

1 Einleitung

Die konventionelle Energiewirtschaft befindet sich in einer Phase des Übergangs und der Anpassung. In dem auf der 21. UN-Klimakonferenz im Dezember 2015 verhandelten und kürzlich in Kraft getretenen Pariser Abkommen hat sich Deutschland als einer von 195 Staaten rechtlich verbindlich dazu verpflichtet, „den Anstieg der globalen Mitteltemperatur deutlich unter 2°C im Vergleich zur vorindustriellen Zeit zu halten und Anstrengungen zur Begrenzung des Temperaturanstieges auf $1,5^{\circ}\text{C}$ im Vergleich zur vorindustriellen Zeit zu unternehmen“ [1]. Seit Beginn der industriellen Revolution ist der Anstieg der globalen Mitteltemperatur mit $+1,08^{\circ}\text{C}$ bereits deutlich vorangeschritten (Stand 2015 [2]). Insbesondere sollen die Nettoemissionen des Treibhausgases Kohlendioxid in der zweiten Hälfte dieses Jahrhunderts auf Null zurückgeführt werden. Mit Blick auf die Stromerzeugung erfordert die Umsetzung dieser ambitionierten Zielvorgabe eine grundlegende Neuordnung des Bestandssystems, welches im Wesentlichen auf der Nutzung fossiler Brennstoffe basiert, hin zu regenerativen Energieträgern.

Wie ein Blick auf das energiepolitische Zieldreieck in Abbildung 1.1 deutlich macht, sind dabei mehrere Aspekte abzuwägen. In der Darstellung ist das konventionelle Dreieck um eine weitere Dimension zum Tetraeder erweitert und zeigt, dass eine ausgewogene Neupositionierung des Zielsystems nur im Rahmen der maßgeblichen Dimensionen Versorgungssicherheit, Wirtschaftlichkeit, Soziale Akzeptanz und Umweltverträglichkeit erfolgen kann. Ferner führt die stärkere Gewichtung einer Dimension in der Regel zu Konflikten mit den restlichen Zielgrößen. So erfolgt der kontinuierlich steigende Anteil erneuerbarer Energieträger an der Stromerzeugung auf der einen Seite in Übereinstimmung mit der gesellschaftlichen Neu gewichtung der Zielvorgabe Umweltverträglichkeit. Diese bewertet im klassischen Verständnis die lokale Umweltbelastung in der Umgebung eines Kraftwerks, wie etwa die Kühlwasserentnahme aus einem Gewässer oder die Emission der regional wirksamen Schadstoffe NO_x und Schwefeldioxid. Das erweiterte Verständnis des Begriffes berücksichtigt darüber hinaus auch die globale Umweltbelastung wie den klimarelevanten Ausstoß von Kohlendioxid. Um auf der anderen Seite die Versorgungssicherheit zu gewährleisten, erfordert die Fluktuation der regenerativen

1 Einleitung

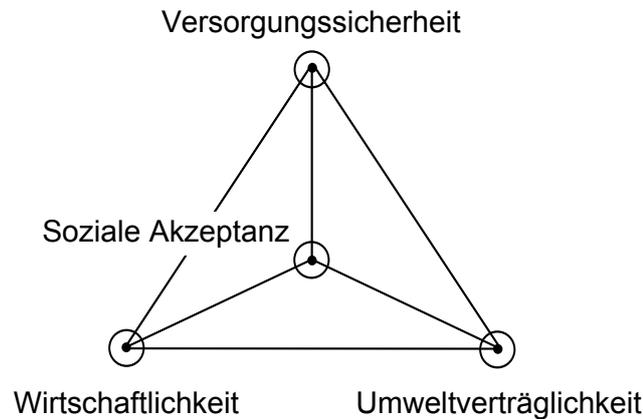


Abbildung 1.1: Zieldreieck der Energiepolitik.

