

Nachnutzung von Kohlekraftwerksstandorten – Europäische Situation zum Coal Phase-Out

Anna Traupmann¹, Bernhard Stöckl², Rebecca Seywerth¹, Thomas Kienberger¹

¹ Montanuniversität Leoben, Lehrstuhl für Energieverbundtechnik, Franz-Josef-Straße 18, 8700 Leoben, +43 3842 402 5414, anna.traupmann@unileoben.ac.at, www.evt-unileoben.at

² VERBUND Thermal Power GmbH & Co KG, Kraftwerksstraße 1, 8410 Fernitz-Mellach

Kurzfassung: Stromerzeugung aus Kohle deckt derzeit 37% des globalen Stromverbrauchs. Kohle ist damit die größte Quelle zur Stromerzeugung, da sie beinahe überall vorkommt. Sie ist aber auch der kohlenstoffintensivste fossile Energieträger und damit für 30% der weltweiten CO₂-Emissionen verantwortlich. Um das Ziel der Dekarbonisierung des Energiesystems zu erreichen, ist es daher unumgänglich die heutigen Kohlekraftwerke durch nachhaltige Technologien zu ersetzen. Dieser sogenannte „Coal Phase-Out“ wird derzeit in vielen EU-Ländern diskutiert oder sogar bereits umgesetzt. Auch Österreich ist seit Frühjahr 2020 kohlefrei. Eine Möglichkeit, um Kohle im Energiesystem zu ersetzen stellen Sektorkopplungstechnologien dar. Dabei werden die Energieträger, u.a. Strom, Gas und Wärme, gekoppelt gesamtheitlich betrachtet und ermöglichen so eine erhöhte Systemflexibilität und -effizienz. Im Rahmen dieser Arbeit wird ein typisches Kohlekraftwerk mit seinen Aufgaben beschrieben, was aus den Ergebnissen des RECPP-Projektes abgeleitet wird. Zudem werden ausgewählte Sektorkopplungs-technologien an den ehemaligen österreichischen Kohlekraftwerksstandorten erforscht und optimierte Betriebsprofile hinsichtlich der Teilnahme am Energiemarkt und damit der erzielten Erlöse berechnet.

Keywords: Kohlekraftwerke, Re-purposing, Coal Phase-Out, Sektorkopplung

1 Motivation und zentrale Fragestellung

Kohle ist der am häufigsten vorkommende und kohlenstoffintensivste fossile Energieträger weltweit. Die Kohleverbrennung stellt global die größte Quelle der Stromgewinnung dar. Sie deckt 37% des globalen Stromverbrauchs ([1]) und ist damit aber auch für 30% der weltweiten CO₂-Emissionen verantwortlich ([2]). Um eine Dekarbonisierung im Europäischen Elektrizitätssystem zu erreichen, ist der sogenannte „Coal Phase-Out“-Prozess ([3]) unvermeidlich. Ziel ist es, Kohlekraftwerke zeitlich gestaffelt zu schließen und diese durch kohlenstoffärmere Stromerzeugung zu ersetzen, um innerhalb des CO₂-Budgets des Pariser Klimaabkommens ([4]) zu bleiben. Dieser Ausstieg aus der Kohlewirtschaft hinterlässt aber viele ehemalige Kohlekraftwerksstandorte, an denen noch wertvolle Assets (u.a. Infrastruktur, Grundstücke, Genehmigungen, etc.) vorhanden sind. Diese Assets verlieren schnell an Wert oder werden sogar zur Belastung für die ehemaligen Kohlekraftwerksbetreiber [5]. Der geschätzte Wert dieser funktionsfähigen, aber dann nicht mehr eingesetzten Assets soll 2030 in Europa € 25.56 Mrd. betragen (hochgerechnete Werte für Europa aus den in [3,6,7] angegebenen Daten für Deutschland) unter der Annahme, dass bis dahin 63 % ([8]) der Europäischen Kohlekraftwerke stillgelegt wurden. Dieser Wert kann je nach tatsächlicher nutzbarer Lebensdauer der jeweiligen Komponenten abweichen. Neben der Elektrizitätsproduktion erfüllen Kohlekraftwerke heute unterschiedlichste Aufgaben (z.B.

Netzstabilisierung, Wärmelieferungen etc.). Zukünftig stellen diese optimalen Netzpunkte für die Implementierung moderner Energiegewinnungs- und Flexibilitätstechnologien aufgrund ihrer Infrastruktur (Anbindungen an Strom-, Gas- und Wärmenetze) dar [9]. Daher ist es aus technischer als auch wirtschaftlicher Sicht sinnvoll, die Standorte ehemaliger Kohlekraftwerke und ihre noch immer einsetzbaren Assets weiter zu nutzen. Dazu laufen derzeit europäische Projekte (z.B. RECP (10)), GreenDealCO₂ (11)), welche sich dieser Thematik widmen.

Im Rahmen dieser Arbeit sollen die Ergebnisse von infrastrukturellen Betrachtungen zur Nachnutzung von Kohlekraftwerksstandorten zusammengefasst und mit szenarienbasierten Berechnungen für das österreichische Energiesystem erweitert werden. Folgende Forschungsfragen sollen in dieser Arbeit beantwortet werden:

1. Welche technischen und infrastrukturellen Komponenten sind bei Kohlekraftwerksstandorten zur Nachnutzung vorhanden?
2. Welche nachhaltigen Nachnutzungsmöglichkeiten gibt es dafür?
3. Welchen Beitrag können Sektorkopplungstechnologien als konkrete Nachnutzungslösungen von Kohlkraftwerken im österreichischen Energiesystem leisten?

