bis 2050 um mindestens 80% [1]. Um das zu erreichen ist neben dem reinen Ausbau erneuerbarer Energien eine vermehrte Kopplung der Energiesektoren Strom, Wärme und Verkehr von Nöten. Die ebendarauf abzielende Umstellung des Energiesystems soll mit möglichst geringen Kosten für das gesamte Energiesystem erfolgen. Im Rahmen des Forschungsprojekts Zero Carbon Cross Energy System (ZO.RRO) wird ein Zielbild für ein Energiesystem 2050 unter Berücksichtigung der Sektorenkopplung und Systemdienstleistungen entwickelt. Vorgestellt wird hier das Teilprojekt „Fallbeispiel Thüringen“ der Hochschule Nordhausen, in welchem die notwendigen Maßnahmen für den Freistaat Thüringen untersucht werden. Dabei wird das Energiesystem Thüringen unter Berücksichtigung der lokalen meteorologischen Bedingungen, der vorhandenen Ausbaupotentiale von erneuerbaren Energien, des Energiebedarfs und der politischen sowie wirtschaftlichen Rahmenbedingungen mit dem Open Energy System Modelling Framework (oemof) nachgebildet. Das Open-Source-lizenzierte Modellierungsframework oemof wurde unter der Leitung des Reiner Lemoine Instituts in Berlin entwickelt [2]. Es basiert auf der Programmiersprache Python und wird von einigen forschenden Institutionen in Deutschland genutzt. Das in oemof implementierte Modell des Energiesystems stellt ein lineares Problem dar. Dieses wird durch einen Löser (Solver) wahlweise hinsichtlich minimaler Kosten oder minimaler CO₂-Emissionen optimiert. Als Ergebnis liefert das Modell

ein volkswirtschaftlich optimales Energiesystem mit möglichst geringem CO₂-Ausstoß. Das im Rahmen des hier beschriebenen Forschungsprojekts entwickelte Energiesystemmodell Thüringen wird nach Projektabschluss unter einer freien Lizenz veröffentlicht und steht zur weiteren Entwicklung zur Verfügung.

Im Klimagesetz Thüringens ist zusätzlich zu den bereits erwähnten Zielen verankert, bis 2040 den Energiebedarf in der Gesamtbilanz aus einem Mix erneuerbarer Energien vollständig zu decken [1]. Bilanziell erneuerbar bedeutet, dass zwar die Möglichkeit besteht, Energie aus fossilen Quellen zur Deckung des Energiebedarfs zu verwenden. Allerdings muss für jede im Energiesystem verbleibende Einheit fossiler Energie eine korrespondierende Einheit erneuerbarer Energie zusätzlich erzeugt werden. Dazu muss im Energiesystemmodell die Summe der Endenergiebedarfe gleich der Summe der Erzeugung aus Erneuerbaren Energien über den gesamten Simulationszeitraum (im Forschungsprojekt ein Jahr) sein. Diese landespolitische Vorgabe, den Endenergiebedarf bilanziell aus erneuerbaren Energien decken zu können, führt zu einer Aufgabenstellung, die mathematisch betrachtet der Lösung eines komplexen Gleichungssystems gleichkommt. Das Kostenoptimum ist das absolute Minimum einer Funktion. Lokale Minima werden über verschiedene Zusammensetzungen von Technologien erreicht. Um auszuschließen, dass der Solver anstatt des absoluten Kostenoptimums nur ein lokales Minimum findet, erfolgt in einem ersten Schritt eine Plausibilisierung der Ergebnisse anhand von einfachen Modellrechnungen und im zweiten Schritt eine Validierung mit identischen Modellannahmen eines dritten, unabhängigen Simulationstools. Erste Vergleiche zeigen eine gute Übereinstimmung der Simulationsergebnisse.

Modellierung des Energiesystem Thüringens mit oemof

Oemof besteht aus mehreren Bibliotheken. Zur Modellierung wird die objektorientierte oemof-Bibliothek solph verwendet [3]. Das Energiesystemmodell ist blockweise aufgebaut. Als Blöcke existieren Quellen, Senken, Speicher und Wandler. Die Blöcke sind über sogenannte Busse als Knotenpunkte verbunden. Die Eingangsdaten, die einem solchen Block vorgegeben werden können, sind Lastgänge, Einspeiseprofile, Wirkungsgrade, Haltezeiten und Kosten. Zeitreihen für Einspeiseprofile, Nutzenergiebedarfe und Energiepreise können konsistent in beliebigen Zeitschritten vorgegeben werden. Derzeit beträgt die Rechenzeit des stundenaufgelösten Modells ca. 30 Minuten, das Modell in viertelstündlicher Auflösung benötigt ca. 2 Stunden.

Das im Energiesystemmodell nachgebildete reale Energiesystem des Freistaats Thüringen ist in Abbildung 1 schematisch dargestellt und im Folgenden erläutert. Thüringen ist aus energietechnischer Sicht ein Transitland. Große fossile Erzeugungseinheiten befinden sich außerhalb der Landesgrenzen, tragen aber aktuell zur Deckung des Energiebedarfs in Thüringen bei. Diesem Umstand wird mit den Importblöcken (links unten) Rechnung getragen. Darüber hinaus ist bei einem verstärkten

Ausbau erneuerbarer Energien mit einem Energieüberschuss zu rechnen, der exportiert werden kann (rechts oben). Als Busse sind die einzelnen Stoff- bzw. Energieströme farblich voneinander abgegrenzt abgebildet: Bioenergie (grün), Erdgas (grau), elektrische Energie (gelb), synthetische Kraftstoffe (rosa), Heizöl (schwarz), Wasserstoff (blau) und Fernwärme (rot). Die Sektorkopplung erfolgt durch Wandlerblöcke und ist durch eine zugehörige Farbkombination gekennzeichnet. Der Block Biogas entspricht dabei einem Blockheizkraftwerk das mit Biogas (grün) gespeist wird. Durch Kraft-Wärme-Kopplung liefert es sowohl elektrische Energie auf den Strombus (gelb) als auch thermische Energie auf den Fernwärmebus (rot). Erzeuger-, Wandler- und Speicherkapazitäten, welche im Modell einer Optimierung unterzogen werden, sind gestrichelt gekennzeichnet. Alle anderen werden mit einer festgelegten Leistung bzw. Kapazität angenommen.

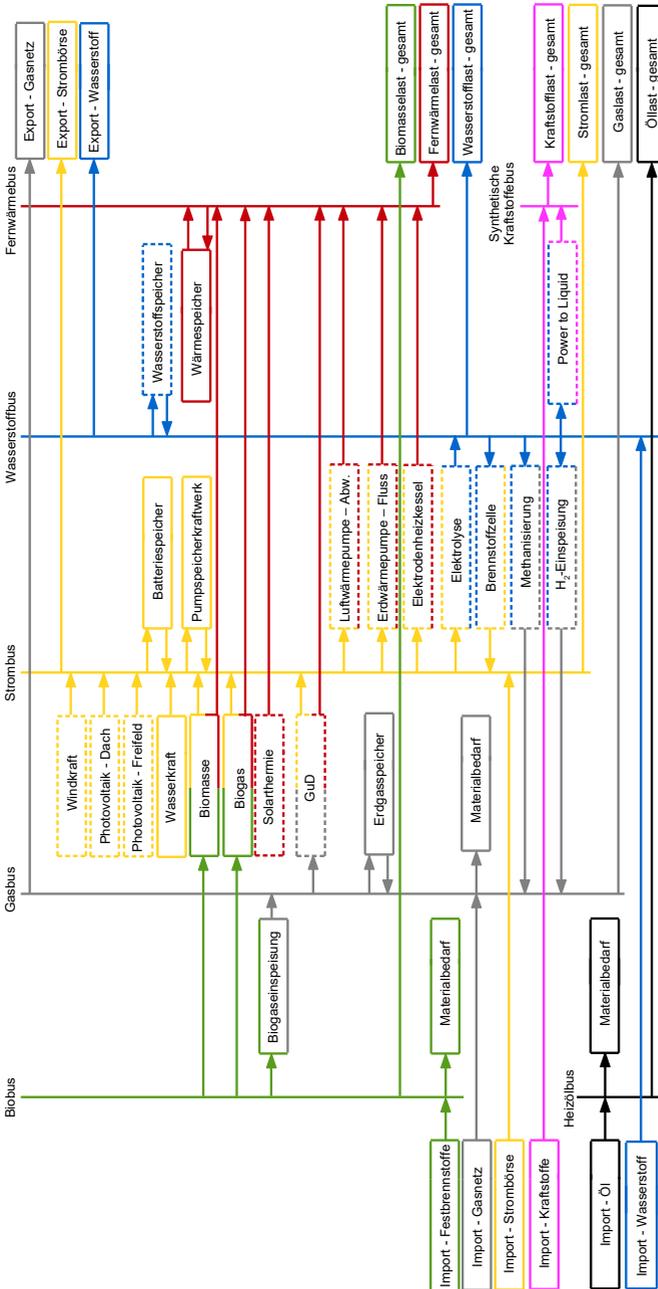


Abbildung 1 - Schematische Darstellung des Energiesystem Thüringens. Die einzelnen Energieströme sind farblich voneinander abgegrenzt: Bioenergie (grün), Erdgas (grau), Strom (gelb), synthetische Kraftstoffe (rosa), Wasserstoff (blau), Heizöl (schwarz), Fernwärme (rot).

Das Modell geht von sektoralen Nutzenergiebedarfen aus, welche mit Lastprofilen hinterlegt sind. Als Sektoren sind Industrie, Gewerbe, Handel, Dienstleistungen (GHD), Haushalte und Verkehr differenziert. Je Sektor werden verschiedene Bereiche des Energiebedarfes unterschieden. Für Industrie und GHD werden die Bereiche Raumwärme und Warmwasser, Prozesswärme, Klima- und Prozesskälte und Stromanwendungen unterschieden. Dabei werden alle Anwendungen mechanischer Energie den Stromanwendungen zugeordnet. Im Sektor Haushalte sind die Prozessenergien für das Kochen sowie den Betrieb von Kühlgeräten nicht der Prozesswärme bzw. Prozesskälte, sondern den Stromanwendungen zugeordnet. Dementsprechend beinhaltet der Haushaltssektor keine Prozesse mehr, weswegen neben Stromanwendungen, Raumwärme und Warmwasser nur noch Klimakälte eine Rolle spielt. Im Verkehrssektor sind die Energieeinsätze für Raumwärme und Stromanwendungen (z.B. für Beleuchtung) so marginal, dass sich ausschließlich auf die Art der Antriebsenergie konzentriert wird. Hierbei wird in Personen- und Güterverkehr unterteilt. Die Nutzenergie wird durch verschiedene Umwandlungstechnologien bereitgestellt, durch deren Wirkungsgrade ein Endenergiebedarf ermittelt wird. Als Umwandlungstechnologien kommen dabei verschiedene Power-to-Heat-Technologien (PtH) wie Heizstab, Erd- oder Luftwärmepumpen, Heizkessel für Festbrennstoffe, Öl und Gas sowie Kompressions- und Sorptionskältemaschinen zum Einsatz. Die Nutzenergie wird zu einem bestimmten prozentualen Anteil von dem jeweiligen Wandler bereitgestellt. Beispielsweise wird ca. ein Drittel der Raumwärme durch Festbrennstoffkessel bereitgestellt. Durch den bekannten absoluten Nutzenergiebedarf je Bereich eines Sektors und den Wirkungsgrad der Umwandlungstechnologie wird ein höherer Endenergiebedarf ermittelt.

Die Nutzenergie wird meist nicht konstant entnommen, weswegen für jeden Bereich je Sektor individuelle Lastgänge hinterlegt sind. Beispielsweise ist im Sektor GHD während der Hauptarbeitszeit wochentags der Raumwärmebedarf größer als nachts oder am Wochenende bzw. feiertags. Auch saisonal zeigen sich Unterschiede des Energiebedarfs die sich in Sommer-, Winter- und Übergangszeit aufgliedern lassen. Im Kältebereich wiederum häufen sich durchgängig laufende Prozesse ohne Änderungen im Tages- oder Jahresverlauf. Diese werden mit Grundlast angenommen. Die verwendeten Lastgänge beruhen auf Standardlastprofilen (SLP) vom Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft [4], den Thüringer Energienetzen [5] und der Gas Clearing & Settlement AGCS [6]. Durch Verrechnung mit den Nutzenergiebedarfen entstehen zeitaufgelöste Endenergiebedarfe, die in oemof als Senke mit dem jeweiligen Energiestrom-Bus verknüpft werden. Je Bus gilt es, diese in Abbildung 1 (rechts unten) „[...]last – gesamt“ genannte Last pro Zeitschritt durch Importe, Eigenerzeugung (aus Erneuerbaren) und/oder Speicharentladung zu decken.

