

Dampfturbinen für die Sektorkopplung Strom und Wärme

Andreas Gebhardt und Patrick Hoffmann

Traditionelle wärmegeführte KWK-Anlagen mit Dampfkessel und Dampfturbine zeichnen sich durch einen hohen Brennstoffnutzungsgrad aus. Der erzeugte Strom ist jedoch oft nur ein Nebenprodukt, wodurch das System nicht flexibel genug ist, um auf Strompreisschwankungen zu reagieren. Statt bei hohen Strompreisen am Spotmarkt mehr Strom einzuspeisen, orientiert sich die Einspeisung ausschließlich am Wärmebedarf der Verbraucher, wie beispielsweise eines Fernwärmenetzes.

Durch die Integration von Wärmespeichern kann die Flexibilität solcher Anlagen erheblich gesteigert werden. In Zeiten niedriger Strompreise wird vermehrt Dampfausgekoppelt, um neben der Versorgung der Wärmeverbraucher gleichzeitig einen thermischen Speicher zu füllen. Eine Herausforderung dieser Flexibilisierung besteht darin, dass die Niederdruckstufe einer Dampfturbine einen Mindestmassen-

strom benötigt, was das Flexibilisierungspotenzial solcher Anlagen einschränkt.

Durch eine Tandemanordnung mit einem Generator mit zwei Kupplungsenden und einer Überholkupplung kann die Niederdruckturbine bei niedrigen Strompreisen einfach abgeschaltet werden. Der Turbosatz wird dann als Gegendruckmaschine (wärmegeführt) betrieben, wobei der gesamte Abdampf zum Heizkondensator und Wärmespeicher geleitet wird. Steigen die Strompreise am Spotmarkt, kann die Niederdruckturbine wieder in Betrieb genommen werden, um mehr Strom einzuspeisen, während die Wärmeverbraucher aus dem Wärmespeicher versorgt werden.

Für die Umsetzung dieser Strategie sind flexible, schnellstartfähige Dampfturbinen mit leichten Rotoren erforderlich, die bei häufigem An- und Abfahren keine Verschleißerscheinungen oder andere Schäden aufweisen.

1.1 Einleitung

Die zunehmende Integration erneuerbarer Energien in das deutsche Stromsystem stellt konventionelle Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen (KWK) vor neue Herausforderungen. Seit dem Jahr 2011 hat sich die Struktur des Strommarkts grundlegend verändert: Während früher vor allem Verbraucher mit konstantem Lastprofil durch reduzierte Netzentgelte begünstigt wurden, liegt der Fokus heute auf der Bereitstellung von Flexibilität. Diese wird insbesondere durch Preissignale an kurzfristigen Handelsplätzen wie dem Day-Ahead- und Intraday-Markt incentiviert. In diesem Kontext gewinnen dezentrale, schnell regelbare Anlagen zunehmend an Bedeutung gegenüber trägen, zentralisierten Großkraftwerken.

KWK-Anlagen, insbesondere solche mit Festbrennstoffen und Dampfturbinen, gelten traditionell als wenig flexibel. Ihre Hauptaufgabe liegt in der Wärmebereitstellung, während die Stromerzeugung meist nur ein Nebenprodukt darstellt. Dies führt zu einer starren Fahrweise, die kaum auf kurzfristige Strompreisschwankungen reagieren kann. Ziel dieses Beitrags ist es, anhand einer vereinfachten Studie zu zeigen,

wie sich die Stromproduktion dezentraler KWK-Heizkraftwerke durch den Einsatz geeigneter Dampfturbinenkonzepte und Wärmespeicher flexibilisieren lässt. Durch aktives Trading an den Spotmärkten können so zusätzliche Erlöse generiert und gleichzeitig die Energieeffizienz gesteigert werden.

1.2 Kraft-Wärme-Kopplung

Kraft-Wärme-Kopplung beschreibt die gleichzeitige Erzeugung von Strom und nutzbarer Wärme in einem gekoppelten Prozess. Der große Vorteil dieser Technologie liegt in ihrer hohen Energieeffizienz: Während in konventionellen Kraftwerken ein Großteil der eingesetzten Primärenergie ungenutzt als Abwärme verloren geht, kann diese in KWK-Anlagen zur Beheizung von Gebäuden oder zur Prozesswärmeversorgung genutzt werden. Moderne KWK-Anlagen erreichen Brennstoffausnutzungsgrade von bis zu 90 % und leisten damit einen wichtigen Beitrag zur Reduktion von CO₂-Emissionen und zur Erhöhung der Versorgungseffizienz.

Der klassische Aufbau eines KWK-Heizkraftwerks besteht aus einem Dampfkessel, der mit verschiedenen Brennstoffen wie Erdgas, Biogas, Biomasse oder Abfall befeuert wird, und einer Dampfturbine, die den erzeugten Dampf zur Stromerzeugung nutzt (Bild 1).

Der Abdampf wird anschließend zur Wärmeversorgung, z.B. über ein Fernwärme-

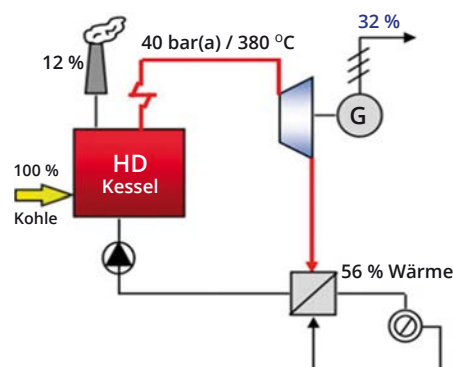


Bild 1. Klassischer Aufbau KWK-Heizkraftwerk [1].

Autoren

Dipl.-Ing. Andreas Gebhardt
Research & Development
Turbo-Products

Dipl.-Ing. Patrick Hoffmann
Howden,
a Chart Industries Company
Frankenthal, Deutschland

netz, verwendet. Typische Energieverteilungen in solchen Anlagen sind [1]:

- Strom: ca. 32 %
- Wärme: ca. 56 %
- Brennstoffausnutzung: ca. 88 %
- Verluste: ca. 12 %

Trotz dieser hohen Effizienz sind klassische KWK-Anlagen in ihrer Fahrweise meist wärmegeführt, d.h. die Stromproduktion richtet sich nach dem aktuellen Wärmebedarf. Um diese Einschränkung in der Flexibilität im Hinblick auf die Teilnahme an kurzfristigen Strommärkten zu überwinden, sind technische Anpassungen erforderlich.

