

Brennstoffverbrauch verschiedener Lösungen zur Deckung der Residuallast im Vergleich¹

Franz Trieb, Gerrit Koll, Judith Jäger

Die zuverlässige, flexible und langfristig auch erneuerbare Deckung der Residuallast im Stromsektor stellt eine Schlüsselherausforderung der Energiewende dar. Zur Überbrückung unregelmäßiger und teils langer Dunkelflauten werden letztendlich thermische Kraftwerke in Kombination mit gut speicherbaren Brennstoffen gebraucht, die jederzeit sicher abgerufen werden können. Der vorliegende Beitrag vergleicht verschiedene Optionen zur Deckung der Residuallast im Hinblick auf ihren Brennstoffverbrauch. Erneuerbarer Brennstoff ist ein äußerst knappes Gut, weshalb er mit höchstmöglichem Wirkungsgrad in Strom umgewandelt werden muss. Biomasse ist eine der wenigen verfügbaren Optionen, deren Nutzung durch moderne Verfahren in Zukunft noch weiter verbessert werden kann und muss, um die sichere Deckung der Residuallast zu gewährleisten.

Alternative 1: Zukünftiges flexibilisiertes Gas- und Dampfturbinenkraftwerk mit Erdgas

Die Residuallast stellt für alle Arten von Kraftwerken eine Herausforderung dar, weil sie zum Teil hohe Gradienten aufweist und langfristig sogar intermittierenden Betrieb erfordert. Abb. 1 zeigt die Annahmen für ein hochflexibles zukünftiges GuD-Kraftwerk mit Erdgas als Primärenergieträger. Aufgrund des intermittierenden Betriebs und relativ geringer Auslastung [1] sowie der Anforderung an schnelle Startzeiten und gute Regelbarkeit wird der Wirkungsgrad im Jahresmittel voraussichtlich nicht die Spitzenwerte derzeitiger hocheffizienter GuD-Kraftwerke, sondern eher Werte um die 50% erreichen. Damit benötigt das Referenzkraftwerk gemessen am Heizwert etwa 200 Energieeinheiten Brennstoff, um 100 Einheiten Residuallaststrom zu erzeugen [2]. Klassische Kraft-Wärme-Kopplung wurde im vorliegenden Vergleich nicht betrachtet, da sie den Wirkungsgrad der Stromerzeugung aufgrund der höheren Kondensationstemperaturen am Ausgang der Dampfturbinen reduziert und die Flexibilität der Kraftwerke einschränkt.

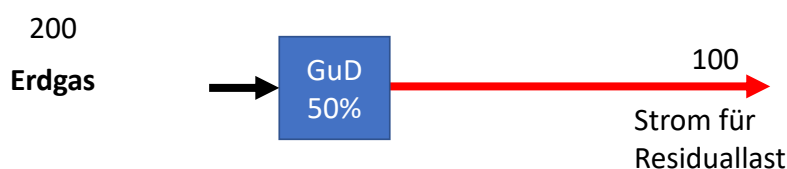


Abb. 1: Annahmen für ein hochflexibles zukünftiges GuD-Kraftwerk mit einem durchschnittlichen Jahreswirkungsgrad von 50%, das für 100 Einheiten Residuallaststrom etwa 200 Einheiten Brennstoff in Form von Erdgas benötigt.

Alternative 2: Zukünftiges flexibilisiertes GuD Kraftwerk mit Wasserstoff

Es wird vereinfachend davon ausgegangen, dass ein zukünftiges GuD-Kraftwerk mit Wasserstoff als Brennstoff ähnliche Wirkungsgrade wie ein erdgasbetriebenes GuD erreichen kann (Abb. 2). Allerdings ist Wasserstoff kein Primärenergieträger, sondern muss mit Hilfe der Elektrolyse (ELY) mit einem Wirkungsgrad von etwa 67% zunächst hergestellt und zwischengespeichert werden, bevor er in einem Kraftwerk verbrannt werden kann. Damit erhöht sich der zu deckende Strombedarf von 100 Einheiten unabhängig davon, wo der Wasserstoff hergestellt wurde, um 300 zusätzliche Einheiten und damit um den Faktor vier. Infolgedessen stellt sich die Frage, ob und wie sich eine Stromlücke durch Vergrößerung derselben mit Hilfe von Wasserstoff tatsächlich schließen lässt [3].

