
Kurzbericht zum Forschungsvorhaben

**Auswirkungen von fluktuierender Windenergieeinspeisung auf
das regel- und thermodynamische Betriebsverhalten
konventioneller Kraftwerke in Deutschland - Bestandsaufnahme
und Ableitung zukünftiger Anforderungen**

Bearbeitungszeitraum:

01.06.2006 bis 30.04.2009

Bearbeiter:

Dipl.-Ing. Friedrich Gottelt
Dipl.-Ing. Christian Ziems
Dipl.-Ing. Sebastian Meinke
Dr.-Ing. Torsten Haase
Dr.-Ing. Jürgen Nocke
Prof. Dr.-Ing. Harald Weber
Prof. Dr.-Ing. habil. Egon Hassel

Rostock, 13. September 2009

1 Vorwort

Die vorliegende Abhandlung ist im Rahmen eines Forschungsprojekts des VGB PowerTech e.V. erarbeitet worden. Die erforderlichen Mittel wurden über eine Projektumlage bereitgestellt, an der sich zwölf Kraftwerksbetreiber und Energieversorgungsunternehmen beteiligt haben.

Die Forschungsarbeiten wurden von dem Lenkungskreis „Kraftwerksbetrieb bei Einspeisung von Windkraft“ begleitet.

2 Einleitung

2.1 Entwicklung der Windenergie

In Deutschland wird aktuell bis auf wenige Pilot-Anlagen die gesamte Windenergie in Onshore-Anlagen erzeugt. Abbildung 1 zeigt den aktuellen Entwicklungstrend bei Onshore- und Offshore-Kapazitäten bis zum Jahr 2030. Hierbei wird deutlich, dass in den kommenden Jahren die Offshore-Kapazitäten stark erweitert werden sollen. Bei den Onshore-Kapazitäten ist eine gewisse Sättigung bis zum Jahr 2030 zu erwarten. Den Hauptteil des zukünftigen Zubaus werden daher die Offshore-Windparks ausmachen. Die Gesamtkapazitäten könnten sich im Jahr 2020 dabei auf ca. 51 GW und im Jahr 2025 auf etwa 60 GW belaufen.

Der Anteil der Windenergie an der Stromproduktion wird deshalb in den nächsten 20 Jahren weiter stark ansteigen. Die elektrische Energieerzeugung aus konventionellen Kraftwerken wird durch die Windkraft in zunehmendem Maße beeinflusst und verdrängt werden. Ein hohes Maß an Windintegration kann jedoch nur durch einen koordinierten Kraftwerkseinsatz erfolgen.

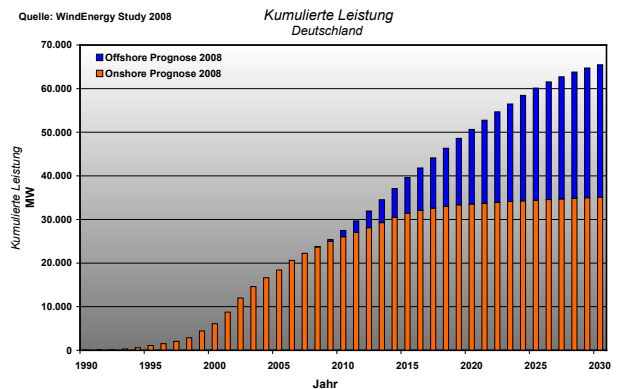


Abbildung 1: *Entwicklungstrend der OnShore- und OffShore-Windkapazitäten in Deutschland*

2.2 Ziel der Untersuchungen

Im ersten Teil dieser Studie wurde das zukünftige Zusammenspiel zwischen den konventionellen Kraftwerken und der steigenden Leistung aus Windkraftanlagen untersucht. Insbesondere wurde hierbei die Leistungsbilanzierung im elektrischen Energieversorgungssystem genauer betrachtet. Unter Berücksichtigung von Regelreserven und Kraftwerksparametern wie Mindestleistungen, maximal verfügbaren Regelbändern sowie Mindestbetriebs- und -abstellzeiten der fossil befeuerten Kraftwerke, wurde vereinfacht die Deckung der Residuallast - also die nach Abzug der Lastdeckung durch regenerative bzw. nicht disponible Erzeugung verbleibende Restlast - bei Einhaltung der Primär- und Sekundärregelanforderungen untersucht. Hierbei wurde auch die Verwendung der vorhandenen Pumpspeicherkapazitäten zur Verbesserung der Windintegration berücksichtigt. In verschiedenen Szenarien wurden mit hochgerechneten Winddaten, basierend auf dem Jahr 2008, die zukünftig zu erwartenden Windüberschüsse sowie die Auswirkungen von Kraftwerkserüchtigungen

bei den genannten Parametern errechnet.

