

Kraftwerksstrategie – Ein Lösungsvorschlag

Sebastian Bührdel, Uwe Lenk, Hartmut Liebisch und Uwe Neiß

1 Auf dem Weg zur klimaneutralen Energieversorgung

Die Defossilisierung der Energieversorgung ist zur Zukunftssicherung unvermeidlich. Dazu genügt es nicht, die Stromproduktion in Deutschland auf Windkraft, Sonnenlicht und Biomasse umzustellen. Es muss auch der zukünftig steigende Strombedarf von Rechenzentren, Industrie, Gesundheitssystem, Gewerbetreibenden, Landwirtschaft, Verwaltung und Bevölkerung berücksichtigt werden. Die Kombination von zunehmender Elektrizitätsnachfrage mit einer ebenfalls zunehmenden wetterabhängigen Stromproduktion zur Bedarfsdeckung führt ohne Gegenmaßnahmen zu Versorgungsengpässen. Deshalb ist ein Ausgleich zwischen Stromangebot und Nachfrage erforderlich.

Derzeit erfolgt dieser Ausgleich größtenteils durch die Anpassung der Einspeiseleistung von fossil befeuerten Kraftwerken (Bild 1, linke Darstellung). Durch die Zunahme von Teillastbetriebsstunden sowie von An- und Abfahrvorgängen steigen Brennstoffverbrauch, Emissionen und Betriebskosten dieser Kraftwerke. Zusätzlich führen eine steigende Anzahl nicht optimaler Betriebszustände zu einem deutlich höheren Wartungs- und Instandsetzungsaufwand. Zukünftig muss deshalb die erforderliche Residuallastbereitstellung zum Ausgleich der fluktuierenden Stromproduktion aus Windkraft und Sonnenlicht mit anderen technischen Lösungen erfolgen (Bild 1, rechte Darstellung).

Die nationalen Ziele zum Umbau der Energieversorgung hat die Bundesregierung im Klimaschutzgesetz und im Klimaschutzprogramm festgelegt [1] [2]. Das Klimaschutzgesetz setzt die juristisch bindenden Vorgaben. Das Klimaschutzprogramm definiert die erforderlichen Maßnahmen zum Erreichen der Ziele. Die klimaneutrale Energieversorgung muss in Deutschland, vom Klimaschutzgesetz vorgegeben, im Jahr 2045 erreicht werden. Bis 2030 soll eine Reduktion von mindestens 65% und bis 2040 um mindestens 88% der Treibhausgasemissionen gegenüber dem Stand im Jahr 1990 erreicht werden.

Die dazu notwendigen technischen Maßnahmen erfordern erhebliche Investitionen in Erzeugung, Transport, Verteilung, Speicherung und alternative Energieträger. In dem vom Bundesverband der Energie- und Wasserversorgung e.V. (BDEW) und EY am 24. April 2024 veröffentlichten Fortschrittsmonitoring 2024 zur Energiewende wird ein Gesamtinvestitionsbedarf von 1.214 Milliarden Euro zur Zielerreichung für den Zeitraum von 2023 bis 2035 angegeben [3]. Bild 2 vermittelt eine Vorstellung zur thematischen und zeitlichen Verteilung der erforderlichen Investitionen.

Neben der Stromerzeugung wird zum Ausbau der Netze der Hauptanteil der Investitionssumme benötigt. Signifikante volkswirtschaftliche Wertschöpfungseffekte werden vom weiteren Ausbau der Fernwärmeversorgung, vom zukünftigen Wasserstoffkernnetz und von der Energiespeicherung erwartet. Bei allen Unsicherheiten erscheint der erforderliche Finanzierungsbedarf nicht unrealistisch. Die notwendigen Investitionen sollten in einem Zeitraum von 12 Jahren auch möglich sein, wenn man bedenkt, dass im Jahr 2023 das deutsche Bruttoinlandsprodukt 4.122 Milliarden (Mrd.) Euro betrug. Etwa 100 Mrd. Euro pro Jahr sind in einer Volkswirtschaft dieser Größenordnung knapp 2,5 Prozent und damit vergleichbar mit den zukünftigen Jahresausga-

Autoren

Dipl.-Wirt.-Ing. (FH) Sebastian Bührdel
USE MY ENERGY GmbH
Zittau, Deutschland

Dipl.-Ing. Uwe Lenk
Siemens Energy Global GmbH & Co. KG
Erlangen, Deutschland

Dr.-Ing. Hartmut Liebisch
DANPOWER GmbH
Potsdam, Deutschland

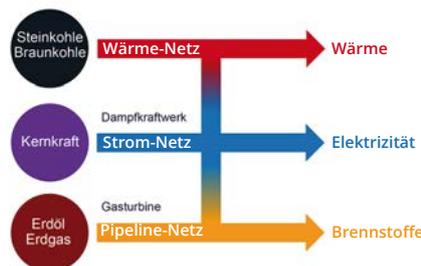
Dipl.-Phys. Uwe Neiß
Siemens Energy Global GmbH & Co. KG
Essen, Deutschland

Motivation – Zukunftssicherung

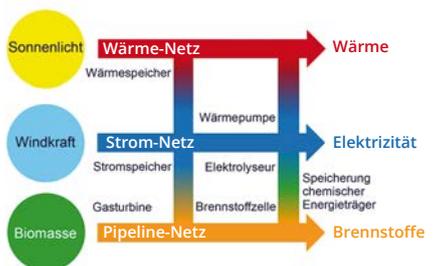
Arbeitsplätze, Wachstum, Steigerung von Umsatz und Profitabilität

Metamorphose der Energieversorgung

Grundversorgung mit fossilen Energieträgern



Grundversorgung mit regenerativen Energieträgern



Quelle: In Anlehnung an Prof. Uwe Riedel, BTU Cottbus, 6. Juli 2023

Bild 1. Primärenergiebasis zur Energieversorgung.

Investitionsvolumen zur Umsetzung der Energiewende
Größte Herausforderung, Kapitalbeschaffung

Notwendiger Investitionsbedarf, um die Zielvorgaben der Bundesregierung zu erreichen



Bild 2. Prognose zum Investitionsbedarf der Energiewende.

ben für Aufrüstung und Militär. Bundeskanzler Olaf Scholz hat auf dem NATO-Gipfel 2024 vom 9. bis 11. Juli 2024 in Washington für Deutschland 80 Mrd. Euro an Militärausgaben für 2028 verbindlich zugesagt [4].

