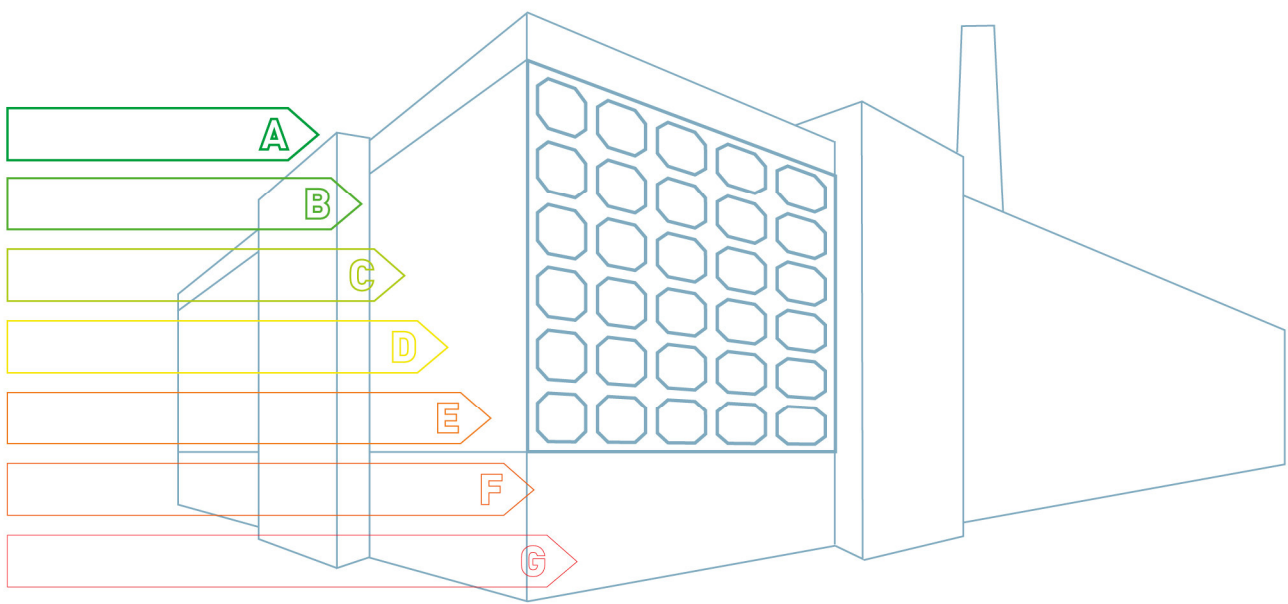




IDSS

Industrielle Dampfnetzoptimierung zur Steigerung der Stromausbeute



VORWORT

Die Publikationsreihe **BLUE GLOBE REPORT** macht die Kompetenz und Vielfalt, mit der die österreichische Industrie und Forschung für die Lösung der zentralen Zukunftsaufgaben arbeiten, sichtbar. Strategie des Klima- und Energiefonds ist, mit langfristig ausgerichteten Förderprogrammen gezielt Impulse zu setzen. Impulse, die heimischen Unternehmen und Institutionen im internationalen Wettbewerb eine ausgezeichnete Ausgangsposition verschaffen.

Jährlich stehen dem Klima- und Energiefonds bis zu 150 Mio. Euro für die Förderung von nachhaltigen Energie- und Verkehrsprojekten im Sinne des Klimaschutzes zur Verfügung. Mit diesem Geld unterstützt der Klima- und Energiefonds Ideen, Konzepte und Projekte in den Bereichen Forschung, Mobilität und Marktdurchdringung.

Mit dem **BLUE GLOBE REPORT** informiert der Klima- und Energiefonds über Projektergebnisse und unterstützt so die Anwendungen von Innovation in der Praxis. Neben technologischen Innovationen im Energie- und Verkehrsbereich werden gesellschaftliche Fragestellung und wissenschaftliche Grundlagen für politische Planungsprozesse präsentiert. Der **BLUE GLOBE REPORT** wird der interessierten Öffentlichkeit über die Homepage www.klimafonds.gv.at zugänglich gemacht und lädt zur kritischen Diskussion ein.

Der vorliegende Bericht dokumentiert die Ergebnisse eines Projekts aus dem Forschungs- und Technologieprogramm „Neue Energien 2020“. Mit diesem Programm verfolgt der Klima- und Energiefonds das Ziel, durch Innovationen und technischen Fortschritt den Übergang zu einem nachhaltigen Energiesystem voranzutreiben.

Wer die nachhaltige Zukunft mitgestalten will, ist bei uns richtig: Der Klima- und Energiefonds fördert innovative Lösungen für die Zukunft!

A stylized, handwritten signature in black ink, consisting of several fluid, overlapping strokes.

Ingmar Höbarth
Geschäftsführer, Klima- und Energiefonds

A handwritten signature in black ink that reads 'Theresia Vogel' in a cursive script.

Theresia Vogel
Geschäftsführerin, Klima- und Energiefonds

Inhaltsverzeichnis

1	Zusammenfassung	3
2	Einleitung	6
3	Inhaltliche Darstellung	8
3.1	Datenaufnahme	8
3.2	Simulation	8
3.2.1	Softwaremäßige Realisierung	8
3.2.2	Komponentenmodelle	9
3.2.2.1	Dampfturbinenmodell	9
3.2.2.2	Thermokompressor	12
3.2.2.3	Rohrleitung	13
3.2.3	Standorte und Simulationsmodelle	14
3.2.3.1	Standort 1	14
3.2.3.2	Standort 2	26
3.2.3.3	Standort 3	35
3.3	Darstellung der Möglichkeiten zur Druckabsenkung und Quantifizierung der erhöhten Stromausbeute	48
3.3.1	Optimierung durch Reduktion der Verluste	50
3.3.2	Prozessoptimierung durch dynamische Anpassung des Gegendrucks	53
3.3.3	Senkung des Netzdruckes durch dezentrale Druckerhöhung	57
3.3.3.1	Punktueller Druck Erhöhung unter dem Einsatz von Thermokompressoren	57
3.3.3.2	Dezentrale Druck Erhöhung mit zusätzlichen Dampferzeugern	60
3.3.3.3	Wirtschaftlichkeit Betrachtung Standort 1	65
3.3.3.4	Kombination aus Gegendruckabsenkung und Einsatz eines BHKWs	65
3.3.3.5	Druckerhöhung mit einem Elektrodampferzeuger	67
3.3.3.6	Einsatz eines Dampfspeichers	69
3.3.4	Zusammenfassung der Optimierungsvarianten	70
3.4	Marktpotentialabschätzung für die österreichische und europäische Papierindustrie und weitere Industriebranchen	71
3.4.1	Marktpotenzial Österreichische Papierindustrie	71
3.4.2	Marktpotenzial in Europa	73
3.4.3	Anwendung der Systematik und Abschätzung des Marktpotentials für die Untersuchung in anderen Industriebranchen	75
4	Ergebnisse und Schlussfolgerungen	77
5	Ausblick und Empfehlungen	80
6	Literaturverzeichnis und Abkürzungen	83
7	Abbildungsverzeichnis	86
8	Tabellenverzeichnis	89
9	Anhang	90
9.1	Komponentenmodelle	90
9.2	Kennlinientabellen	91

1 Zusammenfassung

In großen Industriebetrieben kommen häufig Kraft-Wärme-Kopplungen mit Dampfturbinen zum Einsatz. Je geringer der Gegendruck einer Turbine ist, desto höher ist der exergetische Gesamtwirkungsgrad des Systems. Im Zuge des Projektes wurden Möglichkeiten entwickelt, den Gegendruck in komplexen Dampfnetzen bei gleichzeitiger Vollversorgung der Verbraucher abzusenken.

Der Dampf wird in den Dampfturbinen nicht komplett entspannt, sondern steht in der Regel auf einem konstanten Druckniveau von z.B. 4bar (=Gegendruck) zur Wärmeversorgung zur Verfügung. Teilweise existieren auch Entnahmeleitungen oder Anzapfungen, bei denen der Dampf bei höherem Druck (z.B. 13 bar und/oder 40 bar) angezapft wird, um einzelne Verbraucher auf diesem hohen Niveau zu versorgen. Bei der Auslegung der Systeme wird ausgehend von den Wärmeverbrauchern der Gegendruck definiert. Je geringer der Gegendruck einer Turbine ist, desto höher ist die Stromerzeugung des Systems. An den Standorten der Papierindustrie werden unterschiedlichste Verbraucher über komplexe und weitestgehend ausoptimierte Dampfnetze versorgt, welche in der Regel im Zuge der Planung auf den Gegendruck (oder einen höheren Anzapfdruck) ausgelegt worden sind.

Das Ziel dieses Projektes bestand darin, einen systematischen Ansatz zur Senkung des Gegendrucks und zur Steigerung der Stromausbeute zu finden. Die Daten und Betriebszustände der Energieversorgungsanlagen, des Verteilnetzes sowie der Dampfverbraucher wurden dazu detailliert aufgenommen. Auf Basis dieser Datenaufnahme wurden Simulationsmodelle entwickelt und der aktuelle Betriebszustand abgebildet. Mittels dieser Modelle wurden die Auswirkungen einer Gegendruckabsenkung simuliert, ausgewertet und anschließend Optimierungsmaßnahmen entwickelt.

Mit den Simulationsergebnissen als Ausgangspunkt wurden allgemein anwendbare Maßnahmenpakete entwickelt, um den Gegendruck zu senken. Die Erzeugungsstandorte sind sehr unterschiedlich, daher unterscheidet sich ebenso die Struktur der Energieversorgungen. Dennoch wurde versucht unterschiedliche Optimierungsvarianten zu entwickeln um möglichst unterschiedliche Szenarien abdecken können

Die Optimierungen lassen sich in 3 Gruppen einteilen: Reduktion der Verluste, dynamische Gegendruckabsenkung und punktuelle Druckerhöhung.

- Die Reduktion der Verluste des Dampfnetzes kann bei entsprechendem Potential in jeder Anlage durchgeführt werden, Kriterien für die Umsetzung stellen dabei die erzielbaren Einsparungen sowie die Investitionskosten dar.
- Die dynamische Gegendruckabsenkung ist sowohl für kleinere als auch für größere Standorte anwendbar. Mit der Anzahl der einzubeziehenden kritischen Verbraucher

steigt die Komplexität der Regelung stark an, gleichzeitig reduziert sich in Abhängigkeit der lokalen Voraussetzungen unter Umständen der Zeitraum für die Gegendruckabsenkung und damit auch die Einsparung bzw. die Strommehrproduktion. Die dynamische Gegendruckabsenkung ist die Maßnahme die sich am universellsten einsetzen und in Abhängigkeit der Einsparung attraktive Amortisationszeiten erwarten lässt. Ein weiterer Vorteil dieser Variante ist, dass die vorzunehmenden Änderungen, abgesehen von Messeinrichtungen, ausschließlich die Energieversorgung betreffen und nicht direkt in die Produktion eingegriffen wird.

- Bei der punktuellen Druckerhöhung mit Thermokompressoren, aus dem Hauptdampfnetz muss abgewogen werden, ob die Einsparung durch gesteigerte Stromproduktion die reduzierte Dampfmenge an der Turbine soweit kompensiert, dass eine entsprechende Einsparung erreicht wird. Die Maßnahme zur punktuellen Druckerhöhung mit eigenen Dampferzeugern ist besonders interessant wenn an einem Standort ein im Verhältnis gesehen kleiner Dampferzeuger für die Biogasverwertung oder Rejectverbrennung existieren oder installiert werden sollen. Bei solchen Investitionsprojekten kann die Absenkung des Gegendruckes einen zusätzlichen Nutzen bedeuten, der den Ausschlag über die Investition geben kann.

Auf Basis der Erfahrungen während der Simulation und Entwicklung der Maßnahmenpakete wurde ein systematischer Ansatz zur Optimierung entwickelt. Dabei wurde festgelegt, welche Parameter abzufragen sind, und in welcher Reihenfolge die notwendigen Untersuchungen und Berechnungen durchgeführt werden müssen. Der entwickelte Ansatz lässt eine strukturierte Optimierung von Dampfnetzen, Verbrauchern und Energieversorgung zu und lässt sich auf Standorte der Papierindustrie und ebenso auf Betriebe anderer Industriebranchen anwenden.

Da die Optimierung von einer hohen Anzahl von Einflussfaktoren abhängig ist, stellen sich die Prognose sowie eine Hochrechnung der zu erwartenden Einsparpotentiale schwierig dar. Speziell die österreichische Papierindustrie beschäftigt sich schon seit langem mit dem Thema Energieeffizienz und ist daher energetisch bereits hoch optimiert, aus diesem Grund wird das Potential als sehr gering eingeschätzt. Auf europäischer Ebene wird die Energieeffizienz der Standorte geringer eingeschätzt, daher wird das durchschnittliche Potential zur Strommehrproduktion auf 100-200kW je Standort geschätzt. Hochgerechnet auf alle europäischen Standorte mit Papiermaschinen mit einer Tagesleistung von >30t/Tag beträgt das Optimierungspotential daher zwischen 72 und 144MW.

Die Firma Allplan hat seit dem Jahr 2000 die meisten Standorte der österreichischen Papierindustrie und weitere 15 Standorte im EU-Raum energetisch untersucht und optimiert, und verfügt daher über eine große Erfahrung im Bereich der energetischen Optimierung in der Papierindustrie.

Durch die Erkenntnisse, die im Rahmen dieses Forschungsprojekt gewonnen wurden, ist es dem Antragsteller und dem Projektpartner möglich, dem Dienstleistungsportfolio eine weitere Leistung hinzuzufügen. Mit Abschluss dieses Projektes wird die Energieoptimierung um das Modul „Reduktion des Gegendruckes zur Steigerung der Stromausbeute“ erweitert. Zusätzlich wird dieses Modul auch als eigenes Produkt angeboten, um auch an Standorten, die bereits eine Energieoptimierung durchgeführt haben bzw. nur Interesse an diesem Modul haben, die Möglichkeit zu bieten, diesen Teilbereich zu optimieren.

Durch die systematische Optimierung von Dampfnetzen zur Gegendruckabsenkung und der Steigerung der Umwandlungseffizienz wird im Bereich der Energieoptimierung ein neues, bisher noch nicht näher betrachtetes Themenfeld bearbeitet.

2 Einleitung

Ziel des Projektes ist die Erarbeitung eines systematischen Ansatzes zur Erhöhung des Gesamtwirkungsgrades der Kraft-Wärme-Kopplungen durch die variable Anpassung des Gegendruckes an den nach der Optimierung der Dampfverbraucher und des Dampfnetzes tatsächlich notwendigen Dampfdruck. Die Steigerung des Wirkungsgrades soll die Erhöhung der Stromausbeute, sowie eine Reduktion von Verlusten im Dampfnetz bzw. an den Dampfverbrauchern zur Folge haben.

In großen Industriebetrieben kommen häufig Kraft-Wärme-Kopplungen mit Dampfturbinen zum Einsatz. Viele davon erzeugen Hochdruckdampf, welcher über Dampfturbinen teilweise abgearbeitet und zur Stromerzeugung eingesetzt wird. Der Dampf wird nicht komplett entspannt, sondern steht in der Regel auf einem konstanten Druckniveau von z.B. 4bar (=Gegendruck) zur Wärmeversorgung zur Verfügung. Teilweise existieren auch Entnahmeleitungen oder Anzapfungen, bei denen der Dampf bei höherem Druck (z.B. 13bar und/oder 40bar) angezapft wird, um einzelne Verbraucher auf diesem hohen Niveau zu versorgen. Bei der Auslegung der Systeme wird ausgehend von den Wärmeverbrauchern der Gegendruck definiert. Je geringer der Gegendruck einer Turbine ist, desto höher ist die Stromerzeugung des Systems.

An den Standorten der Papierindustrie werden unterschiedlichste Verbraucher über ein komplexes Dampfnetz versorgt, welche in der Regel im Zuge der Planung auf den Gegendruck (oder einen höheren Anzapfdruck) ausgelegt worden sind.

In diesem Forschungsprojekt werden die Möglichkeit einer Absenkung des Gegendruckes und das damit verbundene Potential zur Erhöhung der Stromausbeute einzelner Anlagen untersucht. Teilweise wurden solche Bemühungen bereits von einzelnen Standorten durchgeführt, ein systematischer und vollständiger Ansatz, um das gesamte Potenzial sowohl in der Papierindustrie, als auch bei anderen Kraft-Wärme-Kopplungen zu nutzen, fehlte bei Projektstart allerdings. Dieser systematische und vollständige Ansatz wurde im Zuge des Forschungsprojektes erarbeitet.

Folgende Arbeitsschritte wurden im Rahmen des Projektes durchgeführt, um das Erreichen der Ziele sicher zu stellen:

- Datenaufnahme bei den Stromerzeugungsanlagen
- Bestimmung der wesentlichen und maßgebenden Dampfverbrauchern (Menge, Druck und Temperatur)
- Ermittlung von Möglichkeiten zur Druckreduktion bei einzelnen Verbrauchern
- Simulation der größeren Stromausbeute bei variablem Gegendruck
- Entwicklung von Maßnahme Paketen zur Senkung des Gegendruckes

- Ermittlung der Wirtschaftlichkeit der Varianten zur Erhöhung der Stromausbeute
- Ermittlung des Marktpotentials für die Durchführung der Analyse als Dienstleistung an Industriestandorten in Europa

Durch die Absenkung des Gegendrucks kommt es zu einer Steigerung des exergetischen Wirkungsgrades und zur Erhöhung der Verstromungsrate. Im Rahmen des Projektes werden die wesentlichen Dampfverbraucher und das Verteilnetz energetisch optimiert, um den Gegendruck absenken zu können. Als Nebeneffekt der Optimierung reduzieren sich ebenfalls die Verteilverluste im System. Die Mehrstromproduktion führt, neben einer Kostenoptimierung für die optimierten Standorten, zu einer Reduktion der CO₂ Emissionen und gleichzeitig zu einer Verringerung der Abhängigkeit von der externen Versorgung mit dem Energieträger Strom bzw. von Stromimporten im Allgemeinen.

3 Inhaltliche Darstellung

3.1 Datenaufnahme

Auf Basis der unten angeführten Daten, wurden in weiterer Folge die kritischen Verbraucher mit hohem Anspruch an Dampfdruck und Dampftemperatur identifiziert.

- Dampfnetzpläne vom Kesselhaus über die Turbinen bis hin zu den Verbrauchern (Rohrleitungsdimensionen, Separatoren, Kondensatoren)
- Dampfzeuger (Dampfmengen, Temperatur, Druck)
- Dampfturbinen (Turbinentyp, Kennfelder und -linien, Frischdampfzustand vor Turbine, Entnahmemengen, Gegendruck)
- Zusatztechnologien (Thermokompressoren, Druckniveaus etc.)
- Dampfverbraucher („Kritische Verbraucher“ mit höchster Anforderung an Dampfdruck, Dampfmengen, Temperaturniveau bei den Verbrauchern)

Es wurde die Energieversorgungs- und Energieverbraucherketten von drei Standorten der österreichischen Papierindustrie aufgenommen und analysiert.

Nach der erfolgten Datenaufnahme wurden die Daten gesichtet und auf ihre Plausibilität hin geprüft. Dadurch war es möglich, noch fehlende Daten und Messwerte zu definieren. Konnten diese fehlenden Werte nicht als Ist-Daten bereitgestellt werden, erfolgte eine rechnerische Ermittlung.

3.2 Simulation

3.2.1 Softwaremäßige Realisierung

Um die Signifikanz und Anwendbarkeit der erarbeiteten Daten und Kennlinien zu demonstrieren, wurden diese für die Verwendung in einem Simulationstool aufbereitet. Mittels dieses Tools konnten die Komponentenmodelle unterteilt nach Dampfturbinen, Rohrleitungen und Thermokompressoren aufgebaut werden. Dabei wurden die Kennlinien und Kennfelder so abgebildet, dass das Modell in der Lage ist, die Änderungen des Gegendrucks zu verarbeiten und dessen Relevanz auf das Gesamtsystem darzustellen.

Die Modellierung der einzelnen Komponenten wurde auf Basis des Simulationssoftwarepakets IPSEpro realisiert. Durch das große Potential dieses Tools können auch komplexe, aus vielen Teilen bestehende Gesamtsysteme in relativ kurzer Zeit berechnet und gelöst werden. Durch die Erweiterung IPSEpro-MDK (Model Development Kit)

wird zudem die freie Programmierung noch nicht vorhandener Anlagenkomponenten möglich, die in weiterer Folge dann in IPSEpro-PSE (Process Simulation Environment) direkt zur Auswahl stehen und zu einem Gesamtsystem zusammengefügt werden können. Eine leistungsfähige Schnittstelle zu MS-Excel ermöglicht einen einfachen Datentransfer zu anderen Tools (z.B. weitere Programme zur Datenanalyse). [SimTech, 2010]

Um die Konsistenz der erstellten Kennlinien und Modelle zu überprüfen, wurde im ersten Schritt eine Simulation auf Basis tatsächlicher Betriebsdaten durchgeführt. Die Dokumentation aller im Zuge des Projekts neu erarbeiteten Modelle und die Kennlinientabellen sind in Kapitel 7 angeführt.

3.2.2 Komponentenmodelle

Im Softwaremodul IPSEpro-MDK werden Komponentenmodelle nach den jeweiligen Erfordernissen erstellt und in Modellbibliotheken zusammengefasst. Die so erstellten Modellbibliotheken stehen dann in IPSEpro-PSE zum Aufbau und zur Berechnung von Simulationsmodellen zur Verfügung. Damit können in weiterer Folge thermodynamische Simulationsmodelle der Dampfnetze der verschiedenen Standorte (Dampfturbinen zur Stromerzeugung, Leitungsnetz, Prozessdampfnutzung) erstellt werden.

Aus der Standardbibliothek wurden vorhandene Komponentenmodelle herangezogen, die in weiterer Folge mittels der recherchierten und aufbereiteten Betriebsdaten der Standorte referenziert und auf die tatsächlichen Betriebspunkte justiert wurden. Die nötigen Informationen, um die Komponenten zu erstellen, wurden aus Betriebs-, Hersteller- und Literaturdaten zusammengeführt. Für die konkreten Fragestellungen dieses Projekts sind vor allem die Komponentenmodelle für Dampfturbinen, Thermokompressoren und Rohrleitungen wichtig. In den nächsten Punkten werden kurz alle Komponenten beschrieben.

3.2.2.1 Dampfturbinenmodell

Dieses ist in der Lage, die Dampfturbinen am jeweiligen Standort abzubilden. Wichtig für dieses Projekt ist die richtige Charakteristik bei verschiedenen Lastzuständen und Druckverhältnissen im Abdampfsystem. Die allgemeinen thermodynamischen Charakteristiken der Dampfturbinen im Teillastbetrieb sind dabei gemäß Kegelgesetz bzw. typischer Wirkungsgradverläufe hinterlegt. (vgl. hierzu [Jericha 1985; Traupel 2001])

Um die spezielle Charakteristik der Dampfturbinen abbilden zu können, wurden in einem ersten Schritt Herstellerdaten und tatsächliche Betriebsdaten miteinander verglichen. In Abbildung 1 ist der Verlauf der Wirkleistung einer Dampfturbine eines ausgewählten Standorts bei unterschiedlichen Gegendrücken dargestellt. Die blauen und braunen Datenpunkte repräsentieren Messwerte an verschiedenen Tagen bei leicht unterschiedlichen Frischdampfparametern.

Die schwarze Linie kennzeichnet den vom Hersteller garantierten spezifischen Dampfverbrauch über der Klemmenleistung bei verschiedenen Gegendrücken. Dazu ist natürlich zu sagen, dass Turbinenkennlinien von Herstellern nur zur Annäherung dienen, und in den meisten Fällen nur den Garantiefall repräsentieren. Die gemessenen Daten für Wirkleistung und Dampfverbrauch zeigen aber einen annähernd vergleichbaren Verlauf wie die Herstellerdaten.

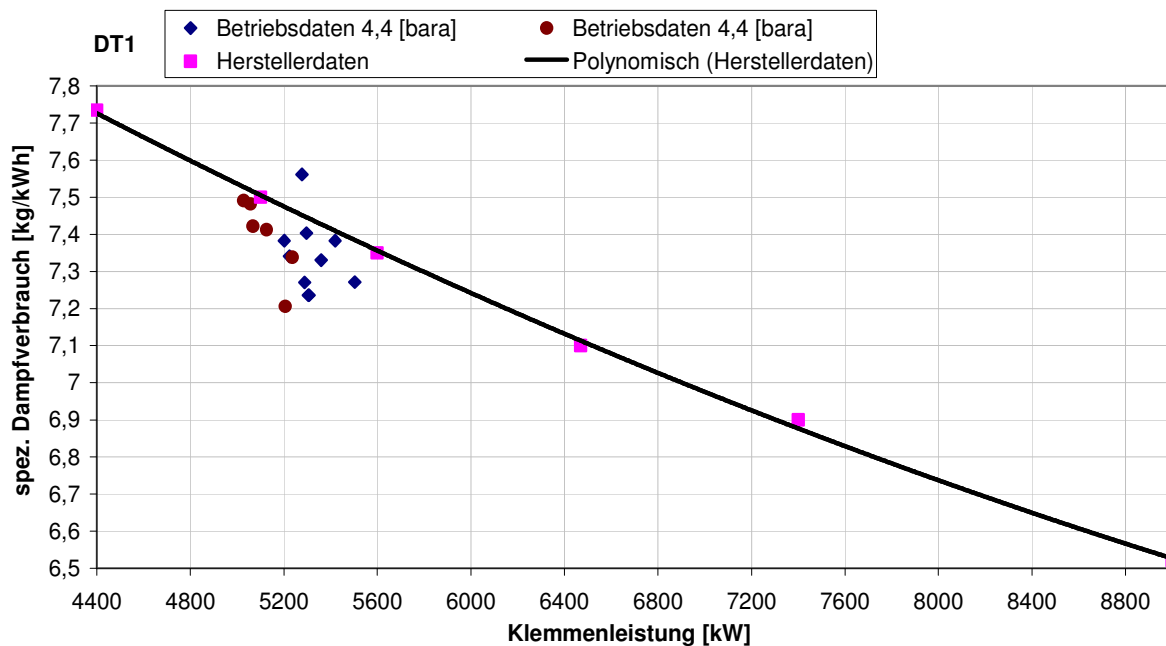


Abbildung 1: Vergleich Herstellerdaten und Betriebsdaten einer Dampfturbine

Quelle: [Eigene Daten]

Um bei Industriedampfturbinen die heißen, hochbelasteten Kessel- und Turbinenteile bei Lastwechsel und Störfällen zu schonen, wird in den meisten Fällen als erste Stufe ein Regelrad eingesetzt. Dieses ist als Aktionsstufe ausgeführt, wobei zur Lastregelung Düsendruppen zu- bzw. abgeschaltet werden können. In der Aktionsstufe wird das gesamte Enthalpiegefälle im Leitrad in Geschwindigkeit umgesetzt. Im Laufrad erfolgt nur noch eine Umlenkung der Hochgeschwindigkeitsströmung. Um das Verhalten der Dampfturbinen bei unterschiedlicher Last darstellen zu können, wurden die Messdaten der Dampfturbinen an den verschiedenen Standorten einer weiteren Analyse unterzogen. Dabei war vor allem die Änderung des isentropen Wirkungsgrades bei unterschiedlichem Massenstrom von Interesse. Durch diese Analyse konnte das Dampfturbinenmodell mit einem Regelrad ergänzt und auf die entsprechenden Betriebszustände justiert werden.

Abbildung 2 zeigt die Frischdampfmenge im Verhältnis der Dampfmenge im Auslegungspunkt am Turbineneintritt über der Klemmenleistung bei unterschiedlichen Gegendrücken und die bereits vom Modell berechneten Ergebnisse eines ausgewählten Standorts. Dabei charakterisieren die grünen und gelben Punkte die gemessenen

Betriebsdaten bei unterschiedlichen Gegendrücken. Die roten bzw. blauen Quadrate geben die Ergebnisse des Berechnungsmodells wieder. Es wird ersichtlich, dass die Ergebnisse des Simulationsmodells im Bereich der gemessenen Werte liegen und einem erwarteten linearen Verlauf folgen. Die Streuung der gemessenen Werte ist auf die leicht unterschiedlichen Frischdampftemperaturen zurückzuführen, die in diesem Fall nicht für die Simulation verfügbar waren. Im Allgemeinen wird der Zusammenhang klar ersichtlich, dass bei höherem Gegendruck eine größere Dampfmenge nötig ist, um dieselbe Klemmenleistung zu erzielen. Im Allgemeinen führt eine Gegendruckabsenkung von 0,5 bara in diesem Fall im Mittel zu einem Anstieg der Leistung um 220 kW.

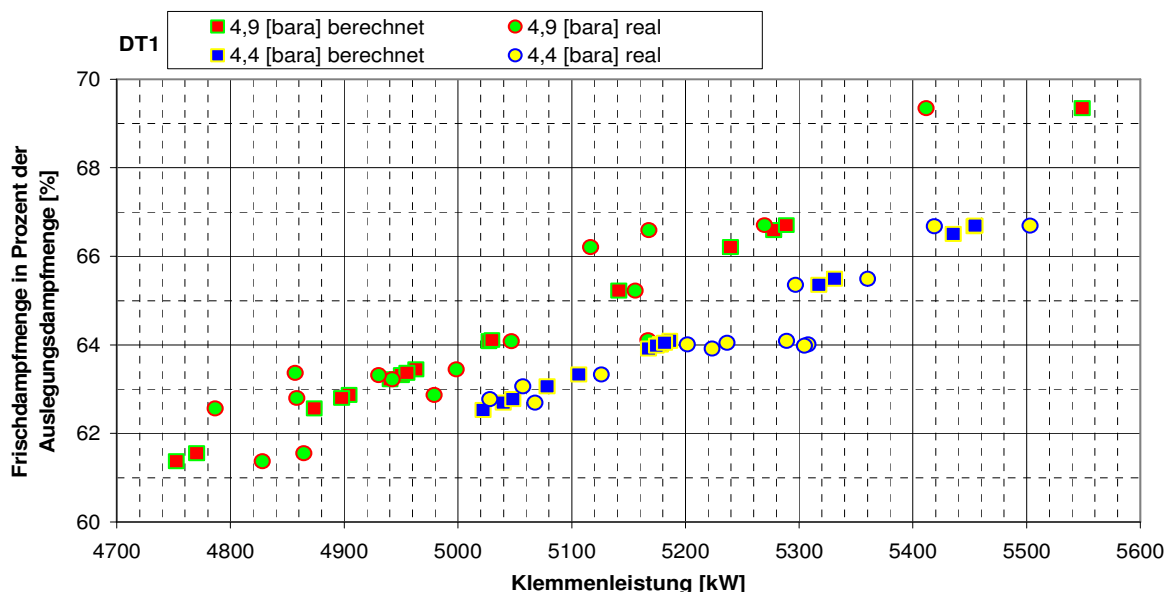


Abbildung 2: Gegendruckvariation und Einfluss auf die Klemmenleistung

Quelle: [Eigene Daten]

Nach der Verifizierung der Dampfturbinenmodelle anhand der Betriebsdaten, wurden konkrete Betriebspunkte mit dem Simulationsmodell nachgefahren und die elektrische Leistung der Dampfturbinen berechnet. Die nächste Abbildung zeigt die Ergebnisse für eine Dampfturbine bei einem Gegendruck von 4,9 bara. Die blaue Linie kennzeichnet dabei die tatsächlichen Betriebsdaten. Die rote Linie gibt die vom Simulationsmodelle berechneten Werte wieder. Im Allgemeinen kommt es im Beispiel der Dampfturbine 1 zu einer Abweichung zwischen den Betriebs- und Simulationsdaten von 0,23 % (im Mittel über die Leistungen). Diese Abweichung ist einerseits auf geringe Unsicherheiten bei der vorgegebenen Kennlinie im Simulationsmodell, und andererseits auf die unterschiedlichen Frischdampftemperaturen zurückzuführen. In Hinblick auf die Ergebnisse der Berechnung ist der Fehler aber als sehr gering zu werten.

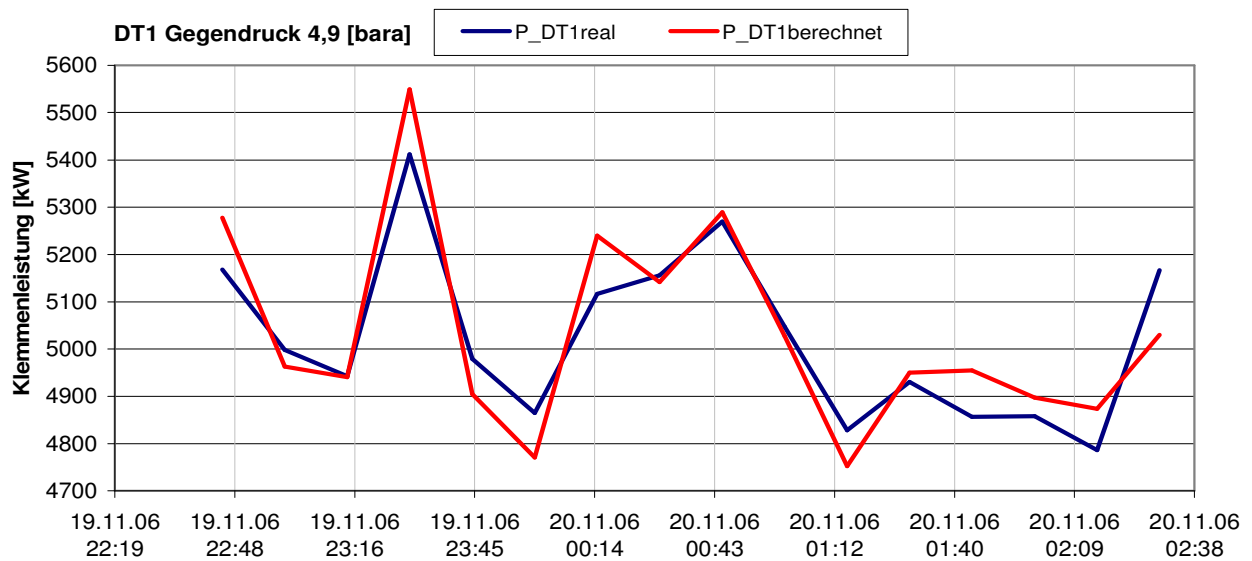


Abbildung 3: Vergleich Betriebs- und Simulationsdaten einer Gegendruck Dampfturbine

Quelle: [Eigene Daten]

3.2.2.2 Thermokompressor

Auch hier wurde auf ein Modell aus der Standardbibliothek zurückgegriffen und dieses mittels Betriebsdaten verifiziert. Schwierig dabei ist die genaue Charakterisierung der Thermokompressoren, da in den meisten Fällen keine ausreichenden Betriebsdaten zu Verfügung stehen. [Baehr 2009]

Das Standardmodell greift auf bekannte Literaturdaten von Düsen- und Diffusorwirkungsgraden bei Thermokompressoren zurück. Im Allgemeinen ist eine pauschale Betrachtung der Thermokompressoren mit den angenommenen Wirkungsgraden ausreichend, da der Betrieb der Maschinen meist produktionsbedingt bestimmt wird. [Croll 2011]

Damit ist nicht gewährleistet, dass der Thermokompressor im optimalen Betriebspunkt läuft. Dennoch wurde das Modell durch Kennlinien von Herstellern verifiziert. Hierzu wurden diese mit dem Standardmodell nachgefahren und die Änderung des isentropen Wirkungsgrades η_{sd} des Diffusors analysiert. Dabei konnte ein annähernd linearer Verlauf des Wirkungsgrades abhängig von der Gesamtmenge Dampf, die den Kompressor verlässt, festgestellt werden. Dieser Zusammenhang ist in Abbildung 4 dargestellt.