Der zweite Teil der Studie konzentriert sich auf die Auswirkungen von höheren Kraftwerksbeanspruchungen bei höheren Laständerungsgeschwindigkeiten und die Möglichkeiten zu verkürzten Anfahrzeiten. Hierbei wurde ein detailliertes dynamisches Simulationsmodell des Kraftwerk Rostock erstellt. Mit Hilfe dieses Modells wurden der erhöhte Lebensdauerverbrauch bei verbesserten Kraftwerksparametern untersucht und verschiedene Optimierungspotenziale ermittelt.

3 Simulation von Windszenarien

3.1 Grundannahmen für die Simulation

Bei den vorliegenden Untersuchungen wurden keine Übertragungskapazitäten von Leitungen berücksichtigt bzw. Lastflussrechnungen durchgeführt. Es wird daher von einem ideal ausgebauten Übertragungsnetz ausgegangen. Der Leistungsaustausch über die Grenzen Deutschlands wurde hierbei vernachlässigt.

Der Kraftwerkspark wurde für die Übertragungsebene vereinfacht nachgebildet und umfasst insgesamt etwa 150 Kraftwerksblöcke, die zur Deckung der Residuallast zur Verfügung stehen. Einschränkungen im Teillastbetrieb wurden nicht genauer modelliert. Der Zubau von fossilen Kraftwerken und der Ausstieg aus der Kernenergie wurde entsprechend von Planungsdaten und den festgelegten Restlaufzeiten im Modell berücksichtigt.

Der Bedarf an Ausgleichsleistung und vorzuhaltender Reserveleistung zum Ausgleich von Prognosefehlern wurde vereinfacht durch ein dynamisches Windreserve-Band in Höhe von 1,5 % der Windeinspeisung unterstellt, basie-

rend auf der Annahme einer Standardabweichung von 1,5 % für eine 6h-Vorausprognose. Der tatsächliche Regelleistungsbedarf kann hiervon abweichen und ist bei Bewertung der Ergebnisse zu berücksichtigen.

Die ermittelten Ergebnisse lassen nur bedingt Rückschlüsse auf Preisentwicklungen zu, da kein Marktmodell hinterlegt wurde.

Die Wirkungsgradverluste bei Teillastbetrieb wurden nicht berücksichtigt. Die Modellrechnungen wurden als gemischt-ganzzahliges lineares Optimierungsproblem formuliert und der Kraftwerkseinsatz entsprechend der MeritOrder aufgeteilt. Ziel der Optimierungen ist es, eine möglichst hohe Windintegration zu erzielen.

3.2 Ergebnisse mit heutigen Kraftwerksparametern

Der nicht mehr integrierbare Anteil der Windeinspeisung könnte, entsprechend der errechneten Windüberschüsse gemäß Abbildung 2, für das Jahr 2020 bei etwa 3,2 % und 2025 bei 8,3 % der jährlichen Gesamtwindeinspeisearbeit liegen. Die durchgeführten Simulationen zeigen, dass eine Reduzierung der Mindestleistungen bei Kohlekraftwerken die Windintegration verbessern kann. Durch erhöhte Laständerungsgeschwindigkeiten kann die Größe des maximalen Sekundärregelbandes vergrößert werden. Damit kann in Starkwind-/Schwachlast-Situationen mehr Regelleistung von weniger Kraftwerken übernommen werden und somit die zur Bereitstellung der Sekundärregelung notwendige Must-Run-Leistung in den einzelnen Regelzonen reduziert werden. Dieser Effekt wird mit kleiner werdenden Mindestleistungen immer geringer, da dadurch die Must-Run-Leistung eines einzelnen Kraftwerks

verringert wird.

