

Die asymmetrische GuD: Ein innovativer Ansatz zur Transformation von thermischen KWK- Anlagen für Stadtwerke und Industrie

Johannes Schrüfer, Daniel Högemann, Torsten Steen, Aina Rossello

Kraftanlagen München GmbH

Beitrag zum 53. Kraftwerkstechnischen Kolloquium

5./6.10.2021

INHALTSVERZEICHNIS

1.	MOTIVATION	3
2.	STAND DER TECHNIK	3
3.	KONZEPTBESCHREIBUNG	5
3.1.	Wärmespeicher und Elektroerhitzer (Green Heat Module)	5
3.2.	Asymmetrische GuD-Verschaltung.....	6
4.	BEISPIELKONFIGURATION.....	8
4.1.	Betriebsszenario.....	9
4.2.	Ausschnitt aus dem simulierten Betrieb.....	10
4.3.	Simuliertes Betriebsjahr.....	11
5.	ZUSAMMENFASSUNG UND AUSBLICK	13
6.	LITERATURVERZEICHNIS	17

1. MOTIVATION

Seit der Einführung der besonderen netztechnischen Betriebsmittel (bnBm) ist klar, dass im süddeutschen Raum zunehmend Kapazitäten zur Stromerzeugung benötigt werden, welche durch schnelle Reaktion das Stromnetz stabilisieren können. Dies ist bedingt durch den Atomausstieg und die damit verbundene Abschaltung von ca. 4 GWel Kapazität bis Ende 2022 sowie den darauf folgenden Kohleausstieg. Der Kohleausstieg bis 2038 ergibt einen zusätzlichen Wegfall von Strom- und Fernwärmeerzeugungskapazitäten im Bereich von Stadtwerken [1].

Gleichzeitig wird durch die günstige Stromgestehung der Photovoltaik ein weiterer massiver Ausbau stattfinden. Dieser wird schnell an die Grenzen der Netzkapazität stoßen, wodurch der Ausbau der kostengünstigen Stromerzeugung durch Sonne und Wind limitiert wird. Somit ist kurzfristig zu erwarten, dass der Bedarf zur Leistungsaufnahme von erneuerbaren Überschusskapazitäten (negative Leistungsbereitstellung) und die erforderliche Bereitstellung von Leistung für Bedarfsspitzen in der Residuallast (positive Leistungsbereitstellung) massiv weiter wachsen. Das zeigt sich bereits in der Gegenwart, die Anzahl und Dauer negativer Strompreis hat sich von 2018 bis 2020 mehr als verdoppelt [2] [3]. Ob dieser Trend weiter andauert, kann momentan allerdings nicht sicher gesagt werden.

Zudem muss die Fernwärmeversorgung auf nicht fossile Energieträger umgestellt werden, ohne dass die ganzjährige **Versorgungssicherheit** leidet.

Wünschenswert wäre daher eine Erzeugungs- und Speicheranlage, die überschüssige elektrische Leistung und Abgaswärme aus einem offenen GT Prozess speichern und die gespeicherte Energie wahlweise als Wärmeenergie, zur Stromerzeugung, oder kombiniert wieder abgeben kann.

2. STAND DER TECHNIK

Gas- und Dampf- Kombikraftwerke (GuD) zeichnen sich durch ihren exzellenten elektrischen Wirkungsgrad von über 60% [4] sowie die Möglichkeit der **Kraft-Wärme-**

Kopplung aus und werden daher in einer Vielzahl von Variationen realisiert und betrieben. Durch die erforderliche Begrenzung der Belastbarkeit von Abhitzeessel und des Wasser-Dampf Kreislaufs sind solche Anlagen relativ träge und können nur bedingt zum Ausgleich der schwankenden Stromerzeugung der erneuerbaren Quellen herangezogen werden. Ein weiterer Anlagentyp, welcher sich in den letzten Jahren etabliert hat, sind Gasmotorenkraftwerke. Eine solche Anlage wurde durch Kraftanlagen München im Küstenkraftwerk K.I.E.L realisiert. Diese zeichnen sich durch ihre Modularität durch den Einsatz mehrerer Motoren aus, welche getrennt voneinander zugeschaltet werden können. Dieser Kraftwerkstyp macht daher wenig Abstriche hinsichtlich der Effizienz im Teillastbetrieb. Die Reaktionszeit von Motoren ist sehr gut, der Wirkungsgrad der Stromerzeugung liegt dabei zwischen dem der offenen Gasturbine und der GuD-Anlage [5]. Allen gemeinsam ist die Eigenschaft, dass Strom und Wärme immer zeitgleich produziert werden. Um den Betrieb der Turbinen bzw. Motoren dem Strombedarf anpassen zu können, werden daher Fernwärmespeicher eingesetzt. Diese werden heutzutage als Ein- oder Zwei-Zonen Wasserspeicher ausgeführt und können durch ihre Wasserschichtung Temperaturen bis ca. 115 °C erreichen [6].

Ein weiteres Konzept beschäftigt sich mit der Zwischenspeicherung der Gasturbinen-Abwärme einer GuD-Anlage. Dieses Konzept wurde u.a. im Forschungsprojekt „FleGs“ untersucht [7]. Die Autoren kommen zum Schluss, dass eine Flexibilisierung einer GuD-Anlage durch den Einsatz von Hochtemperatur-Wärmespeichern machbar und sinnvoll ist. Dieser Ansatz bildet unter anderem die Basis für das in diesem Beitrag vorgestellte Konzept der „asymmetrischen GuD“.