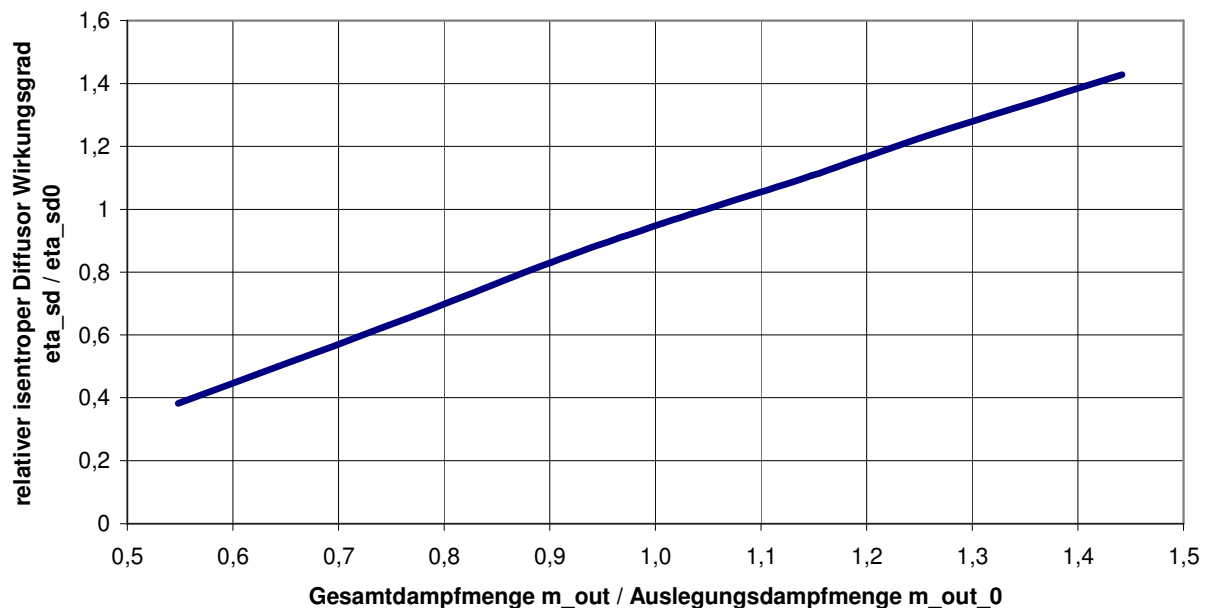


Abbildung 4: Referenzkennlinie für den relativen isentropen Wirkungsgrad eines Diffusors in Abhängigkeit der Gesamtdampfmenge

Quelle: [Eigene Auswertung auf Basis von Betriebsdaten Standort 2]

Anmerkung: Aus der Abbildung ist ersichtlich, dass der relative isentrope Wirkungsgrad des Diffusors erst dann sein Optimum erreicht, wenn die Gesamtdampfmenge etwas über der Auslegungsdampfmenge liegt. In diesem Fall ist der Thermokompressor also Vorzugsweise für den Betrieb bei Überlast ausgelegt.

3.2.2.3 Rohrleitung

Um die Verbindungselemente im Dampfnetz abzubilden, wurde ein vereinfachtes Rohrleitungsstück mit dem Model Development Kit (MDK) programmiert. Dieses berechnet vereinfacht die Druckverluste über den vorgegebenen Rohrdurchmesser und den angenommenen Widerstandsbeiwert ξ . Dieser wird wiederum über bekannte Betriebsdaten des Druckniveaus im Dampfsammler und bei den Verbrauchern berechnet. Damit ist es nun möglich, erste Engpässe in der Leitungsinfrastruktur zu erkennen, und gegebenenfalls Verbesserungsvorschläge abzugeben. In weiterer Folge ist der Druckverlust über die Leitung ein wichtiger limitierender Faktor für einen Betrieb mit Gegendruckabsenkung. [VDI-Wärmeatlas 2002; Recknagel 2003]

Die erstellten und beschriebenen Komponentenmodelle können nun zu einem Gesamtsystem, welches das Dampfnetz des jeweiligen Standortes abbildet, zusammengefügt werden. Damit ist es möglich, verschiedene Betriebszustände zu simulieren und die Auswirkungen einer Gegendruckabsenkung auf den Gesamtprozess darzustellen. Der Anstieg der Dampfturbinenleistung, sowie die Änderungen des

Dampfdrucks bei den Verbrauchern, liegen als Ergebnisse vor und stehen für die weitere Analyse zu Verfügung.

3.2.3 Standorte und Simulationsmodelle

Die erstellten Komponenten wurden in weiterer Folge zu einem gesamten Simulationsmodell zusammengeführt, um die thermodynamischen Auswirkungen einer Gegendruckabsenkung auf das gesamte Dampfnetz in einem Industriebetrieb zu simulieren. Dazu wurden 3 Standorte der Papierindustrie für eine weitere Betrachtung herangezogen, die bereits von Anfang an durch LOI's in das Projekt mit eingebunden waren. Schon dabei wurde darauf geachtet, möglichst unterschiedliche Dampfnetze betreffend derer Größe, Druckniveaus, Anforderungen, Turbinentypen (Gegendruck-, bzw. Entnahmegegendruckturbinen) und vorhandenen Thermokompressoren, für die weiteren Untersuchungen zu Verfügung zu haben.

3.2.3.1 Standort 1

Das Dampfnetzmodell wurde anhand realer Vorgaben und recherchierten Daten aufgebaut. (siehe Abbildung 5)

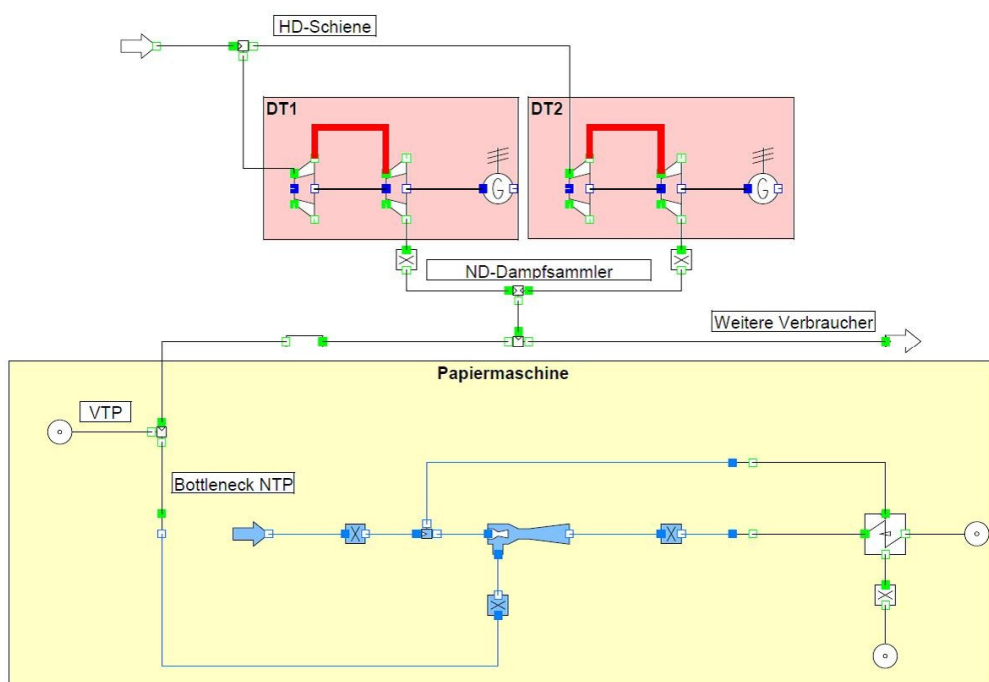


Abbildung 5: Dampfnetzschema 1 am Standort 1

Quelle: [Eigene Darstellung IPSEpro]

Wie aus der Abbildung ersichtlich, sind an dem betrachteten Standort zwei Gegendruckdampfturbinen installiert. Diese entspannen den Hochdruckdampf auf das benötigte Druckniveau im 4 bara Dampfnetz. Der benötigte Mitteldruckdampf wird über

Reduzierstationen erzeugt. Der Niederdruckdampfsammler versorgt alle Verbraucher mit der entsprechenden Dampfmenge.

3.2.3.1.1 Untersuchte Szenarien

Am Standort 1 wurde der Gegendruck der Dampfturbinen bereits gesenkt, musste aber auf Grund einer technischen Umstellung an einer Papiermaschine wieder angehoben werden. Dieser Umstand stellt in weiterer Folge aber eine gute Voraussetzung dar, eine Gegendruckabsenkung an diesem Standort wieder zu realisieren.

Dazu wurde von den zuständigen Energietechnikern des Standorts die Idee aufgeworfen den Gegendruck abzusenken, indem der Dampfdruck beim kritischen Verbraucher punktuell durch Thermokompressoren angehoben wird. Die dazu nötige Treibdampfmenge sollte von einem Biogaskessel zu Verfügung gestellt werden.

Als kritischer Verbraucher kann in diesem Fall die Nachtrockenpartie (NTP) der Papiermaschine identifiziert werden. Dort ist die Anforderung an den Dampfdruck am höchsten.

In weiterer Folge wurden folgende Szenarien simuliert:

- Gegenüberstellung von realen Erzeugungsdaten zu berechneten Modellergebnissen der Dampfturbinen
- Benötigte Treibdampfmengen für den Thermokompressor bei unterschiedlicher Gegendruckabsenkung
- Elektrische Mehrerzeugung der Dampfturbinen bei Gegendruckabsenkung um 0,1 bar
- Elektrische Mehrerzeugung bei gleitender Gegendruckabsenkung von 0,1 bis 0,5 bar

Alle Berechnungen sind im Detail für eine Gegendruckabsenkung von 0,1 bar näher dargestellt. Die Ergebnisse der Simulationen für weitere Gegendruckabsenkungen sind in einer Tabelle am Ende dieses Kapitels überblicksmäßig aufgelistet und können im Detail aus dem Annex entnommen werden.

3.2.3.1.2 Realdaten vs. berechnete Erzeugungsdaten der Dampfturbinen

Um festzustellen, ob das Simulationsmodell plausible Ergebnisse liefert, wurde in einem ersten Schritt damit begonnen, reale Betriebszustände der Dampfturbinen nachzufahren. Dazu wurden reale Frischdampfmengen und Gegendrücke zu Verfügung gestellt. Beispielhaft werden hier die Ergebnisse der Betrachtung für die Dampfturbine 2 bei einem Gegendruck von 4,4 bara dargestellt (siehe Abbildung 6).

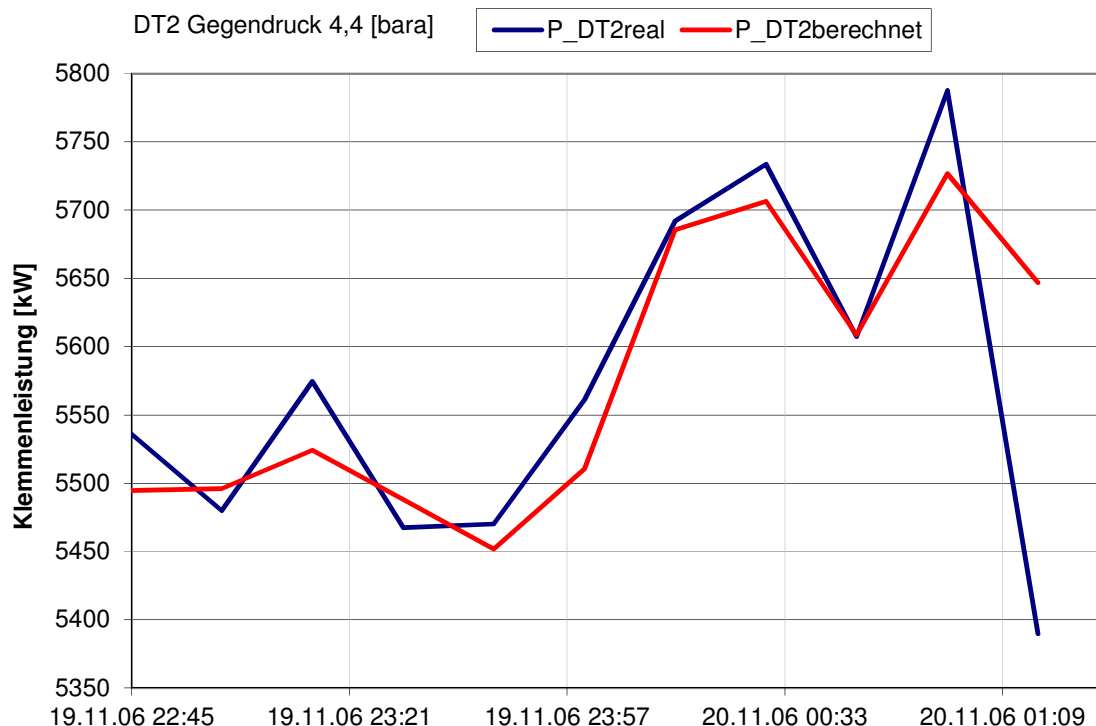


Abbildung 6: Vergleich von Betriebs- und Simulationsdaten der Dampfturbine 2 am Standort 1

Quelle: [Eigene Daten]

Die blaue Linie kennzeichnet dabei die tatsächlichen Betriebsdaten. Die rote Linie gibt die vom Simulationsmodelle berechneten Werte wieder. Abweichungen ergeben sich in erster Linie wegen geringer Unsicherheiten bei der vorgegebenen Kennlinie im Simulationsmodell, und andererseits wegen unterschiedlichen Frischdampftemperaturen, die für die Simulation nicht verfügbar waren. Die mittlere Abweichung von berechneter zu realer Erzeugung der Dampfturbine 2 liegt bei 0,06 %. Dies ist in Hinblick auf die Qualität der Simulationsergebnisse hinreichend genau.

3.2.3.1.3 Treibdampfmengebedarf bei unterschiedlichem Gegendruck

Wie bereits erwähnt, soll der Einsatz eines Thermokompressors für eine punktuelle Dampfdruckanhebung an der Papiermaschine untersucht werden. Der nötige Treibdampf kann, bis zu einer gewissen Menge, von einem Biogaskessel bereitgestellt werden. In der weiteren Untersuchung soll festgestellt werden, welche Menge an Treibdampf bei unterschiedlicher Gegendruckabsenkung benötigt wird, und ob der Biogaskessel in der Lage ist diese Menge zu liefern. Die Simulation wurde unter Berücksichtigung aller relevanten Daten durchgeführt. Folgend werden die Ergebnisse beispielhaft für eine Gegendruckabsenkung von 0,1 bar dargestellt.

Das Netz verhält sich wie angenommen, der Druckverlust über die Leitung zum Bottleneck der Papiermaschine reduziert den Dampfdruck zusätzlich und erhöht den Dampfbedarf des Thermokompressors. Die in diesem Fall benötigte Treibdampfmenge liegt im Mittel bei 1,9 t/h. Um den Gegendruck nun tatsächlich senken zu können, muss der Thermokompressor mit dieser Menge an Treibdampf versorgt werden. Daher wird in einem nächsten Schritt untersucht ob die Dampfmenge des Biogaskessels ausreicht. Wie in der nächsten Abbildung dargestellt, zeigt der Biogaskessel einen stark fluktuierenden Verlauf der Dampflieferung, der auf die Produktionsmenge an Biogas zurückzuführen ist, die wiederum vom Fermentationsprozess der anfallenden biogenen Stoffe abhängt. Grundsätzlich ist aber eine relativ konstante Abfolge der Spitzen und Täler erkennbar.

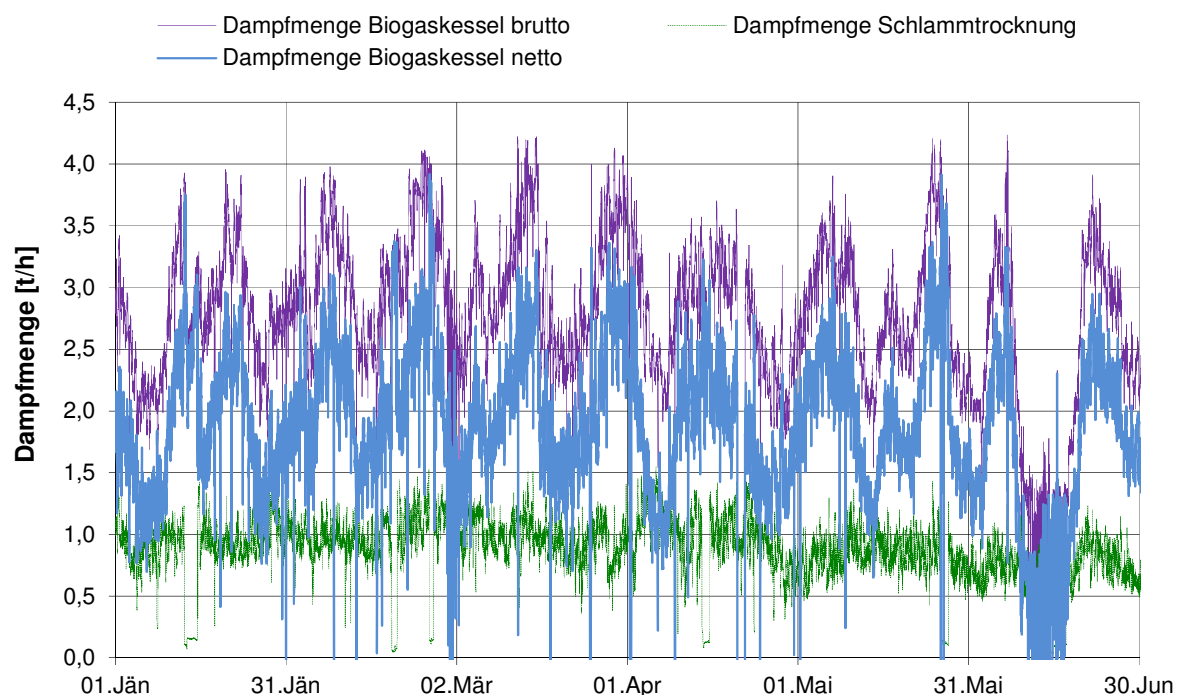


Abbildung 7: Dampflieferung des Biogaskessels

Quelle: [Eigene Daten]

Der Biogaskessel liefert eine mittlere Dampfmenge von circa 2,8 t/h. Davon werden rund 1 bis maximal 1,5 t/h für die Schlamm Trocknung benötigt. Im Mittel steht also eine Netto Dampfmenge für den Betrieb des Thermokompressors von rund 1,8 t/h zu Verfügung.

3.2.3.1.4 Elektrische Mehrerzeugung durch Gegendruckabsenkung

Wie zuvor mit dem Simulationsmodell berechnet, wird bei einer Gegendruckabsenkung von 0,1 bar, eine Treibdampfmenge von rund 1,9 t/h benötigt. Eine Häufigkeitsverteilung der Dampflieferung des Biogaskessels gibt Auskunft über welchen Zeitraum diese Dampfmenge zu Verfügung steht. (siehe Abbildung 8)

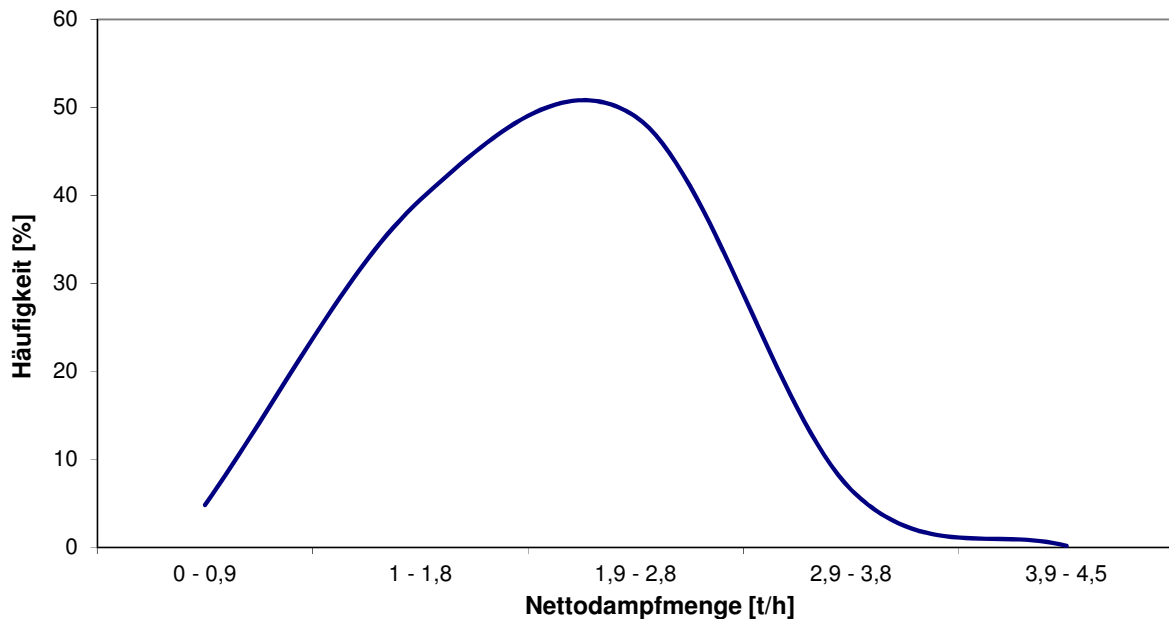


Abbildung 8: Häufigkeitsverteilung der Netto-Dampfmenge Biogaskessel

Quelle: [Eigene Daten]

Aus der Abbildung wird ersichtlich, dass eine Dampfmenge von größer gleich 1,9 t/h in etwas mehr als 50 % der Betriebszeit zu Verfügung steht. In dieser Zeit könnte somit der Gegendruck von 4,9 auf 4,8 bara reduziert werden.

Die Leistung der zwei Dampfturbinen erhöht sich in diesem Fall im Mittel um jeweils 31 bzw. 34 kW. In Summe ist somit mit einer gesamten mittleren Leistungserhöhung von 65 kW zu rechnen. Die Abbildung 9 zeigt diesen Zusammenhang für die Dampfturbine 1. Hier stellt die blaue Linie den Leistungsoutput der Dampfturbine bei einem Gegendruck von 4,9 bara dar, die rote Linie kennzeichnet den höheren Output bei Reduzierung um 0,1 bara.

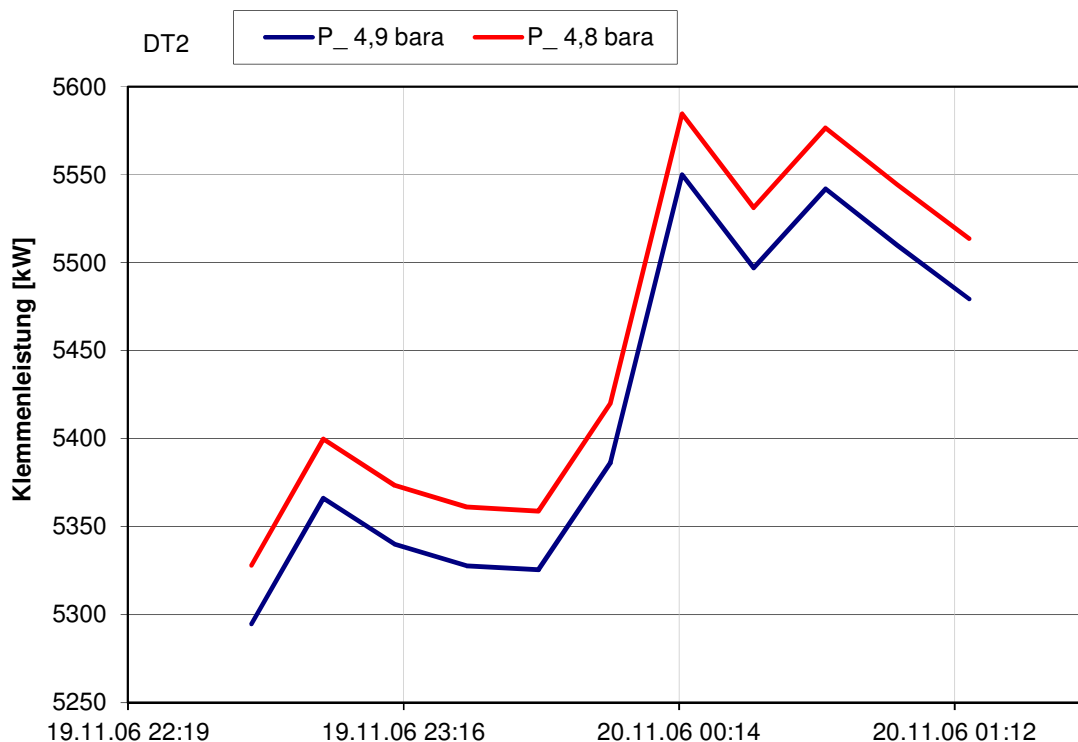


Abbildung 9: Leistungserhöhung der Dampfturbine 2 bei einer Gegendruckabsenkung um 0,1 bar

Quelle: [Eigene Daten]

Bei der Nutzung der Überschusddampfmengen stellt die Regelung der Dampfturbinen und der Thermokompressoren ein limitierender Faktor dar, da sie sich an die fluktuierende Dampflieferung des Biogaskessels anpassen müssen. Im Allgemeinen sprechen wir hier von einer Ausregelmöglichkeit im Minutenbereich. Aus den Messaufzeichnungen der Dampflieferung wird ersichtlich, dass die Dampfmenge zu manchen Zeitpunkten auch nur für 15 Minuten in der benötigten Menge zu Verfügung steht. Diese Zeiträume ebenfalls zu nutzen, hängt in weiterer Folge von der Regelung ab. Starke Spitzen halten teilweise mehrere Stunden bis zu 3 Tagen mit nur kurzzeitigen fünfzehnminütigen Aussetzern an (Siehe nächste Abbildung). Bei den Dampfturbinen kann davon ausgegangen werden, dass die Regler mit der Gegendruckabsenkung in kurzen Abständen kein Problem haben werden, da diese an jenem Standort bereits in reduzierter Gegendruckfahrweise betrieben wurden. Auch verschiedene Hersteller von Thermokompressoren haben bestätigt, dass kurzfristige Änderungen der Dampfmenge kein Problem darstellen.

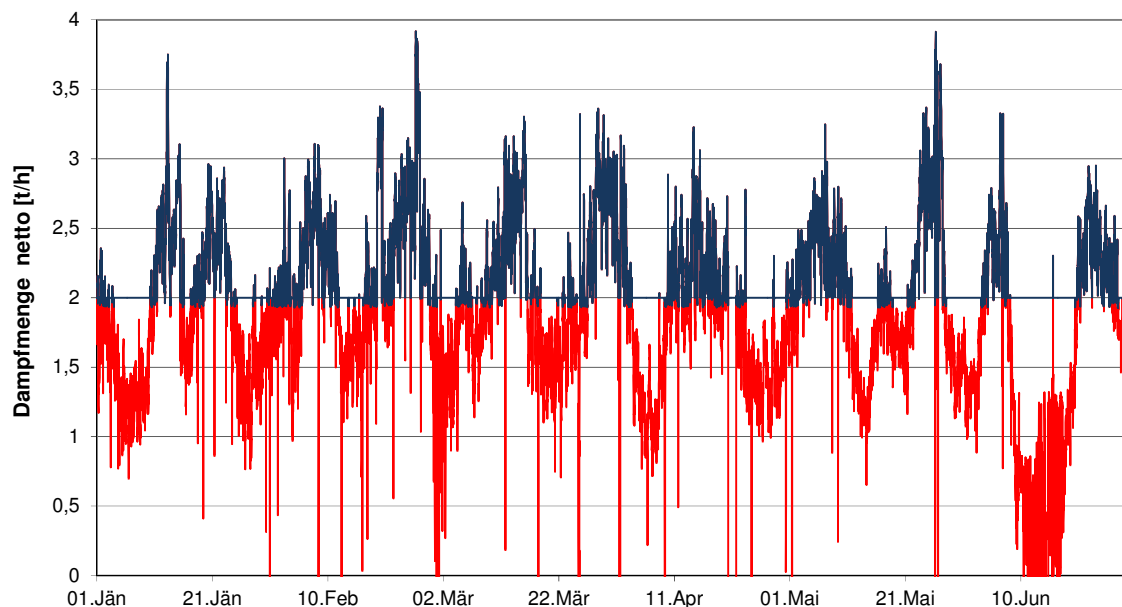


Abbildung 10: Nettodampfmenge über 1,9 t/h

Quelle: [Eigene Daten]

Unter der Voraussetzung, dass eine Regelung der Dampfturbinen und Thermokompressoren in den vorgegebenen Zeitintervallen möglich ist, ergibt sich eine elektrische Mehrerzeugung von circa 270 MWh/a.

Um den Output der Dampfturbinen noch weiter zu steigern, wurden die Gegendrücke in 0,1 bar Schritten weiter abgesenkt. Die Ergebnisse dieser Analyse sind in der nächsten Tabelle dargestellt. Die Häufigkeit gibt hier jeweils an, wie oft die Treibdampfmenge über dem angegebenen Niveau liegt. Für diese Betrachtung wurde davon ausgegangen, dass der Gegendruck jeweils bei einem Wert für die gesamte Dauer der Dampflieferung fixiert wird. Somit steht zum Beispiel eine Dampfmenge $\geq 1,9$ bara für 47 % der Zeit zu Verfügung.

Tabelle 1: Simulationsergebnisse weiterer Gegendruckabsenkung

Gegen- druck [bara]	Benötigte Treibdampfmenge [t/h]	Häufigkeit ausreichender Dampflieferung [%]	Mittlere Leistungserhöhung [kW]	Elektrische Mehrerzeugung [MWh/a]
4,8	1,9	47	65	269
4,7	2,3	29	131	329
4,6	2,5	14	198	268
4,5	2,8	7	267	171
4,4	3	3	337	87

Generell ist eine weitere Gegendruckabsenkung technisch ohne weiteres möglich und führt bei den Dampfturbinen zu einer entsprechenden Leistungserhöhung. Die benötigte Treibdampfmenge steigt jedoch annähernd linear und limitiert dadurch eine weitere Gegendruckabsenkung. Der Biogaskessel ist, wie aus den obigen Ausführungen bekannt, nicht in der Lage unbegrenzt Dampf zu Verfügung zu stellen. Daher sinkt die Häufigkeit der Dampflieferung mit fallendem Gegendruck. Die Zeitspanne, in der der Gegendruck also tatsächlich abgesenkt werden kann, ist somit geringer und damit auch die elektrische Mehrerzeugung. Das Optimum kann in dem für die Simulation gewählten Szenario bei einer Gegendruckabsenkung von 0,2 bar gefunden werden.

3.2.3.1.5 Gleitende Gegendruckabsenkung von 0,1 bis 0,5 bar

Bisher wurde vereinfacht davon ausgegangen, dass der Thermokompressor nur eine definierte Druckerhöhung durchführen kann. Geht man nun aber davon aus, dass die Regelung des Thermokompressors und der Dampfturbinen in der Lage ist, rasch auf verschiedene Betriebszustände zu reagieren, so kann versucht werden die gesamte Dampfmenge für die jeweilige Druckerhöhung auszunutzen und den Gegendruck noch weiter zu senken. Die nächste Abbildung soll diesen Zusammenhang anschaulicher darstellen und zeigt, zu welchen Zeitpunkten der Gegendruck weiter abgesenkt werden kann. Hierbei wird dieser nur solange um 0,1 bar reduziert, bis die Menge für eine höhere Gegendruckabsenkung ausreicht. Die Dampfmengengrenzen und Zeitpunkte, wann mit welcher Menge zu rechnen ist, sind in der nächsten Abbildung ersichtlich.

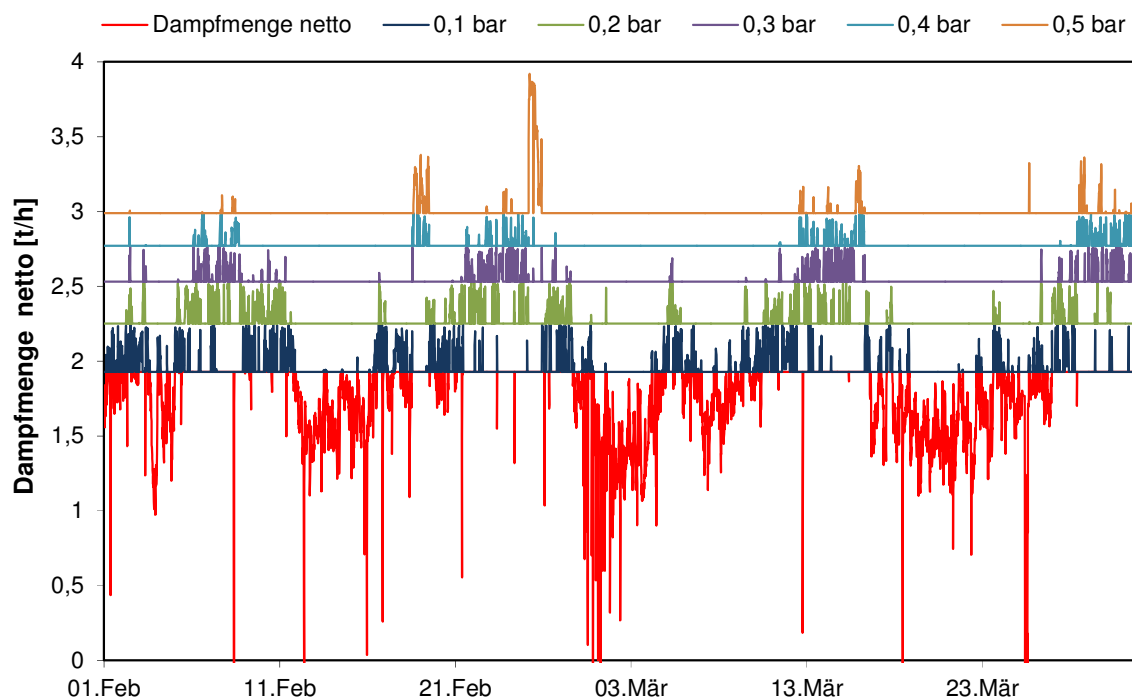


Abbildung 11: Dampfmengen Biogaskessel netto, aufgeteilt nach möglicher Gegendruckabsenkung

Quelle: Interne Daten]

Die Ergebnisse der Berechnung für diesen Betriebsfall sind in der nächsten Tabelle ersichtlich.

Tabelle 2: Simulationsergebnisse bei gleitender Gegendruckabsenkung

Gegen- druck [bara]	Benötigte Treibdampfmenge [t/h]	Häufigkeit ausreichender Dampflieferung [%]	Mittlere Leistungserhöhung [kW]	Elektrische Mehrerzeugung [MWh/a]
4,8	1,9 - 2,2	18	65	104
4,7	2,3 - 2,4	14	131	155
4,6	2,5 - 2,7	8	198	139
4,5	2,8 - 2,9	4	267	103
4,4	3	3	337	88
				589

Wird eine Betriebsweise wie oben beschrieben gewählt, so kann eine elektrische Mehrerzeugung von rund 589 MWh/a erreicht werden. Diese hängt natürlich stark von der Regelung der unterschiedlichen Maschinen und der allgemeinen Flexibilität des Gesamtsystems (Netz und Verbraucher) ab.

Um die Untersuchungen abzurunden, wird in Kapitel 3.3.3 Senkung des Netzdruckes durch dezentrale Druckerhöhung, eine wirtschaftliche Betrachtung durchgeführt. Dabei werden neben den Investitionen für zusätzliche Dampfleitungen auch die Kosten für Thermokompressoren erhoben.