¹ Manuskript für Energiewirtschaftliche Tagesfragen, Heft 5 (2023)

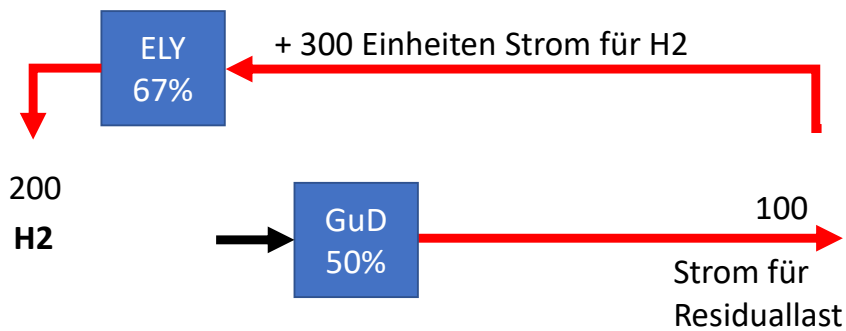


Abb. 2: Annahmen für ein hochflexibles zukünftiges GuD-Kraftwerk mit Wasserstoff, das für 100 Einheiten Residuallaststrom etwa 200 Einheiten Brennstoff benötigt, aber eine starke Rückkopplung im Stromverbrauch verursacht.

Alternative 3: Flexibilisiertes Motor Generator Kraftwerk mit Biogas

Motor-Generator Kraftwerke werden heute sehr verbreitet in Biogasanlagen eingesetzt und diese zunehmend flexibilisiert (Abb. 3). Unter der optimistischen Annahme, dass solche Kraftwerke zukünftig auch intermittierende Residuallast mit einem Wirkungsgrad von durchschnittlich 35% decken könnten, verbraucht diese Art der Stromerzeugung mehr als das vierfache des erzeugten Stroms an Primärenergie, wenn die Vergärung der ursprünglichen Biomasse zu Biogas mit eingerechnet wird. Im bundesdeutschen Durchschnitt beträgt der Heizwert des erzeugten Biogases etwa 60% des Heizwerts der ursprünglich eingesetzten Biomasse in Form von Energiepflanzen und Reststoffen [4]. Der daraus resultierende Wirkungsgrad für die Erzeugung von Strom aus Biomasse via Biogasanlage erreicht damit etwa 21%.

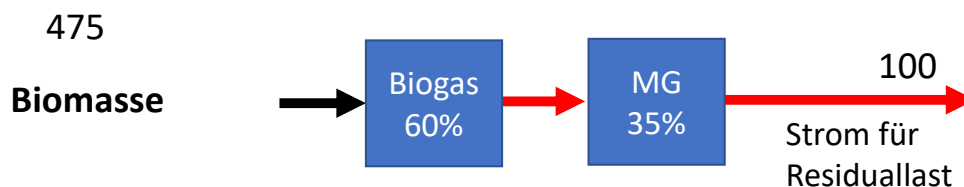


Abb. 3: Annahmen für ein Motor-Generator-Kraftwerk mit Biogas, das für 100 Einheiten Residuallaststrom etwa 475 Einheiten Brennstoff in Form der ursprünglich eingesetzten Biomasse benötigt.