Technologien

Als erneuerbare Erzeugungstechnologien (Quellen) stehen Wind- und Wasserkraft, Photovoltaik als Freifeld- und als Dachanlagen, Solarthermie, Biogas und Biomasse

je in Kraft-Wärme-Kopplung zur Verfügung. Für Wind, Photovoltaik Dach- und Freifeldanlagen sind regionale Potentiale für die Planungsregionen Nord-, Ost-, Mittel- und Südwestthüringen angegeben. Mit dieser Aufteilung soll ein zeitlicher Verzug von z.B. Starkwindereignissen nachgebildet werden. Für die restlichen Technologieoptionen sind Potentiale für ganz Thüringen angegeben. Die Potentiale werden derzeit auf Basis von [7] als Weiterentwicklung innerhalb des Forschungsprojekts ZO.RRO neu ermittelt [8].

Die zur Wahl stehenden Sektorenkopplungstechnologien (Wandler) sind neben einer großtechnischen Luft- und einer Erdwärmepumpe ein Elektrodenheizkessel und als konventionelles Kraftwerk ein Gas- und Dampfkraftwerk. Weiterhin finden sich Elektrolyse, als Umkehrprozess Brennstoffzelle, darüber hinaus Methanisierung und Power to Liquid im Modell. Die Möglichkeit, in das Erdgasnetz Wasserstoff einzuspeisen ist ebenso gegeben wie die, Biomethan einzuspeisen.

Im Modell integriert sind als Stromspeicher ein elektrochemischer und ein Pumpspeicher, darüber hinaus je einen Speicher für Wasserstoff, Erdgas und Wärme. Der Speicherfüllstand zu Beginn des Modellierungszeitraums kann vorgeben werden. Um die Energiebilanz nicht zu stören, sollte der Füllstand am Anfang und am Ende identisch sein. Der leistungs- bzw. kapazitätsbezogene Einsatz einer Technologie wird vom Optimierer anhand der vorgegebenen Randbedingungen und des Optimierungskriteriums meist insbesondere der festgelegten CAPEX und OPEX Kosten gesteuert.

Kosten

Für jede Technologie sind spezifische Investitions- und Betriebskosten sowie ein zugehöriger Wirkungsgrad festgelegt. Diese bereits auf 2050 hochgerechneten Werte sind hauptsächlich der dena-Leitstudie [9] entnommen. In dem hier beschriebenen Forschungsprojekt werden Kosten über das sogenannte Investmodell in oemof implementiert. Die Investitionskosten oder auch CAPEX sind einmalig zu Beginn anfallende Kosten. Als OPEX werden jährlich anfallende Betriebskosten bezeichnet. Anhand der Amortisationszeit, innerhalb welcher eine Technologie abgeschrieben werden soll, werden leistungs- oder kapazitätsbezogene jährliche Gesamtkosten aus CAPEX und OPEX errechnet. Diese äquivalenten periodischen Kosten werden mit der Leistung multipliziert.

Import / Export

Das Modell beinhaltet den Import von Strom, Gas, biogenen Festbrennstoffen, synthetischen Kraftstoffen, Heizöl und Wasserstoff. Exportiert werden können Gas, Strom und Wasserstoff. Die angenommenen Preise für Gas und Heizöl basieren auf monatsaufgelösten Preiszeitreihen aus (C.P. Linkenheil, 2019). Für biogene Festbrennstoffe und Wasserstoff wird ein fester Preis angesetzt. Die Strompreise im Jahr 2050 basieren ebenfalls auf Preisprognosen aus (C.P. Linkenheil, 2019). Weil die zur

Preiszeitreihe von (C.P. Linkenheil, 2019) zugehörigen Einspeiseprofile von Wind- und Photovoltaikenergie nicht vorliegen, ist es nicht möglich, die Korrelation von Strompreisen und Wetterereignissen herauszukristallisieren. Da Zeiträume mit hoher Wind- oder Photovoltaikeinspeisung jedoch maßgeblich die Strompreise beeinflussen, ist eine Berücksichtigung unabdingbar.

Ebenso sind kurzfristige Preisschwankungen an der Strombörse nicht abgebildet. Mit Hilfe der Entwicklung eines statistischen Strompreismodells wurde die Zeitreihe zunächst einer Korrelation mit Wind- und Photovoltaikeinspeisung unterzogen und anschließend mit realen Schwankungen an der Strombörse beaufschlagt. Zur genauen Beschreibung der Verfahrensweise wird auf [11] verwiesen.

Funktionsweise des Optimierungsverfahren

Oemof setzt auf das Framework pyomo auf. Pyomo formuliert die vom Solver zu lösende Zielfunktion. Zur Optimierung des Modells wird der unter der Eclipse Public License - v 2.0 veröffentlichte Solver cbc verwendet [12]. Cbc steht für Computational Infrastructure for Operations Research (COIN-OR)-Branch-and-Cut. Der Solver unterstützt die Lösung von ganzzahlig-linearen und gemischt-ganzzahlig linearen Bedingungen und Nebenbedingungen und arbeitet nach dem Branch-and-Cut Verfahren, was eine Kombination aus Branch-and-Bound Verfahren und Schnittebenenverfahren ist. Im Folgenden wird das Prinzip des Branch-and-Bound Verfahrens für Minimierungsprobleme erläutert.

Beim Branching [13] wird ein Problem P_0 bzw. die Menge der zulässigen Lösungen in mehrere Teilprobleme verzweigt, siehe Abbildung 2. Das Ausgangsproblem ist durch das Zerlegen in der Regel einfacher zu lösen. Hierdurch entsteht ein Entscheidungsbaum, dessen Wurzel P_0 ist.

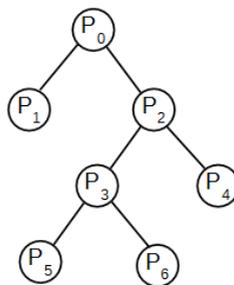


Abbildung 2 - Entscheidungsbaum nach Branch-and-Bound Verfahren mit (Teil-) Problemen P_i

Um zu beurteilen, ob Teilprobleme zu verzweigen sind oder nicht, werden mit dem Bounding-Prinzip [13] Schranken für Zielfunktionswerte berechnet. Die (lokale) untere Schranke \underline{F} für den Zielfunktionswert jedes Problems P_i liefert die Lösung der LP-Relaxation P_i' von P_i . Hierbei steht LP für lineare Programmierung. Als Relaxation wird das Weglassen der Ganzzahligkeitsbedingung bezeichnet, was das Problem vereinfacht. Da die optimale Lösung der Relaxation oftmals nicht ganzzahlig ist, werden zusätzliche Nebenbedingungen eingefügt. Hat zum Beispiel eine Variable x_1 nach der Relaxierung P_0' von P_0 den Wert $x_1 = 1.125$ mit dem Zielfunktionswert $\underline{F}_0 = 1.375$, so muss P_0 verzweigt werden. In einem Teilproblem P_1 wird die Variable auf $x_1 \leq 1$ und im zweiten P_2 auf $x_1 \geq 2$ beschränkt. Die (globale) obere Schranke \overline{F} wird am Anfang des Verfahrens auf $\overline{F} = \infty$ oder auf Basis einer Heuristik bestimmt und im Laufe des Verfahrens aktualisiert.

Die Probleme P_i , die keine optimalen Punkte enthalten, werden nicht weiter betrachtet und nicht weiter verzweigt (Auslotung). Dies ist zutreffend, wenn:

- P_i' keine zulässige Lösung hat,
- der optimale Wert von P_i größer als der beste zulässige Wert ist ($\underline{F}_i \geq \overline{F}$)
oder
- der ermittelte Wert des Teilproblems P_i' kleiner als die beste bisher gefundene Lösung ist, wobei der optimale Punkt von P_i' zulässig für P_0 und ganzzahlig ist ($\overline{F} > \underline{F}_i$). Eine neue beste Lösung für das Problem P_0 wurde in dem Fall gefunden und gespeichert: $\overline{F} := \underline{F}_i$ [14].

Ziel ist es, den kleinsten zulässigen Zielfunktionswert \overline{F} zu finden. Die Lösung der Relaxation von Teilproblemen geschieht mit dem Simplex-Algorithmus.

Für die Bestimmung des nächsten zu betrachtenden Teilproblems kommen die „Last In - First Out (LIFO)-Regel“ und die „Minimum Lower Bound (MLB)-Regel“ zum Einsatz. Bei der LIFO-Regel wird das Problem als Erstes bearbeitet, welches zuletzt in die Liste der noch zu prüfenden Probleme hinzugefügt wurde. Bei der LIFO-Regel erlangt man eine zulässige Lösung für das Problem P_0 relativ schnell und in der Liste sind wenige Einträge. Allerdings müssen die Ergebnisse länger geprüft werden als bei der MLB-Regel. Implementiert werden kann die LIFO-Regel auf zwei verschiedene Arten: Die „reine Tiefensuche“ formuliert für das jeweils betrachtete Problem erst einmal nur ein neues Teilproblem, das im nächsten Schritt untersucht wird. Das Problem selbst kommt wieder in die Liste. Die „Tiefensuche mit vollständiger Verzweigung“ zerlegt ein Problem komplett in seine Teilprobleme und eliminiert es aus der Liste. Die MLB-Regel ist eine Suche in der Breite, bei der aus der Liste jedes Mal das Problem P_i mit der kleinsten unteren Schranke gewählt wird. Im Vergleich zur LIFO-Regel befinden sich häufig mehr Probleme in der Liste, dafür ist die erste gefundene zulässige Lösung zuverlässig.

Das Branch-and-Cut Verfahren [15] funktioniert nach dem gleichen Algorithmus wie das Branch-and-Bound Verfahren, unterscheidet sich aber darin, dass in jedem Knoten des Lösungsbaumes an Stelle der zwei Teilprobleme eine lineare zulässige Ungleichung eingefügt wird. Diese zusätzliche Ungleichung (Schnittebene) schließt den nicht-ganzzahligen Variablenwert aus und grenzt den gültigen Bereich der Relaxation ein.

Als Probleme gehen die Energiemengen der Quellen, Wandler und Speicher auf der einen und der Senken auf der anderen Seite einer (Un-) Gleichung ein. Das Energiesystemmodell für Thüringen wird so optimiert, dass der Endenergiebedarf zu jedem Zeitpunkt kostenoptimal gedeckt ist. Da die angegebenen Kosten nicht ausschließlich monetär sein müssen, ist ebenso eine Optimierung hinsichtlich der Minimierung der CO₂-Emissionen möglich. Die insgesamt kostenoptimal auszubauende Leistung je Technologie wird ausgegeben.

Ergebnisse der Optimierung am Beispiel des Stroms

Abbildung 3 veranschaulicht eine mögliche Darstellung der Ergebnisse einer Optimierung. Zu sehen sind die zeitaufgelösten Energieflüsse auf dem Strombus, modelliert für das Jahr 2050. Im Vordergrund ist die Stromlast zu sehen (rot), die sich aus den mit den Lastgängen (SLP) verrechneten Nutzenergiebedarfen ergibt. Diese Last ist im Winter höher als im Sommer. Mit erneuerbaren Energien wird diese Last gedeckt durch Wind (hellgrün) und Freifeld-Photovoltaikanlagen (dunkelgrün-kaki), deren saisonaler Verlauf unverkennbar ist. Die großen Spitzen (schwarz) im Hintergrund stellen den Stromexport dar, als Gegenstück dazu steht der Stromimport (orange). Der elektrochemische Batteriespeicher ist zu erkennen (blau) ebenso wie das Pumpspeicherkraftwerk (braun). Von jeder Technologie wurde eine Leistung optimiert, durch die das Gesamtsystem ein Kostenminimum findet. Beispielsweise ist Freiflächen-Photovoltaik im direkten Vergleich lohnender als Aufdach-Photovoltaik. Dasselbe ist bei der Brennstoffzelle („brezel“) und dem Elektrodenheizkessel (und anderen) zu beobachten.