3.2.3.1.6 Speicher

Durch den Einsatz von Sattdampfspeichern können nicht genutzte Dampfmen gen gespeichert, Spitzen geglättet und eine gleichmäßige Dampfmenge geliefert werden. Um diesen Zusammenhang auch für dieses Beispiel darzustellen, wurde ein Sattdampfspeicher simuliert. Dabei wird der überschüssige Dampf des Biogaskessels zwischengespeichert. Die Dampfantnahme aus dem Speicher wurde mit 2 t/h festgesetzt, um eine Gegendruckabsenkung von 0,1 bar über den Zeitraum von einem Jahr zu ermöglichen. Die Dauerlinie der Dampflieferung des Biogaskessels und die der Dampfantnahme aus dem Speicher sind in der nächsten Abbildung für ein halbes Jahr dargestellt. [Theißing 2008]

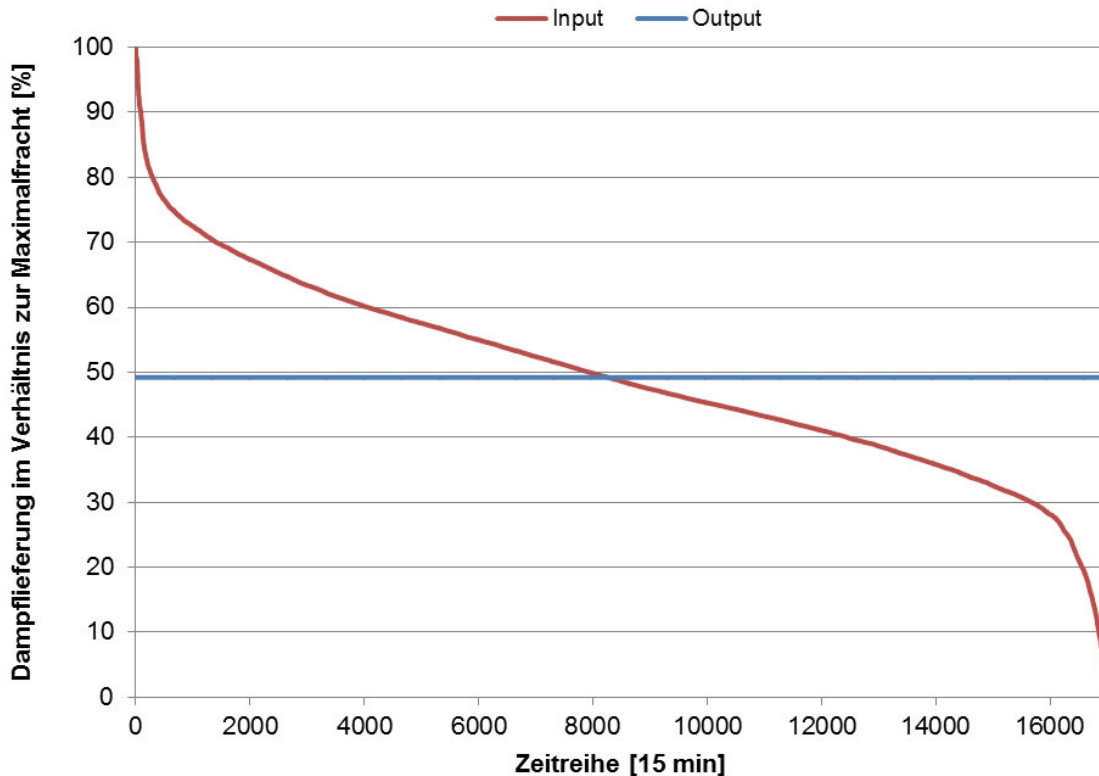


Abbildung 12: Dauerlinie Dampfinput und Output des Sattedampfspeichers

Quelle: [Interne Daten]

Durch die Speicherung wird ein vergleichmäßigtetes Lieferprofil erreicht. Um eine möglichst gute Auslastung des Speichers zu erhalten, muss dieser entsprechend dimensioniert werden. Die Speicherfähigkeit eines Gefällespeichers ist vom gesamten Wasservolumen und den Druckverhältnissen abhängig. Die spezifische Speicherfähigkeit [kg_Dampf/m³_Wasser] ist daher eine Funktion vom Ladedruck und dem Druck des entnommenen Dampfs. Sie kann näherungsweise aus Diagrammen entnommen, oder aus einer einfachen Mengen- und Energiebilanz berechnet werden. [Kugeler 1992] (siehe hierzu auch [Beckmann 1984])

$$m_1 h'_1 = m_2 h'_2 + (m_1 - m_2) h''_D \longrightarrow \delta = \frac{m_1 - m_2}{V} = \rho_1 \frac{h'_1 - h'_2}{h''_D - h'_2}$$

Formel 1: spezifische Speicherfähigkeit Sattedampfspeicher

m_1Wassermenge im geladenen Zustand [kg]

h'_1Enthalpie im geladenen Zustand [kJ/kg]

m_2Wassermenge im entladenen Zustand [kg]

h'_2Enthalpie im entladenen Zustand [kJ/kg]

h''_DEnthalpie Sattedampf [kJ/kg]

ρ_1Dichte Wasser im geladenen Zustand [kg/m³]

δspezifische Speicherfähigkeit [kg/m³]

Für das angeführte Beispiel ergibt sich bei einer Ladung des Speichers mit 12 bara Dampf und einer Entladung bei 11 bara eine spezifische Speicherfähigkeit von 7,6 kg_Dampf/m³_Wasser. Die Analyse der Input- und Outputströme des Speichers zeigt, dass ein Speichervermögen von umgerechnet 25 t Sattedampf benötigt wird, um in Schwachlastzeiten genügend Dampf für eine dauerhafte Absenkung des Gegendrucks um 0,1 bar zu Verfügung zu stellen. Dieser Zusammenhang ist in Abbildung 16 dargestellt. Neben dem Input und dem Output ist auch der Speicherstand bezogen auf die verfügbare Sattedampfmenge dargestellt.

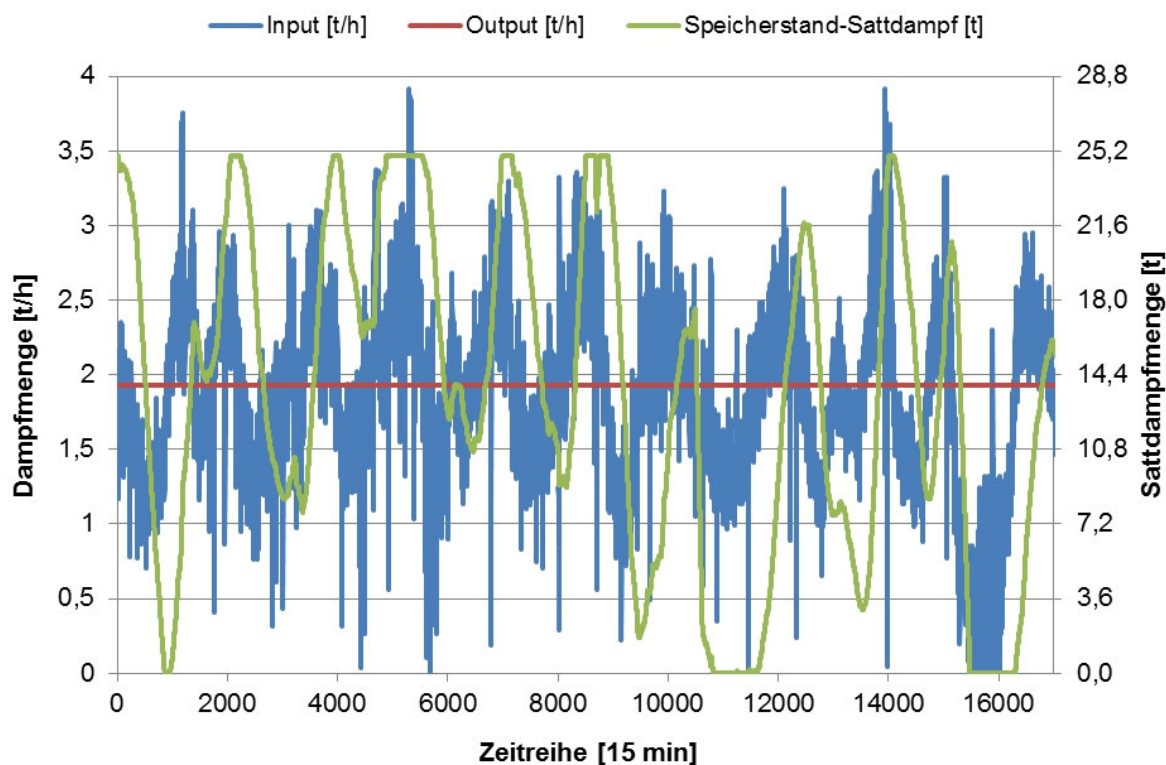


Abbildung 13: Speicherinhalt in Abhängigkeit von Input und Output

Quelle: [Interne Daten]

In Hinblick auf die relativ niedrige spezifische Speicherfähigkeit (als Folge von dem geringen Druckunterschied zwischen Dampfeinspeisung und -entnahme), ist eine Speicherwassermenge von ca. 3300 m³ nötig. Ein Sattedampfspeicher dieser Größe ist wirtschaftlich nicht zu realisieren. Auch die gängige Parallelschaltung von mehreren Speichern würde hier zu keiner wirtschaftlichen Lösung führen. Eine nähere Betrachtung der Leistungserhöhung durch einen Speicher wird in diesem Fall daher nicht durchgeführt.

3.2.3.1.7 Zusammenfassung Standort 1

Zusammenfassend ist bei der Untersuchung von Standort 1 zu erwähnen, dass der Vorteil einer Gegendruckabsenkung bereits bekannt war, diese aber auf Grund von Produktionssteigerungen nicht mehr realisiert werden konnte. Durch die Nutzung von Überschussdampf aus einem Biogaskessel zur Dampfdruckanhebung mittels eines Thermokompressors, kann dieses System aber wieder aufgenommen werden.

- Bei gleitender Anpassung des Gegendrucks ist eine elektrische Mehrerzeugung von rund 580 MWh/a möglich, und unter den in Kapitel 3.3.3.3 dargestellt Voraussetzungen auch wirtschaftlich vertretbar.
- Laut Herstellerinformationen sind die Komponenten Dampfturbine und Thermokompressor in der Lage die kurzen Schaltabstände beim gleitenden Betrieb zu ermöglichen.
- Eine Speicherung nicht genutzter Dampfmengen macht auf Grund des hohen erforderlichen Entnahmedrucks aus dem Speicher keinen Sinn, da der Speicher zu groß dimensioniert werden müsste.

Im Zuge der Datenerhebung vor Ort wurde festgestellt, dass es durch eine ungünstige Parallelführung der Leitungen für Speisewasser und Dampf zu einem Wärmeübergang zwischen diesen beiden Medienströmen kommt. Aus thermodynamischer Sicht sollte eine derartige Wärmeverschiebung vermieden werden, da sie den Regeln der pinch-technology entgegenläuft (vgl. hierzu: [Ahmad 1993, VDI-Wärmeatlas 2002]).

3.2.3.2 Standort 2

Nach der Komponentenerstellung wurden diese, wie in der nächsten Abbildung dargestellt, zu einem Gesamtsystem zusammengeführt.

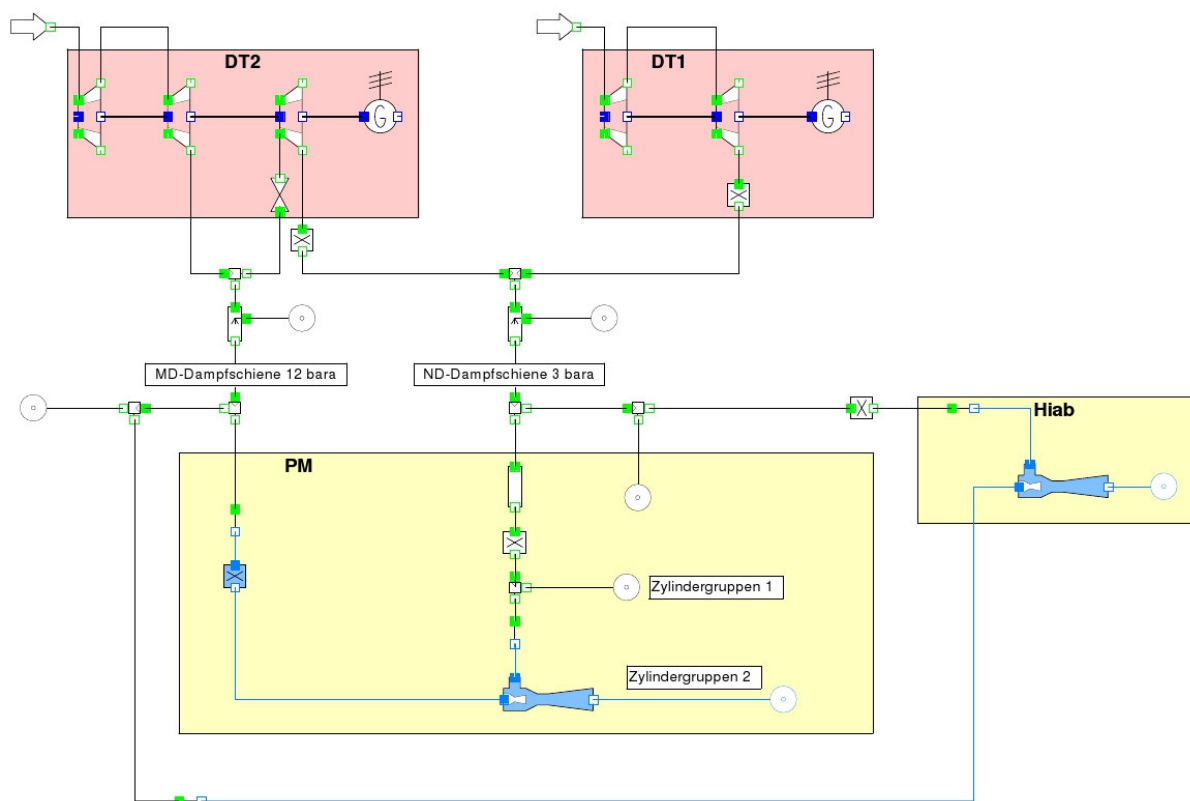


Abbildung 14: Dampfnetzschema 1 am Standort 2

Quelle: [Simulationsmodell]

Wie aus der Abbildung ersichtlich, sind am Standort 2 eine Entnahmegegendruck- und eine Gegendruckdampfturbine in Betrieb. Die benötigte Mitteldruckdampfmenge wird der Entnahmegegendruckturbine bei ca. 12 bara entnommen.

Aus der Abbildung geht weiter hervor, dass an diesem Standort Thermokompressoren zum Einsatz kommen. Diese sind sowohl an der Papiermaschine, als auch bei der Hilfsstoffaufbereitung (Hiab) installiert und dienen zur kurzfristigen Anhebung des Dampfdrucks.

3.2.3.2.1 Untersuchte Szenarien

Am Standort 2 wird der Gegendruck an den Dampfturbinen bereits papiersortenabhängig (Gewicht, Maschinengeschwindigkeit, etc.) geregelt. Der Druck-Sollwert für das 3 bara Dampfnetz wird dabei in erster Linie von den letzten Zylindern der Vortrockenpartie (VTP) der Papiermaschine 5 (PM 5) vorgegeben und ist daher von der momentanen Papiersorte

abhängig. Aus den Vorgaben der PM und der Hiab wird ein Sollwert für den Gegendruck berechnet, der anschließend an den Dampfturbinen eingestellt wird.

Als kritische Verbraucher werden an diesem Standort die Zylindergruppen 2 der VTP der PM 5 identifiziert. Bei schweren Grammaturen sind die Regelventile der Zylinder ganz geöffnet und der Thermokompressor bei Bedarf voll ausgeregelt. Weiters benötigt die Hiab ein bestimmtes Druckniveau, das ebenfalls Anforderungen an den Gegendruck stellt. Bei zu geringem Dampfdruck wird dieser mit Hilfe der Thermokompressoren angehoben, wobei der 12 bara Dampfbedarf, auf Grund der erhöhten Treibdampfmenge, steigt.

Eine klare Aussage, ob eine Gegendruckabsenkung also tatsächlich den erwünschten Effekt einer höheren Stromproduktion erwirkt, kann auf Grund der Entnahme bei einer der Dampfturbinen nicht immer getroffen werden. Bisher wurde davon ausgegangen, dass eine starke Gegendruckabsenkung den Verbrauch an 12 bara Dampf bei den Thermokompressoren erhöht, dies zu einer entsprechend höheren Entnahmedampfmenge führt, und die Leistung der Dampfturbinen in Summe eher reduziert wird, anstatt zu steigen.

Im Zuge dieses Forschungsprojekts soll untersucht werden, ob und wann eine Gegendruckabsenkung die Gesamtleistung reduziert und welche Faktoren dafür ausschlaggebend sind. In weiterer Folge wurden folgende Szenarien simuliert:

- Gegenüberstellung von realen Erzeugungsdaten zu berechneten Modellergebnissen der Dampfturbinen
- Untersuchung der Zusammenhänge zwischen Gegendruck und Papiersorte
- Elektrische Mehrerzeugung der Dampfturbinen durch Gegendruckabsenkung und erhöhte Entnahmemengen

3.2.3.2.2 Realdaten vs. Berechnete Erzeugungsdaten der Dampfturbinen

Um festzustellen, ob das Simulationsmodell plausible Ergebnisse liefert, wurde in einem ersten Schritt damit begonnen, reale Betriebszustände der Dampfturbinen nachzufahren. In Abbildung 15 sind die Ergebnisse der Simulation mit Dampfturbine 1 dargestellt.

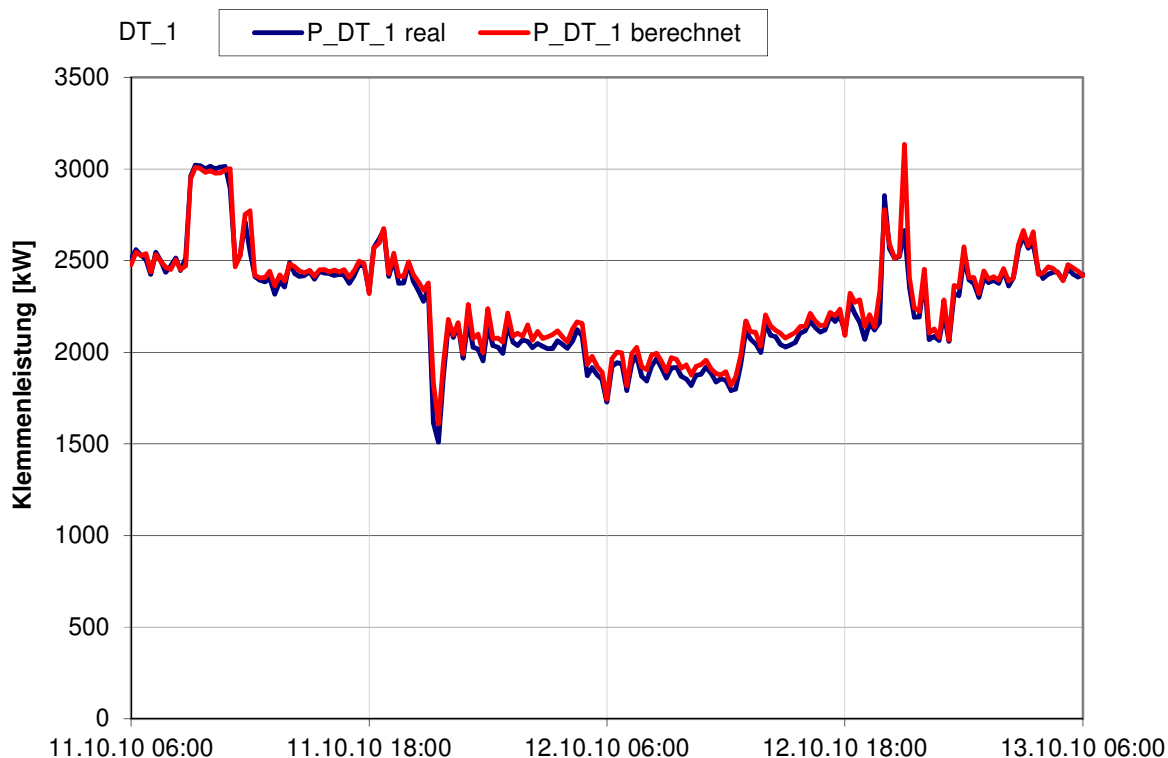


Abbildung 15: Vergleich von Betriebs- und Simulationsdaten der Dampfturbine 1

Quelle: [Eigene Daten]

Die blaue Linie kennzeichnet dabei die tatsächlichen Betriebsdaten. Die rote Linie gibt die vom Simulationsmodelle berechneten Werte wieder. Die leichte Abweichung ist in erster Linie auf geringe Unsicherheiten bei den vorgegebenen Kennlinien zurückzuführen. Die mittlere Abweichung von berechneter zu realer Erzeugung der Dampfturbine 1 liegt im betrachteten Zeitraum bei circa 1,6 %. Dies ist in Hinblick auf die Qualität der Simulationsergebnisse hinreichend genau.

Wie in Abbildung 16 dargestellt, ergibt sich für Dampfturbine 2 ein ähnliches Bild. Die mittlere Abweichung über diesen Zeitraum liegt bei 0,8 % und ist damit äußerst gering.

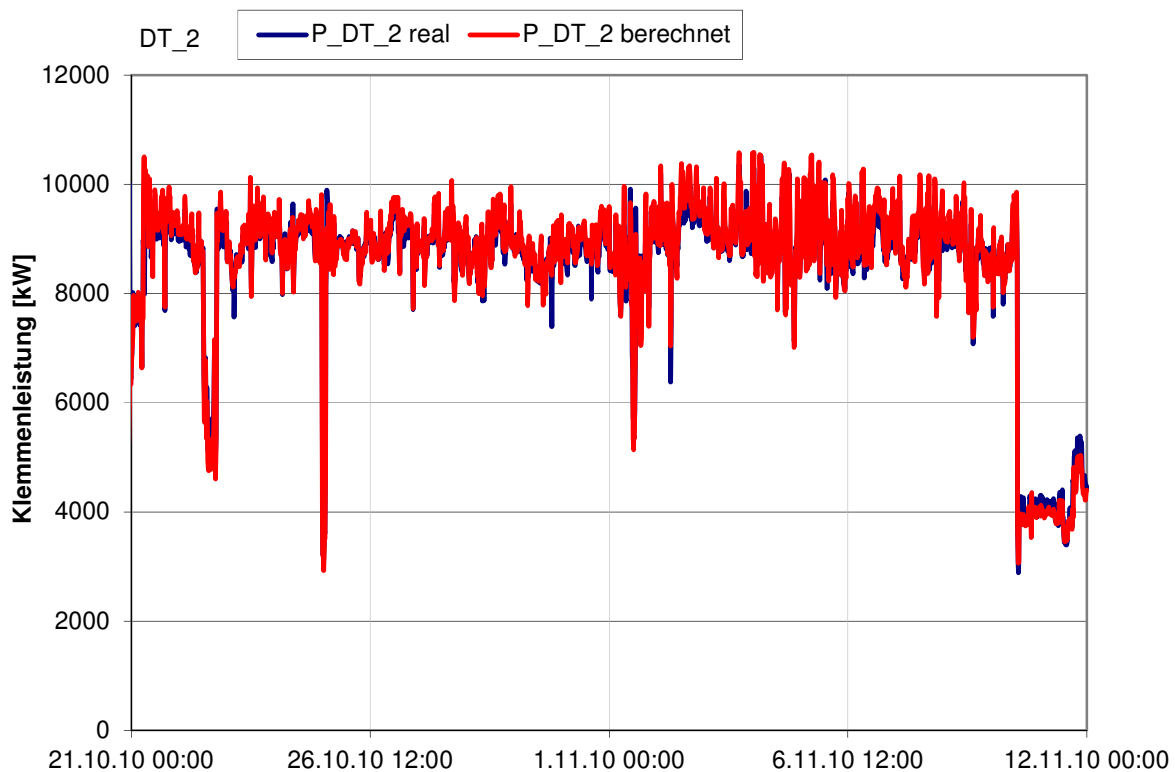


Abbildung 16: Vergleich von Betriebs- und Simulationsdaten der Dampfturbine 2

Quelle: [Eigene Daten]

Mit dieser Analyse kann bestätigt werden, dass das Simulationsmodell für die weiteren Auswertungen, plausible Ergebnisse liefert.

3.2.3.2.3 Untersuchungen zu Papiersorte und benötigter Dampfdruck

Um das Zusammenwirken der unterschiedlichen Anforderungen an den Gegendruck besser verstehen zu können, wurde in diesem Zusammenhang eine Analyse der zu Verfügung stehenden Daten der verschiedenen Papiersorten und Dampfdrücke durchgeführt. Abbildung 17 zeigt beispielhaft einen Datensatz der im Zuge dieses Projekts bei Standort 2 aufgenommen wurde.

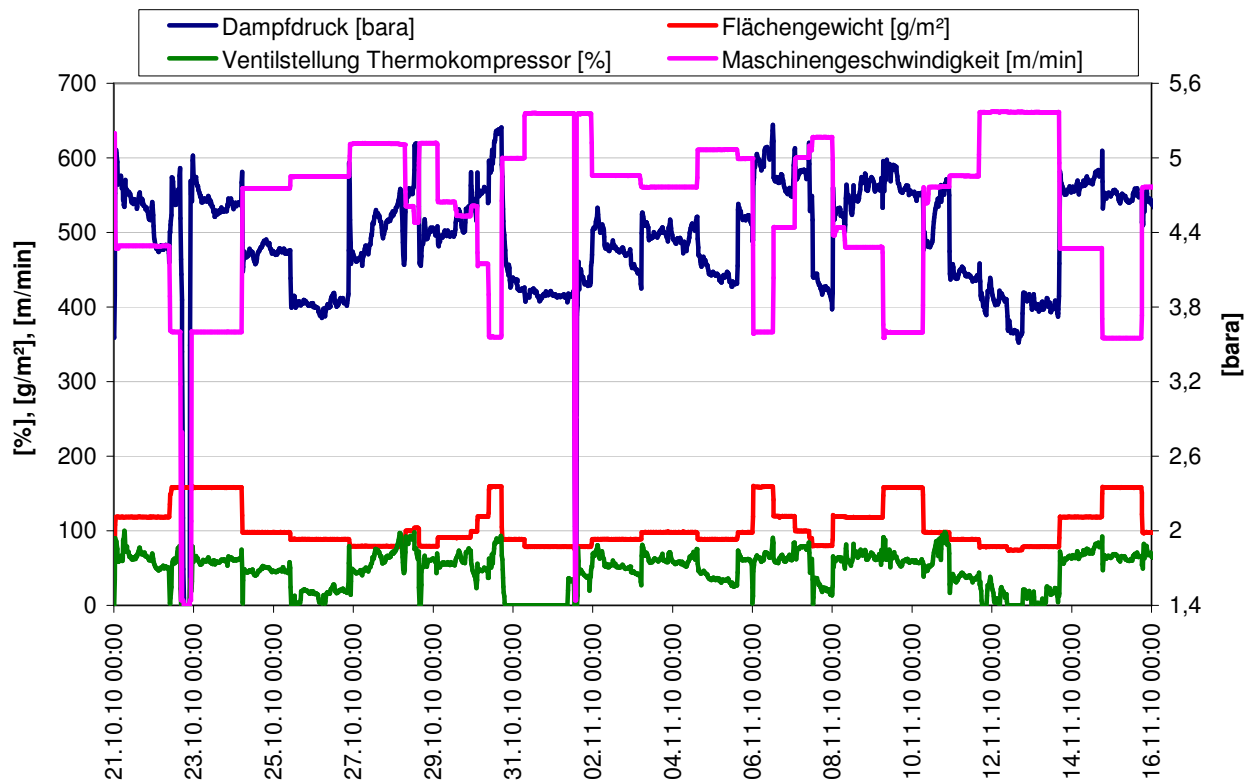


Abbildung 17: Prozessdaten einer Zylindergruppe in einer Papiermaschine

Quelle: [Standortdaten]

In der Abbildung sind die Ventilstellung des an einer Zylindergruppe angebrachten Thermokompressors (grün), der Dampfdruck an dieser Zylindergruppe nach der Verdichtung im Thermokompressor (blau), das gerade an der Papiermaschine produzierte Flächengewicht (rot) und die Maschinengeschwindigkeit (violett) dargestellt. Eine Analyse der Daten zeigt bereits die Wechselwirkungseffekte der Parameter untereinander. Im Allgemeinen beeinflusst das Flächengewicht alle weiteren Parameter am stärksten. Die Maschinengeschwindigkeit und der Dampfdruck hängen direkt davon ab, welche Papiersorte produziert wird. Die Ventilstellung des Thermokompressors hängt wiederum von dem benötigten Dampfdruck in den Zylindern ab. Somit führt ein geringeres Flächengewicht zu einem Anstieg der Maschinengeschwindigkeit und einer Verringerung des Dampfdrucks und der Androsselung des Ventils am Thermokompressor.

3.2.3.2.4 Elektrische Mehrerzeugung der Dampfturbinen bei Gegendruckabsenkung und erhöhter Entnahmemenge

Die vorausgegangene Analyse zeigt, dass auch gleiche Papiersorten unterschiedliche Drücke an der VTP benötigen. Daher kann in diesem Zusammenhang keine weitere Aussage über die geeignetste Gegendruckabsenkung für die jeweilige Papiersorte abgegeben werden. Für die weitere Analyse wird also der benötigte Dampfdruck an der Papiermaschine als wichtigster Parameter herangezogen.

Bei einer Senkung des Gegendrucks steigt die Leistung der reinen Gegendruckdampfturbine (DT1) an, wobei dies von dem Enthalpiegefälle abhängt, welches sich annähernd linear mit dem Gegendruck ändert. Die Leistung der Entnahmegegendruckturbine (DT2) steigt demzufolge ebenfalls wenn der Gegendruck gesenkt wird und die Entnahmemenge gleich bleibt. Bei Betrachtung des Gesamtsystems wird aber ersichtlich, dass die Thermokompressoren bei geringerem Gegendruck eine entsprechend höhere Treibdampfmenge benötigen und die Entnahme der DT2 dadurch ebenfalls steigt, was wiederum zu einer Leistungsminderung führt.

Allein betrachtet würde eine Gegendruckabsenkung also nur für die DT1, und in bestimmten Fällen auch für die DT2 eine Mehrerzeugung bedeuten. Laufen beide Turbinen, muss auf alle Fälle die Summe der Dampfturbinenleistungen für die Bewertung herangezogen werden. Die ersten Versuche zeigen, dass eine höhere Gegendruckabsenkung trotz gesteigerter Entnahmemengen im Mittel zu einer höheren Mehrerzeugung an elektrischer Energie führt, als eine geringere Absenkung des Gegendrucks. Dies ist einerseits auf die Eigenschaften der Dampfturbinen und andererseits auf die der Thermokompressoren zurückzuführen, welche in weiterer Folge näher dargelegt werden.

- Entnahmegegendruckdampfturbine

Bei dieser Turbine beeinflusst der Gegendruck die elektrische Leistung stärker, als die Entnahme. Dieser Zusammenhang ist statistisch hoch signifikant und kann durch multiple lineare Regression belegt werden. Diese Analyse kann durch die Auswertung von Simulationsdaten wie in Abbildung 18 dargestellt werden. [Backhaus 2005]

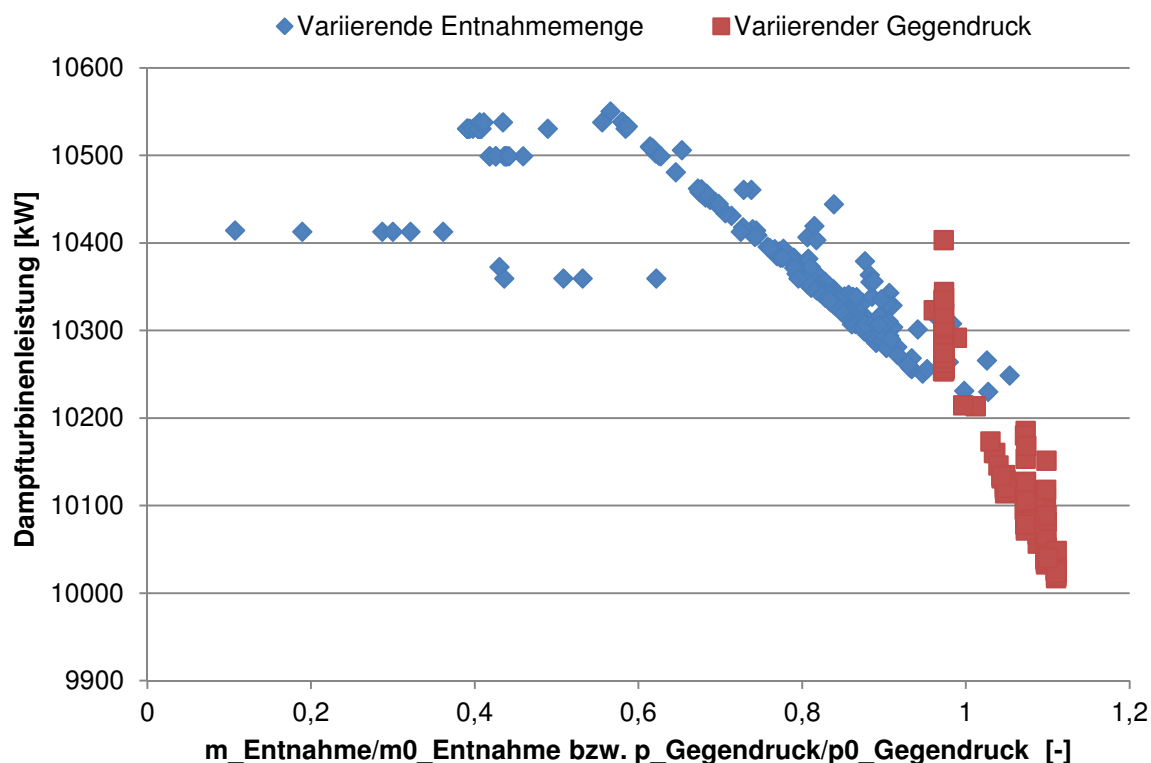


Abbildung 18: Variierende Entnahmemenge und Gegendruck an Dampfturbine 2

Quelle: [Simulationsdaten]

Hierzu wurde die Dampfturbine bei gleicher Frischdampfmenge und Entnahmemenge einmal mit variierendem Gegendruck simuliert und die Leistung beobachtet. Danach wurde umgekehrt der Gegendruck konstant gehalten und die Entnahmemenge variiert. Stellt man die Ergebnisse relativ dar erkennt man, dass die Steigung der Leistungskurve bei variierendem Gegendruck größer ist als jene bei variierender Entnahmemenge. Die stärkere Streuung der blauen Punkte ist auf ungenaue Betriebspunkte im Simulationsmodell zurückzuführen und für diese Betrachtung nicht relevant.

Es kann gezeigt werden, dass der Gegendruck die Leistung der Dampfturbine stärker beeinflusst. Daher führt eine höhere Gegendruckabsenkung im Zuge einer optimierten Fahrweise, auch zu einer höheren Leistung, da der erwähnte Effekt einerseits die hervorgerufene Leistungsminderung durch die erhöhte Entnahme teilweise kompensiert und natürlich die Leistung bei der Gegendruckdampfturbine abhängig vom Gegendruck ohnehin stärker steigt.

- Thermokompressoren

Die Thermokompressoren heben den Dampfdruck an der VTP der PM 5 und bei der Hiab auf das entsprechend benötigte Niveau an. Wird nun der Gegendruck bei den Dampfturbinen abgesenkt, muss der Thermokompressor bei gleichbleibendem Dampfdruckbedarf bei den Verbrauchern, eine größere Druckdifferenz erzeugen und dafür mehr 12 bara Dampf aus

dem Netz ziehen. Die Eigenschaft des Thermokompressors bei höherer Last einen höheren Wirkungsgrad zu besitzen (siehe Kapitel 3.2.2.2) führt dazu, dass die Treibdampfmenge, wie in Abbildung 19 dargestellt, mit steigender Druckdifferenz exponentiell verzögert zunimmt.

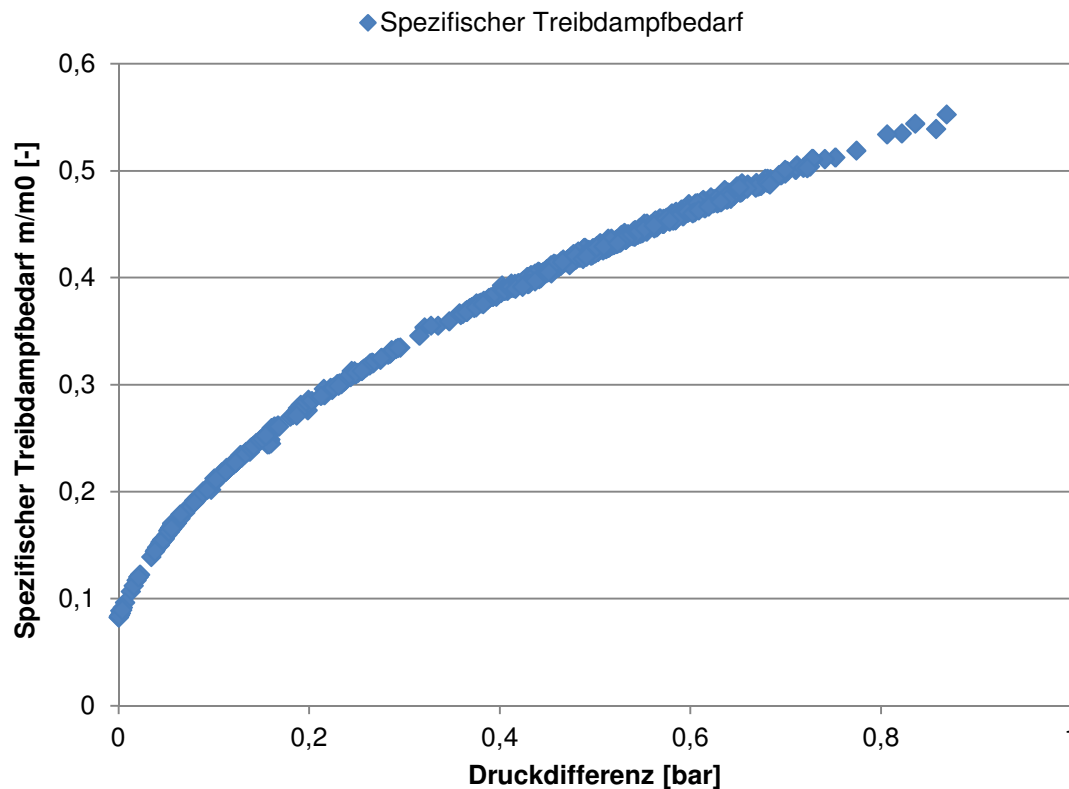


Abbildung 19: Spezifischer Treibdampfbedarfs in Abhängigkeit der Druckdifferenz eines Thermokompressors

Quelle: [Simulationsdaten]

Dieser Effekt wirkt sich wiederum positiv auf die Mehrerzeugung aus, wenn der Gegendruck stärker gesenkt wird, da der Thermokompressor bei größeren Druckdifferenzen im Verhältnis weniger Treibdampf benötigt und dadurch die Entnahmemenge nicht linear zur Gegendruckabsenkung zunimmt. Die oben getroffene Erkenntnis, dass bei höherer Gegendruckabsenkung ein größerer Mehroutput erreicht werden kann, wird durch diesen Zusammenhang nochmals bestärkt.

