

Methode zur erzeugungsseitigen Optimierung einer energieflexiblen Fabrikinfrastruktur mit thermischen Verbrauchern

Stefan Roth^{a,1}, Fabian Krischke^{a,b,c}, Stephan Carda^b, Christian Rieser^b, Stefan Braunreuther^{a,c}, Gunther Reinhart^{a,d}

^aFraunhofer-Einrichtung für Gießerei-, Composite- und Verarbeitungstechnik IGCV,
Provinostr. 52, 86153 Augsburg, Germany

^bUPM GmbH, Friedrich-Haindl-Straße 10, 86956 Schongau, Germany

^cHochschule Augsburg, Fakultät für Maschinenbau und Verfahrenstechnik,
An der Hochschule 1, 86161 Augsburg, Germany

^dTechnische Universität München, Institut für Werkzeugmaschinen und Betriebswissenschaften,
Boltzmannstraße 15, Garching bei München, Germany

Kurzfassung:

Die zunehmend volatile Einspeisung durch erneuerbare Energieanlagen stellt die Systembalance und Netzstabilität vor neue Herausforderungen. Eine Maßnahme zur Stabilisierung des Versorgungssystems bietet sich durch die Flexibilisierung des Stromverbrauchs im Industriesektor. Durch den Einsatz von elektrischer Energie und Prozesswärme, bieten viele industrielle Branchen hierfür umfassende Potenziale für eine ganzheitliche Betrachtung. Diese werden dadurch erweitert, dass die benötigte thermische Energie häufig direkt am Standort erzeugt wird und sich somit zusätzliche erzeugungsseitige Flexibilisierungsmöglichkeiten bieten. Die vorliegende Arbeit stellt eine Methode vor, mit der die energieflexible Einsatzplanung von Kraftwerken durch eine mathematische Optimierung unterstützt werden kann. Dabei werden sowohl die thermischen Energiebedarfe der Produktionsprozesse, wie auch volatile Strompreise der Energiemärkte berücksichtigt. Die Methode wird abschließend am Beispiel eines Gas- und Dampfkraftwerks bei einem energieintensiven Unternehmen angewendet.

Keywords: Energieflexible Fabrik, Industrielle Energieflexibilität, Prozesswärme, Einsatzplanung, Entscheidungsunterstützung, Kraftwerk, Gas- und Dampfkraftwerk (GuD), Kraft-Wärme-Kopplung, Sektorkopplung, Modellierung, Optimierung, MILP, Kosten, Volatile Strompreise, Day-Ahead-Markt

¹ Provinostr. 52, 86153 Augsburg, Germany, Tel.: +49 821 90678-168, E-Mail: stefan.roth@igcv.fraunhofer.de

1 Motivation

Mit dem Übereinkommen von Paris haben die teilnehmenden Staaten im Jahr 2015 vereinbart, den Anstieg der globalen Jahresmitteltemperatur auf deutlich unter 2 °C über dem vorindustriellen Niveau zu begrenzen [1]. Um diese Klimaziele zu erreichen verfolgt die Bundesregierung ambitionierte energiepolitische Ziele, die eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung gewährleisten sollen [2]. Bis zum Jahr 2050 soll der Primärenergieverbrauch um 50 Prozent gegenüber 1990 reduziert, sowie ein Anteil der erneuerbaren Energien am Stromverbrauch von 80 Prozent erreicht werden [3]. Im Gegensatz zu den konventionellen Kraftwerken erfolgt die Stromerzeugung der erneuerbaren Erzeugungsanlagen meist sehr volatil. Zukünftig werden daher neben dem wirtschaftlichen Energieeinsatz und der Nachhaltigkeit des eingesetzten Primärenergieträgers auch die Fähigkeit eines Energiesystems zur flexiblen Arbeitsweise entscheidend sein [4]. Für die Bereitstellung von Flexibilität bietet Demand Side Management (DSM) auf der Nachfrageseite ein hohes Potenzial. Hierunter werden verschiedene Aktivitäten zur Beeinflussung des elektrischen Verbrauchsverhaltens der Kunden verstanden. [5] Im Folgenden werden die Aktivitäten aus Sicht der Konsumenten unter dem Begriff der Energieflexibilität zusammengefasst. Dieser ist nach [6] definiert als die Fähigkeit eines Produktionssystems, sich schnell und mit geringem Aufwand an Änderungen der Energiemärkte anzupassen. Energieflexible Fabriken können zum Energieausgleich beitragen und unterstützen damit die Integration von Erneuerbaren Energien in das Versorgungssystem [7]. Neben der überregionalen Systembalance kann die industrielle Energieflexibilität im regionalen Kontext betrachtet werden, um durch einen regionalen Energieausgleich den Netzausbaubedarf zu reduzieren [8]. Über den volkswirtschaftlichen Nutzen hinaus entstehen durch die Anpassung des Energiebedarfs auch Kostenvorteile für die Unternehmen selbst. Im Jahr 2017 bewegten sich die Preise des Day-Ahead-Markts zwischen 163 €/MWh und negativen Preisen von -83 €/MWh bei einem Mittelwert von 34 €/MWh [9]. So boten sich den Unternehmen finanzielle Anreize zu energiepreisorientierten Lastverschiebungen.