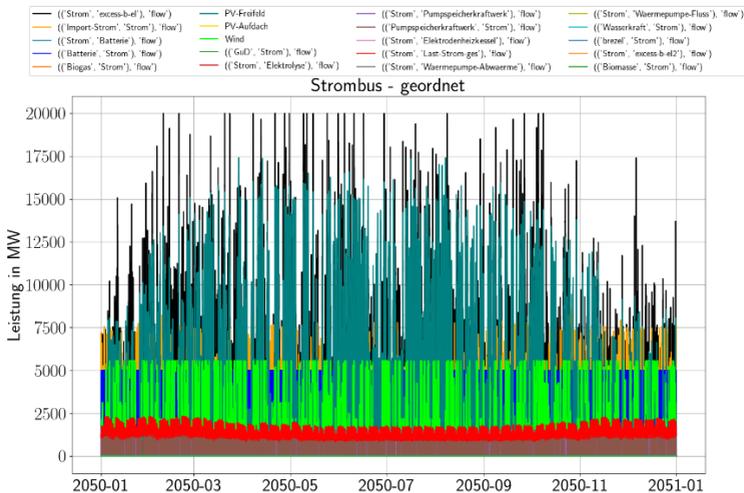


Abbildung 3 - Optimierte zeitaufgelöste Energieflüsse im Jahresverlauf am Beispiel des Strombusses

Werden Leistungsgrenzen oder Kosten für Technologien variiert, verändert sich das Ergebnis. Wird beispielsweise durch technologische Entwicklungen und Skaleneffekte der elektrochemische Speicher signifikant günstiger, würde eine höhere Kapazität kostenoptimal ausgebaut werden [11]. Ein weiteres Beispiel für eine Sensitivitätsanalyse ist die Begrenzung der Landesfläche Thüringens für Windenergie auf 1,5 % anstatt der 1 %, welche im Windenergieerlass infolge des Koalitionsvertrags gefordert werden [16]. Es könnte sichtbar gemacht werden, dass bei bedeutend geringerem CO₂-Ausstoß das Modell nur unwesentlich teurer wird. Erkenntnisse wie diese können Investitionsentscheidungen sowie politische Entscheidungen beeinflussen.

Grenzen bei der Energiesystemmodellierung in oemof

Der Solver cbc ist in der Lage auch gemischt-ganzzahlige Probleme (mixed-integer-problems) zu optimieren. Bei einem gemischt-ganzzahligen Problem müssen nicht alle Variablen die Ganzzahligkeitsbedingung erfüllen, was die Rechenzeit verlängert. Solche Problemstellungen ergeben sich, wenn Haltezeiten von Technologien aktiviert werden. Dies ist der Fall, wenn beispielsweise ein Kraftwerk mindestens für 10 Stunden laufen soll.

Wenn Strom zu negativen Strompreisen gehandelt wird, führt das zu einer Verfälschung des Modells. Bei der Stromabnahme wird dem Modell Geld geschenkt. Diesen Strom mittel- bis langfristig einzuspeichern ist nicht so kostengünstig, wie ihn in

einem großen Speicher mit schlechtem Wirkungsgrad zu vernichten. Da es sinnwidrig ist, gleichzeitig ein- und auszuspeichern, muss eine neue zusätzliche Nebenbedingung (constraint) definiert werden. Diese könnte wie folgt lauten: Das Produkt von Ein- und Ausspeicherfluss muss gleich Null sein, sodass immer mindestens einer der Flüsse inaktiv sein muss. Dieser Ansatz mit Binärvariablen führt zu einem quadratischen Ausdruck, weg von linearer Programmierung. Der Solver cbc kann nur lineare Probleme lösen. Alternativen bieten zum Beispiel die Solver Cplex und Gurobi, die auch für quadratische Programmierung einsetzbar sind, aber kommerziell vertrieben werden. Für die Lösung von Zielfunktionen mit solch quadratischen Termen sind allerdings Anpassungen am Source-Code vorzunehmen, da oemof derzeit nur lineare Programmierung unterstützt.

Zusammenfassung

Mit dem Open-Source-Modellierungsframework oemof ist es möglich, Energiesysteme u.Ä. abzubilden. Im Projekt ZO.RRO wird das Energiesystem Thüringens modelliert, bei welchem ein bestimmter Bedarf an Endenergie durch verschiedene Technologien gedeckt werden muss. Politische Vorgaben wie die bilanzielle Deckung des Energiebedarfs aus Erneuerbaren Energien werden implementiert. Das Optimierungskriterium kann variieren, sodass durch die Minimierung von CO₂-Emissionen auch eine Treibhausgasneutralität erzeugt werden kann. Die Wirtschaftlichkeit von CO₂-Einsparungen kann durch Sensitivitätsanalysen bewiesen werden.

Der Open-Source-Solver cbc löst ganzzahlige und gemischt-ganzzahlige lineare Programmierung mithilfe des Branch-and-Cut-Verfahrens. Dabei wird das Problem in mehrere Teilprobleme unterteilt, wodurch ein sog. Entscheidungsbaum entsteht, dessen Struktur in der Tiefe und in der Breite durchlaufen wird. Für quadratische Probleme muss auf andere meist kommerzielle Solver zurückgegriffen werden.

Danksagung

Dieses Papier basiert auf dem Forschungsprojekt zur Energiesystemmodellierung Thüringens, zur Erarbeitung landesspezifischer Detailmodelle, gefördert durch das Thüringer Ministerium für Umwelt, Energie und Naturschutz, als Teilprojekt im Rahmen des Projekts "ZO.RRO -Zero Carbon Cross Energy System", gefördert vom Bundesministerium für Wirtschaft und Energie unter dem Förderkennzeichen 03ET4080A. Für den Inhalt dieser Publikation sind die Autoren verantwortlich. Die hier vorgestellten Inhalte sind nur ein Teil des Gesamtprojektes und nicht als Projektergebnis zu verstehen.

Literaturverzeichnis

- [1] Ministerium für Umwelt, Energie und Naturschutz, „Gemeinsam für gutes Klima - Das Thüringer Klimagesetz,“ 14. 12. 2018. [Online]. Available: <https://umwelt.thueringen.de/themen/klima/klimagesetz>. [Zugriff am 14. 10. 2020].
- [2] Reiner Lemoine Institut, „oemof,“ [Online]. Available: <https://reiner-lemoine-institut.de/oemof/>. [Zugriff am 17. 09. 2020].
- [3] oemof, „oemof-solph,“ 2014. [Online]. Available: https://oemof.readthedocs.io/en/release-v0.1/oemof_solph.html. [Zugriff am 17. 09. 2020].
- [4] Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft, „Standardlastprofile Strom,“ 2018. [Online]. Available: <https://www.bdew.de/energie/standardlastprofile-strom/>. [Zugriff am 14. 09. 2020].
- [5] Thüringer Energienetze, „Standardlastprofilverfahren Erdgas,“ [Online]. Available: https://www.thueringer-energienetze.com/energiepartner/netzkunden_und_lieferanten_erdgasnetz/lastprofile. [Zugriff am 14. 05. 2020].
- [6] G. C. a. S. AG, „Basisdaten der neuen Gaslastprofile,“ [Online]. Available: <http://www.agcs.at/de/clearing/technisches/lastprofile>. [Zugriff am 02. 06. 2020].
- [7] Fachhochschule Nordhausen, EKP Energie-Klima-Plan GmbH, Neue Energie für Thüringen - Ergebnisse der Potentialanalyse, Erfurt, 2011.
- [8] S. Klare, „Kennzahlen und Methoden zur Ermittlung von Energiepotentialen in Deutschland am Beispiel Thüringen,“ in 27. *REGWA Energiesymposium*, Stralsund, 2020.
- [9] Deutsche Energie-Agentur, „dena-Leitstudie Integrierte Energiewende,“ Berlin, 2018.
- [10] E. B. C.P. Linkenheil, „Energy Brainreport für Deutschland - Prämissen und Berechnungsergebnisse,“ Berlin, 2019.
- [11] C. Schmidt, „Auswirkungen von Strompreisschwankungen auf das zukünftige Energiesystem Thüringens,“ in 27. *REGWA Energiesymposium*, Stralsund, 2020.
- [12] T. Raphls, „Cbc / LICENSE,“ 17. 07. 2020. [Online]. Available: <https://github.com/coin-or/Cbc/blob/master/LICENSE>. [Zugriff am 05. 10. 2020].
- [13] S. Nickel, O. Stein und K.-H. Waldmann, *OperationsResearch*. 2. Auflage, Berlin: Springer, 2014.
- [14] ingenieurkurse, „Operations Research 2,“ [Online]. Available: <https://www.ingenieurkurse.de/operations-research-2/ganzzahlige-optimierung/branch-and-bound-verfahren>

ren/minimierungsprobleme/branch-and-bound-am-minimierungsproblem-optimale-loesung/beispiel-branch-and-bound-am-minimierungsproblem-optimale-loesung-3.html. [Zugriff am 04. 09. 2020].

- [15] J. Kallrath, Gemischt-ganzzahlige Optimierung: Modellierung in der Praxis. 1. Auflage, Braunschweig/Wiesbaden: Vieweg, 2002.
- [16] Thüringer Ministeriums für Infrastruktur und Landwirtschaft, „Erlass zur Planung von Vorranggebieten „Windenergie“, die zugleich die Wirkung von Eignungsgebieten haben (Windenergieerlass),“ 21. 06. 2016. [Online]. Available: https://infrastruktur-landwirtschaft.thueringen.de/fileadmin/Strategische_Landesentwicklung/Raumordnung_Landesplanung/windenergieerlass_vom_21.6.2016_1_.pdf. [Zugriff am 16. 10. 2020].

POTENTIAL INDUCED DEGRADATION OF CdTe PV MODULES INQUISITORIAL OF LEKAGE CURRENT

Pavan Kumar Panda, Lukas Gerstenberg, Sebastian Voswinckel und Viktor Wesselak

Hochschule Nordhausen, Institut für Regenerative Energietechnik (in.RET), Weinberghof 4, 99734 Nordhausen, E-Mail: pavan-kumar.panda@hs-nordhausen.de

Abstract

The PV systems connected to the grid are mostly, connected in series to manage high output voltage. To reduce the ohmic losses the total system is operated at high voltage. This high voltage of usually 1000 V will lead to a small amount of leakage current. In conjunction, the leakage current will result in commencing the Potential Induced Degradation (PID), also known as System Voltage Induces Degradation (SVID).

In this experiment a leakage current analysis on the superstrate CdTe PV modules is performed and the different following paths of the leakage current are defined. Following the investigation, two accelerated tests were conducted. Namely, Bias Dry Heat Test (85 °C, 20 % r.H) and a Bias Damp Heat Test (85 °C, 85 % r.H). In each test seven different modules are used, from which two are connected via front glass, two via rear glass, and two via the frame. The experiment is conducted until the failures of the modules and values are documented. After the experiments, the same modules from the Bias Dry Heat Test were regenerated at positive voltage. After every test, the EL pictures for individual modules were taken for future comparison.

In this paper, we mainly focus on the delamination and degradation stages in the front and frame contact modules. Followed by pictures generated from electroluminescence at individual stages and a comprehensible comparison.

werden vor diesem Hintergrund die aktuell bei IZES bearbeiteten Vorhaben OptiCharge/OptiCharge⁺ sowie GenComm vorgestellt.

Introduction

Having reached demand after their establishment in market, CdTe modules show higher durability [2]. The PV modules have lifetime of at least 20 years. Some manufacturers also guarantee a lifetime of 25 or 30 Years. The real lifetime is influenced by environmental influences and system related operating conditions such as system voltage. Effects like delamination, TCO corrosion, discoloration, and interconnections failure, are the main reasons for PV module degradation [4]. These degradation phenomenon's must be reduced as much as possible to ensure better efficiency of the PV Systems.

High voltage, increased temperature, water ingress and humidity can result in commencing the Potential Induced Degradation (PID), also known as System Voltage Induces Degradation (SVID). These effects are different for different types of PV modules. The main similar cause to reduce the efficiency of PV modules due to PID or SVID seems to be the transfer of sodium from the front glass to the cell [3]. To understand and anticipate the lifetime of PV module systems a clear understanding of the degradation of PV modules is necessary.

The main environmental factors affect the PV modules are humidity, temperature, and Ultraviolet light. In this paper, we will discuss the influence of two main factors from above, namely temperature and humidity. After these individual experimentations, a comprehensible investigation is performed. The electroluminescence is used to reveal failures and dark areas in the modules. To determine the lifetime of the PV modules the data from the both climatic chamber tests and data from an outdoor testing area will be taken into account in future work.

EXPERIMENTATION SETUP

Pre-Treatment of the Modules

Prolonged exposure of PV modules to artificial light or natural light will lead to the stabilization of PV modules and this process is called light soaking. Due to metastable effects, the electrical state of CdTe modules changes depending on previous exposure to light or darkness [6]. Preconditioning of modules is mandatory because, in every experimentation of accelerated aging, the PV modules were kept in a climatic chamber under dark, which will lead to a decrease in performance at STC.

The stabilization techniques vary of different technologies. From different accessibilities the IEC 61215-1-2 [7] is considered, which suggests 20 kWh/m² for thin-film modules at 1-sun illumination and 50 °C for the outdoor stabilization. The tremendous limitation followed by using the above IEC standard is time consuming. For preconditioning or stabilization of seven CdTe modules, at least seven working days are required.

