

Flexibilisierung einer GuD-KWK-Anlage durch Einsatz eines Hochtemperaturenergiespeichers (FLEXKWK)

Zusammenfassung

Richard Lindenau, Dr. Christoph Guder, Dr. Peter Deeskow, Benjamin Fischer (Iqony Solutions)

Christian Kissling, Karsten Schwinn (Kraftblock)

Selman Muslubas, Dr. Gerd Oeljeklaus (Uni Duisburg-Essen)

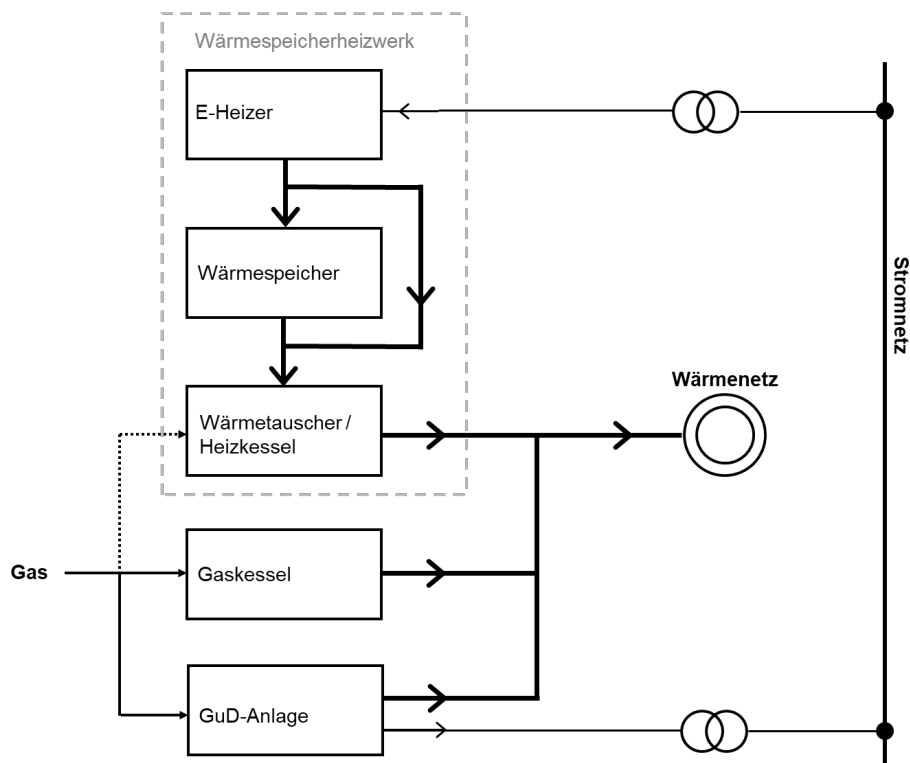
Nils Gathmann (Steinmüller Engineering)

24.05.2024

Einleitung

Gas- und Dampfturbinen-Kraftwerke (GuD) haben durch die gekoppelte Erzeugung von Wärme und Strom nach dem Prinzip der Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) eine höhere Effizienz und verursachen weniger Treibhausgasemissionen als Gaskraftwerke. Allerdings werden GuD-Anlagen oft wärmegeführt betrieben, da sie die Wärmeversorgung ihrer Kunden aufrechterhalten müssen. Eine zeitliche Entkopplung von Strom- und Wärmebereitstellung kann dem entgegenwirken und für eine höhere Flexibilität beim Anlagenbetrieb sorgen.

Ziel dieser Machbarkeitsstudie, die im Jahr 2023 durchgeführt und vom Land NRW (progres.nrw – Förderkennzeichen EFO 0184A-C) gefördert wurde, war es deshalb herauszufinden, ob es wirtschaftliche Wege gibt, Komponenten bestehender KWK-Anlagen in Zusammenhang mit einer CO₂-neutralen Wärmeerzeugung weiterzubetreiben. Dazu sollte ein Konzept erarbeitet und techno-ökonomisch bewertet werden, das mit Überschussstrom beheizte Hochtemperaturspeicher nutzt, um ein fossilbefeuertes Bestandskraftwerk in ein Speicherheizwerk umzubauen. Das Speicherheizwerk (siehe nachfolgende Abbildung) sollte dann die Fernwärmeleistung besichern bzw. temporär eine bestehende GuD-Anlage substituieren und so den Verbrauch von Erdgas oder zukünftig Wasserstoff reduzieren.