Ein erster Schritt zur Flexibilisierung besteht in der Integration eines Wärmespeichers in das Fernwärmenetz. Dadurch kann überschüssige Wärme zwischengespeichert werden, sodass die Stromproduktion zeitweise unabhängig vom aktuellen Wärmebedarf erfolgen kann. Bei hohen Strompreisen kann die Turbine dann gezielt zur Stromerzeugung betrieben werden, während die Wärmeversorgung aus dem Speicher erfolgt. Ein weiterer Ansatz ist die Nachrüstung einer flexiblen Kondensationsstufe hinter der Gegendruckturbine. Diese ermöglicht eine zusätzliche Stromproduktion, selbst wenn keine Wärmeabnahme mehr möglich ist. Damit lässt sich die Wirtschaftlichkeit der Anlage insbesondere in Zeiten geringer Wärmelast, wie im Sommer, deutlich steigern.

1.2.1 Wärmespeicher

Warmwasserspeicher spielen eine zentrale Rolle bei der Flexibilisierung von Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen (KWK), insbesondere im Kontext der Sektorkopplung. Sie ermöglichen eine zeitliche Entkopplung von Wärmeproduktion und -verbrauch und tragen somit zur Erhöhung der Betriebsflexibilität bei.

Ein Warmwasserspeicher im Industriemaßstab besteht in der Regel aus einem großvolumigen, wärmeisolierten Behälter, in dem Wasser als Speichermedium dient. Die Beladung erfolgt durch Einspeisung von heißem Wasser aus der KWK-Anlage, während die Entladung durch Entnahme von Wärme für das Fernwärmenetz erfolgt.

In Zeiten niedriger Strompreise kann die Turbine gedrosselt oder abgeschaltet werden, während bei hohen Preisen eine gezielte Leistungssteigerung möglich ist. Die überschüssige bzw. fehlende Wärme wird in diesen Phasen im Speicher gepuffert. Dies führt zu einer besseren Ausnutzung von Preissignalen am Strommarkt und kann die Wirtschaftlichkeit der Anlage verbessern.

1.3 Flexible Dampfturbinen

Für eine Flexibilisierung von KWK-Anlagen ist neben einem Wärmespeichern, auch die Auswahl geeigneter Dampfturbinen wichtig. Insbesondere häufiges An- und Abfahren



Bild 2. Dampfturbine mit integriertem Turbogetriebe.

ren sowie bei schnelle Lastwechsel stellen eine Herausforderung dar.

Eine besonders geeignete Bauweise stellt die sogenannte KKK-Bauweise da (Kühnle Kopp und Kausch). Das wichtigste Merkmal dieser Bauweise ist das integrierte Turbogetriebe (Bild 2). Dadurch wird die Maschine sehr kompakt und kann gut in Bestandsanlagen integriert werden. Im Gegensatz zur klassischen Anordnung mit beidseitiger Lagerung ist das thermische Wachstum des Rotors und des Gehäuses bei der Überhangbauweise unproblematisch. Der Rotor kann sich in axialer Richtung frei ausdehnen und das Wachstum des Turbinengehäuses wird von den Rohrleitungskompensatoren der Abdampfleitung aufgenommen.

Diese Turbinen-Bauart ist sehr flexibel im Betrieb:

- Keine langwierige Vorwärmung der Maschine notwendig
- Keine Begrenzung der An- und Abfahrzeiten
- Keine Begrenzungen von Last-, Druck- oder Temperaturgradienten
- Durch sehr leichte Rotoren kaum Verschleiß beim An- und Abfahren

In Kombination mit einer Tandemanordnung und einer Überholkupplung (Bild 3) kann die Dampfturbine bedarfsgerecht betrieben werden – entweder im reinen Gegendruckbetrieb oder mit zusätzlicher Kondensationsstufe zur Maximierung der Stromproduktion.

1.4 Handelsplätze am deutschen Strommarkt

Der deutsche Strommarkt ist ein zentraler Bestandteil der Energiewirtschaft und spielt eine entscheidende Rolle bei der Integration erneuerbarer Energien, der Preisbildung und der Versorgungssicherheit. Ein wesentliches Element dieses Marktes ist die Strombörse. Sie gehört neben dem OTC-Markt (Over-Counter-Markt) zu den beiden Großhandelsmärkten. An der Strombörse kaufen und verkaufen bspw. EVUs, Stadtwerke, Industrieunternehmen, Direktvermarkter und Finanzakteure standardisierte Stromprodukte. Die wichtigsten Handelsplätze sind der Day-Ahead-Markt, der Intraday-Markt und der Terminmarkt. Bild 4 zeigt die Struktur der Strombörse und die wichtigsten Eigenschaften der einzelnen Handelsplätze.



Bild 3. Struktur der Strombörse [2].

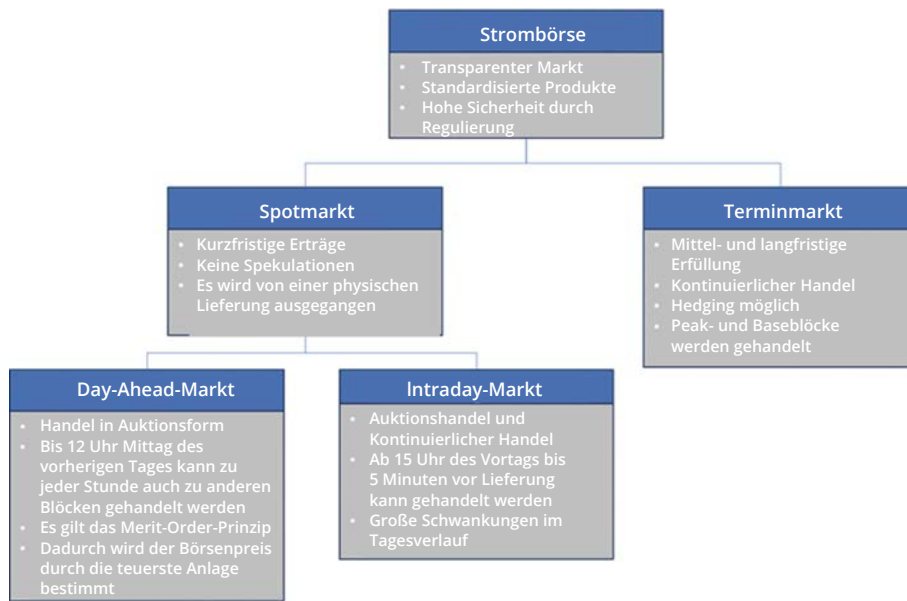


Bild 4. Struktur der Strombörse [2].