Die Art des Brennstoffs ist hierbei abhängig von der verfügbaren Kraftwerkstechnologie. Die heutigen Kohlekraftwerke können die in den Szenarien mit verbesserten Parametern unterstellten Regelfähigkeiten über den gesamten Teillastbereich bis hinunter zur technischen Mindestleistung bislang nicht zur Verfügung stellen. Daher sollte bereits bei der Planung und Auslegung neuer Kohlekraftwerke Wert auf eine hohe Regelfähigkeit gelegt werden. Um die zukünftigen Windüberschüsse und die Abschalthäufigkeit von Kraftwerken zu verringern, sollte der minimale untere Arbeitspunkt deutlich unter den heute üblichen Werten von 50-55 % der Nennleistung liegen. Um einen merklichen Verbesserungseffekt zu erzielen, wären Werte von 15 bis 20 % der Nennleistung notwendig. Wichtig ist dann vor allem auch die Sekundärregelfähigkeit ab diesem tiefen Lastpunkt zu ermöglichen, da sonst der Nutzen dieser Verbesserungsmaßnahme nicht zum Tragen kommen könnte.

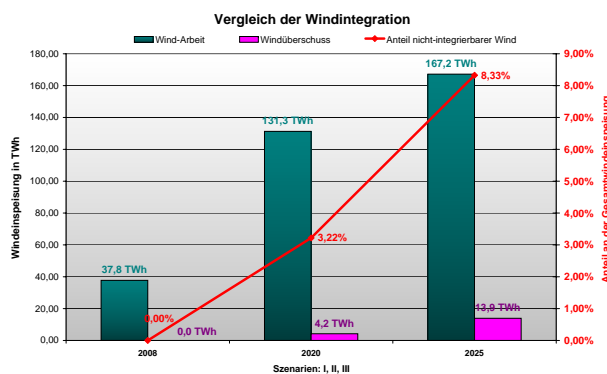


Abbildung 2: *Errechnete Windintegration im Jahr 2020/2025*

3.3 Auswirkungen von verbesserten Kraftwerksparametern

Aus den durchgeführten Untersuchungen kann abgeleitet werden, dass sich die vollständige Integration der zukünftigen Windeinspeisung selbst durch erheblich höheren Aufwand bei der Kraftwerkseinsatzplanung und stark verbesserter konventioneller Kraftwerkstechnik ohne zusätzliche Energiespeicher zukünftig nicht mehr umsetzen lassen wird.

Wie die Untersuchungen zeigen, könnten bei regelzonenübergreifend koordinierter Kraftwerkseinsatzplanung und ausgehend von der heute prognostizierten Entwicklung des Kraftwerks-parks mit den modernen Kohle- und GuD-Kraftwerken, im Jahr 2020 noch etwa 96,8 % der Windeinspeisung in das Netz integriert werden.

Auf Basis der untersuchten Verbesserungsmaßnahmen bei der Mindestleistung, Laständerungsgeschwindigkeit und den Mindestinbetrieb- und -abstellzeiten, könnte durch stark weiterentwickelte Kraftwerke die Windintegration gemäß Abbildung 3 auf 97,5 % im Jahr 2020 erhöht werden. Dies bedeutet eine Verbesserung um 0,7 % bei der Annahme, dass eine Mindestleistung von 15 - 20 %, eine Laständerungsgeschwindigkeit von durchschnittlich 5 %/min und 2 Stunden Mindestbetrieb- und -abstellzeit durch kohlebefeuerte Kraftwerke bereitgestellt werden könnte. Dies führt zu einer Mehrausbeute von fast 1 TWh.

Für das Jahr 2025 beträgt der Windintegrationsgrad mit heutiger Kraftwerkstechnik noch 91,7 % und in den Folgejahren ausgehend von der Entwicklung bis 2025 wahrscheinlich deutlich weniger als 90 %. Durch die verbesserten Kraftwerksparameter wird mit steigender Häu-