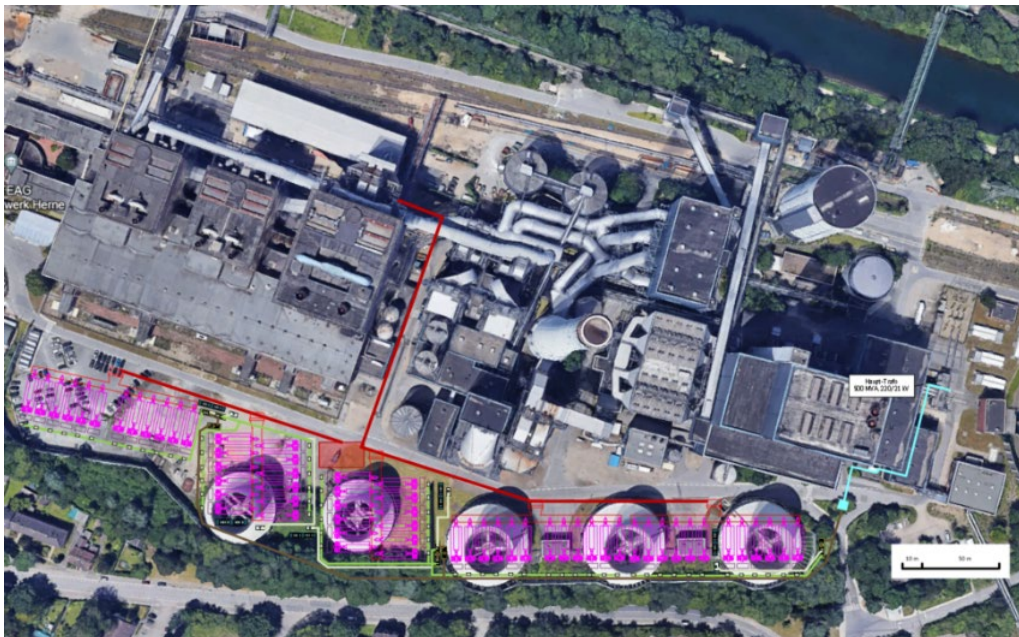
Wesentliche Randbedingungen für die Studie waren:

- Speicherbeladung in ca. 12 Stunden mit einer Temperatur von 1.000 °C
- Speicherentladung in ca. 8 Stunden mit einer Temperatur von 1.000 °C
- Fernwärmeleistungen von bis zu ca. 300 MW
- maximale Vorlauftemperatur für die Fernwärme von 180 °C

Für die Betrachtung war der mit patentiertem Pellet-Material gefüllte Feststoffspeicher das zentrale Bauteil. Das Speichermaterial besteht aus bis zu 85 % Schlacke (aus der Stahl- oder Glasindustrie) und wird zusammen mit weiteren Zusatzstoffen und einem anorganischen, feuerfesten Bindermaterial unter atmosphärischen Bedingungen mittels Pelletierung auf die gewünschte Korngröße gebracht. Die maximal mögliche Speichertemperatur des eingesetzten Speichermaterials beträgt bis zu 1.300 °C. Der Speicheraufbau erfolgt modular, basierend auf den Außenabmessungen eines 20-Fuß-Containers, d. h. zahlreiche Speichersystemeinheiten ergeben die notwendige Gesamtspeicherkapazität. Die Beladung erfolgt durch sogenannte Power-to-Heat- Einheiten (PtH; elektrische Luft-Widerstandsheizler; zurzeit Limitierung auf 1.000 °C bei kommerziell verfügbaren Systemen im MW-Maßstab), die mittels Gebläse durchströmt werden. Die auf 1.000 °C erheizte Heißluft tritt in den Speicher ein und heizt beim Durchströmen das Speichermaterial auf 1.000 °C auf. Für die Einbindung eines derartigen Speichers wurden im Einzelnen folgende Konzeptvarianten untersucht:

Konzept Variante A: Direkte Fernwärmeerzeugung

Bei dieser Variante erfolgt eine direkte Fernwärmeerzeugung aus dem Speicher mittels eines neuen Wärmetauschers zur direkten Übertragung der Wärme aus der Speicherheißluft in das Fernwärmenetz. Nachfolgend wird beispielhaft eine Aufstellungsskizze für Variante A gezeigt.