Alternative 4: Flexibilisiertes GuD-Kraftwerk mit Biomethan aus Biogas und/oder Bio-SNG

Zukünftige flexible GuD-Kraftwerke mit 50% Wirkungsgrad können Biomethan aus Biogas und langfristig auch synthetisches Methan aus der Biomassevergasung (Bio-SNG) zur Deckung der Residuallast verwenden. Die Reinigung des Biomethans aus der Vergärung von Biomasse erfordert die Abtrennung von Wasser und CO₂ aus dem Biogas, was mit einer leichten Abnahme des Umwandlungsgrades der Rohbiomasse um etwa 2%-Punkte einhergeht [5]. Mit der Biomassevergasung zu Bio-SNG können in Zukunft voraussichtlich Umwandlungsgrade der Rohbiomasse von bis zu 65% erreicht werden [6]. Unter diesen Annahmen verbraucht ein GuD-Kraftwerk bei der Verwendung von Biomethan aus Vergärung etwa 345 bzw. bei der Verwendung von Bio-SNG etwa 305 Einheiten Primärenergie zur Erzeugung von 100 Einheiten Residuallaststrom (Abb. 4). Der Wirkungsgrad der dieser Art der Stromerzeugung aus Biomasse liegt dementsprechend bei ca. 29% bis 32%.

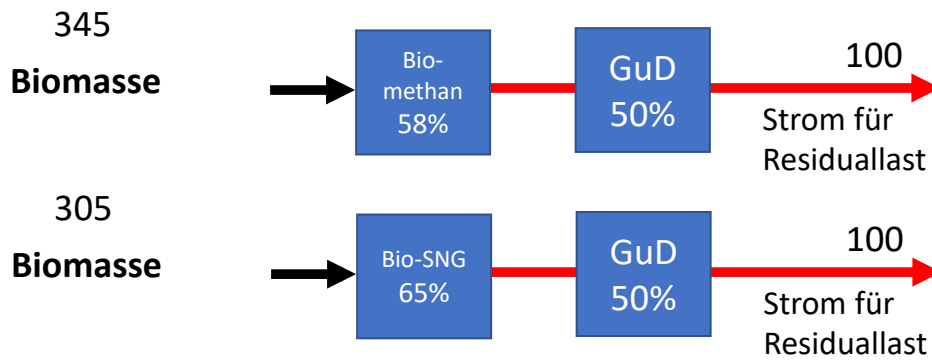


Abb. 4: Annahmen für ein hochflexibles zukünftiges GuD-Kraftwerk mit Biomethan auf der Basis von Biogas (oben) oder Bio-SNG (unten), das für 100 Einheiten Residuallast 345 bzw. 305 Einheiten Biomasse benötigt.

Alternative 5: Wärmespeicherkraftwerk mit Holzhackschnitzel- und/oder Biokohle Zuführung

Wärmespeicherkraftwerke (WSK) sind thermische Kraftwerke, die mit Hilfe eines Hochtemperatur-Wärmespeichers und eines Elektroheizers Brennstoff einsparen, indem sie überschüssigen Strom aufnehmen und später bei Bedarf wieder abgeben. In einem WSK mit integrierter PV-Anlage kann unter deutschen Einstrahlungsbedingungen etwa ein Drittel des Residuallaststroms direkt durch die PV-Anlage und indirekt über den Wärmespeicher abgedeckt werden [7]. Etwa zwei Drittel des Bedarfs müssen durch Brennstoff ergänzt werden, der z.B. im Fall einer Hackschnitzelfeuerung mit etwa 90% in Nutzwärme umgewandelt werden kann (Abb. 5, oben). Die Dampfturbine (DT) des WSK erreicht bei einer Holzfeuerung typische Wirkungsgrade um die 30% [8]. Mit einer solchen Konfiguration kann mit dem WSK ein Brennstoffverbrauch von 240 Einheiten (bezogen auf den unteren Heizwert der Rohbiomasse) erreicht werden. Zum Vergleich: ein normales Holzhackschnitzelkraftwerk ohne PV Beitrag würde entsprechend 370 Einheiten Biomasse verbrauchen.