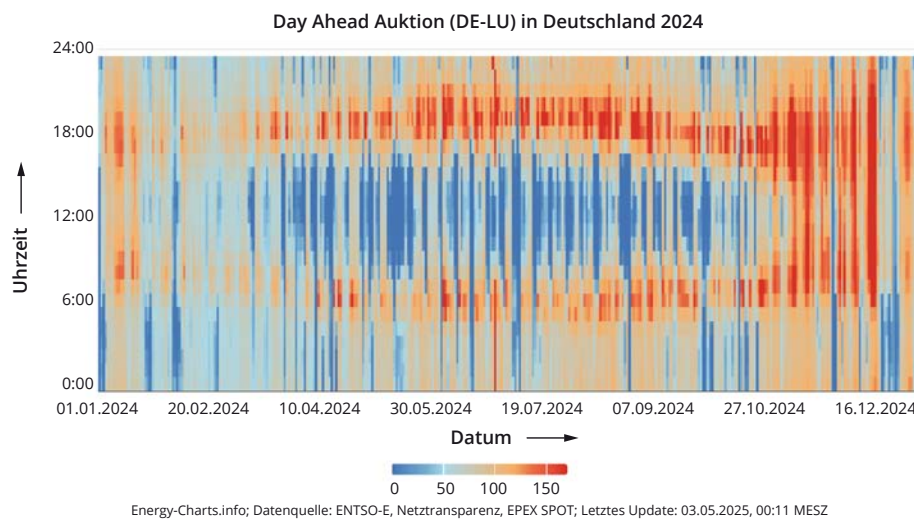


Bild 5. Heatmap der Strompreise für das Jahr 2024 [3].

Für die betrachtete Studie steht der Spotmarkt, bestehend aus Day-Ahead-Markt und Intraday-Markt, im Fokus. An diesen Märkten geht es um die physische Lieferung von Strom. Die zentrale Plattform dafür ist die European Power Exchange (EPEX SPOT).

Bild 5 zeigt die Heatmap für den stündlichen Handel am Day-Ahead-Markt für das gesamte Jahr 2024. Diese Strompreise sollen als Basis für die Studie herangezogen werden.

1.5 Strommarktstudie

1.5.1 Grundlage der Studie

Die Studie betrachtet die Optimierung eines Müllheizkraftwerks hinsichtlich seines Strom- und Wärmeoutputs. Das MHKW hat ca. 50 MW maximale thermische und ca. 10 MW maximale elektrische Leistung, was übliche Werte für eine Anlage in der Nähe einer mittelgroßen deutschen Stadt sind (50.000-75.000 Einwohner). Die gesamte Wärmelast liegt kumuliert bei etwa 133.000 MWh/Jahr. Es wird außerdem da-

von ausgegangen, dass ein erdgasbetriebener Spitzenlastkessel genutzt wird, um im Winter die Bedarfsspitzen des Fernwärmenetzes abzudecken.

Die Studie vergleicht den Fall einer klassischen Entnahme-Dampfturbine (Ausgangsszenario) mit einer flexiblen Tandem-Turbine mit Überholkuppelung und Wärmespeicher im Fernwärmenetz (optimiertes Szenario).

Kondensationsstrom zu erzeugen ist bei normalen Strompreisen meist unwirtschaftlich. Für eine MWh Strom werden ca. 5 MWh Wärme über den Kondensator an die Umgebung abgegeben. Bei 50 €/MWh Wärme müsste der rentable Strompreis dann bei etwa 250 €/MWh liegen.

Die Besonderheit ist jedoch, dass der Müll zu jeder Zeit in immer gleichen Mengen angeliefert wird und verbrannt werden muss. Im Winter reicht meistens die Wärmemenge aus der Müllverbrennung nicht aus, um das örtliche Fernwärmenetz zu versorgen, während im Sommer ein Überangebot an Wärme herrscht und deshalb Dampf über eine Kondensationsturbine gefahren werden muss, um die Wärme loszuwerden und zumindest noch Erlöse aus dem Stromverkauf zu erzielen.

1.5.1.1 Wärmeseite

Bei der Optimierung der Wärmeseite geht es vor allem um den Betrieb im Winter. Tabelle 1 zeigt die Annahmen der finanziellen Rahmenbedingungen, für die Studie:

Außerdem wird das in Bild 6 gezeigte Jahresdauerlinie für das Fernwärmenetz angenommen. Es enthält bereits die maximale Wärmeauskopplung für das Ausgangsszenario und für das optimierte Szenario. Durch die Brauchwasserwärme (BWW) ist selbst

Tab. 1. Annahmen der finanziellen Rahmenbedingungen.

Verkaufspreis für Wärme	Einkaufspreis für Gas	Preis für CO ₂ -Zertifikat	Emissionsfaktor Erdgas
50 €/MWh	33 €/MWh	75 €/t CO ₂	0,201 t CO ₂ /MWh

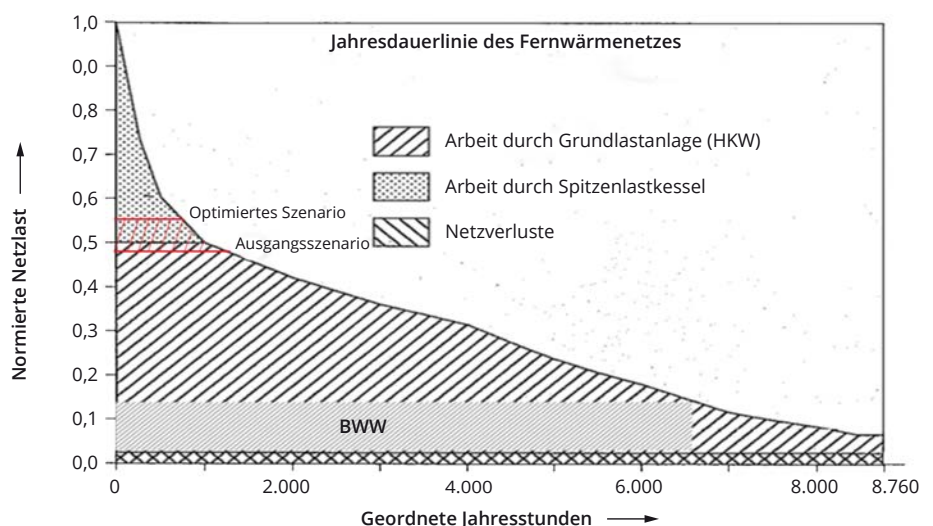


Bild 6. Jahresdauerlinie Fernwärmenetz [1].

