

**TECHNISCHE
UNIVERSITÄT
DRESDEN**

**Fakultät Maschinenwesen
Institut für Energietechnik
Professur für Energiesystem-
technik und Wärmewirtschaft**

Prof. Dr.-Ing. habil. Joachim Zschernig

**Fakultät Elektrotechnik und
Informationstechnik
Elektrotechnisches Institut
Professur Leistungselektronik**

Prof. Dr.-Ing. habil. Henry Güldner

**Entwicklung einer Dampfturbine kleiner Leistung mit
mechatronischer Kopplung an das elektrische Netz**

Abschlussbericht über ein Entwicklungsprojekt,
gefördert unter dem AZ: 19501 von der
Deutschen Bundesstiftung Umwelt

von

Prof. Dr.- Ing. habil. Joachim Zschernig,
Prof. Dr.- Ing. habil. Henry Güldner,
Dipl.-Ing. Jens Hampel &
Dipl.-Ing. Sven Wendt

Dresden, März 2003

Der Abschlussbericht kann bezogen werden über:

Technische Universität Dresden
Institut für Energietechnik
Professur für Energiesystemtechnik und Wärmewirtschaft
01062 Dresden

Projektkennblatt
der
Deutschen Bundesstiftung Umwelt



| | | | | | |
|------------------------------|--|---|-------------------|-----------------------------|---------------------|
| Az | 19501 | Referat | 24/0 | Fördersumme | 587.399,31 € |
| Antragstitel | | Entwicklung einer Dampfturbine kleiner Leistung mit mechatronischer Kopplung an das elektrische Netz | | | |
| Stichworte | | Energie, Biomasse, Kraft-Wärmekopplung, Brennstoff | | | |
| | Laufzeit | Projektbeginn | Projektende | Projektphase(n) | |
| | 47 Monate | 01.01.2002 | 30.11.2005 | 1 | |
| Zwischenberichte | | | | | |
| Bewilligungsempfänger | Technische Universität Dresden | | | Tel | 0351/46332145 |
| | Fakultät Maschinenwesen | | | Fax | 0351/46337076 |
| | Institut für Energietechnik | | | Projektleitung | |
| | Professur für Energiesystemtechnik und Wärmewirtschaft | | | Prof. Dr.-Ing. J. Zschernig | |
| | 01062 Dresden | | | Bearbeiter | |
| | | | | Dipl.-Ing. J. Hampel | |
| Kooperationspartner | TU Dresden, Elektrotechnisches Institut, Professur Leistungselektronik AG Kühnle, Kopp & Kausch Frankenthal Piller Power Systems GmbH Osterode DREWAG Stadtwerke Dresden GmbH | | | | |

Zielsetzung und Anlass des Vorhabens

Ziel des Vorhabens war die Entwicklung einer neuartigen, dezentralen Energieversorgungsanlage, deren Grundprinzip auf der Kraft-Wärme-Kopplung mit einer Dampfturbine beruht. Gegenüber konventionellen Systemen mit konstanter Drehzahl (Dampfturbine - mechanisches Getriebe - Generator) kann durch drehzahlvariablen Betrieb der Turbine eine Steigerung des Teillastwirkungsgrades erreicht werden. Veränderungen zum Stand der Technik ist deshalb der Einsatz eines getriebelosen Turbogenerators, der über einen Frequenzumrichter mit dem Niederspannungsnetz verbunden ist. Besonders die Nutzung regenerativer Primärenergieträger wie z.B. Biomasse oder aber auch die Verwendung von Sonderbrennstoffen kann aufgrund des hohen technischen Niveaus der Dampferzeugung die Basis eines zukünftigen Serienprodukts bilden. Die elektrische Leistung des Systems sollte kleiner 1 MW sein. Für experimentelle Untersuchungen war der Aufbau einer entsprechenden Versuchsanlage im Heizkraftwerk Dresden - Reick geplant.

Darstellung der Arbeitsschritte und der angewandten Methoden

Aufbauend auf dem Stand der Technik wurde eine Versuchsanlage mit getriebelosem Dampfturbogenerator konzipiert, mit der ein drehzahlvariabler Betrieb möglich ist. Hierzu musste ein entsprechendes leistungselektronisches Stellglied entwickelt bzw. modifiziert werden. In der Anlagensteuerung wurde die aus der Turbinentheorie abgeleitete optimale Drehzahl-Leistungs-Kennlinie hinterlegt. In parallel ausgeführten Arbeitsschritten erfolgte die Entwicklung der einzelnen Systemkomponenten (Turogenerator, Umrichter, SPS) sowie die Planung bzw. der Entwurf der für die Versuchsanlage notwendigen Steuer-, Regel- und Sicherheitskonzepte. Nach erfolgreichem Abschluss der Voruntersuchungen und Detailkonstruktionen wurde die Versuchsanlage im Heizwerk Dresden - Reick errichtet und in Betrieb genommen. Geplant war eine mindestens 6 Monate lange experimentelle Untersuchung des Gesamtsystems mit den Zielen, die Funktionalität und Sicherheit der Anlage nachzuweisen sowie Erkenntnisse über eine optimale Betriebsführung zu erlangen. Die Ergebnisse sind auf Systeme anderer Leistungsklassen mit gleichem Prinzip anwendbar.

Ergebnisse und Diskussion

Durch interdisziplinäre Zusammenarbeit innerhalb der TU Dresden und mit den Projektpartnern verschiedener Ingenieurdisziplinen wurde eine Versuchsanlage konzipiert, auf der System- und Komponentenebene analysiert und simuliert, entworfen, aufgebaut und erfolgreich erprobt.

Der technologische Grundgedanke der direkten Kopplung einer Dampfturbine mit einem permanent erregten Synchrongenerator auf einer Welle und dessen Anbindung an das Niederspannungsnetz mit einem Frequenzumrichter, wurde für Dampfanwendungen erstmals in dieser Form und Leistungsgröße erfolgreich umgesetzt.

Mit den bezüglich der leistungselektronischen Komponenten gewonnenen Erkenntnissen konnte eine Grundlage für den Entwurf und die Konstruktion einer Umrichtertechnik für den ursprünglich geplanten elektrischen Leistungsbereich von 500kW geschaffen werden. Aus elektrischer Sicht ist in Folgeprojekten eine deutlich bessere Systemintegration der Umrichterkomponenten (Amplitude der Polradspannung gegenüber der maximal einstellbaren Zwischenkreisspannung, minimale Phaseninduktivität, angepasste Schaltfrequenz, leistungsfähigere Informationsebene) nötig und möglich.