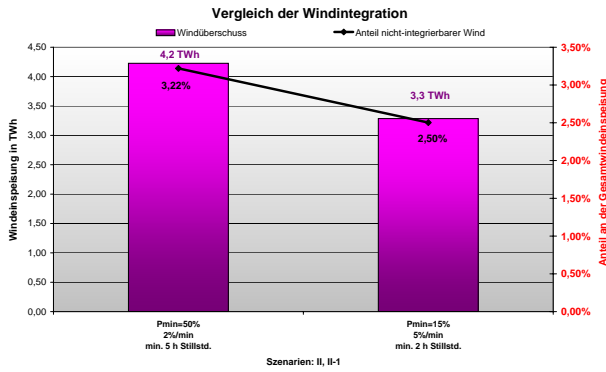


Abbildung 3: **Auswirkungen von Er-tüchtigungen des Kraftwerksparks auf die Windintegration**

figkeit von Windüberschüssen auch die Mehrausbeute an Windarbeit steigen, da die Kraftwerksoptimierungen damit häufiger wirksam werden. Die Mehrausbeute von 1 TWh an Windenergie im Jahr 2020 steigt somit in den Folgejahren weiter an. Kraftwerksverbesserungen werden damit zukünftig mit zunehmender Windenergie immer lohnenswerter werden.

Massive Windüberschüsse, wie sie sich z.B. auf Basis einer Starkwind/Schwachlast-Kombination ergeben könnten, sind praktisch nur durch Großspeicher dauerhaft beherrschbar und können durch einen verbesserten Kraftwerkspark nur relativ geringfügig beeinflusst werden.

3.4 Fazit

Die Benutzungsdauer der installierten Kraftwerkskapazitäten wird bei steigender Windstromproduktion sinken. Konventionelle Kraftwerke werden zukünftig als Schattenkraftwerke zur Nutzung der Windenergie notwendig sein, um bei längeren Zeiträumen mit geringer bis mäßiger Windeinspeisung den Leistungsbedarf decken zu können.

Da heute gerade im Bereich der technischen Mindestleistung und im Bereich der maximalen Leistung meistens nur ein Betrieb mit reduzierten Laständerungsgeschwindigkeiten möglich ist, ist die Bereitstellung von Regelleistung hier nicht möglich. Neue Kraftwerke müssten daher speziell in diesen Lastbereichen besonders verbessert werden.

Starken Einfluss auf die Windintegration hat die Leistung aus KWK-Anlagen, die im Allgemeinen als nicht disponible Erzeugungskomponente in das Netz einspeist und sich daher nicht an der Ausregelung von Erzeugungsschwankungen der Windenergie beteiligt. Je größer dieser nicht disponible Leistungsanteil wird, desto schlechter wird auch die Windintegrationsfähigkeit bei hoher Windeinspeisung werden.

Trotz der zukünftig auftretenden Windüberschüsse wird es mit den heutigen Kraftwerken grundsätzlich möglich sein, große Anteile der Windenergie in das elektrische Energieversorgungssystem zu integrieren. Als Konsequenz des hohen Windenergieanteils wird sich aber ausgehend von den heutigen Kraftwerksparametern ein zunehmend dynamischerer Alltagsbetrieb einstellen, der durch eine große zusätzliche Anzahl an Anfahrvorgängen bei den konventionellen Kraftwerken (siehe Abb. 4) geprägt sein wird. Zudem wird sich sehr häufig der Betrieb in tiefer Teillast trotz verbesserter Kraftwerksparameter einstellen. Dadurch werden sich die Beanspruchung der Kraftwerke und die Kosten für Anfahrvorgänge sowie für die Wartung und Instandhaltung erhöhen und der Wirkungsgrad stark verringern. Wie die Berechnungen zeigen, kann durch starke Verbesserungen der Kraftwerksparameter die Anfahrhäufigkeit bei kohle- und gasbefeuerten

Anlagen deutlich reduziert und der Einsatz von teureren Gaskraftwerken in Starkwindsituationen vermieden werden. Die Kostenersparnis bei Anfahrvorgängen und die Einsparung von teuren Brennstoffen ist hierbei aber zum einen den Investitions- und Entwicklungskosten für neue Kraftwerkstechnik bei den zukünftig reduzierten Volllaststunden und zum anderen dem bei Teillastbetrieb stark erhöhten Brennstoffverbrauch entgegenzusetzen. Die Entlastung des konventionellen Kraftwerksparks durch Speicher ist daher eine sehr wichtige Option.