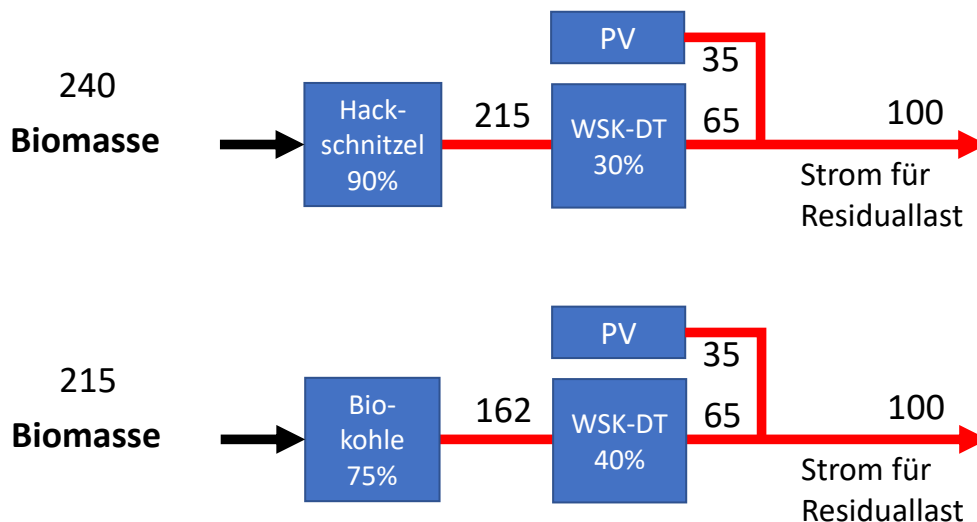


Abb. 5: Wärmespeicherkraftwerk mit Holzfeuerung (oben), das für 100 Einheiten Residuallaststrom etwa 240 Einheiten Brennstoff in Form von Hackschnitzeln bzw. 215 Einheiten bei Verwendung von HTC-Biokohle (unten) benötigt.

Langfristig könnte Biokohle aus biogenen Reststoffen mit Hilfe hydrothormaler Carbonisierung (HTC) das Spektrum und Potenzial an Rohbiomasse erweitern, allerdings auf Kosten eines niedrigeren Umwandlungsgrades in Nutzwärme von ca. 75% [9]. Der Einsatz von Biokohle kann andererseits wegen höherer erreichbarer Dampftemperaturen den Wirkungsgrad der Dampfturbine auf Werte um

die 40% verbessern, was die Umwandlungsverluste mehr als ausgleicht. Insgesamt könnte der Bedarf an Biomasse dann auf etwa 215 Einheiten zurückgehen (Abb. 5, unten). Weitere Vorteile der Biokohle im Vergleich zu Holz sind die bessere Lagerfähigkeit, geringere Transportkosten und deutlich größere und kostengünstigere Rohstoffpotenziale, wenn biogene Reststoffe genutzt werden. Bezogen auf den Heizwert der verbrauchten Biokohle hätte ein solches Kraftwerk infolge des brennstoffsparenden – aber nicht als Brennstoff bilanzierten – Solarenergieeintrags einen sehr hohen scheinbaren Wirkungsgrad von $100/162 = 62\%$, bzw. bezogen auf die Rohbiomasse $100/215 = 47\%$.

Alternative 6: Wärmespeicherkraftwerk mit integrierter Spitzenlastgasturbine mit Hackschnitzeln und Biomethan oder mit Biokohle und Bio-SNG als Brennstoffen

In einem WSK wie oben beschrieben kann zusätzlich eine Gasturbine für unregelmäßige Lastspitzen über einen Abhitzeessel integriert werden, um die sichere Leistung, die Flexibilität und die Wirtschaftlichkeit des Kraftwerks zu erhöhen (Abb. 6). Im Normalbetrieb ohne Gasturbine erreicht das WSK einen Wirkungsgrad von 30% für die Zufueuerung mit Hackschnitzeln. Im GuD-Betrieb mit Wärmerückgewinnung im Abhitzeessel kann das WSK einen Wirkungsgrad von 50% erreichen [10]. Stammt das in der Gasturbine verwendete Biomethan aus Biogas, kann mit dieser Konfiguration ein Brennstoffverbrauch von 230 Einheiten bezogen auf den unteren Heizwert der Rohbiomasse erzielt werden (Abb. 6, oben).