Stromeinspeisung eine stark steigende Anzahl kurzfristiger Eingriffe der Netzbetreiber in Form des Redispatch konventioneller Kraftwerke oder der Abregelung von Einspeisung aus erneuerbaren Energien [3]. Da die gesicherte Leistung fluktuierender erneuerbarer Energien (FEE) bezogen auf die nominale Kapazität im Vergleich zu konventionellen Anlagen deutlich geringer ist, muss zusätzlich ein großer Teil des bestehenden Kraftwerksparks trotz der verminderten Auslastung weiter als Reserve vorgehalten werden. Durch diese Sicherungsmaßnahmen werden Zusatzkosten und Effizienzeinbußen verursacht, welche die Wirtschaftlichkeit des Energiesystems beeinträchtigen und sich unter anderem in erhöhten Netzentgelten niederschlagen. Letztere werden ebenso wie die Subventionen nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) über den Strompreis auf die Endverbraucher umgelegt. Schließlich ist die Soziale Akzeptanz der „Energiewende“ abhängig von der Kostenentwicklung des elektrischen Stroms, die auch einen wichtigen Standortfaktor für die internationale Wettbewerbsfähigkeit der Industrie darstellt, sowie von der unmittelbaren Wahrnehmung von baulichen Maßnahmen im individuellen Umfeld wie beispielsweise Hochspannungsleitungen. In diesem komplexen Spannungsfeld ist die ingenieurtechnische Herausforderung der Gestaltung einer im umfassenden Sinne nachhaltigen Transition zum Energiesystem der Zukunft zu verstehen.

Die übergeordneten Ansätze zur Realisierung der Energietransition lassen sich prinzipiell in fünf Kategorien unterteilen: I. Ausbau der Infrastruktur zur Übertragung und Verteilung elektrischer Energie, II. Integration dezentraler Stromerzeuger und -verbraucher durch ein intelligentes Stromnetz, III. Speicherung elektrischer Energie im netzrelevanten Maßstab, IV. Wertschöpfungsprozesse zur Stromnutzung außerhalb des elektrischen Systems sowie V. Ertüchtigung und Modernisie-

rung der Kraftwerksflotte für transiente Fahrweise. Obgleich jedes dieser Konzepte in unterschiedlichem Maß in das zukünftige Energiesystem einfließen wird, so unterscheiden sich die Ansätze doch erheblich im Hinblick auf technisches Potential, Marktreife und Wirtschaftlichkeit. Mit Ausnahme von I. ist eine hohe Kosteneffizienz entscheidend für die Akzeptanz auf dem Strommarkt, weil die Marktteilnehmer mit Ausnahme des begrenzten Regelenenergiemarktes derzeit keine unmittelbare Vergütung für die Bereitstellung von Flexibilität erhalten.

- I. Da die Struktur des deutschen Elektrizitätsnetzes historisch bedingt auf eine überschaubare Anzahl von Kraftwerksblöcken in geographischer Nähe zu großen Bevölkerungszentren ausgerichtet ist, ist die adäquate Erweiterung der Leitungskapazitäten auf der Hoch- und Mittelspannungsebene Grundvoraussetzung zur Aufnahme der regenerativen Einspeisung. So wird das deutsche Netz derzeit aufgrund von Kapazitätsengpässen zwischen den Windfarmen im Norden und den Lastzentren im Süden bei hoher Belastung durch einen grenzüberschreitenden Ringstrom über Polen, Tschechien und Österreich nach Bayern stabilisiert. Dieser unerwünschte Ringstrom kann bis zu 17 % der Übertragungskapazität des polnischen Hochspannungsnetzes belegen [4]. Zur Entschärfung der Netzengpässe ist im nationalen Entwicklungsplan der Bundesnetzagentur die Errichtung direkter Verbindungsleitungen zur Hochspannungsgleichstromübertragung (HGÜ) vorgesehen, deren Inbetriebnahme im Laufe des kommenden Jahrzehnts vorgesehen ist.
- II. Die unter dem englischen Begriff „Smart Grid“ zusammengefassten Forschungsaktivitäten zielen auf die Vernetzung aller relevanten Akteure zur Optimierung des Netzbetriebs ab. Insbesondere wird die verbraucherseitige Verbreitung digitaler Stromzähler verfolgt, um mittels dynamischer Stromtarife eine kurzfristige Steuerung und zeitliche Verschiebung des Lastbedarfs motivieren zu können. Eine wesentliche Rolle wird aufgrund der technisch einfachen Speicherung thermischer Energie [5] die Sektorkopplung mit dem Markt für Niedertemperaturwärme einnehmen, etwa durch elektrische Speicherheizungen, Wärmepumpen oder dezentrale Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen (KWK) [6]. In Verbindung mit weiteren Aspekten wie einer höheren Vorhersagegenauigkeit von lokaler Stromerzeugung aus Wind- und Solaranlagen und der Integration von Kurzzeitspeichern können auf diese Weise eine räumlich homogenere Netzbelastung erzielt und die Investitionskosten des Netzausbaus reduziert werden.