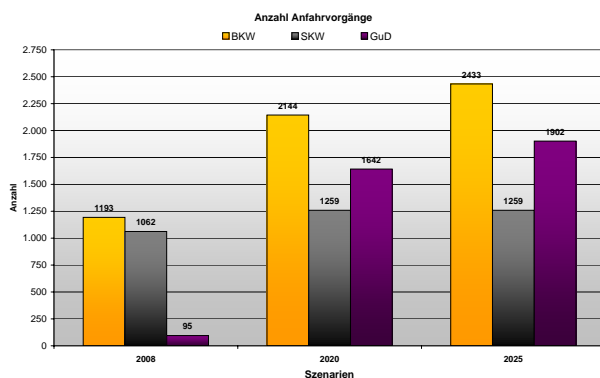


Abbildung 4: **Zunahme der Anfahrhäufigkeit von konv. therm. Kraftwerken im Jahr 2020/2025**

Vor allem der Ausbau des elektrischen Energieversorgungsnetzes muss zukünftig massiv vorangetrieben werden, um die produzierten Leistungen auch transportieren zu können. Die in dieser Studie errechneten Ergebnisse wurden ohne Berücksichtigung von Leitungskapazitäten ermittelt. Daher muss die Umsetzbarkeit der ermittelten Szenarien vor allem hinsichtlich der Leitungsengpässe weiter untersucht werden. Diese Untersuchungen sollen Gegenstand einer Folgestudie sein.

4 Auswirkungen veränderten Kraftwerkseinsatzes am Beispiel Rostock

4.1 Untersuchungsgegenstand und Modellaufbau

Für die Zukunft ist ein stark veränderter Kraftwerkseinsatz mit vermehrtem Betrieb in Teillast und dynamischerer Fahrweise zu erwarten. Weiterhin bedingen die Windfluktuationen eine zunehmende Anzahl von An- und Abfahrvorgängen. In wieweit sich diese erhöhten Anforderungen auf die Betriebsbelastungen und Beanspruchungen thermischer Kraftwerke auswirken, ist am Beispiel des 550 MW-Steinkohleblock Rostock untersucht worden. Der Fokus liegt dabei auf den thermischen Belastungen dickwandiger Bauteile des Dampferzeugers.

Das Kraftwerk Rostock ist das zurzeit modernste Steinkohlekraftwerk in Deutschland und aufgrund seiner langen Restlaufzeit stark von zukünftigen Veränderungen am Energiemarkt betroffen.

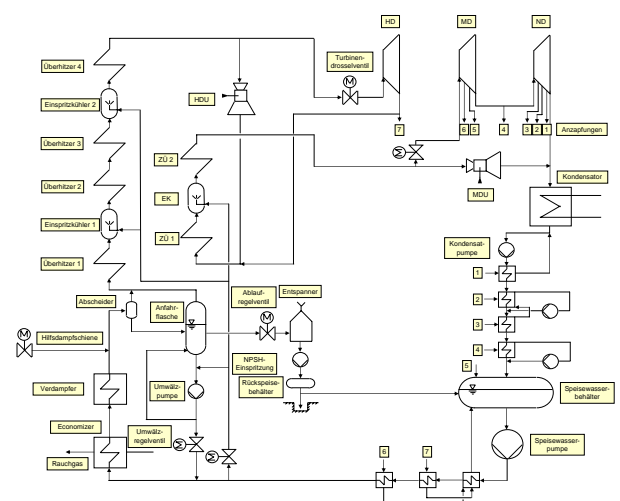


Abbildung 5: **Detaillierungsgrad des Kraftwerksmodells**

Zur Untersuchung der Bauteilbeanspruchungen wurde ein instationäres, auf den thermodynamischen und strömungsmechanischen Bilanz- und Transportgleichungen basierendes Modell des Kraftwerks erstellt und mit einem Modell des Blockleitsystems gekoppelt, siehe Abbildung 5.

Das Modell wurde in der objektorientierten Programmiersprache Modelica umgesetzt, als Simulator wurde Dymola[®] verwendet.

Aus den berechneten Temperaturverteilungen in den Bauteilen wird eine instationäre Vergleichsspannung abgeleitet. Diese wird anhand des Lebensdauer verbrauchs nach TRD-Richtlinie sowie gemäß Rissfortschrittsrate nach FKM-Richtlinie bewertet.