Um eine klare Aussage darüber treffen zu können ob eine Gegendruckabsenkung nun zu einer Mehrerzeugung führt oder nicht, muss im Detail natürlich jeder Betriebszustand für sich analysiert werden. Neben den genannten Faktoren haben noch andere Komponenten einen Einfluss auf den tatsächlichen Output z. B.: weitere 12 bara Dampf Verbraucher, Frischdampfmenge etc., die im Simulationsmodell ebenfalls mitberücksichtigt werden können. Für diese Analyse wurde aber von einem konstanten Wert ausgegangen.

- Druckverluste:

Zu berücksichtigen ist, dass eine Gegendruckabsenkung das spezifische Volumen des Niederdruckdampfstroms erhöht. Dies bedeutet wiederum, dass die Druckverluste in den Dampfleitungen steigen. Ob durch weitere Druckverluste, hervorgerufen durch erhöhte Gegendruckabsenkung, weitere Engpässe in der Leitungsinfrastruktur entstehen, müsste in diesem Zusammenhang für jede Situation geprüft werden. In diesem Fall konnten aber keine signifikanten Druckverluste beobachtet werden. [Recknagel 2003]

3.2.3.2.5 Zusammenfassung Standort 2

Abschließend ist für den Standort 2 zu sagen, dass die Annahme einer Leistungsreduktion auf Grund einer erhöhten Entnahme bei starker Gegendruckabsenkung nicht zutrifft. Dies ist vor allem darauf zurückzuführen, dass sich die technologischen Eigenschaften der am Prozess beteiligten Komponenten meist positiv auf die Erzeugung elektrischer Energie auswirken. Demzufolge ist es empfehlenswert, mit dem bestehenden System fortzufahren. Gegebenenfalls sollte aber eine dauerhafte Messung und Beobachtung der Turbinenleistungen während eines Papiersortenwechsels durchgeführt werden, um bei verschiedenen Betriebspunkten zu prüfen, ob tatsächlich eine Mehrerzeugung erfolgt.

3.2.3.3 Standort 3

Nach der Komponentenerstellung wurden diese zu einem Gesamtsystem (siehe nächste Abbildung) zusammengeführt.

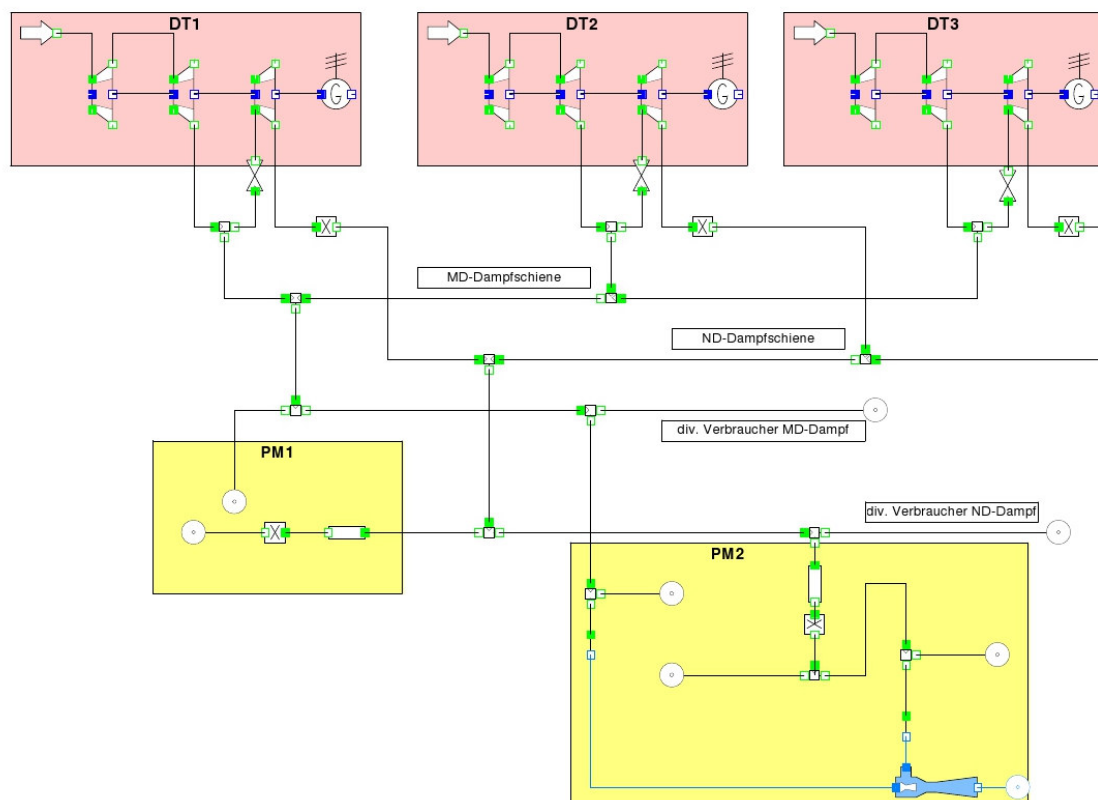


Abbildung 20: Dampfnetzschema 1 am Standort 3

Quelle: [Simulationsmodell]

Wie aus der Abbildung ersichtlich, sind an diesem Standort drei Entnahmegegendruckdampfturbinen in Betrieb. Die Turbinen entspannen den Hochdruckdampf, der jeweils in einem Steinkohlekessel, Laugenkessel, Abhitzekessel und einer Reststoffverbrennungsanlage erzeugt wird, auf einen Druck von circa 3 bara. Die benötigte Mitteldruckdampfmenge wird den Entnahmegegendruckturbinen bei ca. 12 bara entnommen. Aus der Abbildung ist weiter ersichtlich, dass an diesem Standort zwei Papiermaschinen verschiedene Sorten fertigen. An der PM2 ist zusätzlich ein Thermokompressor zur kurzfristigen Anhebung des Dampfdrucks installiert.

3.2.3.3.1 Untersuchte Szenarien

Am Standort 3 ist eine Gegendruckregelung bei derzeitiger Fahrweise nicht möglich, da kein Regelkessel zu Verfügung steht. Der Steinkohlekessel kann nach unten hin nicht weiter ausregeln. Eine Alternative könnten die zusätzlichen Gasbrenner im Abhitzekessel bieten,

die aber bisher auf Grund der Brennstoffpreise selten in Betrieb sind. Für die weitere Analyse wurde hier aber vorerst angenommen, dass eine Gegendruckabsenkung möglich ist.

Als kritische Verbraucher werden an diesem Standort die Heizstufen 2 und 3 der VTP der PM1 identifiziert. Diese werden jeweils mit einem Hauptventil geregelt, wobei für die einzelnen Zylinder keine weiteren Regelventile vorhanden sind. Bei einem Druckbedarf von 2,8 bara, also schweren Grammaturen an der Papiermaschine, sind die Hauptventile ganz geöffnet. Rund 55% der Zeit wird Papier mit einer Grammaturn von 90 g/m² produziert, wobei die Maschinengeschwindigkeit dabei rund 1050 m/min beträgt. Die Heizstufen 2 und 3 sind in diesem Fall eingedrosselt und werden mit 1,8 bis 2,2 bara Dampf versorgt. Erst ab einer Grammaturn von 115 g/m², teilweise aber auch schon ab 100 g/m², kommt es zu einem Trocknungsengpass der es erforderlich macht die Maschinengeschwindigkeit zu reduzieren und die Ventile an den Heizstufen 2 und 3 ganz zu öffnen.

Die PM2 ist in gewissem Maße von den Anforderungen an den Gegendruck entkoppelbar, da für die Heizstufen 2 und 3 ein Thermokompressor zu Verfügung steht.

Weiters benötigt die Entwässerungsmaschine EM3 der Zellstoffproduktion ein bestimmtes Druckniveau, das ebenfalls Anforderungen an den Gegendruck stellt. Der Dampf soll nach Betriebsangaben immer 2,85 bara $\pm$ 0,1 bar betragen. Dabei ist das Regelventil meist ganz geöffnet, wobei keine Dampfdruckaufzeichnung nach dem Regelventil vorhanden ist. Wenn der Dampfdruck leicht fällt, kann die Maschine nicht mehr volle Last fahren.

In der weiteren Analyse sollen nun verschiedene Szenarien simuliert werden. Dabei werden folgende Fragestellungen bearbeitet:

- Gegenüberstellung von realen Erzeugungsdaten zu berechneten Modellergebnissen der Dampfturbinen
- Simulation einer Gegendruckabsenkung bei einer Grammaturn an der PM9 von 90 g/m² und der Analyse, ob eine Gegendruckabsenkung den Verbrauch an 12 bar Dampf bei den Thermokompressoren der PM11 in einem solchen Maß erhöht, dass dies zu einer entsprechend höheren Entnahmedampfmenge führt, und die Leistung der Dampfturbinen in Summe eher reduziert wird anstatt zu steigen.
- Simulation des Einsatzes von Thermokompressoren an den Heizstufen 2 und 3 der PM1, um auch bei höherer Grammaturn den Gegendruck senken zu können.

3.2.3.3.2 Realdaten vs. Berechnete Erzeugungsdaten der Dampfturbinen

Nach der Komponentenerstellung wurde damit begonnen reale Betriebszustände der Dampfturbinen nachzufahren, um die Plausibilität des Simulationsmodells zu überprüfen. In Abbildung 21 sind beispielhaft die Ergebnisse der Simulation für Dampfturbine 4 dargestellt.

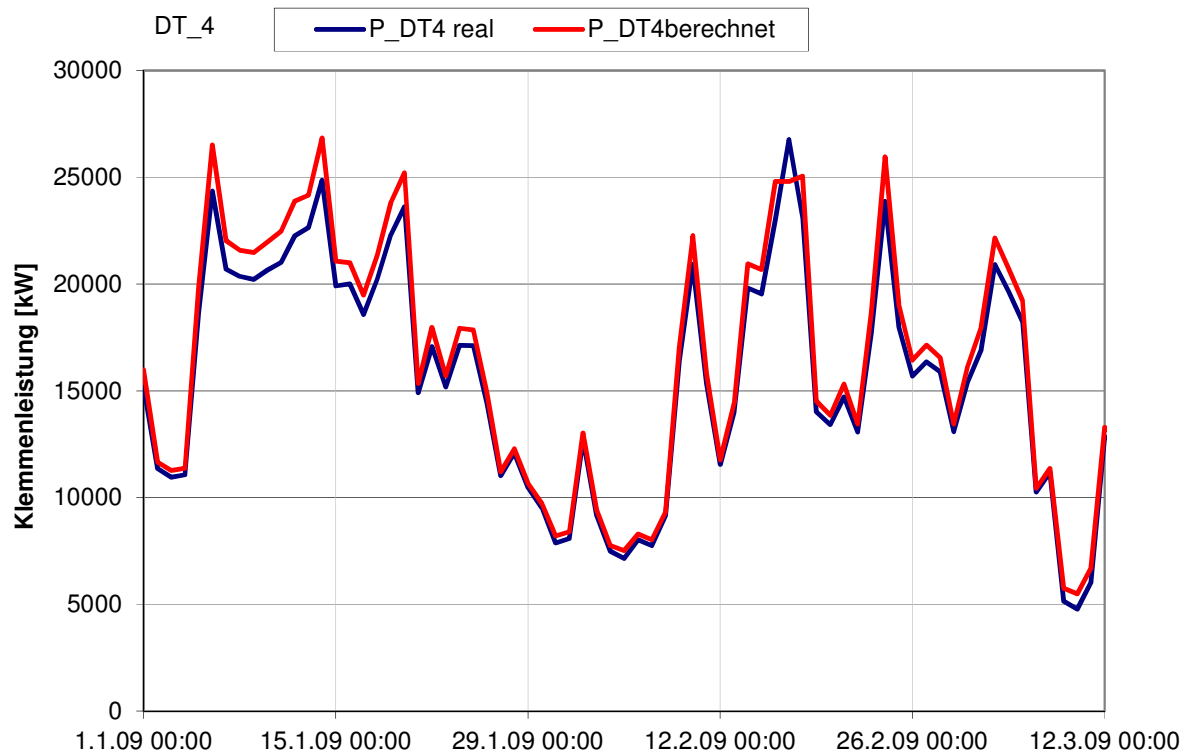


Abbildung 21: Vergleich von Betriebs- und Simulationsdaten der Dampfturbine 4 am Standort 3

Quelle: [Eigene Daten]

Die blaue Linie kennzeichnet dabei die tatsächlichen Betriebsdaten. Die rote Linie gibt die vom Simulationsmodell berechneten Werte wieder. Die leichte Abweichung ist in erster Linie auf geringe Unsicherheiten bei den vorgegebenen Kennlinien zurückzuführen. Die mittlere Abweichung von berechneter zu realer Erzeugung der Dampfturbine 4 liegt im betrachteten Zeitraum bei circa $\pm 4,9\%$. Dies ist in Hinblick auf die Qualität der Simulationsergebnisse hinreichend genau. Für die Dampfturbinen 5 und 6 ergeben sich, im Vergleich zu den realen Daten über ein Jahr, mittlere Abweichungen von $\pm 1,8\%$ und $\pm 0,2\%$.

3.2.3.3.3 Elektrische Mehrerzeugung der Dampfturbinen bei Gegendruckabsenkung und erhöhter Entnahmemenge

Für die Simulation dieses Zusammenhangs wurde angenommen, dass an der PM1 eine Papiersorte mit geringer Grammaturn produziert wird und die Heizstufen 2 und 3 eingedrosselt sind. Damit liegt die Anforderung an den Dampfdruck bei circa 1,8 bis 2,2 bara. An der PM2 wurde angenommen, dass die Produktion dort einen hohen Dampfdruck erfordert und dieser wurde mit 3 bara festgelegt. Bei einer Absenkung des Gegendrucks ist davon auszugehen, dass der Thermokompressor bei der PM2 entsprechend mehr Treibdampf benötigt als bei einem höheren Gegendruck. Daher wird in einem ersten Schritt untersucht ob sich die Treibdampfmenge und damit die Entnahmemengen bei den

Dampfturbinen in einem solchen Ausmaß erhöhen, dass eine Gegendruckabsenkung zu einer Mindererzeugung führt.

Dazu wurde zuerst das Gesamtsystem auf diesen Sachverhalt hin analysiert. Dabei konnte gezeigt werden, dass eine Gegendruckabsenkung immer zu einer Mehrerzeugung führt und die erhöhte Treibdampfmenge beim Thermokompressor die Entnahme nur minimal erhöht. Um diesen Sachverhalt auch für jede Dampfturbine alleine zu identifizieren, wurde das System in einzelne Teilsysteme zerlegt und jede Turbine für sich simuliert. Dazu wurden die 12 bara Dampfverbraucher zusammengeführt und deren Verbrauch konstant gehalten. Der Thermokompressor alleine bestimmt dadurch die Erhöhung der 12 bara Entnahmedampfmenge.

Auch diese Analyse hatte zum Ergebnis, dass eine Gegendruckabsenkung trotz erhöhter Entnahmemenge immer zu einem höheren Leistungsoutput führt. Die Treibdampfmenge steigt bei einer Gegendruckabsenkung von 3 auf 2 bara um das circa dreifache an. Die geringe Leistungsminderung durch die dadurch leicht erhöhte Entnahme wird aber durch den verringerten Gegendruck kompensiert. Dies ist wie schon im Beispiel des Standorts 2, auf die Eigenschaften der Dampfturbinen zurückzuführen. Diese werden in weiterer Folge näher dargelegt.

- Entnahmegegendruckdampfturbine

Bei dieser Turbine beeinflusst der Gegendruck die Leistung stärker, als die Entnahme. Dieser Zusammenhang ist statistisch hoch signifikant und kann wiederum durch multiple lineare Regression belegt werden. Diese Aussage kann durch die Auswertung von Simulationsdaten bekräftigt werden, wie in Abbildung 22 dargestellt. [Backhaus 2005]

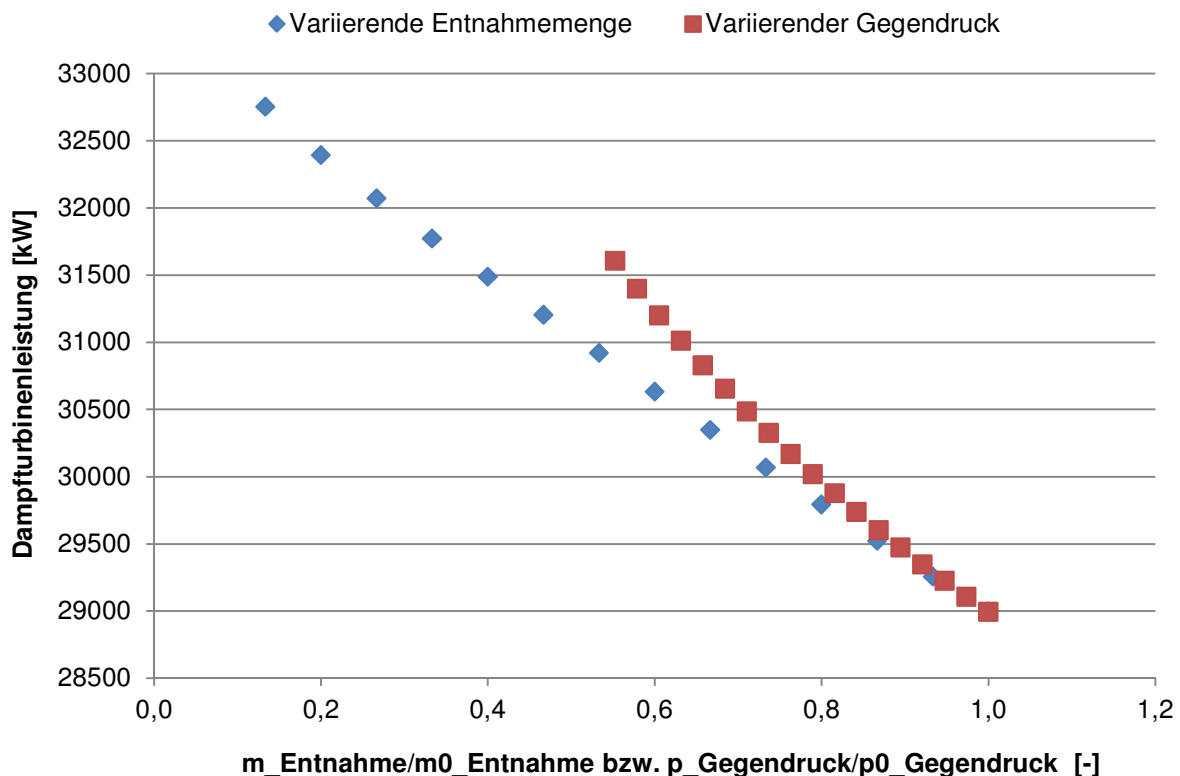


Abbildung 22: Variierende Entnahmemenge und Gegendruck an einer Dampfturbine am Standort 3

Quelle: [Simulationsdaten]

Hierzu wurde eine Dampfturbine bei gleicher Frischdampfmenge und Entnahmemenge einmal mit variierendem Gegendruck simuliert und die Leistung beobachtet. Danach wurde umgekehrt der Gegendruck konstant gehalten und die Entnahmemenge variiert. Stellt man die Ergebnisse relativ dar erkennt man, dass die Steigung der Leistungskurve bei variierendem Gegendruck größer ist als jene bei variierender Entnahmemenge.

Damit kann gezeigt werden, dass der Gegendruck die Leistung der Dampfturbine stärker beeinflusst. Daher führt eine höhere Gegendruckabsenkung im Zuge einer optimierten Fahrweise, auch zu einer höheren Leistung, da der erwähnte Effekt einerseits die hervorgerufene Leistungsminderung durch die erhöhte Entnahme teilweise kompensiert und die Leistung bei der Gegendruckdampfturbine abhängig vom Gegendruck ohnehin stärker steigt. Im Detail muss natürlich jeder Betriebszustand für sich analysiert werden, um eine klare Aussage darüber treffen zu können ob eine Gegendruckabsenkung nun zu einer Mehrerzeugung führt oder nicht.

- Thermokompressor

Im Fall des Thermokompressors wird hier auf die Ergebnisse in Kapitel 3.2.3.2.4 verwiesen, da keine Daten für die Auslegung der Kompressoren am Standort 3 zu Verfügung standen. Das Verhalten bei verschiedenen Systemdrücken wird daher als ähnlich angenommen.

3.2.3.3.4 Einsatz von Thermokompressoren an der Papiermaschine 1 zur weiteren Gegendruckabsenkung

Wie bereits erwähnt, können am Standort die Heizstufen 2 und 3 der PM1 als kritische Verbraucher identifiziert werden. Diese werden jeweils mit einem Hauptventil geregelt, wobei für die einzelnen Zylinder keine weiteren Regelventile vorhanden sind. Um eine weitere Gegendruckabsenkung zu ermöglichen, wird der Einsatz von Thermokompressoren an den Heizstufen zur punktuellen Anhebung des Dampfdrucks untersucht. Das sich dadurch ergebende neue Dampfschema ist in Abbildung 23 dargestellt.

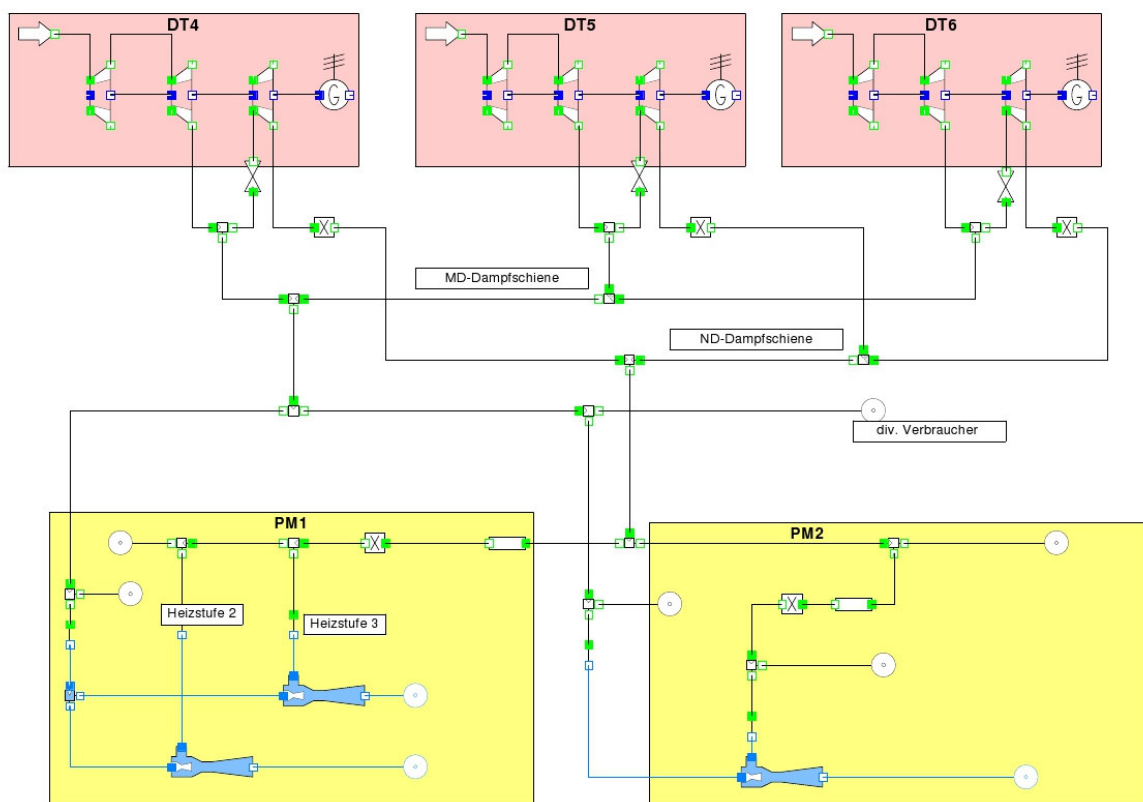


Abbildung 23: Dampfnetzschema 2 am Standort 3

Quelle: [Simulationsdaten]

Die zwei neu installierten Thermokompressoren sind an das 12 bara Dampfnetz angeschlossen und beziehen daraus die nötige Treibdampfmenge für die Dampfdruckerhöhung. Durch die vernetzte Betrachtung des Gesamtsystems ist es nun möglich, die Auswirkungen einer Gegendruckabsenkung auf die Entnahmemengen bei den Dampfturbinen zu simulieren.

Für die Simulation mussten weitere Annahmen getroffen werden, da nicht alle nötigen Daten als Messwerte zu Verfügung standen. So ist beispielsweise die gesamte verbrauchte Niederdruckdampfmenge bei den Papiermaschinen bekannt, die Dampfmenge, die zu den einzelnen Heizstufen gelangt aber nicht. Diese wurde nach Rücksprache mit den Mitarbeitern des Standortes abgeschätzt. Der Dampfdruck an den Heizstufen 2 und 3 wurde nach der Anforderung für große Grammaturen mit 2,9 bara festgelegt. Die Anforderungen der Entwässerungsmaschine werden in diesem Beispiel vorerst nicht berücksichtigt.

In einer ersten Simulation wurde der Gegendruck mit den tatsächlich gemessenen Betriebsdaten eingestellt. Die Dampfturbinenleistungen wurden im Zuge dieser Simulation mitaufgezeichnet und stehen als Ausgangswerte für die weitere Berechnung zu Verfügung. Zusätzlich dazu wurde die 12 bara Dampfmenge der sonstigen Verbraucher berücksichtigt. Dies ist nötig, um das Gleichungssystem bei der weiterführenden Gegendruckabsenkung lösen zu können.

In der zweiten Simulation wurde der Gegendruck um 0,5 bar reduziert. Um die Erhöhung der 12 bara Dampfmenge auf Grund des gestiegenen Treibdampfmengebedarfs darzustellen, wurden die sonstigen 12 bara Dampfverbraucher konstant gehalten und die Entnahmemenge der Dampfturbine 5 freigeschaltet. Dadurch wird die Auswirkung der erhöhten Entnahme an der Leistung der Dampfturbine 5 sichtbar. Die Dampfturbinen 4 und 6 wurden mit der gleichen Entnahmemenge wie in der ersten Simulation betrieben, und deren Leistung steigt auf Grund des geringeren Gegendrucks entsprechend an. Die Leistung der Dampfturbine 4 steigt bei einer Gegendruckabsenkung von 0,5 bar im Mittel um 490 kW (siehe Abbildung 24).

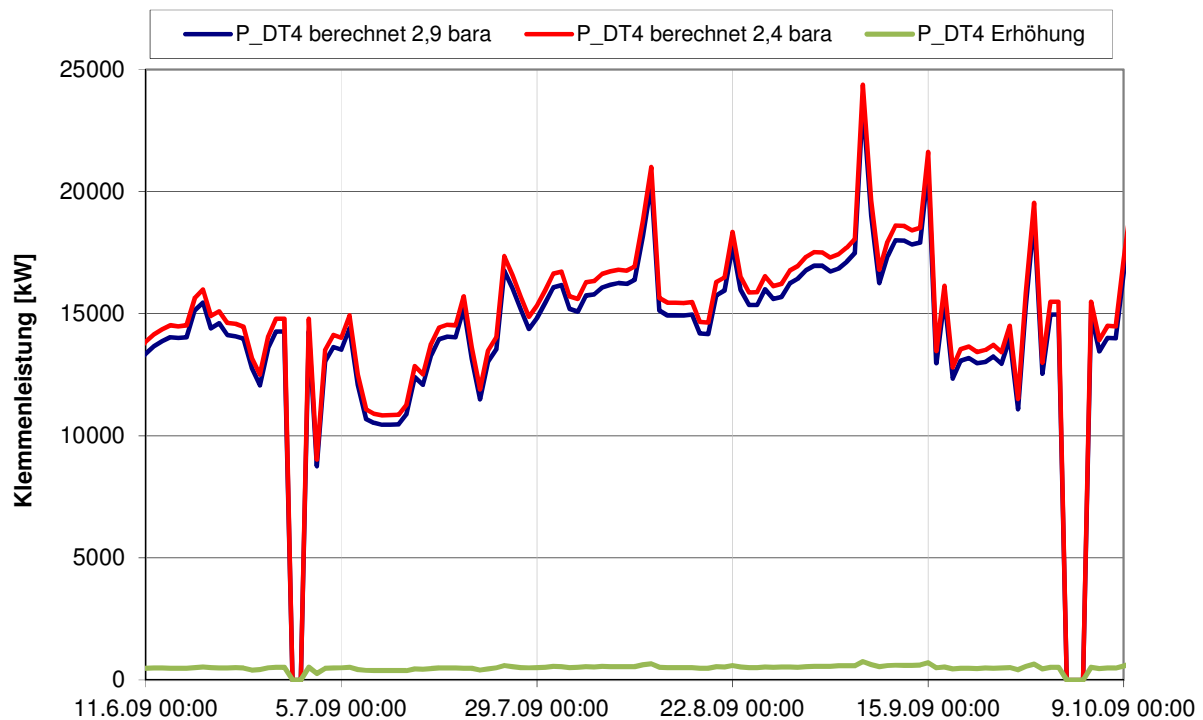


Abbildung 24: Leistung Dampfturbine 4 vor und nach Gegendruckabsenkung

Quelle: [Simulationsdaten]

Die blaue Linie stellt die Ergebnisse für die Dampfturbinenleistung der ersten Simulation bei einem Gegendruck von rund 2,9 bara dar, rot gekennzeichnet sind die Ergebnisse der zweiten Simulation bei einem Gegendruck von 2,4 bara.

Für die DT 6 ergibt sich ein ähnliches Bild und die Leistung steigt bei derselben Gegendruckabsenkung im Mittel um 350 kW. In Abbildung 25 ist das Ergebnis dieser Analyse dargestellt.

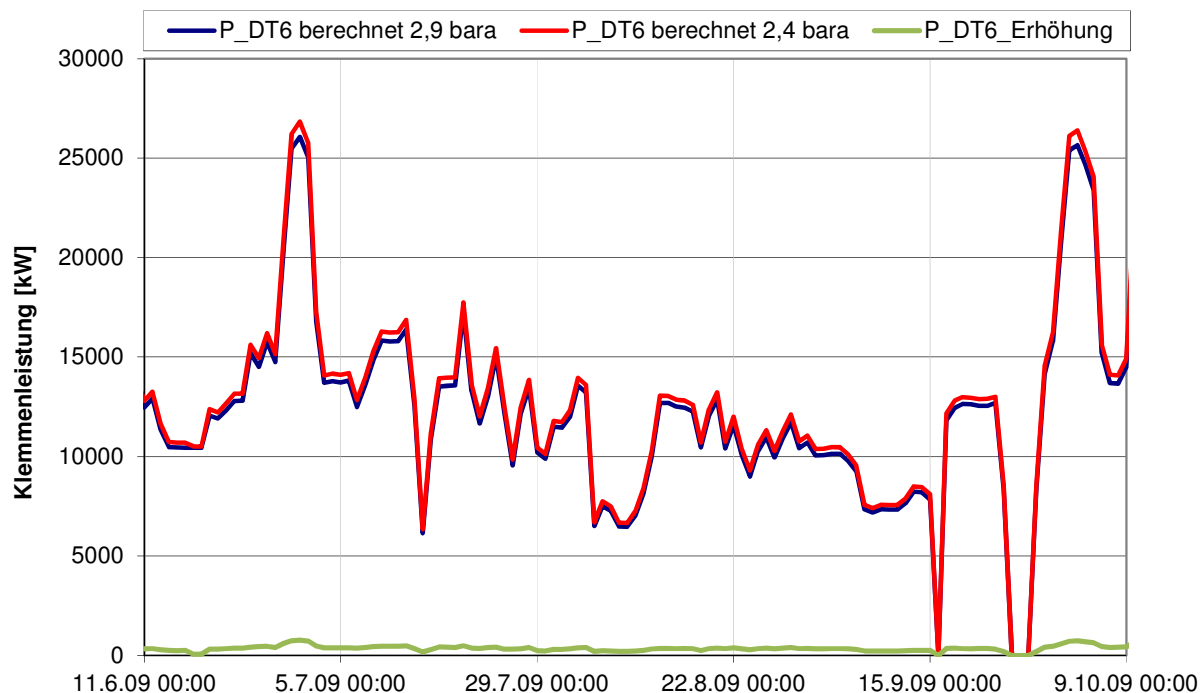


Abbildung 25: Leistung Dampfturbine 6 vor und nach Gegendruckabsenkung

Quelle: [Simulationsdaten]

An der DT 5 wurde die Entnahmemenge in dieser Simulation variiert, um den erhöhten Treibdampfbedarf der Thermokompressoren abzudecken. Die Ergebnisse der Simulation zeigen, dass sich die Effekte der Gegendruckabsenkung und erhöhten Entnahme nahezu aufheben. Im betrachteten Zeitraum (siehe Abbildung 26) kommt es im Mittel sogar zu einer geringen Leistungserhöhung von 170 kW, da sich der positive Effekt der Gegendruckabsenkung stärker auswirkt als der negative Effekt der Entnahme.

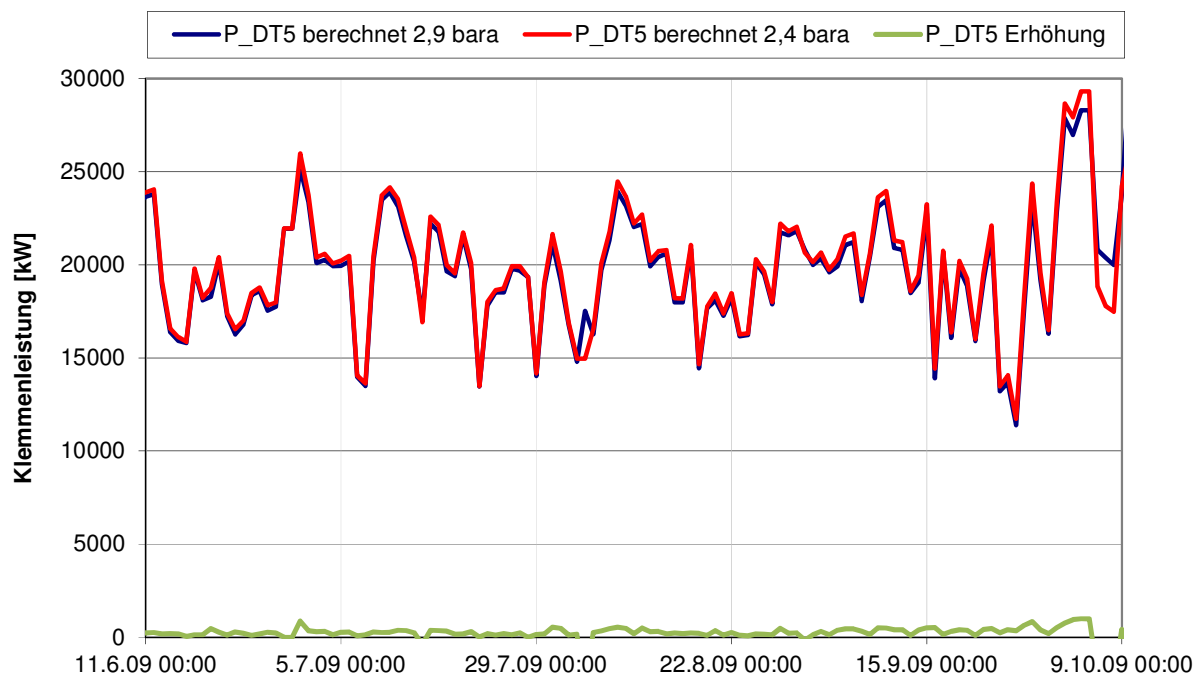


Abbildung 26: Leistung Dampfturbine 5 vor und nach Gegendruckabsenkung

Quelle: [Simulationsdaten]

Eine Abschätzung der gesamten Mehrerzeugung über ein Jahr ist in diesem Fall durch die Simulation sehr schwierig, da sich die stark fluktuierenden Daten bei der Simulation negativ auf die Ergebnisse auswirken. Eine grobe Annäherung kann aber mit den errechneten Mittelwerten erfolgen. Um die jährlichen Vollaststunden der Dampfturbinen abzuschätzen, wurden Betriebsdaten aus dem Jahr 2009 analysiert. Daraus geht hervor, dass pro Turbine mit einer jährlichen Stillstandzeit von circa 40 Tagen, also einer Betriebszeit von 7800 Stunden zu rechnen ist. Die Ergebnisse dieser Berechnung können aus der folgenden Tabelle 3 entnommen werden.