Die hierfür notwendigen Hochtemperatur-Wärmespeicher werden grundsätzlich in direkte und indirekte Speicher unterschieden. Im direkten Speicher wird das Wärmeträgermedium auch als Speichermedium genutzt und bspw. in isolierten Tanks gelagert. Beispiele hierfür sind die Zwei-Tank Flüssigsalzspeicher, welche seit vielen Jahren in solarthermischen Kraftwerken im Einsatz sind. Indirekte Speicher dagegen nutzen ein anderes Medium zur Speicherung der Wärme als zum Transport. Kraftanlagen München nutzt hierzu die Technik des dynamischen Hochtemperatur-Wärmespeichers auf Basis von keramischen Wabensteinen als Speichermedium und Luft als Wärmeträgermedium. Diese Technologie

wurde im Solar-Versuchskraftwerk Jülich (SVK) erstmals im Pilotmaßstab realisiert und die Funktion erfolgreich demonstriert [8] [9]. Der Hochtemperatur-Wärmespeicher ist aus keramischen Wabensteinen aufgebaut und wird vertikal durchströmt. Hierbei wird zur Einspeicherung der Wärme Heißluft bei bis zu 750°C von oben durch das Speichermaterial geleitet, wobei es die Wärme an die Keramik abgibt. Die warme Luft wird bei ca. 120°C am unteren Ende angesaugt und kann wieder dem Prozess zugeführt werden. Das Keramikbett wird so von oben nach unten durchgeheizt, es bildet sich eine abwärts wandernde Zone mit steilem Temperaturgradienten (Thermocline-Zone) aus. Zur Ausspeicherung der Wärme wird kalte Luft von unten in den Wärmespeicher geführt und während der Durchströmung aufgeheizt. Die heiße Luft wird vom oberen Ende des Speichers dem Prozess zugeführt. Durch die wandernde Thermocline-Zone erreicht der Hochtemperatur-Wärmespeicher eine sehr gute Temperaturstabilität bei der Ausspeicherung der Wärme [10].

3. KONZEPTBESCHREIBUNG

3.1. Wärmespeicher und Elektroerhitzer (Green Heat Module)

Das vorgestellte System basiert auf dem dynamischen **Hochtemperatur-Wärmespeicher** auf Feststoffbasis. Durch einen **elektrischen Erhitzer** wird es möglich, den Hochtemperatur-Wärmespeicher nicht nur aus externen Wärmequellen zu beladen, sondern auch elektrische Energie hierzu einzusetzen. Das Konzept des „**Green Heat Module**“ (GHM) der Kraftanlagen München besteht aus dem Hochtemperatur-Wärmespeicher und einem elektrischen Luftherhitzer, welcher direkt im Wärmespeicher integriert wird. Hierdurch kann über eine speicherinterne Luftzirkulation das Speicherbett mit Hochtemperaturwärme beladen werden (Abbildung 1), welche durch elektrische Überschussenergie erzeugt wird. Aufgrund der geschilderten Entwicklung kann man annehmen, dass ein sehr niedriger oder negativer Strompreis einen signifikanten Anteil grünen Überschussstroms anzeigt.

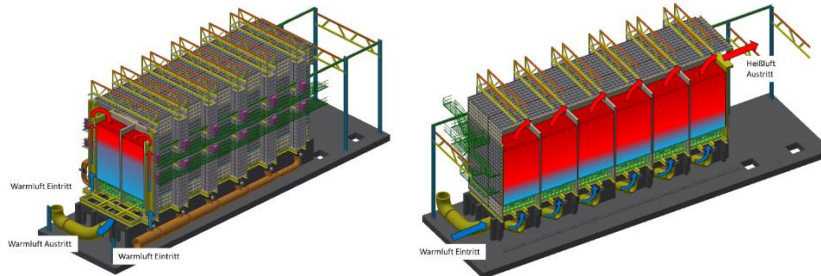


Abbildung 1: Modell des Green Heat Module bei der Beladung (links) und der Entladung (Rechts)

3.2. Asymmetrische GuD-Verschaltung

Das Konzept der „Asymmetrischen GuD“ kombiniert das Green Heat Module mit einer GuD-Anlage, sozusagen eine Green GuD G²uD. Durch das Green Heat Module wird der Betrieb des Dampfkreislaufs der Anlage inkl. Fernwärme- oder Prozesswärmeauskopplung vom Betrieb der Gasturbinen entkoppelt, sodass die Gasturbinen ihre hohe **Flexibilität** erhalten und gleichzeitig der Brennstoff mit dem guten Wirkungsgrad sowie der konstanten Wärmeauskopplung einer GuD-Anlage genutzt wird. Die Asymmetrische GuD besteht aus einer- oder mehreren Gasturbinen, einem Abhitzekessel mit Dampfturbine sowie dem Green Heat Module. Bei Betrieb der Gasturbine zu Spitzenlastzeiten wird das heiße Abgas genutzt, um den Abhitzekessel zu betreiben und/oder die Wärme im Green Heat Module zu speichern (Abbildung 2 oben links). Der Abhitzekessel wird typischerweise kleiner als für eine reine GuD-Anlage konzipiert, um einen gleichmäßigen Betrieb zu ermöglichen. Somit wird im Vollastbetrieb der Gasturbine nur ein Teil des Abgasstroms dem Kessel zugeführt, während der Rest der Wärme dem GHM zugeführt wird.

Bei sinkendem Strombedarf wird die Gasturbine abgeschaltet, der Kessel wird nun durch gespeicherte Wärme aus dem GHM weiterbetrieben. So kann eine konstante Versorgung mit Strom- und Wärme gewährleistet werden (Abbildung 2 oben rechts).