2 Methodische Vorgehensweise

Zur Beantwortung der Forschungsfragen werden zuerst typische europäische Kohlekraftwerke beschrieben (Abb. 1 und 2). Dazu ist eine Datenbasis, die einen großen Teil der heute in Europa vorhandenen Kohlekraftwerke umfasst verfügbar. Diese Daten wurden im Rahmen des Projektes RECP – Re-purposing of Coal Power Plants, das über den RFCS (Research Fund for Coal and Steel) Fond der Europäischen Kommission gefördert wird, über Fragebögen erhoben. Die Umfrage wurde für 97 europäische Kohlekraftwerksstandorte ausgefüllt, wodurch über die erhaltenen Daten des Fragebogens über 60% der installierten Kohlekraftwerkskapazitäten in Europa abgedeckt werden können.

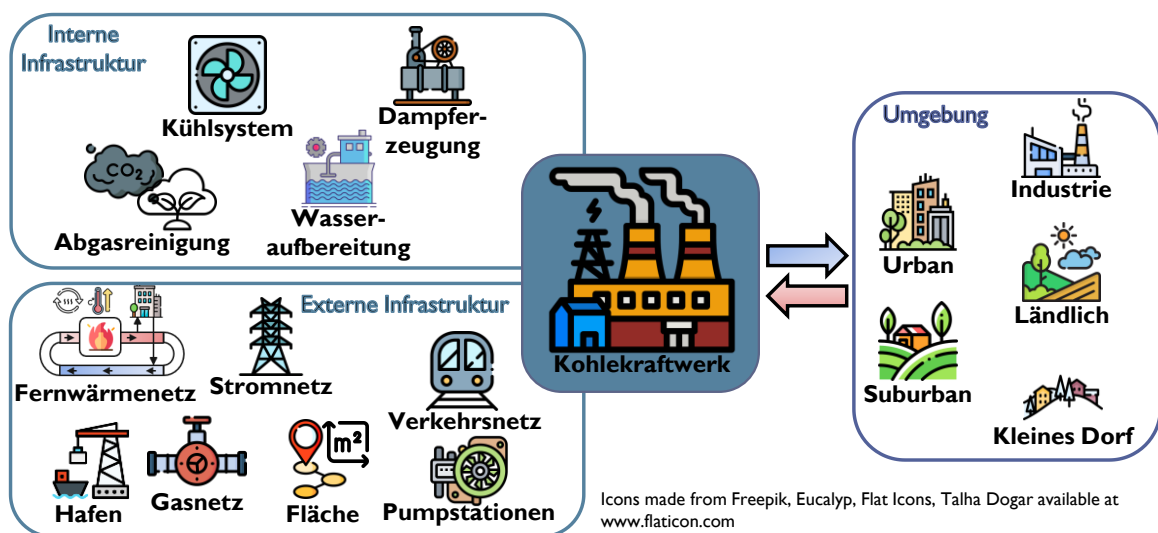


Abbildung 1: Typischer Kohlekraftwerksstandort in Europa.

Für die Nachnutzung besonders relevant ist die externe Infrastruktur (vgl. Abb. 2), vor allem die vorhandenen Netzanschlüsse. Da meist mehrere Verbindungen zur Erfüllung der Aufgaben eines Kohlekraftwerkes (z.B. Wärmelieferungen) zu unterschiedlichen Spannungsebenen des Stromnetzes, sowie Gasnetz- und Fernwärmeanschlüsse vorhanden

sind, stellen die Kohlekraftwerke optimale Standorte für die Integration unterschiedlichster Technologien dar. Auch die interne Infrastruktur, wie die Abgasreinigungskomponenten sowie die zur Verfügung stehende Fläche (durchschnittlich 1.04 km²) spielen bei der Nachnutzung eine wesentliche Rolle. Auf dieser Fläche ist es bei vollständiger Flächennutzung beispielsweise möglich bis zu 32 MW_{el} Windkraft ([12]), 74 MW_{el} PV-Erzeugung ([13]), 22 GWh_{el} Batteriekapazität ([14]) sowie 1300 GWh_{th} saisonale Wärmespeicherkapazitäten (vgl. Fernwärmespeicher Theiß ([15,16])) zu installieren. Auch die lokale Umgebung kann für die Nachnutzung eine Rolle spielen, indem beispielsweise eine industrielle Umgebung als CO₂-Lieferant für diverse Technologien dienen kann.