Tabelle 3: Jährliche Mehrerzeugung am Standort 3 bei einer Gegendruckabsenkung von 0,5 bar

Dampfturbine	Mittlere Leistungserhöhung [kW]	Elektrische Mehrerzeugung (7800 h) [MWh/a]
DT 4	490	3822
DT 5	170	1326
DT 6	350	2730
		7878

Geht man davon aus, dass der Dampfdruck unter den zuvor beschriebenen Bedingungen im gesamten Netz um 0,5 bar abgesenkt werden kann, so ist am Standort 3 circa mit einer elektrischen Mehrerzeugung von 7878 MWh pro Jahr zu rechnen.

3.2.3.3.5 Einsatz von Thermokompressoren an der Entwässerungsmaschine zur weiteren Gegendruckabsenkung

Die Entwässerungsmaschine, im Folgenden mit EM abgekürzt, ist ein Dampfverbraucher der vor allem für die Produktionskapazität der Zellstofffabrik sehr wichtig ist. Aus simulationstechnischen Gründen wurde dieser Verbraucher in der vorhergehenden Simulation vorerst nicht berücksichtigt. Um die Aussage über den Nutzen einer Gegendruckabsenkung am untersuchten Standort zu komplementieren, wird diese Simulation nun auch unter Berücksichtigung der EM durchgeführt.

Die Dampfdruckanforderung der EM liegt bei Volllastbetrieb bei rund 2,9 bara. Für die weitere Simulation wird angenommen, dass auch die EM in der Lage ist, bei einer Gegendruckabsenkung voll ausgelastet zu sein. Dies bedeutet eine erneute Integration eines Thermokompressors für die Dampfdruckanhebung an der EM. Das neue Anlagenschema ist in Abbildung 27 dargestellt.

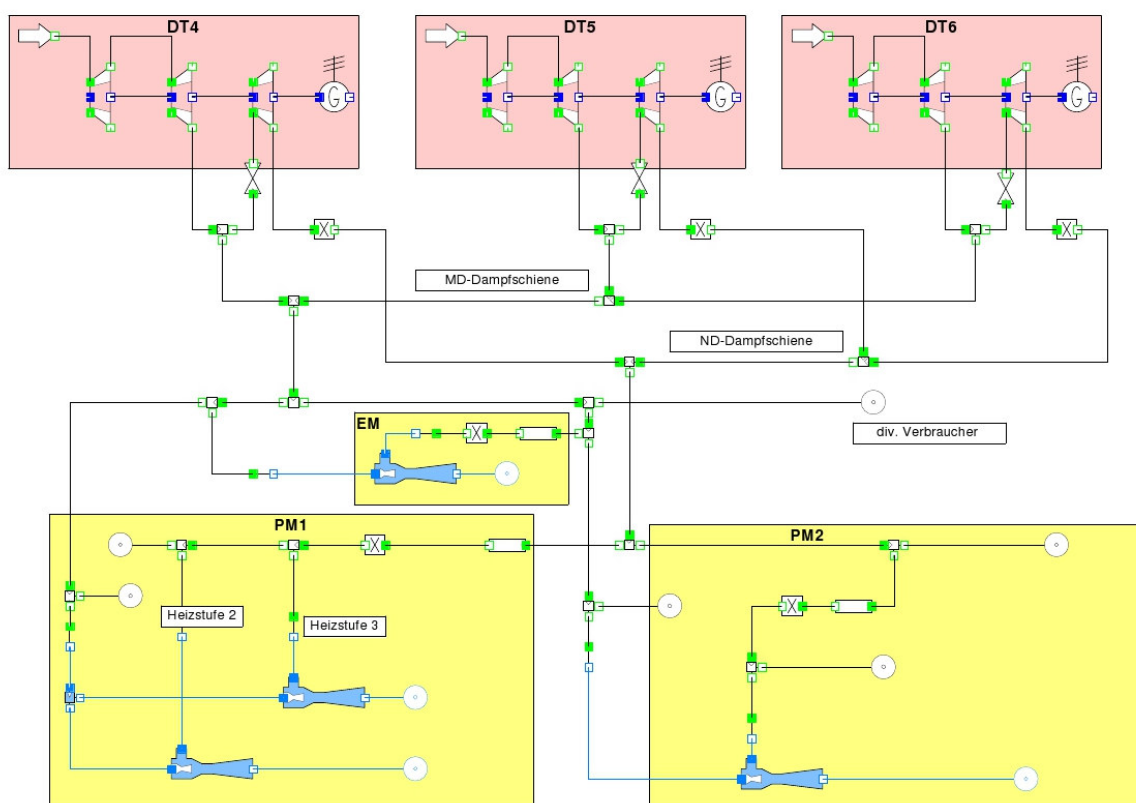


Abbildung 27: Dampfnetzschemata am Standort 3

Quelle: [Simulationsdaten]

Durch den zusätzlichen Thermokompressor erhöht sich, abhängig von der Gegendruckabsenkung, auch der Treibdampfbedarf. Die weitere Simulation soll klären, ob dieser erhöhte 12 bara Dampfbedarf nun zu einer Mindererzeugung führt, oder nicht. Dazu wurde nach denselben Schritten, wie in der vorhergehenden Simulation ohne EM, vorgegangen.

Durch die gleiche Vorgangsweise ändert sich bei der Leistung der Dampfturbinen 4 und 6 nichts, wohingegen die Dampfturbine 5 eine Änderung der Leistung erfährt (siehe Abbildung 28).

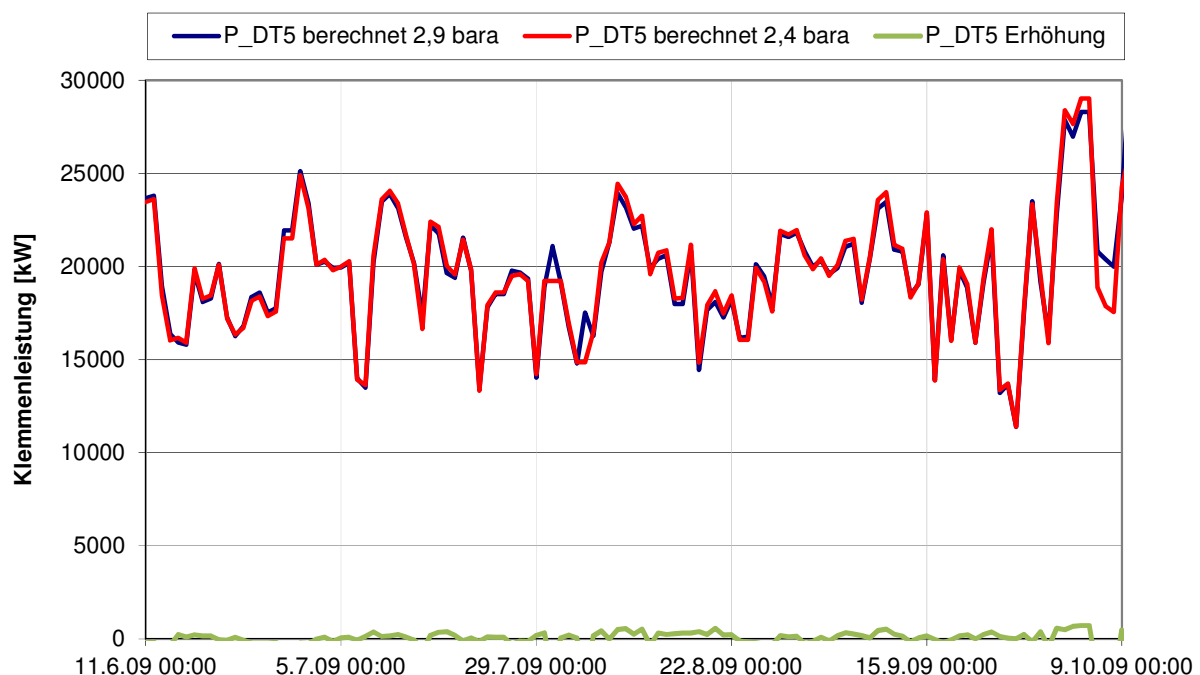


Abbildung 28: Leistung DT 5 vor und nach Gegendruckabsenkung und Berücksichtigung der EM

Quelle: [Simulationsdaten]

Durch die erhöhte Entnahme sinkt die Leistung, trotz einer Gegendruckabsenkung um 0,5 bar, im Mittel um circa 160 kW. Bei Berücksichtigung des Gesamtsystems ist diese Mindererzeugung aber nicht erheblich, da die Dampfturbinen 4 und 6 weitaus mehr erzeugen. Die Ergebnisse dieser Betrachtung sind nochmals in Tabelle 4 dargestellt.

Tabelle 4: Jährliche Mehrerzeugung am Standort 3 unter Berücksichtigung der EM bei einer Gegendruckabsenkung von 0,5 bar

Dampfturbine	Mittlere Leistungserhöhung bzw. – minderung [kW]	Elektrische Mehrerzeugung (7800 h) [MWh/a]
DT 4	490	3822
DT 5	-160	-1248
DT 6	350	2730
		5304

Es kann gezeigt werden, dass eine Gegendruckabsenkung um 0,5 bar trotz einer erhöhten Entnahme zu einer elektrischen Mehrerzeugung am Standort 3 führt.

3.2.3.3.6 Zusammenfassung Standort 3

Die Analyse von Standort 3 zeigt, dass mit dem bestehenden Netz eine Gegendruckabsenkung möglich ist, ohne die Leistung der Dampfturbinen durch erhöhte Entnahme zu reduzieren. Dabei sind folgende Punkte zu berücksichtigen:

- Der erhöhte Treibampfbedarf des installierten Thermokompressors an der PM2 beeinflusst die Leistung der Dampfturbinen nur minimal.
- Der Grund, warum derzeit keine Verringerung des Gegendrucks erfolgt liegt darin, dass dafür die zusätzlichen Gasbrenner im Abhitzeessel der Gasturbine in Betrieb genommen werden müssten. Wirtschaftlich gesehen ist dies bei den momentanen Brennstoffpreisen laut Energieabteilung nicht von Vorteil. Mit den dargestellten Ergebnissen, dass eine Gegendruckabsenkung mit dem bestehenden Netz unter bestimmten Voraussetzungen möglich ist, müsste dieser Zusammenhang nochmals geprüft werden.
- Einerseits kann die Gegendruckabsenkung mit dem bestehenden Netz nur während der Produktion mit geringen Grammaturen an der PM1 erfolgen. Dies ist laut den Angaben zu rund 55% der Zeit der Fall und bedeutet für eine Gegendruckabsenkung um 0,5 bar eine elektrische Mehrerzeugung von rund 2900 MWh pro Jahr.
- Zusätzlich dazu muss natürlich geprüft werden, welchen Einfluss die Reduktion des Dampfdrucks auf die Produktionskapazität der EM hat. Kann diese die entsprechende Arbeitsleistung trotz verringerten Dampfdrucks verrichten, müssen lediglich die aktuellen Preisen für Kohle, Erdgas und Strom abgeglichen werden um abzuschätzen, ob ein Betrieb der zusätzlichen Gasbrenner zur Dampferzeugung anstelle der Kohle nicht doch wirtschaftlich ist.

Durch weitere Investitionen ist es, wie die Analysen zeigen möglich, den Gegendruck über längeren Zeitraum zu reduzieren und die elektrische Mehrerzeugung dadurch zu erhöhen.

3.3 Darstellung der Möglichkeiten zur Druckabsenkung und Quantifizierung der erhöhten Stromausbeute

Auf Basis der durchgeführten Simulationen wurden drei mögliche Maßnahmenpakete entwickelt, um den Gegendruck zu senken. Im ersten Fall wird davon ausgegangen, dass im Dampfnetz Abschnitte oder Einbauten gefunden wurden, die einen hohen Druckverlust verursachen. Diese Verluste werden durch Optimierungen im Dampfnetz reduziert. Im zweiten Fall werden Möglichkeiten gesucht, den Dampfdruck dynamisch an die aktuellen Produktionsbedürfnisse anzupassen. Im dritten Fall werden unterschiedliche Möglichkeiten aufgezeigt, den Druck für einzelne Verbraucher zu erhöhen, um den Druck im restlichen Netz unabhängig von dem kritischen Verbraucher senken zu können.

Die unterschiedlichen technischen Maßnahmen zur Optimierung der Dampfverbraucher und des Dampfnetzes werden mit der Energieeinsparung, die durch die höhere Stromproduktion entsteht, verglichen. Die technischen Maßnahmen werden auf Basis verschiedener Energiepreisszenarien untersucht.

Dazu werden folgende Berechnungen durchgeführt.

- Ermittlung der Investitionskosten der technischen Maßnahmen (sofern eine Verallgemeinerung der Maßnahme sinnvoll ist)
- Berechnung der Energie- und der Kosteneinsparung
- Sensitivitätsanalyse der Energiekosten
- Berechnung der Amortisationszeit der Optimierungsmaßnahmen

Die Amortisationszeiten wurden im Rahmen des Projektes statisch ermittelt. Die Amortisationszeit eines Investitionsobjekts ist der Zeitraum, in dem das eingesetzte Kapital aus den durchschnittlichen Rückflüssen oder Einzahlungsüberschüssen des Objektes wieder gewonnen wird [Götze 2008]. Die angegebenen Amortisationszeiten stellen einen Richtwert dar, welche in der Praxis, in Abhängigkeit der lokalen Gegebenheiten, abweichen können.

Im Gegensatz zu den in den Simulationen angeführten Standorten, basieren die folgenden Fallbeispiele nicht auf real existierenden Anlagen, daher wurden für Anlagenkomponenten wie Turbinen, Kessel und Dampfnetze durchschnittliche Betriebsdaten verwendet.

Um verschiedene Energiepreisszenarien ab zu decken werden die Maßnahmen mit unterschiedlichen Kombinationen von Energiepreisen berechnet. Bei allen Berechnungen wurde von 8.500 Betriebsstunden pro Jahr ausgegangen.

Tabelle 5: Energiepreise

	Szenario 1	Szenario 2	Szenario 3	
Strompreis	60	75	90	€/MWh
Gas Preis	25	35	45	€/MWh

Als letzter Schritt wird der veränderte Primärenergieeinsatz bewertet, und die Veränderung des CO₂ Ausstoßes der Standorte berechnet. Aufgrund der unterschiedlichen eingesetzten Brennstoffe werden jeweils zwei Varianten betrachtet, in der ersten Variante wird die Versorgung mit Erdgas zu Grunde gelegt. Die CO₂ Emission beträgt daher 199,4kg/MWh Brennstoff [UBA 2007].

In der zweiten Variante wird der Brennstoff Mix laut der CEPI Statistik aus dem Jahr 2009 zu Grunde gelegt. In der nächsten Abbildung ist der Energie- und Stromverbrauch der europäischen Papierindustrie dargestellt.

	2000	2005	2007	2008	2009	Share of Total %	% Change 2009/2008
Fuels Consumption (TJ)	1 153 204	1 278 732	1 337 324	1 283 654	1 180 706	100.0	-8.0
of which:							
Gas (TJ)	410 434	494 940	501 374	493 371	440 960	37.3	-10.6
Fuel Oil (TJ)	93 679	70 405	60 253	50 609	44 554	3.8	-12.0
Coal (TJ)	59 304	48 314	55 089	47 827	47 661	4.0	-0.3
Other Fossil Fuels (TJ)	19 054	19 714	20 281	14 422	12 756	1.1	-11.6
Biomass (TJ)	566 509	636 682	691 244	669 903	626 896	53.1	-6.4
Other (TJ)	4 225	8 702	9 083	7 522	7 879	0.7	4.7
Net Bought Electricity (TJ)	254 543	238 260	242 449	226 544	190 725		-15.8
Total Primary Energy Consumption (TJ)	1 407 747	1 516 992	1 579 773	1 510 198	1 371 430		-9.2
Fraction of Biomass in Total Fuels Consumption*	51.6%	52.3%	53.7%	53.9%	54.9%		0.9
Total Electricity Produced at Site (GWh)	42 238	49 591	54 223	53 342	49 082	48.1	-8.0
Purchased Electricity (GWh)	74 433	75 686	76 574	71 698	62 621	61.4	-12.7
Sold Electricity (GWh)	-3 726	-9 503	-9 227	-8 769	-9 642	9.4	10.0
Total Electricity Consumption (GWh)	112 865	115 838	121 280	116 083	102 049	100.0	-12.1

CEPI total: AT, BE, CH, CZ, DE, ES, FI, FR, IT, NL, NO, PL, PT, SE, SK, UK, excluding HU, RO, SL

* Declaration of Intent on Renewable Energy Sources: including Austria, Belgium, Finland, France, Germany, Italy, Netherlands, Norway, Portugal, Spain and Sweden.

Abbildung 29: Energie- und Stromverbrauch der europäischen Papierindustrie

Quelle: [CEPI Key Statistics 2010]

Der eingesetzte Brennstoff Mix ist in der nächsten Abbildung dargestellt.

CEPI Fuels Consumption in 2009

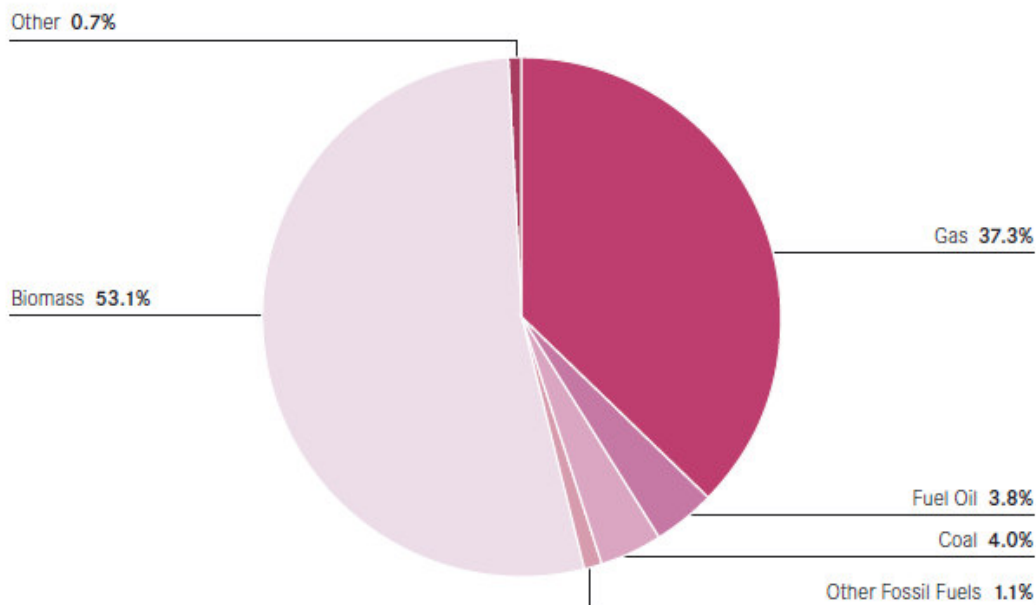


Abbildung 30: Brennstoff Mix der europäischen Papierindustrie

Quelle: [CEPI Key Statistics 2010]

Für diesen Brennstoff Mix errechnet sich eine CO₂ Emission von 103kg/MWh Brennstoff.

3.3.1 Optimierung durch Reduktion der Verluste

In vielen Industriebetrieben sind die Dampfnetze über einen langen Zeitraum gewachsene Systeme, auf Grund vieler Verzweigungen und oftmaliger Umbauten sind die genauen Druckverluste nur sehr schwierig zu ermitteln bzw. zu berechnen. Die Hauptdampfleitungen wurden oft auf eine früher notwendige Dampfmenge hin ausgelegt. Durch Produktionssteigerungen werden die Hauptdampfleitungen teilweise mit einer höheren Dampfmenge beaufschlagt als ursprünglich geplant.

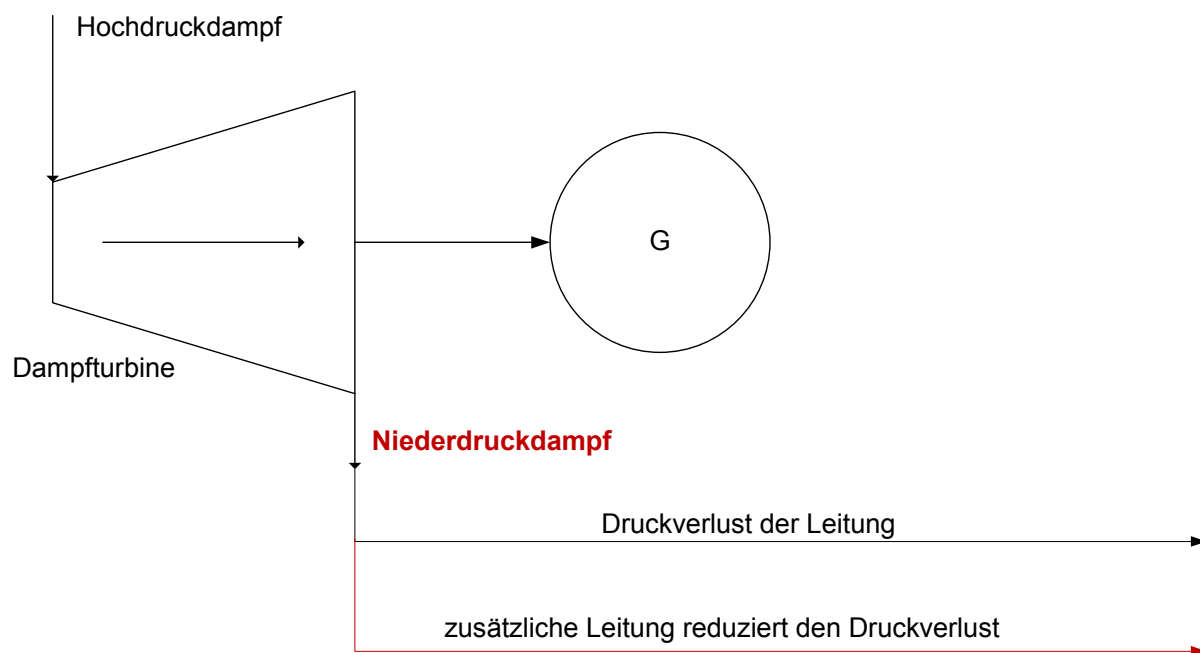


Abbildung 31: Reduktion der Verluste durch eine zusätzliche Leitung

Quelle: [Eigene Daten]

Neben der Verstärkung der Dampfleitung bestehen folgende Möglichkeiten, die Druckverluste im Dampfnetz zu reduzieren:

- Ausbau unnötiger Messblenden
- direkte Leitungsführung
- Entflechtung und Vereinfachung des Dampfnetzes

In dem folgenden Beispiel verursacht die Hauptdampfleitung unter Vollast einen Druckverlust von insgesamt 1,5bar. Durch eine zusätzliche parallel geführte Dampfleitung reduziert sich der Druckverlust auf 0,4bar.

Tabelle 6: Rohrleitungsoptimierung

Dampfleitung Teilbereich 1		Ist Situation	optimierte Situation	
maximaler Durchfluss	t/h	31,0	9,5	21,5
Eingangsdruck	bar (abs)	6,0	6,0	6,0
Dimension	-	DN200	DN200	DN300
Druckverlust 90° Bögen 23 Stück	bar	0,5	0,1	0,1
Druckverlust Leitung 172m	bar	1,0	0,2	0,1
Druckverlust Summe	bar	1,5	0,4	

Das System des gewählten Beispiels hat eine maximale Dampfmenge von 31t/h. Dabei beträgt der Druckverlust des Abschnittes bis zu 1,5bar. Durch die Verlegung einer weiteren, parallelen Leitung kann der Druckverlust um 1,1bar auf 0,4bar reduziert werden. Diese Druckdifferenz kann daher in der Turbine abgearbeitet werden. Die Nennleistung der Turbine

beträgt 4.000kW, durch die Reduktion der Netzverluste steigt der Stromoutput aus der Turbine um 250kW. Bei 8.500 Betriebsstunden pro Jahr beträgt die jährliche Mehrproduktion somit 2.125MWh/a.

Folgendes Diagramm stellt die Entwicklung der Mehrproduktion bei der Reduktion der Netzverluste um 0,1bar, in Abhängigkeit der Leistung der Dampfturbine dar.

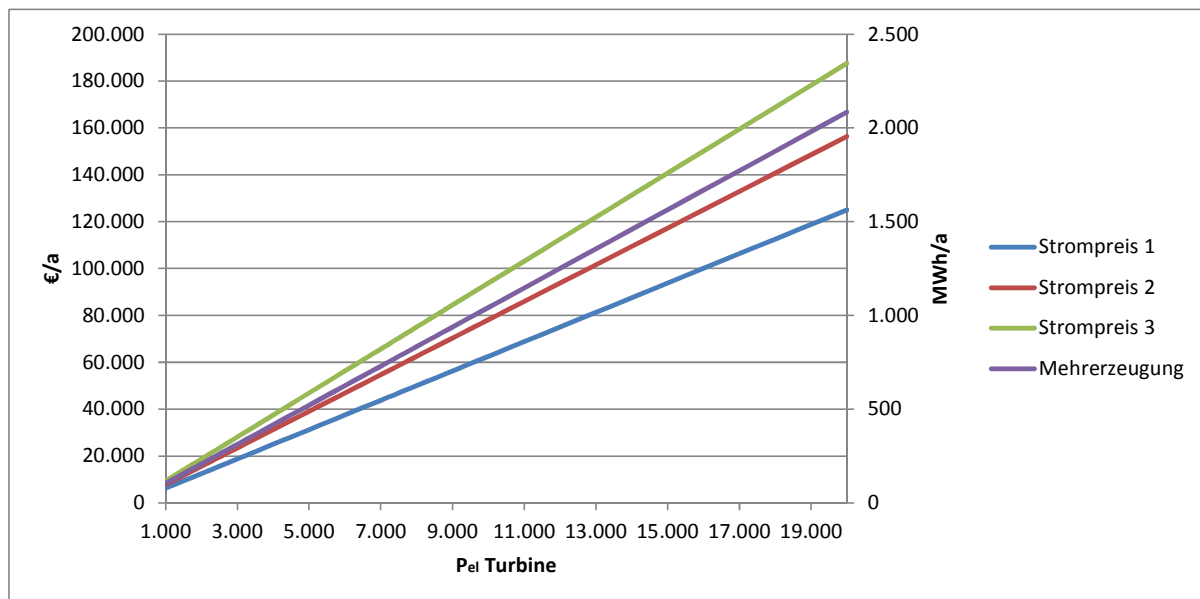


Abbildung 32: Jährliche Strom Mehrzeugung und deren Kostenvorteil bei unterschiedlichen Strompreisen bei einer Gegendruckabsenkung von 0,1bar

Quelle: [Eigene Daten]

Bei einer Turbinenleistung von 5.000kW_{el} ergibt sich durch die Gegendruckabsenkung eine jährliche Mehrproduktion von rund 550MWh, dadurch entsteht je nach angesetzten Strompreis eine Einsparung von 33.000 bis 50.000 €. Der Brennstoffeinsatz sowie die CO₂ Emission des Standortes bleiben unverändert. Durch die gesteigerte Ausnutzung des Dampfes sinkt der Strombezug aus dem Netz und somit die CO₂ Emission des Energieversorgers.

Im folgenden Diagramm wird von einer Turbinenleistung von 1.000kW_{el} ausgegangen.

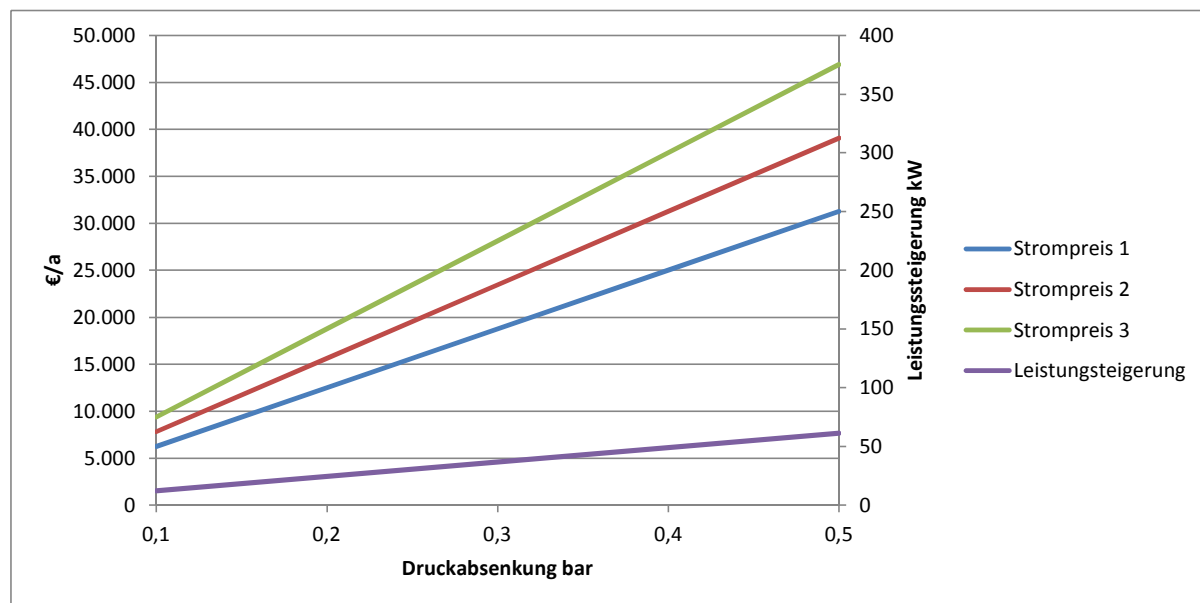


Abbildung 33: Leistungssteigerung einer Turbine mit P_{el} 1.000kW bei einer Gegendruckabsenkung von 0,1-0,5bar und der daraus entstehende jährliche Kostenvorteil

Quelle: [Eigene Daten]

In Abhängigkeit der Höhe der Reduktion der Druckverluste beträgt die Leistungssteigerung der Turbine zwischen 20 und 70kW. Bei einem Strompreis von 60€/MWh beträgt die jährliche Einsparung bei einer Gegendruckabsenkung zwischen 0,1bar und 0,5bar, zwischen 7.000€ und 32.000€. Bei einem höheren Strompreis steigt die erzielbare Einsparung auf bis zu 47.000€/a. Der Brennstoffeinsatz sowie die CO₂ Emission des Standortes bleiben unverändert. Durch die gesteigerte Ausnutzung des Dampfes sinkt der Strombezug aus dem Netz und somit die CO₂ Emission des Energieversorgers.

Eine allgemein gültige Aussage über die erreichbare Amortisationszeit dieser Optimierungsvariante ist schwierig zu treffen, da der Aufwand für die Reduktion der Druckverluste im Dampfnetz stark von den lokalen Gegebenheiten abhängig ist. Unter günstigen Bedingungen sind statische Amortisationszeiten von 1-2 Jahren erreichbar, bei hohen Leitungslängen oder verflochtenen Leitungsnetzen kann die Amortisationszeit aber auch deutlich höher sein.

3.3.2 Prozessoptimierung durch dynamische Anpassung des Gegendrucks

In einigen Anlagen wurde der Gegendruck der Dampfturbinen einmal festgelegt – und solange es mit diesem Druck zu keinen Problemen in der Produktion kommt, wird dieser in der Praxis nicht verändert. Die Dampfparameter sind bei dieser Betriebsweise teilweise mit relativ hohen Sicherheiten festgelegt.

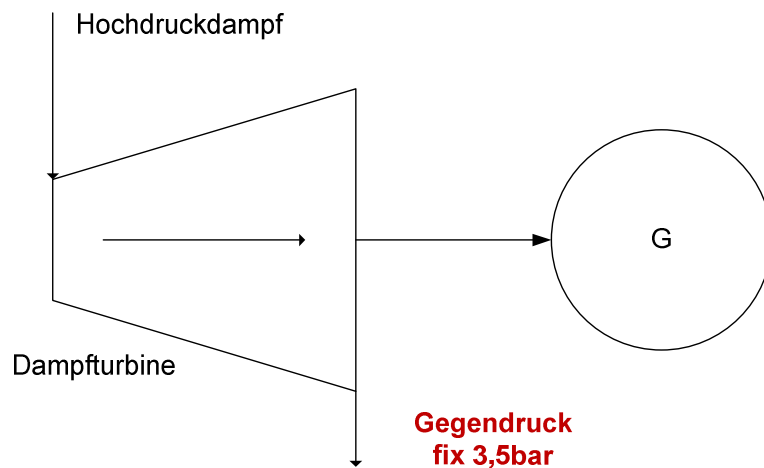


Abbildung 34: Konventionelle Betriebsweise mit fest eingestelltem Gegendruck

Quelle: [Eigene Daten]

Es besteht die Möglichkeit, diesen Druck an die aktuellen Bedürfnisse der Produktion anzupassen, und die Sicherheitsaufschläge zu reduzieren.

Wenn die kritischen Verbraucher im Dampfnetz bekannt sind, oder im Rahmen einer Untersuchung identifiziert werden, besteht die Möglichkeit, ein Regelkonzept zu entwickeln, welches im Zusammenspiel des Turbinenreglers und den Vorgaben der Verbraucher den Gegendruck selbstständig regelt.

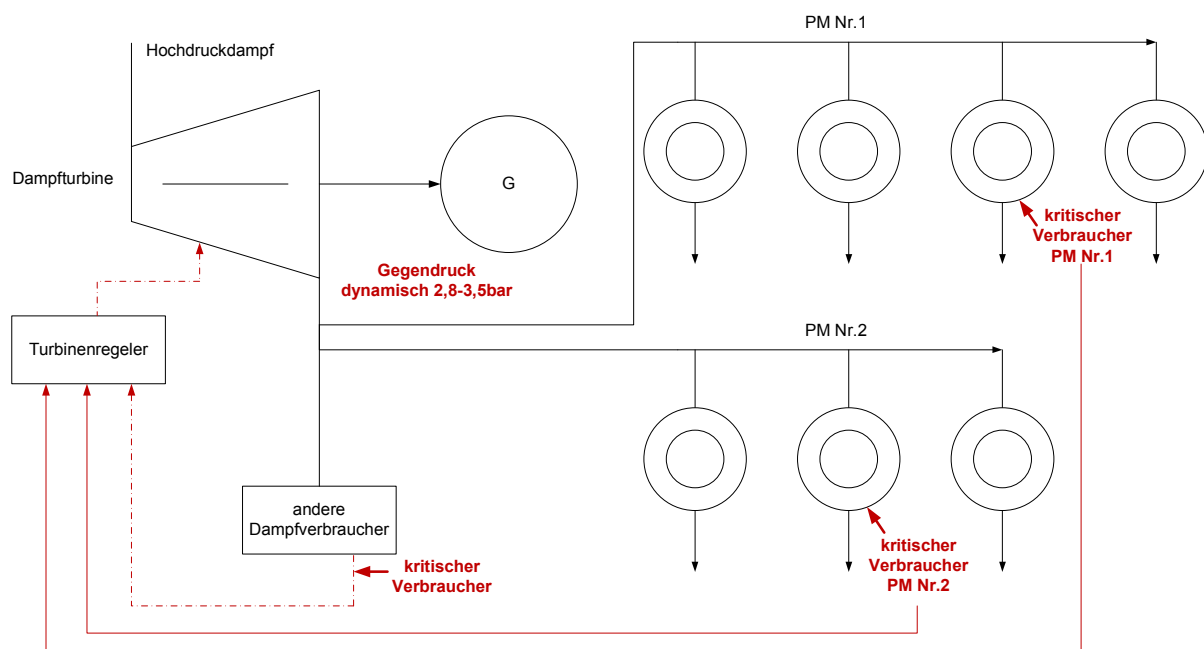


Abbildung 35: Regelkonzept für dynamische Gegendruckabsenkung

Quelle: [Eigene Daten]

Mit dieser Regelung können mehrere unterschiedliche Verbraucher den momentanen Druckbedarf an den Turbinenregler melden. Der Turbinenregler legt aufgrund des momentan maximal geforderten Dampfdruckes den Gegendruck fest. Auf diese Weise kann immer eine Kombination aus dem maximal möglichen Stromoutput und einem ausreichenden Dampfdruck für die Produktion sichergestellt werden. Mit dieser Optimierungsvariante ist es außerdem möglich, Potenziale auch zeitlich eingeschränkt zu nutzen. Bei dieser Optimierungsvariante besteht die Notwendigkeit, die Dampfparameter sehr exakt und mit einer hohen Geschwindigkeit regeln zu können, um rasch und genau auf veränderte Betriebszustände reagieren zu können.