After analyzing the stabilization behaviour of CdTe modules and considering the guidelines from the manufacturers. The stabilization is done using the following parameters: The individual IV curves of all the PV modules were taken at $1000 \text{ W/m}^2 \pm 5 \text{ W/m}^2$ in an LED sun simulator and $25 \text{ }^\circ\text{C} \pm 1 \text{ K}$. Before considering the data from IV curves they are corrected to STC conditions according to IEC 60891 [8] including the correction of spectral mismatch of the LED spectrum to AM 1.5.

Figure 1 shows the development of the IV curve of module 13 after a different time period of four hours. It is analyzed that after 8 hours of open circuit light soaking (OCLS) there is no further change in the IV curve. The high temperature will help to minimize the stabilization time required for CdTe modules. On average, the CdTe modules show an increase of the Fill Factor (FF) of around 10 percent and an increase of 4 V. Thereby an increase of 5 to 10 W from dark storage after OCLS can be observed [9].

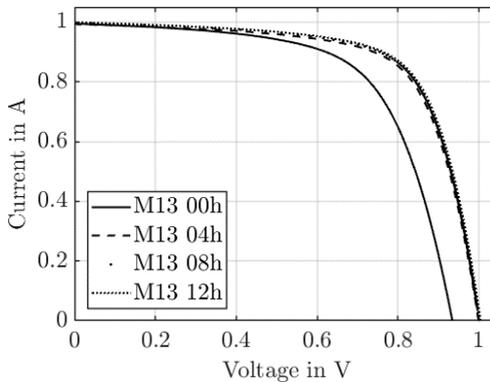


Figure 1: Measured IV curve of M13 during 1-sun irradiance with open circuit light soaking (OCLS) at $75 \text{ }^\circ\text{C}$ after 0 h, 4 h, 8 h, and 12 h light exposure durations.

For evaluation of the degradation damages, the electroluminescence photos in the illuminated state are used. Figure 2 shows the EL image of M02 before and after 8 hours OCLS. After light soaking the overall brightness of the EL images increase significantly. The small shunts show up as bright points in EL images. The accumulated charges exhibit the bright spots where the shunts are located.

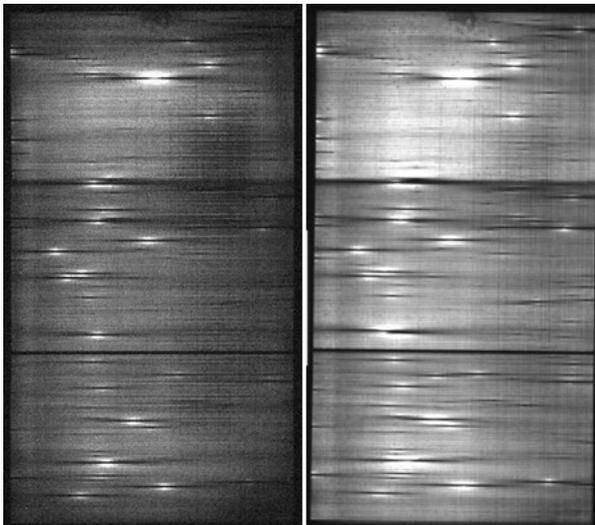


Figure 2: Electroluminescence images of M02. Left: Initial state from dark storage. Right: After eight hours of open circuit light soaking.

Leakage Current

In a series connection of PV modules, a high system voltage between the module connectors occurs. The leakage current indicates a sodium migration from the cover glass in direction of solar cell. In combination with water or humidity ingress into the module will lead to a chemical reaction [4]. Probably the leakage current can be used as a measure for the progress of the sodium migration.

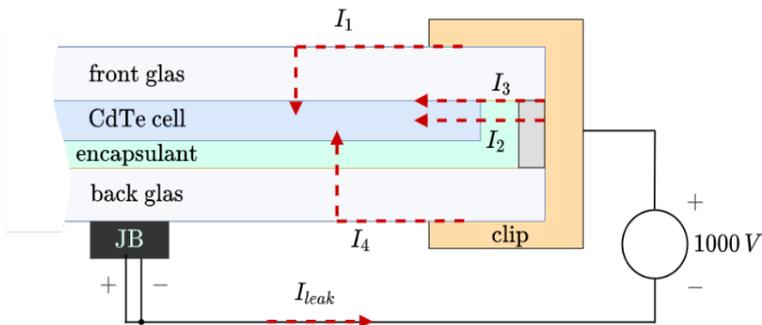


Figure 3: Individual leakage current paths in a CdTe superstrate PV module.

$$I_{leak} = I_1 + I_2 + I_3 + I_4 \quad (1)$$

From the figure 3 The leakage current can take several paths in the module. Usually, the total leakage current I_{leak} is measured and integrated over time to receive the accumulated transferred charge Q in C or area-related Q_A in C/m². This can be correlated to the power loss over time. The total current can be measured including the damage potential of the individual current paths.

The leakage current pathways from the above equation (1) can be described as following the current flow from the surface of front glass into the cell is denoted by I_1 and has the highest value, more details of the experiments and results are described in detail in [9], the current from the edge sealant and through the encapsulation into the cell I_2 . I_3 Flows along the inside of the front glass into the cell. I_4 Flows along the back glass, through the back glass and through the encapsulation into the cell.

Procedure

In both experiments, namely, the Bias Dry Heat and the Bias Damp Heat test the seven sets of PV modules are stabilized through prolonged artificial light 'light soaking' in the LED Flasher in steady state operations as shown in the figure 4. After the stabilization of the PV modules, the respective EL pictures and IV curves are taken. Then the modules are clamped to their respective contact and clamped, kept in the climatic chamber as shown in the figure 5.

For the front contact modules, a metal sheet is kept on the front glass of the module and clamped with industrial clamps. In the back contact a metal sheet is kept on the back glass and clamped. For the frame contact modules an aluminium frame is attached at the edges of the module with four insulated clamps, where the leakage current is derived. Between intermediate intervals of aging experiments, each module is again stabilized, and then IV curves were taken and recorded.

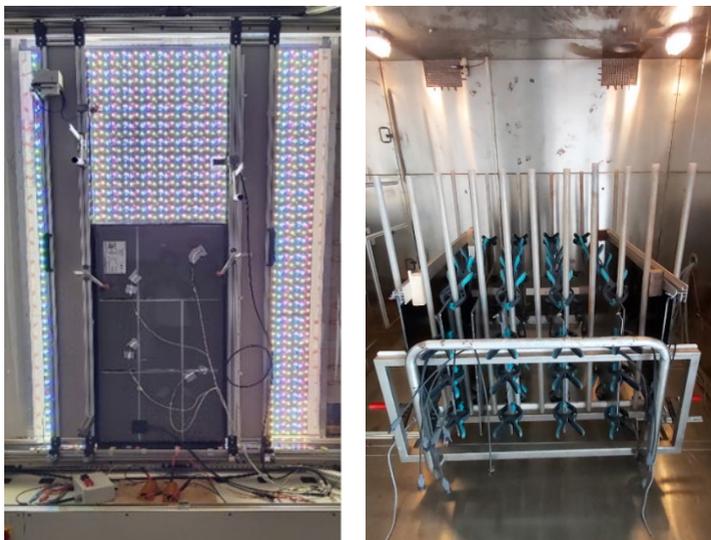


Figure 4: Left: LED Flasher in steady state operation during light soaking of CdTe module. Right: Seven modules with different contact in Climatic Chamber.

ACCELERATED AGING TESTS

Bias Dry Heat Test 85 °C, 20 % r.H.

To determine the influence of the humidity on the PV modules firstly Bias Dry Heat Test was conducted and then carried by the next experiment. From the available IEC Standards, IEC 62804-1 [11] is followed which indicates 96 hours for PID testing for Si modules.

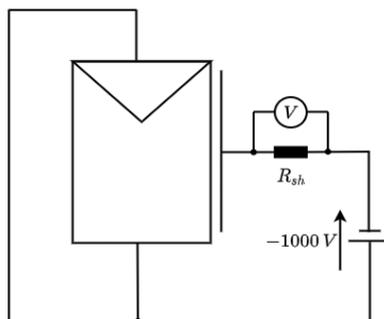


Figure 5: Equivalent circuit diagram of an accelerated aging test in a climatic chamber with external applied voltage to a PV module.

To analyze the damage caused by individual pathways of leakage current different types of connections are used in the individual experiment. In each test six different modules are used, from which two are connected via front glass, two via rear glass, and two via the frame.

In this experiment, the modules are biased to -1000 V at 85 °C and 20 % r.H. In the frame contact, the modules are connected to an aluminium rail, a 2 mm thickness conductive metal sheet is contacted to front glass in front contact and back glass in back contact. The junction box terminals of the individual PV module are short-circuited and attached to the negative terminal of -1000 V and the positive is connected to a metal sheet or the aluminium rail.

Initially, the time period for climatic chamber testing is considered as 60 h until 500 h. After these intermediate time periods, the modules are stabilized, EL pictures and IV curves were taken. The test is conducted until the 20 % loss in power to the individual contact PV module. The power of individual PV modules and their type of contact are mentioned in the table 1.

Table 1: CdTe modules for Bias Dry Heat Test

Module	Type of Contact	Initial Power at STC
M02	Frame	105.4 W
M18	Frame	98.9 W
M16	Back	98.0 W
M03	Back	103.4 W
M17	Front	101.2 W
M11	Front	101.4 W
M13	Reference	94.6 W

A reference module is used in both experiments. In the setup, reference module has not given any bias voltage. The reference module is only effected by the temperature and humidity in the climatic chamber. The reference module is used for insignificant comparison between the front, back and frame contact modules with bias to M13 (Reference) without any bias.

Bias Damp Heat Test 85 °C, 85 % r.H

A total of new seven modules were taken in this experimentation. The major difference in the experimentation properties is the humidity at 85 %. The initial power and EL pictures are taken at STC. Instead of having the intermediate measurements distributed linearly every 60 hours, the measurements were distributed in such a way that the initial performance change of the modules was recorded more accurately. The performed aging time periods are 20 h, 40 h, 60 h, 100 h, 165h, 230 h, 320 h, 410 h, and 500 h. The table 2 consist of all the initial power of PV modules before the experimentation. For the damp heat test a different module, M20 chosen as reference.

Table 2: CdTe modules for Bias Damp Heat Test

Module	Type of Contact	Initial Power at STC
M07	Frame	95.7 W
M14	Frame	92.5 W
M12	Back	100.8 W
M19	Back	92.3 W
M04	Front	101.7 W
M06	Front	93.6 W
M20	Reference	94.3W

In both experimentations, namely, the Bias Dry Heat and the Bias Damp Heat test the seven sets of PV modules are stabilized through prolonged artificial light 'light soaking' in the light flasher as shown in figure 4. After the stabilization of the PV modules, the respective EL pictures and IV curves are taken. Then the modules are clamped to their respective contact and clamped, kept in the climatic chamber as shown in the figure 4.

For the front contact modules, a metal sheet is kept on the front glass of the module and clamped with industrial clamps. In the back contact a metal sheet is kept on the back glass and clamped. For the frame contact modules an aluminium frame is attached at the edges of the module, where the leakage current is derived. Between intermediate intervals of aging experiments, each module is again stabilized, and then IV curves were taken and recorded.

RESULTS AND DISCUSSION:

Bias Dry Heat Test:

The figure 6 shows the normalized STC powers for the six biased modules at the intermediate measurements at different time periods during the Bias Dry Heat Test at 85 °C and 20 % r.H, at –1000 V. The normalized power is defined as the ratio of the individual power of a module calculated at STC conditions to its initial power.

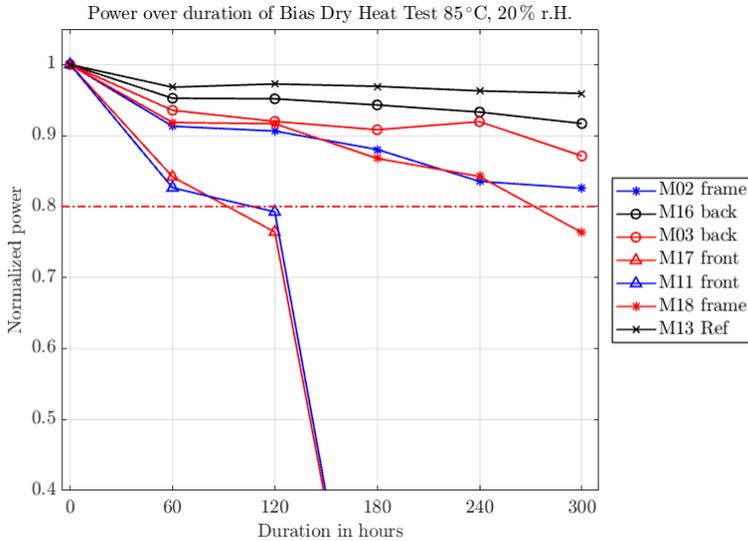


Figure 6: Normalized power of CdTe Modules during Bias Dry Heat Test over 300 h period.