Der Industriesektor ist von besonderer Relevanz, da er in Deutschland mit 47 Prozent den größten Anteil am gesamten elektrischen Energieverbrauch im Jahr 2016 hatte [10]. In Industrieprozessen wird zudem ein Großteil der Energie für Prozesswärme benötigt. Im Jahr 2015 hatte die Prozesswärme einen Anteil von rund 65 Prozent am gesamten Endenergieverbrauch der deutschen Industrie [11]. Insbesondere in der chemischen Industrie, der Metallerzeugung und im Papiergewerbe werden hohe Mengen an elektrischer und thermischer Energie benötigt. Abbildung 1 zeigt den Anteil verschiedener Branchen am gesamten elektrischen und thermischen Energieverbrauch des Industriesektors nach [12].

Die Bereitstellung der thermischen Energie muss aufgrund begrenzter Transportmöglichkeiten zumeist direkt am Produktionsstandort erfolgen. Ist die Erzeugung der thermischen Energie an eine Stromerzeugung gekoppelt, müssen bei der Flexibilisierung der elektrischen Erzeugung die Restriktionen des thermischen Energiebedarfs einbezogen werden.

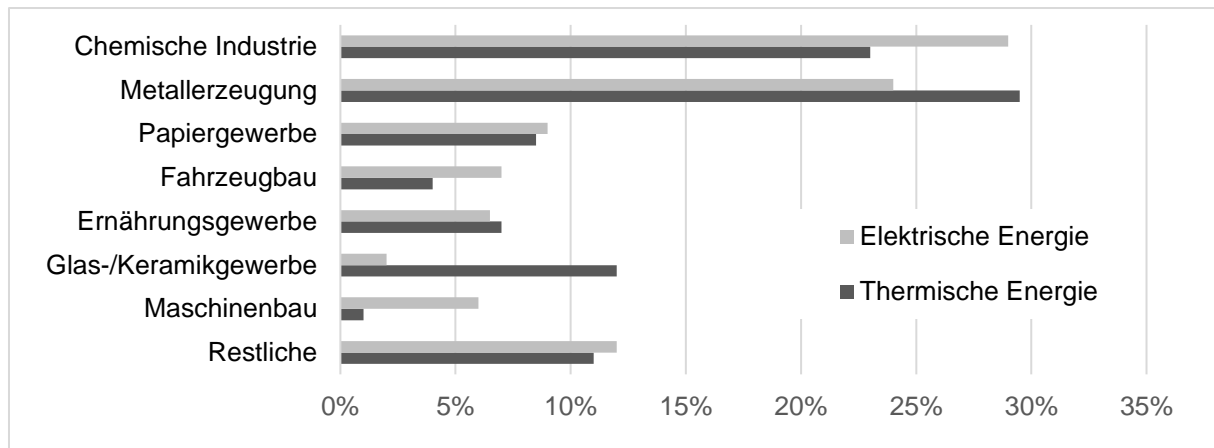


Abbildung 1: Anteil des Energiebedarfs in unterschiedlicher Branchen im Sektor Industrie

In dieser Arbeit wird eine Methode zur Optimierung der Energieerzeugung vorgestellt, bei der sowohl der thermische Energiebedarf, als auch volatile Energiemärkte berücksichtigt werden. Hierzu wird in Kapitel 2 zunächst auf Grundlagen und den Stand der Technik eingegangen. Im Anschluss wird in Kapitel 3 die Methode vorgestellt und in Kapitel 4 am Beispiel eines Papierherstellers angewandt. Kapitel 5 schließt mit einem Fazit und Ausblick zu weiterführenden Arbeiten.

2 Grundlagen und Stand der Wissenschaft

Im Folgenden wird der Begriff der Energieflexibilität erläutert. Im Anschluss wird der Stand der Wissenschaft im Bereich der flexiblen Betriebsweise von Energieerzeugungsanlagen aufgeführt. Es erfolgt eine Abgrenzung der eigenen Arbeiten zur aufgeführten Literatur.

2.1 Grundlagen der Energieflexibilität

Die Energieflexibilität beschreibt einen reversiblen Vorgang innerhalb bekannter Flexibilitätskorridore. Die Anpassungsmaßnahmen sind dabei reaktiv, bekannt und zudem aufwandsarm. Die Flexibilität lässt sich im Allgemeinen in drei Dimensionen einteilen. Diese lauten Zustands-, Zeit- und Kostendimension. Die Zustandsdimension beschreibt die Fähigkeit flexibel auf äußere Wirkungen zu reagieren. Die Darstellung der Zustandsdimension erfolgt üblicherweise in Flexibilitätskorridoren. Sie ist die Menge aller möglichen Prozesszustände. Je mehr Zustände ein System einnehmen kann, desto flexibler ist es. Die Zeitdimension beschreibt den Zeitraum, ab dem sich die Rahmenbedingung ändert bis zu den Reaktionen der Zustandsänderung. Je schneller der Zustandswechsel erfolgt, desto flexibler ist das System. Durch Flexibilität entstehen Kosten, welche in der Kostendimension erfasst werden. Darunter fallen neben Kosten für die Zustandswechsel zur Befriedigung des Flexibilitätsbedarfs auch erhöhte Investitionskosten. Durch die drei Dimensionen kann die Flexibilität unter verschiedenen Kriterien erfasst und bewertet werden. [6]

2.2 Stand der Wissenschaft

In der Wissenschaft existiert eine Vielzahl von Arbeiten, die sich mit der flexiblen Betriebsweise von Energieerzeugungsanlagen beschäftigen. In der Arbeit von Helin et al. [13] wird ein Optimierungsmodell mit Energieerzeugungsanlagen und elektrischen und thermischen