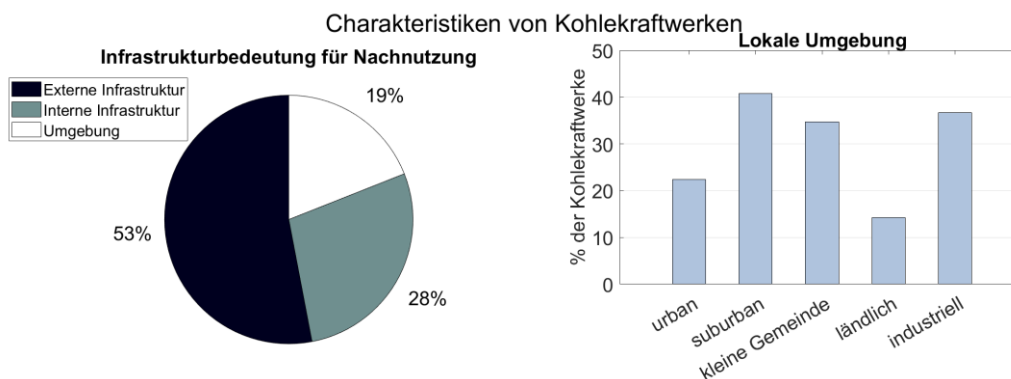


Abbildung 2: Charakteristiken von Kohlekraftwerksstandorten in Europa.

Basierend auf den identifizierten Charakteristika können mögliche Nachnutzungstechnologien definiert werden. Im RECPP Projekt wurden 8 Technologiecluster identifiziert (siehe Abb. 3), die sich im Weiteren aus einzelnen Technologien zusammensetzen: Sektorkopplung und zugehörige Speicheroptionen, Combined Cycle Gas Turbine (CCGT) & Kraft-Wärme-Kopplungen (KWK), Circular Economy Fuel Production, Fuel Switch, Ancillary Services, Erneuerbare Energieerzeugung, Kurzzeit-Stromspeicher, und Tertiäre Lösungen. Welche Technologie für einen spezifischen Standort am besten geeignet ist, muss individuell analysiert werden.

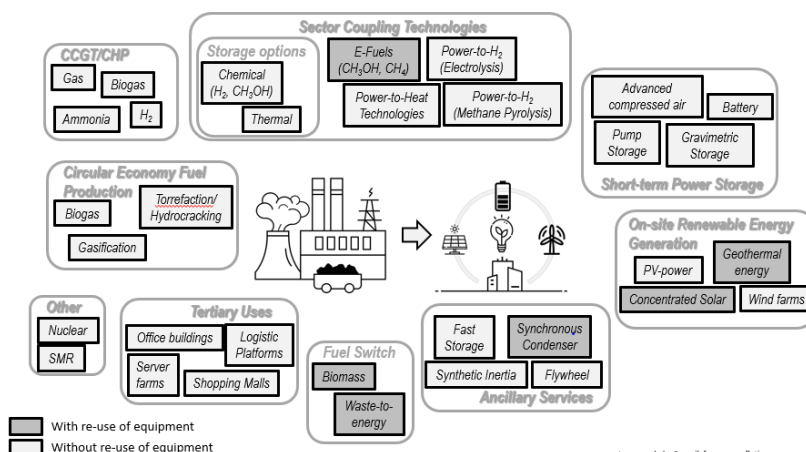


Abbildung 3: Identifizierte Nachnutzungsmöglichkeiten von Kohlekraftwerksstandorten aus dem RECPP-Projekt.

Über die erwähnte entstandene Datenbank und die definierten Nachnutzungslösungen aus dem RECPP Projekt, können jedoch Nachnutzungskategorien identifiziert werden, die beispielhaft zeigen welcher Kohlekraftwerksstandort sich für welche Nachnutzungstechnologie eignen könnte. Dadurch kann eine erste und vereinfachte Abschätzung der bestmöglichen

Verwendung der wertvollen Assets an den Standorten getroffen werden. Diese frühzeitige Erkennung der Möglichkeiten zur Nachnutzung eines Standortes, ermöglicht die Entwicklung eines umfassenden Umnutzungsplans, der die Ressourcen der Anlagen und der umliegenden Umgebung optimal berücksichtigt.

Für das konkrete Beispiel zur Implementierung von Nachnutzungsmöglichkeiten in dieser Arbeit werden die österreichischen Kohlekraftwerke betrachtet. Als mögliche Nachnutzungstechnologie wird in dieser Arbeit der Technologiecluster „Sektorkopplungstechnologien“ untersucht. Dazu wird hier die Kombination aus einer Power-to-Gas-Technologie (PtG) bestehend aus Elektrolyse und Methanisierung und einer Gas-to-Power-Technologie (GtP mit CCGT-Technologie) betrachtet. Für diese Sektorkopplungstechnologien müssen zunächst Betriebsprofile berechnet werden, nach denen die Hybridelemente für ein definiertes Ziel, optimalen Betrieb erlauben. Das Ziel der Optimierung ist die Teilnahme am Energiemarkt (Strom- bzw. Gasmarkt) und dabei das Erzielen der maximalen Erlöse für die Strom- oder Gasproduktion, wobei gleichzeitig die früheren Aufgaben des Kohlekraftwerkes (z.B. Erfüllung des Wärmeliefervertrages) weiterhin erfüllt sein müssen. Diese Profile können anschließend in das am Lehrstuhl für Energieverbundtechnik entwickelte energieträgerübergreifende Lastflussberechnungsprogramm HyFlow eingespielt werden, um dort die Auswirkungen der Nachnutzung der ehemaligen Kohlekraftwerksstandorte über Sektorkopplungstechnologien auf das österreichische Energiesystem zu ermitteln. Diese Methodik ist in Abb. 4 gezeigt.