The front contact modules M17 and M11 have lost their power to zero after three measurements (60 h, 120 h, and 180 h) of the aging test. The frame contact modules M02 and M18 and back contact modules M03 and M16 seem to lose their power 20 % and 10 % respectively for the first 300 h aging test. As the reference module M13 showed 5 % loss in power, the reason to lose the 5 percent power can be thermal annealing.

The front contact modules showed the largest amount of power loss compared to all the other modules. After the front contact, frame contact modules stay highest in degradation. Both the type of contact modules has not shown any type of visual damage. For further inspection and evaluation of the degradation, the electroluminescence photos of the modules were taken.

After 180 h of the aging test, the Frame contact modules M02 and M18 were at 90 % of their original power and after 240 h and 300 h, the power reduced to 82 % and 76 %.

Were as the front contact modules M17 and M11 lost their total power to zero after 120 h of the aging test. The same data is shown in figure 11 are corrected with the help of the M13 Reference module. The corrected values show that the frame contact modules are under 80% lost and can be regenerated.

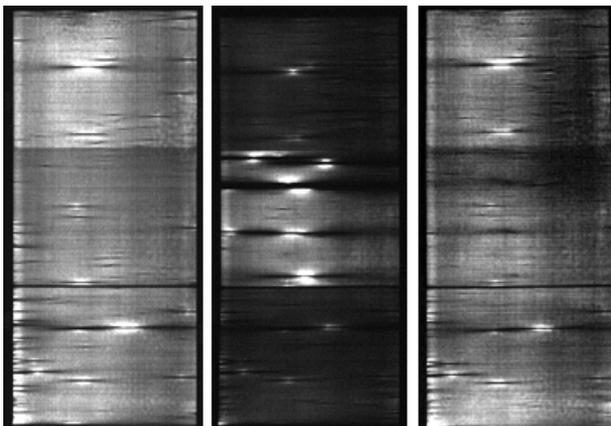


Figure 7: EL images of M17 (front contact), each after 8 h OCLS. Left: Before testing. Middle: After 180 h Bias Dry Heat Test at -1000 V. Right: After 100 h regeneration at +1000 V.

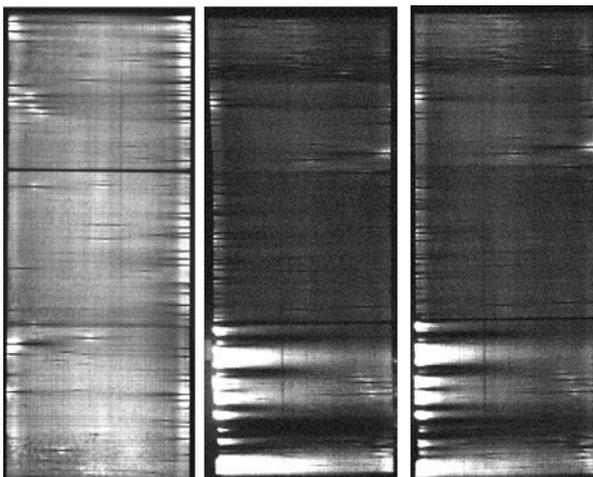


Figure 8: EL images of M18 (frame contact), each after 8 h OCLS. Left: Before testing. Middle: After 300 h Bias Dry Heat Test at -1000 V. Right: After 100 h regeneration at +1000 V.

After 300 h of Bias Dry Heat testing, M18 shows 76 percent of its original power, M02 shows 82 percent of its original power and M17 shows 82 percent of its original. All three modules were kept aside for regeneration. Unfortunately, the remaining modules were damaged during handling.

The regeneration is carried at the same climatic properties of 85 °C and 20 % r.H and but with a reverse voltage potential of +1000 V. The regeneration was only done once for a period of 100 hours. After degradation, there was a significant loss in the FF. After 100 hours of regeneration for the front contact modules, were recovered to 100 % of V_{oc} and 85 % of I_{sc} .

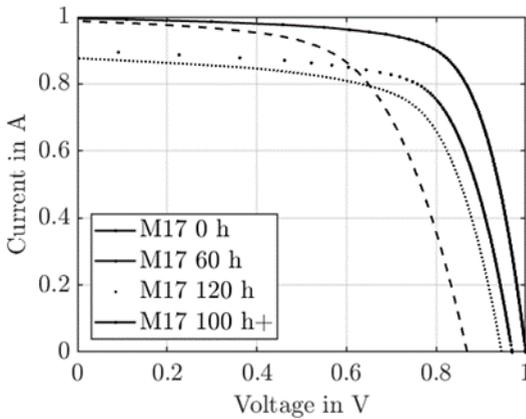


Figure 9: IV Curves of M17 (Front Contact) after 60 h and 120 h of aging test and 100 h of regeneration at +1000V.

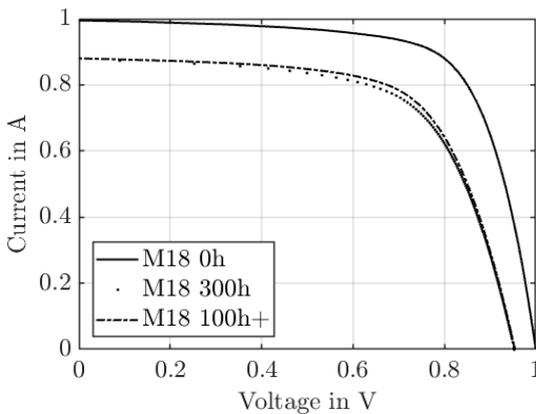


Figure 10: IV Curves of M18 (Frame Contact) after 60 h and 120 h of aging test and 100 h of regeneration at +1000V.

For the frame contact after 300 h degradation and 100 h regeneration was recovered to 90 % of V_{oc} and 95 % of I_{sc} . The change in the brightness of the EL pictures can be seen in Figures 7 and 8.

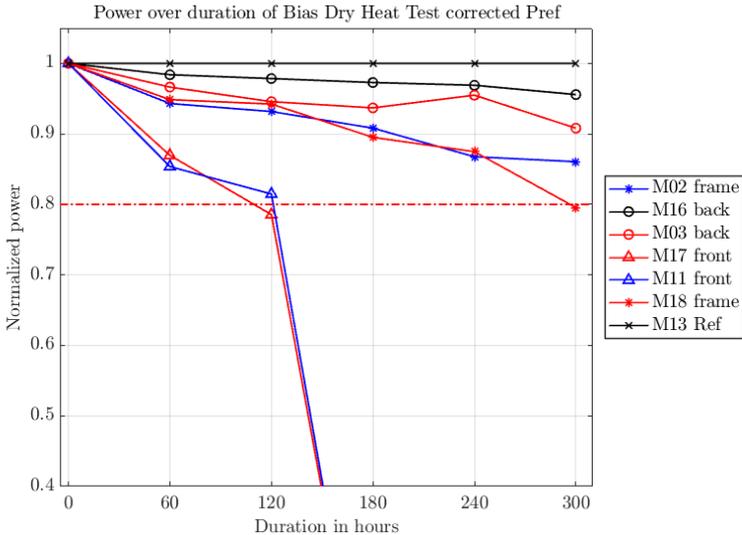


Figure 11: Normalized power with reference module of CdTe Modules during Bias Dry Heat Test over 300 h period.

Bias Damp Heat Test:

The Bias Damp Heat Test has the highest damage potential leading to degradation to the PV module. As discussed in chapter 3.2 the Bias Damp Heat Test takes place at climatic conditions of 85 °C, 85 % r.H, and -1000 V potential. The amount of moisture available in this test condition is more which will lead to more water ingress [12], delamination, and corrosion. Considering the rate of effect, the initial test periods were taken short.

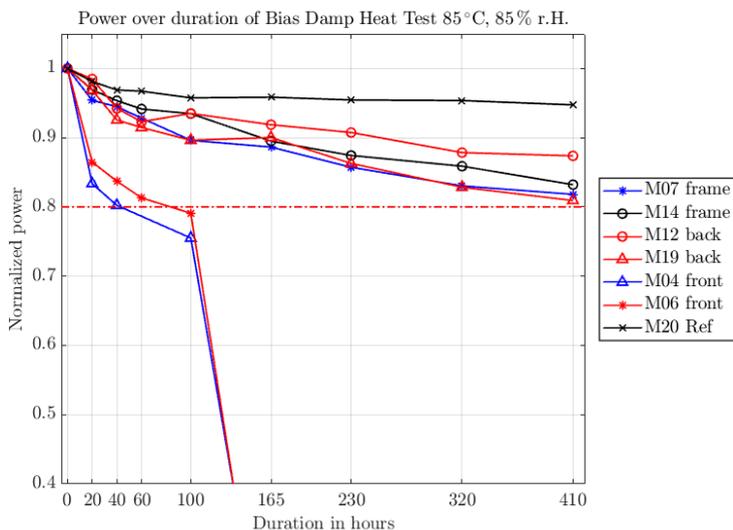


Figure 12: Normalized power of CdTe Modules during Bias Damp Heat Test over 500 h period.

The STC conditioned IV curves were taken after these individual time periods of aging 20 h, 40 h, 60 h, 100 h, 165h, 230 h, 320 h, 410 h, 500 h. Figure 12 shows the normalized power of individual modules over different time periods. The Front contact modules M04 and M06 lost their power at higher rate during the 20 h, 40 h, 60 h, and 100 h of the aging test. The front modules completely failed and lost their power to zero after 100 h of the aging test. The frame contact modules M07 and M14 are at 90 % and 93 % of their initial power after 100 h of the test.

Out of the two front contact PV modules M06 is taken out for further regeneration experimentation and the M04 is kept in experimentation to see the visual degradation. After the 410 h of degradation, the frame contacts M07 and M14 are at 80 % and 83 % of its initial power. The data from figure 12 are taken and their power is corrected with the help of the reference module. The figure13 shows the values corrected by the data of reference module M20.

The power corrected with reference shows that the frame and back contact modules are at 86 % and 87 % of their initial power. When the module's power is normalized with the reference module, it is noticed that front contact modules lost all the power, but the remaining modules were at 85 % of their initial power, so they can be regenerated.

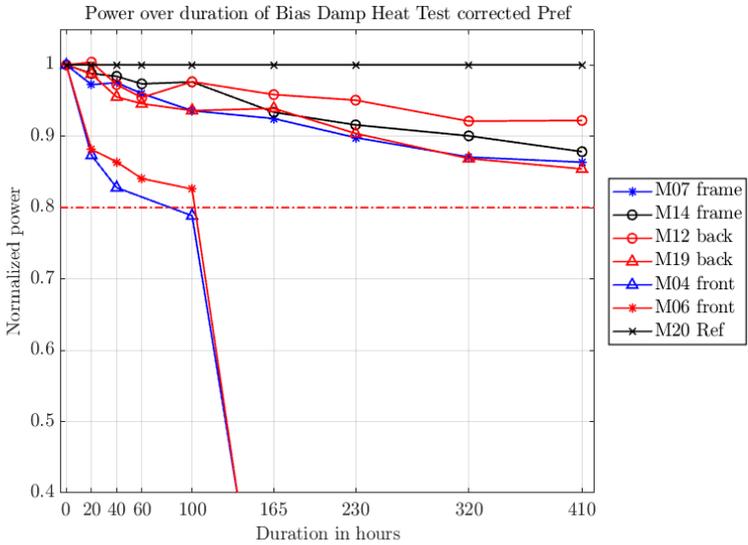


Figure 13: Normalized power of CdTe Modules during Bias Damp Heat Test over 500 h period.

Compared to the Bias Dry Heat Test the Bias Damp Heat Test lead to noticeable visual damages. For the frame contact modules, M07 and M14 the noticeable visual damages started from after 410 h of the aging test. The delamination points are started from the edges of the module.

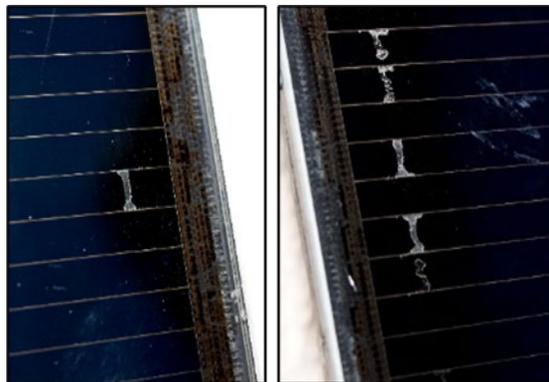


Figure 14: Left: Delamination of M14 (Frame Contact), Right: Delamination of the M07 (Frame Contact), after 500 h of Bias Damp Heat Test.