1 Einleitung

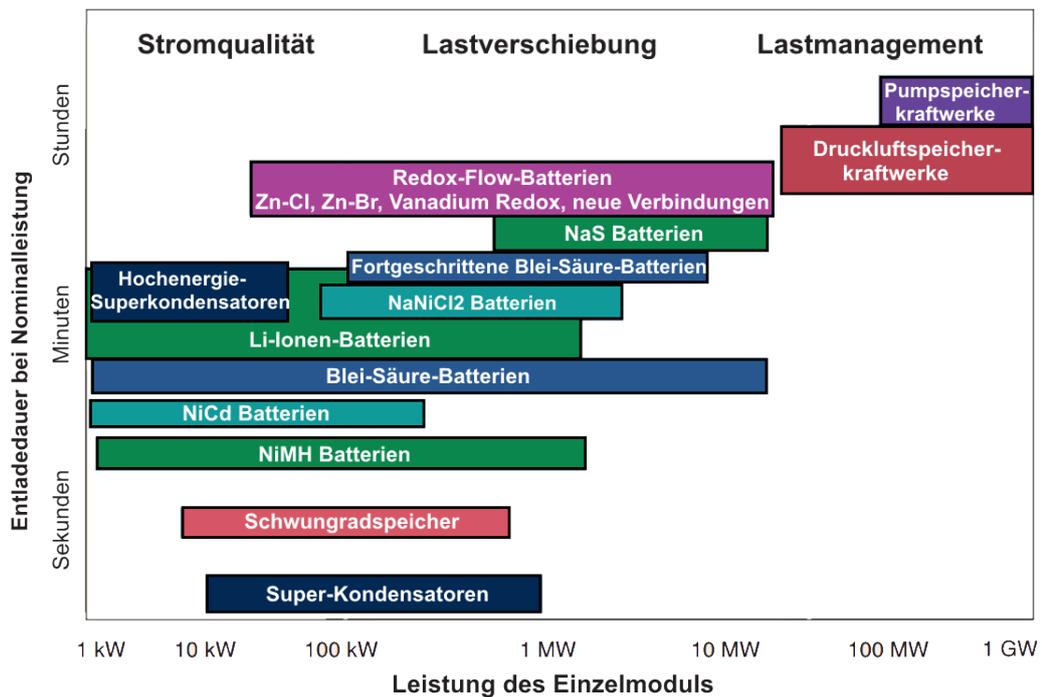


Abbildung 1.2: Klassifizierung elektrischer Energiespeicher nach Dunn [7], eigene Bearbeitung.

III. Prinzipiell stellt der flexible Ausgleich von momentanem Lastangebot und -nachfrage durch netzmaßstäbliche Stromspeicher die Ideallösung für eine hohe Marktdurchdringung erneuerbarer Energieträger dar. Abbildung 1.2 bietet eine generelle Übersicht der Entladezeit und der Nominalleistung verschiedener Speichertechnologien. Pumpspeicherkraftwerke (PSK) sind eine effiziente und kommerziell ausgereifte Technologie für großmaßstäbliche Speicherung, die jedoch durch die begrenzte Anzahl geeigneter Standorte limitiert ist. Zu erwähnen ist in dem Zusammenhang ein interessanter Modellversuch zur praktischen Erprobung eines Betonkugelspeichers, der das Arbeitsprinzip des Pumpspeicherkraftwerks zur Speicherung von Offshore-Windenergie auf dem Meeresgrund übertragen soll [8]. Als weitere Optionen in verschiedenen Stadien der Entwicklung sind unter anderem Druckluftspeicherkraftwerke und Batteriespeicher zu nennen. Trotz der kürzlich erzielten Fortschritte im Bereich der Lithium-Ionen-Batteriespeicher für die Automobilbranche [7] bleibt die energiewirtschaftliche Anwendung der meisten Konzepte vorerst auf die Sicherung der Stromqualität und kurzzeitige Lastverschiebung beschränkt, mit Ausnahme von Inselösungen. Abgesehen von PSK ist zur Zeit keine Technologie verfügbar, welche in der Lage ist, die in der Größenordnung von Terawattstunden erforderliche Speicherkapazität für Lastmanagement im Netz zu wirtschaftlich sinnvollen Kosten darzustellen.