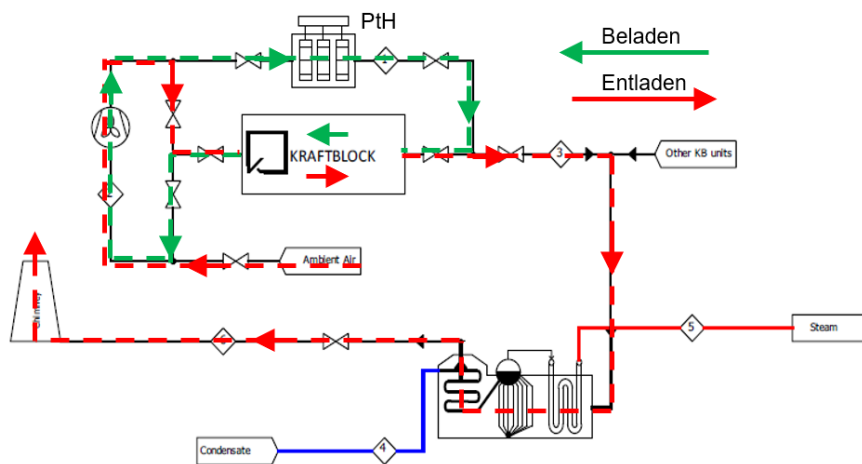
Konzept Variante B: Nutzung Bestandskessel

Alternativ wurde eine Fernwärmebereitstellung durch die Speicherintegration in ein umgerüstetes Bestandskraftwerk untersucht. Kern dieser Betrachtungen war, ob der bestehende, ursprünglich mit Steinkohle befeuerte und auf einen Gasbetrieb umgerüstete Dampferzeuger auch für einen Betrieb mit heißer Luft aus

dem Hochtemperaturspeicher geeignet wäre. Hierbei wurde eine Modifikation des Kessels bzw. der Heizflächen ausgeschlossen. Bei Entladung des Speichers könnte dann Dampf mit für die Fernwärmebereitstellung geeigneten Parametern erzeugt werden und über die vorhandene Fernwärme-Station in das Fernwärmenetz übertragen werden. Hier wurden zwei Untervarianten betrachtet:

- **Variante B1:** Betrieb des Kessels ausschließlich über die Speicherheißluft („stand alone“)
- **Variante B2:** Betrieb des Kessels über einen Gas-/Heißluft-Mischbetrieb („Fuelsaver/Hybrid“)

Variante B1 wurde aus technischen und wirtschaftlichen Gründen nach der Konzeptentwicklung nicht mehr weiterverfolgt. In der Wirtschaftlichkeitsanalyse wurde nur noch Variante B2 weiter betrachtet, in der eine mögliche Gaseinsparung durch den Einsatz der Speicherheißluft untersucht wurde. Nachfolgend wird beispielhaft für Variante B ein Schema gezeigt.



Zur Analyse der Variante B wurde ein stationäres Simulationsmodell in EBSILON®Professional erstellt und damit thermodynamische Kreislaufberechnungen durchgeführt. Der thermische Energiespeicher wurde über eine Schnittstelle in das Simulationsmodell integriert. Basierend auf den Ergebnissen wurde anschließend ein dynamisches Modell zur weiteren Analyse entwickelt.

Ergebnisse

Als wesentliches Ergebnis lässt sich festhalten, dass die Einbindung eines thermischen Speichersystems in der GWh-Klasse an einem bestehenden Kraftwerksstandort wesentlich zur Dekarbonisierung und Defossilisierung der Fernwärmeerzeugung beitragen kann.

Die Variante A (neuer Wärmetauscher) kann bei ausreichender Dimensionierung der PtH-Einheiten die Versorgung leistungsmäßig sicherstellen. Es gilt aber, einen erheblichen Platzbedarf (ca. 1,8 ha) zu berücksichtigen. Bei der Standortwahl wäre ein vorhandener Kraftwerksstandort aufgrund der gegebenen Infrastruktur (elektrische Anschlussleistung und Anschluss an das Fernwärmenetz) gegenüber neu zu erschließenden Standorten zu bevorzugen.

Die Umrüstung eines bestehenden Dampfkraftwerks auf ein Wärmespeicherheizwerk ist möglich, dabei kann es je nach Anlage zu wesentlichen Einschränkungen kommen. Bei einem vollständigen Heißluftbetrieb des Dampfkessels (Variante B1) kommt es zu hohen Luftaustrittstemperaturen hinter dem Kessel. Dies führt zu einer sehr niedrigen Systemeffizienz und gefährdet die vorhandenen nachgeschalteten Komponenten. Die mögliche Gegenmaßnahme eines geschlossenen Kreislaufs ist aufgrund der Platzverhältnisse kaum realisierbar.