Ebenso fließen die in der Inbetriebnahmephase gesammelten Erfahrungen in die Neukonzeption des Turbogenerators ein. Besonderes Augenmerk liegt dabei auf der Kühlung der Lager und des Rotors sowie der Überarbeitung der magnetgelagerten axialen Wellenpositionierung.

Das erarbeitete Regelungskonzept der Gesamtanlage (Drehzahlregelung mittels Dampffregelventil, Leistungsregelung durch den maschinenseitigen Pulsleichrichter, Zwischenkreisspannungsregelung durch den netzseitigen Pulswechselrichter) ist auf zukünftige Anwendungen für den Netzparallelbetrieb übertragbar.

Die Verwendung einer derzeit am Markt verfügbaren pneumatischen Ventilansteuerung erschien für die Drehzahlregelung aufgrund der hysteresebefahenen Hubregelung nach experimenteller Prüfung als ungeeignet. Die derzeit durch eine hydraulische Ansteuerung realisierte Ventilansteuerung sollte aber aus Gründen der gewünschten Ölfreiheit des Systems prinzipiell durch eine pneumatische Ansteuerung oder einen elektromechanischen Antrieb (derzeit am Markt noch nicht verfügbar) ersetzt werden.

Im Zuge der Anwendung der ermittelten Drehzahl-Leistungs-Kennlinie kann davon ausgegangen werden, dass der Jahresnutzungsgrad im Vergleich zum Betrieb mit konstanter Drehzahl merklich ansteigt, was zu einer Brennstoffeinsparung und somit weiteren Senkung der CO₂ – Emission führt. Mit dem für die Heizperiode im Herbst 2006 geplanten Dauerbetrieb der Anlage wird ein deutlicher Zuwachs der genannten ökologischen Effekte erwartet. Neben der CO₂-Emissionsenkung spielt hier auch der Wegfall des Schmierölverbrauchs aus ökologischer und wirtschaftlicher Sicht (Senkung Wartungsaufwand) eine bedeutende Rolle.

Öffentlichkeitsarbeit und Präsentation

Die Ergebnisse des Projektes wurden auf der Messe Terratec/Enertec 2003 und 2005 in Leipzig vorgestellt. In den gleichen Jahren wurden Vorträge auf dem Kraftwerkstechnischen Kolloquium der TU Dresden gehalten. Auf 2 Gutachterkonferenzen in den USA (PES 2003) und Japan (IPEC 2005) konnten spezielle leistungselektronische Aspekte einem internationalen Fachpublikum dargelegt werden. Darüber hinaus erfolgten Veröffentlichungen in Printmedien, wie z.B. dem Holzzentralblatt (Sept. 2005) oder in den Solarthemen (Nov. 2004). Die Ergebnisse stehen allen beteiligten Projektpartnern zur freien Verfügung. In Bearbeitung sind derzeit 3 Promotionsarbeiten, die nach ihrer Fertigstellung öffentlich zugänglich sind.

Fazit

In Anbetracht des komplexen Entwicklungsvorhabens kann ein positives Fazit gezogen werden. Ohne die enge interdisziplinäre Zusammenarbeit zwischen den beteiligten Instituten der TU Dresden mit den Industrieunternehmen wäre die Umsetzung des Vorhabens nicht möglich gewesen.

Die Hauptziele

- Ermittlung des Drehzahl-Last-Kennfeldes für den wirkungsgradoptimalen Betrieb des Dampfturbogenerators,
- Funktionsnachweis des neuartigen Turbogenerators in Verbindung mit der Umrichtertechnik,
- Funktionsnachweis des gesamten Anlagenkonzepts und
- störungsfreier Dauerbetrieb als Energieerzeugungsanlage im Netzparallelbetrieb

wurden mit Einschränkung der elektrischen Leistung auf 70% der Generatornennleistung erreicht. Mit diesem Projekt konnte eine Grundlage für die Weiterentwicklung von KWK-Anlagen mit Dampfturbinen und wirkungsgradoptimalem Betrieb geschaffen werden.

Beleg für das hohe Marktpotenzial des Konzepts ist die anhaltend gute Resonanz auf nationale und auch internationale Veröffentlichungen. Zusammen mit einer Überarbeitung des leistungselektronischen Stellglieds ist mit dem heutigen Erkenntnisstand die Entwicklung eines vermarktungsfähigen Serienproduktes durchaus möglich.

Inhaltsverzeichnis

| | |
|---|----|
| Verzeichnis von Bildern und Tabellen..... | 4 |
| Verzeichnis von Begriffen und Definitionen..... | 6 |
| Zusammenfassung..... | 8 |
| 1. Einleitung..... | 10 |
| 2. Projektidee | 13 |
| 3. Aufbau der Versuchsanlage..... | 14 |
| 3.1. Vorbetrachtungen zur Ermittlung der optimalen Turbinendrehzahl..... | 14 |
| 3.2. Regelungskonzepte zum Betrieb der Anlage und Auswahl..... | 15 |
| 3.2.1. Die übergeordnete Steuerung..... | 15 |
| 3.2.2. Freiheitsgrade der Regelung | 16 |
| 3.2.3. Regelungsvarianten..... | 18 |
| 3.3. Leistungselektronische Komponenten | 19 |
| 3.3.1. Modellbildung und Simulation | 21 |
| 3.3.2. Vorversuche an der TU Dresden | 28 |
| 3.4. Turbogenerator und Umrichter | 30 |
| 3.4.1. Turbogenerator..... | 30 |
| 3.4.2. Umrichtertechnik..... | 32 |
| 3.5. Errichtung der Versuchsanlage..... | 34 |
| 3.6. Versuchsprogramm | 38 |
| 4. Experimentelle Untersuchungen | 39 |
| 4.1. Funktion der Gesamtanlage und Entwicklungspotenziale | 39 |
| 4.2. Ermittlung der optimalen Drehzahlkennlinie und Auswirkungen auf den Brennstoffbedarf..... | 44 |
| 4.3. Ökologische und Ökonomische Effekte | 46 |
| 5. Bewertung des Gesamtprojektes..... | 50 |
| 6. Verbreitung der Ergebnisse des Projektes | 52 |
| 7. Fazit..... | 54 |
| 8. Literaturverzeichnis | 55 |
| 9. Anhang | 57 |