- IV. Um die zukünftig zu erwartenden Leistungsüberschüsse bei günstigen Wetterlagen ausnutzen zu können, sind auch Wertschöpfungsprozesse außerhalb des elektrischen Systems zu berücksichtigen. Potential bietet vor allem die bereits erwähnte Sektorkopplung mit dem Wärmemarkt. Gegenstand der aktuellen Forschung ist weiterhin die Erzeugung von Wasserstoff mittels Elektrolyse. Als mögliche Anwendungen sind die Einspeisung in das bestehende Erdgasnetz zur Rückverstromung, die Nutzung als Treibstoff für Brennstoffzellenfahrzeuge und als Grundstoff der chemischen Industrie sowie die Synthese von Methan oder komplexen Kohlenwasserstoffen zu nennen. Aus den begrenzten Erfahrungswerten der bisherigen Pilotanlagen wurde indes weiterer Entwicklungsbedarf bei den Schlüsselkomponenten Elektrolyseur und Brennstoffzelle im Hinblick auf ihre transiente Leistungsfähigkeit, betriebliche Effizienz und Lebensdauer identifiziert [9].
- V. Auf absehbare Zeit werden fossil befeuerte Kraftwerke in zahlreichen Ländern, welche nicht über die natürlichen Voraussetzungen für eine weitgehende Deckung des Strombedarfs aus Wasserkraft und Geothermie verfügen, Grundlage für die kontinuierliche Netzstabilität und Versorgungssicherheit bleiben. Dabei muss der Kraftwerkspark, welcher ursprünglich zum großen Teil für die Abdeckung relativ konstanter Mittel- und Grundlast konzipiert wurde, auf die Leistungsschwankungen der regenerativen Einspeisung flexibel reagieren. Beispielsweise wird für zentraleuropäische Kraftwerke im Mittel eine um 4 %-23 % erhöhte Anzahl der Anfahrvorgänge und eine Häufung von Lastwechseln um 63 %-181 % bis 2020 erwartet [10]. Einerseits sind aus den gestiegenen Anforderungen der Kraftwerksbetreiber an die betriebliche Flexibilität spezifische Kriterien zur Verbesserung der dynamischen Leistungsfähigkeit abzuleiten, wie etwa eine möglichst kurze Anforderdauer, eine Steigerung des zulässigen Lastwechselgradienten und niedrige Mindestlast. Die transiente Fahrweise geht andererseits mit einer reduzierten Lebensdauer hochbelasteter Komponenten aufgrund von Werkstoffermüdung einher. Zur kosteneffizienten Ertüchtigung einer Bestandsanlage eignen sich vor allem leittechnische Maßnahmen, während bei einem modernen Neubauprojekt die Anlagendynamik bereits Bestandteil der Auslegungs- und Konzeptionsphase sein sollte. Mit Blick auf das energiepolitische Zieldreieck ist die so erzielte Flexibilisierung auf Basis der vorhandenen Infrastruktur geeignet, den schrittweisen Übergang zu einem kohlenstoffarmen Energiesystem volkswirtschaftlich tragbar zu gestalten. Daher soll dieser Ansatz (V) im Folgenden näher betrachtet werden.