4.2 Bauteilbeanspruchungen bei Anfahr-Betrieb

Im Zuge der zunehmenden Windeinspeisung kommt es gemäß Abschnitt 3 zum vermehrten Anfahren von thermischen Kraftwerken. So erhöht sich die Anzahl der Anfahrten der berücksichtigten Kraftwerke von insgesamt aktuell 2255 Starts auf 3408 Starts für das Jahr 2020, was einer Erhöhung um 51% entspricht. Wie sich die Anfahrhäufigkeit und Vollaststundenzahl zwischen den Kraftwerkstypen aufteilt, hängt im starken Maße von den Betriebsparametern bezüglich Mindestlast und Dynamik ab.

Werden die Kohlekraftwerke entsprechend der heutigen Betriebsparameter weiterbetrieben, haben sie in Starkwindperioden einen Wettbewerbsnachteil gegenüber gasgefeuerten Anlagen. In Konsequenz kommt es durch das Wechseln auf Gasbetrieb zu häufigen An- und Abfahrten, was eine Reduzierung der Lebensdauer

er der Kohlekraftwerke im Mittel um rund 21 % erwarten lässt. Werden die Kraftwerke bezüglich Lastgradienten, Anfahrdauer und Mindestlast optimiert, kann die Anfahrhäufigkeit reduziert werden. Im Folgenden wird eine derartige Optimierung der Anfahrdauer untersucht.

Größtes Potential bietet die Phase bis zum Schließen der Turbinenumleitstationen. In dieser Phase wird arbeitsfähiger Frischdampf in den Umleitstationen gekühlt, was aus thermodynamischer Sicht als Verlust zu betrachten ist. Außerdem wird zu Beginn eines Starts hochwertiges Heizöl verfeuert, welches nach dem Erreichen von ca. 30% Feuerleistung sukzessiv durch Kohle substituiert wird.

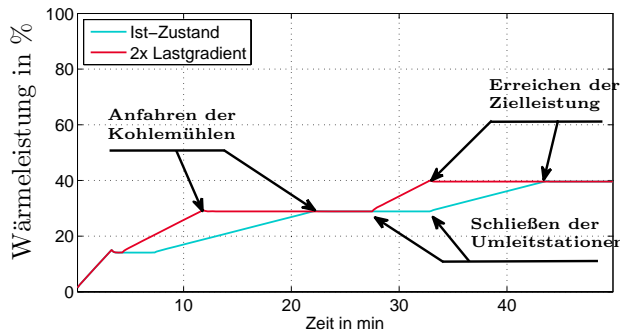
Eine Erhöhung des Feuerleistungsgradienten in der frühen Startphase wirkt sich daher positiv auf den Heizölverbrauch sowie die Kühlungsverluste aus. Jedoch geht hiermit eine weniger schonende Fahrweise einher, was zu erhöhtem thermischen Stress in den dickwandigen Bauteilen führt.

Im Abbildung 6 wird ein Referenzstart entsprechend des aktuellen Kraftwerksbetriebs mit einem beschleunigten Start verglichen. Durch die Anhebung des zulässigen Lastgradienten erfolgt der Turbinenanlauf um 6 *min* früher als bei herkömmlicher Fahrweise.

Weiterhin konnte im Vergleich mit dem Referenzstart die Zeit bis zum Schließen der Umleitstationen von um 5,5 *min* bzw. 17% reduziert werden. In diesem Zeitintervall konnten durch die Erhöhung des Anfahrgradienten 1,8 *t* Heizöl eingespart werden, dem gegenüber steht ein Mehrverbrauch von 1,2 *t* Kohle, verursacht durch den früheren Anlauf der Kohlemühlen.

Für die Bewertung der Realisierbarkeit eines

Sollwert Wärmeleistung



Istwert Generatorleistung

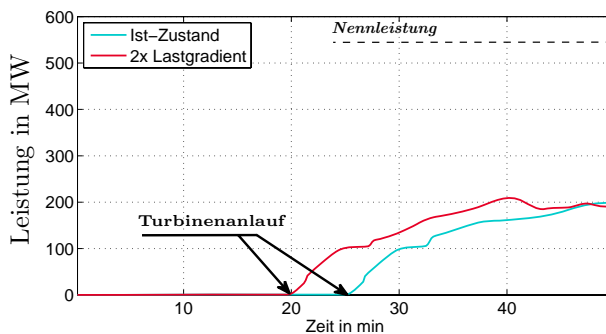


Abbildung 6: **Vergleich des Ist-Zustandes mit einem beschleunigten Start**

beschleunigten Startvorgangs werden in Abbildung 7 die prozentualen Bauteilermüdungen für die dickwandigen Bauteile im Kessel im Vergleich mit dem Referenzfall dargestellt. Diese sind aufgrund ihrer großen Wandstärken besonders anfällig für durch Temperaturdifferenzen induzierte Spannungen.