Figure 14 shows the location of the delamination is closer of 1cm to the cell edge and 2 cm closer to the module edge. The EL images of the frame contact in Figure 15 show those cells visible in the area next to insulation clamps position after 500 h. The dark areas at the corners shows the reduction in the active area of a frame contact module [13]. The bright spots on the EL images shows the same location as the delamination.

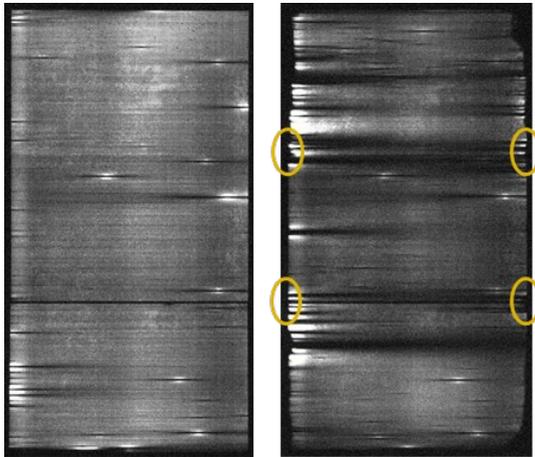


Figure 15: EL images of M07 (frame contact), each after 8 h OCLS. Left: Before Bias Damp Heat Test. Right: After 500 h Bias Damp Heat Test at -1000 V. Orange markers indicate the position of the Insulated clamps.

For the front contact modules M04 and M06, the amount of leakage current and transferred charge are more than the back and frame contact. As shown in figure 11 the front contact modules all the power after their 100 h of the aging test. M06 is taken away from the test for the regeneration experimentation. Therefore, after 165 hours of the Bias Damp Hat test, the M04 showed TCO delamination in the form of a pencil dot-like structure as shown in Figure 16 [5]. After a few more intermediate tests, the pencil dot-like structure propagated into bigger points occupying at least a few square centimetres.



Figure 16: Left: Small white spots in M04 (front contact) after 165 hours of Bias Damp Heat Testing at -1000 V. Right: TCO delamination in M04 (front contact) after 410 hours of Bias Damp Heat Testing at -1000 V.

The increased presence of water in Bias Damp Heat Test compared to Bias Dry Heat Test lead to increased transfer of charge in all types of contacts. Out of the entire test, the modules with the front contact lead to the highest delamination or degradation. The modules are definitely risked in humid climatic conditions. When the rain-falls, the current path is activated the mounting frame which leads to severe damage to the modules. For the frame, contact after a certain period of degradation the edge losses their active area. Even though the back contact showed less transferred charge and leakage current with low power loss, the EL pictures again show a reduction in the active cell area.

SUMMARY AND OUTLOOK

After the aging experimentations, the investigation of modules show that the front contact modules have highest transferred charge and leakage current, followed by frame contact. Due to the EVA layer presence in the back the modules very small fraction of the leakage current flowed from the back contact. In Bias Dry Heat Test, the front contact modules failed at 120 h to 165h. In the Bias Damp Heat Test, the modules failed at 100 h to 165h. The visual delamination and degradation is only seen on front contact and frame contact of Bias Damp Heat Test. The electroluminescence is used as a powerful tool reveal the failures and dark areas of modules during testing. The pictures from electroluminescence suggest that the modules lose in the active area over a time period of aging and also increase in brightness around the shunt points. The regeneration of the Bias Dry Heat Test modules shows full recovery of I_{sc} and 85 % recovery of V_{oc} . In future, all the modules from the Bias Damp Heat Test will be used to regeneration and the followed results will be presented.

ACKNOWLEDGEMENT

The authors would like to thank the German Federal Ministry of Education and Research (BMBF) for funding the project "PV-FeldLab" within the funding program Forschung an Fachhochschulen under the support code FKZ 13FH600IB6.

REFERENCES

- [1] 37th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition: CdTe Module Degradation During Dry And Damp Accelerated Aging Tests In Respect To The Leakage Current Pathway. Gerstenberg, L, 2020.
- [2] 31st European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition: Influence of Transparent Conductive Oxide on the Degradation of CdTe Solar Cell Performance. E. Artegiani, 2015.
- [3] Solar Energy 197: Influence of the active leakage current pathway on the potential induced degradation of CIGS thin film solar modules. Voswinckel, S, 2020, p. 455-461.
- [4] Thin Solid Films 423: laboratory technique for the evaluation of electrochemical transparent conductive oxide delamination from glass substrates. Jansen, K. W. 2003, p. 153-160.
- [5] Energy Procedia 8: PV module durability testing under high voltage biased damp heat conditions. Xiong, Z. 2011, p. 384–389.
- [6] 33rd European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition: Outdoor characterization of CdTe technology and seasonal performance analysis at different latitudes in Europe. Cornaro, C, 2017.
- [7] IEC 61215-1-2:2016: Terrestrial photovoltaic (PV) modules - Design qualification and type approval - Part 1-2: Special requirements for testing of thin-film Cadmium Telluride (CdTe) based photovoltaic (PV) modules detection of potential-induced degradation – part 1: crystalline silicon.
- [9] Regenerative Energietechnik Konferenz in Nordhausen RET.Con: Degradationsuntersuchungen an Cadmiumtellurid-PV-Modulen im Rahmen des Projekts PV-FeldLab. Gerstenberg, L, 2020.
- [10] ISES Solar World Congress: Correlation of Leakage Current Pathways and Potential Induced Degradation of CIGS Thin Film Solar Modules. Voswinckel, S, 2017.
- [11] IEC TS 62804-1-1, 2020: Photovoltaic (PV) modules - Test methods for the detection of potential-induced degradation - Part 1-1: Crystalline silicon – Delamination.
- [12] 23rd European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition: Comparison of moisture ingress in PV modules with different backsheets using humidity sensors. Lalonga, B, 2008.
- [13] Colorado State University: Electroluminescence of thin-film CdTe solar cells and modules. Raguse, J. M, 2015.

EINFLUSS DER STROMPREISFLUKTUATION AUF DAS ENERGIESYSTEM THÜRINGENS IM JAHR 2050

Christoph Schmidt, Amélie Oberdorfer, Theresa Reinhardt, Sebastian Voswinckel,
Viktor Wesselak

Hochschule Nordhausen, Institut für Regenerative Energietechnik (in.RET), Weinberghof
4, 99734 Nordhausen, E-Mail: Christoph.Schmidt@hs-nordhausen.de

Keywords: Simulation, Energiesystemmodellierung, elektrochemische Speicher, Strompreis,
Sektorenkopplung

Abstract

Die Konfiguration eines zukünftigen Energiesystems wird mit Hilfe von Modellrechnungen ermittelt. Das Ergebnis dieser Modellrechnungen ist maßgeblich von den Inputparametern abhängig. Insbesondere die Entwicklung des Strompreises spielt dabei eine wichtige Rolle. In diesem Beitrag wird eine mathematische Modellierung des Börsenstrompreises für das Jahr 2050 vorgestellt. Zudem werden Sensitivitäten für elektrochemische Speicher untersucht. Es zeigt sich, dass elektrochemische Speicher bei einer Schwankungsbreite des heutigen Strommarktes ab Investitionskosten von 337 €/kWh arbeiten können. Bei niedrigen Investitionskosten wird zudem weniger Speicherkapazität vorgehalten, wenn am viertelstündlichen Markt agiert wird.

Einleitung

Der Wechsel von einem zumeist fossil bewirtschafteten Energiesystem hin zu einem Erneuerbaren ermöglicht, das Energiesystem in vielen Punkten zu optimieren. Eine wichtige Optimierung liegt in der Minimierung der volkswirtschaftlichen Kosten des Energiesystems. Im Rahmen eines Forschungsprojektes an der Hochschule Nordhausen soll das Energiesystem Thüringens im Jahr 2050 untersucht und ein Kostenoptimum gefunden werden.

Der Freistaat Thüringen ist keine Insel, er ist gut vernetzt mit den umgebenden Bundesländern. So wird auch für das Jahr 2050 davon ausgegangen, dass Energie über die Landesgrenzen hinweg ausgetauscht wird. Die übertragenen Energiemengen sind an Preise gekoppelt. Im Rahmen des Modells sind daher zeitlich aufgelöste Preise zu hinterlegen. Der zurzeit am meisten fluktuierende Energiepreis ist der Strompreis [1, 2]. Ein steigender Anteil Erneuerbarer Energien (EE) führt zu temporären Stromüberschüssen, was zu sinkenden Preisen an der Strombörse führt. Im Rahmen dieses Artikels wird eine Modellierung des Strompreises vorgestellt. Des Weiteren gilt es die Auswirkungen der Schwankungen auf das Energiesystem zu beschreiben.

Energiesystem Thüringens im Jahr 2050

Um die Auswirkungen der Strompreise auf das Energiesystem zu verstehen, ist es notwendig die internen Komponenten zu kennen. Die Struktur des Energiesystems soll daher im Folgenden kurz aufgezeigt werden. Oberdorfer et al. [3] beschreibt das verwendete Energiesystem detailliert.

Das Energiesystem Thüringens wird im Rahmen des Forschungsprojektes mit der Software „oemof“ modelliert. Innerhalb der Software ist es notwendig, die verschiedenen Komponenten über Energiebusse zu verknüpfen. Die Energiebusse dienen als Sammelschienen für alle ein- und ausfließenden Energieströme.

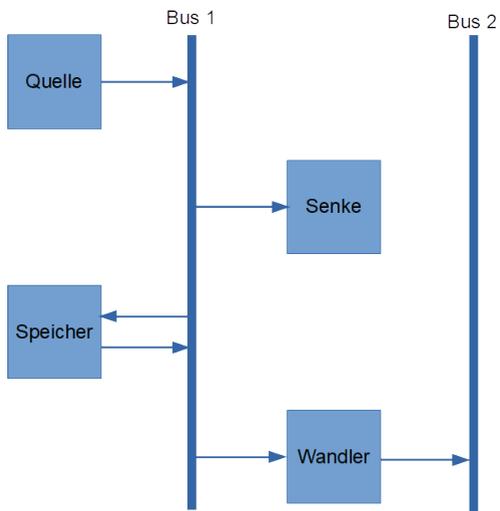


Abbildung 1 – Schematische Darstellung der wichtigsten Komponenten zur Energiesystemmodellierung Thüringens.

Die Kopplung zur Wärme ist mit Hilfe von Wärmepumpen sowie von Heizstäben und Elektrodenheizkesseln möglich. Wichtige Elemente des Strombusses sind die Speicher. Diese unterscheiden sich in elektrochemische und Pumpspeicher. Für Letztere wird davon ausgegangen, dass das Potential an Speichern erschöpft ist, die bestehenden Anlagen jedoch auch im Jahr 2050 nutzbar sind. Zusätzlich besteht die Möglichkeit, über die Landesgrenzen hinweg Strom zu importieren und zu exportieren. Für diese Blöcke ist es entsprechend wichtig, Preiszeitreihen zu hinterlegen, um den Stromhandel korrekt zu modellieren. Die Modellierung der Strompreise ist Gegenstand des nachstehenden Abschnittes.

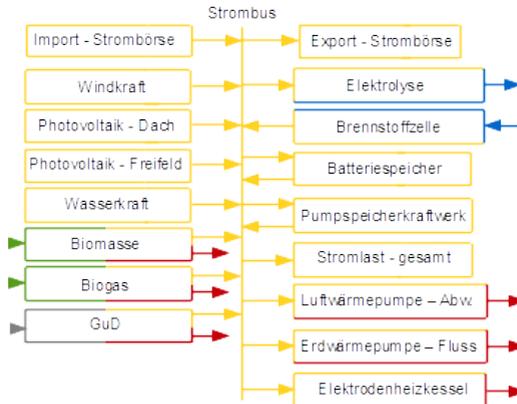


Abbildung 2 – Blockschaltbild der einzelnen Komponenten des Strombusses.

Strompreismodellierung

Stundenwerte

Die Modellierung der Strompreise für das Jahr 2050 kommt einem Blick in eine Kristallkugel gleich. Wie sich der Markt bis zum Jahr 2050 entwickelt, ist nicht eindeutig vorhersagbar. Es soll daher davon ausgegangen werden, dass die bisherigen Marktmechanismen weiter genutzt werden. Für die Modellierung des europäischen Strommarktes auf Stundenbasis kommen die Berechnungsansätze des Energy Brainreports [4] zum Einsatz. Im Rahmen des Berechnungsansatzes verwendet [4] ein Merit-Order-Marktmodell. Um die Brennstoffkosten sowie CO₂-Preise zu modellieren, bezieht sich [4] auf das *Sustainable Development Szenario des World Energy Outlook 2019* [5]. Zur Abschätzung der langfristigen Entwicklung der Stromnachfrage werden nach [4] die Daten aus dem *EU Energy, Transport and GHG Emissions Trends to 2050 - Reference Scenario 2013* [6] herangezogen. Auch die nationalen Klimaziele von 80 % Erneuerbarer Energien an der Bruttostromerzeugung im Jahr 2050 werden berücksichtigt. Die Einspeisepprofile der verallgemeinerten Lastprofile für Photovoltaik und Windenergieanlagen liegen jedoch nicht vor. Somit ist keine direkte Korrelation zwischen Strompreisen und EE-Einspeisung möglich. Der Strompreis im Forschungsprojekt der Hochschule Nordhausen soll jedoch die folgenden Kriterien erfüllen:

- Korrelation mit den Wind- und PV-Einspeiseprofilen für die Landeshauptstadt Erfurt,
- Jahresdauerlinie sollte ähnlich zu den Werten des Energy Brainreports [4] sein,
- Flexible CO₂-Bepreisung des fossilen Anteils im Strommix ist möglich.