Im analysierten Beispiel besteht die Möglichkeit bei der Produktion einer bestimmten Papiersorte den Dampfdruck im Netz von 4,2bara um 0,3bar auf 3,9bara zu senken. Diese Papiersorte wird im Jahr rund 2.800h/a produziert, dieser Zeitraum steht für die potentielle Druckabsenkung zur Verfügung. Durch diese Druckabsenkung steigt die Stromausbeute aus der 10MW Turbine um 190kW. Hochgerechnet auf 2.800h steigt die Stromproduktion um 532MWh/a.

In folgendem Diagramm wird von einer Turbinenleistung von 5.000kW_{el} ausgegangen.

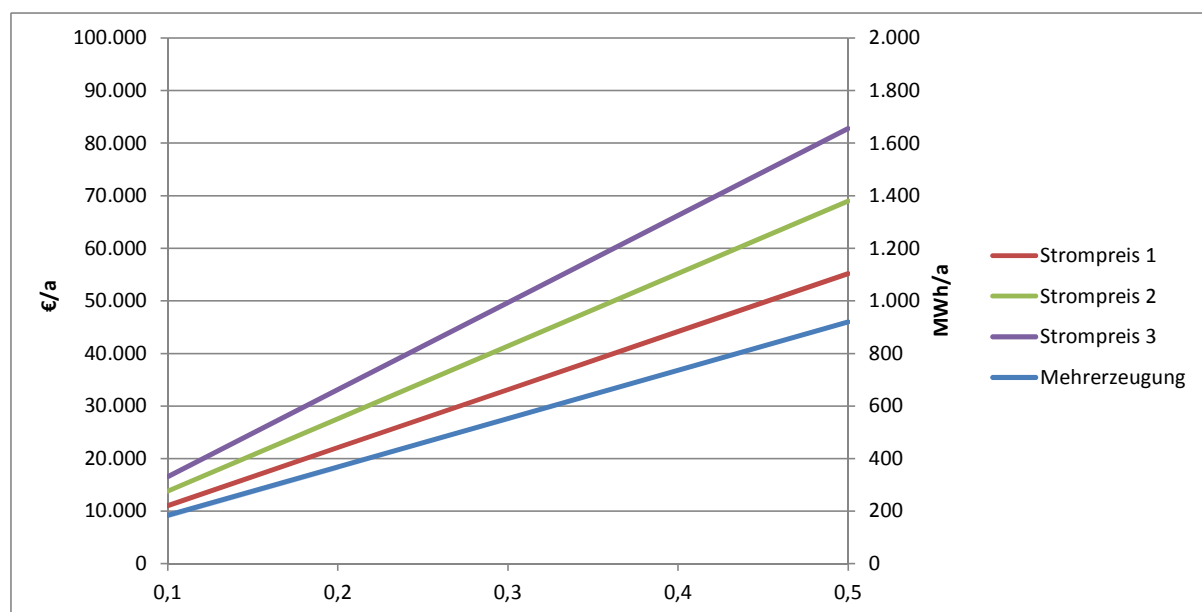


Abbildung 36: Entwicklung der jährlichen Mehrerzeugung und des Kostenvorteils bei dynamischer Gegendruckabsenkung (3.000h/a) einer 5.000kW Turbine bei einer Druckabsenkung von 0,1-0,5bar

Quelle: [Eigene Daten]

Bei einem jährlichen Zeitraum von 3.000h/a für die Druckabsenkung beträgt die Mehrerzeugung in Abhängigkeit der durchschnittlichen Druckabsenkung (0,1-0,5bar), zwischen 180 und 900MWh/a. Bei einem Strompreis von 60€/MWh beträgt die Einsparung

zwischen 12.000 und 55.000€. Bei einem Strompreis von 90€/MWh steigt die Einsparung auf mehr als 80.000€/a. Der Brennstoffeinsatz sowie die CO₂ Emission des Standortes bleiben unverändert. Durch die gesteigerte Ausnutzung des Dampfes sinkt der Strombezug aus dem Netz und somit die CO₂ Emission des Energieversorgers.

Das folgende Diagramm geht bei einer Turbine mit 10.000kW_{el} von einer Druckabsenkung von 0,2bar aus.

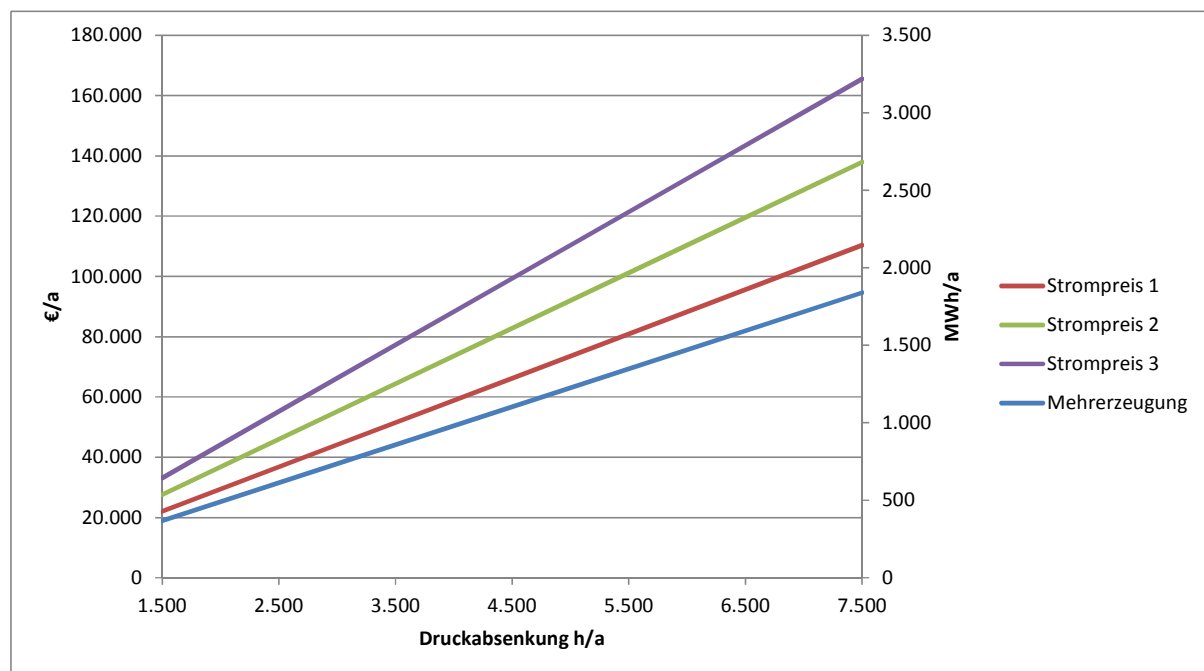


Abbildung 37: Entwicklung der jährlichen Mehrerzeugung und des Kostenvorteils bei einer Gegendruckabsenkung von 0,2bar in Abhängigkeit des jährlichen Zeitraums der Drucksenkung

Quelle: [Eigene Daten]

In Abhängigkeit des Zeitraums der Druckabsenkung variiert die jährliche Mehrerzeugung zwischen 400 und 1.800MWh/a. Die Einsparung liegt je nach Strompreis und Dauer der Druckabsenkung zwischen 22.000 und 165.000€/a. Der Brennstoffeinsatz sowie die CO₂ Emission des Standortes bleiben unverändert. Durch die gesteigerte Ausnutzung des Dampfes sinkt der Strombezug aus dem Netz und somit die CO₂ Emission des Energieversorgers.

Der Investitionsbedarf für die Möglichkeit den Gegendruck dynamisch zu regeln besteht hauptsächlich aus Überwachungs- und Regelungsequipment. Der Druckbedarf an den kritischen Verbrauchern muss laufend überwacht und an den Turbinenregler gemeldet werden. Die Investitionskosten sind dabei von dem bereits vorhandenen Prozessleitsystem abhängig und auch davon, mit welchem weiteren Aufwand die zusätzlichen Parameter integriert werden können. Sofern von den Parametern ein nennenswertes Potential zur

Gegendruckabsenkung besteht, ist eine Integration einer dynamischen Gegendruckregelung mit statischen Amortisationszeiten zwischen 1 und 3 Jahren möglich.

3.3.3 Senkung des Netzdruckes durch dezentrale Druckerhöhung

In Anlagen, in denen der Druckbedarf für einzelne Dampfverbraucher deutlich höher ist als für die anderen Verbraucher, besteht die Möglichkeit, den Dampfdruck punktuell zu erhöhen. Im Gegensatz zu den in Abschnitten „Optimierung durch Reduktion der Verluste und Prozessoptimierung durch dynamische Anpassung des Gegendrucks“ beschriebenen Maßnahmen, ist es bei den folgenden Beispielen notwendig zusätzliche Energie aufzuwenden um die kritischen Verbraucher zu versorgen.

3.3.3.1 Punktuelle Druck Erhöhung unter dem Einsatz von Thermokompressoren

In vielen industriell genutzten Dampfnetzen mit Stromerzeugung existiert parallel zur Niederdruckdampfschiene eine Mittel- und/oder eine Hochdruckdampfschiene. Der Hochdruckdampf wird dabei ohne weitere Verstromung direkt aus den Kesseln entnommen, der Mitteldruckdampf wird mittels Anzapfung oder Entnahme aus den Dampfturbinen abgezweigt.

Mit einem Thermokompressor kann der Niederdruckdampf mithilfe von HD- oder MD-Dampf auf ein höheres Druckniveau gebracht werden. Ein Thermokompressor ist eine Dampfstrahlpumpe, die durch den Treibdampf den Saugdampf auf ein höheres Druckniveau bringt. [Baehr 2009]

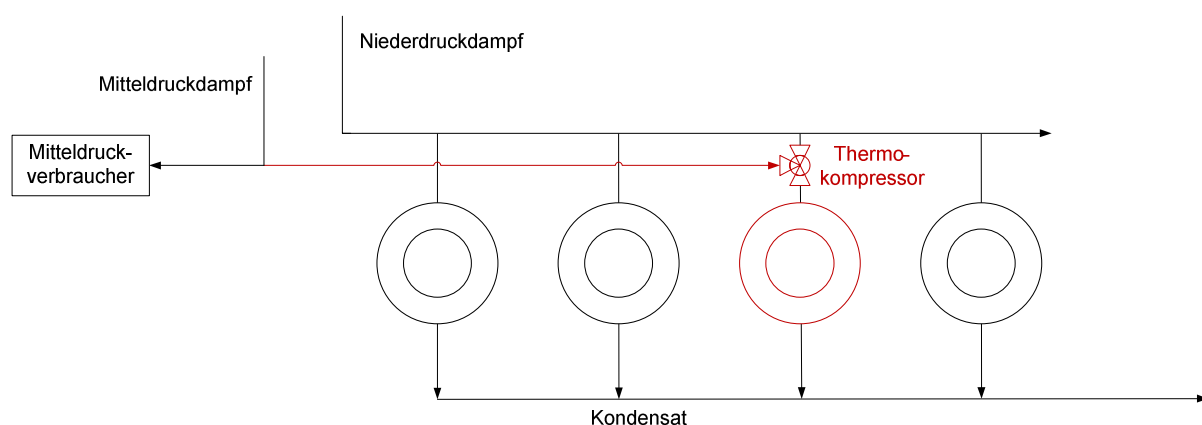


Abbildung 38: Druckerhöhung mit Thermokompressor

Quelle: [Eigene Daten]

Der höherwertige Dampf wird der HD- bzw. der MD-Dampfschiene entnommen und dem für einen bestimmten Verbraucher ausgelegten Thermokompressor zugeführt. Durch den Druckbedarf des Verbrauchers wird der Treibdampfbedarf des Thermokompressors festgelegt.

Durch diese Maßnahme kann der Druck im restlichen Dampfnetz unabhängig von dem über den Thermokompressor versorgten kritischen Verbraucher abgesenkt werden, und damit der Gegendruck reduziert werden. Gute Voraussetzungen für den Einsatz eines Thermokompressors bestehen, wenn der Bedarf an höherwertigem Dampf im Vergleich mit normalem Niederdruckdampf sehr gering ist.

Im analysierten Beispiel wird davon ausgegangen, dass der Niederdruckdampfbedarf insgesamt 50t/h bei 3,5bara beträgt. Der identifizierte kritische Verbraucher benötigt 2t/h Dampf auf diesem Druckniveau. Die restlichen Verbraucher kommen mit einem Druck von 2,9bara aus. Im Rahmen der Optimierung wird der Druck im Dampfnetz um 0,6bar auf 2,9bara gesenkt und der kritische Verbraucher wird zusätzlich über einen Thermokompressor versorgt. Durch die Gegendruckabsenkung steigt die Stromausbeute aus der Turbine um 440kW. Da ein geringer Teil des Entnahmedampfes nach der Optimierung nicht mehr in der Turbine entspannt wird, sondern direkt im Thermokompressor verwendet wird, sinkt die Mehrproduktion um 15kW auf 425kW. Bei 8.500h/a berechnet sich eine Mehrproduktion von 3.612MWh/a. Dieses Berechnungsbeispiel bestätigt die Ergebnisse der Simulation, dass eine geringe Entnahmedampfmenge die Leistung der Dampfturbine nur minimal beeinflusst. Der Brennstoffeinsatz sowie die CO₂ Emission des Standortes bleiben unverändert, durch die gesteigerte Ausnutzung des Dampfes sinkt der Strombezug aus dem Netz und somit die CO₂ Emission des Energieversorgers

Folgendes Diagramm stellt den Fall dar, dass rund 1,5% der in der Gesamtdampfmenge, enthaltenen Energie, in Thermokompressoren verwendet werden um den Druck punktuell zu erhöhen.

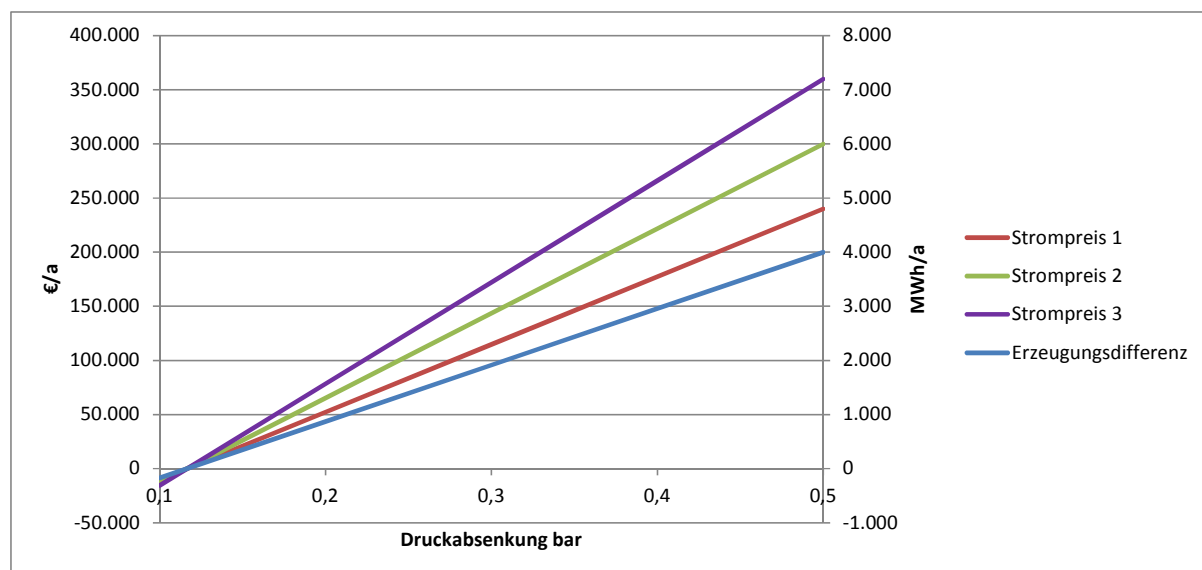


Abbildung 39: Entwicklung der Kosten und der jährlichen Stromerzeugung einer Turbine (10.000kW_e) im Falle, dass 1,5% der Gesamtdampfmenge in Thermokompressoren verwendet werden

Quelle: [Eigene Daten]

In Abhängigkeit der Druckabsenkung beträgt die jährliche Mehrerzeugung bei einer Turbine mit 10.000kW_{el} bis zu 4.000MWh/a. Bei einer Druckabsenkung von unter 0,12bar kommt es allerdings weder zu einer Mehrproduktion, noch zu einer Kosteneinsparung, da der Nachteil durch die an der Turbine vorbei geführten HD-Dampfmenge oder der entnommenen MD-Dampfmenge größer ist, als der Vorteil durch die Gegendruckreduktion. Die Simulationen haben gezeigt, dass eine geringe Entnahmemenge aus der Turbine die Leistung nur minimal beeinflussen, allerdings kann es gemessen, an der zu erreichenden Gegendruckabsenkung auch zu einer negativen Gesamtauswirkung kommen. Ab einer Druckreduktion von 0,2bar variiert der Kostenvorteil je nach Strompreis und Druckreduktion zwischen 50.000 und 350.000€/a. Der Brennstoffeinsatz sowie die CO₂ Emission des Standortes bleiben unverändert. Durch die gesteigerte Ausnutzung des Dampfes sinkt der Strombezug aus dem Netz und somit die CO₂ Emission des Energieversorgers.

Im folgenden Diagramm wird die Energiemenge, die direkt den Thermokompressoren zugeführt wird, auf 5% der in der Gesamtdampfmenge enthaltenen Energie erhöht.

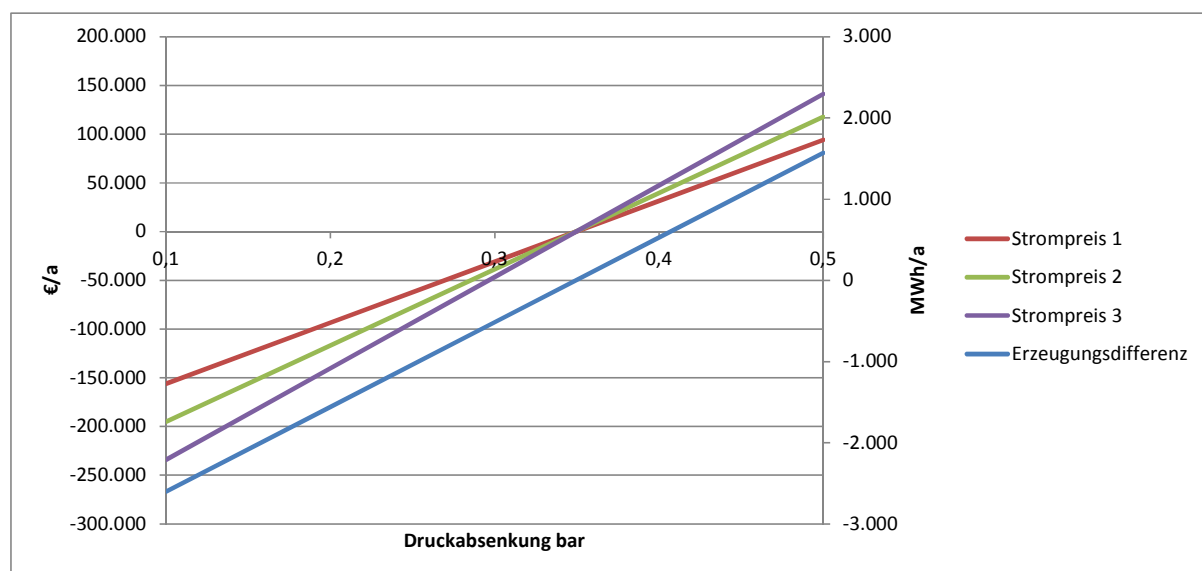


Abbildung 40: Entwicklung der Kosten und der jährlichen Stromerzeugung einer Turbine (10.000kW_{el}) im Falle, dass 5% der Gesamtenergiemenge des Dampfs in Thermokompressoren verwendet werden

Quelle: [Eigene Daten]

Es ist im Vergleich mit Abbildung 39 deutlich zu erkennen, dass es bei einer Druckreduktion von unter 0,35bar zu keiner Einsparung kommt, da es durch die Reduktion der Dampfmenge in der Turbine zu keiner Steigerung der Stromausbeute kommt. Erst ab einer Gegendruckreduktion von etwa 0,4bar kommt es zu einer nennenswerten Einsparung. Die Mehrerzeugung beträgt bei einer Druckabsenkung um 0,5bar rund 1.600MWh/a. Je nach angesetztem Strompreis wird durch die Mehrproduktion ein Kostenvorteil von bis zu 140.000€/a erwirtschaftet. Der Brennstoffeinsatz sowie die CO₂ Emission des Standortes

bleiben unverändert. Durch die gesteigerte Ausnutzung des Dampfes sinkt der Strombezug aus dem Netz und somit die CO₂ Emission des Energieversorgers.

Die Investitionen der Maßnahmen, in denen die kritischen Verbraucher über Thermokompressoren versorgt werden, bestehen einerseits aus den Thermokompressoren, und andererseits aus den zusätzlichen Leitungen für den Treibdampf. Zusätzlich sind eine Regelung und Überwachungseinheiten notwendig. Die Kosten für diese Einrichtungen betragen zwischen 200.000€ und 400.000€. Je nach der erzielbaren Einsparung errechnen sich statische Amortisationszeiten von 2-5 Jahren.

3.3.3.2 Dezentrale Druck Erhöhung mit zusätzlichen Dampferzeugern

Eine andere Variante, den Druck für einzelne Verbraucher zu erhöhen, besteht darin, den höherwertigen Dampf nicht aus der zentralen Energieerzeugung zu entnehmen, sondern zum Beispiel aus dezentralen Dampferzeugern. Aus dem Prozess der Papierherstellung fallen organische Rückstände wie faserhaltige Schlämme aus der Vorreinigung und (bei integrierter Holzstofferzeugung) Rinden an. Diese werden unterteilt in feste Bioenergieträger und Ersatzbrennstoffe (aufbereitete Klärschlämme) [Branchenleitfaden für die Papierindustrie 2008]. Solche Anlagen existieren häufig an Standorten der Papierindustrie zur Verwertung des Biogases aus der Kläranlage oder für die Reststoff- bzw. Rejectverbrennung. Außerdem sind häufig konventionelle mit Erdgas betriebene Dampferzeuger zur Spitzenlastabdeckung installiert. Diese Anlagen arbeiten, im Verhältnis zu den großen Dampfkesseln, in einem niedrigeren Leistungsbereich. Dies hat den Vorteil, dass der Betrieb flexibler erfolgen kann. Daher sind sie für diese Optimierungsvariante gut geeignet.

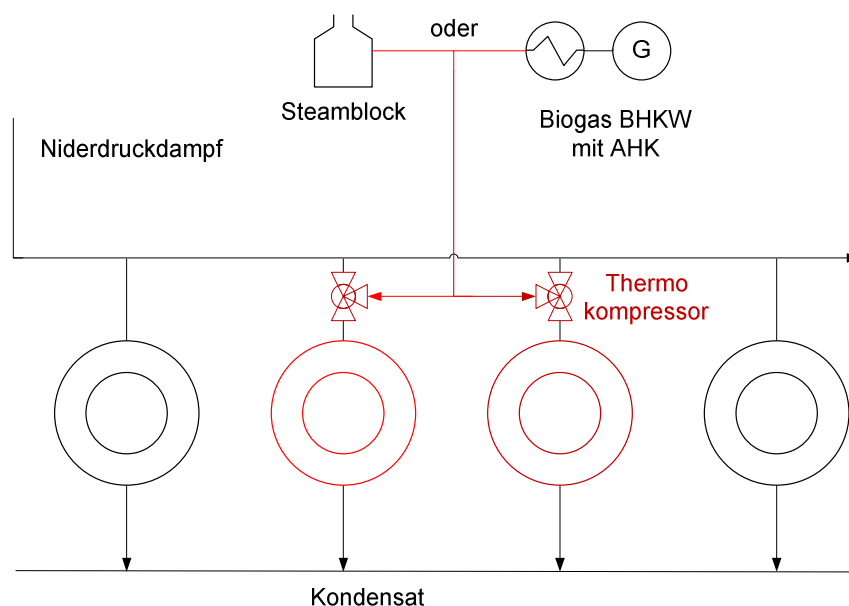


Abbildung 41: Druckerhöhung mit zusätzlicher Dampferzeugung und Thermokompressor

Quelle: [Eigene Daten]

In diesem Beispiel beträgt der Dampfbedarf der Papiermaschine rund 30t/h, davon entfallen 29t/h auf einen Druckbedarf von 3,2bara. Die restlichen 1t/h werden auf einem Druckniveau von 4,5bara benötigt. Momentan wird daher die gesamte Papiermaschine mit einem Druck von 4,5bara versorgt. Die beiden Zylindergruppen sollen als Optimierungsmaßnahme zukünftig über eine getrennte Dampfversorgung über Thermokompressoren versorgt werden. Durch diese Maßnahme ist es möglich, den Druck im Hauptteil des Dampfnetzes um 1,3bar zu senken.

Der Dampf wird aus den kleinen Dampferzeugern über Thermokompressoren den kritischen Verbrauchern zugeführt. Theoretisch ist auch eine direkte Versorgung der Zylinder bzw. Zylindergruppen ohne Thermokompressor möglich, im Sinne einer höheren Ausfallssicherheit ist der Betrieb mit Thermokompressoren zu bevorzugen, da auf diese Weise auch ein Betrieb ohne die zusätzliche Dampfversorgung möglich ist. In der Ausgangslage bei einem Dampfverbrauch von 30t/h und einem Gegendruck von 4,5bara beträgt die Leistung der Dampfturbine 4.250kW. Nach der Optimierung der Verbraucher und der Implementierung der Thermokompressoren werden in der Dampfturbine 29,5t/h auf einen Gegendruck von 3,2bara entspannt, die Leistung beträgt dabei 4.550kW. Im Vergleich zur Ausgangssituation steigt die Leistung um 300kW obwohl die Dampfmenge der Turbine um 0,5t/h sinkt. Zusätzlich sind für die Treibdampfversorgung des Thermokompressors 0,5t/h Dampf bei einem Druck von 6bara notwendig. Der Brennstoffeinsatz für diese zusätzliche Dampfmenge beträgt 0,4MW. Der Brennstoffeinsatz sowie die CO₂ Emission ändern sich bedingt durch die unterschiedlichen Wirkungsgrade der beiden Kessel. Die Auswirkungen sind aber gering. Durch die gesteigerte Ausnutzung des Dampfes sinkt der Strombezug aus dem Netz und somit die CO₂ Emission des Energieversorgers.

Im folgenden Diagramm ist die Situation dargestellt, dass 3% der Energie der ursprünglichen Gesamtdampfmenge, in einem mit Erdgas betriebenen Steamblock erzeugt und in Thermokompressoren zur Druckerhöhung verwendet werden.

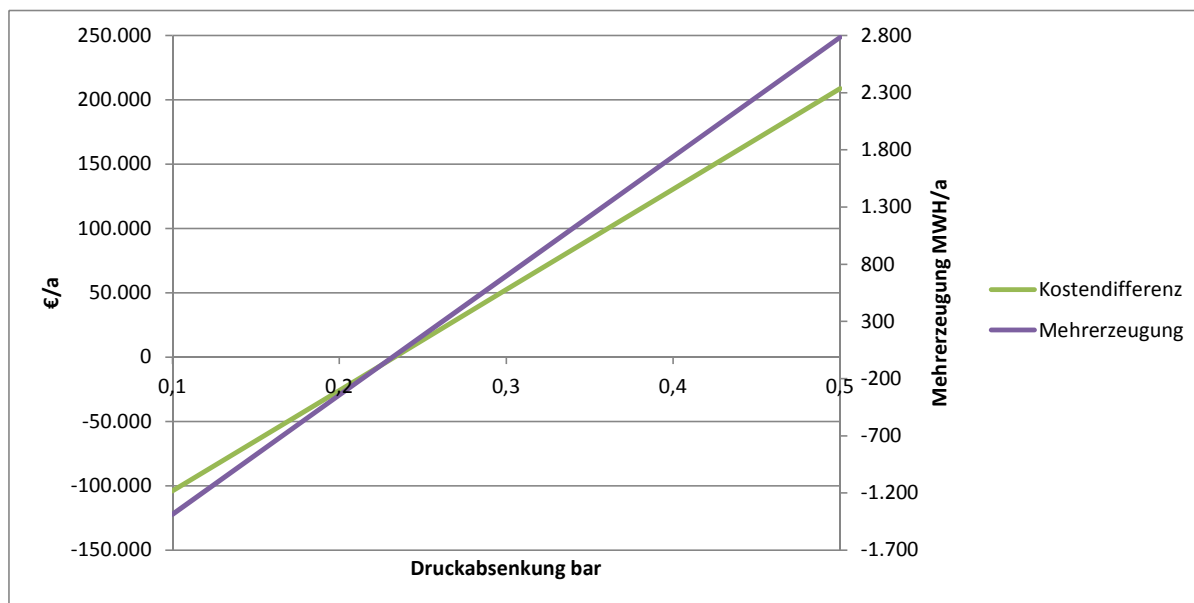


Abbildung 42: Entwicklung der Kosten beim zusätzlichen Einsatz eines Steamblocks zur Versorgung der Thermokompressoren (3% der in der Gesamtdampfmenge enthaltenen Energiemenge)

Quelle: [Eigene Daten]

Bei dem gewählten Mengenverhältnis übersteigt der Kostenvorteil aus der Mehrproduktion der Turbine, die zusätzlichen Kosten für den Betrieb des Steamblocks ab einer Druckabsenkung von rund 0,25bar. Im folgenden Diagramm wurde die im Steamblock erzeugte Energiemenge auf 7% erhöht.

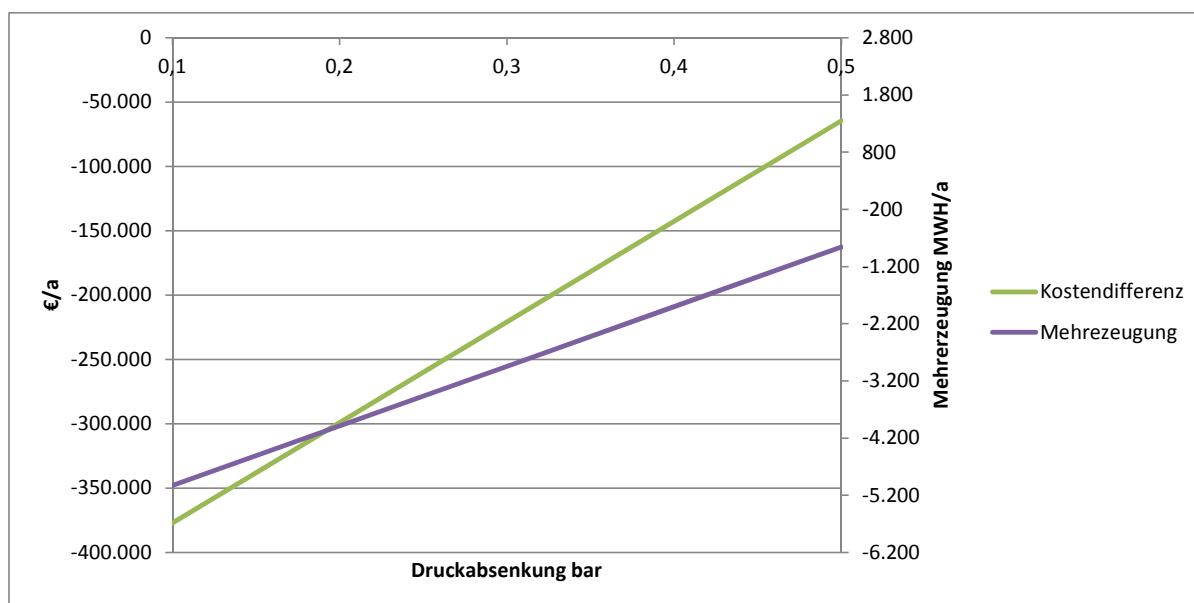


Abbildung 43: Entwicklung der Kosten beim zusätzlichen Einsatz eines Steamblocks zur Versorgung der Thermokompressoren (7% der in der Gesamtdampfmenge enthaltenen Energiemenge)

Quelle: [Eigene Daten]

Im Vergleich mit Abbildung 42 ist deutlich zu erkennen, dass es trotz der Absenkung des Gegendruckes um bis zu 0,5bar zu keiner positiven Kostendifferenz kommt. Dieser Effekt ist auf die deutlich reduzierte Dampfmenge an der Turbine zurückzuführen.

An Standorten der Papierindustrie sind teilweise zusätzliche Dampfkessel zur Verbrennung von Reststoffen (Reject) oder zur Verwertung von Biogas aus der Abwasserbehandlung installiert. Diese Kessel produzieren Dampf auf einem Niveau von 6-9bara. Die durchgeführte Berechnung wird anschließend noch einmal wiederholt, allerdings wird anstatt der Kosten von Erdgas, Brennstoffkosten von 0€/MWh angesetzt. Dieser Ansatz ist aber nur unter speziellen Umständen zulässig, wenn die Anlage bereits besteht und der produzierte Dampf bisher in das ND-Dampfnetz eingespeist wird. Durch die Nutzung des Dampfes als Treibdampf in Thermokompressoren wird der Dampf auf höherem Niveau genutzt, ohne dass im Betrieb höhere Kosten entstehen. Für den Fall, dass eine vergleichbare Anlage neu installiert wird, muss geprüft werden, welche Brennstoffkosten anzusetzen sind. Im Falle von Biogas wird im Allgemeinen der spezifische Erdgaspreis in €/MWh angesetzt, da das Biogas auch im Hauptkessel als Ersatzbrennstoff verwendet werden kann.

Daher wird in folgendem Diagramm davon ausgegangen, dass sich durch diese Optimierungsvariante die Dampfmenge an der Turbine nicht ändert, sondern es wird lediglich der Gegendruck abgesenkt. Es werden 1,5% der Gesamtdampfmenge von einem Biomasse-, Biogas- oder Rejectkessel erzeugt.

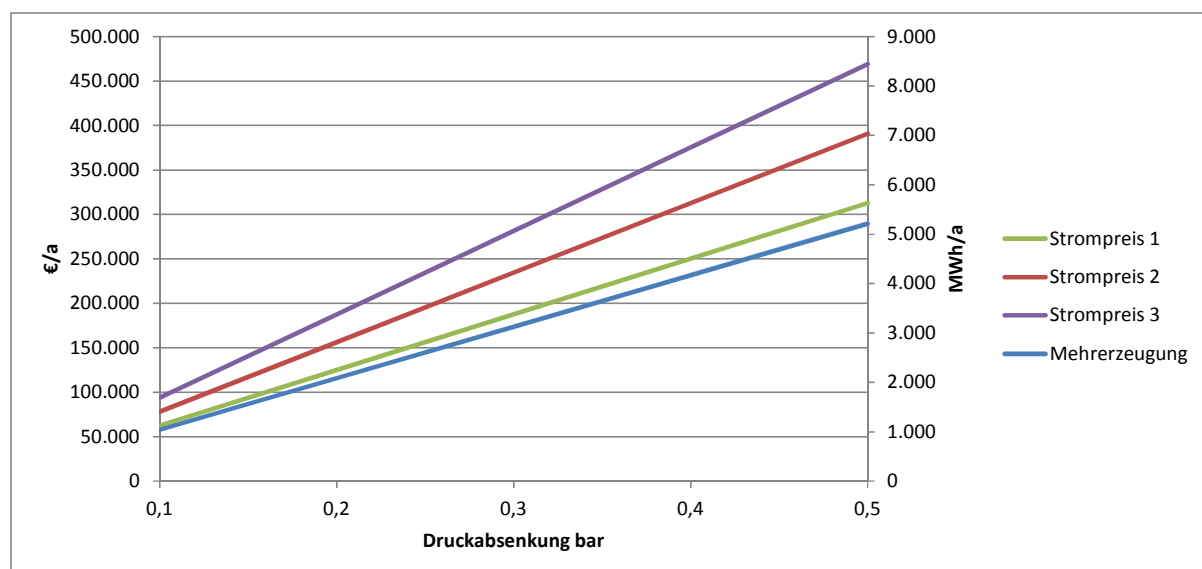


Abbildung 44: Mehrerzeugung und Kostenentwicklung einer Turbine mit 10.000kW_{el} in Abhängigkeit der Gegendruckabsenkung ohne Änderung der Dampfmenge der Turbine

Quelle: [Eigene Daten]

Die Mehrerzeugung beträgt in Abhängigkeit der Gegendruckabsenkung zwischen 1.100 und 5.200MWh/a. Die Kosteneinsparung beträgt dabei je nach angesetzten Strompreis zwischen 55.000 und 450.000€. Der Brennstoffeinsatz sowie die CO₂ Emission des Standortes bleiben unverändert. Durch die gesteigerte Ausnutzung des Dampfes sinkt der Strombezug aus dem Netz und somit die CO₂ Emission des Energieversorgers.