Zusätzlich hat das GHM die Möglichkeit, in Zeiten eines gesättigten Stromnetzes Strom aus dem Netz aufzunehmen und als Hochtemperatur-Wärme einzuspeichern (Abbildung 2 unten). So kann auch, wie z.B. im Marktregime „Nutzen-statt-Abregeln“ **negative Regelleistung** für das Stromnetz bereitgestellt und im Vergleich zu **Power-to-Heat-Anlagen** mit Niedertemperaturwärmespeicher Überschussstrom auf sehr hohem Exergieniveau

gespeichert werden. Weiterhin kann Strom aus eigenen regenerativen Erzeugern aufgenommen werden, wenn das Netz gesättigt und der Strompreis entsprechend niedrig bzw. im negativen Bereich liegt.

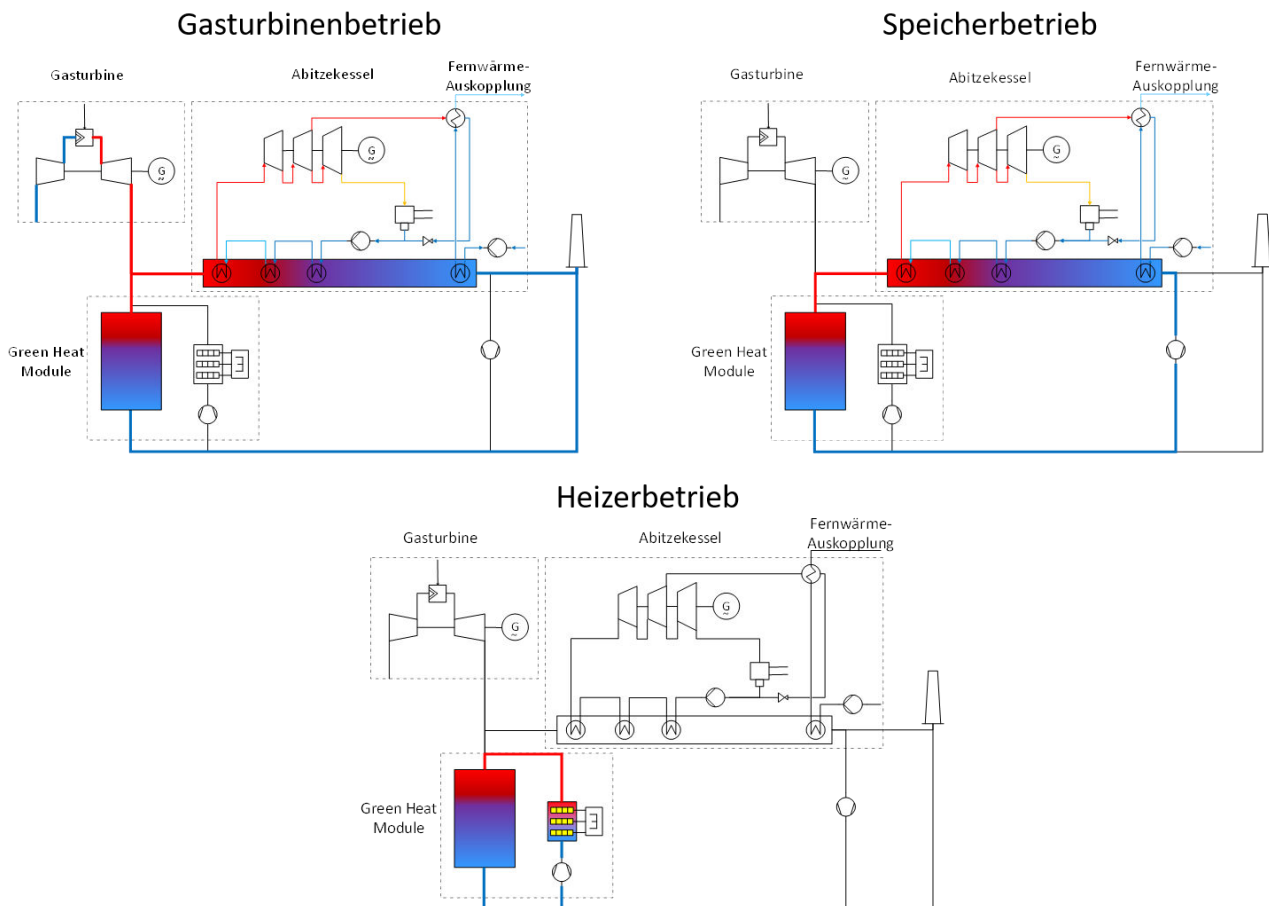


Abbildung 2: Betriebsarten der asymmetrischen GuD-Anlage

Der in dieser Zeit aufgenommene Strom wird zu einem späteren Zeitpunkt als Wärme in den Abhitzekeessel abgegeben und so als KWK-Strom wieder bereitgestellt. So kann eine effektive Sektorenkopplung nicht nur auf sehr hohem Exergieniveau sondern auch bedarfsgerecht erreicht werden. Durch den Hochtemperaturspeicher werden dabei Exergieverluste bei Wandlung Strom – Speicherung – Strom vermieden. Weiterhin wird durch die große Temperaturspreizung eine hohe Energiedichte im Speicher erreicht, wodurch Bestandsanlagen mit Dampfturbinenanlagen einfach zu erweitern sind.

Die Konfiguration einer solchen Anlage kann individuell angepasst werden. Durch den Einsatz des Green Heat Modules entsteht beim Design des Wasser-Dampf- Kreislaufs

sowie der zugehörigen Wärmeauskopplung deutlich mehr Spielraum als bei einer direkten Kopplung an eine Gasturbine. So kann der Prozess individuell an den bestehenden Bedarf angepasst werden. Eine Zusatzfeuerung kann ebenfalls eingeplant werden.

4. BEISPIELKONFIGURATION

Anhand eines Beispielszenarios wurde eine Asymmetrische GuD-Anlage konzipiert (Tabelle 1) und hinsichtlich ihrer Kennzahlen im dynamischen Betrieb mittels Zeitreihenrechnungen untersucht.