Verbrauchern der Papierindustrie entworfen. Es wird der Vergleich eines optimierten Produktionsplans gegenüber einem fixierten Produktionsplan durchgeführt, um die Grenzkosten zur Bereitstellung von Leistung des regulatorischen Marktes zu bestimmen. Darauf aufbauend wird das wirtschaftliche Potenzial für ein industrielles Demand Side Management für den regulatorischen Markt einer Papierfabrik abgeschätzt. Die Arbeit von Kwag und Kim [14] beschäftigt sich mit der Energieflexibilität von Erzeugungsanlagen und der Modellierung des Verhaltens der Verbraucher. Für die Darstellung der Energieflexibilität werden verschiedene Kennzahlen und binäre Statusinformationen gebildet. Die Stromerzeugung wird angesichts des Verbraucherverhaltens und des Strommarktes energieflexibel gestaltet. Aus der operativen Planung und der Kombination mit dem modellierten Demand Response lassen sich die Kosten des Systems minimieren. Marshman et al. [15] entwickelt ein ganzzahlig lineares Optimierungsprogramm für die Energieoptimierung eines Heizkraftwerks. Das Heizkraftwerk wird benötigt, um die thermische Energie für den Papierherstellungsprozess zu liefern. Die Optimierung erfolgt hinsichtlich des Strommarktes. Die Arbeit von Kumbartzky et al. [16] beschreibt eine mathematische Optimierung für ein Gas- und Dampfkraftwerk (GuD) mit einem thermischen Energiespeicher und Teilnahme am Day-Ahead- und Regelenergiemarkt. Dazu wird ein ganzzahlig lineares Optimierungsmodell entworfen, das den Kraftwerksbetrieb und das Anbieten von Leistungen an verschiedenen Märkten optimiert, um den Profit des Kraftwerks zu maximieren. Makkonen und Lahdelma [17] beschreiben ein nicht-konvexes Optimierungsproblem für einen kostenminimierten Betrieb. Das nicht-konvexe Problem wird in konvexe Unterprobleme aufgeteilt. Hierbei wird ebenfalls ein ganzzahliges Optimierungsprogramm entwickelt. Die Zustände des Kraftwerks werden aufgrund von Punkten in Abhängigkeit des thermischen Energiebedarfs, der Leistung und von Kosten in einem konvexen Bereich dargestellt. In der Studie von Ren und Gao [18] wird ein ganzzahliges Optimierungsprogramm für das integrierte Planen und die Evaluation dezentraler Energieversorgung vorgestellt. Hierzu werden verschiedene Energieerzeugungsanlagen betrachtet. Die Methode kann auf verschiedene dezentrale Erzeugungsanlagen angewandt werden. Es werden Informationen über die technischen Voraussetzungen der untersuchten Anlage, Konditionen des Marktes und der Bedarf an unterschiedlichen Energieformen benötigt. Die Energiekosten sollen minimiert werden. Da die Methode für eine große Anzahl von Erzeugungsanlagen und Verbraucherinformation entwickelt wurde, ist es für kleinskalierte Prozesse eher ungeeignet.

Die aufgeführten Arbeiten beschreiben verschiedene Optimierungsansätze für eine energieflexible Betriebsweise von Energieerzeugungsanlagen mit Teilnahme an unterschiedlichen Energiemärkten. Teilweise wird auch das Verbraucherverhalten von elektrischen und thermischen Lasten untersucht. In dieser Arbeit soll eine Methode eingeführt werden, in der die Energieflexibilitätspotenziale hinsichtlich des thermischen Verbraucherverhaltens sowie der Kostendimension erfasst und bewertet werden kann.

3 Methodisches Vorgehen

Die Methode zur erzeugungsseitigen Optimierung soll als Entscheidungsunterstützung im realen Betrieb einsetzbar sein. Hierzu müssen Anforderungen der Kraftwerkeinsatzplanung im Produktionsumfeld berücksichtigt werden. Diese werden nachfolgend aufgelistet.

- Komplexe Bereitstellungsprozesse, wie die eines Gas- und Dampfkraftwerks und die Kombination aus unterschiedlichen Anlagen müssen abgebildet werden können.
- Volatile Strom- und Gaspreise, Kosten und Erlösmöglichkeiten müssen aufgenommen werden können.
- Das Ergebnis soll die kostenoptimale Betriebsweise der Kraftwerke darstellen.
- Kurze Rechenzeiten sind notwendig, damit zeitnah auf die Gegebenheiten der Energiemärkte und Änderungen im Produktionsumfeld reagiert werden kann.

3.1 Auswahl des Optimierungssystems

Um kostenoptimale Ergebnisse für Handlungsempfehlungen zum Einsatz der Energieflexibilität zu gewinnen, wird die mathematische Optimierung gewählt. Die Anforderungen der Methode lassen sich mit den Eigenschaften bekannter Optimierungssysteme gegenüberstellen. Da bei der linearen Optimierung die Prozesse ausschließlich in linearer Abhängigkeit dargestellt werden können, wird dieses Optimierungssystem ausgeschlossen. Die Modellierung von Prozessen als nicht-lineare Optimierung ist aufgrund des Fehlens von diskreten Binärvariablen nur eingeschränkt nutzbar. Für die mathematische Optimierung wird daher die ganzzahlige lineare Optimierung (Mixed Integer Linear Programming MILP) gewählt, bei der die Anforderungen an Übertragbarkeit und Lösbarkeit innerhalb geeigneter Rechenzeiten erfüllt werden.