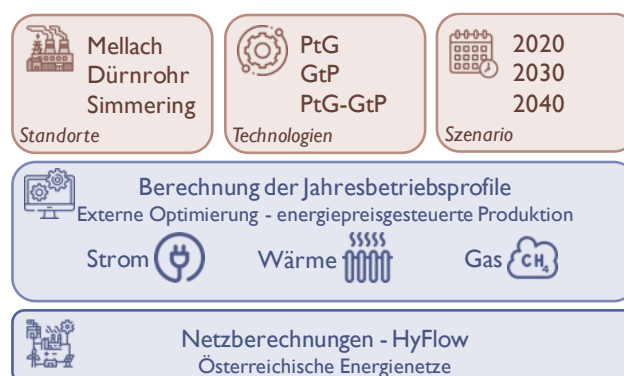


Abbildung 4: Methodik zur Ermittlung des Einflusses der Nachnutzung von Kohlekraftwerksstandorten auf das österreichische Energiesystem.

Für die GtP-Anlage, können zum Teil Anlagenbestandteile weiterverwendet werden, die Umrüstung auf ein CCGT ist jedoch aufwändig. Für die PtG-Anlage können vor allem die internen Komponenten zur Wasseraufbereitung weiterverwendet werden. Sowohl für die GtP-Anlage als auch die PtG-Anlage sind die externen Komponenten, wie Netzanschlüsse, als auch die Flächennutzung und das Betriebspersonal relevant. Im energiepreisoptimierten Betrieb kann die Wirtschaftlichkeit der jeweiligen Anlage gesteigert werden. Dabei werden über die GtP-Anlage Erlöse durch den Verkauf von Strom am Strommarkt erzielt und über die PtG-Anlage Erlöse durch die Einspeisung des produzierten Methans in das Erdgasnetz. Dadurch ist die GtP-Anlage immer im Einsatz, wenn über den Stromverkauf (abzüglich der Gaskosten) höhere Erlöse erzielt werden als über den Gasverkauf (abzüglich der Stromkosten). Sollte dies umgekehrt sein, befindet sich die PtG-Anlage in Betrieb. Für die Berechnung werden derzeit ausschließlich die Energiekosten berücksichtigt, also Ver- oder Einkaufskosten von Strom bzw. Gas. Außerdem wird miteingerechnet, dass für die PtG-Anlage während der ersten 15 Jahre keine Netznutzungs- sowie Netzverlustentgelte zu entrichten

sind, sofern die Anlage mit erneuerbarem Strom betrieben wird [17]. Die Kombinationsanlage PtG-GtP kann sowohl als PtG- als auch als GtP-Anlage eingesetzt werden. Dabei wird angenommen, dass der jeweils erzeugte Energieträger direkt in das jeweilige Netz eingespeist wird und nicht zur Erzeugung in der Anlage weiterverwendet wird. Außerdem kann in jedem 15-Minuten-Zeitschritt zwischen den beiden Anlagen gewechselt werden. Durch die Kombinationsanlage ist es möglich im Netz maximale Flexibilität zu erreichen, da sowohl auf positive als auch auf negative Residuallasten reagiert werden kann. Im energiepreisoptimierten Betrieb richtet sich die Anlagennutzung danach, ob über den Verkauf von Strom oder den Verlauf von Gas höhere Erlöse erzielt werden können.

In dieser Arbeit sollen ausgewählte Ergebnisse dargestellt werden. Im Folgenden werden die Ergebnisse der Kombinationsanlage PtG-GtP für 2020 und 2030 am Standort Mellach betrachtet. Das Fernheizkraftwerk Mellach konnte bis zu $246 \text{ MW}_{\text{el}}$ Strom und $230 \text{ MW}_{\text{th}}$ Fernwärme erzeugen [18]. Mit letzterem stellte das FHKW Mellach über 60% des Jahresfernwärmebedarfs von Graz bzw. Graz-Umgebung ([19]) bereit. Um diese Fernwärmebereitstellung zu modellieren, wird der zeitlich aufgelöste Grazer Fernwärmebedarf über die Tagesmitteltemperaturwerte der Stadt Graz für 2020 ([20]) bzw. über den entsprechenden Jahresfernwärmebedarf mithilfe der SigLinDe-Funktion ([21]) abgeschätzt (vgl. Abb. 5). Bei der Ermittlung des Betriebsprofils zur energiepreisoptimierten Erzeugung muss mindestens dieser Wärmebedarf bereitgestellt werden (entweder über die Wärmeerzeugung in der GtP-Anlage oder die Abwärme in der PtG-Anlage).

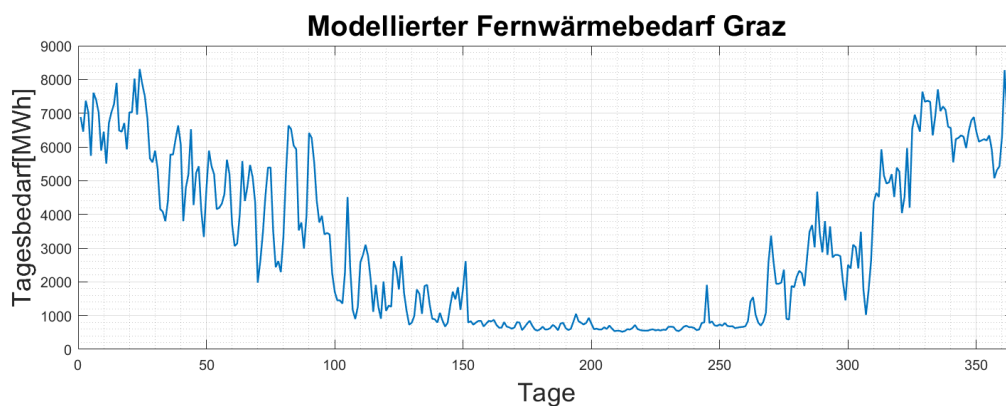


Abbildung 5: Über SigLinDe-Funktion modellierter Fernwärmebedarf der Stadt Graz für 2020.