Verzeichnis von Bildern und Tabellen

Abbildungen

| | |
|---|----|
| Abbildung 1: Turbogenerator im Heizkraftwerk Dresden Reick | 8 |
| Abbildung 2: Prinzipschaltbild der Systemregelung | 9 |
| Abbildung 3: Gegenüberstellung der Systemkonfiguration mit (oben) und ohne (unten) mechanischem Getriebe..... | 13 |
| Abbildung 4: Verlauf der wirkungsgradspezifischen optimalen Drehzahlen in Abhängigkeit von der Last (auf Nennwerte bezogen) | 14 |
| Abbildung 5: Regelung eines konventionellen Dampfturbogenerators - Schema ... | 16 |
| Abbildung 6: Realisiertes Regelkonzept der Versuchsanlage | 19 |
| Abbildung 7: Controllerboard zur Steuerung und Regelung eines Stromrichters.... | 21 |
| Abbildung 8: Signalfussplan der Stromregelschleifen in dq-Koordinaten | 22 |
| Abbildung 9: Streckenmodell des Generators, V- bzw. P-Struktur..... | 23 |
| Abbildung 10: Stromregelschleifen mit Entkopplungsthermen am Reglerausgang.. | 24 |
| Abbildung 11: Leistungsregelschleife mit unterlagerter Stromregelung..... | 25 |
| Abbildung 12: Blockschaltbild, Leistungsregelkreis | 26 |
| Abbildung 13: Simulationsmodell, Generator und IGBT – Gleichrichter | 27 |
| Abbildung 14: Phasenströme des Generators | 27 |
| Abbildung 15: d- und q-Stromkomponente | 27 |
| Abbildung 16: Generator Drehzahl | 28 |
| Abbildung 17: Generatormoment | 28 |
| Abbildung 18: Leistungskreis, Lastbankbetrieb | 28 |
| Abbildung 19: Leistungskreis, Versuchsanlage mit 500Hz – Synchrongenerator | 29 |
| Abbildung 20: Maschinensatz, Gleichstrommaschine (blau), fremderregter 500 Hz – Synchrongenerator (rot) | 29 |
| Abbildung 21: Konstruktionsmodell des Turbogenerators | 30 |
| Abbildung 22: Leistungskreis des Umrichters im HKW | 32 |
| Abbildung 23: Umrichter im HKW Dresden – Reick, Schaltschrank mit Phaseninduktivitäten..... | 33 |
| Abbildung 24: Leistungskreis und Informationsebene des Umrichters mit Drehzahlregelung und übergeordneter SPS..... | 34 |
| Abbildung 25: Schaltbild aus dem Leitstand des HKW Reick [DRE05] | 35 |
| Abbildung 26: Ansicht der Versuchsanlage..... | 36 |
| Abbildung 27: Messstellenplan der Versuchsanlage | 37 |
| Abbildung 28: Signalverarbeitung der Datenerfassung | 37 |

| | |
|---|----|
| Abbildung 29: Programmoberfläche der Datenerfassung | 38 |
| Abbildung 30: Tägliche Betriebszeiten des Turbogenerators im Zeitraum der Inbetriebsetzung | 40 |
| Abbildung 31: Generator Drehzahl, Soll- und Istwert | 41 |
| Abbildung 32: Sollwert Zwischenkreisleistung P_{ZK_Soll} , Istwert Netzleistung P_{Netz_Ist} | 41 |
| Abbildung 33: Wellenposition x_{Welle} und Abdampfdruck p_{AD} | 41 |
| Abbildung 34: Lagertemperaturen, A-Lager und B-Lager | 41 |
| Abbildung 35: Polradfluss im Leerlauf, $n = 20000 \text{ min}^{-1}$ | 42 |
| Abbildung 36: Polradspannung im Leerlauf, Pulssignal zur Auswertung der Rotorlage, $n=18000 \text{ min}^{-1}$ | 43 |
| Abbildung 37: Netzspannungen und Netzströme, $P_{ZK} = 400 \text{ kW}$, $n = 20000 \text{ min}^{-1}$... | 43 |
| Abbildung 38: Generatorströme, $P_{ZK} = 250 \text{ kW}$, $n = 16000 \text{ min}^{-1}$ | 43 |
| Abbildung 39: Generatorströme, $P_{ZK} = 400 \text{ kW}$, $n = 20000 \text{ min}^{-1}$ | 43 |
| Abbildung 40: Zwischenkreisspannung, Zwischenkreisstrom, $P_{ZK} = 250 \text{ kW}$, $n =$ 16000 min^{-1} | 43 |
| Abbildung 41: Zwischenkreisspannung, Zwischenkreisstrom, $P_{ZK} = 400 \text{ kW}$, $n =$ 20000 min^{-1} | 43 |
| Abbildung 42: Ergebnis der Kennlinienbestimmung und Vergleich mit der theoretischen Vorausberechnung | 44 |
| Abbildung 43: Senkung des Brennstoffenergiebedarfs durch Drehzahloptimierung | 45 |
| Abbildung 44: Ermittelte Kennlinie des Prototypen in der Versuchsanlage | 45 |
| Abbildung 45: CO_2 -Einsparungspotential in Abhängigkeit von der Vollbenutzungs- stundenzahl und der Jahresstromkennzahl am Beispiel der Versuchsanlage..... | 47 |
| Abbildung 46: Bestimmung der maximalen Jahresanlagenkosten in Abhängigkeit von den Preisen und der erzeugten elektrischen Jahresarbeit | 49 |
| Abbildung 47: Zeitlicher Projektablauf | 51 |

Tabellen

| | |
|--|----|
| Tabelle 1: Technisch sinnvolle Regelungsvarianten der Anlage | 18 |
| Tabelle 2: Bewertungstabelle für die einzelnen Regelungsvarianten | 18 |
| Tabelle 3: Modellparameter | 27 |
| Tabelle 4: Nennparameter der Dampfturbine der Versuchsanlage [KKK05] | 31 |
| Tabelle 5: Wichtige geometrische Kennwerte der Dampfturbine | 31 |
| Tabelle 6: Ausgewählte technische Daten des PF400 | 32 |