3.2 Modellbildung

Für die Erstellung des Optimierungsmodells müssen die technischen Restriktionen der Erzeugungsanlagen abgebildet werden. Technische Restriktionen sind die Grenzen, die sich durch die Prozessstruktur ergeben. Hierzu gehören unter anderem die maximalen und minimalen Temperaturen, Drücke und Volumenströme sowie Leistungsbereiche der Anlagen und die maximal mögliche Anzahl an Lastwechseln. Die Grundlage der mathematischen Optimierung bildet die Bilanzierung der Energieströme. Diese umfasst alle in eine Prozesskomponente eingehenden und ausgehenden Enthalpieströme sowie die zu- und abgeführten Leistungen eines offenen Systems. Ziel der Energiebilanzierung ist es, Energieströme als Ein- und Ausgangströme abzubilden und dabei lineare Abhängigkeiten der Energieströme zu entwickeln. Basierend auf der Analyse der Prozesse und Anlagen des entsprechenden Unternehmens ist es möglich, ein ganzzahliges Optimierungsmodell der Form nach Gleichung (1) zu entwickeln. Nebenbedingungen sind in der Form linearer Gleichungen und Ungleichungen beschrieben. Hierzu zählen die beschriebenen technischen Restriktionen.

$$\begin{array}{ll}
 \text{Min}(x) & f(x) := c^T x \\
 \text{u. d. N.} & b_L \leq A_x \leq b_U \quad (1) \\
 & x_L \leq x \leq x_U
 \end{array}$$

$f(x)$: Zielfunktion der Kosten
 x : Entscheidungsvariable
 c : Kosten
 T : Zeitschritt
 $x_{L,U}$: Untere (lower) und obere (upper) Schranke der Entscheidungsvariable
 $b_{L,U}$: Unterer und oberer Funktionswert der Nebenfunktion
 A_x : Aussage

3.3 Durchführung der Optimierungsstudien

Das Optimierungsmodell wird für eine Sensitivitätsstudie verwendet. Dabei wird nach der in Abbildung 2 dargestellten Vorgehensweise verfahren. Ein steigendes lineares Renditepotenzial R wird durch das Verhältnis von Erlösen zu Kosten wiedergegeben. Kosten können dabei beispielsweise durch variablen Gaseinsatz, durch die Änderung der Betriebsweise, durch erhöhte Instandhaltungskosten

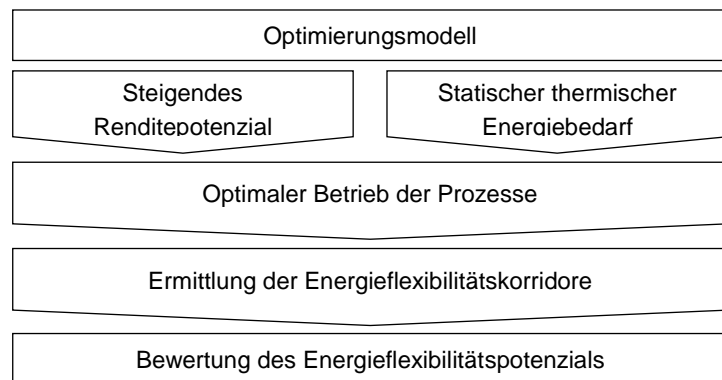


Abbildung 2: Methodische Vorgehensweise

oder durch flexible Betriebsführung entstehen. Erlöse entstehen in der Regel durch Flexibilitätsvermarktung von elektrischer Leistung. Der thermische Energiebedarf, welcher mit den Erzeugungsanlagen gedeckt werden soll, wird in den Optimierungsdurchläufen jeweils statisch berücksichtigt und sukzessiv erhöht. Das Ergebnis der Optimierungsdurchläufe sind Lastkurven der Kraftwerkskomponenten zur energieflexiblen Bereitstellung der jeweils benötigten thermischen Energie in Abhängigkeit des Renditepotenzials. Dies entspricht den Energieflexibilitätskorridoren, welche im Anschluss um eine Kostendimension erweitert werden und so als Energieflexibilitätspotenziale in Abhängigkeit des thermischen Energiebedarfs dargestellt werden können. Diese dienen Handlungsempfehlung für die Kraftwerkseinsatzplanung. Die Methode lässt sich nach der Analyse der Kraftwerksprozesse auf alle Unternehmen mit thermischen Eigenerzeugungsanlagen anwenden, sofern Prognosen für Strom- und Gaspreise sowie die benötigte thermische Energie der Produktionsprozesse zur Verfügung stehen.

4 Anwendung am Beispiel eines Papierherstellers

Nachfolgend wird die vorgestellte Methode am Beispiel eines Papierherstellers mit thermischer Erzeugung durch ein Gas- und Dampfkraftwerk angewandt. Die auf realen Daten basierenden Ergebnisse werden daraufhin vorgestellt.

4.1 Prozessübersicht

Für die Anwendung der Methode wird als Beispiel eine Papierfabrik verwendet. Der Papierherstellungsprozess ist sehr energieintensiv. Prozesswärme wird benötigt, um die Papierbahnen zu trocknen und wird üblicherweise im Niedertemperaturbereich bereitgestellt. Durch das niedrige Temperaturniveau ist es möglich, verschiedene Anlagentypen für die Erzeugung der thermischen Energie zu nutzen.