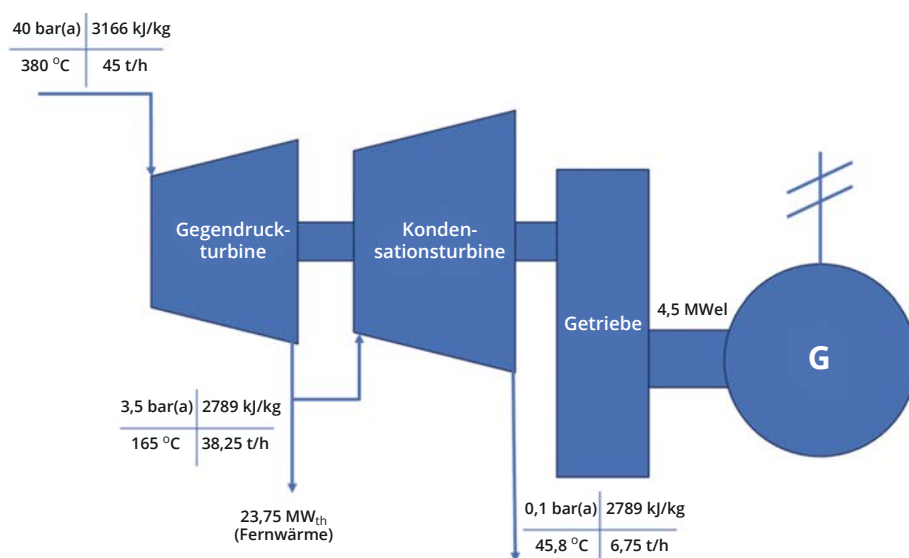


Bild 7. Schema Kondensations-Entnahmeturbine.

im Sommer ein Wärmebedarf von 10 % vorhanden.

1.5.1.1.1 Ausgangsszenario

Bild 7 zeigt schematisch den Aufbau der Kondensations-Entnahmeturbine des Ausgangsszenarios im vollständigen KWK-Betrieb. Man kann unter anderem erkennen, dass bei der klassischen Anordnung in diesem Betriebspunkt ein Leerlauf-Massenstrom von 15 % angenommen, welcher nicht für die Wärmeversorgung des Fernwärmenetzes genutzt werden kann. Somit kann über die Turbine 23,75 MWth maximal generiert werden, was in unserem Diagramm 47,5 % der normierten Netzlast (50 MWth) entspricht. Durch Integration der Jahresdauerlinie unterhalb von 47,5 % ergibt sich eine Wärmemenge von 122.875 MWh, die an das Fernwärmenetz geliefert werden können. Die restlichen 10.125 MWh müssen über den Spitzenlastkessel mit Hilfe von Erdgasverbrennung gedeckt werden. Die Brennstoffkosten betragen etwa 337.000 €. Es werden außerdem ca. 2035 t CO₂ freigesetzt wofür Kosten für CO₂-Zertifikate in Höhe von 152.000 €. Dadurch entstehen Gesamtkosten in Höhe von 489.000 €. Die Erlöse aus dem Verkauf von Wärme betragen 6,65 Mio. €

1.5.1.1.2 Optimiertes Szenario mit Überholkupplung und Wärmespeicher

Bild 8 zeigt die optimierte Tandem-Anordnung. Der wesentliche Unterschied besteht vor Allem in dem Generator mit zwei Wellenenden und einer Überholkupplung zwischen Generator und Kondensationsturbine. Im Winterbetrieb wird die Kondensationsturbine vollständig abgekoppelt, so dass keine Wärme für den Leerlauf der Kondensationsturbine benötigt wird.

Dies bedeutet, dass diese Turbine im Winterbetrieb etwa 3,75 MWth mehr maximale Wärmeleistung auskoppeln kann. Wenn man dies in die Jahresdauerlinie einzeichnet

(Bild 6), dann entspricht das ca. 3.525 MWh mehr Wärme pro Jahr, die aus der Müllverbrennung gewonnen werden kann. Hierdurch muss weniger Erdgas zu gefeuert werden und Brennstoff kann eingespart werden. Im optimierten Szenario müssen lediglich noch ca. 6.600 MWh Erdgas beschafft werden, während die restlichen 126.400 MWh von der Müllverbrennung gedeckt werden. Die Brennstoffkosten be-

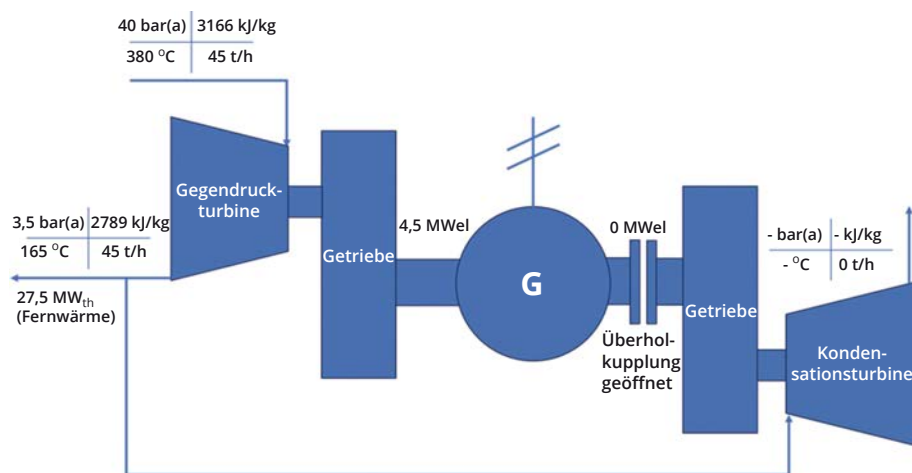


Bild 8. Schema optimierte Tandem-Anordnung.