Die Sammler der Überhitzerheizflächen sind grundsätzlich am stärksten belastet.

Die Sammler der Überhitzer 1 und 2 weisen im Vergleich zu dem Sammler des Überhitzers 4 eine deutlich höhere Ermüdung auf. Zwar sind sie einem niedrigen Temperaturniveau ausgesetzt, jedoch profitiert der Überhitzer 4 von der Einspritzregelung, sodass die Bauteilbelastungen hier durch niedrigere Temperaturschwankungen geringer sind.

Die Verteiler der Überhitzer hingegen zei-

Lebensdauererbrauch eines Warmstarts

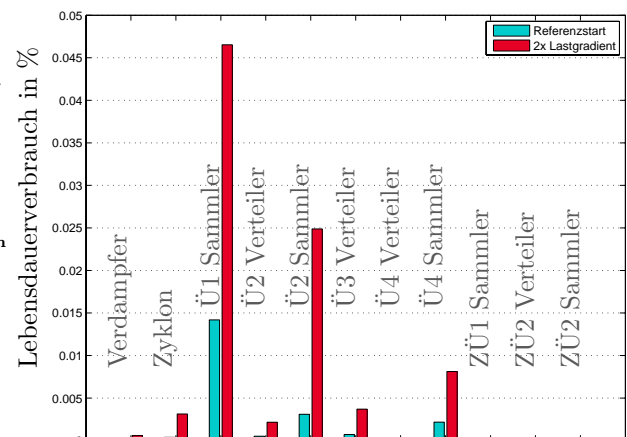


Abbildung 7: **Vergleich des Lebensdauererbrauchs des Ist-Zustandes mit beschleunigtem Start**

gen nur minimale Ermüdung, ebenso sind die Sammler und Verteiler der Zwischenüberhitzer kaum belastet.

Im Vergleich der beiden Szenarien wird deutlich, dass sich der Lebensdauererbrauch im Mittel vervierfacht. Für den maximal belasteten Sammler des Überhitzers 1 ergibt sich laut der konservativen Abschätzung nach TRD Richtlinie ein kompletter Verschleiß für den Referenzfall nach 7143 und für das beschleunigte Anfahren nach 2222 Starts.

Entscheidend für eine weitergehende Optimierung des Anfahrvorganges ist eine möglichst schonende Fahrweise, um die Mehrbelastungen durch die Erhöhung des Lastgradienten zu minimieren. Es gilt, die Temperaturschwankungen während des Starts und speziell beim Umschalten vom Umwälz- auf den Bensonbetrieb zu verringern. Hierfür ist eine gute Abstimmung der Einspritzkühler über den gesamten Lastbereich wichtig.

Die gezeigten Ergebnisse quantifizieren den Zielkonflikt zwischen dem Bedarf an hochdy-

namischen und brennstoffsparenden Start und einer bauteilschonenden Fahrweise. Dieser kann durch eine optimal definierte Blockführung und -regelung teilweise entschärft werden. Zustandsbeobachter und modellgestützte Blockregelung sind hierbei ein wirksames Mittel.

4.3 Bauteilbeanspruchungen bei erhöhten Dynamikanforderungen

Die zukünftig zu erwartenden Kraftwerkseinsatzbedingungen mit stark windgeprägter Residuallast fordern vom konventionellen Kraftwerkspark eine dynamischere Fahrweise als heute gemäß Grid Code gefordert ist. Eine Flexibilisierung des Kraftwerksparks kann durch eine Erhöhung der Lastgradienten erreicht werden. Derart ertüchtigte Kohlekraftwerke haben einen Wettbewerbsvorteil, da sie auch an Starkwindtagen zur Bereitstellung von Regelleistung bei gleichzeitiger niedriger *Must-Run*-Leistung genutzt werden können.

Zur Abschätzung der Auswirkungen der Erhöhung der Laständerungsgeschwindigkeit auf das Beispielkraftwerk wird der Lastgradient in drei Szenarien variiert.