1.1 Motivation

Die Bundesregierung sieht im Rahmen des „Klimaschutzplans 2050“ eine Reduzierung der durch die Energiewirtschaft verursachten Treibhausgasemissionen um rund 62 % (Bezugsjahr 1990) auf 175-183 Mio. t_{CO₂-äq.} bis 2030 vor. Bei der Zielvorgabe ist zusätzlich die vorgesehene Abschaltung aller noch im Betrieb befindlichen deutschen Kernkraftwerke bis zum Jahr 2022 zu berücksichtigen. Ferner hat sich die Europäische Union bis 2050 auf eine weitergehende Reduzierung der Gesamtemissionen um 80-95 % mit Bezugsjahr 1990 verpflichtet. Aus dieser energiepolitischen Weichenstellung folgt, dass der Weiterbetrieb insbesondere von Braunkohlekraftwerken im europäischen Raum langfristig nur unter flächendeckender Nutzung von verfahrenstechnischen Prozessen zur CO₂-Abscheidung und -Speicherung (CCS) wie der Monoethanolamin-Wäsche oder des effizienteren Carbonate Looping [11] erfolgen kann. Die entsprechende Nachrüstung von Bestandsanlagen ist jedoch nur bei einer dauerhaft hohen Auslastung wirtschaftlich sinnvoll. Neuere Studien zur Technikakzeptanz lassen zudem darauf schließen, dass das in der Wissenschaft diskutierte Potential von CCS bei der Umsetzung der Energietransition in der öffentlichen Debatte nur eine untergeordnete Rolle spielt [12]: Tatsächlich wird CCS von der Bevölkerung vorrangig als Risikotechnologie im individuellen Umfeld wahrgenommen [12].

Aufgrund der guten Übereinstimmung mit dem zukünftigen Anforderungsprofil an betriebliche Flexibilität und Umweltverträglichkeit bilden Kombikraftwerke (auch bekannt unter der Bezeichnung Gas- und Dampfturbinenkraftwerke, GuD-Kraftwerke) in einem Zielsystem mit hohem FEE-Anteil „das Rückgrat einer gesicherten und zuverlässigen Stromversorgung“ [14]. In einem Kombikraftwerk wird der im heißen Abgas der Gasturbine (GT) enthaltene Exergiestrom zum Antrieb eines nachgeschalteten Wasser-/Dampfprozesses genutzt. Das Abgas wird dazu im Abhitzedampferzeuger (AHDE) zur Wärmeübertragung über wassergekühlte Rippenrohrbündel geführt. Die Kraftwerke sind im Flottenmanagement flexibel nach Marktsituation einsetzbar und zeichnen sich durch kurze Anfahrdauer sowie die Möglichkeit schneller Lastwechsel aus. In Bezug auf die Umweltverträglichkeit werden aufgrund des hohen Wasserstoffgehalts im Brennstoff und der effizienten Abhitzennutzung im kombinierten Prozess vergleichsweise geringe spezifische Emissionen verursacht. So führte die teilweise Substitution der Stromerzeugung aus kohlebeheizten Anlagen durch Gasturbinen und Kombikraftwerke zu einem Rückgang der CO₂-Emissionen im US-amerikanischen Energiesektor um 12 % in den vergangenen zehn Jahren, vergleiche Abbildung 1.3. Ferner legt das jüngere Beispiel