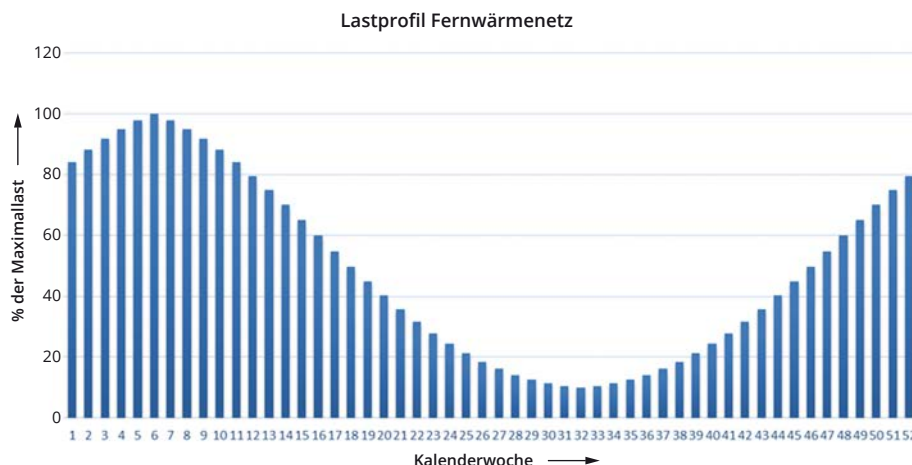


Bild 9. Lastprofil Fernwärmenetz [4].

laufen sich dadurch lediglich noch auf 220.000 €/Jahr. Außerdem werden noch ca. 1325 t CO₂/Jahr ausgestoßen, wofür Kosten in Höhe von 100.000 € für CO₂-Zertifikate anfallen. Die Gesamtkosten für das optimierte Szenario betragen somit 320.000 € pro Jahr. Somit betragen die jährlichen möglichen Einsparungen in diesem Szenario 169.000 €. Außerdem werden in diesem Szenario ca. 710 t CO₂ eingespart, was ungefähr dem jährlichen Ausstoß von 500 PKWs entspricht.

1.5.1.2 Stromseite

Stromseitig kann die Anlage ebenfalls optimiert werden. Dabei steht der Sommerbetrieb mit wenig Wärmebedarf im Fokus. Im Ausgangsszenario wird wieder eine klassische Entnahme-Dampfturbine betrachtet. Im optimierten Szenario wird die Tandem-Turbine untersucht. Außerdem wird dem Fernwärmenetz in diesem Szenario ein Warmwasserspeicher hinzugefügt. Dieser soll das Fernwärmenetz über einen Tag mit Wärme versorgen können. Solche Warmwasserspeicher werden immer häufiger in Fernwärmenetze integriert um vor allem Lastspitzen im Winterbetrieb abzuf puffern. Im Sommer kann hierdurch die Wärmeversorgung von der Stromerzeugung entkoppelt werden. Bild 9 zeigt stark geglättet

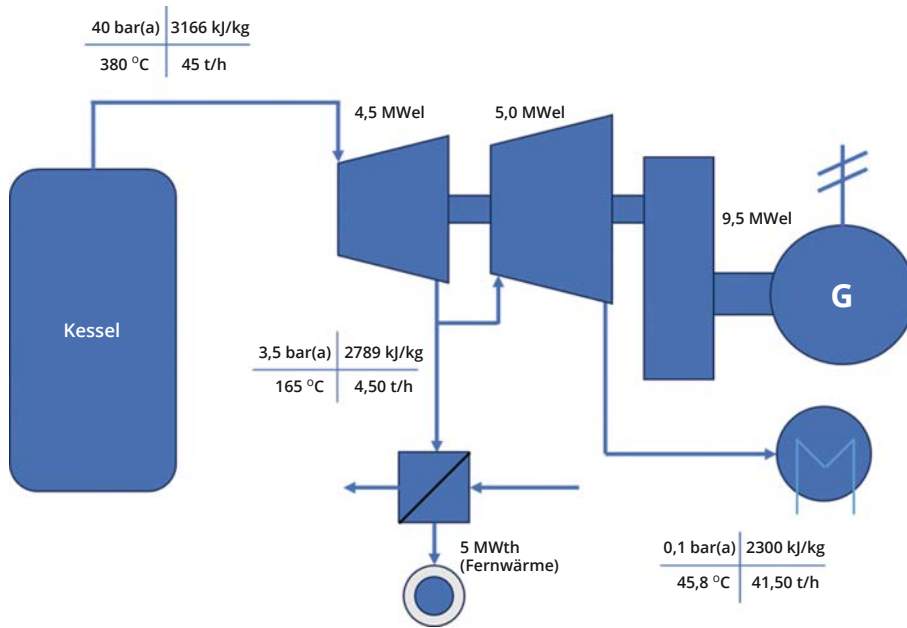


Bild 10. Kondensationsturbine Sommerbetrieb.

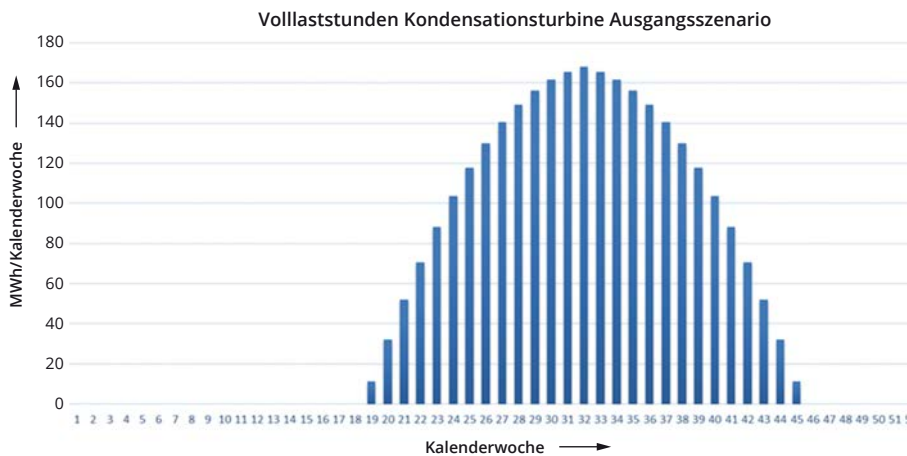


Bild 11. Volllaststunden Kondensationsturbine Ausgangsszenario.

und vereinfacht das jährliche Lastprofil des Fernwärmenetzes über das gesamte Jahr verteilt. Darin ist zu erkennen, dass im Winter kurze Zeiten mit Maximallast gefahren werden und im Hochsommer die minimale Last auf 10% absinkt, was in etwa noch dem Brauchwasserbedarf des Fernwärmenetzes entspricht. Damit ist dieses Diagramm konsistent zur Jahresdauerlinie aus Bild 6.