2 Voraussetzung, um das Ziel zu erreichen: Investitionssicherheit

Am 6. April 2022 hat die Bundesregierung ein Energiesofortmaßnahmenpaket („Osterpaket“) zur schnelleren Steigerung der Stromproduktion aus Windkraft und Sonnenlicht vorgestellt. Mehr als 500 Seiten umfasst das vom Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK) ausgearbeitete Gesetzbündel. Das Osterpaket ist die umfassendste energiepolitische Novelle seit Jahrzehnten. Aus Sicht des Gesetzgebers besteht ein überragendes öffentliches Interesse an der Nutzung regenerativer Energien, sie dienen der öffentlichen Sicherheit [5] [6].

Für Solarenergie ist eine Steigerung der Ausbauraten auf 22 GW pro Jahr geplant. Damit würde sich im Jahr 2030 eine installierte Gesamtleistung von 215 GW zur Stromproduktion aus Sonnenlicht ergeben. Für Windkraftanlagen soll die Ausbaurate auf 10 GW pro Jahr ansteigen. Im Jahr 2030 würde damit eine installierte Leistung von 115 GW zur Stromproduktion aus Windkraftanlagen zur Verfügung stehen.

Mit der angestrebten zügigen und deutlichen Steigerung des Anteils an fluktuierender Stromproduktion aus Windkraft und Sonnenlicht vergrößert sich auch das zeitliche Ungleichgewicht zwischen Stromproduktion (Angebot) und Strombedarf (Nachfrage). Mit Beendigung der Kohleverstromung bis spätestens zum Jahr 2038 stehen zum Leistungsausgleich und zur Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit noch Erdgas, Biomasse, Wasserkraft, Energiespeicher, grüne Energieträger, Stromimporte und Nachfrageflexibilisierungsmaßnahmen zur Verfügung [2] [7 bis 14].

Anfang Februar 2024 wurden von Bundeskanzler Olaf Scholz, Wirtschaftsminister

Robert Habeck und Finanzminister Christian Lindner im Rahmen der Pressekonferenz zur Anpassung des Staatshaushaltes erste Elemente einer aktualisierten Kraftwerksstrategie vorgestellt [15]. Dies erfolgte ohne Aussagen zur rechtlichen Ausgestaltung, dem zukünftigen Fördermechanismus und zum angestrebten Kapazitätsmarkt. Das Konzept ersetzte den Ansatz der Bundesregierung zur Kraftwerkstrategie vom November 2022 [16].

Kurz vor der parlamentarischen Sommerpause am 5. Juli 2024 hat die Bundesregierung im Rahmen der Haushaltsgespräche zum Wachstumspaket für die Wirtschaft ein weiteres Eckpunktepapier zur Kraftwerksstrategie vorgestellt [17]. Das Strategiepapier bildet den Rahmen für die erforderlichen Investitionen in Erdgaskraftwerke, die zukünftig blauen und grünen Wasserstoff nutzen sollen. Die Umsetzung der vorgestellten Strategie soll sicherstellen, dass die Versorgung mit Elektrizität auch in Zeiten ohne Sonne und Wind gewährleistet ist. Im Vorfeld erfolgte diesmal bereits eine Abstimmung der Kernaussagen mit der Europäischen Kommission.

Im Vorgriff auf einen geplanten Kapazitätsmechanismus sollen insgesamt 12,5 GW an Kraftwerkskapazität und 500 MW an Langzeitspeicherkapazität ausgeschrieben werden. Die Umsetzung erfolgt auf Basis des

Voraussetzung, um das Ziel zu erreichen: Investitionssicherheit
Transparenz, Ehrlichkeit, Partizipation, Vertrauen und Zuversicht

Investitionsbereitschaft

Unsicherheiten beseitigen:

- Gesetzgebung (Rechtsicherheit)
- Geschäftsklima
- Wirtschaftsentwicklung
- Elektrizitätsbedarf
- Wärmebedarf
- Ressourcen (Fachkräfte, Fertigungskapazitäten, Werkstoffe und Transportkapazitäten)
- Finanzierung (Zinsen, Steuern, Abschreibung)
- Preisentwicklung (Brennstoffe, Personal, Energie und Dienstleistungen)
- Infrastruktur
- Kraftwerkstandorte

Quelle: Löffler, M., Marquardt, R.-M.: Wie viele Wasserstoff-Kraftwerke erfordert die Energiewende und wie erhalten wir sie? Wirtschaftsdienst, 2023, H. 10, S. 689-697

Kraftwerkssicherungsgesetzes in zwei Schritten.

Zum Start soll eine Kapazität von 5 GW zum Neubau von H2-Ready-Gaskraftwerken und 2 GW zur H2-Ready-Modernisierung bereits bestehender Gaskraftwerke ausgeschrieben werden. Ab dem 8. Jahr nach der Inbetriebnahme bzw. des Abschlusses der Modernisierung muss die Umstellung dieser Kraftwerke auf Wasserstoff erfolgen. Die Voraussetzung zur Wasserstoffversorgung der Kraftwerke wird auf Basis der Fortschreibung der Nationalen Wasserstoffstrategie sichergestellt [18]. Zusätzlich werden 500 MW sofort mit Wasserstoff betriebene „Wasserstoffsprinter“ und 500 MW Langzeitspeicherkapazität ausgeschrieben. Die Kraftwerke erhalten eine Investitionskostenförderung und ab dem Brennstoffwechsel zum Wasserstoff, eine Betriebskostenförderung für 800 Vollastbenutzungsstunden pro Jahr zum Ausgleich der Brennstoffkostendifferenz zwischen Erdgas und Wasserstoff.

Im zweiten Schritt soll nochmals eine Kapazität von 5 GW zum Neubau von Gaskraftwerken ausgeschrieben werden. Diese Kraftwerke dienen zur Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit insbesondere bei der sogenannten Dunkelflaute. Auf Basis dieser Ausschreibung beginnt die Einführung des geplanten Kapazitätsmechanismus. Dieser soll ab dem Jahr 2028 wirksam werden. Diese Kraftwerke sollen bevorzugt im „netztechnischen Süden“ errichtet werden, um Redispatchkosten zu senken und einen Beitrag zur Netzstabilität leisten.