Für die Energiepreise werden die Börsenpreise von Strom und Gas berücksichtigt, welche in Abb. 6 dargestellt sind.

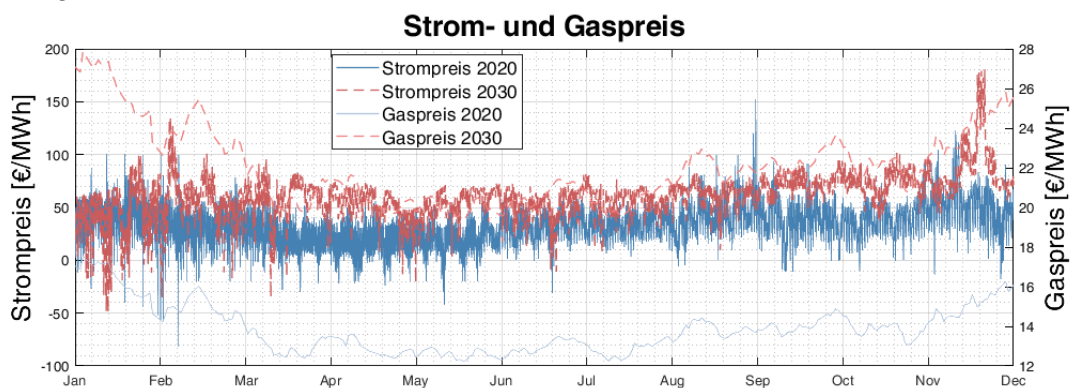


Abbildung 6: Hinterlegte Strom- und Gaspreise für die Jahre 2020 und 2030 ([22-27]).

Für das Jahr 2020 werden die Spotmarktpreise für Strom ([22]) und Gas ([23]) herangezogen. Der Strompreis 2030 wird basierend auf den Annahmen und Berechnungen der Studie „Stromzukunft Österreich 2030“ ([24]) berücksichtigt. Für den Gaspreis 2030 werden basierend auf den energiewirtschaftlichen UBA-Szenarien (WEM und Transition 2017 [25]) Berechnungen zu den Entwicklungen des Energieanteils des Gaspreises für die Zukunft durchgeführt [26,27]. Der Energieanteil beinhaltet dabei auch eine zukünftige Zusammensetzung des Gases im Netz (Erdgas CH₄, H₂, Bio-CH₄) und dient dadurch als Skalierungsfaktor, mit dem das Gaspreisprofil von 2020 auf 2030 skaliert wurde.

3 Ergebnisse

Nachfolgend werden die Betriebsprofile für den Standort Mellach gezeigt, wenn das ursprünglich vorhandene und mit Kohle betriebene Fernheizkraftwerk durch eine Kombinationsanlage aus PtG und GtP ersetzt wird.

Abb. 7 zeigt eine Gegenüberstellung der Jahresbetriebsprofile der PtG-GtP-Anlage für das Jahr 2020 und 2030. Dabei ist zu beachten, dass die Ergebnisse für das Jahr 2020 keinesfalls den realen Produktionszahlen entsprechen, sondern basierend auf dem Optimierungsmodell für die Kombinationsanlage PtG-GtP numerisch berechnet wurden. Jene Zeitpunkte, in denen die PtG-Anlage in Betrieb ist, weisen eine negative Leistungsauslastung auf, was Strombezug aus dem Netz bedeutet. Im Gegensatz dazu stellen jene Zeitpunkte mit positiver Leistungsauslastung den Betrieb der GtP-Anlage dar und damit eine Stromeinspeisung ins Netz.