Verzeichnis von Begriffen und Definitionen

Formelzeichen

| | | |
|------|-------------------|----------------------|
| A | €/a | Ausgaben |
| A, B | - | Koeffizienten |
| E | €/a | Einnahmen |
| f | Hz | Frequenz |
| G | €/a | Jahresgewinn, |
| G | | Übertragungsfunktion |
| H | mm | Hub |
| I | A | Strom |
| L | H | Induktivität |
| m | t/h | Menge, Massenstrom |
| n | min ⁻¹ | Drehzahl |
| P | W | Leistung |
| p | MPa | Druck |
| p | €/... | Spezifischer Preis |
| ∇ | - | Laplace-Operator |
| Q | kWh | Wärmeenergie |
| R | Ω | ohmscher Widerstand |
| s | m | Weg |
| t | s | Zeit |
| T | °C | Temperatur |
| T | s | Zeitkonstante |
| U | V | Spannung |
| W | kWh | Elektrische Arbeit |
| y | mA | Stellsignal |
| η | % | Wirkungsgrad |
| σ | - | Stromkennzahl |
| ζ | % | Nutzungsgrad |
| ω | s ⁻¹ | Kreisfrequenz |
| Ψ | Vs | Polradfluss |

Indizes

| | |
|-----|-----------------------------|
| a | jährlich, Generator Phase a |
| b | Generator Phase b |
| c | Generator Phase c |
| Br | Brennstoff |
| DTA | Dampfturbinenanlage |
| eff | Effektivwert |
| EG | Erdgas |
| el | elektrisch |
| Gen | Generator |
| GR | Gleichrichter |
| H | Heizung |

| | |
|---------|---------------------------------------|
| i | Innerer, innen |
| Ke+Rohr | Kessel und Rohrleitungen |
| KWK | Kraft-Wärme-Kopplung |
| KWKK | Kraft – Wärme – Kälte – Kopplung |
| m | mechanisch |
| M | Messgröße |
| MSR | Maschinenstromrichter – Gleichrichter |
| nenn | Auslegungswert, Nennarbeitspunkt |
| Netz | Elektrisches Versorgungsnetz |
| NSR | Netzstromrichter – Wechselrichter |
| P | Polrad |
| PM | Permanentmagnet |
| Q | Wärme |
| s | Stator |
| Str | Strang |
| Soll | Sollwert einer Regelgröße |
| u | Umfangs-, auf den Umfang bezogen |
| V | Ventil |
| WR | Wechselrichter |
| ZK | Zwischenkreis |

Abkürzungen

| | |
|------|------------------------------------|
| DT | Dampfturbine |
| DTA | Dampfturbinenanlage |
| EVU | Energieversorgungsunternehmen |
| Gen | Generator |
| HKW | Heizkraftwerk |
| IGBT | Insulated Gate Bipolar Transistor |
| K | Kondensat |
| KW | Kraftwerk |
| KWK | Kraft-Wärme-Kopplung |
| SPS | Speicherprogrammierbare Steuerung |
| TS | Turbosatz |
| MSR | Maschinenstromrichter |
| NSR | Netzstromrichter |
| PMSM | permanent erregte Synchronmaschine |

Zusammenfassung

In diesem Forschungsvorhaben wurde von Dezember 2001 bis November 2005 eine Versuchsanlage zur dezentralen Energieerzeugung durch Kraft-Wärme-Kopplung entwickelt, konzipiert und im Heizkraftwerk Dresden Reick errichtet, dass durch drehzahlvariablen Betrieb eines hochdrehenden Dampfturbogenerators den Betrieb der Dampfturbine bei maximalem Wirkungsgrad im Teillastbereich ermöglicht.

Der neuartige Turbogenerator besteht aus einer einstufigen Dampfturbine und einem permanent erregten Synchrongenerator (Abbildung 1). Beide Komponenten bilden eine konstruktive Einheit ohne mechanisches Übersetzungsgetriebe, dass bei konventionellen Anlagen zur Anpassung der Drehzahl zwischen hochtouriger Dampfturbine und niedertourigem Synchrongenerator benötigt wird. Die elektrische Nennleistung des Generators beträgt 500 kW bei einer Nenndrehzahl von 20000 min^{-1} . Durch Regelung der Drehzahl mittels Dampffregelventil kann diese im Arbeitsbereich von 16000 min^{-1} bis 20000 min^{-1} variiert werden.



Abbildung 1: Turbogenerator im Heizkraftwerk Dresden Reick

Für die Umformung der AC-Generatorausgangsspannung wird ein gepulster dreiphasiger IGBT-Gleichrichter verwendet, der den Gleichspannungszwischenkreis des Umrichters speist. Die Einspeisung in das dreiphasige Niederspannungsnetz erfolgt durch einen quasi baugleichen IGBT-Wechselrichter mit Neutralleiteranschluss (Abbildung 2). Beide Teilstromrichter sind für eine Nennleistung von 400 kW ausgelegt. Prinzipiell wird durch den Umrichter die Entkopplung der hohen elektrischen Generatorfrequenz im Bereich von 533 Hz bis 667 Hz von der starren Netzfrequenz realisiert. Ein in der Gleichrichtersoftware implementierter digitaler PI-Regler zur Regelung der Zwischenkreisleistung gibt die Sollwerte für die unterlagerten Stromregelschleifen vor, die dann die Generatorströme mit entsprechender Amplitude und Phasenlage ($\cos\varphi \approx 1$) einprägen. Die Zwischenkreisspannung wird über den netzseitigen Stromrichter auf einen konstanten Wert geregelt, so dass, bei idealer Betrachtungsweise, die in den Zwischenkreis eingespeiste Leistung vollständig in das Netz eingespeist wird. Im Abschlussbericht wird auf den Entwurf und die Implementierung der dafür notwendigen Gleichrichterregelung, auf die Konfiguration der leistungs-

elektronischen Stellglieder, das realisierte Steuer- und Regelungskonzept der Gesamtanlage sowie auf die bei der Inbetriebnahme aufgetretenen technischen Probleme eingegangen.