Die juristische Ausformulierung des Kraftwerkssicherungsgesetzes soll nach der Sommerpause beginnen. Nach einer etwa sechswöchigen Konsultation wird die finale beihilferechtliche Genehmigung erwartet. Parallel wird das Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK) einen Entwurf zu den Optionen sowie den Vor- und Nachteilen des Kapazitätsmechanismus ausarbeiten. Der Kapazitätsmechanismus soll im Rahmen der Plattform klimaneutrales Stromsystem konsultiert werden. Danach wird die Bundesregierung eine Ent-



Bild 3. Randbedingungen für privatwirtschaftliche Investitionen in Kraftwerke.

vgbe energy - All rights reserved / Alle Rechte vorbehalten - ©

scheidung treffen und den Kapazitätsmechanismus mit der europäischen Kommission diskutieren.

Aufgrund der weiterhin bestehenden juristischen Unsicherheiten in Kombination mit komplexen politischen, technischen, finanziellen und sozialen Abhängigkeiten hat sich die Entscheidungsbasis für Investoren, im Kraftwerksanlagenbau und für die Kraftwerksbetreiber nicht verbessert. Kraftwerkprojekte werden vorbereitet ohne konkreten Realisierungszeitpunkt. Es entstehen Kosten ohne absehbare Einnahmen. Aktuell fehlen Vertrauen in die Energiepolitik und Investitionsanreize (Bild 3).

Temporäre staatliche Förderungen können Investitionen stimulieren, perspektivisch sollte jedoch immer ein marktwirtschaftliches System etabliert werden [19]. Um auch zukünftig die Funktionalität der Energiemärkte, insbesondere des Elektrizitäts- und Wärmemarktes, zu gewährleisten, sollten Reformen zielgerichtet, mit längerfristiger Orientierung und unter Miteinbeziehung der Marktteilnehmer erfolgen.

3 Wirtschaftlichkeitsbetrachtung und Profitabilitätsanalyse

Kraftwerke sind hochwertige Investitionsgüter, die über einen sehr langen Zeitraum wirtschaftlich betrieben werden müssen. Die Entscheidung zur technischen Lösung muss sich in diesem Zeitraum entwickelnden wirtschaftlichen und gesellschaftlichen Bedingungen Rechnung tragen. Die hohe Dynamik bei der Entwicklung im politischen, wirtschaftlichen, technologischen und soziokulturellen Bereich führt fortwährend zu neuen Situationen. Häufig werden anstehende Probleme gelöst, ohne an jene zu denken, die durch die Entscheidung neu erzeugt werden [20].

Aufgrund der beschriebenen Unsicherheiten, der nicht rückwirkungsfreien Kausalzusammenhänge, dem vorhandenen Investitionsstau und dem aktuell zunehmenden zeitlichen Handlungsdruck wird im Folgenden der Frage nachgegangen: Mit welcher Gaskraftwerksneubaulösung ist ein profitables Geschäftsmodell darstellbar?

Zur Beantwortung der Fragestellung wurde eine Wirtschaftlichkeitsbewertung durchgeführt (Bild 4). Die Berechnungen erfolgten mit dem Modellierungswerkzeug von USE MY ENERGY, UME Designer Version 2.9.7 [21]. Bei dem Tool handelt es sich um ein Auslegungsprogramm für die Planung, Entwicklung und Optimierung von Projekten zur Energieversorgung (Strom, Wärme, Speicherung, Brennstoffe, Preisprognosen, Erlösberechnungen in Kombination mit KWKG, EEG, StromStG, EnWG, Förder- und Finanzierungsmodellen). Die Wirtschaftlichkeitsberechnungen erfolgen in Anlehnung an VDI2067 inklusive der Berücksichtigung von Kohlendioxidemissionen. Die

Wirtschaftlichkeitsbewertung

Barwert aus Einnahmen, Kapitaldienst und Betriebsausgaben

Betriebsergebnis: (Einnahmen – Ausgaben) x Betriebsstunden = Gewinn



Quelle: Klüsener, P., Lenk, U.: Life Cycle Costs – Einzige Entscheidungsgröße? VDI Forum Leverkusen, 2002

Bild 4. Methodik zur Ermittlung der Wirtschaftlichkeit.

Ergebnisdarstellung erfolgt ertragsbezogen als Betriebsergebnisse der Anlage.

Zu Beginn der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung erfolgte eine Fundamentaldatenanalyse zur Stromproduktion (Preis, Menge, zeitlicher Verlauf), zur installierten Leistung und Struktur des Kraftwerksparkes, Betriebsweise (Volllaststunden, Startzeiten, Brennstoffverbrauch, Wartung und Instandhaltung, Verfügbarkeit), den Investitionskosten und Betriebskosten, der Strom-, Brennstoff- und Kohlendioxidpreisentwicklung sowie den Finanzierungsmöglichkeiten. Als Ergebnis der ersten Berechnungen auf Basis der Startwerte zur Kalibrierung des Berechnungsmodelles wurden Gasturbinenkraftwerke als Lösung ausgesondert [22]. Im Weiteren wurden nur noch Gas- und Dampfturbinenkraftwerke (GUD-Anlagen) aufgrund ihres deutlich höheren Wirkungsgrades und der um ein Drittel größeren Anlagenleistung betrachtet.

Bild 5 zeigt in der linken Darstellung eine GUD-Anlage in der investitionskostengünstigen, effizienten Einwellenbauweise. Bei dieser GUD-Anlagenlösung besitzen die Gasturbine und die Dampfturbine einen gemeinsamen Generator.