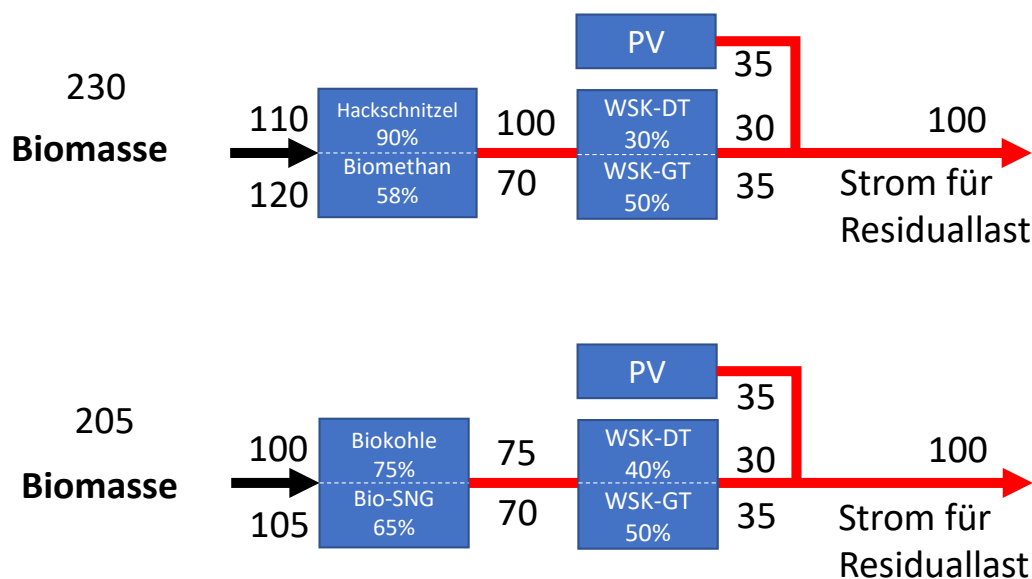


Abb. 6: Wärmespeicherkraftwerk mit Holzfeuerung und Spitzenlast-Gasturbine, das für 100 Einheiten Residuallaststrom 230 Einheiten Rohbiomasse für Holzbrenner und Biomethan bzw. 205 Einheiten für HTC-Kohle und Bio-SNG benötigt.

Wenn die technischen und regulatorischen Voraussetzungen dafür geschaffen werden, können langfristig Holz und Biomethan durch Biokohle aus hydrothormaler Carbonisierung (HTC) und durch Bio-SNG ergänzt werden. HTC-Biokohle erlaubt höhere Dampftemperaturen und einen besseren Turbinenwirkungsgrad von etwa 40% (Abb. 6, unten). Der Einsatz von Biomassen in einem Wärmespeicherkraftwerk dieser Konfiguration erlaubt infolge der Einsparungen durch die integrierte PV-Anlage einen spezifischen Brennstoffverbrauch von nur 205 Einheiten ähnlich dem Erdgas-GuD-Referenzkraftwerk. Der scheinbare Wirkungsgrad bezogen auf den eingesetzten Brennstoff (Biokohle und Bio-SNG) berechnet sich zu $100/(75+70) = 69\%$, bzw. bezogen auf die eingesetzte Biomasse zu $100/205 = 49\%$.

Alternative 7: Stromimport aus solarthermischen Kraftwerken mit Biomasse Backup

Analog zu Alternative 5 kann solarthermische Elektrizität (STE) mit Unterstützung von Biomasse bei deutlich besserer Einstrahlung in Nordafrika erzeugt und per Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung (HGÜ) nach Deutschland transportiert werden. Damit kann der Brennstoffverbrauch für die Zufeuerung in solarthermischen Kraftwerken (STKW) trotz der Fernübertragung nach Deutschland auf etwa die Hälfte gegenüber dem Referenzfall (Erdgas-GuD) reduziert werden (Abb. 7) und liegt damit sogar in derselben Größenordnung wie der erzeugte Strom. Die für die Zufeuerung notwendige Biomasse kann vor Ort mit Hilfe von mit Sonnenenergie bewässerten Oasen bereitgestellt werden, die primär Nahrungsmittel für den nationalen Markt erzeugen [11].