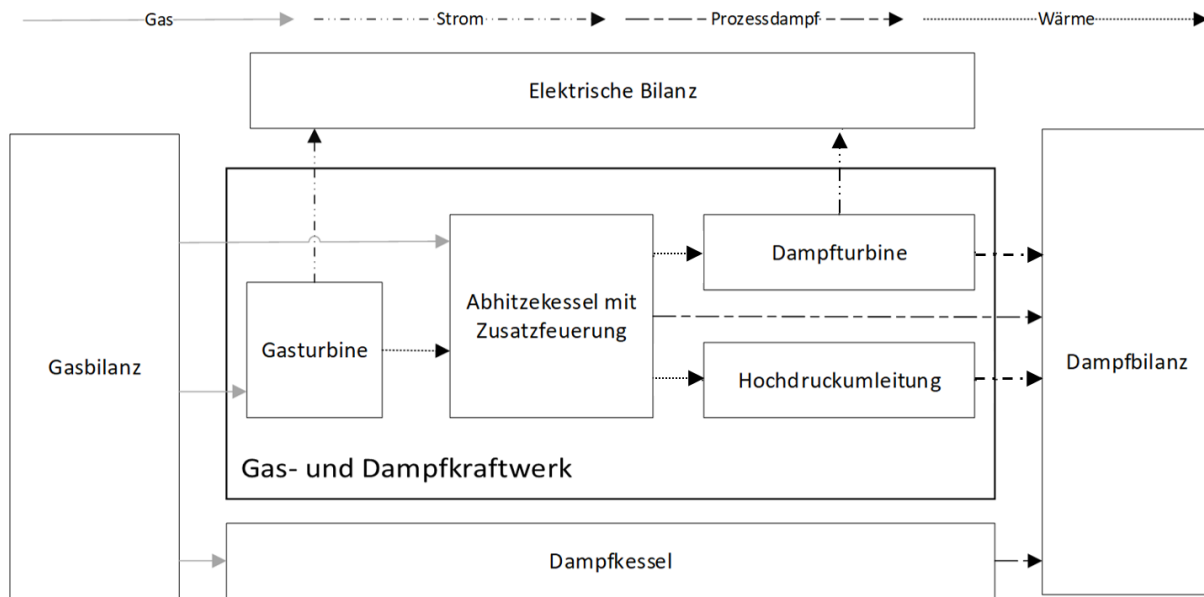


Abbildung 3: Darstellung der Energieerzeugungsanlagen

Einen Überblick der Energieerzeugungsanlagen des Anwendungsbeispiels mit Energiebilanzen ist in Abbildung 3 dargestellt. Die benötigte Prozesswärme wird als Dampf bei einer Temperatur von ca. 130 °C und einem Druck von 2,5 bar_{abs} angeboten. Dabei kann die Dampfbereitstellung durch ein Gas- und Dampfkraftwerk mit einem Abhitzeessel mit Zusatzfeuerung oder durch Dampfkessel erfolgen. Das System der Erzeugungsanlagen ist energieflexibel, da die Gas- und Dampfturbine in unterschiedlichen Lastniveaus betrieben werden können. Der allgemeine Flexibilitätskorridor der Gasturbine beträgt 20 bis 43 MW_{el}, die der Entnahmekondensationsturbine 5 bis 30 MW_{el}. Durch die Dampfkessel kann die flexible Bereitstellung der thermischen Energie gesteigert werden. Die Feuerungsleistung beträgt dabei 0 bis 102 MW_{th}. Die Energieerzeugungsanlagen werden als Optimierungsmodell abgebildet. Die linearen Zusammenhänge sind durch Auswertung von Prozessdaten ermittelt. Kosten entstehen dabei durch einen variablen Gaseinsatz. Durch die variable elektrische Leistung können Erlöse erzielt werden. Der thermische Energiebedarf ist festgesetzt und wird in 5 MW-Schritten sukzessive erhöht. Durch die Optimierungsstudien werden Lastkurven für die Gasturbine und die Dampfturbine generiert. Als Solver wird CPLEX verwendet und als Lösungsverfahren die Branch-and-Bound-Methode angewandt. Die Rechenzeit für einen Optimierungsdurchlauf liegt bei unter einer Minute.

4.2 Ergebnisse der Optimierung

Die Ergebnisse werden für die elektrische Leistung der Gas- und der Dampfturbine sowie für die Gesamtleistung des GuD-Kraftwerks dargestellt. In Abbildung 4 ist die Ausnutzung des Energieflexibilitätspotenzials unter einem Renditepotenzial abgebildet. Die Ergebnisse werden exemplarisch für einen thermischen Energiebedarf von 0 MW_{th}, 40 MW_{th} und 80 MW_{th} aufgezeigt.