1.5.1.2.1. Ausgangsszenario

Bild 9 stellt das Ausgangsszenario im vollen Sommerbetrieb (Bild 10) dar. Die Kondensationsturbine ist in diesem Fall auf 41,5t/h und 5MWel ausgelegt. Dies ergibt eine maximale Gesamtleistung von 9,8MWel. Aus Bild 11 kann man ablesen, dass die Kondensationsturbine in diesem Szenario von KW19 bis KW45 Leistung erzeugt. In der restlichen Zeit befindet sie sich im Leerlauf. Es wird angenommen, dass die Turbine möglichst durchgehend betrieben werden soll, um häufige Start-Stopp-Zyklen und lange Vorwärmzeiten zu vermeiden. Der gesamte Strom wird am OTC-Markt für ein Jahr im Voraus für 80€/MWh verkauft wird. Man kann dabei annehmen, dass die Gegen-

druckturbine 8760h/ Jahr mit Vollast durchfährt. Dies entspricht bei einer gesamten Strommenge von 39.420MWh/Jahr einem Einkommen von 3,15 Mio €/Jahr.

Um die Volllaststunden der Kondensationsstufe bestimmen zu können, muss das Lastprofil über das gesamte Jahr betrachtet werden. Dieses lässt sich umgekehrt proportional vom Lastprofil des Fernwärmenetzes

ableiten (Bild 9 und Bild 11). Erst wenn die Wärmelast unter einen bestimmten Schwellenwert sinkt, kann Dampf zur Kondensationsturbine gefahren werden. Oberhalb davon wird jeglicher Dampf für das Fernwärmenetz benötigt. Im Ausgangsszenario liegt dieser bei 47,5% Wärmelast des Fernwärmenetzes.

Aus der Integration der Volllaststunden in Abbildung ergeben sich ca. 2925 Volllaststunden was bei einer Leistung von 5MWel einer Strommenge von etwa 14.600MWh/Jahr entspricht. Dadurch kann ein Einkommen von 1,17 Mio €/Jahr generiert werden. Die jährlichen Gesamteinnahmen belaufen sich im Ausgangsszenario somit auf 4,27 Mio €/Jahr.

1.5.1.2.2. Optimiertes Szenario mit Überholkupplung und Wärmespeicher

Bild 13 zeigt den Aufbau der Anlage für das optimierte Szenario. Es wurde ein Warmwasserspeicher auf der Fernwärme-Seite integriert, der das Fernwärmenetz zeitweise versorgen kann (Bild 12). Die Kondensationsturbine ist auf 5,5 MWel ausgelegt, da in diesem Szenario davon ausgegangen wird, dass zeitweise die gesamte Tonnage durch die Kondensationsturbine gefahren wird. Die Stromproduktion der Gegen- druckturbine und dessen Erlöse bleiben im Vergleich zum Ausgangsszenario konstant bei 3,1 Mio. €/Jahr. Durch die flexible Kondensationsturbine können aber bspw. am Day-Ahead-Markt oder am Intraday-Markt höhere Preise pro MWh erzielt werden. Diese kann in Zeiten geringer Strompreise abgekoppelt werden und der Wärmespeicher kann geladen werden. In Zeiten hoher Strompreise kann die Kondensationsturbine innerhalb von unter 5 Min auf Vollast gefahren werden. Um die möglichen Erlöse zu ermitteln, müssen die konkreten Preisverläufe am Spotmarkt in den konkreten Kalenderwochen betrachtet werden. Die Kondensationsturbine wird ab einer Wärmelast von unter 55% des Fernwärmenetzes angefahren (Bild 11) Diese bedeutet, dass die Kondensationsturbine von KW 18 bis KW 46 betrieben wird.

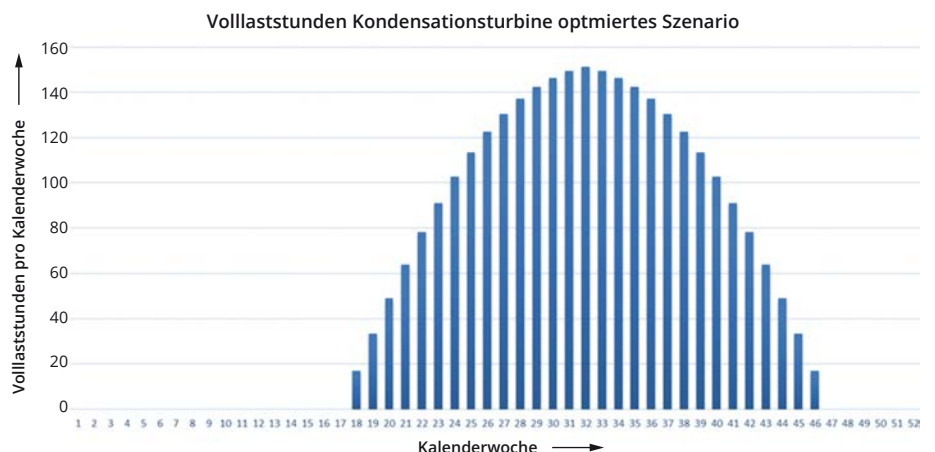


Bild 12. Volllaststunden Kondensationsturbine optimiertes Szenario.