Als Variante dieses Beispiels wird in folgender Berechnung davon ausgegangen, dass der zusätzliche Kessel (Biomasse-, Biogas- oder Rejectkessel) neu installiert wird und sich daher die Dampfmenge an der Turbine ändert.

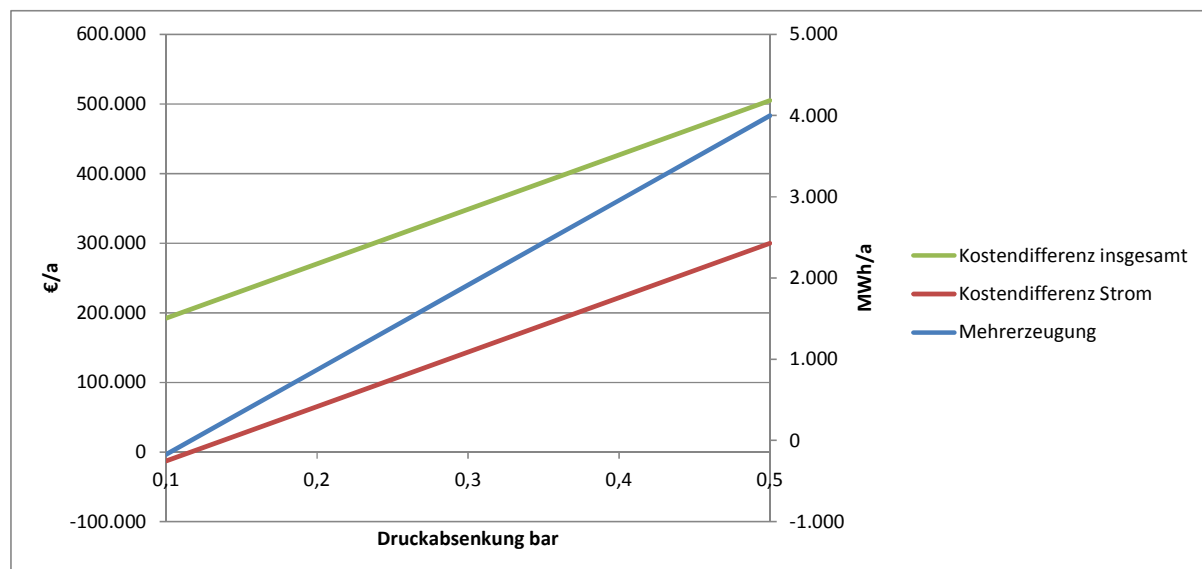


Abbildung 45: Mehrerzeugung und Kostenentwicklung (Energiepreisszenario 2) einer Turbine mit 10.000kW_{el}, in Abhängigkeit der Gegendruckabsenkung mit Reduktion der Dampfmenge der Turbine

Quelle: [Eigene Daten]

Die Mehrerzeugung liegt durch die reduzierte Dampfmenge unter den Werten von Abbildung 44, je nach Druckabsenkung beträgt die Mehrerzeugung bei einer Druckabsenkung von 0,2 bis 0,5 bar zwischen 870 und 4.000MWh/a. Durch die gesteigerte Stromproduktion beträgt die Einsparung in diesem Bereich zwischen 65.000 und 300.000€ pro Jahr. Zusätzlich entsteht durch den Ersatz von Erdgas mit Energie aus dem Biomasse-, Biogas- oder Rejectkessel eine Einsparung von 200.000€/a. In Summe beträgt die Einsparung daher zwischen 265.000 und 500.000€/a.

Durch den Ersatz von Erdgas mit Biogas sinkt die CO₂ Emission des Standortes um 1.580t bei einem mit Erdgas versorgten Standort. Bei einem Standort mit CEPI Energiemix beträgt die CO₂ Einsparung 800t/a.

Die Kosten für die Umsetzung dieser kompletten Maßnahme (Biomasse-, Biogas- oder Rejectkessel und Gegendruckabsenkung) werden mit 1.000.000 bis 3.000.000€ abgeschätzt. Aufgrund der hohen erzielbaren Einsparungen können unter günstigen Voraussetzungen statische Amortisationszeiten in der Größenordnung von 3-5 Jahren erreicht werden.

3.3.3.3 Wirtschaftlichkeit Betrachtung Standort 1

In der Simulation von Standort 1 (3.2.3.1.5 Gleitende Gegendruckabsenkung von 0,1 bis 0,5 bar) wurde ein vergleichbares Optimierungspotential identifiziert.

Laut den konkreten Simulationsergebnissen kann eine elektrische Mehrerzeugung von rund 589MWh/a erzielt werden. In Abhängigkeit des angesetzten Energiepreises errechnet sich eine mögliche Einsparung von 35.000-53.000€/a.

An diesem Standort war bereits früher eine dynamische Gegendruckabsenkung in Betrieb, aufgrund einer Betriebsänderung wird das System nicht mehr genutzt. Aus diesem Grund sind die regelungstechnischen Einrichtungen vorhanden. Daher ist es möglich, das System mit relativ geringem Aufwand zu implementieren. Die notwendigen Investitionen sind die Installation eines Thermokompressors an der betreffenden Trockengruppe, sowie eine Dampfleitung vom Biogaskessel zum Thermokompressor. Außerdem wurden noch Kosten für die Anpassung der Regelung veranschlagt. Die notwendigen Investitionskosten sind in folgender Tabelle dargestellt.

Tabelle 7: Investitionskosten Standort 1

Investitionskosten			
Rohrleitung DN100	300m	75.000	€
Thermokompressor		30.000	€
Anpassung Regelung		20.000	€
Summe		125.000	€

In Summe ergeben sich Investitionskosten von 125.000€, je nach angesetzten Energiepreis errechnet sich eine Amortisationszeit von 2,4 bis 3,5 Jahren.

3.3.3.4 Kombination aus Gegendruckabsenkung und Einsatz eines BHKWs

Eine weitere Variante stellt die zusätzliche Dampfversorgung mittels BHKW dar, in diesem Fallbeispiel werden die Berechnungen mit Brennstoffkosten von Erdgas durchgeführt.

In folgender Tabelle sind die Grundlegenden Daten des BHKW angeführt. In den durchgeführten Berechnungen wurden der Energieeigenbedarf des BHKWs, sowie die Wartungskosten berücksichtigt.

Tabelle 8: Daten BHKW

BHKW		
Brennstoffeinsatz	6.500	kW
Brennstoffmenge	54.600	MWh/a
Elektrische Leistung	2.400	kW
Wärmeleistung AHK	1.520	kg/h 10,6bara
	980	kW

Es wird davon ausgegangen, dass die 1,5t Dampf pro Stunde in Thermokompressoren verwendet werden. Durch diese Maßnahme ist es möglich, den Druck im Dampfnetz zu senken, und somit auch den Gegendruck zu reduzieren.

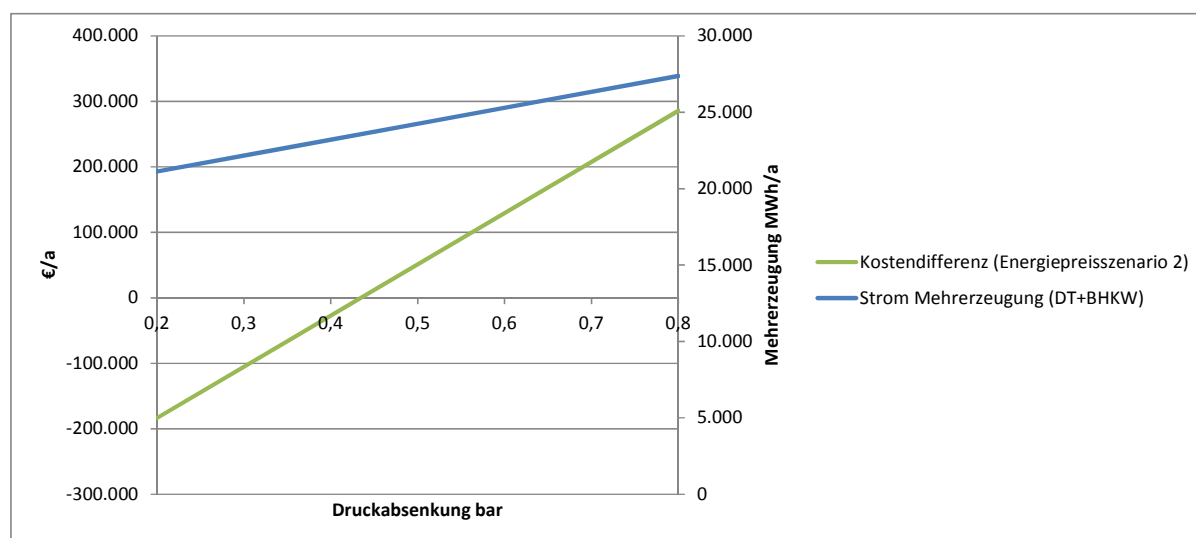


Abbildung 46: Kostenentwicklung und Stromproduktion bei einer Kombination aus BHKW und Gegendruckreduktion der Turbine

Quelle: [Eigene Daten]

Durch die zusätzlichen Brennstoffkosten des BHKWs ergibt sich erst bei einer Gegendruckreduktion von über 0,45bar eine positive Kostendifferenz. Bei einer Druckreduktion um 0,8bar beträgt die jährliche Einsparung etwa 280.000€. Eine Druckreduktion in dieser Größenordnung ist aber nur in den seltensten Fällen möglich. Das BHKW verursacht CO₂ Emission in der Höhe von 10.900t/a. Durch die Reduktion der Dampfmenge sinkt die CO₂ Menge im Hauptkessel, bei Einsatz von Erdgas, um 2.100t/a (CEPI Mix 1.080t/a). Die CO₂ Emission des Standortes steigt in Summe daher um 8.800t/a (CEPI Mix 9.820t/a).

Außerdem errechnet sich durch die hohen Investitionskosten für das BHKW von rund 3.000.000€ eine Amortisationszeit von fast 11 Jahren.

3.3.3.5 Druckerhöhung mit einem Elektrodampferzeuger

Eine weitere Möglichkeit den Druck punktuell zu erhöhen besteht darin, vor allem sehr kleine Verbraucher mit einem elektrischen Dampferzeuger zu versorgen.

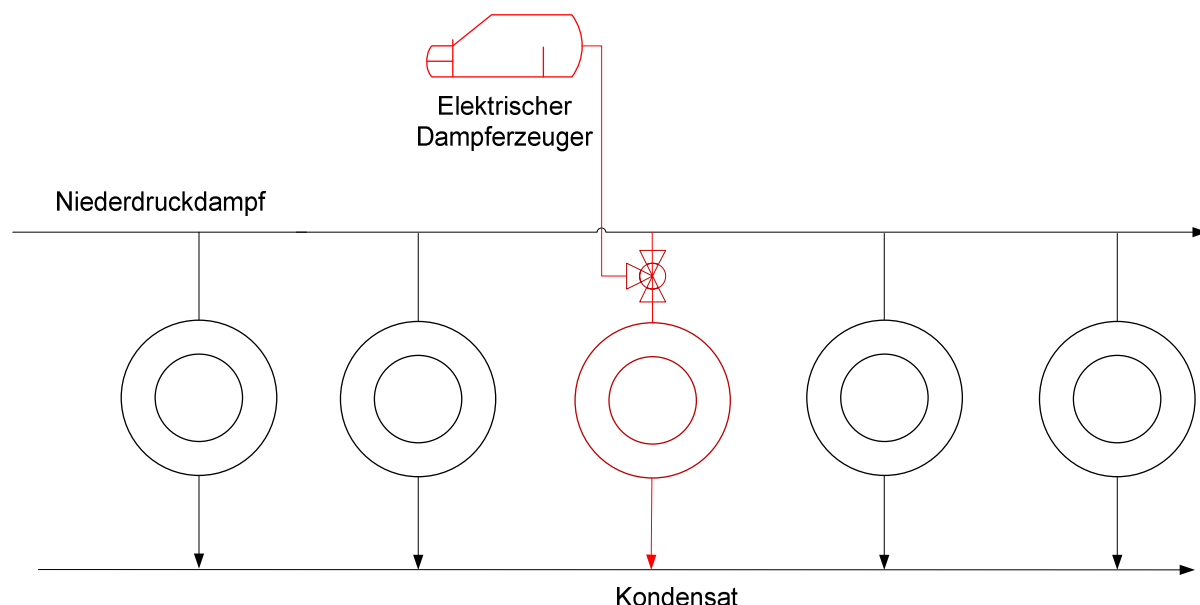


Abbildung 47: Druckerhöhung mit Elektro-Dampf Erzeuger

Quelle: [Eigene Daten]

Auch bei dieser Variante besteht prinzipiell die Möglichkeit, die Versorgung mit oder ohne Thermokompressoren zu realisieren. Aber wie schon zuvor ist die Umsetzung mit Thermokompressoren aus Gründen der Betriebssicherheit zu bevorzugen.

Der Einsatz dieses Systems ist nur bei Anlagen vorstellbar, bei dem der Dampfverbrauch des kritischen Verbrauchers äußerst gering ist. Daher wurde für die Berechnung des Beispiels von einem Dampfbedarf von insgesamt 60t/h ausgegangen. Der Dampfdruck beträgt dabei 3,5bara. Der kritische Verbraucher hat einen Dampfbedarf von lediglich 0,6t/h bei 3,5bara, die anderen Verbraucher benötigen maximal 2,9bara. Durch den Einbau eines Thermokompressors kann der Druck im Dampfnetz um 0,6bara gesenkt werden. Die Stromproduktion steigt von 9.070kW auf 9.445kW. Bei 8.500h/a berechnet sich eine Mehrproduktion von 3.188MWh/a. Die Dampfmenge im Hauptdampfnetz sinkt von 60t/h auf 59,8t/h, dadurch sinkt auch der Brennstoffeinsatz im Hochdruckkessel um 1.380MWh_{th}. Dafür werden 1.160MWh_{el} für die Produktion von 0,2t/h Treibdampf im elektrischen Dampferzeuger aufgewendet. Die CO₂ Emission des Standortes sinkt bei einer Erdgasfeuerung um 275t/a und um 140t/a unter der Annahme des CEPI Energiemix.

Folgendes Diagramm zeigt die Mehrerzeugung einer Turbine mit einer Leistung von 5.000kW_{el} in Abhängigkeit der Druckabsenkung.

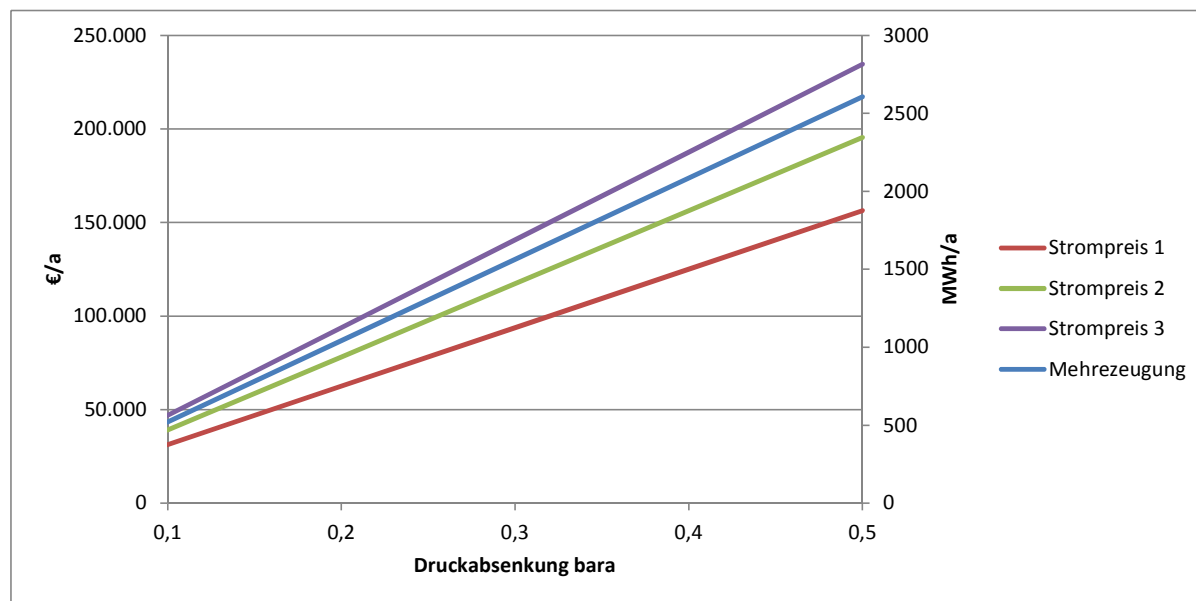


Abbildung 48: Strom Mehrerzeugung und Kostenvorteil einer Turbine mit 5.000kW_{el} in Abhängigkeit der Druckabsenkung.

Quelle: [Eigene Daten]

Die Mehrproduktion schwankt je nach Druckabsenkung zwischen 500 und 2.600MWh/a, daraus entsteht ein Kostenvorteil, je nach angesetzten Energiepreisszenario zwischen 47.000 und 235.000€/a.

Folgendes Diagramm bezieht zusätzlich die Kosten für den Betrieb des elektrischen Dampferzeugers ein. Es wurde angenommen, dass rund 0,7% der Gesamtdampfmenge im elektrischen Dampferzeuger, für den Einsatz im Thermokompressor produziert werden.

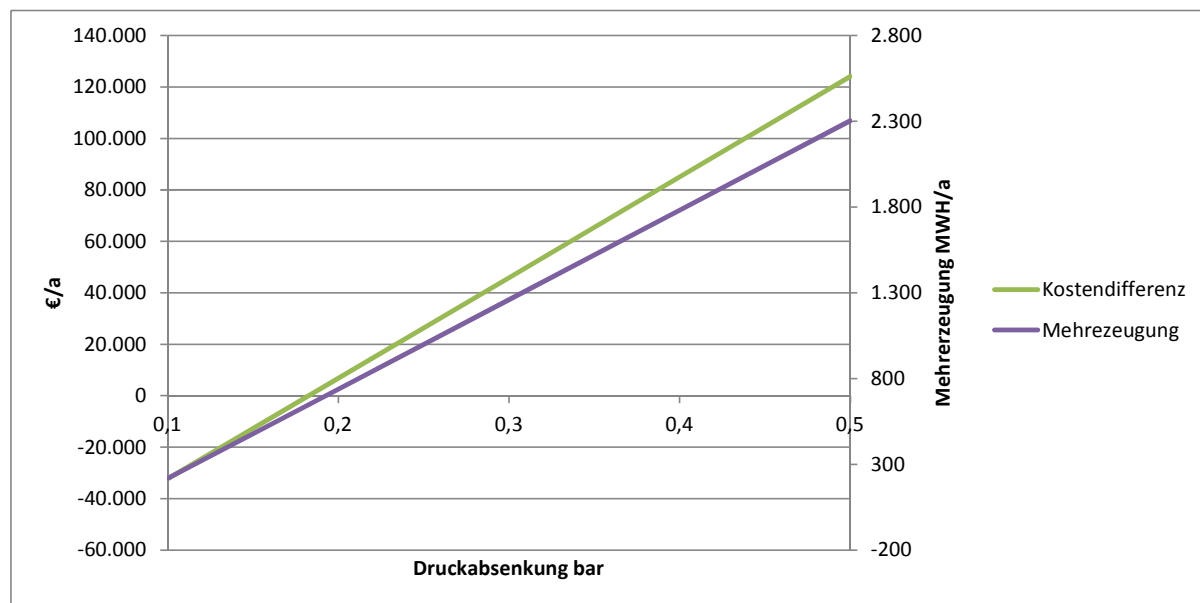


Abbildung 49: Entwicklung der Kosten und der Turbinenleistung bei einer Druckabsenkung zwischen 0,1 und 0,5bar, bei Versorgung der Thermokompressoren mit einem elektrischen Dampferzeuger

Quelle: [Eigene Daten]

Die Energiekosten für den Betrieb des elektrischen Dampferzeuger betragen unabhängig von der Druckabsenkung rund 110.000€, der Kostenvorteil für die Mehrproduktion beträgt zwischen 16.000€ und 172.000€. Bis zu einer Druckabsenkung von etwa 0,18bar ergibt sich eine negative Gesamtbilanz, bei einer höheren Druckabsenkung entsteht ein Kostenvorteil von bis zu 125.000€.

Aufgrund der extremen Mengenverhältnisse dürfte es in der Praxis schwierig sein einen wirtschaftlich sinnvollen Anwendungsfall für diese Optimierungsvariante zu finden.

3.3.3.6 Einsatz eines Dampfspeichers

Es wurde untersucht ob durch den Einsatz eines Dampfspeichers der anfallende Überschusdampf aus dezentralen Dampferzeugern gepuffert werden kann, um diesen Dampf im Bedarfsfall kurzfristig zur Verfügung zu stellen.

Aufgrund der vergleichsweise geringen Kapazitäten von Dampfspeichern bei niedrigen Druckdifferenzen zwischen eingespeicherter und entnommener Dampfmenge, ist ein wirtschaftlicher Einsatz nicht möglich. Aus diesem Grund wird keine weitere Berechnung durchgeführt. [Beckmann 1984]

3.3.4 Zusammenfassung der Optimierungsvarianten

Die Größe der Erzeugungsstandorte ist sehr unterschiedlich, außerdem unterscheidet sich ebenso die Struktur der Energieversorgung. Daher wurde versucht, unterschiedliche Optimierungsvarianten zu entwickeln, um möglichst unterschiedliche Szenarien abdecken zu können. Die Reduktion der Verluste des Dampfnetzes kann in jeder Anlage durchgeführt werden. Kriterien stellen dabei die erzielbaren Einsparungen, sowie die Investitionskosten dar. Die dynamische Gegendruckabsenkung ist sowohl für kleinere, als auch für größere Standorte einsetzbar. Mit der Anzahl der einzubeziehenden kritischen Verbraucher steigt die Komplexität der Regelung stark an. Gleichzeitig reduziert sich damit unter Umständen auch der Zeitraum für die Gegendruckabsenkung und damit auch die Einsparung bzw. die Mehrproduktion. Die dynamische Gegendruckabsenkung ist die Maßnahme, die sich am universellsten einsetzen, und in Abhängigkeit von den Einsparungen bei günstigen Bedingungen attraktive Amortisationszeiten erwarten lässt. Ein weiterer Vorteil dieser Variante ist, dass die vorzunehmenden Änderungen, bis auf Messeinrichtungen, ausschließlich die Energieversorgung betreffen, und nicht in die Produktion eingegriffen wird. Bei der punktuellen Druckerhöhung mit Thermokompressoren aus dem Hauptdampfnetz muss abgewogen werden, ob die Einsparung durch gesteigerte Stromproduktion die reduzierte Dampfmenge an der Turbine soweit kompensiert, dass eine entsprechende Einsparung erreicht wird.

Die Maßnahme zur punktuellen Druckerhöhung mit eigenen Dampferzeugern ist besonders interessant, wenn an einem Standort im Verhältnis kleine Dampferzeuger für die Biogasverwertung oder Rejectverbrennung existieren oder installiert werden sollen. Bei solchen Investitionsprojekten kann die Absenkung des Gegendruckes einen zusätzlichen Nutzen bedeuten, der den Ausschlag über die Investition geben kann.

3.4 Marktpotentialabschätzung für die österreichische und europäische Papierindustrie und weitere Industriebranchen

Es soll erhoben werden, an wie vielen österreichischen bzw. europäischen Standorten eine Analyse zur Absenkung des Gegendruckes durchgeführt werden kann. Die Grundlage für die Erhebung stellt die Anzahl von Papierfabriken in Österreich und Europa dar. Aus Erfahrungswerten wird abgeleitet, bei welchem Anteil der Standorte eine Untersuchung durchgeführt werden kann.

Die erste Grundvoraussetzung für die Durchführung der Untersuchung ist das Vorhandensein einer Dampfturbine in der Stromversorgung. Außerdem muss vor Projektstart überprüft werden, ob die erforderlichen Daten der Energieversorgung und des Produktionsprozess vorhanden sind, und ob zusätzlich notwendige Daten mit wirtschaftlich vertretbarem Aufwand zu erheben sind.

3.4.1 Marktpotenzial Österreichische Papierindustrie

In Österreich wird an 26 Standorten Papier bzw. Zellstoff produziert. An 16 dieser Standorte werden eine oder mehrere Dampfturbinen zur Stromproduktion eingesetzt. Theoretisch kann eine Untersuchung zur Gegendruckabsenkung an diesen 16 österreichischen Standorten durchgeführt werden.

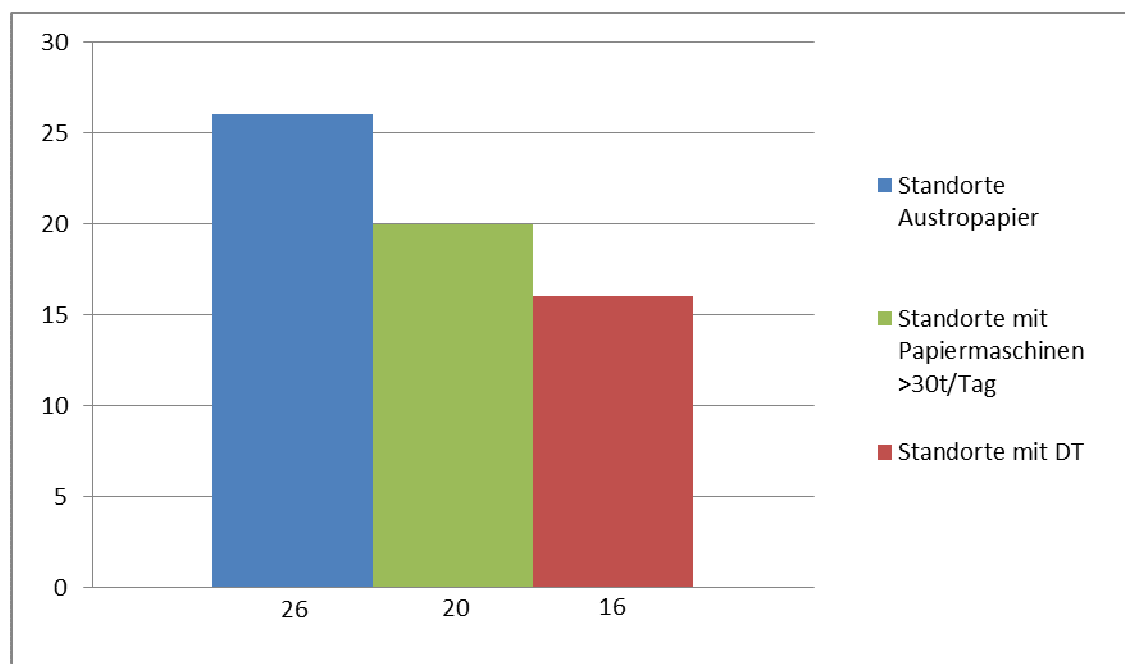


Abbildung 50: Standorte der Austropapier

Quelle: [Eigene Daten und Austropapier]

Die Durchführung einer Analyse zur Absenkung des Gegendrucks kann nur bei Standorten ab einer gewissen Größe durchgeführt werden. Diese Untergrenze kommt allerdings nicht zum Tragen, weil sehr kleine Standorte über keine eigene Stromversorgung verfügen, und daher für diese Optimierung von vornherein nicht in Frage kommen.

Eine wichtige Voraussetzung für eine zielführende Untersuchung ist aber das Vorhandensein eines detailliert aufgebauten Prozessleitsystems und eine hohe und genaue Datenverfügbarkeit der Energieversorgung und des Produktionsprozesses. Im Falle, dass diese Instrumente zur Datenverfolgung und Überprüfung nicht zur Verfügung stehen, steigen der Aufwand und die Kosten für die Analyse. Die österreichische Papierindustrie beschäftigt sich mit dem Thema Energieeffizienz schon seit langem und ist daher energetisch bereits hoch optimiert. Für diesen hohen Grad von Effizienz ist die Verfügbarkeit von genauem Datenmaterial essentiell, aus diesem Grund kann die Untersuchung an den meisten österreichischen Standorten der Papierindustrie relativ rasch und zielführend durchgeführt werden. Aus diesem Grund wird deutlich, dass die Optimierung des Gegendruckes im Idealfall erst nach der Durchführung von anderen Optimierungsmaßnahmen durchgeführt werden sollte. Aufgrund des hohen Optimierungsgrad der österreichischen Papierindustrie ist die zu erwartende Einsparung aber gering.

Die Untersuchung und Simulation der am Projekt beteiligten Standorte hat gezeigt, dass an 2 von 3 Standorten theoretisches Potential für eine, zumindest zeitlich eingeschränkte, Gegendruckabsenkung besteht. Aus dieser Aussage lässt sich einerseits nicht ableiten, dass sich diese Projekte technisch oder wirtschaftlich tatsächlich umsetzen lassen, andererseits scheint eine Untersuchung auf Potentiale zur Gegendruckabsenkung trotzdem sinnvoll.

3.4.2 Marktpotenzial in Europa

In Europa sind insgesamt 1.500 Papiermaschinen mit einer Produktionsmenge von mehr als 30t Papier pro Tag in Betrieb. Laut Statistik der CEPI (Confederation of European Paper Industries) waren im Jahr 2010 rund 800 Papier produzierende Standorte in Europa aktiv.

Number of Paper & Board Mills and Paper & Board Production in CEPI 1991-2010

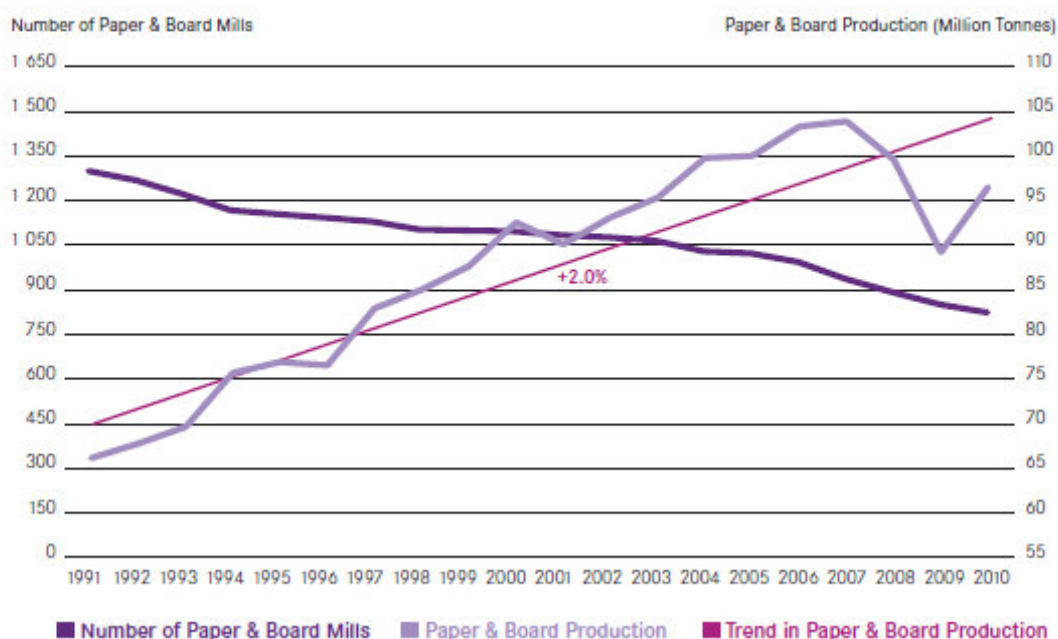


Abbildung 51: Papierproduzierende Standorte in Europa

Quelle: [CEPI Key Statistics 2010]

Für die österreichische Papierindustrie wurde erhoben, dass größere Standorte im Durchschnitt 1,9 Papiermaschinen mit einer Produktionsmenge von mehr als 30t pro Tag installiert haben. Daraus wurde abgeleitet, dass es in Europa rund 790 Papierproduzierende Standorte gibt, diese Anzahl stimmt mit der Anzahl der Standorte aus der CEPI Statistik überein. Daraus wurde geschlossen, dass die Struktur der europäischen Papierindustrie der österreichischen Papierindustrie entspricht. In der österreichischen Papierindustrie beträgt der Anteil an Standorten mit einer Produktionsmenge von mehr als 30t die eine Dampfturbine einsetzen 92%. Wird der Europäischen Industrie wieder die Struktur der österreichischen Papierindustrie zu Grunde gelegt, beträgt die Anzahl von Standorten mit Dampfturbinen in Europa 730.

Im Rahmen von allgemeinen Energieoptimierungen hat der Antragsteller bereits Papierfabriken in vielen europäischen Ländern besucht und analysiert. Der Optimierungsgrad der Papierfabriken ist erfahrungsgemäß sehr unterschiedlich. Wie bereits beschrieben ist der Aufwand für die Optimierung des Gegendrucks abhängig vom

Optimierungsgrad der Papierfabrik. Da es kein vergleichbares länderbezogenes Datenmaterial über Optimierungsgrad von Papierfabriken gibt, wird der Anteil der Papierfabriken in denen eine Untersuchung auf Reduktion des Gegendrucks zielführend mit vergleichsweise geringem Aufwand durchgeführt werden kann, nur geschätzt werden.

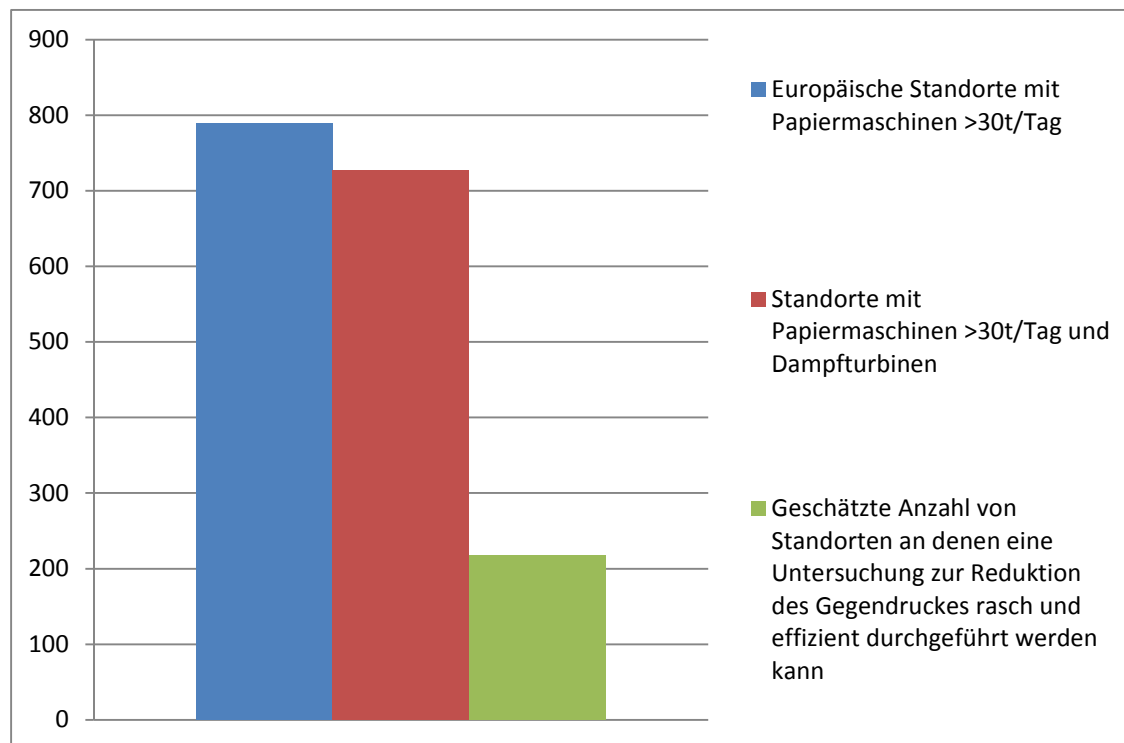


Abbildung 52: Vergleich der Anzahl der europäischen Standorte an denen die Untersuchung rasch und effizient bzw. mit höheren Aufwand durchgeführt werden kann

Quelle: [CEPI Key Statistics 2010 und Eigene Daten]

Es wird abgeschätzt, dass an einem Drittel der europäischen Standorte die technischen Voraussetzungen bestehen eine Untersuchung zur Reduktion des Gegendruckes rasch und effizient durchzuführen. Bei den restlichen 500 Standorten wird einerseits der Aufwand für die Analyse, aufgrund von fehlenden Datenaufzeichnungs- und Messgeräten höher eingeschätzt, andererseits ist das Potential für das Identifizieren von Einsparungen aufgrund von bisher nicht gesetzten Energieeffizienzmaßnahmen höher. Generell wird die Energieeffizienz innerhalb der österreichischen Papierindustrie höher eingeschätzt, als bei vergleichbaren Standorte der europäischen Papierindustrie. Daher ist das Potential bei den europäischen Standorten höher als bei den österreichischen Papierfabriken. Da die Optimierung von einer hohen Anzahl von Einflussfaktoren abhängig ist, stellt sich die Prognose sowie eine Hochrechnung der zu erwartenden Einsparungen schwierig dar. Es wird abgeschätzt, dass das durchschnittliche Potential zur Strommehrproduktion bei 100-200kW je Standort liegt. Hochgerechnet auf alle europäischen Standorte mit

Papiermaschinen mit einer Tagesleistung von >30t/Tag beträgt das Optimierungspotential zwischen 72 und 144MW.