Abb. 7: Annahmen für ein hochflexibles solarthermisches Kraftwerk mit Biomasse Zufeuerung, das für 100 Einheiten Residuallaststrom nur etwa 90 Einheiten Brennstoff in Form von Holzhackschnitzeln benötigt.

Fazit

Die bereits heute auch bei längeren Dunkelflauten verfügbare Option zur Deckung stark schwankender Residuallast im Stromsektor sind mit Erdgas befeuerte Gasturbinen- oder GuD-Kraftwerke (Referenzanlage). Allerdings sind Versorgungssicherheit, Kostenstabilität und Treibhausgasemissionen inzwischen anerkannte Probleme der langfristigen Verwendung von Erdgas.

Die Alternativen 2, 3 und 4 (Wasserstoff- und Biomethan-Kraftwerke) können das Problem zwar technisch lösen, weisen aber klare Schwächen bei der Versorgung mit Primärenergie auf, da sie entweder den Strombedarf selbst oder den Primärenergiebedarf in Form von knapper Biomasse gegenüber der Referenzanlage vervielfachen.

Wärmespeicherkraftwerke (Alternativen 5 und 6) kommen mit deutlich weniger Brennstoff aus, da sie fluktuierende Solarenergie im Kraftwerksbetrieb integrieren und speichern, und so etwa ein Drittel ihres Brennstoffverbrauchs einsparen. Unter den Einstrahlungsbedingungen Südeuropas oder noch besser Nordafrikas können Wärmespeicherkraftwerke in Form solarthermischer Kraftwerke den spezifischen Brennstoffverbrauch gegenüber der Referenzanlage sogar reduzieren (Alternative 7).

Hydrothermale Carbonisierung (HTC) und Biomassevergasung spielen eine wichtige Rolle bei der zukünftigen Umwandlung von Rohbiomasse in Sekundärenergieträger wie Biokohle und Biomethan. Der Umwandlungsgrad von Rohbiomasse in Biomethan liegt derzeit bei etwa 58%, der für Bio-SNG bei 65%. Die HTC aller Arten von Biomasseabfällen kann mit Umwandlungsgraden von 75% zur Erzeugung von gut transportier-, lager- und im Kraftwerk effizient einsetzbarer Biokohle führen und den Holzverbrauch für Energiezwecke entlasten. Allerdings befinden sich HTC und Bio-SNG derzeit noch in einem sehr frühen technischen, kommerziellen und regulatorischen Entwicklungsstadium.

Zur sicheren Deckung der Residuallast mit thermischen Kraftwerken stehen die oben beschriebenen erneuerbaren Alternativen zur Verfügung, deren Einsatz entsprechend der heutigen und zukünftigen

Verfügbarkeit von Rohstoffen und Technologien miteinander kombiniert und optimiert werden kann. Während kurzfristig flexibilisierte thermische Kraftwerke aller Art mit Holz und Biomethan als Brennstoffe in Frage kommen, können langfristig HTC-Biokohle aus feuchten Biomassen und Bio-SNG aus trockenen Biomassen eingesetzt werden, die das Spektrum derzeit energetisch verwendbarer Biomassen ergänzen und erweitern können. Wärmespeicherkraftwerke ermöglichen zudem eine deutliche Reduktion des spezifischen Verbrauchs knapper Biobrennstoffe zur flexiblen und kostengünstigen Deckung der Residuallast. Voraussetzung dafür ist eine entschlossene und zielgerichtete Weiterentwicklung der oben genannten Technologien und ihrer regulatorischen Rahmenbedingungen.