Eine Kennliniensteuerung für die optimale Turbinendrehzahl als Funktion der Turbinenleistung gewährleistet bei Vorgabe eines entsprechenden Leistungswertes (P_{Soll} bzw. $P_{\text{ZK_Soll}}$) die Ausgabe des jeweils optimalen Drehzahlswertes an die Drehzahlregelung. Für 4 verschiedene Gegendrücke zwischen 2.4 und 3.0 bar_A wurde das Kennfeld der Turbine bezüglich des Wirkungsgrades in Abhängigkeit von Drehzahl und Leistung ermittelt. Mit den experimentellen Ergebnissen und den theoretischen Vorbetrachtungen wurde eine Kennlinie der optimalen Drehzahl über der Turbinenleistung ermittelt.

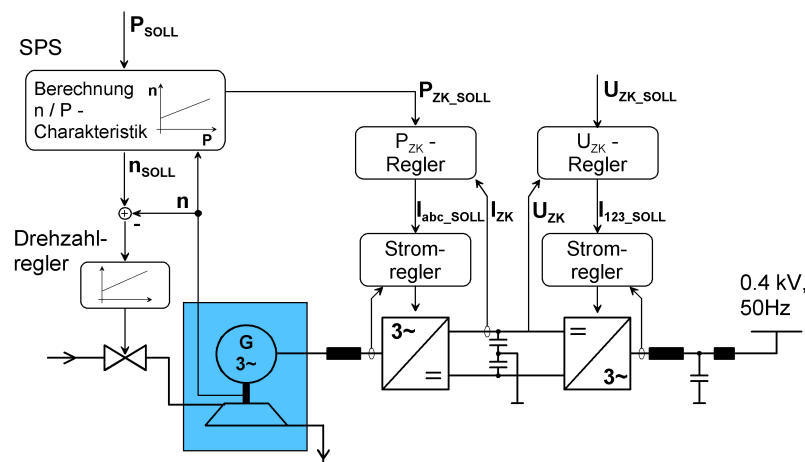


Abbildung 2: Prinzipschaltbild der Systemregelung

Durch die drehzahlunabhängige Belastung gemäß der ermittelten Kennlinie, wird der Wirkungsgrad der Turbine bei Teillast gegenüber dem Betrieb mit fester Drehzahl verbessert. Im konkreten Fall konnten durch diese Betriebsart bis zu 12 % des eingesetzten Brennstoffs (Erdgas) bei $0.1 \cdot P_{\text{Nenn}}$ gegenüber dem Betrieb der Turbine mit Nenndrehzahl und Teillast eingespart werden.

Zukünftige Anwendungen derartiger Kleindampfturbinen mit einer elektrischen Leistung von kleiner 1 MW_{el} werden auf dem Gebiet der dezentralen Energieerzeugung mit Kraft - Wärme (-Kälte) - Kopplung besonders bei Nutzung biogener Brennstoffe im Netzparallel- und auch Inselbetrieb liegen.

Das Projekt wurde unter dem Aktenzeichen 19501 von der Deutschen Bundesstiftung Umwelt mit 587400 EUR gefördert. Projektpartner waren:

TU Dresden

Fakultät Maschinenwesen, Professur für Energiesystemtechnik und Wärmewirtschaft (Bewilligungsempfänger),

Fakultät Elektrotechnik und Informationstechnik, Professur Leistungselektronik

Kühnle, Kopp & Kausch AG Frankenthal,

Piller Power Systems GmbH Osterode und

DREWAG Stadtwerke Dresden GmbH.

1. Einleitung

Zu den aktuellen Zielen des Umweltschutzes zählen sowohl die Verminderung der CO₂ – Emission als auch die Schonung endlicher Primärenergiequellen, wie Kohle, Erdgas und Erdöl. Um diese Ziele in ausreichendem Maße erfüllen zu können, ist es notwendig, vorhandene Energieressourcen so effizient wie möglich zu nutzen und den Einsatz regenerativer Energiequellen in geeignetem Maße zu forcieren.

Eine anerkannt effiziente Möglichkeit der Umwandlung von Primärenergie in die elektrische und thermische Energie ist die Kraft – Wärme- bzw. der Kraft – Wärme – Kälte – Kopplung (KWK bzw. KWKK).

Verschiedene Versuche wurden und werden unternommen, Biomasse und Sonderbrennstoffe effizient zu nutzen. Es zeigt sich jedoch, dass Verfahren, wie die Vergasung, die Pyrolyse oder die Vergärung erhebliche technische Schwierigkeiten mit sich bringen. Als technisch ausgereifte Möglichkeit stellt die Erzeugung von heißem Dampf durch Verbrennung eine Alternative dar. Der Dampf kann in einer Dampfturbine entspannt werden, wobei die thermische Energie in mechanische Energie umgewandelt wird und der Abdampf z.B. für Heizungszwecke verwendbar ist.

Bekannte Anlagen mit Dampfturbinen in der Kraft-Wärme-Kopplung weisen i.d.R. eine elektrische Leistung von mehr als 1 MW auf. Häufig sind Angebot an nutzbarem Brennstoff und Nachfrage nach Wärme- bzw. Elektroenergie jedoch geringer, um derartige Anlagen wirtschaftlich betreiben zu können. In diesem Fall wird häufig nur ein einfacher, preiswerter Heizkessel installiert, mit dem ausschließlich Wärme erzeugt werden kann. Der Bedarf an Elektroenergie wird dann meist durch fossil befeuerte Großkraftwerke gedeckt. Aus energetischer und umwelt-politischer Sicht ist die schlichte Verbrennung der Primärenergieträger ohne KWK eine unbefriedigende Lösung. Darüber hinaus existieren eine Reihe von fossil befeuerten Altanlagen, die Prozessdampf erzeugen, der aber nur zu Heizzwecken genutzt wird. Hier wird das Druckpotenzial des Dampfes gedrosselt ohne dessen Nutzung. Durch Einsatz einer Dampfturbine anstelle des Drosselventils, kann eine vorteilhafte Kraft-Wärme-Kopplung erreicht werden, welche die im Dampf vorhandene Energie besser ausnutzt. Meist ergeben sich auch hier Leistungen deutlich kleiner 1 MW_{el}.

Vielversprechend ist somit der Ansatz einer kompakten und kostengünstigen Anlage mit einer elektrischen Leistung von ca. 500 kW, die dezentral beim Erzeuger von Biomasse oder Sonderbrennstoffen aufgestellt werden kann.

Der Ausbau der KWK – Technik im Bereich kleiner Leistungen führt zu einer dezentralen Verwertung der angebotenen Energieträger in der Nähe ihrer Erzeugung. Diese „Vor – Ort – Verwertung“ senkt den Transportaufwand und dadurch die Emission der transportbedingten Schadstoffe (CO₂, Ruß, Staub, Schwefel, etc.).