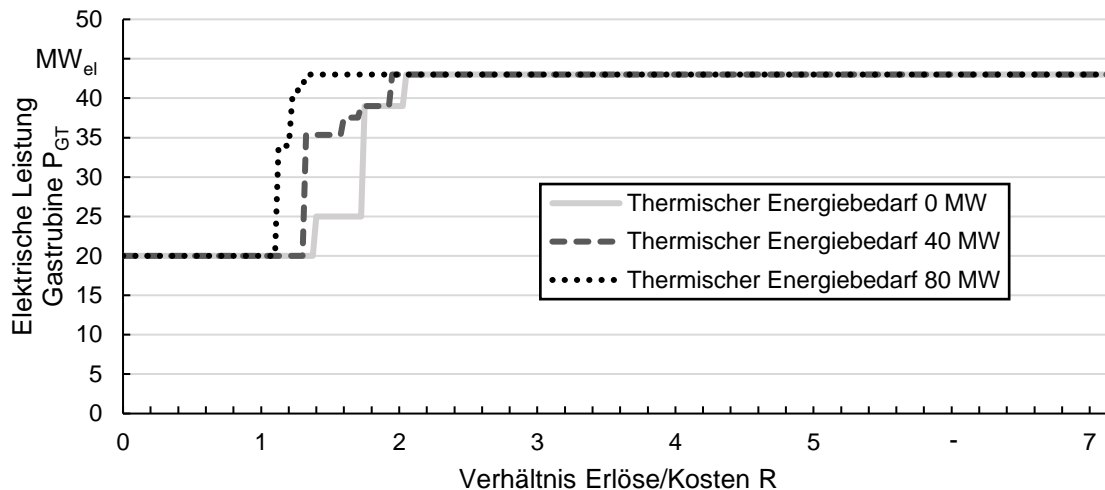


Abbildung 4: Energieflexible Betriebsweise der Gasturbine unter Berücksichtigung eines Renditepotenzials

Die Änderung der Last der Gasturbine von minimaler Last auf eine Teillast findet bei einem Renditepotenzial zwischen 1,0 und 1,4 statt. Das Renditepotenzial R gibt das Verhältnis von Strompreis zu Gaspreis an. Ab einem Renditepotenzial von circa 1,3 bis 2 sollte die Gasturbine in Volllast betrieben werden, um die vorgehaltene Energieflexibilität wirtschaftlich sinnvoll zu nutzen.

Abbildung 5 zeigt die energieflexible Betriebsweise der Dampfturbine. Die Lastkurve ist deutlich komplexer im Vergleich zur Lastkurve der Gasturbine. Es ist zu beobachten, dass bei Renditepotenzial zwischen 1,3 bis 1,8 eine rückläufige Dampfturbinenleistung festzustellen ist. Das ist mit einer zunehmenden Gasturbinenleistung zu begründen, die dazu führt, dass die Gesamtleistung des Kraftwerkes zunimmt. Die Dampfturbinenfahrweise ist stark abhängig von der Gasturbinenfahrweise. Es handelt sich bei der Dampfturbine um eine Entnahme-kondensationsturbine. Die minimale Leistung der Dampfturbine ist abhängig vom Prozessdampf der im Papierwerk abgenommen werden kann. Bei einem niedrigen thermischen Energiebedarf ist zu erkennen, dass die minimale Leistung höher ist als bei mittlerem bis hohem thermischem Energiebedarf. (vgl. Abbildung 5; Thermischer Energiebedarf 0 MW; Renditepotenzial < 1,8). Des Weiteren ist festzustellen, dass bei hohem thermischem Energiebedarf das GuD-Kraftwerk nur unter Volllast betrieben werden kann, wenn die Dampfkessel zusätzlich Prozessdampf bereitstellen (vgl. Abbildung 5; Thermischer Energiebedarf 80 MW; Renditepotenzial > 5,8).

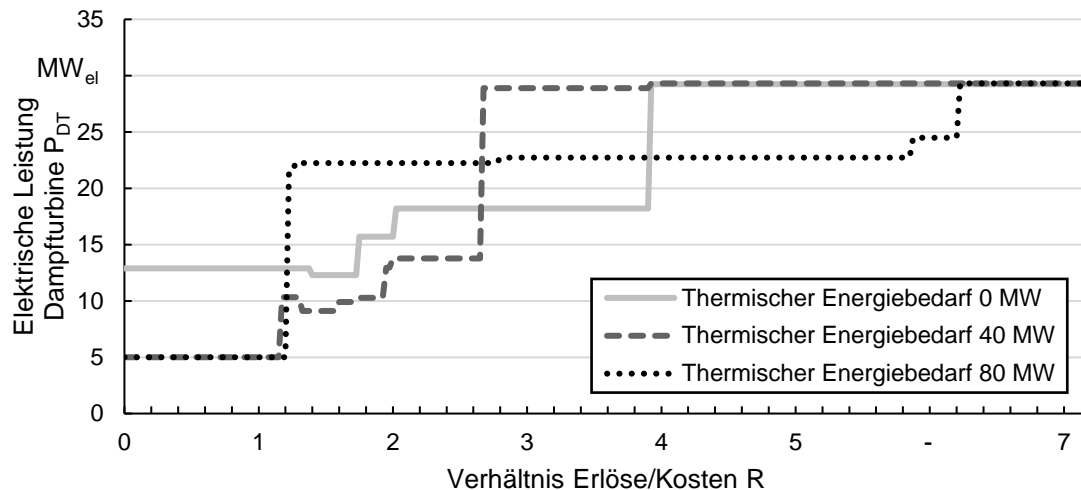


Abbildung 5: Energieflexible Betriebsweise der Dampfturbine unter Berücksichtigung eines Renditepotenzials

Da es sich um ein Gesamtsystem aus Gas- und Dampfturbine sowie zusätzlicher thermischer Bereitstellung aus den Dampfkesseln handelt, wird in Abbildung 6 die Gesamtleistung des Gas- und Dampfkraftwerks aufgetragen. Die Nutzung der Gesamtleistung des Gas- und Dampfkraftwerks ohne zusätzliche Dampfbereitstellung durch Dampfkessel ist nur bei niedrigem bis mittlerem Dampfbedarf möglich. Hier wird die Gesamtleistung des Gas- und Dampfkraftwerks bis zu einem Renditepotenzial von 4 erreicht. (vgl. Abbildung 6; thermischer Energiebedarf 0 MW, 40 MW; Renditepotenzial < 4). Bei höherem Dampfbedarf müssen für die Erreichung der Gesamtleistung der Dampfturbine, wie bereits erwähnt, die Dampfkessel zugeschaltet werden. Insgesamt ist festzustellen, dass die Flexibilitätskorridore auch bei niedrigem Renditepotenzial wirtschaftlich nutzbar sind, wenn der thermische Energiebedarf entsprechend hoch ist.