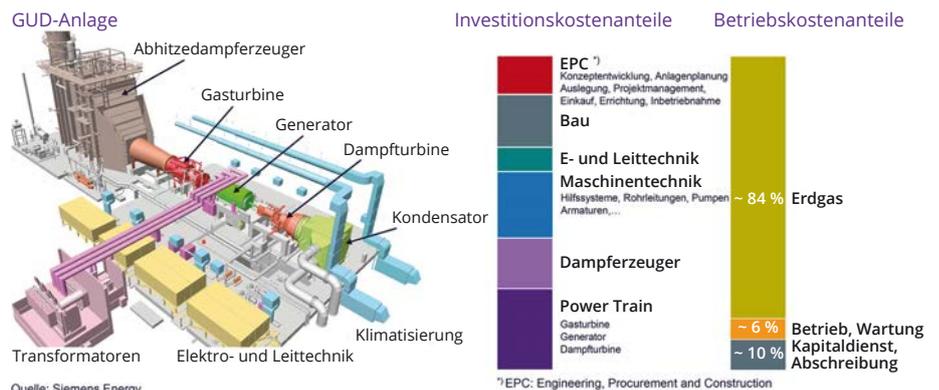
In der rechten Darstellung in Bild 5 sind qualitativ die Investitionskostenanteile und relativ die Betriebskostenanteile abgebildet. Der hohe Anteil der Brennstoffkosten

(Erdgasverbrauch) an den Betriebskosten erfordert auch bei geringen Volllaststundenzahlen und relativ hohen Strompreisen einen hohen Wirkungsgrad, um möglichst wenig Erdgas pro erzeugter Kilowattstunde Strom zu verbrennen. Bei einem zukünftigen Betrieb mit Wasserstoff wird erwartet, dass auch bei hohen Kohlendioxid- und Strompreisen ein vergleichbares Muster auftritt.

Mit zunehmender installierter PV- und Windkraft-Leistung sinkt die Volllaststundenanzahl der Erdgaskraftwerke. Durch eine deutliche Steigerung der Blockleistung sind auch mit niedrigeren Betriebsstunden noch vergleichbare Strommengen absetzbar. In Bild 6 wird der beschriebene Sachverhalt grafisch veranschaulicht. Zur praktischen Beurteilung des Effektes wurden Wirtschaftlichkeitsberechnungen für eine 570 MW GUD-Anlage mit F-Klasse Gasturbine (Anlagenwirkungsgrad: 62 %) und für eine 880 MW GUD-Anlage mit HL-Klasse Gasturbine (Anlagenwirkungsgrad 64 %) durchgeführt. Die aus Sicht der Autoren wichtigsten Ergebnisse zur Beantwortung der einleitend gestellten Frage, mit welcher Gaskraftwerksneubaulösung ist ein profitables Geschäftsmodell darstellbar, sind in Bild 7 zusammengestellt.

Begonnen wurde mit der Modellkalibrierung auf Basis der technischen und betriebswirtschaftlichen Parameter der beiden aus-

GUD-Einwellenanlage mit Gasturbine der F-Klasse Anlagenkonzept und Kostenstruktur



Quelle: Siemens Energy

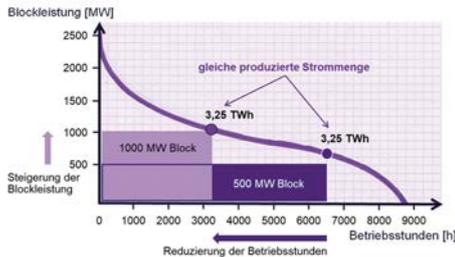
¹EPC: Engineering, Procurement and Construction

Bild 5. GUD-Anlage mit den Hauptkomponenten, Investitions- und Betriebskostenanteile.

Zunehmende Stromproduktion aus Windkraft und Sonnenlicht
 „Osterpaket“ (6. April 2022): 80 % CO₂-freie Stromproduktion bis 2030

Geordnete Jahresganglinie Strom

Prinzipdarstellung GUD-Kraftwerk mit F-Klasse Gasturbine

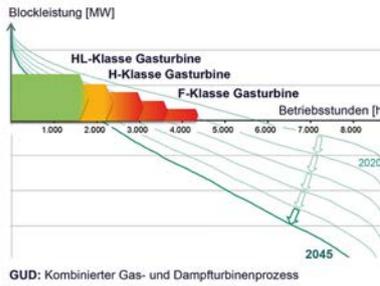


Quelle: In Anlehnung an DANPOWER und FL(EX)BERTEN, 11. Juni 2024

Bild 6. Auswirkung abnehmender Volllastbetriebsstunden auf GUD-Anlagen.

Geordnete Jahresganglinie 2020 bis 2045

Prinzipdarstellung für GUD-Kraftwerke



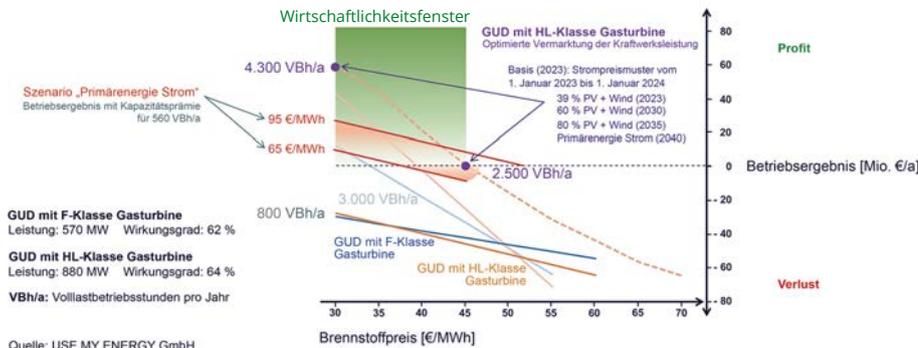
relative Anteil der PV- und Windstromproduktion an der deutschen Gesamtstromproduktion beeinflusst das Betriebsergebnis ab dem Jahr 2035 deutlich.

Auf Basis der mit 800 VBh/a durchgeführten Wirtschaftlichkeitsbetrachtung ist etwa ab 2035 und spätestens ab 2040 eine anlagenleistungsbezogene Dauerförderung erforderlich (siehe Szenario "Primärenergie Strom").

Für die 880 MW GUD-Anlage ist noch ein optimiertes Szenario dargestellt (gestrichelte Kurve in Bild 7). Wie die Kurve zeigt, sind mit dieser Lösung über den 15-jährigen Betriebszeitraum in Abhängigkeit von der Brennstoff- und Kohlendioxidpreisentwicklung hohe Volllaststundenzahlen pro Jahr erreichbar. Erst ab dem Jahr 2040 sinken die Jahresbetriebsstunden unter 2000 VBh/a. Bis zum Jahr 2040 ergeben sich etwa 40 bis 57 Starts pro Jahr mit Betriebszeiten von rund 200 bis 600 Betriebsstunden nach dem Anlagenstart bis zum nächsten Stillstand. Ein anderes attraktives Szenario ist eine jährliche Sommerpause zwischen Mitte Mai bis etwa Mitte September. Spätestens ab dem Jahr 2045 ist ein Sommerstillstand der 880 MW GUD-Anlage die wirtschaftlichste Betriebsweise.