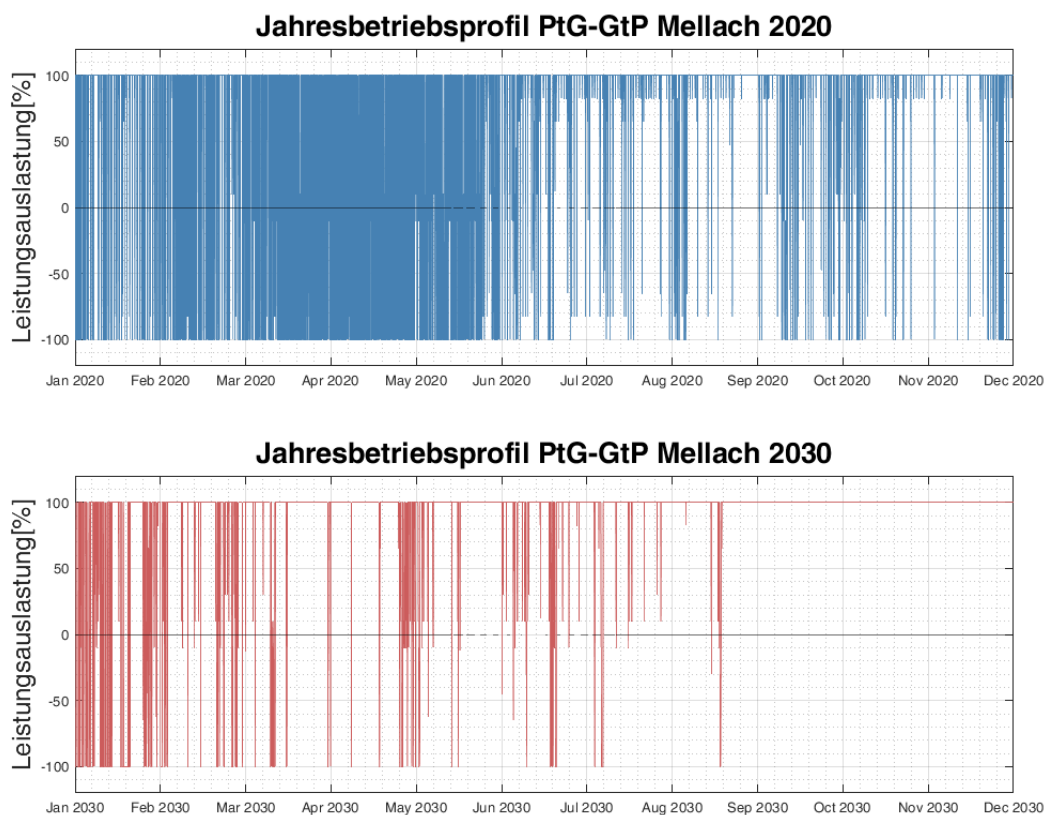


Abbildung 7: Jahresbetriebsprofile für den Standort Mellach im Jahr 2020 und 2030.

Da sich der hinterlegte Strompreis für 2030 gegenüber 2020 erhöht und dabei die Erhöhung des gestiegenen Gaspreises im Jahr 2030 übersteigt, können sehr hohe Stromerlöse erzielt werden. Dadurch ist die GtP-Anlage vorwiegend im Einsatz, sowohl 2020 als auch 2030. Zu erkennen ist auch, dass die Anlage im Jahr 2030 dadurch über das Jahr öfter ihre maximale Leistungsauslastung erreicht.

Wie viele Betriebsstunden dabei durch die GtP- bzw. die PtG-Anlage abgedeckt werden, ist in Abb. 8 (a) ersichtlich. Aufgrund des hohen Strompreisanstiegs für 2030 erreicht auch die GtP-Anlage die höhere Anzahl an Volllaststunden, da dadurch höhere Erlöse durch den Stromverkauf erzielt werden als über den Gasverkauf. Die Volllaststunden der GtP-Anlage belaufen sich auf 6687 Stunden (2020) bzw. 7871 Stunden (2030), während die PtG-Anlage 2020 1029 Stunden läuft und 2030 nur 416 Stunden.

In Abb. 8 (b) werden zudem die erzielten Strom- und Gaserlöse für die Jahre 2020 und 2030 dargestellt. Die Stromerlöse der Anlage für 2020 belaufen sich über einen energiepreisoptimalen Betrieb auf € 360 Mio., während über den Verkauf des produzierten Erdgases nur ungefähr € 20 Mio. erzielt werden. Im Jahr 2030 erreichen die Stromerlöse beinahe € 685 Mio. und die Gaserlöse nur mehr € 15 Mio. Durch den hohen Preisanstieg im Strommarkt können dadurch 2030 84% mehr Erlöse durch den Betrieb der Kombinationsanlage erzielt werden als 2020. Dadurch ermöglicht der Betrieb der Kombinationsanlage PtG-GtP nicht nur höhere Systemflexibilität aufgrund der Möglichkeit des aktiven Ausgleichs von positiver und negativer Residuallast, sondern auch höhere Erlöse durch den kombinierten Verkauf von Strom und Gas.