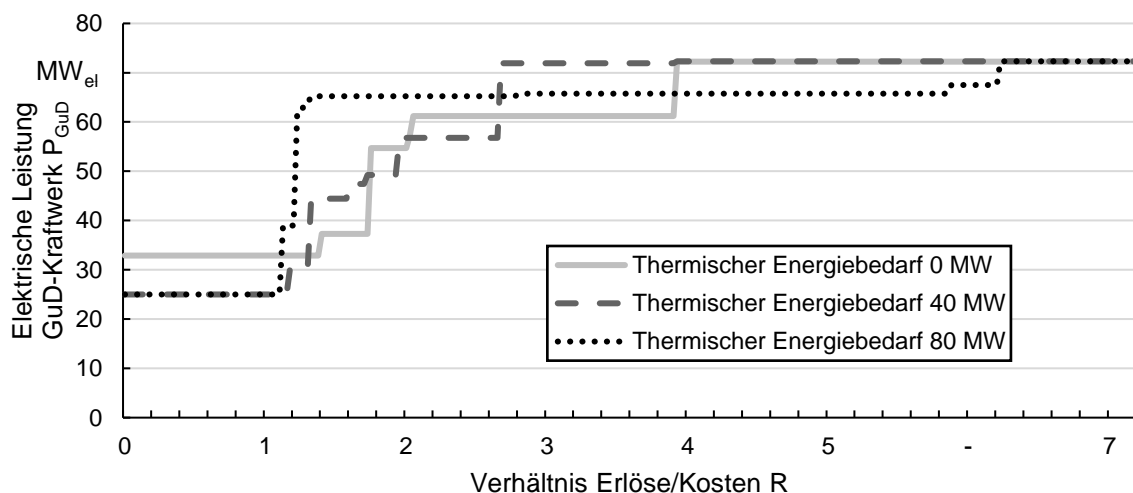


Abbildung 6: Energieflexible Betriebsweise des gesamten GuD-Kraftwerks unter Berücksichtigung eines Renditepotenzials

4.3 Bewertung der Flexibilitätskorridore

Die ermittelten Flexibilitätskorridore in Form von Laständerungen in Abhängigkeit des Renditepotenzials liegen nun für die jeweiligen statischen thermischen Bedarfe vor. Um die Flexibilitätspotenziale für verschiedene thermische Energiebedarfe zu bewerten, werden die Laständerungen ΔP_i durch die Renditepotenziale R_i geteilt, bei denen die Laständerungen stattfinden. Werden die einzelnen Laständerungen nach Gleichung (2) aufsummiert, erhält man eine Bewertungskennzahl X , die das Energieflexibilitätspotenzial in MW_{el} in Abhängigkeit des thermischen Energiebedarfs in MW_{th} angibt.

$$\text{Bewertungskennzahl } X = \sum_i \frac{\text{Laständerung } \Delta P_i}{\text{Renditepotenzial } R_i} \quad (2)$$

In Abbildung 7 ist am Beispiel der Dampfturbine zu erkennen, dass mit steigendem thermischen Energiebedarf das Energieflexibilitätspotenzial höher bewertet werden kann. Dies ist damit zu begründen, dass die vorgehaltenen Energieflexibilitätskorridore bei höheren thermischen Bedarfen auch bei niedrigen Renditepotenzialen wirtschaftlich genutzt werden können. Bei einem thermischen Energiebedarf des Papierwerks von 55 MW_{th} ist die maximale Bewertungsgröße des Systems erreicht. Das Flexibilitätspotenzial des Gas- und Dampfkraftwerks wird hier am besten ausgenutzt. Steigt der thermische Energiebedarf weiter an, kann weniger Dampf in der Dampfturbine verstromt werden und muss stattdessen über die Hochdruckumleitung auf die Prozessbedingungen abgekühlt und entspannt werden.

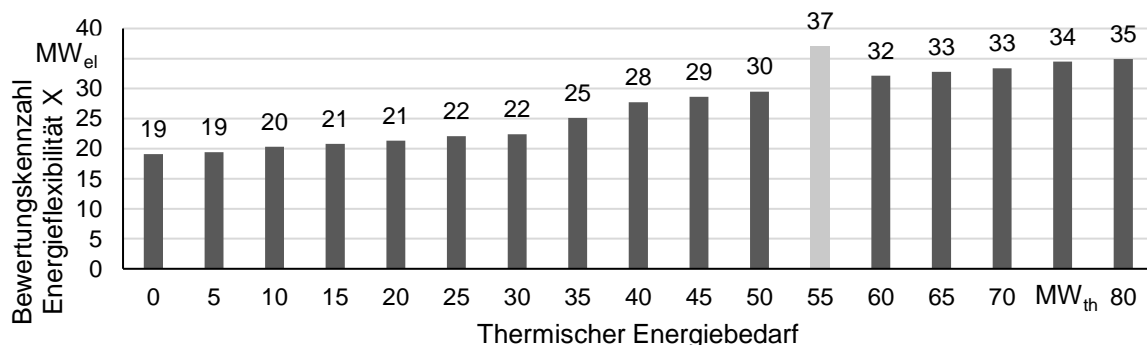


Abbildung 7: Bewertung der Flexibilitätskorridore der Dampfturbine in Abhängigkeit des thermischen Energiebedarfs