Vermarktung der Kraftwerksleistung
 Ermittlung der Betriebsergebnisse

Betriebsergebnis: (Einnahmen – Ausgaben) x Betriebsstunden = Gewinn



Quelle: USE MY ENERGY GmbH

Bild 7. Ergebnisdarstellung Wirtschaftlichkeitsbetrachtung und Profitabilitätsanalyse.

4 Implementierung wasserstofffähiger Gaskraftwerke

Für die Errichtung und den wirtschaftlichen Betrieb einer 880 MW GUD-Anlage ist ein geeigneter sowie genehmigungsfähiger Kraftwerksstandort erforderlich. Der Standort benötigt ausreichende Platzverhältnisse und geeignete Infrastruktur. Zur Infrastruktur gehören eine ausreichende Erdgasversorgung, Stromnetzanbindung, Rückkühlmöglichkeit und geeignete Transportwege zur Anlieferung der Großkomponenten (Gasturbine, Generator, Dampfturbine, Blocktransformator). Aber auch Montage- und Lagerflächen sowie Möglichkeiten zur Unterbringung und Versorgung des erforderlichen Fach- und Montagepersonals und ein lebenswertes Umfeld für die Betriebsmannschaft müssen vorhanden sein.

gewählten GUD-Anlagen mit den Gasturbinen SGT5-4000F und SGT5-9000HL von Siemens Energy und den Marktdaten. Der kommerzielle Anlagenbetrieb erfolgt über 15 Jahre. Der kommerzielle Betrieb beginnt am 1. Januar 2030 und endet am 1. Januar 2045. Zur Kalibrierung der Marktparameter wurde das Jahr 2023 ausgewählt. Es wurde postuliert, dass sich das Muster der Stundenwerte aus dem Jahr 2023 bis zum Jahr 2035 wiederholt [23]. Ab dem Jahr 2040 wird Elektrizität zur primären Energieform in Deutschland [24]. Der Leistungsanteil von PV- und Windkraftanlagen an der täglichen Stromproduktion steigt auf bis zu 90%. Dies bewirkt eine Strukturveränderung im deutschen Energieversorgungssystem [25] [26].

Beide GUD-Anlagen wurden zuerst mit vorgegebenen 800 VBh/a (Jahresvolllaststunden) bei verschiedenen Brennstoffpreisen mit festgelegten technischen und betriebswirtschaftlichen Grenzen bewertet. Die Jahresstartzahl wurde auf 200 Starts pro Jahr begrenzt. Die erforderliche Mindestbetriebszeit vom Anfahren der GUD-Anlage bis zum Abfahren wurde mit 15 Stunden vorgegeben.

Wie die beiden Geraden für 800 VBh/a in der Bild 7 zeigen, ist unter den vorgegebenen Randbedingungen kein positives Betriebsergebnis erreichbar. Wird die jährliche Betriebsdauer unter den gleichen Randbedingungen auf 3.000 VBh/a angehoben, ge-

langen beide GUD-Anlagen in das Wirtschaftlichkeitsfenster (grüne Fläche). Es wird die Vermutung, dass die leistungsstärkere GUD-Anlage bei der gleichen Betriebsstundenzahl eine größere Strommenge produziert, bestätigt. In Kombination mit dem um 2%-Prozentpunkte besseren Wirkungsgrad bleibt die leistungsstärkere Anlage deutlich länger profitabel. Der Schnittpunkt der beiden Geraden entsteht durch die Veränderung der Strommarktverhältnisse (zunehmender PV- und Wind-Stromanteil) über den kommerziellen Betriebszeitraum in Kombination mit dem Preisanstieg der Kohlendioxidzertifikate. Der zunehmende

Wasserstofffähige Gaskraftwerke
 Anforderungen zur Implementierung

Wasserstoffkernnetz 2032

Kraftwerkstandorte > 300 MW

Infrastruktur und Nachfrage



Quelle: Handelsblatt (Grafik), BMW, FNB Gas e.V. (14.11.2023)

Quelle: STEAG/Iqony, Konsultation zum H2-Kernnetz Berlin, 8. Januar 2024

Quelle: Fraunhofer IEG, Wasserstoff-Verteiloptionen 2035, Cottbus, Januar 2024

Bild 8. Potenzielle Kraftwerksstandorte für 880 MW GUD-Anlagen.

vgbe energy - All rights reserved / Alle Rechte vorbehalten - ©

Die mittlere Darstellung in Bild 8 zeigt potenziell geeignete, bereits vorhandene Kraftwerksstandorte zum Neubau großer GUD-Kraftwerke. Diese sollten sich in der Nähe des zukünftigen Wasserstoffkernnetzes befinden (linke Darstellung), über geeignete Infrastruktur verfügen und in einer Region mit steigender Stromnachfrage liegen (rechte Darstellung).

Versorgungscluster (Bild 9) könnte zukünftig einen entscheidenden Beitrag zur Entlastung des Stromtransportnetzes, zur Verbesserung der Versorgungssicherheit und Resilienz sowie zur Kostenreduktion und Effizienzsteigerung durch Sektorenkopplung leisten [27] [28]. Das Kapazitätskraftwerk ist die leistungsstärkste Stromproduktionsanlage innerhalb des Versorgungsclusters (Energy Hub). Die Stromnetzanbindung erfolgt an das Höchstspannungsnetz. Neben dem Residuallastausgleich werden auch Systemdienstleistungen z.B. Regelleistung, Blindleistung zur Spannungshaltung oder Schwarzstartfähigkeit zum Netzwiederaufbau bereitgestellt.

5 Lösungsvorschlag und Ausblick

Die Energiewende wurde bisher politisch und technologisch zu einseitig auf Dekarbonisierung und Wasserstoff fokussiert. Auch die Annahme, die Energiewende entfalte insgesamt positive Umweltauswirkungen, muss noch nachgewiesen werden. Umweltauswirkungen wie die zunehmende Flächeninanspruchnahme von PV- und Windkraftanlagen, steigender Rohstoff- und Energiebedarf zur Herstellung von Batterien und Elektrolyseuren, mangelhafte Recyclingmöglichkeiten von Windkraftrotoren sowie per- und polyfluorierte Chemikalien (PFAS) in Membranen und Arbeitsmitteln oder der Verlust an Lebensraum und Biodiversität wurden bisher kaum beachtet. Auch bei der Wirtschaftlichkeit dominiert eher der Faktor Hoffnung [29].