Ausgehend vom Ist-Zustand (**Variante 1**) wurde der Lastgradient des Kraftwerks vervierfacht (**Variante 2**). Ein optimiertes Blockleitsystem (BLS, **Variante 3**) ermöglicht verminderte Beanspruchungen bei gesteigertem Lasttransienten.

Die Erhöhung des zulässigen Transienten bewirkt, dass die Temperaturen der Überhitzerheizflächen während des Lastwechsels stark überschwingen. Bei vervierfachter Laständerungsgeschwindigkeit führen die auftretenden Amplituden von bis zu 53 K zu erheblichen Zusatzbeanspruchungen. Durch eine optimierte

Spannungsamplituden im Bauteil

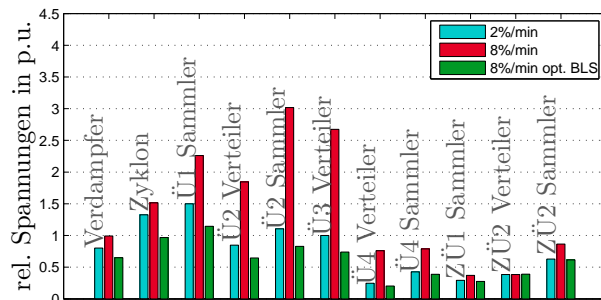


Abbildung 8: **Auswirkungen der Transientenerhöhung auf thermische Spannungen verschiedener Bauteile: Ohne optimale Reglerabstimmung ist die Gradientensteigerung nicht möglich**

Brennstoff- und Speisewassersteuerung in **Variante 3** kann das Ausgangsniveau etwa gehalten werden (vgl. Abbildung 8).

Die HD-Einspritzkühler sind ein geeignetes Mittel, um auch bei höherer Dynamik auftretende Fehlbeheizungen im kurzen Zeitbereich auszuregulieren und somit die Zusatzbelastungen auf den Kessel zu beschränken. Für einen schonenden Teillastbetrieb ist eine homogene Aufteilung des Kühlmassenstroms auf die verschiedenen Einspritzstellen bei insgesamt sinkenden Einspritzmassenströmen erforderlich.

Die aus den thermischen Belastungen resultierenden Beanspruchungen stellt Abbildung 9 für verschiedene Sammler des Dampferzeugers gegenüber. Bei Betrachtung des Fortschritts einer unterstellten Vorschädigung in Form eines Risses stellen sich die Bauteile unmittelbar hinter Verdampfer, Verdampfer Austritts Sammler und Zyklon als besonders gefährdet heraus.

Risswachstum bei Lastwechsel

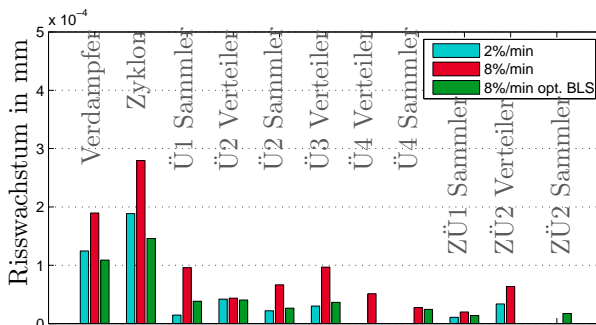


Abbildung 9: **Auswirkungen der Transientenerhöhung auf das Risswachstum bei hypothetischer Vorschädigung: vor allem der Sammler hinter Verdampfer und der Zyklon sind stark gefährdet, Überhitzer Ü4 profitiert von der Frischdampf-temperaturregelung**

Die Ergebnisse unterstreichen, dass eine auf den Prozess richtig abgestimmte Steuerung und Regelung wichtig ist, das Paar Brennstoff/Speisewasser ist hier von besonderer Bedeutung. Ohne eine entsprechende Anpassung des Blockleitsystems ist eine Erhöhung des Lastgradienten also nicht sinnvoll möglich.

Soll zusätzlich zu den hier aufgeführten Maßnahmen der Gradientensteigerung die Mindestlast von Steinkohleblöcken abgesenkt werden oder auch im extremen Niedriglastbereich Systemdienstleistungen erbracht werden, so sind weitergehende Anpassungen des Kraftwerksprozesses erforderlich. Dahingehende Untersuchungen sind Ziel eines geplanten Folgeprojekts.