Das Beispielszenario ist der Einsatz einer asymmetrischen GuD im Anwendungsfall, wie er bspw. bei Stadtwerken und lokalen Energieversorgern auftritt. Es wird angenommen, dass es einen in den Wintermonaten konstanten Bedarf an Fernwärmeleistung gibt, welcher durch die Anlage gedeckt werden soll. Hierzu soll die Wärmeauskopplung der GuD dienen. Gleichzeitig soll die Anlage am Strommarkt erlösorientiert betrieben werden, um den Brennstoff optimal auszunutzen. Auch die Stromaufnahme in Zeiten von geringen und negativen Strompreisen wird berücksichtigt.

Tabelle 1: technische Daten der Beispielkonfiguration

Gasturbine	Abhitzeessel	Dampfturbine	Wärmespeicher	Elektrischer Heizer
2x SGT 800	2-Druck Prozess	Entnahmekondensation	Hochtemperatur-Wärmespeicher	100 MW _{th} Leistung
57,1 MW _{el}	80 MW _{th}	23,5 MW _{el}	250 MWh Kapazität	95% Effizienz
81,8 MW _{th}	47,5 bar FD-Druck	85% Isentroper Wirkungsgrad	550°C obere Speichertemperatur	
Optionale Zusatzfeuerung		Wärmeauskopplung: 23 MW _{th}		

4.1. Betriebsszenario

Für dieses System wurde ein Modell in Epsilon Professional aufgesetzt (Abbildung 3), um alle Betriebsmodi abbilden zu können. Anschließend wurde mit den Simulationsdaten aus Epsilon eine Zeitreihenrechnung durchgeführt. Hierzu werden Strommarktpreise des Jahres 2018 für den Day-Ahead-Markt verwendet. Für die verschiedenen Monate werden unterschiedliche Rahmenbedingungen angesetzt, je nachdem, ob ein Fernwärmebedarf besteht oder nicht.

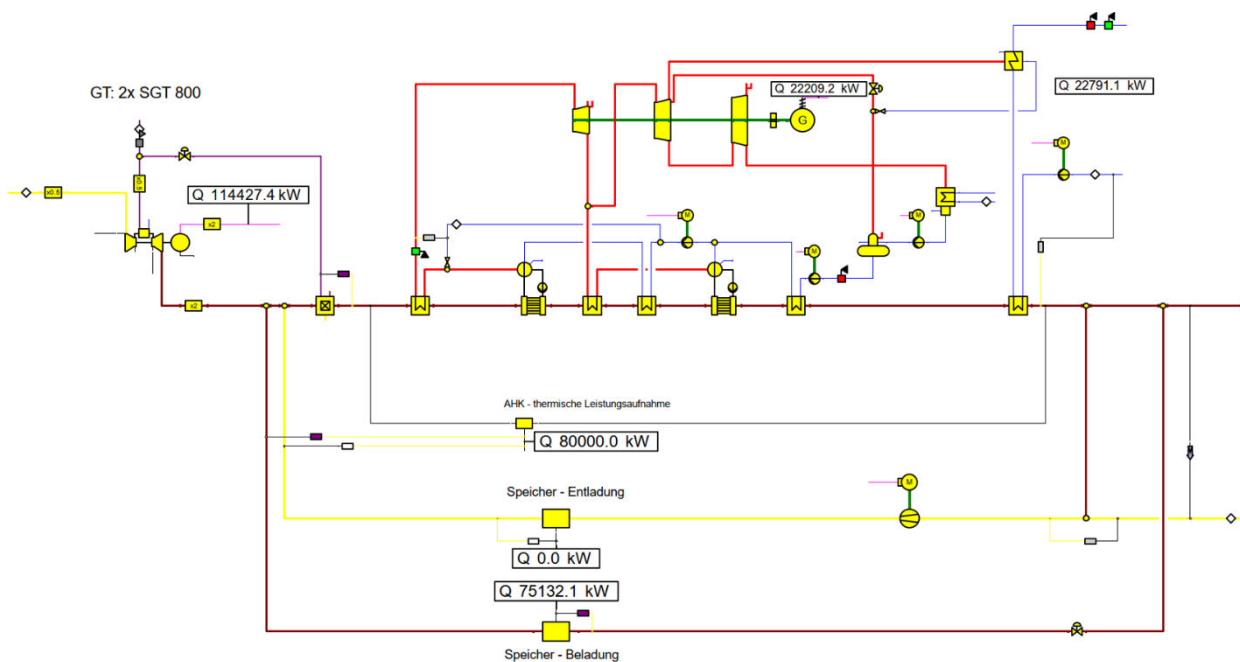


Abbildung 3: Modell der Beispielkonfiguration in Epsilon Professional

Die Zeitreihe unterscheidet sich daher in einen Winter- und einen Sommerbetrieb. Für den Winterbetrieb wird ein konstanter Fernwärmebedarf angesetzt, so dass der Abhitzeessel permanent betrieben werden muss. Die Wärmeerzeugung wurde dabei nach den jeweiligen Day-Ahead Strommarktpreisen angepasst, um KWK-Strom in Hochpreiszeiten bereitzustellen. In Zeiten von sehr geringen Strompreisen wird der Wärmespeicher über den Elektroerhitzer aufgeladen bzw. der Wärmebedarf durch diesen gedeckt. Der Betrieb der Gasturbinen orientiert sich dabei an der erforderlichen Wärmeerzeugung sowie der Entwicklung des Strommarktpreises in einem 12-Stunden Intervall. Die Erzeugung wird dabei in die Zeiten gelegt, in welchen der Strompreis oberhalb des Medians im jeweiligen

12-Stunden Intervall liegt. So wird der Brennstoff optimal ausgenutzt und zusätzlich Leistung zur Stabilisierung des Netzes bereitgestellt.