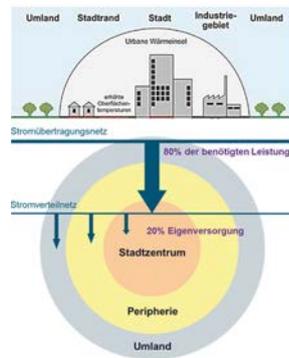
So leisten z.B. KWK-Anlagen (Kraft-Wärme-Kopplung) einen wesentlichen Beitrag zur Residuallastdeckung (steuerbare Stromproduktion), zur Stromnetzentlastung (Produktion am Ort des Bedarfes), zur Effizienzsteigerung (höherer Brennstoffausnutzungsgrad, Ressourcenschonung) und damit zur Energiekostensenkung [30]. Das elektrische KWK-Anlagenleistungsband bewegt sich vom 100 kW Blockheizkraftwerk mit Gasmotor bis zur 600 MW GUD-Anlage [31]. Die sehr große Leistungsbandbreite von KWK-Anlagen ermöglicht die Stromnetzanbindung und Residuallastbereitstellung auf allen Netzebenen (Bild 10). Neben Erdgas, kann regional Biogas, Bio-Methan, Methanol oder auch Wasserstoff als Brennstoff zum Einsatz kommen.

Der überwiegende Anteil an Strommangel- oder Überschusssituationen entsteht im Ver-

Netzentlastung und Steigerung der Versorgungssicherheit

Prinzipdarstellung zukünftiges Versorgungskonzept

Grundversorgung mit fossilen Energieträgern



Grundversorgung mit regenerativen Energieträgern

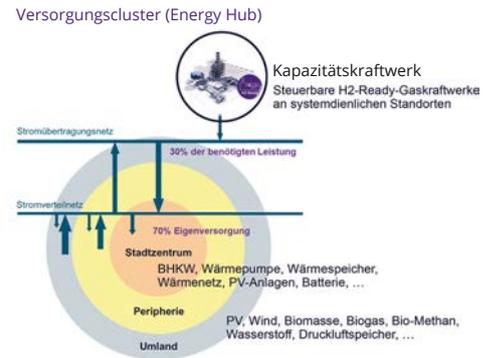


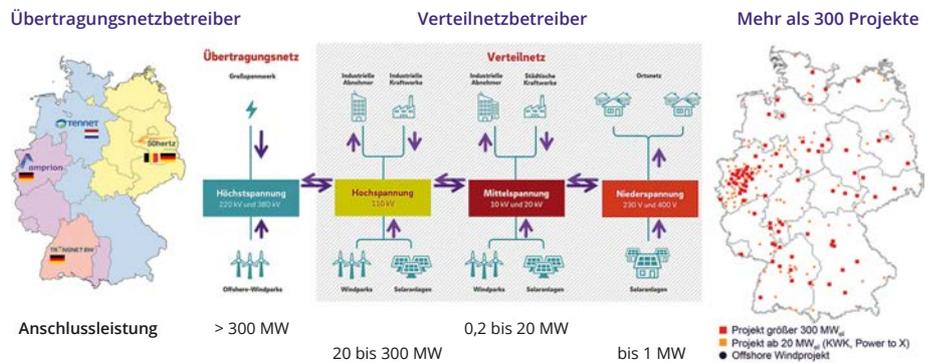
Bild 9. Entstehung von Versorgungsclustern.

teilnetz. Durch die Kombination der KWK-Anlage mit einem Wärmespeicher und mit einem Elektrokessel (steuerbare Last) kann auf jeder Netzebene positive und negative Leistung bereitgestellt werden.

Die lokale Versorgung von Industrie, Gewerbe- und Wohngebieten mit Strom und Wärme erzeugt Diversität und Akzeptanz. Durch die Kombination von Strom und Wärme entstehen Synergien und objektbezogene Energieversorgungs-lösungen [32]. Dies ermöglicht neue Geschäftsmöglichkeiten z.B. zur Vermarktung von industrieller Abwärme oder Kohlendioxid.

Strom-Netz zur Übertragung und Verteilung der Elektrizität

Netzebenen, Anschlussleistung und Projekte



Quelle: In Anlehnung an E.ON, Energienetze

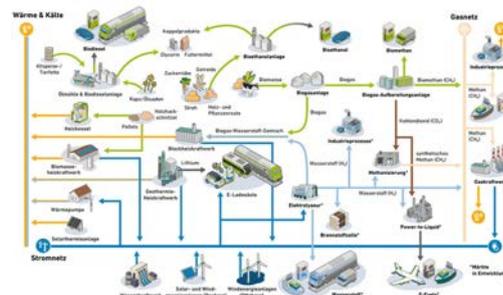
Bild 10. Versorgungssicherheit durch regionale Stromproduktion und Nutzung.

Die Energiewende braucht ein neues Narrativ

Wirtschaftlich, ökologisch und sozial ausgewogen

Individuelle, spezifische Versorgungs- und Wertschöpfungsbeiträge zur Umsetzung der Energiewende

Vielfalt bei Strom, Wärme, Verkehr, Industrie, Landwirtschaft, Gewerbe



Quelle: Grafik, Agentur für Erneuerbare Energien e. V. Stand 09/2022

Bild 11. Zukünftige Energieversorgung.

Generationenprojekt Energiewende



Die Randbedingungen für Investoren, im Kraftwerksanlagenbau und bei den Betreibern, haben sich damit nicht verbessert. Kraftwerksprojekte werden vorbereitet ohne konkreten Realisierungszeitpunkt. Es entstehen Kosten ohne absehbare Einnahmen. Im Beitrag wird am Beispiel des GUD-Kraftwerkes mit einer HL-Klasse Gasturbine ein umsetzbarer, profitabler Geschäftsansatz vorgestellt. Zur erfolgreichen Implementierung ist Dialog- und Kooperationsbereitschaft erforderlich.