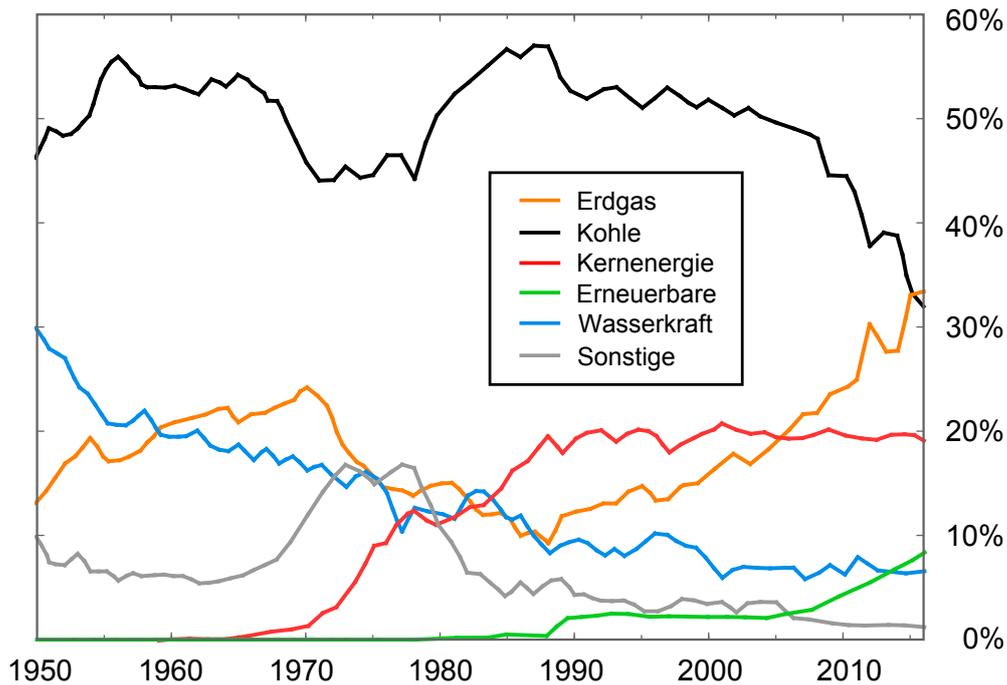


Abbildung 1.3: Historische Entwicklung der US-amerikanischen Stromproduktion in Anteilen der Primärenergieträger nach Daten der EIA [13], eigene Darstellung.

des im Januar 2016 in Betrieb genommenen GuD-Kraftwerksblocks Lausward am Standort Düsseldorfer Hafen im Gegensatz zu anderen Kraftwerkstechnologien ein ausreichend vorhandenes Maß an gesellschaftlicher Akzeptanz nahe.

Ein weiterer interessanter Aspekt für die zentrale Rolle der Kombikraftwerke bei der Gestaltung der Energietransition ist die Weiterentwicklung der Gasturbinenbrenner für variable Feuerung mit Wasserstoff oder Synthesegas mit hohem Wasserstoffanteil. Durch die Brennstoffflexibilität der Gasturbine wird zum einen die Schnittstelle zu externen Wertschöpfungsprozessen geschaffen und zum anderen eine stärkere Diversifizierung der Bezugsquellen für den Primärenergieträger Brenngas ermöglicht. Letztere scheint mit Blick auf die starke Abhängigkeit der EU von Erdgasimporten aus der Russischen Föderation dringend geboten. So macht der Ansatz des Integrated Gasification Combined Cycle (IGCC), bei dem der Gasturbine ein Vergasungsreaktor mit anschließender Synthesegasreinigung vorgeschaltet ist, den hohen Wirkungsgrad des kombinierten Kraftwerksprozesses auch für heimische Energieträger wie Kohle und Biomasse zugänglich. Die niedrige Auslastung zahlreicher Kombikraftwerke aufgrund der Verdrängung durch FEE unterminiert dagegen die Rentabilität der Bestandsanlagen und verhindert Neuinvestitionen in gesicherte Kapazität. Aufgrund des begrenzten Volumens ist auch die

1.1 Motivation

Partizipation am Regelenergiemarkt für einen wirtschaftlichen Betrieb unter den derzeitigen Marktbedingungen nicht ausreichend [15]. Daher ist kurzfristig neben einer Verknappung der CO₂-Emissionszertifikate die Identifikation und Einführung geeigneter Marktmechanismen erforderlich, um die kontinuierliche Vorhaltung systemrelevanter Kombikraftwerke langfristig auch bei sehr geringer Volllaststundenzahl zu erlauben und die Versorgungssicherheit in Deutschland zu erhalten [14].