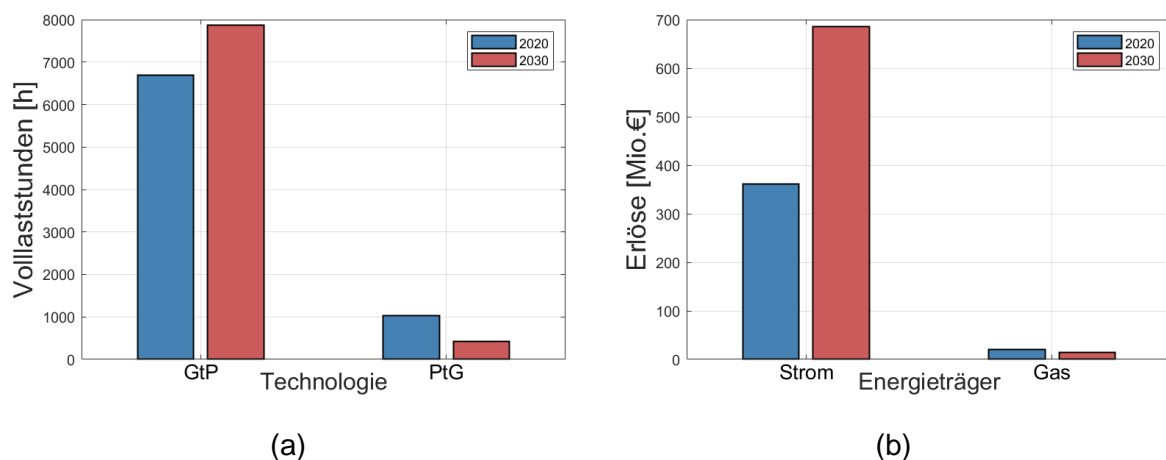


Abbildung 8: (a) Volllaststunden der Kombi-Anlage aufgeschlüsselt nach Technologie (GtP oder PtG) und (b) Erlöse der Kombi-Anlage aufgeschlüsselt nach Energieträger (Strom oder Gas) für den Standort Mellach im Jahr 2020 und 2030.

4 Schlussfolgerungen und Ausblick

Im Jahr 2020 kommt über die Berechnungen des Optimierungsmodells vorwiegend die GtP-Anlage zum Einsatz, da über den betrachteten Zeitraum über den Stromverkauf öfter höhere Erlöse erzielt werden können als über den Gasverkauf. Während die PtG-Anlage 2020 aber immer wieder eingeschaltet wird aufgrund der schwankenden vorteilhaften Verkaufssituation zwischen Strom und Gas, kommen 2030 weniger Lastwechsel zwischen PtG- und GtP-Anlage vor. Das kommt aufgrund der angenommenen Strom- und Gaspreisentwicklungen im Jahr

2030. Dort ist es sogar noch schwieriger, die PtG-Anlage in den Markt zu bekommen als es bereits 2020 der Fall war. Da in den Berechnungen bisher nur die Energiepreise miteinbezogen wurden, ist der Einfluss der Investitions- (CAPEX) und Betriebskosten (OPEX) noch nicht eingerechnet. Für die zukünftigen Arbeiten wird es notwendig, auch CAPEX und OPEX in die Berechnungen mit aufzunehmen, um umfassend eine Beurteilung zur Wirtschaftlichkeit treffen zu können. Um also die PtG-Anlage stärker in den Markt zu integrieren, müssen entweder die Strompreise aufgrund einer erhöhten Einspeisung durch Erneuerbare sinken oder eine Erhöhung der Wirtschaftlichkeit der PtG-Anlagen erreicht werden. Eine mögliche Verschiebung bzw. Erhöhung der Einsatzzeiten der PtG kann auch durch die Entwicklung der CO₂-Preise für das Jahr 2030 erfolgen. Sollten sich diese entsprechend zukünftig wesentlich erhöhen, kann die GtP-Anlage zunehmend unwirtschaftlich werden.

Über diese energiepreisoptimierten Profile der zur Nachnutzung eingesetzten Sektorkopplungselemente sollen im Weiteren durch Netzberechnungen Aussagen über die Auswirkungen auf das gesamte österreichische Energiesystem getroffen werden. Zudem kann beurteilt werden wie sich durch deren Einsatz Netzengpässe, die durch den zukünftig verstärkten Ausbau an Erneuerbaren entstehen, verringern lassen. Dazu wird zukünftig das am Lehrstuhl für Energieverbundtechnik entwickelte energieträgerübergreifende Lastflussberechnungsprogramm HyFlow ([28-30]) herangezogen. Dieses ermöglicht die verschränkte Berechnung aller leitungsgebundenen Energienetze in Österreich. Über diese konkreten Berechnungen zur Integration von Sektorkopplungstechnologien am Beispiel des österreichischen Energiesystems können verschiedene Aussagen abgeleitet werden, wie diese im Energiesystem der Zukunft Flexibilität schaffen können z.B. durch Netzentlastung über Re-Dispatch oder Bereitstellung von Regelleistung.

Referenzen

- [1] World Coal Association. Coal & Electricity. Überprüfungsdatum: 5.Oktober 2021; Online verfügbar: <https://www.worldcoal.org/coal-facts/coal-electricity/>.
- [2] Rauner S, Bauer N, Dirnaichner A, van Dingenen R, Mutel C, Luderer G. Coal-exit health and environmental damage reductions outweigh economic impacts, p. 308–312.
- [3] Climate Analytics. Coal phase-out; Available from: <https://climateanalytics.org/briefings/coal-phase-out/>.
- [4] United Nations (ed.). Paris Agreement. United Nations; 2015.
- [5] Climate Transparency. Managing the phase-out of coal: A comparison of actions in G20 countries.
- [6] Breitenstein M, Anke CP, Nguyen DK, Walther T. Stranded Asset Risk and Political Uncertainty: The Impact of the Coal Phase-out on the German Coal Industry; February 2020.
- [7] Öko-Institut Bundesnetzagentur. Kohlekraftwerke in Deutschland. [September 21, 2021]; Available from: https://www.wwf.de/fileadmin/fm-wwf/Publikationen-PDF/WWF-Flyer-Kohlekraftwerke_in_Deutschland.pdf.
- [8] Europe Beyond Coal. Overview: National coal phase-out announcements in Europe: Status January 2021. [September 23, 2021]; Available from: <https://beyond-coal.eu/wp-content/uploads/2021/01/Overview-of-national-coal-phase-out-announcements-Europe-Beyond-Coal-January-2021.pdf>.
- [9] British Electricity International. Station Planning and Design: Incorporating Modern Power System Practice. 3rd ed; 1991.
- [10] RECPP – Re-purposing Coal Power Plants During Energy Transition (RECPP). Überprüfungsdatum: 22.Oktober 2021; Online verfügbar: <https://www.recpp.eu/>.