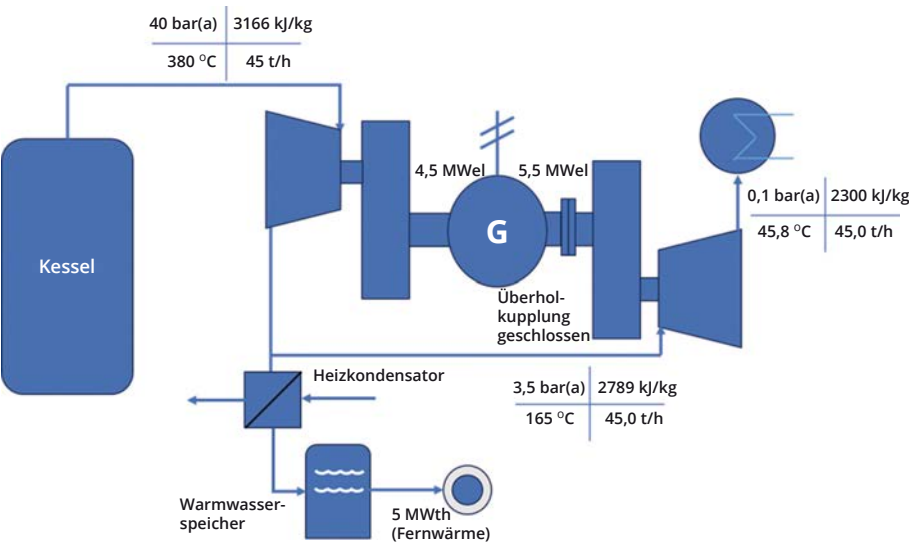


Bild 13. Schema Kondensationsturbine optimiertes Szenario mit Wärmespeicher.

Tabelle 2 zeigt die kumulierten Volllaststunden und den dazugehörigen Durchschnitt der höchsten Strompreise in der Kalenderwoche. Also beispielsweise für KW18 wurden die 17 Stunden mit den höchsten Strompreisen herangezogen und anschließend daraus der Mittelwert gebildet. Dies wurde für jede Kalenderwoche durchgeführt.

Im Idealfall fährt die Dampfturbine in allen Volllaststunden wie in Bild 13 gezeigt unter Vollast, um den Effekt der Kurschwankungen genau in den hochpreisigen Stunden voll ausnutzen zu können. Dies kann in der Realität zu recht häufigen Anfahrzyklen führen. Die Blöcke mit hohen Strompreisen hängen aber häufig zusammen, wie auf der Heatmap in Bild 5 zu sehen ist. Für die KKK-Bauweise ist mehrfaches tägliches Anfahren kein Problem und die Überholkupplung ist laut Hersteller wartungsfrei.

Wie in Tabelle 2 gezeigt lassen sich durch die flexible Fahrweise Erlöse pro MWh deutlich erhöhen. Man kommt so auf einen Erlös

am Day-Ahead-Markt von 1,64 Mio €. Somit können die Erlöse an der Strombörse um 470.000 € gesteigert werden. Die durchschnittlichen Höchstpreise des Intraday-Marktes sollen verdeutlichen, welches Potential noch vorhanden ist. Wenn ein Betreiber bereit ist am Intraday-Markt sehr kurzfristig und aktiv zu handeln, dann ist es möglich sogar die Erlöse der Kondensationsstufe auf bis zu 3,57 Mio. € zu steigern. Darüber hinaus wirkt es sich sehr vorteilhaft auf den Wirkungsgrad der Dampfturbine aus, wenn diese nur Vollast fährt und nicht durchgehend in der Teillast. Dieser Effekt

Tab. 3. Zusammenfassung der Studienergebnisse.

	Brennstoffkosten	Kosten CO ₂ -Zertifikate	Erlöse aus Stromverkauf
Ausgangsszenario	337.000 €	152.000 €	4,27 Mio. €
Optimiertes Szenario	220.000 €	100.000 €	4,74 Mio. €
Delta	117.000 € (-34%)	52.000 € (-34%)	470.000 € (+11%)
			639.000 € (zusätzlicher Gewinn)

Tab. 2. Kumulierten Volllaststunden und den dazugehörigen Durchschnitt der höchsten Strompreise in der Kalenderwoche [3].

	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32
Kumulierte Volllaststunden	17	34	49	65	79	92	103	114	123	131	138	143	147	150	152
Ø Strompreis €/MWh (Day-Ahead-Markt)	122	119	95	112	107	115	95	102	176	68	84	83	87	88	86
Ø Höchstpreis in €/MWh (Intraday-Markt)	660	283	314	244	180	541	279	223	287	132	166	240	167	164	166

	33	34	35	36	37	38	39	40	41	42	43	44	45	46
Kumulierte Volllaststunden	150	147	143	138	131	123	114	103	92	79	65	49	34	17
Ø Strompreis €/MWh (Day-Ahead-Markt)	105	72	106	115	95	99	72	99	101	107	133	152	269	206
Ø Höchstpreis in €/MWh (Intraday-Markt)	186	169	292	233	166	170	182	170	186	217	247	266	439	531

wurde bei der Stromausbeute allerdings nicht berücksichtigt.

1.6 Diskussion und Fazit

Die vorliegende Studie zeigt, dass durch gezielte technische Maßnahmen eine signifikante Flexibilisierung von wärmegeführten KWK-Anlagen möglich ist. Insbesondere die Kombination aus einer Tandem-Dampfturbine mit Überholkupplung und einem Wärmespeicher im Fernwärmenetz ermöglicht sowohl eine effizientere Nutzung der eingesetzten Brennstoffe als auch eine wirtschaftlichere Stromvermarktung am Spotmarkt. Tabelle 3 zeigt die zusammengefassten Ergebnisse der Studie auf Basis von Strommarktdaten des Jahres 2024.

Auf der Wärmeseite konnte durch die optimierte Anordnung eine zusätzliche Wärmeauskopplung von ca. 3.525 MWh pro Jahr erzielt werden. Dies führt zu einer Reduktion des Erdgasverbrauchs und damit verbundenen CO₂-Emissionen. Die jährlichen Einsparungen von rund 169.000 € sowie die Vermeidung von etwa 710 Tonnen CO₂ unterstreichen das ökologische und ökonomische Potenzial der Maßnahme. Diese Ergebnisse sind besonders relevant im Kontext der aktuellen Klimaziele und der steigenden CO₂-Bepreisung.