3.4.3 Anwendung der Systematik und Abschätzung des Marktpotentials für die Untersuchung in anderen Industriebranchen

Da die Papierindustrie wie kaum ein anderer Industriezweig hervorragende Voraussetzungen für den Einsatz von Kraft Wärme Kopplung (KWK) bietet, wurde dieser Industriezweig als hauptsächliche Zielgruppe für dieses Forschungsprojekt ausgewählt. Der hohe Wärmebedarf, fast saisonunabhängig, zeigt kaum Unterschiede zwischen Sommer und Winter (unabhängig von der Heizperiode), eine hohe Anzahl von Betriebsstunden pro Jahr, und somit beste Auslastung und Betriebsvoraussetzungen für eine KWK Anlage. [Smole 2005]

Die Ergebnisse dieses Forschungsprojektes können aber auch in anderen energieintensiven Branchen eingesetzt werden, in denen Kraft-Wärme-Kopplung mit Dampfturbinen zum Einsatz kommt. Auf Grund der Energieversorgungsstruktur kommen dabei vor allem die chemische Industrie, sowie auch die Lebensmittelindustrie, und dabei insbesondere die Zucker- und Stärkeproduktion in Frage.

Die großen Standorte dieser Branchen verfügen über ähnliche Energieversorgungsanlagen mit KWK wie die Papierindustrie. Als Beispiel ist in folgender Abbildung der Energieverbrauch der europäischen chemischen Industrie abgebildet.

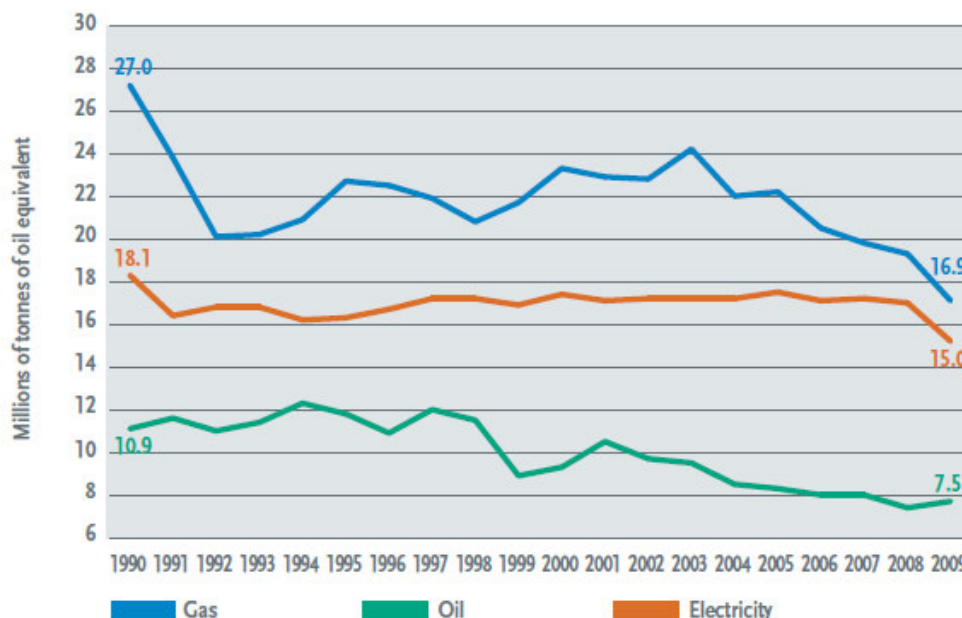


Abbildung 53: Energieverbrauch der chemischen Industrie in Europa

Quelle: [CEFIC Energy Report]

Auch wenn sich die Dampfverbraucher in der chemischen Industrie oder in der Lebensmittelindustrie deutlich von den Verbrauchern der Papierindustrie unterscheiden, sind

die Systematik und die Herangehensweise für die Optimierung ähnlich. Die entwickelten Maßnahmenpakete, wie die dynamische Absenkung des Gegendruckes oder die punktuelle Anhebung des Druckes durch Thermokompressoren, sind für andere Dampfverbraucher genauso anwendbar wie in der Papierindustrie.

Aufgrund des Energieverbrauchs und der Energieversorgungsanlagen kann davon ausgegangen werden, dass Optimierungspotential besteht. Der Antragsteller verfügt in diesen Industriebranchen über deutlich weniger Erfahrungen und Referenzen als in der Papierindustrie, wird zukünftig aber aktiv werden, diese neue Form der Effizienzsteigerung in der chemischen und in der Lebensmittelindustrie anzubieten.

Andere Industriebranchen mit geringerer Jahresauslastung und kleinerer Energieversorgungsanlagen sind für die vorgestellten Optimierungsformen aufgrund der Versorgungsstruktur im Allgemeinen nicht geeignet.

4 Ergebnisse und Schlussfolgerungen

Das Ziel dieses Projektes bestand darin, einen systematischen Ansatz zur Senkung des Gegendrucks und zur Steigerung der Stromausbeute zu entwickeln.

Aus den Erfahrungen die im Rahmen des Forschungsprojektes gesammelt wurden, konnte der folgende Ansatz entwickelt werden.

Als erster Schritt des Optimierungsprojektes steht immer eine detaillierte Datenerhebung. Dabei werden die folgenden Parameter der Energieerzeugung erhoben:

- Brennstoffmenge und zeitlicher Verlauf
- HD Dampf: Menge, Temperatur, Druck und zeitlicher Verlauf dieser Parameter
- MD Dampf: Erzeugung der MD Dampfes, Menge, Temperatur, Druck und zeitlicher Verlauf dieser Parameter
- Ermittlung der Parameter der Dampfturbine: Laufverhalten, Regelung, Leistung, Menge und Temperatur des Entnahme- und Gegendruckes
- Erhebung des Verbrauches der unterschiedlichen Dampfabnehmer

Als nächstes werden parallel zwei Arbeitsschritte ausgeführt. Auf der Basis der erhobenen Daten werden die Druckverluste im Dampfnetz erhoben und berechnet, und, sofern Potential besteht, Maßnahmen zur Optimierung der Verluste entwickelt. Parallel dazu werden die Sollwerte der Energieproduktion mit den tatsächlich vorherrschenden Parametern verglichen, um Werte für Sicherheitsaufschläge oder für Abstimmungsprobleme zwischen Energieversorgung und Produktionsprozess zu ermitteln. Anschließend wird erhoben, ob es für verschiedene Produkte unterschiedliche Anforderungen gibt. Bei der Durchführung dieses Arbeitsschrittes ist es in Abhängigkeit bereits vorhandener Daten oder Vorarbeiten des Standortes notwendig, Berechnungen oder Simulationen der Dampfverbraucher durchzuführen.

Aus den Ergebnissen werden in Zusammenarbeit mit dem Standort die tatsächlich notwendigen Parameter festgelegt, und sofern notwendig werden die Parameter für unterschiedliche Produkte getrennt festgelegt.

Im Rahmen der Arbeiten am Projekt hat sich gezeigt, dass mit den verfügbaren Simulationsmodellen der relevanten Anlagenteile (Dampfturbinen, Thermokompressoren, Rohrleitungen etc.) eine hinreichend genaue Abbildung der jeweiligen Verhältnisse möglich ist. Somit können kritische Anlagenteile und Betriebsweisen im Dampfsystem schnell und sicher identifiziert werden. Hierbei werden auch typische Problembereiche der thermischen Energietechnik in die Untersuchungen mit einbezogen (z. B. thermodynamisch ungünstige Wärmeverschiebungen, Dimensionierung von Economizer-Heizflächen etc.).

Bei entsprechendem Optimierungspotential können an dieser Stelle bereits Einsparungen durch eine optimierte und abgestimmte Betriebsweise lukriert werden.

Als Nächstes werden die kritischen Verbraucher identifiziert. Diese Dampfabnehmer zeichnen sich in der Anlage dadurch aus, dass sie die höchsten Anforderungen bezüglich des Dampfdrucks aufweisen. Aus diesem Grund sind diese Abnehmer maßgeblich für die Festlegung des Gegendrucks der Dampfturbine.

Auf Basis der in diesem Projekt entwickelten und betrachteten Maßnahmenpakete werden unter Berücksichtigung der Ergebnisse der vorhergehenden Arbeitsschritte Möglichkeiten untersucht, die kritischen Verbraucher durch punktuelle Druckerhöhung zu versorgen. Sofern weiteres Potential besteht, wird parallel dazu ein Regelungskonzept entworfen, das durch eine flexible Regelung des Gegendruckes eine dynamische Betriebsweise ermöglicht. Um ein optimales Ergebnis zu erreichen, werden als Abschluss des Optimierungsprozesses die identifizierten Maßnahmen verglichen und kombiniert. Anschließend werden die Rückwirkungen auf die Energieerzeugung berechnet und bewertet.

Nach der erfolgten technischen Optimierung werden die Investitionskosten für die Umsetzung des Projektes erhoben. Die erzielte Einsparung wird unter Berücksichtigung der Energieversorgungskette wirtschaftlich dargestellt und bewertet.

Das folgende Flussdiagramm stellt den Optimierungsansatz zusammenfassend dar. Durch den entworfenen Ansatz und durch die entwickelten Maßnahmenpakete besteht nun die Möglichkeit die im Rahmen eines Optimierungsprozesses notwendigen Arbeitsschritte zielführend abzuarbeiten. Die Herangehensweise lässt eine strukturierte Optimierung von Dampfnetzen, Verbrauchern und Energieversorgung zu und lässt auf Standorte der Papierindustrie und ebenso auf Betriebe anderer Industriebranchen anwenden.

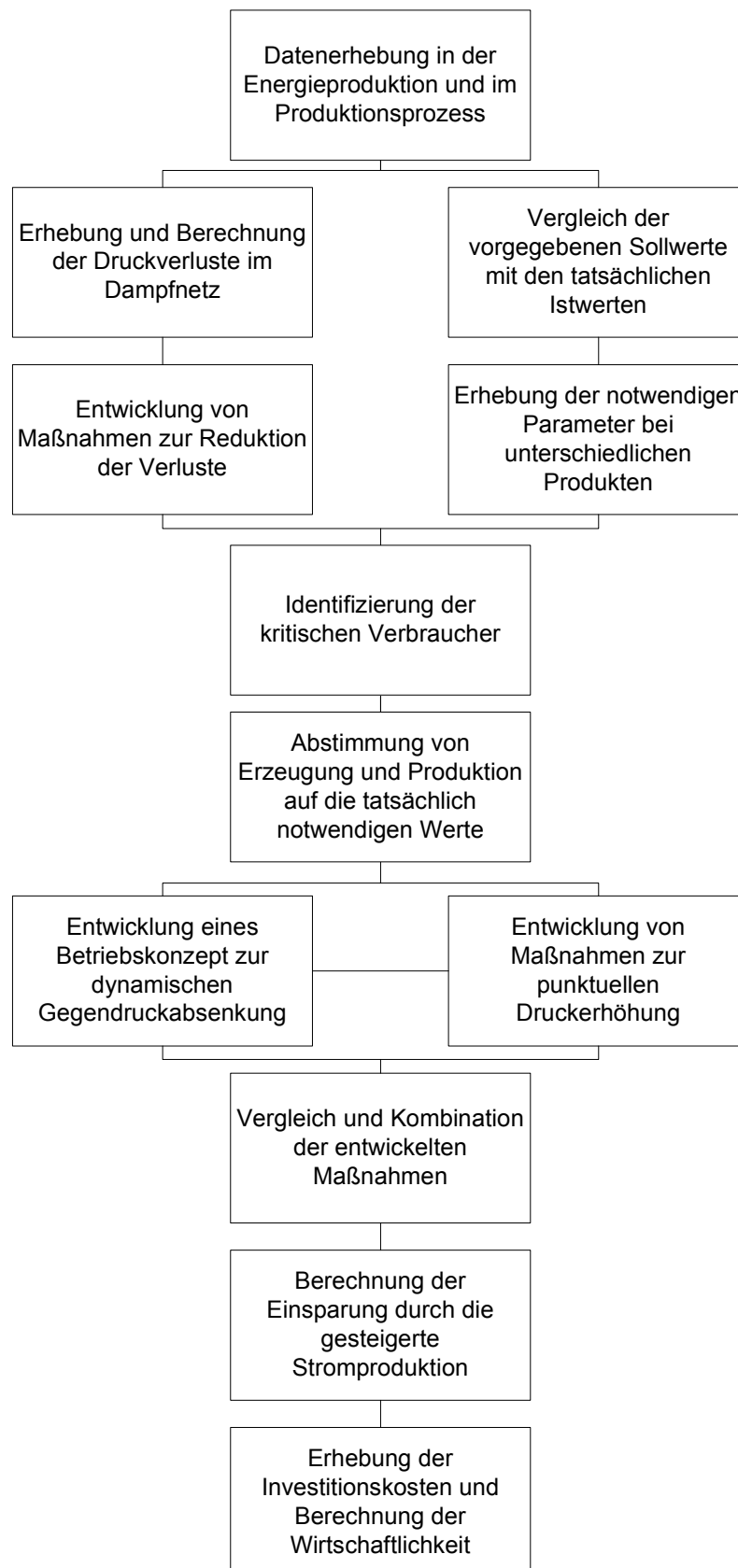


Abbildung 54: Darstellung des Optimierungsprozess

Quelle: [Eigene Daten]

5 Ausblick und Empfehlungen

Die Firma Allplan hat seit dem Jahr 2000 die meisten Standorte der österreichischen Papierindustrie und weitere 15 Standorte im EU-Raum energetisch untersucht und optimiert und verfügt daher über eine große Erfahrung im Bereich der energetischen Optimierung in der Papierindustrie (siehe folgende Tabelle).

Tabelle 9: Energetisch untersuchte Standorte der Papierindustrie

Papierindustrie Referenzen Allplan		
Smurfit Kappa Mengibar Paper	Mengibar	E
Smurfit Kappa Cellulose	Facture	F
Smurfit Kappa Ania Paper	Ponte All Ania	I
Mondi Coating	Zeltweg	A
Smurfit Kappa Birmingham	Birmingham	GB
SCA Packaging Welpa	Margarethen am Moos	A
Drewsen Spezialpapiere	Lachendorf	D
Smurfit Kappa	Sturovo	SK
Smurfit Kappa	Nettingsdorf	A
UPM Kymmene	Nordland	D
UPM Kymmene	Schongau	D
UPM Kymmene	Schwedt	D
UPM Kymmene	Augsburg	D
Merckens Karton- u. Papierfabrik	Schwertberg	A
Mayr Melnhof Packaging Schilling	Heilbronn	D
Smurfit Kappa	Zülpich	D
Mondi Packaging Frohnleiten	Frohnleiten	A
Papierfabrik Schoeller Hoesch	Gernsbach	D
Mondi Packaging	Monza	I
SCA Hygiene Products	Pernitz/Ortmann	A
MM Packaging Werk Ernst Schausberger	Gunskirchen	A
MM-Karton Hirschwang	Hirschwang	A
Karton Deisswil (MM – Karton)	Deisswil	CH
Tann Papier	Traun	A
Hartmann Papier	Grimmenstein	A
Smurfit Interwell	Haid bei Ansfelden	A
Lenzing Plastics	Lenzing	A
Mayr-Melnhof Packaging	Budapest	H
Mayr-Melnhof Packaging	Wien	A
Mayr-Melnhof Karton	Gernsbach	D
Mayr-Melnhof Karton	Baiersbronn	D
Mayr-Melnhof Eerbeek	Eerbeek	NL
Mondi	Hausmenning/Kematen	A
Salzer Papier	St. Pölten	A
Papierfabrik Wattens	Wattens	A

Papierindustrie Referenzen Allplan		
Feinpapierfabrik Dr. Franz Feuerstein	Traun	A
Kolicevo Karton (MM – Karton)	Kolicevo	SLO
Lenzing	Lenzing	A
UPM Kymmene	Steyrermühl	A
SCA	Laakirchen	A
Zellstoff Pöls	Pöls	A
Papierfabrik Brigl&Bergmeister	Niklasdorf	A
Trierenberg Holding, Paper Mill Olsany	Olsany	CZ
Trierenberg Holding, Paper Mill Tervakoski	Tervakoski	FIN
Mayr-Melnhof Karton	Frohnleiten	A
Papierfabrik Sappi	Gratkorn	A

Durch die Erkenntnisse, die im Rahmen dieses Forschungsprojekt gewonnen wurden, ist es dem Antragsteller möglich, seinem Dienstleistungsportfolio eine weitere Leistung hinzuzufügen. Mit Abschluss dieses Projektes wird die Energieoptimierung um das Modul „Reduktion des Gegendruckes zur Steigerung der Stromausbeute“ erweitert. Zusätzlich wird dieses Modul auch als eigenes Produkt angeboten, um auch an Standorten die bereits eine Energieoptimierung durchgeführt haben oder nur Interesse an diesem Modul haben, die Möglichkeit zu bieten, diesen Teilbereich zu optimieren. Diese Dienstleistung wird in Zusammenarbeit mit dem Projektpartner (FH Joanneum) durchgeführt.

Einzelne Papierfabriken haben sich bereits in den letzten Jahren mit der Einführung eines variablen Gegendruckes zur Erhöhung der Stromausbeute befasst. Die bisherigen Ansätze beschränken sich jedoch lediglich auf wenige unterschiedliche Betriebsweisen, zufolge unterschiedlicher Produktsorten, wobei keine dynamische Anpassung des Dampfdrucks an die tatsächlichen Betriebsparameter durchgeführt wird.

Durch die systematische Optimierung von Dampfnetzen zur Gegendruckabsenkung und der Steigerung der Umwandlungseffizienz wird im Bereich der Energieoptimierung ein neues, bisher noch nicht näher betrachtetes Themenfeld bearbeitet.

Im Rahmen einer Analyse des Marktpotentials wurde erhoben, dass es in Europa momentan über 700 Standorte der Papierindustrie gibt, die als potentielle Kunden dieser neuen Dienstleistung zählen.

Neben den im Rahmen des Forschungsprojekts durchgeführten Aktivitäten zur Dissemination der Ergebnisse, wie die Veröffentlichung von Artikeln in österreichischen und deutschen Fachzeitschriften und Vorträgen in verschiedenen Ländern, sind bereits weitere Aktivitäten geplant, um diese neue Dienstleistung bekannt zu machen. Der Antragsteller unterrichtet jedes Jahr im Rahmen zur Ausbildung zum „Europäischen Energiemanager“ energieverantwortliche Mitarbeiter von größeren Betrieben unterschiedlicher Branchen. Das Thema Gegendruckabsenkung wird zukünftig Bestandteil der Unterrichtseinheiten sein, um es in weiteren Branchen bekannt zu machen. Im Frühling 2012 ist bereits eine Vorstellung

des Projektes beim Verband Deutscher Papierfabriken (VDP) vereinbart. Bei positiver Resonanz hofft der Antragsteller auf erste Aufträge aus der deutschen Papierindustrie. Das Projekt wurde unter anderem bereits auf einer Veranstaltung in Spanien präsentiert. Im Rahmen der Veranstaltung wurde eine Kooperation mit einem spanischen Vertriebspartner vereinbart. Daher wird zukünftig der Schwerpunkt an Aktivitäten neben der Industrie in Österreich und Deutschland vor allem auch in Spanien liegen.

6 Literaturverzeichnis und Abkürzungen

Ahmad 1993

Ahmad S.; Chen Z. et al.: „Appling Pinch Technology using ADVENTTM on an Industrial Refrigeration System“, ASME Cogen-Turbo 1993, IGTI-Vol. 8, p. 85-102

Arbeitsgemeinschaft Branchenenergiekonzept Papier

Vogt M., Blum O., et al „Branchenleitfaden für die Papierindustrie“, 2008

<http://www.branchenenergiekonzepte.de/pdf/Papierindustrie-Leitfaden-Energieeffizienz.pdf>

(05.07.2011)

Austropapier

Mitglieder der Austropapier

<http://www.austropapier.at/index.php?id=23&L> (30.09.2011)

Backhaus 2005

Backhaus K., Erichson B., Plinke W., Weiber R.: „Multivariate Analysemethoden – Eine anwendungsorientierte Einführung“, 11. Auflage, Springer Verlag, Heidelberg, 2005

Baehr 2009

Baehr H. D., Kabelac S.: „Thermodynamik“, 14. Auflage, Springer Verlag, 2009

Beckmann 1984

Beckmann G., Gilli P.V.: „Thermal Energy Storage“, Springer Verlag, Heidelberg, 1984

Confederation of European Paper Industries

Key Statistics 2010

<http://www.cepi.org/content/default.asp?pageid=226> (10.10.2011)

Croll 2011

http://www.croll.com/library/vacuumsystems_foreignbrochure_german.pdf, (7.2.2011)

European Chemical Industry Council

Energy Report

http://www.cefic.org/Global/Facts-and-figures-images/Graphs%202011/FF2011-chapters-PDF/Cefic_FF%20Rapport%202011_5_Energy.pdf (15.10.2011)

Götze 2008

Götze U.: „Investitionsrechnung: Modelle und Analysen zur Beurteilung von Investitionsvorhaben“, 6. Auflage, Springer Verlag, Heidelberg 2008

Jericha 1985

Jericha H.: „Skriptum zur Vorlesung Thermische Turbomaschinen“, TU Graz, September 1985

Kugeler 1993

Kugeler K., Philippen P. W.: „Energietechnik - Technische, ökonomische und ökologische Grundlagen“, 2. Auflage, Springer Verlag, Heidelberg, 1993

Recknagel 2003

Recknagel H., Sprenger E., Schramek E.-R.: „Taschenbuch für Heizung und Klimatechnik“, 71. Auflage, Oldenburg Industrieverlag, München, 2003

SimTech 2010

Benutzerhandbuch IPSEpro

<http://www.simtechnology.com/IPSEpro/english/IPSEpro.php> (15.6.2011)

Smole 2005

Smole E., Theissing M., Melcher R., Stigler H., et al.: "Studie über KWK-Potenziale in Österreich"; Studie im Auftrag von Bundesministerium für Wirtschaft und Arbeit, Industriellenvereinigung, Verband der Elektrizitätsunternehmen Österreichs sowie Wirtschaftskammer Österreich; erstellt durch E-Bridge Consulting GmbH, Technisches Büro Dr. Theissing, Fachhochschule Joanneum Kapfenberg und Technische Universität Graz, 2005

Theißing 2008

Theißing M; Kraußler A., Schloffer M., Theißing-Brauhart I., Tragner M., Wanek M.: „Instationarität von industrieller Abwärme als limitierender Faktor bei der Nutzung und Integration in Wärmeverteil- und Wärmenutzungssystemen“, Projekt im Rahmen der 4. Ausschreibung der Programmlinie Fabrik der Zukunft, 2008

Traupel 2001

Traupel W.: „Thermische Turbomaschinen“; Band 1 u. 2; 4. Auflage, Springer Verlag, Heidelberg 2001

Umweltbundesamt 2007

Böhmer S., Fröhlich M, Köther T., et al Aktualisierung von Emissionsfaktoren als Grundlage für den Anhang des Energieberichtes

VDI-Wärmeatlas 2002

Verein Deutscher Ingenieure: Gesellschaft für Verfahrenstechnik und
Chemieingenieurwesen; „VDI-Wärmeatlas“, 9. überarbeitete und erweiterte Auflage, Springer
Verlag, Heidelberg, 2002

a. Abkürzungen

VTP Vortrockenpartie

PM Papiermaschine

Hiab Hilfsstoffaufbereitung

NTP Nachtrockenpartie

DT Dampfturbine

EM Entwässerungsmaschine

HD Hochdruck

MD Mitteldruck

ND Niederdruck

7 Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1:	Vergleich Herstellerdaten und Betriebsdaten einer Dampfturbine	10
Abbildung 2:	Gegendruckvariation und Einfluss auf die Klemmenleistung	11
Abbildung 3:	Vergleich Betriebs- und Simulationsdaten einer Gegendruck Dampfturbine	12
Abbildung 4:	Referenzkennlinie für den relativen isentropen Wirkungsgrad eines Diffusors in Abhängigkeit der Gesamtdampfmenge	13
Abbildung 5:	Dampfnetzschema 1 am Standort 1	14
Abbildung 6:	Vergleich von Betriebs- und Simulationsdaten der Dampfturbine 2 am Standort 1	16
Abbildung 7:	Dampflieferung des Biogaskessels	17
Abbildung 8:	Häufigkeitsverteilung der Netto-Dampfmenge Biogaskessel	18
Abbildung 9:	Leistungserhöhung der Dampfturbine 2 bei einer Gegendruckabsenkung um 0,1 bar	19
Abbildung 10:	Nettodampfmenge über 1,9 t/h	20
Abbildung 11:	Dampfmengen Biogaskessel netto, aufgeteilt nach möglicher Gegendruckabsenkung	21
Abbildung 12:	Dauerlinie Dampfinput und Output des Sattedampfspeichers	23
Abbildung 13:	Speicherinhalt in Abhängigkeit von Input und Output	24
Abbildung 14:	Dampfnetzschema 1 am Standort 2	26
Abbildung 15:	Vergleich von Betriebs- und Simulationsdaten der Dampfturbine 1	28
Abbildung 16:	Vergleich von Betriebs- und Simulationsdaten der Dampfturbine 2	29
Abbildung 17:	Prozessdaten einer Zylindergruppe in einer Papiermaschine	30
Abbildung 18:	Variierende Entnahmemenge und Gegendruck an Dampfturbine 2	32
Abbildung 19:	Spezifischer Treibdampfmengebedarf eines Thermokompressors in Abhängigkeit der Druckdifferenz	33
Abbildung 20:	Dampfnetzschema 1 am Standort 3	35
Abbildung 21:	Vergleich von Betriebs- und Simulationsdaten der Dampfturbine 4 am Standort 3	37
Abbildung 22:	Variierende Entnahmemenge und Gegendruck an einer Dampfturbine am Standort 3	39
Abbildung 23:	Dampfnetzschema 2 am Standort 3	40
Abbildung 24:	Leistung Dampfturbine 4 vor und nach Gegendruckabsenkung	42
Abbildung 25:	Leistung Dampfturbine 6 vor und nach Gegendruckabsenkung	43
Abbildung 26:	Leistung Dampfturbine 5 vor und nach Gegendruckabsenkung	44

Abbildung 27:	Dampfnetzschema 3 am Standort 3	45
Abbildung 28:	Leistung DT 5 vor und nach Gegendruckabsenkung und Berücksichtigung der EM	46
Abbildung 29:	Energie- und Stromverbrauch der europäischen Papierindustrie.....	49
Abbildung 30:	Brennstoff Mix der europäischen Papierindustrie	50
Abbildung 31:	Reduktion der Verluste durch eine zusätzliche Leitung	51
Abbildung 32:	Jährliche Strom Mehrzeugung und deren Kostenvorteil bei unterschiedlichen Strompreisen bei einer Gegendruckabsenkung von 0,1bar	52
Abbildung 33:	Leistungssteigerung einer Turbine mit P_{el} 1.000kW bei einer Gegendruckabsenkung von 0,1-0,5bar und der daraus entstehende jährliche Kostenvorteil	53
Abbildung 34:	Konventionelle Betriebsweise mit fest eingestelltem Gegendruck	54
Abbildung 35:	Regelkonzept für dynamische Gegendruckabsenkung.....	54
Abbildung 36:	Entwicklung der jährlichen Mehrerzeugung und des Kostenvorteils bei dynamischer Gegendruckabsenkung (3.000h/a) einer 5.000kW Turbine bei einer Druckabsenkung von 0,1-0,5bar.....	55
Abbildung 37:	Entwicklung der jährlichen Mehrerzeugung und des Kostenvorteils bei einer Gegendruckabsenkung von 0,2bar in Abhängigkeit des jährlichen Zeitraums der Drucksenkung	56
Abbildung 38:	Druckerhöhung mit Thermokompressor	57
Abbildung 39:	Entwicklung der Kosten und der jährlichen Stromerzeugung einer Turbine (10.000kW _{el}) im Falle, dass 1,5% der Gesamtdampfmenge in Thermokompressoren verwendet werden	58
Abbildung 40:	Entwicklung der Kosten und der jährlichen Stromerzeugung einer Turbine (10.000kW _{el}) im Falle, dass 5% der Gesamtenergiemenge des Dampfs in Thermokompressoren verwendet werden.....	59
Abbildung 41:	Druckerhöhung mit zusätzlicher Dampferzeugung und Thermokompressor	60
Abbildung 42:	Entwicklung der Kosten beim zusätzlichen Einsatz eines Steamblocks zur Versorgung der Thermokompressoren (3% der in der Gesamtdampfmenge enthaltenen Energiemenge)	62
Abbildung 43:	Entwicklung der Kosten beim zusätzlichen Einsatz eines Steamblocks zur Versorgung der Thermokompressoren (7% der in der Gesamtdampfmenge enthaltenen Energiemenge)	62
Abbildung 44:	Mehrerzeugung und Kostenentwicklung einer Turbine mit 10.000kW _{el} , in Abhängigkeit der Gegendruckabsenkung ohne Änderung der Dampfmenge der Turbine.....	63

Abbildung 45: Mehrerzeugung und Kostenentwicklung (Energiepreisszenario 2) einer Turbine mit 10.000kW _{el} , in Abhängigkeit der Gegendruckabsenkung mit Reduktion der Dampfmenge der Turbine.....	64
Abbildung 46: Kostenentwicklung und Stromproduktion bei einer Kombination aus BHKW und Gegendruckreduktion der Turbine	66
Abbildung 47: Druckerhöhung mit Elektro-Dampf Erzeuger	67
Abbildung 48: Strom Mehrerzeugung und Kostenvorteil einer Turbine mit 5.000kW _{el} in Abhängigkeit der Druckabsenkung.....	68
Abbildung 49: Entwicklung der Kosten und der Turbinenleistung bei einer Druckabsenkung zwischen 0,1 und 0,5bar, bei Versorgung der Thermokompressoren mit einem elektrischen Dampferzeuger	69
Abbildung 50: Standorte der Austropapier	71
Abbildung 51: Papierproduzierende Standorte in Europa.....	73
Abbildung 52: Vergleich der Anzahl der europäischen Standorte an denen die Untersuchung rasch und effizient bzw. mit höheren Aufwand durchgeführt werden kann.....	74
Abbildung 53: Energieverbrauch der chemischen Industrie in Europa	75
Abbildung 54: Darstellung des Optimierungsprozess.....	79

8 Tabellenverzeichnis

Tabelle 1:	Simulationsergebnisse weiterer Gegendruckabsenkung	20
Tabelle 2:	Simulationsergebnisse bei gleitender Gegendruckabsenkung.....	22
Tabelle 3:	Jährliche Mehrerzeugung am Standort 3 bei einer Gegendruckabsenkung von 0,5 bar	44
Tabelle 4:	Jährliche Mehrerzeugung am Standort 3 unter Berücksichtigung der EM bei einer Gegendruckabsenkung von 0,5 bar	47
Tabelle 5:	Energiepreise	49
Tabelle 6:	Rohrleitungsoptimierung	51
Tabelle 7:	Investitionskosten Standort 1	65
Tabelle 8:	Daten BHKW.....	66
Tabelle 9:	Energetisch untersuchte Standorte der Papierindustrie.....	80

9 Anhang

9.1 Komponentenmodelle

Rohrleitung

pipe_zeta

Purpose



Connections

stream: feed
stream: drain

pipe_zeta

Purpose

Model equations

```
# mass balance
f1:      feed.mass=drain.mass;

# heat loss
f2:      feed.mass * feed.h - drain.mass * drain.h = q_loss;

# pressure drop
f3:      feed.p - drain.p = delta_p;

f4:      delta_p = Zeta * 1/v * sqrt(v * feed.mass/d^2* 3.145159/4)* 1/2;

# specific volume
f5:      v = (feed.v + drain.v)/2;

# test conditions
t1:      test(delta_p>=0.0) warning "pressure drop negative";
```

Parameters

d pipe diameter

Variables

delta_p absolut pressure drop
Zeta pressure drop at single internals
q_loss heat loss
v specific volume

9.2 Kennlinientabellen

Dampfturbinen

**Isentroper Wirkungsgrad i.A. des Verhältnisses
Frischdampfmenge zu Auslegungsdampfmenge**

massf/massf0 [---]	f_eta_s [---]
0.22	0.40
0.285	0.41
0.3	0.47
0.394	0.6
0.4	0.61
0.5	0.8
0.571429	0.85
0.6	0.87
0.642857	0.90
0.714286	0.92
0.785714	0.93

massf/massf0 [---]	f_eta_s [---]
0.5	0.8
0.571429	0.85
0.6	0.87
0.642857	0.90
0.714286	0.92
0.785714	0.93
0.857143	0.94
0.871	0.98
0.928571	0.99
1	1
1.071429	0.998515

Interpolation: Cubic Spline

**Isentroper Wirkungsgrad i.A. des Verhältnisses
u/c für Aktionsstufen (Regelrad)**

u/c [---]	f_eta_s [---]
0.3	0.7
0.4	0.8
0.5	0.88354
0.571429	0.929455
0.642857	0.960891
0.714286	0.980446
0.785714	0.991337
0.857143	0.998
0.928571	0.999
1	1
1.071429	0.998515

Interpolation: Cubic Spline

Thermokompressoren

**Isentroper Diffusorwirkungsgrad i.A. des
Auslassdampfmenge zu Auslegungsdampfmenge**

drain.mass/m0 [-]	f_eta_sd [-]
0.548	0.3829
0.743	0.6243
0.902	0.8313
1.007	0.9553
1.148	1.1064
1.251	1.2261
1.354	1.3356
1.442	1.4286

Interpolation: Cubic Spline

IMPRESSUM

Verfasser

ALLPLAN Gesellschaft m.b.H.
Schwindgasse 10 , 1040 Wien
E-Mail: webmaster@allplan.at
Web: www.allplan.at

Projektpartner

FH JOANNEUM GmbH, Studiengang
Energie-, Verkehrs- und
Umweltmanagement

Eigentümer, Herausgeber und Medieninhaber

Klima- und Energiefonds
Gumpendorfer Straße 5/22
1060 Wien
E-Mail: office@klimafonds.gv.at
Web: www.klimafonds.gv.at

Disclaimer

Die Autoren tragen die alleinige
Verantwortung für den Inhalt dieses
Berichts. Er spiegelt nicht notwendigerweise
die Meinung des Klima- und Energiefonds
wider.

Weder der Klima- und Energiefonds noch
die Forschungsförderungsgesellschaft
(FFG) sind für die Weiternutzung der hier
enthaltenen Informationen verantwortlich.

Gestaltung des Deckblattes

ZS communication + art GmbH