Die fehlende Korrelation zwischen den Strompreisen und den Einspeiseprofilen kann unter Umständen dazu führen, dass Strom aus Wind- oder Photovoltaikanlagen zu teuer ins Netz eingespeist wird. In der Realität ist der Strompreis jedoch niedrig, wenn viel Photovoltaik- oder Windkraftanlagen ins Netz einspeisen. Dies könnte bei der Optimierung dazu führen, dass übermäßig viel in Erneuerbare Energien-Anlagen investiert wird. Um die Fehlentwicklungen im Modell zu vermeiden, wurde im Rahmen dieses Forschungsprojekts ein statistisches Strompreismodell entwickelt. Dabei werden das Niveau und die Schwankungsbreite der Strompreise in [4] versucht beizubehalten. Dies ist über die geordnete Jahresganglinie möglich. Mit Hilfe von gegebenen, typischen Einspeiseprofilen für Photovoltaik- und Windkraftanlagen wird im Rahmen des Berechnungsmodells eine Korrelation zwischen günstigen Strompreisen und hoher Erneuerbarer-Einspeisung hergestellt. Die Jahresganglinie ist nachstehend visualisiert.

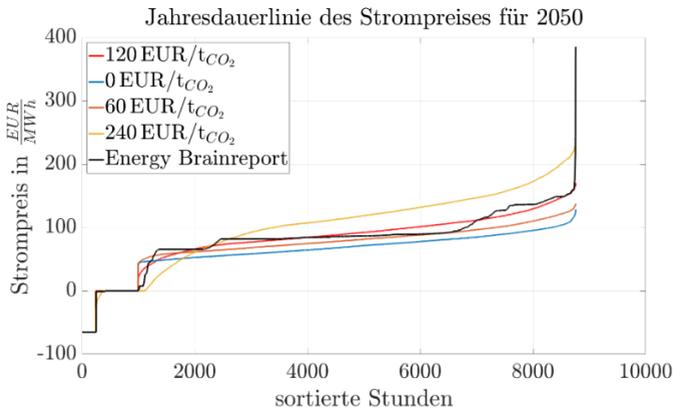


Abbildung 3 – Geordnete Jahresganglinie der stündlichen Strompreise für das Jahr 2050. In schwarz ist die Kennlinie der Strompreise aus [4] gegeben, die übrigen Linien entsprechen Berechnungen aus dem statistischen Strompreismodell für unterschiedlich hohe CO_2 -Preise.

Im Energy Brainreport [4] wird von einem CO_2 -Preis von 120 €/t für das Jahr 2050 ausgegangen. Wie aus Abbildung 3 entnommen werden kann, zeigt sich eine gute Übereinstimmung zwischen dem Verlauf der Energy Brainreport Kurve (schwarz) und der 120€/t Kurve aus dem statistischen Modell (rot). Über die Zusammensetzung der Stromproduktion und Emissionsfaktoren lassen sich im statistischen Modell auch Strompreise für alternative CO_2 -Preise bestimmen. Diese sind entsprechend der Legende ebenfalls dargestellt. Die gute Korrelation zwischen Strompreis und der Erneuerbaren Energien-Einspeisung ist in der nachstehenden Abbildung nochmals grafisch verdeutlicht.

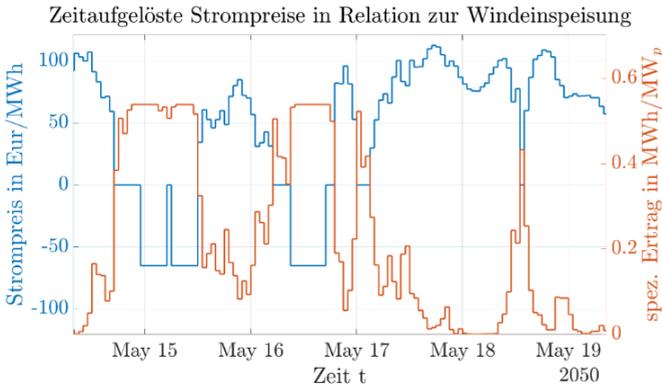


Abbildung 4 – Zeitabhängiger Strompreis, sowie die gute Korrelation zwischen niedrigen Strompreisen bei hoher Windeinspeisung.

In Abbildung 4 ist der stundenaufgelöste Strompreis (blau) sowie der spezifische Ertrag für Windkraftanlagen (orange) dargestellt. Es zeigt sich, dass bei hoher Windauslastung der Börsenpreis niedrig ist und sogar ins Negative fallen kann. Ein ähnliches Verhalten lässt sich auch für die fluktuierende Einspeisung von Photovoltaikanlagen feststellen. Abbildung 5 stellt die gute zeitliche Korrelation dar.

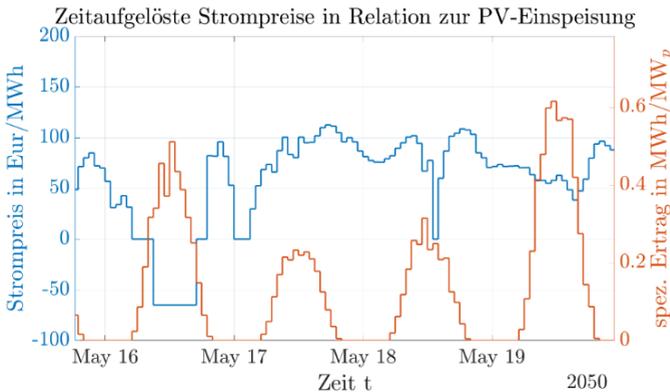


Abbildung 5 – Zeitliche Korrelation der niedrigen Strompreise bei hoher Photovoltaik-Einspeisung.

Viertelstundenwerte

Für die Energiesystemmodellierung Thüringens sollen Modelle unterschiedlicher zeitlicher Auflösung untersucht werden. Mit Hilfe des oben beschriebenen mathematischen Modellansatzes werden die Strompreise auf Stundenbasis ermittelt. Um einen viertelstündlichen Verlauf der Strompreise zu erhalten, werden zunächst reale

Strompreise verglichen. In Abbildung 6 oben sind die realen Strompreise des Intraday-Handels der Leipziger Strombörse im Zeitraum vom 01.10.2018 bis 30.09.2019 dargestellt.

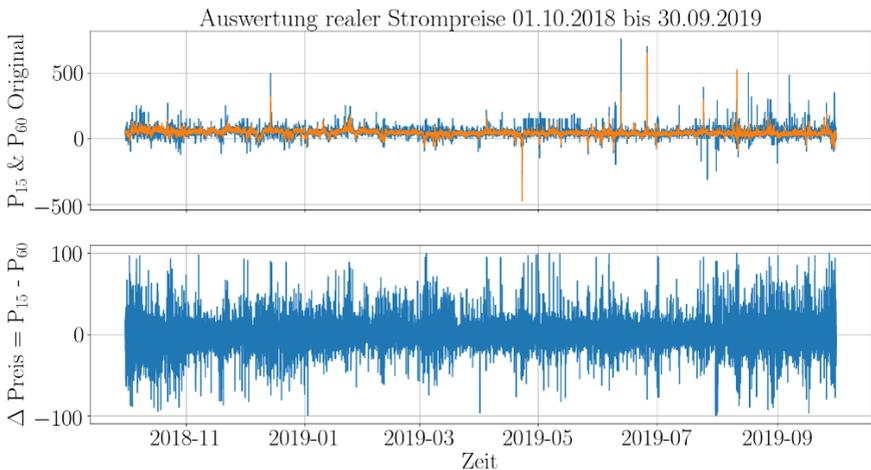


Abbildung 6 – Zeit aufgelöster Strompreis des Intraday-Handels der Leipziger Strombörse im Zeitraum vom 01.10.2018 bis 30.09.2019 (oben). In orange ist der stündliche- und in blau der viertelstündliche Strompreis dargestellt. Die Momentane Preisdifferenz zwischen viertelstündlichem- und stündlichem Modell ist in der unteren Grafik veranschaulicht.

Wie aus Abbildung 6 oben zu erkennen ist, gibt es signifikante Abweichungen zwischen den stündlichen (orange) und viertelstündlichen (blau) Strompreisen. Es treten zum Teil sehr große Unterschiede auf. In Abbildung 6 unten ist die Differenz zwischen dem viertelstündlichen- und stündlichen Strompreis dargestellt. Um die Differenz zwischen den Preisen mathematisch besser beschreiben zu können, sind alle Differenzen größer 100€/MWh herausgefiltert, wie in Abbildung 6 unten zu erkennen ist. Die Preisdifferenz des jeweils vorhergehenden Zeitschrittes kommt dann zum Einsatz.

Die auftretenden Preisunterschiede können statistisch ausgewertet werden. Die Verteilung der Strompreisdifferenzen ist in Abbildung 7 dargestellt. Die realen Strompreisdifferenzen (orange) lassen sich gut durch eine Normalverteilung (blau) darstellen.

Mit Hilfe einer Zufallszahlfunktion lassen sich Werte für die Strompreisdifferenz generieren, welche der gefundenen Normalverteilung folgen. Die gefundene Abweichung lässt sich anschließend vorzeichenrichtig auf den modellierten, stündlichen Strompreis addieren. In Abbildung 8 sind die realen Strompreise und die modellierten Strompreise für ein ausgewähltes Zeitfenster visualisiert.

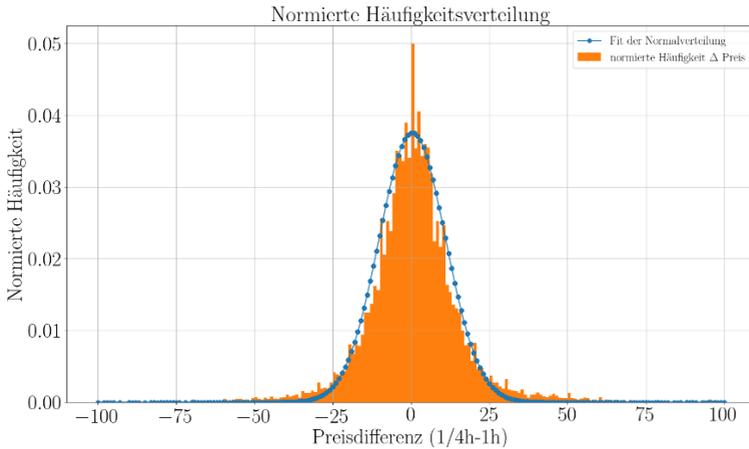


Abbildung 7 – Normierte Häufigkeitsverteilung der realen Strompreise des Intraday-Stromhandels der Leipziger Strombörse im Zeitraum vom 01.10.2018 bis 30.09.2019.

Wie aus Abbildung 8 ersichtlich, werden negative Strompreise bei der Modellierung ausgeschlossen. Ist der stündliche Strompreis 0 €/MWh, werden lediglich positive Abweichungen zugelassen. Über die Standardabweichung der verwendeten Normalverteilung lässt sich die Schwankungsbreite der Stromdifferenz einstellen. Eine geringere Schwankungsbreite hat geringere Abweichungen zwischen stündlichen- und viertelstündlichen Strompreisen zur Folge.

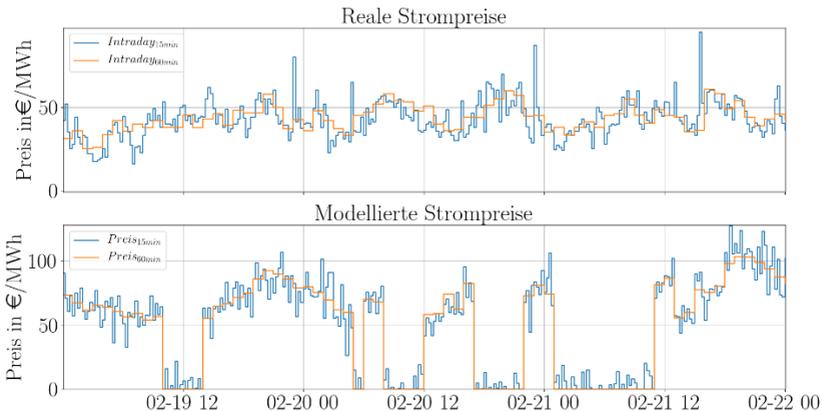


Abbildung 8 – Vergleich der realen und modellierten Strompreise. Reale Strompreisausschnitt – oben (orange – stündlich; blau – viertelstündlich). Modellierte Strompreise – unten.