Anmerkungen

[1] Zur langfristigen Entwicklung der Residuallast siehe: Trieb, F., Jäger, J., Wärmespeicherkraftwerke – Ein Pfad zu einhundert Prozent erneuerbarer Stromversorgung, *Energiewirtschaftliche Tagesfragen* 72. Jg. (2022) Heft 5. Die Residuallast wurde aus der stündlichen Modellierung des deutschen Stromsektors für das Modelljahr 2040 mit einem bestimmten Mengengerüst an Kraftwerken mit 67% erneuerbarem Anteil ermittelt. Sie entspricht einer maximalen Leistung von ca. 70 GW mit einer Auslastung von ca. 2700 äquivalenten Vollaststunden pro Jahr.

[2] „Einheiten“ verweisen bei Strom auf die jährlich erzeugte Elektrizitätsmenge (kWh) und bei Brennstoff auf den Jahresverbrauch bezogen auf den unteren Heizwert des Brennstoffs (kWh_{th}).

[3] Ähnliches gilt auch für Brennstoffe aus Power-to-Gas und Power-to-Liquid Prozessen, die aus Wasserstoff synthetisiert und zur Deckung der Residuallast eingesetzt werden. Die Problematik der Rückkopplung wird derzeit politisch dadurch umgangen, dass grüner Wasserstoff importiert werden soll. Der zusätzliche Strom wird dann allerdings im Exportland zusätzlich zu dessen eigenem Bedarf gebraucht, wobei vernachlässigt wird, dass die Deckung der Residuallast ebenso wie Klimaschutz eine globale Herausforderung ist. Die Tatsache, dass die globale Deckung der Residuallast mit Hilfe von Wasserstoff zu einer Vervielfachung eben dieser Residuallast führt, stellt möglicherweise eine Schwäche dieser Strategie dar, die zu einer empfindlichen Verzögerung beim Erreichen der globalen Klimaschutzziele führen könnte. Diese Rückkopplung entsteht nur im Falle einer Verstromung des Wasserstoffs, nicht bei der Herstellung für andere Zwecke.

[4] 2020 wurden 31,6 TWh Strom mit einem Wirkungsgrad von durchschnittlich 35% aus 91,1 TWh_{th} Biogas und Biomethan generiert (DBFZ 2022). Dafür wurden Energiepflanzen und Reststoffe mit einem Heizwert von ca. 153 TWh_{th} eingesetzt (eigene Berechnungen nach FNR 2022, Berg 2014 und Thrän 2021). Damit liegt der energetische Wirkungsgrad der Umwandlung von Rohbiomasse in Biogas durchschnittlich bei etwa $91,1 / 153 = 60\%$. Der energetische Wirkungsgrad der Umwandlung von Biomasse in Strom per Biogasanlage berechnet sich entsprechend zu $60\% \times 35\% = 21\%$. Die dieser Rechnung zugrunde liegenden Daten wurden folgenden Quellen entnommen:

(DBFZ 2022): Deutsches Biomasseforschungszentrum, Kurzstudie zur Rolle von Biogas für ein klimaneutrales, 100 % erneuerbares Stromsystem 2035 (KS_BSKES), https://www.dbfz.de/fileadmin/user_upload/Referenzen/Studien/Kurzstudie_Biogas_2022.pdf ; (FNR 2022): Anbau und Verwendung nachwachsender Rohstoffe in Deutschland, Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe, <https://mediathek.fnr.de/anbau-und-verwendung-nachwachsender-rohstoffe-in-deutschland.html>

(Berg 2014): Berg, E. et al., Nachhaltige Biogaserzeugung in Baden-Württemberg - Ein

Nachhaltigkeitsprojekt des Landes Baden-Württemberg zur Weiterentwicklung der Biogaserzeugung, Ministerium für Ländlichen Raum und Verbraucherschutz Baden-Württemberg, sowie (Thrän 2021): Thrän, D., Pfeiffer, D., Schriftenreihe „Energetische Biomassenutzung“ Bd.4, Methodenhandbuch Stoffstromorientierte Bilanzierung der Klimagaseffekte (2021), <https://www.energetische-biomassenutzung.de/publikationen/schriftenreihe>