- [11] GreenDealCO2 – Green Deployment of E-Fuels and Liquids based on CO2 for closed and end-of-life coal-related assets. Überprüfungsdatum: 22.Oktober 2021; Online verfügbar: <https://www.greendealco2.com/>.
- [12] Bodenwelten, Boden und Windenergie, <https://www.bodenwelten.de/content/boden-und-windenergie>, abgerufen am 31.1.2022.
- [13] Dachgold, Wie viel Fläche wird für eine 1kWp PV-Anlage benötigt?, <https://www.dachgold.at/pv-lexikon/wie-viel-flaeche-wird-fuer-eine-1-kwp-pv-anlage-benoetigt/>, abgerufen am 24.1.2022.
- [14] Wikipedia, Liste von Batterie-Speicherkraftwerken, https://de.wikipedia.org/wiki/Liste_von_Batterie-Speicherkraftwerken, abgerufen am 24.1.2022.
- [15] EVN, Wärmekraftwerk Theiß, <https://www.evn-waermekraftwerke.at/Power-plants/KW-Thei%C3%9F.aspx>, abgerufen am 24.1.2022.
- [16] Drucker, P.; Muser, C. Erneuerbare Energien Anforderungen und Herausforderungen VDI Forum 2014 Projektidee: Saisonaler Großwärmespeicher für Linz, April 2014, https://www.researchgate.net/publication/268384151_Erneuerbare_Energien_Anforderungen_und_Herausforderungen_VDI_Forum_2014_Projektidee_Saisonaler_Grosswärmespeicher_fur_Linz, abgerufen am 24.1.2022.
- [17] RIS – Rechtsinformationssystem des Bundes, Gesamte Rechtsvorschrift für Elektrizitätswirtschafts- und organisationsgesetz 2010, Fassung vom 28.1.2022, <https://www.ris.bka.gv.at/GeltendeFassung.wxe?Abfrage=Bundesnormen&Gesetzesnummer=20007045>, abgerufen am 28.1.2022.
- [18] Verbund, Fernheizkraftwerk Mellach, <https://www.verbund.com/de-at/ueber-verbund/kraftwerke/unsere-kraftwerke/mellach-fernheizkraftwerk>, abgerufen am 27.1.2022.
- [19] Böhmer, S.; Gössl, M.; Nagl, C.; Spangl, W. Analyse Fernwärme-versorgung Graz, umweltbundesamt, 2015, <https://www.umweltbundesamt.at/fileadmin/site/publikationen/REP0549.pdf>, abgerufen am 30.12.2021.
- [20] ZAMG Jahrbuch, <https://www.zamg.ac.at/cms/de/klima/klimauebersichten/jahrbuch>, abgerufen am 15.1.2022.
- [21] BDEW/VKU/GEODE-Leitfaden, Abwicklung von Standardlastprofilen Gas, Berlin, 29.3.2018.
- [22] APG Day-Ahead Preise, <https://www.apg.at/de/markt/Markttransparenz/Uebertragung/EXAA-Spotmarkt>, abgerufen am 15.12.2021.
- [23] E-Control Großhandelspreise, <https://www.e-control.at/industrie/gas/gaspreis/grosshandelspreise>, abgerufen am 29.12.2021.
- [24] Resch, G.; Burgholzer, B.; Totschnig, G.; Lettner, G.; Auer, H.; Geipel, J.; Haas, R. Stromzukunft Österreich 2030, TU Wien/Energy Economics Group, Mai 2017.
- [25] Umweltbundesamt, Szenarien WEM und Transition (2017), <https://www.umweltbundesamt.at/energie/energieszenarien/energieszenarien2017>, abgerufen am 21.1.2022.
- [26] Sejkora, C.; Lindorfer, J.; Kühberger, L.; Kienberger, T. Interlinking the Renewable Electricity and Gas Sectors: A Techno-Economic Case Study for Austria, *energies*, 14(9), 6289, 2021.
- [27] Böhm, H.; Zauner, A.; Rosenfeld, D.; Tichler, R. Projecting cost development for future large-scale power-to-gas implementations by scaling effects, *Applied Energy*, 264, 2020.
- [28] Böckl, B.; Greiml, M.; Leitner, L.; Pichler, P.; Kriechbaum, L.; Kienberger, T. HyFlow – A Hybrid Load Flow-Modelling Framework to Evaluate the Effects of Energy Storage and Sector Coupling on the Electrical Load Flows, *energies*, March 2019.
- [29] Greiml, M.; Traupmann, A.; Sejkora, C.; Kriechbaum, L.; Böckl, B.; Pichler, P.; Kienberger, T. Modelling and model assessment of grid based Multi-Energy Systems, *International Journal of Sustainable Energy Planning and Management*, 2020.
- [30] Greiml, M.; Fritz, F.; Kienberger, T. Increasing installable photovoltaic power by implementing power-to-gas as electricity grid relief – A techno-economic assessment, *Energy*, 2021.