Dampfturbinen kleiner Leistung müssen mit hoher Drehzahl (>10000 min⁻¹) betrieben werden. In konventionellen Anlagen rotiert der direkt mit dem Netz verbundene Generator hingegen mit vergleichsweise kleiner Drehzahl (1500 min⁻¹, 3000 min⁻¹). Zur Anpassung der Turbinendrehzahl an die Generatordrehzahl wird ein mechanisches Getriebe verwendet. Prinzipiell ist somit die Drehzahl konventioneller

KWK-Systeme aufgrund der an die Netzfrequenz gebundenen Generator Drehzahl konstant. Die resultierenden großen mechanischen Getriebe bisheriger Anlagen haben die Problematik des Schmiermittelverbrauchs (i.a. Öl). Mechanische Getriebe benötigen viel Schmieröl, welches in regelmäßigen Abständen ausgetauscht und dann entsorgt werden muss. Zusätzlich wird noch Antriebsenergie für den Aufbau des Öldrucks und den Ölumlaufl benötigt. Nahezu ölfreie Anlagen besitzen kein umwelttechnisches Gefährdungspotenzial. Sie zeichnen sich durch einen verringerten Wartungsaufwand aus, so dass längere Betriebszeiten zu erwarten sind. Der Ölinhalt für eine Turbine mit mechanischem Getriebe variiert in einem Bereich von 150 bis 500 Litern, je nach Ausführung. Es ist hierbei eine mindestens jährliche Analyse des Öls notwendig. Im Durchschnitt muss das Öl alle 3 Jahre komplett ausgetauscht werden. Bei einer Betriebszeit von 15 Jahren fallen somit 750 bis 2500 Liter Altöl pro Anlage an, die zu entsorgen sind. Bedenkt man hierbei den Grad der Verunreinigung, der schon durch einen Liter Öl verursacht wird, so zeigt sich speziell bei Standorten in der Nähe von Flüssen oder Trinkwasserreservoirien, dass durch eine ölfreie Anlage das Umweltgefährdungspotenzial vermindert werden kann.

Ziel des Projektes war die Entwicklung einer Anlagentechnik, die sich dadurch auszeichnet, dass die Dampfturbine direkt mit dem elektrischen Energiewandler mechanisch verbunden ist. Aus der direkten mechanischen Kopplung von Dampfturbine und elektrischem Generator resultiert eine Maschinendrehzahl von etwa 20000 min^{-1} . Bei hoher Drehzahl reduziert sich das Bauvolumen des Generators und kommt somit der Forderung nach einem geringen Bauvolumen nach.

Diese neue Maschinenstruktur kann in der Praxis nur realisiert werden, wenn es gelingt, ein leistungselektronisches Stellglied zwischen Generatorausgang und Last bzw. Netz so zu qualifizieren, dass alle Arbeitsbereiche statisch und dynamisch beherrscht werden. Durch Rückwirkungen der einzelnen Komponenten auf das Systemverhalten, kommt der System- bzw. Prozessregelung eine besondere Bedeutung zu. Der Entwicklungsstand der Leistungselektronik wird durch die Verfügbarkeit leistungselektronischer Bauelemente und durch den Einsatz moderner Prozessortechnik geprägt. Im vorliegenden Leistungs- und Frequenzbereich können lediglich IGBT's (Insulated Gate Bipolar Transistor) eingesetzt werden. Die Topologie des leistungselektronischen Stellgliedes selbst sind in anderen, nur zum Teil vergleichbaren Anwendungen unterschiedliche Varianten genutzt worden [Jar95], [Jar00], [Mar03]. Ein selbstgeführtes System (gepulster Gleich- und Wechselrichter) mit Spannungszwischenkreis spiegelt den Stand der Antriebstechnik wieder und stellt aus heutiger Sicht für die Zielstellung das technologische Optimum dar. Somit erfolgt die drehzahlunabhängige Belastung des Generators und die Netzanbindung durch ein gepulstes Umrichtersystem mit Gleichspannungszwischenkreis.

Ein Vorteil dieser Anlage ist damit die Möglichkeit des drehzahlvariablen Betriebs der Turbine durch Entkopplung der Turbinendrehzahl von der el. Netzfrequenz.

Es wird erwartet, dass im Teillastbetrieb der Wirkungsgrad der Energieumsetzung durch die dargestellte Prozessführung erheblich verbessert werden kann. Ein wichtiger Arbeitsschritt ist deshalb die theoretische Aufarbeitung der Drehzahl-optimierung und die Vermessung des Wirkungsgradkennfeldes der Anlage in Abhängigkeit von Drehzahl und Leistung. Die anschließende Auswertung bildet die

Grundlage für die Festlegung der Kennlinie einer solchen Anlage und die Basis für die Weiterführung der Entwicklungsarbeiten der industriellen Partner auf dem Weg zu einer marktfähigen Serienanlage.

Die Projektziele lassen wie folgt zusammenfassen:

- Entwurf und Simulation von Steuer-, Regelungs- und Sicherheitskonzepten für die jeweiligen Einzelkomponenten (netzseitiger und maschinenseitiger Stromrichter, Drehzahlregler, SPS) und das Gesamtsystem.
- Entwicklung, Bau und Erprobung eines Dampfturbogenerators mit einer el. Ausgangsleistung von ca. 500kW bei einer Drehzahl von 20000 min⁻¹.
- Entwicklung, Bau / Modifikation und Erprobung einer Umrichtertechnik gleicher Leistungsgröße, durch die eine drehzahlunabhängige Belastung des Generators möglich ist und die Anbindung an das Niederspannungsnetz erfolgt.
- Inbetriebnahme der gesamten Versuchsanlage in einem Dampfheizkraftwerk als Ersatz für ein derzeit vor Ort vorhandenes Dampfreduzierventil.
- Experimentelle Untersuchungen zur Ermittlung der optimalen Drehzahl-Leistungs-Charakteristik der Dampfturbine als Grundlage für den drehzahlvariablen Betrieb des Turbogenerators.

Speziell auf dem Gebiet der Dampfturbinentechnik existieren noch keine vergleichbaren Anlagen in dieser Leistungsklasse. Die Herausforderung der neuen Technik liegt einerseits in der Beherrschung aller Komponenten und andererseits in der optimalen Nutzung des zusätzlich gewonnenen Freiheitsgrades Drehzahl der Energiemaschine.