Die Kombination aus großen leistungsstarken Kapazitätskraftwerken, KWK-Anlagen im mittleren Leistungsbereich, eine effizientere und stärkere Nutzung von Biomasse und verschiedene Energiespeicherlösungen ermöglicht den schrittweisen Aufbau der zukünftigen regenerativen Energieversorgung. Voraussetzung sind Transparenz, Ehrlichkeit und Partizipation. Individuelle, spezifische Versorgungs- und Wertschöpfungsbeiträge schaffen Akzeptanz und Erfolgserlebnisse. (Bild 11)

Der Beitrag basiert auf einem Vortrag gehalten auf dem „56. Kraftwerkstechnischen Kolloquium“, 8. und 9. Oktober 2024, Dresden. Mit freundlicher Zustimmung der Autoren und des Veranstalters.

Das „57. Kraftwerkstechnische Kolloquium“ findet am 7. und 8. Oktober 2025 in Dresden statt, www.kraftwerkskolloquium.de.

7 Quellen

- [1] BMWK (Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz): *Ein Plan fürs Klima*, Pressemitteilung, Berlin, 17. Mai 2024.
- [2] Ragwitz, M., Weidlich, A. et al.: *Szenarien für ein klimaneutrales Deutschland*. Technologieumbau, Verbrauchsreduktion und Kohlenstoffmanagement (Schriftenreihe Energiesystem der Zukunft), München, 2023.
- [3] BDEW (Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.) und EY: *Fortschrittsmonitoring 2024*, Energiewende, Berlin, 24. April 2024.
- [4] Fact Sheet: *The 2024 NATO Summit in Washington*, Washington D.C., July 10, 2024.
- [5] BMWK (Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz): *Überblickspapier Osterpaket*. Berlin, 6. April 2022.
- [6] AGEE-Sat (Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik): *Erneuerbare Energien in Deutschland – Daten zur Entwicklung im Jahr 2022*, Stand: Februar 2023.
- [7] Hilgers, C. und Busch, B.: *Energieträger und Rohstoff Erdgas – Verfügbarkeit, Verwendung und Geopolitik*, KIT Scientific Working Papers 198. Karlsruhe, 5. September 2022.
- [8] Albertus, P., Manser, J.S., Litzelman, S.: *Long-Duration Electricity Storage Applications, Economics, and Technologies*. Joule 4, p. 21-32, January 15, 2020.
- [9] Sterner, M. und Stadler, I.: *Energiespeicher, Bedarf – Technologien – Integration*. Springer-Verlag, Berlin Heidelberg, 2014.
- [10] Millinger, M. et al.: *BalanceE – Synergien, Wechselwirkungen und Konkurrenzen beim Ausgleich fluktuierender erneuerbarer Energien im Stromsektor durch erneuerbare Optionen*. Technical Report Nov. 2017, Gemeinsamer Endbericht von UFZ, DBFZ und Fraunhofer UMSICHT.
- [11] Trieb, F.: *Wärmespeicherkraftwerke – Ist ein erneuerbarer Stromanteil von 90 % bis 2040 machbar und bezahlbar?* Energiewirtschaftliche Tagesfragen 71. Jg. (2021) Heft 5, Seiten 14 bis 17.
- [12] Güßgen, F. und Fischer, K.: *Besorgt den Stoff! WirtschaftsWoche*, Ausgabe 25, 16. Juni 2023, Seiten 46 bis 51.
- [13] Aurora Energy Research: *Auswirkungen eines adjustierten Kohleausstieges auf die Emissionen im deutschen Stromsektor*, Analyse für Europe Beyond Coal, Berlin, 22. November 2022.
- [14] EWI (Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln): *Entwicklung der konventionellen Kraftwerkskapazitäten am deutschen Strommarkt*, Köln, 13. März 2024.
- [15] BMWK (Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz): *Einigung zur Kraftwerkstrategie*, Pressemitteilung, Berlin, 5. Februar 2024.
- [16] Aurora Energy Research: *100 % bis 2035: Dem klimaneutralen Stromsystem den Weg bereiten – Regulierungsrahmen und Finanzierung Erneuerbarer Energie*, Studie für den WWF, Berlin, Januar 2024.
- [17] BMWK (Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz): *Auf dem Weg zur klimaneutralen Stromerzeugung: Grünes Licht für die Kraftwerksstrategie*, Pressemitteilung, Berlin, 5. Juli 2024.
- [18] BMWK (Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz): *Fortschreibung der Nationalen Wasserstoffstrategie (NSW 2023)*, Berlin, Juli 2023.
- [19] acatech/Leopoldina/Akademienunion (Hrsg.): *Investitionsanreize setzen, Reservekapazitäten sichern: Optionen zur Marktintegration erneuerbarer Energien* (Schriftenreihe zur wissenschaftsbasierten Politikberatung), München, Mai 2023.
- [20] Lenk, U.: *Entscheidungsprobleme bei Innovationen in der Kraftwerkstechnik*, Tagungsband, 39. Kraftwerkstechnischen Kolloquium der Technischen Universität Dresden, 11. und 12. Oktober 2007.
- [21] <https://use-my-energy.de/ume-designer/>
- [22] EICOM (Eidgenössische Elektrizitätskommission): *Konzept Spitzenlast-Kraftwerk zur Sicherstellung der Netzsicherheit in außerordentlichen Notsituationen*, Bericht an den Bundesrat, Bern, 30. November 2021.
- [23] Nassehi, A.: *Muster – Theorie der digitalen Gesellschaft*, C.H.Beck, München, 2019.
- [24] Lenk, U.: *Wird Elektrizität zur Primärenergie? Wasserstoff-Symposium vom 27. bis 28. Mai 2024 in Halle (Saale)*, Tagungsband, Halle, 27. Mai 2024.
- [25] Hanson, J.: *(De-)Zentralität in technischen Szenarien, Materialien zur Stellungnahme „Zentrale und dezentrale Elemente im Energiesystem. Der richtige Mix für eine stabile und nachhaltige Versorgung“* (Schriftenreihe Energiesysteme der Zukunft), München, 2019.
- [26] UBA (Umweltbundesamt): *Nachhaltige Stromversorgung der Zukunft, Kosten und Nutzen einer Transformation hin zu 100 % erneuerbaren Energien*, Dessau-Roßlau, August 2012.
- [27] acatech/Leopoldina/Akademienunion (Hrsg.): *Welche Auswirkungen hat der Ukrainekrieg auf die Energiepreise und Versorgungssicherheit in Europa?* (Impuls) Akademienprojekt Energiesystem der Zukunft (ESYS), München/Halle/Mainz, Juli 2022.
- [28] Deutscher Bundestag, Wissenschaftliche Dienste: *Studienanalyse zur Stromversorgungssicherheit in Deutschland*, Dokument WD5-3000-026/24, Berlin, 11. März 2024.
- [29] Bundesrechnungshof: *Bericht nach § 99 BHO zur Umsetzung der Energiewende im Hinblick auf Versorgungssicherheit, Bezahlbarkeit und Umweltverträglichkeit der Stromversorgung*, Bonn, 7. März 2024.
- [30] Frontier Economics: *Das Potenzial der KWK für die Transformation zur klimaneutralen Energieversorgung*, Bericht für Zukunft Gas e.V., 5. Juli 2022.
- [31] Weiß, P., Braekler, K. und Krause, L.: *GuD Herne – Status des Projektes einschließlich erster IBS-Erfahrungen*, 54. Kraftwerkstechnisches Kolloquium der TU Dresden, Tagungsband, Dresden, 18. Oktober 2022.
- [32] Lenk, U., Lienig, U. und Dittmann, A.: *Klimaneutrale Energieversorgung Gewerbe- und Industriegebiet Kodersdorf*, 52. Kraftwerkstechnisches Kolloquium der Technischen Universität Dresden, 6. und 7. Oktober 2020.