[5] Adler, P., et al. Leitfaden Biogasaufbereitung und -einspeisung, Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe (2014), <https://biogas.fnr.de/biogas-gewinnung/anlagentechnik/biogasaufbereitung/>

[6] Larsson, A., Gunnarsson, I., Tengberg, F., The GoBiGas Project - Demonstration of the Production of Biomethane from Biomass via Gasification, Project Report, Göteborg Energi AB (2018) <http://dx.doi.org/10.13140/RG.2.2.27352.55043>

European Biofuels Technology Platform, Bioenergy value chain 2: biomass to gas (2022), <https://www.etipbioenergy.eu/images/EIBI-2-biomass-to-gas.pdf>

[7] Im Bild wird vereinfachend die Summe aus dem direkt an die Residuallast gelieferten und dem im Wärmespeicher zwischengespeicherten und bedarfsgerecht über die Dampfturbine abgegebenen PV Strom dargestellt. Zu Auslegung und Betrieb von WSK in Deutschland inkl. Sektorkopplung siehe: Trieb, F., Liu, P., Koll, G., Thermal Storage Power Plants (TSPP) - Operation modes for flexible renewable power supply, Journal of Energy Storage 50 (2022), <https://doi.org/10.1016/j.est.2022.104282>, sowie Trieb, F., Thess, A., Storage plants – a solution to the residual load challenge of the power sector? Journal of Energy Storage 31 (2020), <https://doi.org/10.1016/j.est.2020.101626> sowie [1].

[8] Weidner, E., Elsner, P., Bioenergie - Technologiesteckbrief zur Analyse „Flexibilitätskonzepte für die Stromversorgung 2050“, Schriftenreihe Energiesysteme der Zukunft, acatech 2016 https://energiesysteme-zukunft.de/fileadmin/user_upload/Publikationen/PDFs/ESYS_Technologiesteckbrief_Bioenergie.pdf

[9] Hier wird ein energetischer Umwandlungsgrad der Rohbiomasse in HTC-Kohle von 65-85% (75%) angenommen. Quellen: Titirici, M., Funke, A., Kruse, A., Hydrothermal Carbonization of Biomass, Recent Advances in Thermochemical Conversion of Biomass Chapter 12, page 325 ff (2015) <http://dx.doi.org/10.1016/B978-0-444-63289-0.00012-0>

HTC-Kohle: Deutsches Biomasse Forschungszentrum, MoBiFuels Projekt (DBFZ 2018 - 2023), <https://www.dbfz.de/projektseiten/hydrothermale-prozesse-htp/anwendungen-produkte/htc-kohle>

[10] Die Kombination eines WSK mit Spitzenlastgasturbinen und Abhitzeessel spart deutlich teurere Dampfturbinenkapazität ein und erhöht den Wirkungsgrad bzgl. der eingesetzten Bioenergie. Sie führt bei gleicher Auslastung der Kraftwerke zu einer deutlichen Kostensenkung gegenüber reinem Dampfturbinenbetrieb. Siehe hierzu auch [7] sowie Liu, P., Trieb, F., Cost comparison of thermal storage power plants and conventional power plants for flexible residual load coverage, Journal of Energy Storage, Vol. 56, Part B, (2022), <https://doi.org/10.1016/j.est.2022.106027>

[11] Trieb, F., DESERTEC: Europe - Middle East - North Africa cooperation for sustainable energy, peer reviewed book chapter in: Climate and Culture: Eckart Ehlers and Katajun Amirpur (Editors), Volume 6 - The Near Middle East, Part 4 - Prospects, Chapter 9, p. 233, Brill / Leiden (2021), <https://brill.com/view/serial/CLAC>, sowie Trieb, F. und Hess, D., Solarstromexport als Baustein einer Energiepartnerschaft Europas und Nordafrikas, Energiewirtschaftliche Tagesfragen, Heft 10 (2016).