Das Vorhaben verbindet in ungewöhnlicher Weise industrielle Entwicklung und anwendungsbezogene Forschung in einem interdisziplinären Projekt.

2. Projektidee

Konventionelle Dampfturbinenanlagen zur Elektroenergieerzeugung bestehen derzeit im Wesentlichen aus einer hochdrehenden Dampfturbine und einem niedertourigen Synchrongenerator, die beide über ein mechanisches Übersetzungsgetriebe starr miteinander verbunden sind (Abbildung 3). Bekannte Anlagen mit Dampfturbinen in der Kraft-Wärme-Kopplung besitzen meist eine elektrische Leistung von mehr als einem MW. Häufig sind jedoch das Angebot an nutzbarem Brennstoff und die Nachfrage nach elektrischer Energie geringer, um Anlagen mit dem Leistungspotenzial größer einem MW wirtschaftlich betreiben zu können. Vielversprechend erschien somit der Ansatz, ein System mit einer elektrischen Leistung von ca. 500kW zu entwickeln, das dezentral beim Erzeuger von Biomasse oder Sonderbrennstoffen aufgestellt werden kann. Durch die, vor allem bei Biomasse, oft unterschiedliche Verfügbarkeit des Brennstoffs müssen derartige Anlagen auch im Teillastbereich einen guten Wirkungsgrad aufweisen. Besonders im Teillastbereich ist aufgrund der Turbinencharakteristik bei konstanter Turbinendrehzahl mit Wirkungsgradeinbußen zu rechnen. Um den Wirkungsgrad der Dampfturbine bei Teillast zu verbessern zu können, muss die Turbinendrehzahl entsprechend der geforderten mechanischen Leistung anpassbar sein.

Eine Projektidee war somit der drehzahlvariable Betrieb der Dampfturbine durch Einsparung des mechanischen Getriebes (Abbildung 3). Hierfür sollte ein neuartiger Turbogenerator entwickelt werden, der die einstufige Dampfturbine und einen permanent erregten Synchrongenerator konstruktiv vereinigt. Durch die hohe Drehzahl kann ein Maximum an Kompaktheit und Leistungsdichte erzielt werden.

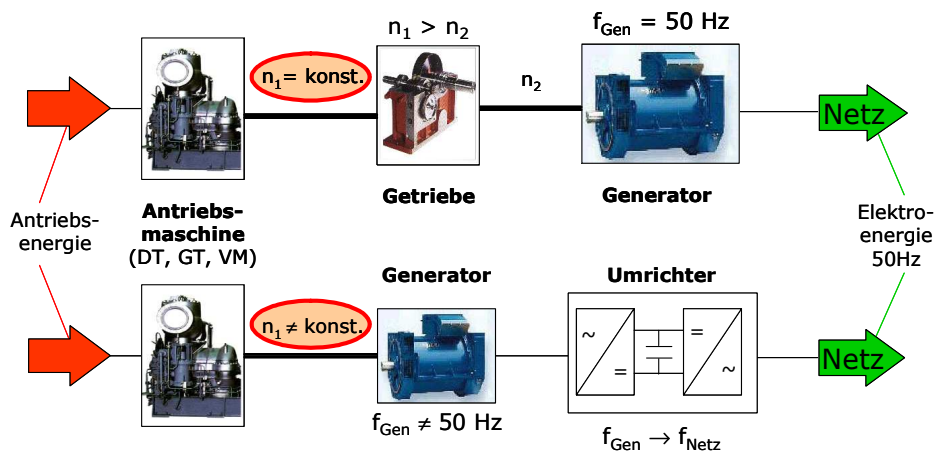


Abbildung 3: Gegenüberstellung der Systemkonfiguration mit (oben) und ohne (unten) mechanischem Getriebe

Zur Netzanbindung des Turbogenerators ist ein leistungselektronisches Stellglied nötig, das den Turbogenerator unabhängig von seiner aktuellen Drehzahl belasten kann und dabei die elektrische Leistung in das Niederspannungsnetz abführt.

Zusammen mit den Projektpartnern Piller Power Systems GmbH Osterode, AG Kühnle, Kopp und Kausch Frankenthal und der DREWAG Stadtwerke Dresden GmbH wurde im September 2001 die Untersuchung, Entwicklung und Errichtung einer umrichter gespeisten Energieversorgungsanlage mit einer elektrischen Leistung von bis zu 500 kW bei der Deutschen Bundestiftung Umwelt Osnabrück beantragt.

3. Aufbau der Versuchsanlage

3.1. Vorbetrachtungen zur Ermittlung der optimalen Turbinendrehzahl

In Dampfturbinenanlagen treten bei der Umwandlung der chemischen Energie des Brennstoffes in elektrische Energie eine Reihe von Verlusten in den einzelnen Prozessstufen auf. Sie vermindern die real erreichbare technische Arbeit und treten in aller Regel als Wärme- und/oder Stoffströme auf. In Anlagen der Kraft-Wärme-Kopplung, die hier im Vordergrund stehen, wird ein Teil dieser Verluste als „Abwärme“ des Prozesses nutzbar, da die Verlustwärme eine Anhebung der Enthalpie des Abdampfes zur Folge hat. Ein großer Teil der Verluste geht direkt in die umgebende Umwelt und ist somit für den Gesamtprozess verloren.