Bei dem unterstützenden Betrieb des Dampfkessels (Variante B2 Fuelsaver, Heißluft zusätzlich zur Gasfeuerung) kann bei Einhaltung einer Luftaustrittstemperatur hinter Luvo von 160 °C eine Gaseinsparung von 20 bis maximal 30 % erreicht werden. Die Anlage wäre hierbei weiterhin abhängig von fossilen Brennstoffen.

Um abschließend die Wirtschaftlichkeit des Gesamtsystems einschätzen zu können, sind bei Anlagenkonfigurationen mit Energiespeichern Simulationsrechnungen zur Einsatzoptimierung (mit stündlicher Auflösung) notwendig. Diese Einsatzoptimierung erfolgte mit der Software JollyJumper für Jahresbetrachtungen in einer stündlichen Auflösung.

In dieser Untersuchung wurden zur Vereinfachung Nettoenergiepreise für Strom und Gas berücksichtigt, da Betrachtungen auch für die Zukunft und den Einsatz von Wasserstoff gemacht wurden und die damit verbundenen zukünftigen Bruttoenergiekosten nicht seriös vorhersagbar sind.

Als Referenz für die Einsatzoptimierung diente im Basisszenario der Betrieb einer GuD-Anlage und eines Gaskessels zur Deckung des vorgegebenen Wärmebedarfs. Beide Anlagen sind in der Lage, den maximalen Wärmebedarf von bis zu 300 MW einzeln zu decken. In allen betrachteten Szenarien mit Einsatz eines Wärmespeicherheizwerks wurde eine Differenzbetrachtungen (Mehrerlös bzw. Minderkosten) zum Basisszenario für das Gesamtsystems durchgeführt.

Als Rückschluss aus der Wirtschaftlichkeitsanalyse lässt sich ableiten, dass eine reduzierte Speicherkapazität zur Erhöhung der Vollzyklenzahl bei gleichzeitig unveränderter Beladeleistung eine vorteilhafte Option sein könnte. Durch die Entkopplung von Speicher und Beladeeinheit könnte dies mit dem Kraftblock-Konzept umgesetzt werden.

Für die beiden Wärmespeicherheizwerkkonzepte Variante A und Variante B2 wurde die Wirtschaftlichkeit in zwei ausgewählten Szenarien („Ist“ und „grüne Zukunft“) anhand von Wärmegestehungskosten betrachtet. In den Szenarien konnten für beide Varianten gegenüber dem Bestand (GuD und Gaskessel) Einsparungen bei den Betriebskosten erzielt werden, die mit einer geringeren Wärmebereitstellung der GuD-Anlage einhergehen.

Jedoch liegen erst im grünen Zukunfts-Szenario die Wärmegestehungskosten verglichen mit denen eines neu gebauten Gaskessels in beiden Varianten niedriger, allerdings auf einem insgesamt höheren Kostenniveau als im Ist-Szenario. Der Grund ist die Annahme, dass in der Zukunft kein Erdgas, sondern „grüner“ Wasserstoff eingesetzt werden wird, der wiederum mit Strom aus erneuerbaren Energien erzeugt wird. In diesem Fall ist

dann nur noch die Variante A interessant, da diese ohne teure Gaszuführung auskommt. Eine elektrisch basierte Wärmeerzeugung ist damit in dem betrachteten Zukunftsszenario wirtschaftlicher als eine gasbasierte. Aufgrund des Einsatzes von grünem Wasserstoff sind jedoch keine CO₂-Emissionseinsparungen mehr möglich.

In Anbetracht des geplanten inländischen Ausbaus der erneuerbaren Energien und des geplanten Ausstiegs aus der Nutzung fossiler Brennstoffe ist davon auszugehen, dass sich die (wirtschaftlichen) Randbedingungen, vor allem durch eine stärkere Volatilität der Strompreise, für den Einsatz von Wärmespeicherheizwerken bis zum Erreichen einer emissionsfreien und klimaneutralen Zukunft stetig verbessern werden. Wärmespeicherheizwerke bieten somit ebenfalls die Möglichkeit, die in Zukunft häufiger zu erwartenden Strom-, „Überschüsse“ effektiv zu nutzen (Stichwort: Demand-Side-Management & „Nutzen-statt-abregeln“).