Durch die thermodynamisch günstige Kombination des Joule-Prozesses (hohe Temperatur der Wärmeaufnahme) mit dem Clausius-Rankine-Prozess (niedrige Temperatur der Wärmeabgabe) [16] sind höchste elektrische Wirkungsgrade von über 61 % praktisch realisierbar [17]. Da die Brennstoffkosten mit etwa 80 % den Großteil der spezifischen Stromerzeugungskosten eines Kombikraftwerks ausmachen, ist ein starker wirtschaftlicher Anreiz zur weiteren Steigerung des Prozesswirkungsgrades gegeben. Hierbei liegt das größte Potential auf Seiten der Gasturbine als führende Komponente und insbesondere in einer Erhöhung der Gasturbine-eintrittstemperatur, welchem durch intensive Forschung zu hochtemperaturresistenten Trägermaterialien, Oberflächenbeschichtungen sowie zur Kühlung der Turbinenschaufeln Rechnung getragen wird. Historisch gesehen hat die Entwicklung immer leistungsfähigerer Gasturbinen auch das Wärmeangebot im Abgas gesteigert, sodass parallel die kontinuierliche Weiterentwicklung des nachgeschalteten Wasser-Dampfkreislaufs erforderlich ist. Als wichtige Ansätze zur Verbesserung der Prozessgüte sind erhöhte Frischdampfparameter, ein möglichst geringer Temperaturversatz zwischen Abgas- und Wasser-/Dampfseite im Abhitzedampferzeuger, der innere Wirkungsgrad der Dampfturbine (DT) und eine Optimierung des kalten Endes zu nennen. Wie erwähnt, ist durch den zunehmenden FEE-Anteil an der Stromerzeugung zusätzlich zum Wirkungsgrad die betriebliche Flexibilität ein wesentliches Kriterium. Für die Absenkung der Mindestlast sind die Flammenstabilität der Gasturbine und die Einhaltung der gesetzlichen Grenzwerte für NO_x-Emissionen ausschlaggebend. Im Hinblick auf das dynamische Betriebsverhalten des Kombikraftwerks ist hingegen der Nachschaltprozess mit den trägen Komponenten des Abhitzedampferzeugers und der Dampfturbine das limitierende System.

Zur Kraftwerksflexibilisierung eignet sich insbesondere das Werkzeug der dynamischen Simulation, da diese im Unterschied zu Versuchen an der realen Anlage preiswert ist und nicht durch Sicherheitserwägungen eingeschränkt wird. Weiterhin erlaubt die computergestützte Berechnung ein vertieftes Verständnis des Prozesses, der Regelkreise und der Stabilitätsgrenzen. Abbildung 1.4 zeigt schematisch den Prozessablauf zur Flexibilisierung einer Bestandsanlage mittels dynamischer Simu-

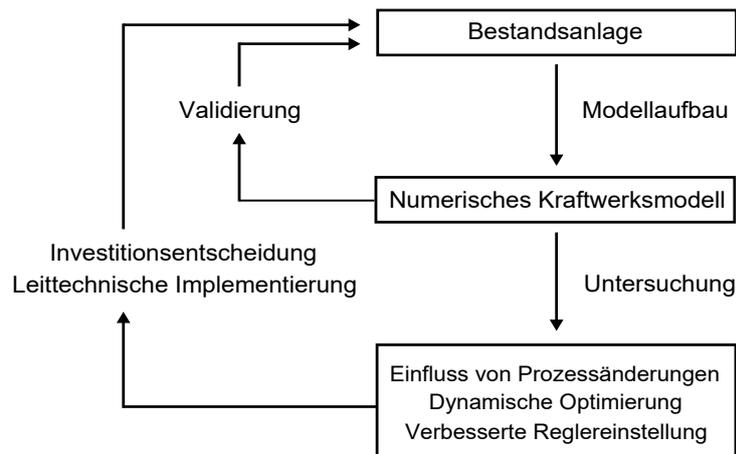


Abbildung 1.4: Schematischer Prozess zur Flexibilisierung eines Bestandskraftwerks mittels dynamischer Simulation.

lation. Wenn die verfügbaren Daten der wärmetechnische Auslegung zur Modellbildung nicht ausreichend sind, wird der Prozess mit der Erstellung eines stationären Kraftwerksmodells zur Bestimmung charakteristischer Betriebspunkte im Vollast- und Teillastbetrieb eingeleitet. Die Ergebnisse der stationären Prozessrechnung sind anhand von betrieblichen Messdaten der realen Anlage zu validieren, um den aktuellen Betriebszustand zu berücksichtigen. Dieser unterscheidet sich beispielsweise durch Ablagerungen an den Verdichterschaufeln oder Verschmutzung der Wärmeübertragerflächen vom Fabrikzustand. Die validierten Betriebspunkte sind die Basis zur Auslegung des dynamischen Kraftwerksmodells, welches durch die detaillierte Abbildung von Regelkreisen sowie charakteristischen Kenndaten der Einzelkomponenten die Berechnung dynamischer Prozesse wie Lastwechsel, Anfahrvorgang und Störfall gestattet. Das Modell ist wiederum durch die Nachrechnung geeigneter Betriebsfälle zu validieren und iterativ an die reale Anlage anzupassen. Wenn die Gültigkeit des Modells nachgewiesen ist, lässt sich eine Vielzahl von Ansätzen zur praktischen Flexibilisierung der Anlage untersuchen und gegenüberstellen. Dazu zählen insbesondere die Optimierung von Regelstrukturen und automatisierten Schrittketten sowie der mögliche Austausch veralteter Komponenten. Ferner lässt sich das Modell im Betrieb für die gezielte Unterstützung von Wartungsmaßnahmen sowie die Fortbildung von Kraftwerkspersonal einsetzen.