Der Winterbetrieb wird dabei vom 1. Oktober bis zum 30. April angenommen.

Im Sommerbetrieb wird die Anlage dagegen rein strommarktgeführt betrieben. Die Gasturbinen werden betrieben, sobald der Strompreis oberhalb der Grenzerzeugungskosten liegt. Dieser wird aus dem angenommenen Gaspreis inkl. CO₂-Preis sowie dem Wirkungsgrad der Anlage in GuD-Betrieb gebildet. Die Abwärme wird kontinuierlich durch die Dampfturbine verstromt, sofern der Strompreis nicht zu niedrig liegt.

Der Sommerbetrieb wird dabei vom 1. Mai bis zum 30. September angenommen.

4.2. Ausschnitt aus dem simulierten Betrieb

Die folgenden Abbildungen zeigen Ausschnitte aus den Simulationsergebnissen. Herausgegriffen wurden einige Sommertage (Abbildung 4) und Wintertage (Abbildung 5)



Abbildung 4 Typischer Sommerbetrieb ohne Fernwärmeproduktion

Die Anlage produziert im Sommer Strom mit voller Leistung (Leistung: grüner Verlauf) sobald die Stromgrenzkosten (Strombörsenpreis: blauer Verlauf) überschritten werden. Aufgrund der asymmetrischen Anlagenauslegung wird die Abgaswärme hinter Gasturbinen

nicht vollständig verstromt, sondern teilweise eingespeichert (Speicherstand: roter Verlauf). In Zeiten niedrigerer Preise wird der Speicher über den AHK entleert und als Strom eingespeist.

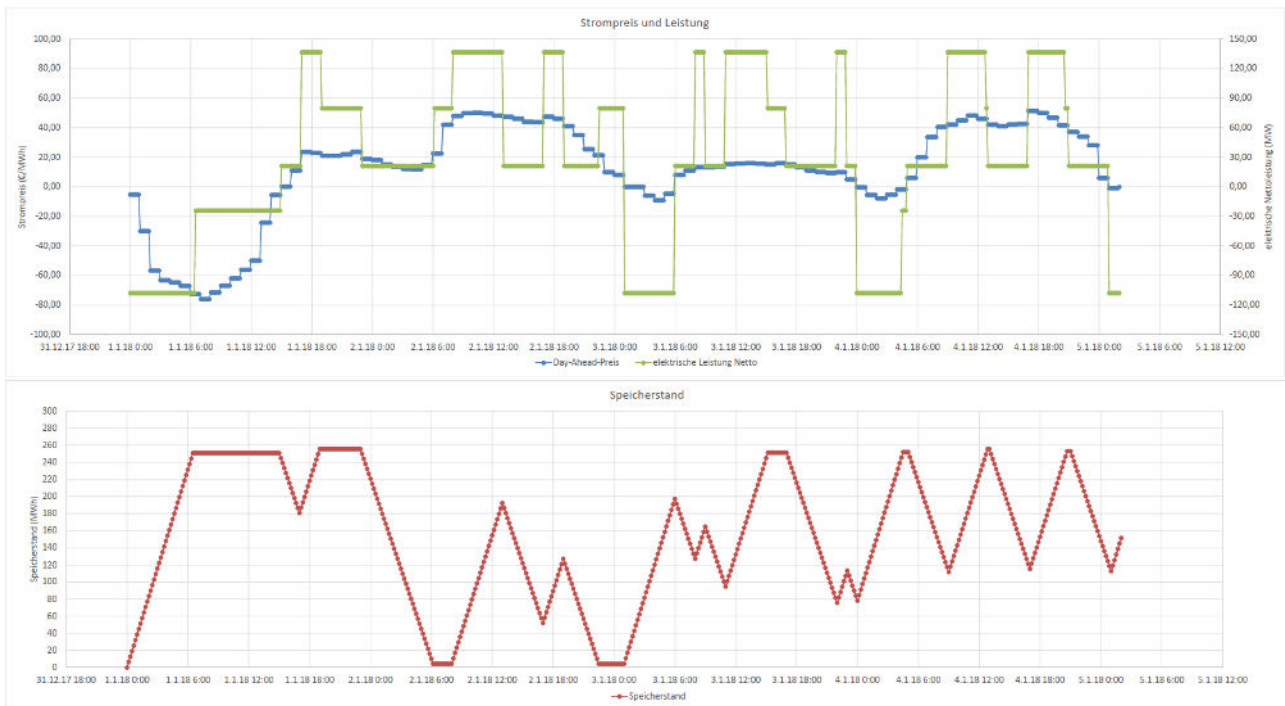


Abbildung 5 Typischer Winterbetrieb mit Fernwärmeproduktion

Der Winterbetrieb ist dadurch gekennzeichnet, dass wärmeorientiert gefahren wird. In der Simulation wird eine konstante Wärmeproduktion bei Vollast innerhalb der Heizperiode angenommen. In Zeiten negativer Strompreise wird der Speicher über den Heizer des Green Heat Modules befüllt.