Ergebnisse

Variierende Strompreise regen den Stromhandel an. Der Handel lässt sich im Energiesystem mittels Energiespeichern realisieren. Bei günstigen Preisen wird Energie eingespeichert. Ist der Preis hoch, so kommt es zur Entladung des Speichers. Wie stark ein Speicher am Strommarkt teilnehmen kann, ist von den Investitionskosten der Technologie abhängig. Für elektrochemische Energiespeicher geht die dena-Leitstudie [7] von 350 €/kWh für das Jahr 2050 aus. Unter Berücksichtigung dieser Kosten wird der elektrochemische Speicher im Thüringer Energiesystem nicht eingesetzt. Es stellte sich daher die Frage: Ab welchen CAPEX-Werten elektrochemische Speicher wirtschaftlich am Spotmarkt teilnehmen können? Die CAPEX-Werte für den elektrochemischen Energiespeicher wurden daraufhin in der Simulation variiert. Als Ergebnis ist in Abbildung 9 die erweiterbare Speicherkapazität in Abhängigkeit der Investitionskosten (CAPEX) dargestellt.

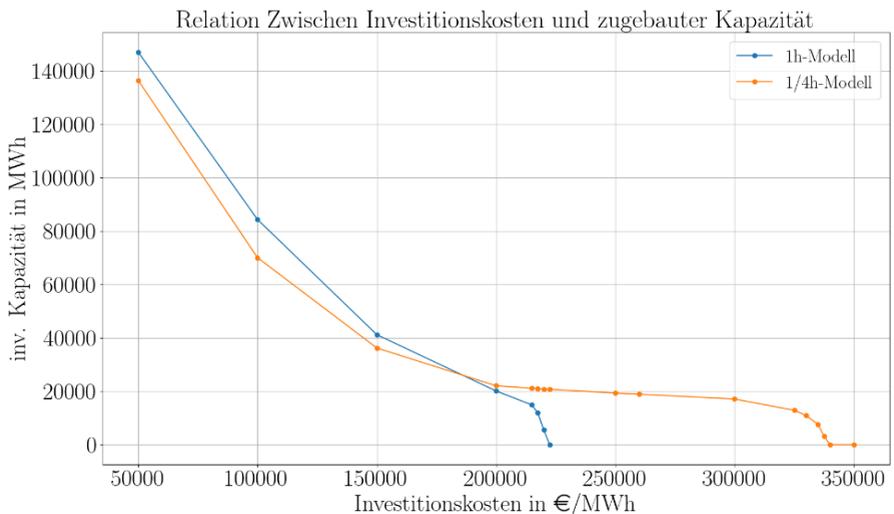


Abbildung 9 – Abhängigkeit der optimierten erweiterbaren Speicherkapazität elektrischer Energiespeicher in Relation zu den dazugehörigen Investitionskosten.

Demnach dürfen im Stundenmodell die Investitionskosten des elektrochemischen Speichers einen Wert von 222,5 €/kWh nicht überschreiten, um im optimierten Energiesystemmodell eingesetzt zu werden. Je niedriger die Investitionskosten sind, desto mehr Speicherkapazität wird errichtet. Hier zeigen sich auch die Grenzen des

Modells. Sinken die Investitionskosten der Speicher signifikant, können die vorhandenen Börsenpreisen nicht mehr ordnungsgerecht angewendet werden. Die nun kostengünstigere Technologie steht nicht nur in Thüringen zu Verfügung, sondern auch in allen anderen Bereichen des Verbundnetzes. Ein günstiger Speicher sorgt dann für eine bessere Anpassung zwischen Erzeugung und Verbrauch. Strompreisschwankungen werden dadurch reduziert.

Eine Verkleinerung der Zeitabstände von 60 auf 15 Minuten (Abbildung 9, orange Linie) zeigt außerdem, dass sich aufgrund der höheren Fluktuation des Strompreises ein höheres Potential zum Stromhandel ergibt. Aufgrund der höheren Frequenz der Ladezyklen, kann trotz höherer Investitionskosten mit vergleichsweise geringer Speicherkapazität wirtschaftlich sinnvoll am Strommarkt agiert werden. Bei niedrigen Investitionskosten ist für das Kostenoptimum des Gesamtenergiesystems zudem eine geringere Speicherkapazität im Vergleich zum Stundenmodell notwendig.

Wenn die Strompreisschwankung signifikante Auswirkungen auf die zugebaute Speicherkapazität hat, stellt sich die folgende Frage: Wie beeinflusst die Schwankungsbreite der Strompreise die zugebaute Speicherkapazität? Um dieser Frage nachzugehen, wurde die Standardabweichung der Normalverteilung (siehe Abbildung 7) variiert. Die Ergebnisse sind in Abbildung 10 zusammengefasst. Eine Erhöhung der Standardabweichung führt zu einer Vergrößerung der Schwankungsbreite der Strompreise. Die Strompreisschwankung stellt bei hohen Investitionskosten (CAPEX = 300000€/MWh) einen erheblichen Anreiz dar, Speicherkapazität vorzuhalten. Ist die Standardabweichung gering, ähneln die viertelstündlichen Strompreise stark den stündlichen. Eine Fluktuation folgt lediglich aus dem stündlichen Strompreis. Wie bereits in Abbildung 9 zu erkennen ist, lassen sich elektrochemische Energiespeicher bei Investitionskosten von über 222,5 €/kWh nicht wirtschaftlich betreiben. Erst durch eine Erhöhung der Standardabweichung und den damit verbundenen höheren Schwankungen im Strompreis wird der Einsatz eines elektrochemischen Speichers aus wirtschaftlicher Sicht sinnvoll.

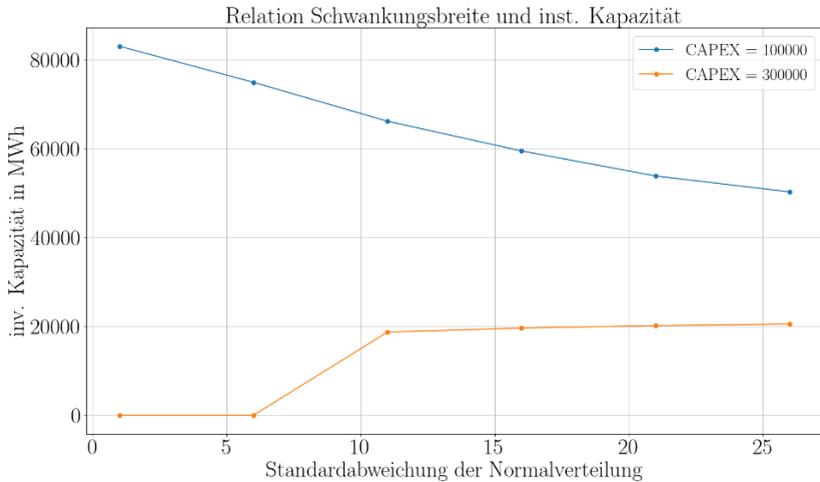


Abbildung 10 – Abhängigkeit der investierten (inv.) Speicherkapazität elektrochemischer Speicher in Abhängigkeit der Standardabweichung der Normalverteilung für die Zufallszahlgenerierung.

Bei vergleichsweise niedrigen Investitionskosten von 100 €/kWh ergibt sich ein anderes Bild. Aufgrund der hohen Schwankungen, welche mit der Standardabweichung zunehmen, sinkt die installierte Leistung. Aus weniger vorgehaltener Kapazität können höhere Erlöse erwirtschaftet werden.

Zusammenfassung

Mit Hilfe der Daten von Energy Brainpool [4] wird ein mathematisches Strompreismodell entwickelt. In dem mathematischen Strompreismodell lässt sich ein variabler CO₂-Preis etablieren. Zudem lässt sich eine zeitliche Korrelation zwischen dem Strompreis und der fluktuierenden Erneuerbaren-Einspeisung herstellen.

Der modellierte Stundenwert für den Strompreis bildet den Ausgangspunkt zur Bildung des viertelstündlichen Strompreises. Diesbezüglich erfolgte eine statistische Auswertung der Differenz zwischen realen Strompreisen. Über eine Zufallsfunktion wird anschließend ein viertelstündlicher Strompreis gebildet.

Damit elektrochemische Speicher am Spotmarkt wirtschaftlich arbeiten können, sind Investitionskosten notwendig, welche unter 222,5 €/kWh (stündlicher Handel) bzw. 337,5 €/kWh (viertelstündlicher Handel) liegen müssen. Je niedriger die Kosten sind, umso mehr Speicherkapazität wird vorgehalten. Die Fluktuationen im viertelstündlichen Strompreis regen dazu an, Speicher auch bei höheren Investitionskosten zu errichten. Zudem ist es möglich bei niedrigen Investitionskosten geringere Kapazitäten vorzuhalten, um ähnliche Erlöse zu erwirtschaften.

Die mathematische Modellierung des Strompreises ohne Berücksichtigung der Marktmechanismen führt dazu, dass sämtliche Ergebnisse der Modelle kritisch auf etwaige Preissensitivitäten geprüft werden sollten. Beispielsweise führen niedrige Investitionskosten in Speicher dazu, dass Diskrepanzen zwischen Angebot und Nachfrage beseitigt werden. Preisschwankungen, wie sie derzeit modelliert werden, treten dann nicht auf. Eine Rückkopplung zwischen Energiesystem- und Strompreismodellierung könnte hier Abhilfe schaffen.

Danksagung

Dieses Papier basiert auf dem Forschungsprojekt zur Energiesystemmodellierung Thüringens, zur Erarbeitung landesspezifischer Detailmodelle, gefördert durch das Thüringer Ministerium für Umwelt, Energie und Naturschutz, als Teilprojekt im Rahmen des Projekts "ZO.RRO -Zero Carbon Cross Energy System", gefördert vom Bundesministerium für Wirtschaft und Energie unter dem Förderkennzeichen: 03ET4080A. Für den Inhalt dieser Publikation sind die Autoren verantwortlich. Die hier vorgestellten Inhalte sind nur ein Teil des Gesamtprojektes und nicht als Projektergebnis zu verstehen.

Literaturverzeichnis

- [1] Burger, B.: *Energy Charts - Stromproduktion und Börsenstrompreise in Deutschland*. Freiburg, www.energy-charts.de (Abruf: 13.07.20, 08:30 Uhr)
- [2] The European Power Exchange: *Market data*. Paris, www.epexspot.com, (Abruf: 13.07.20, 08:30 Uhr)
- [3] Oberdorfer, A.; et al.: *Energiesystemmodellierung in oemof – Möglichkeiten und Grenzen*. 27. REGWA Symposium 2020, Stralsund, 2020
- [4] Linkenheil, C.P.: *Energy Brainreport für Deutschland - Prämissen und Berechnungsergebnisse*. Berlin (2019)

-
- [5] International Energy Agency: *World Energy Outlook 2019*. IEA, Paris
<https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2019>
- [6] Capros P. et al.: *EU Energy, Transport and GHG Emissions Trends to 2050 - Reference Scenario 2013*. Publications Office of the European Union: European Commission. ISBN 978-92-79-33728-4.
- [7] Bründlinger, T.; et al.: *dena-Leitstudie Integrierte Energiewende: Impulse für die Gestaltung des Energiesystems bis 2050*. Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena), ewi Energy Research & Scenarios gGmbH: Berlin/Köln, Germany (2018).

Autorenverzeichnis

<i>Barz, M.</i>	6
<i>Dengel, A. J.</i>	23
<i>Gerstenberg, L.</i>	90
<i>Groß, B.</i>	35
<i>Helfenbein, K.</i>	6
<i>Klare, S.</i>	47
<i>Knist, S.</i>	6
<i>Lass-Seyoum, A.</i>	6
<i>Marion, S.</i>	23
<i>McCormack, P.</i>	35
<i>Meibohm, A.</i>	6
<i>Nefodov, D.</i>	56
<i>Oberdorfer, A.</i>	77, 107
<i>Panda, P. K.</i>	90
<i>Reinhardt, T.</i>	77, 107
<i>Richter, M.</i>	56
<i>Schmidt, C.</i>	77, 107
<i>Urbaneck, T.</i>	56
<i>Voswinckel, S.</i>	47, 84, 95, 112
<i>Wesefeld, H.</i>	6
<i>Wesselak, V.</i>	51, 77, 90, 107
<i>Xiao, S.</i>	56
<i>Zoll, M.</i>	6