Demgegenüber sind Leistungskenndaten wie der maximale Lastwechselgradient bei einem modernen Kraftwerksneubau in der Regel Bestandteil der externen Kundenanforderungen und bereits in der Angebotserstellung durch erste Modellrechnungen zu überprüfen. In einer späteren Phase des Neubauprojekts wird die transiente Prozessrechnung anschließend zur Überprüfung und Verfeinerung der

1.2 Zielsetzung

detaillierten Auslegung, insbesondere der Regelstrukturen, genutzt. Damit ist die dynamische Simulation von der frühen Projektentstehung über die Inbetriebnahme bis zur Außerdienststellung ein geeignetes Werkzeug zum Nachweis und zur kontinuierlichen Verbesserung der betrieblichen Flexibilität im Kraftwerk.

1.2 Zielsetzung

Charakteristisch für das veränderte Anforderungsprofil an konventionelle Kraftwerkstechnik ist die Abwägung zwischen Wirkungsgrad und Flexibilität. Zwecks Wirkungsgraderhöhung wird einerseits die Steigerung der Prozesstemperaturen und -drücke gerade im Frischdampfsystem angestrebt. Andererseits sind damit zur Kriechbeständigkeit der Bauteile und zur sicheren Handhabung des Systemdrucks tendenziell höhere Wandstärken zu wählen, welche die Entstehung thermischer Spannungen befördern und der gewünschten Flexibilität der Anlage entgegenwirken. In der vorliegenden Arbeit soll die detaillierte Konzeptstudie eines innovativen Abhitzedampferzeugers entwickelt und der genannte Zielkonflikt an der konkreten Anwendung untersucht werden.

Unter der Vielzahl an betrieblichen Transienten eines Kombikraftwerks wird die Anfahrtransiente unter Fachleuten auch als „Erste unter Gleichen“ [18] bezeichnet. Zunächst ist die Anforderdauer des Kraftwerks eine herausgehobene Kenngröße, welche die betriebliche Flexibilität der Anlage praktisch veranschaulicht und in der öffentlichen Darstellung auch zum Beleg der technologischen Kompetenz im Vergleich zu Mitbewerbern herangezogen wird. Dieser Umstand wird in der Literatur durch die häufig behandelte Optimierung des GuD-Anfahrvorgangs zur Reduzierung der benötigten Zeitdauer reflektiert, vergleiche Kapitel 2.2.2. Vor allem aber ist die Anfahrtransiente durch die Abdeckung des gesamten Lastbereiches und den aktiven Eingriff aller im Betrieb wesentlichen Systeme gekennzeichnet, sodass sie als Referenzfall für ein dynamisches Prozessmodell zweckmäßig ist. Beim Gasturbinenstart verursacht die rapide Steigerung der Abgasparameter über einen weiten Temperaturbereich thermische Spannungen, die bei hochbelasteten Bauteilen im Nachschaltprozess zum Lebensdauerverzehr durch zyklische Werkstoffermüdung (engl.: low-cycle fatigue, LCF) führen. Der gesamte Lebensdauerverbrauch eines Kombikraftwerks wird daher klar durch die Anzahl der Anfahrvorgänge geprägt, wobei speziell auf dem deutschen Strommarkt mittelfristig eine höhere Frequenz der Warmstarts zu erwarten ist [19]. Im Rahmen dieser Arbeit liegt der Fokus auf der Berechnung der Anfahrtransiente für den nachgeschalteten Clausius-Rankine-Prozess und insbesondere den Abhitzedampferzeuger.