4.3. Simuliertes Betriebsjahr

Mit der Anlage wurde ein komplettes Betriebsjahr mit dem oben erwähnten einfachen Einsatzszenario simuliert. Hierbei wird zugrunde gelegt, dass die Stromproduktion der Anlage über die Day-Ahead-Auktion der Strombörse EPEX Spot anbietet. Das Einsatzszenario wurde daher soweit wie möglich an des Verlaufs des Auktionspreises angepasst. Die Stromproduktion über das Jahr zeigt die folgende Abbildung 6:

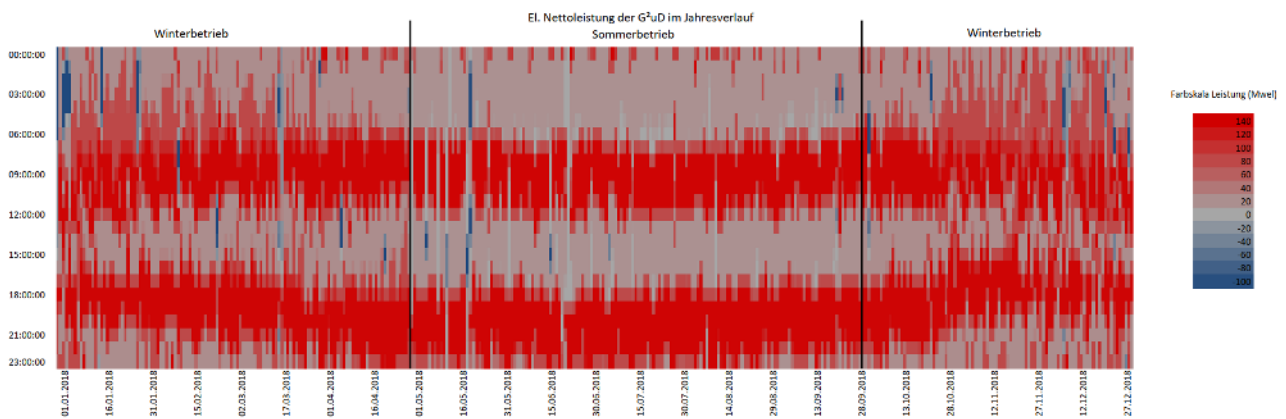


Abbildung 6 Heat-Map Darstellung der jährlichen Stromproduktion

Blau eingefärbte Bereiche markieren Zeitfenster, in welchen über den Elektroheizer Strom aus dem Netz bezogen wird. In diesen Zeiten ist der Börsenpreis für Strom negativ, oder sehr gering. In Zeitfenstern mit hohem Strompreis wird die volle Leistung der Gasturbinen genutzt (typischerweise in den Morgen- und Abendstunden, rote Bereiche). In Zeiten mit geringem Strompreis werden die Gasturbinen abgeschaltet und die Anlage aus dem Wärmespeicher betrieben (graue Bereiche).

Die aus dieser Simulation ermittelten jährlichen Kennzahlen für die Anlage sind in Tabelle 2 zusammengestellt. In dieser einfachen Rechnung wurde keine Optimierung des Dispatchings betrieben sowie die Gaspreise als konstant über das Jahr angenommen.

Tabelle 2: Kennzahlen der asymmetrischen GuD aus der Jahressimulation

Auswertzeit	Jahr	2018	
Gaspreis inkl. CO ₂ -Abgabe	€/MWh	15	
mittlerer Strompreis	€/MWh	44,47	
Wärmepreis ab Kraftwerk	€/MWh	25,00	
mittlerer negativer Strompreis	€/MWh	14,00	
Erzeugung und Verbrauch	Sommer	Winter	gesamt
	MWh	MWh	MWh
Gasverbrauch	438.460	716.201	1.154.660
Stromerzeugung netto	242.381	368.145	610.526
Wärmeerzeugung	0	116.450	116.450
Strombezug für Speicher	-2.368	-9.906	-12.275
	h	h	h
Vollaststunden Gasturbinen	1528	2365	3893
Vollaststunden Dampfturbine	3102	4735	7836

Bezogen auf das Jahr 2018 mit dem entsprechenden Erdgaspreis, CO₂-Preis und Strompreis erkennt man einen häufigen Einsatz der Anlage bei der Bereitstellung positiver elektrischer Energie. Bei Unterstellung einer Regulatorik im gleichen Jahr, die einen direkten Zugriff auf niedrige oder negative Strompreise an der Strombörse ohne Steuern, Gebühren und Abgaben erlaubt, erkennt man, dass auch die Bereitstellung negativer elektrischer Energie durch die Elektroerhitzer ergänzend mit zeitversetzter Rückverstromung genutzt wird. Durch den deutlichen Anstieg der CO₂-Preise in 2021 ist zu erwarten, dass sich der Bedarf für eine hochflexible aber gleichzeitig hocheffiziente und versorgungssichere Spitzenlastversorgung zur Bereitstellung positiver und negativer Energie weiter erhöht und eine Anlagenerweiterung mit dem hier vorgestellten Konzept diese Lücke sehr gut schließt.

5. ZUSAMMENFASSUNG UND AUSBLICK

Seit dem betrachteten Jahr 2018 hat sich die Marktlage weiter verändert, wie die folgenden statischen Daten von Strombörse zeigen. Hierbei lassen sich folgende Entwicklungen ausmachen:

- Die Extrema im Strompreis (gemessen an der Entwicklung der Auktionspreise im Day-Ahead-Handel) haben sowohl in der Höhe als auch der Häufigkeit zugenommen (Abbildung 7)
- Zeiten mit einem relativ konstanten, mittleren Preisniveau werden seltener (Abbildung 8)
- Zeiten mit negativem Strompreis haben weiter zugenommen. Während diese sich im Jahr 2018 noch auf 138 Stunden summierten, wurden 2020 bereits 301 Stunden mit negativem Strompreis verzeichnet. [2]

Ob sich das verstärkte Auftreten negativer Strombörsenpreise in den kommenden Jahren fortsetzt, ist nicht sicher abzusehen. Einerseits würden diese durch den nötigen massiven und beschleunigten Zubau der erneuerbaren Energien, welcher zum Erreichen der europäischen Klimaziele unerlässlich ist, verstärkt. Allerdings fallen in den nächsten Jahren mit Atom- und Kohlekraft weitere Erzeuger für die Residuallast weg, welche mittelfristig durch dekarbonisierte Erzeugungsanlagen oder im ungünstigen Fall durch Importe ersetzt werden müssen. Da in einem europäischen Kontext unsere Nachbarn vor gleichen