5 Fazit und Ausblick

Die vorgestellte Methode ermöglicht die Ermittlung und Bewertung der zur Verfügung stehenden Energieflexibilitätspotenziale und stellt damit eine Entscheidungsunterstützung für die Kraftwerkseinsatzplanung zur Verfügung. Die Anwendung der Methode lässt sich grundsätzlich auf Unternehmen übertragen, die thermische Verbraucher am Produktionsstandort mit Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen versorgen. Die Prozesseinschränkungen und die technischen Informationen des Gesamtsystems sind in den linearen Gleichungen der mathematischen Optimierung abgebildet. Durch die Ergänzung weiterer technischer Randbedingungen kann die Methode für den Einsatz im teilautomatisierten Betrieb weiterentwickelt werden. Hierzu gehört beispielsweise die Betrachtung der Auswirkungen von vermehrten Start- und Abschaltvorgängen auf die Wartungsintervalle. Im vorliegenden

Anwendungsfall wurde die Betriebsweise hinsichtlich der Prognose der Day-Ahead-Spotpreise optimiert. In weiterführenden Arbeiten ist es möglich, die Methode um den Handel am Intraday-Markt und den Vermarktungsmöglichkeiten für Regelleistung zu erweitern. Des Weiteren sind Wechselwirkungen mit energieflexiblen Produktionsprozessen und Anlagen zu untersuchen, um das übergeordnete Flexibilitätspotenzial von Erzeugungsanlagen und Verbrauchern auf Werksebene zu ermitteln.

Danksagung

Die Autoren bedanken sich herzlich beim Bundesministerium für Bildung und Forschung (BMBF) für die finanzielle Unterstützung und beim Projektträger Jülich (PtJ) für die Betreuung im Rahmen des Kopernikus-Projektes „SynErgie“.

Literatur

- [1] United Nations, 2015. Pariser Klimaabkommen.
- [2] Bundesregierung von Deutschland, 2010. Energiekonzept für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung,
- [3] EEG. Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien: Erneuerbare-Energien-Gesetz - EEG 2017, 134 pp.
- [4] Karl, J., 2012. Dezentrale Energiesysteme: Neue Technologien im liberalisierten Energiemarkt, 3rd ed. ed. De Gruyter, München.
- [5] Palensky, P., Dietrich, D. Demand Side Management: Demand Response, Intelligent Energy Systems, and Smart Loads, in: IEEE Trans. Ind. Inf. 7 (3), 381-338.
- [6] Grassl, M., 2015. Bewertung der Energieflexibilität von Produktionssystemen. Herbert Utz, München, 202 pp.
- [7] Lund, P., Lindgren, J., Mikkola, J., Salpakari, J. Review of energy system flexibility measures to enable high levels of variable renewable electricity, in: , Renewable and Sustainable Energy Reviews 45, 45 (2015), pp. 785–807.
- [8] Roth, S., Thimmel, M., Fischer, J., Schöpf, M., Unterberger, E., Braunreuther, S., Buhl, H.U., Reinhart, G., 2018. Simulation-based analysis of energy flexible factories in a regional energy supply system, in: 16th Global Conference on Sustainable Manufacturing.
- [9] Bundesnetzagentur, 2018. SMARD Strommarktdaten. <https://www.smard.de/home>. Accessed 20 December 2018.
- [10] Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e.V., 2017. Energieverbrauch in Deutschland im Jahr 2016.
- [11] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, 2017. Energieeffizienz in Zahlen.
- [12] Fraunhofer ISI, 2016. Erstellung von Anwendungsbilanzen für die Jahre 2013 bis 2015 mit Aktualisierungen der Anwendungsbilanzen der Jahre 2009 bis 2012: Studie für die Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e.V. (AGEB).
- [13] Helin, K., Käki, A., Zakeri, B., Lahdelma, R., Syri, S., 2017. Economic potential of industrial demand side management in pulp and paper industry. Energy 141, 1681–1694.
- [14] Kwag, H.-G., Kim, J.-O., 2012. Optimal combined scheduling of generation and demand response with demand resource constraints. Applied Energy 96, 161–170.
- [15] Marshman, D.J., Chmelyk, T., Sidhu, M.S., Gopaluni, R.B., Dumont, G.A., 2010. Energy optimization in a pulp and paper mill cogeneration facility. Applied Energy 87 (11), 3514–3525.
- [16] Kumbartzky, N., Schacht, M., Schulz, K., Werners, B., 2017. Optimal operation of a CHP plant participating in the German electricity balancing and day-ahead spot market. European Journal of Operational Research 261 (1), 390–404.
- [17] Makkonen, S., Lahdelma, R., 2006. Non-convex power plant modelling in energy optimisation. European Journal of Operational Research 171 (3), 1113–1126.
- [18] Ren, H., Gao, W., 2010. A MILP model for integrated plan and evaluation of distributed energy systems. Applied Energy 87 (3), 1001–1014.