Abstract

Power plant strategy – A proposal

The defossilisation of energy supply is unavoidable to secure the future. To achieve this, it is not enough to convert electricity production in Germany to wind power, sunlight and biomass. The future increase in electricity demand from data centres, industry, healthcare, trade, agriculture, administration and the population must also be taken into account. If we do not take countermeasures, the combination of an increasing demand for electricity and a similarly increasing weather-dependent electricity production to meet demand will lead to supply bottlenecks. It is therefore necessary to balance electricity supply and demand. The technical measures required for this purpose necessitate considerable investments in generation, transport, distribution, storage and alternative energy sources. Apart from power generation, the majority of the investment is needed to expand the grids. The combination of large high-performance capacity power plants, CHP plants in the medium power range, more efficient and greater use of biomass and various energy storage solutions will enable the gradual development of the future renewable energy supply. The prerequisites are transparency, honesty and participation. Individual, specific supply and value-added contributions create acceptance and a sense of achievement.

vgbe Events 2024 | Please visit our website for updates!

Congress/Kongress

vgbe | Congress 2024
vgbe | Kongress 2024



Call for Papers!



11 & 12 September 2024
Potsdam, Germany

Contact

Ines Moors
t +49 201 8128-222
Angela Langen
t +49 201 8128-310
e vgbe-congress@vgbe.energy

vgbe/VEÖ Expert Event
River Management and Ecology



21 and 22 May 2024
Salzburg, Austria

Contact

Eva Silberer
t +49 201 8128-202
e eva.silberer@vgbe.energy

Konferenzen | Fachtagungen

DIHKW 2024
Energieversorgung Deutschlands –
Chancen und Risiken



Fachtagung mit Fachausstellung
16. und 17. April 2024
Garmisch-Partenkirchen, Deutschland

Contact

Jennifer Kulinna
t +49 201 8128-206
e vgbe-dihkw@vgbe.energy

vgbe KELI 2024
Elektro-, Leit- und Informations-
technik in der Energieversorgung



mit Fachausstellung

14 to 16 May 2024
Bonn, Germany

Contact

Ulrike Troglio
t +49 201 8128-282
e vgbe-keli@vgbe.energy

vgbe Dampfturbinen
und Dampfturbinenbetrieb 2024
vgbe Steam Turbines and
Operation of Steam Turbines 2024



mit Fachausstellung/
with Technical Exhibition

28 and 29 May 2024
Würzburg, Germany

Contact

Diana Ringhoff
t +49 201 8128-232
e vgbe-dampfturb@vgbe.energy

vgbe Chemiekonferenz 2024
vgbe Conference Chemistry 2024



mit Fachausstellung/
with Technical Exhibition

22 to 24 October 2024
Potsdam, Germany

Contact

Ines Moors
t +49 201 8128-222
e vgbe-chemie@vgbe.energy

Seminare | Workshops

Basics Wasserchemie
im Kraftwerk



vgbe | Online-Seminar
21. und 22. Februar 2024

Contact

Eugenia Hartmann
t +49 201 8128-266
e vgbe-wasserdampf@vgbe.energy

Wasseraufbereitung
vgbe | Seminar



20. und 21. März 2024
Velbert, Deutschland

Contact

Eugenia Hartmann
t +49 201 8128-266
e vgbe-wasseraufb@vgbe.energy

Flue Gas Cleaning 2024



Workshop

22 and 23 May 2024
Frankfurt a.M., Germany

Contact

Ines Moors
t +49 201 8128-222
e vgbe-flue-gas@vgbe.energy

Chemie im
Wasser-Dampf-Kreislauf



vgbe | Seminar
13. und 14. November 2024

Contact

Eugenia Hartmann
t +49 201 8128-266
e vgbe-wasserdampf@vgbe.energy

Offshore Windenergieanlagen –
Arbeitsmedizin 2024



Fortbildungsveranstaltung
6. und 7. September 2024
Emden, Deutschland

Contact

Dr. Gregor Lipinski
t: +49 201 8128 272
t +49 201 8128-272
e gregor.lipinski@vgbe.energy

Immissionsschutz- und
Störfallbeauftragte 2024



Fortbildungsveranstaltung
26. bis 28. November 2024
Höhr-Grenzhausen, Deutschland

Contact

Stephanie Wilmsen
t +49 201 8128-244
e vgbe-immission@vgbe.energy

Information on all
events with exhibition
Auskunft zu allen
Veranstaltungen
mit Fachausstellung

t +49 201 8128-310/-299
e events@vgbe.energy

Updates www.vgbe.energy

Exhibitions and Conferences

E-world energy & water

20. bis 24. Februar 2024
Essen, Deutschland

www.e-world-essen.com

Enlit Europe 2024

22 to 24 October 2024
Milan, Italy

www.enlit-europe.com/

56. Kraftwerkstechnisches Kolloquium

8. und 9. Oktober 2024
Dresden, Deutschland

<https://t1p.de/tud-kwt> (Kurzlink)