Herausforderungen stehen, die sich aus den europäischen und internationalen Übereinkommen ergeben, so stellt sich die Frage, woher die Exportkapazitäten für die Residuallast bis 2030 kommen sollen. Aufgrund der politisch bereits beschlossenen, massiven, europaweiten Erhöhung des CO₂-Preises wird es zu einer dynamischen Transformation des Energieeinsatzes hin zu CO₂ armen Prozessen kommen. Dies betrifft den Verkehr (Stichwort Elektromobilität), die Grundstoffindustrie (Stichwort CO₂-freier Zement), die Chemie- und Lebensmittelindustrie (Stichwort Umstellung thermischer Trennverfahren auf Membrantrennverfahren u.v.a.m). Für viele dieser Prozesse wird in Zukunft grüner Strom benötigt werden, der in der Regel nicht dann zur Verfügung steht, wenn man ihn braucht.

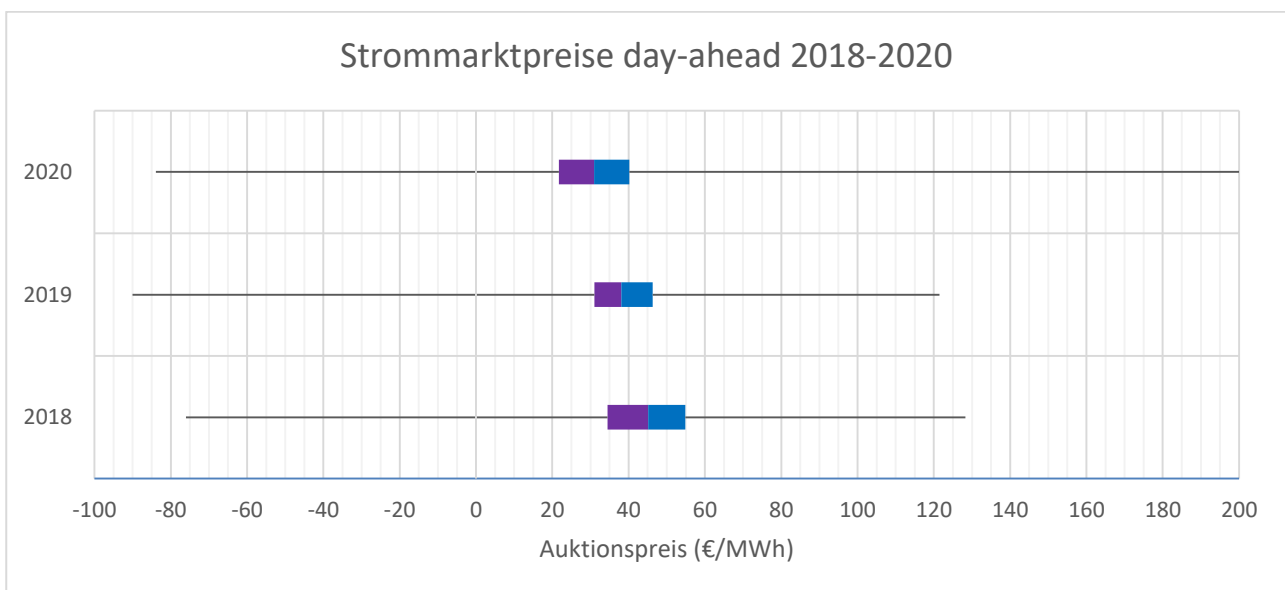


Abbildung 7: Box-Darstellung der Preisentwicklung im day-ahead-Stromhandel 2018 bis 2020 [2]

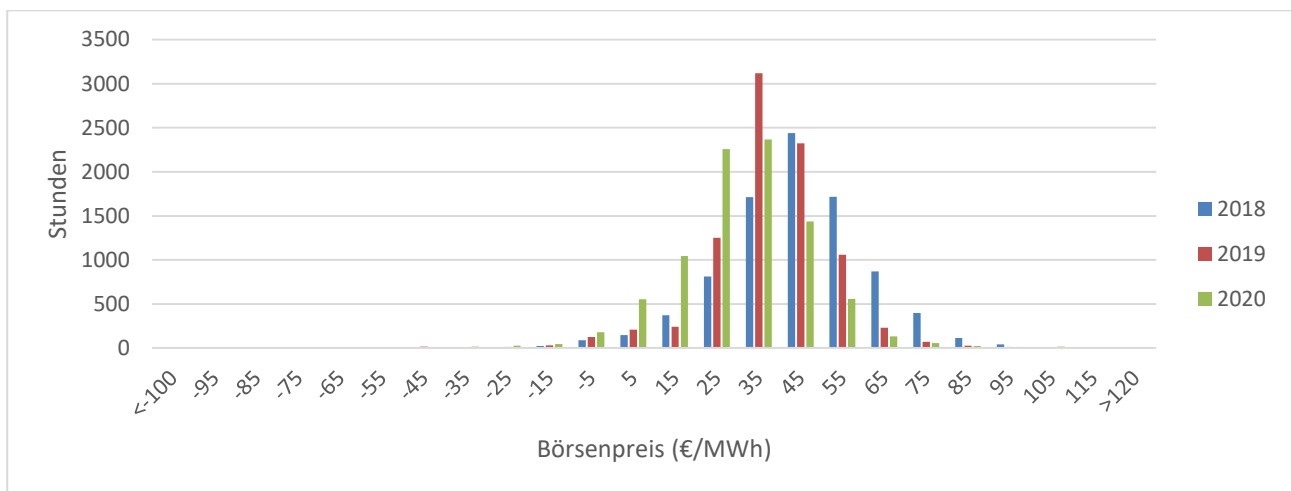


Abbildung 8: Histogramm der Preisentwicklung im day-ahead-Stromhandel 2018 bis 2020 [2]

Dieser Effekt, der in Zukunft stärker zum Tragen kommt und getrieben durch den bereits erwähnten steigenden CO₂-Preis führt dann zu einer weiteren Zunahme der Preisspitzen in Zeiten von niedriger erneuerbarer Stromerzeugung. Eine flexible Anlage, welche auf die möglichen Marktentwicklungen reagieren kann, bietet einem Betreiber also für die Zukunft die beste Sicherheit.