Auch auf der Stromseite zeigt sich ein deutliches Optimierungspotenzial. Durch die flexible Fahrweise der Kondensationsturbine und die gezielte Nutzung von Preisspitzen

zen am Day-Ahead- und Intraday-Markt konnten die Erlöse um bis zu 470.000 € gesteigert werden. Die Analyse der Strompreisdaten zeigt, dass insbesondere im Sommerbetrieb durch kurzfristige Marktreaktionen erhebliche Mehrerlöse erzielt werden können. Die KKK-Bauweise der Dampfturbine ermöglicht dabei häufige Start-Stopp-Zyklen ohne nennenswerte Verschleißerscheinungen, was für die Umsetzung dieser Strategie essenziell ist. In Summe ergeben sich im optimierten Szenario im Vergleich zum Ausgangsszenario 639.000 € höhere Gewinne, was 5,8 % der Einnahmen im Ausgangsszenario (10,92 Mio. €) entspricht.

Trotz der positiven Ergebnisse weist die Studie auch Limitationen auf. So basiert die Analyse auf idealisierten Annahmen hinsichtlich der Fahrweise, der Marktpreise und der technischen Verfügbarkeit der Komponenten. Investitionskosten für Umbauten sowie mögliche Einschränkungen durch Netzrestriktionen oder regulatorische Vorgaben wurden nicht berücksichtigt. Auch die Annahme eines konstanten Müllanfalls stellt eine Vereinfachung dar, die in der Praxis nicht immer gegeben ist.

Die Ergebnisse legen nahe, dass flexible KWK-Anlagen einen wichtigen Beitrag zur Integration erneuerbarer Energien und zur Stabilisierung des Stromnetzes leisten können. Durch die Entkopplung von Strom- und Wärmeerzeugung mittels Wärmespeicher wird eine bedarfsorientierte Fahrweise möglich, die sowohl ökologisch als auch ökonomisch vorteilhaft ist. Dies eröffnet neue Perspektiven für Betreiber von Müllheizkraftwerken und anderen KWK-Anlagen, insbesondere im Hinblick auf die Teilnahme an kurzfristigen Strommärkten.

Um die Netzdienlichkeit solcher Maschinen künftig weiter zu erhöhen, könnte der Ein-

satz eines zusätzlichen Schwungrads in Betracht gezogen werden. Dieses würde zur Bereitstellung von Trägheit im Stromnetz beitragen. In einem zunehmend von erneuerbaren Energien geprägten Energiesystem könnte dies helfen, Frequenz- und Spannungsschwankungen zu dämpfen und so die Netzstabilität zu verbessern.

Veröffentlichungs- und Veranstaltungshinweis

Der Beitrag basiert auf einem Vortrag gehalten auf dem „57. Kraftwerkstechnische Kolloquium“, 7. und 8. Oktober 2025, Dresden. Mit freundlicher Zustimmung der Autoren und des Veranstalters, www.kraftwerkskolloquium.de. Das „58. Kraftwerkstechnische Kolloquium“ findet am 6. und 7. Oktober 2026 in Dresden statt.

Literaturverzeichnis

- [1] P. Konstantin und M. Konstantin, *Praxisbuch der Fernwärme- und Fernkälteversorgung*, Burgstetten: Springer Vieweg, 2022.
- [2] F. Müsgens und A. Bade, *Energy Trading and Risk Management*, Springer International Publishing, 2024.
- [3] B. Burger, „Energy Charts“, 2025. [Online]. Available: https://www.energy-charts.info/charts/price_spot_market/chart.html?l=de&c=DE&interval=year&year=2024&legendItems=ey5. [Zugriff am 12 Juni 2025].
- [4] M. Sandrock, C. Maaßen, S. Weisleder, C. Kaufmann und G. Fuß, „Erneuerbare Energien“, 7. Dezember 2016. [Online]. Available: https://www.hamburg-institut.com/wp-content/uploads/2021/06/Erneuerbare_Energien_im_Fernwaermenetz_Hamburg.pdf. [Zugriff am 12 Juni 2025].

Abstract

Steam turbines for sector coupling of electricity and heat

Traditional heat-led CHP plants with steam boilers and steam turbines are characterised by high fuel efficiency. However, the electricity generated is often only a by-product, which means that the system is not flexible enough to respond to fluctuations in electricity prices. Instead of feeding more electricity into the grid when electricity prices are high on the spot market, the feed-in is based exclusively on the heat demand of consumers, such as a district heating network.

The integration of heat storage systems can significantly increase the flexibility of such plants. When electricity prices are low, more steam is extracted in order to supply heat consumers and fill a thermal storage system at the same time. One challenge of this flexi-

bilisation is that the low-pressure stage of a steam turbine requires a minimum mass flow, which limits the flexibilisation potential of such plants.

A tandem arrangement with a generator with two coupling ends and an overrunning clutch allows the low-pressure turbine to be easily shut down when electricity prices are low. The turbine set is then operated as a backpressure machine (heat-driven), with all exhaust steam being directed to the heating condenser and heat storage tank. If electricity prices rise on the spot market, the low-pressure turbine can be put back into operation to feed more electricity into the grid, while the heat consumers are supplied from the heat storage tank.

Implementing this strategy requires flexible, fast-starting steam turbines with lightweight rotors that do not show signs of wear or other damage when frequently started up and shut down.



vgbe-Standard VGBE-S-179-00-2023-09-DE

Zentralwarte

vgbe-Standard VGBE-S-179-00-2023-09-DE. 30 S., 6 Abb., DIN A4 (2024), ISBN 978-3-96284-336-6 (Print, Deutsch), ISBN 978-3-96284-337-3 (E-Book, Deutsch). Dieser vgbe-Standard liegt nur in Deutscher Sprache vor. This vgbe-Standard is only available in German. Preis für vgbe-Mitglieder* 90,- €, Nichtmitglieder 135,- €, + Versand und USt.

Mit diesem vgbe-Standard „Zentralwarte“ werden Betreibern von Energieanlagen Leitlinien an die Hand gegeben, welche vorbereitenden Maßnahmen anzustrengen sind, um Energieanlagen an verschiedenen Standorten mit gegebenenfalls unterschiedlicher Erzeugungstechnologie von einer Stelle aus verantwortungsvoll zu betreiben.



vgbe energy service GmbH | Deilbachtal 173 | 45257 Essen | Deutschland
Verlag technisch-wissenschaftlicher Schriften t +49 201 8128-200

i shop.vgbe.energy
e sales-media@vgbe.energy