Der große Vorteil der Kombination des Green Heat Modules mit der GuD ist die enorme **Flexibilität**, wodurch die Anlage zukünftig wirtschaftlich produzieren kann und gleichzeitig zur **Dekarbonisierung** der Energieerzeugung einen Beitrag leisten kann, indem zusätzlich CO₂-arme Brennstoffe (Ammoniak, Wasserstoff) und grüner Strom eingesetzt werden können: Also eine G²ud – Anlage.

Zukünftig stehen weiterhin starke Veränderungen in der Betriebsführung der Übertragungs- und Verteilnetze an, die durch den Beschluss der Bundesregierung viele Klimaschutzmaßnahmen bereits auf 2030 vorzuziehen, mit zunehmender Beschleunigung auftreten. Dabei werden häufiger und länger negative Strompreise zu beobachten sein und die Preisspitzen insgesamt an der Strombörse zunehmen. Zudem wird auch diskutiert, den Strompreis als Regelsignal für Verbraucher zu verwenden. Demgegenüber steht allerdings noch die historische Regulatorik, die einen wirtschaftlichen Zugriff auf niedrige bzw. negative Strompreise aufgrund der Steuern, Gebühren und Abgaben verhindert, sodass die dringend erforderliche Kopplung der Sektoren Erneuerbare Stromerzeugung mit Fernwärme- oder Prozessdampferzeugung ausbleibt. Der Möglichkeit, offene Gasturbinenanlagen als

besondere netztechnische Betriebsmittel einzusetzen, werden durch die 13. BImSchV enge Grenzen gesetzt. Diese Kombination einer ausgewogen ausgelegten GuD-Anlage mit dem Green Heat Module, also einer hochflexiblen G²uD, zeigt ein breites Anwendungsfeld. Zudem ist es ohne weiteres möglich, auch vorhandene GuD-Anlage mit einem Green Heat Module auszurüsten, so dass diese Anlage auch noch längere Zeit anpassungsfähig betrieben werden können.

Die G²uD gibt Stadtwerken mit Dampfturbinenanlagen die Möglichkeit, die zunehmende Varianz der Strompreise bei negativer wie bei positiver Energiebereitstellung für sich zu nutzen und den Transformationsprozess der Stromerzeugung wirtschaftlich, versorgungssicher und sehr CO₂-reduziert zu unterstützen: renewables first, G²uD second.

6. LITERATURVERZEICHNIS

- [1] S. Fritz und M. Pehnt, „Der Kohleausstieg und die Auswirkungen auf die betroffenen Fernwärmenetze,“ Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit, Heidelberg, 2019.
- [2] EPEX SPOT, „European Power Exchange,“ <https://www.epexspot.com/en>, 2021.
- [3] Next Kraftwerke GmbH, „Was sind negative Strompreise und wie entstehen sie?,“ Next Kraftwerke, [Online]. Available: <https://www.next-kraftwerke.de/wissen/negative-strompreise>. [Zugriff am Juli 2021].
- [4] Stadtwerke Düsseldorf AG, „Block "Fortuna" Düsseldorfs Erdgaskraftwerk in Zahlen,“ 2021. [Online]. Available: <https://www.swd-ag.de/>.
- [5] „Strom-Forschung, thermische Kraftwerke, Gasmotoren,“ Projektträger Jülich, Forschungszentrum Jülich GmbH, [Online]. Available: <https://stromforschung.de/forschungsthemen/thermische-kraftwerke/gasmotoren/>. [Zugriff am Juli 2021].
- [6] Stadtwerke Kiel, „Küstenkraftwerk Kiel - Wärmespeicher,“ 2019. [Online]. Available: <https://www.stadtwerke-kiel.de/ueber-uns/kuestenkraftwerk/technik>.
- [7] K. Stahl, P. Moser, R. Marquardt, M. Siebert, S. Kessler, F. Maier, M. Krüger, S. Zunft, V. Dreißigacker und J. Hahn, „Flexibilisierung von Gas- und Dampfturbinenkraftwerken durch den Einsatz von Hochtemperatur-Wärmespeichern (FleGs),“ Technische Informationsbibliothek (TIB), Hannover, 2013.
- [8] S. Zunft, M. Hänel, M. Krüger, V. Dreißigacker, F. Göhring und E. Wahl, „Jülich Solar Power Tower - Experimental Evaluation of the Storage Subsystem and Performance Calculation,“ *ASME. Journal of Solar Energy Engineering*, p. 133(3), 2011.

- [9] T. Baumann, F. Göhring, h. Stadler und T. Doerbeck, „Jülich solar power tower - system behaviour during downtime,“ in *AIP conference proceedings 1850, 030004*, SolarPACES, Abu Dhabi, 2017.
- [10] S. Zunft, M. Hänel, M. Krüger und V. Dreißigacker, „High-temperature heat storage for air-cooled solar central receiver plants: a design study,“ SolarPACES Berlin, 2009.