Basierend auf der Analyse vorhandener Literaturquellen ([Die80], [Men03], [Sör87], [Tra88], [Uef05]) ergeben sich im einzelnen folgende Verlustarten:

- Verluste im Dampferzeuger und den Rohrleitungen
- Drosselverluste im Dampfregelventil
- Umfangs- und Spaltverluste
- Radreibungs- und Ventilationsverluste
- Feuchteverluste
- Mechanische und elektrische Verluste

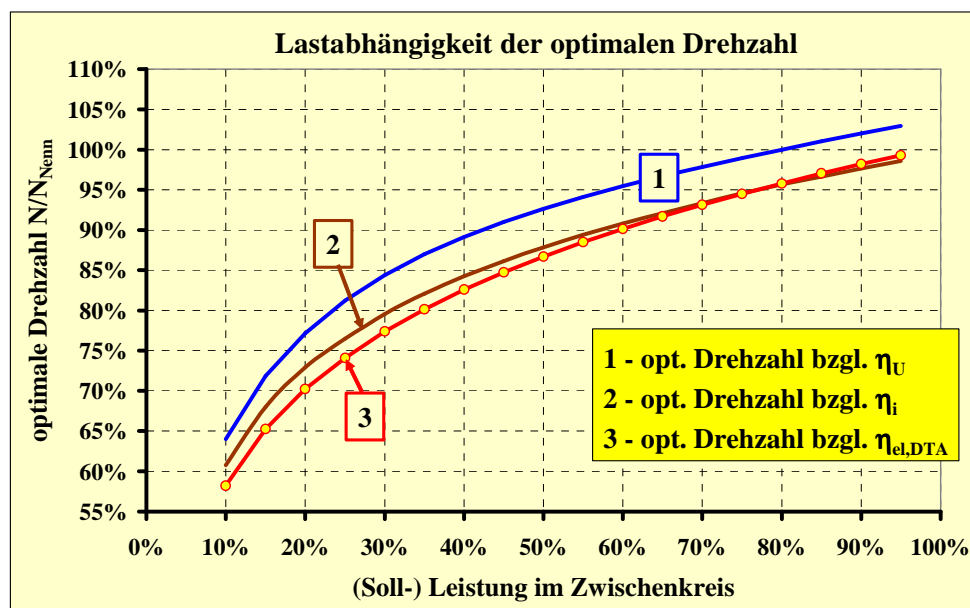


Abbildung 4: Verlauf der wirkungsgradspezifischen optimalen Drehzahlen in Abhängigkeit von der Last (auf Nennwerte bezogen)

Eine Analyse dieser Verluste und ggf. spezieller Anteile ist ausführlich in [Ham05] beschrieben, so dass an dieser Stelle darauf verzichtet werden soll. Die Berechnung aller Verluste und der hieraus resultierenden Wirkungsgrade ergibt nach [Ham05] für jeden Lastfall eine optimale Drehzahl, wobei die Auslegungsparameter bekannt sein müssen (hier [KKK05]). Der Verlauf der optimalen Drehzahl über der Leistung variiert hierbei bezüglich des Optimierungszieles

Für die Gesamtanlage ist somit die Kurve 3 von Bedeutung. Die Untersuchungen lassen darüber hinaus die Bewertung zu, dass die Anpassung der Drehzahl an die vorgegebene Leistung ohne Zweifel positive Effekte bezüglich des

Anlagenwirkungsgrades bringt. Für sich allein genommen sind sie allerdings in ihrer Größenordnung keine Revolution des Dampfturbinenbaus, jedoch ein weiterer Baustein zu einer optimalen Ausnutzung der bestehenden Ressourcen. Anzuwenden ist die Variation der Drehzahl immer dann, wenn die Drehzahl ohnehin aktiv geregelt werden muss. Die erzielbaren Verbesserungen rechtfertigen in jedem Fall den geringen Aufwand für die Ermittlung der Kennlinie. In Weiterführung dieser hier dargestellten Untersuchungen ist eine Vielzahl von Turbinen in Ihren Anwendungsfeldern zu betrachten mit dem Ziel, den Verlauf der optimalen Drehzahl über der Last bezogen auf die Nennparameter zu parametrieren, d.h. eine empirische Kennfunktion zu ermitteln. Dies konnte aus den wenigen zur Verfügung stehenden Daten und Zusammenhängen nicht ermittelt werden. Der Berechnungsgang basiert bezüglich des Umfangswirkungsgrades ebenfalls auf empirischen Daten, was die Ermittlung einer generellen theoretischen Berechnungsformel verhindert. Prinzipiell kann jedoch durch sensitive Analyse festgestellt werden, dass der funktionelle Zusammenhang zwischen der Drehzahl und der Leistung mit folgender allgemeingültiger Gleichung nachgebildet werden kann:

$$\frac{n_{Soll}(P)}{n_{Soll}(P_{Nenn})} = A \cdot \ln\left(\frac{P}{P_{Nenn}}\right) + B \quad (3.01)$$

Für die in [Ham05] angenommenen Randbedingungen, die sich weitestgehend an der Versuchsanlage orientieren, ergeben sich die in Gl. (3.01) enthaltenen Koeffizienten wie folgt: $A \approx 0,19$; $B = 1,0$.

Da der Logarithmus von 1 den Wert 0 annimmt, entspricht B dem Wert der Drehzahl bei 100% Last. Diese muss unter der Voraussetzung einer optimalen Auslegung somit zwangsläufig relativ zur Auslegungsdrehzahl den Wert 1 (100%) haben. Verschiebt sich die optimale Drehzahl im Auslegungspunkt, wie dies bei veränderten Dampfparametern der Fall ist, so muss sich zwangsläufig der Parameter B entsprechend ändern.

3.2. Regelungskonzepte zum Betrieb der Anlage und Auswahl

3.2.1. Die übergeordnete Steuerung

Für den Betrieb der Gesamtanlage ist der Entwurf und die Umsetzung eines Steuer-, Regel- und Sicherheitskonzeptes zwingend notwendig. Die Regelung der Anlage erfolgt durch Soll-Ist-Wert – Vergleiche entsprechend festgelegter Kenngrößen und daraus resultierend Einwirkung auf vorhandene Regelorgane. Für darüber hinaus gehende Aufgaben wird eine übergeordnete Steuerung benötigt. In der Versuchsanlage wurde die übergeordnete Steuerung durch eine speicherprogrammierbare Steuerung (SPS) realisiert. Die technische Realisierung erfolgte durch ein spezialisiertes Ingenieurbüro unter Vorgabe der notwendigen Funktionalitäten.

Die wichtigsten Aufgaben der SPS können wie folgt zusammengefasst werden:

- Signalaufnahme und -verarbeitung aller für den Betrieb und die Überwachung der Anlage notwendigen Messsignale.
- Automatischer Ablauf des An- und Abfahrens des Turbogenerators unter normalen Betriebsbedingungen.

- Sicherheitsgerichtete Überwachung und ggf. Abschaltung der Anlage.
- Kommunikation und Datenfernübertragung mit der zentralen Leitwarte.
- Vor-Ort Bedienung der Anlage sowie Messdatenanzeige über ein Display.
- Berechnung der Solldrehzahl aus der Sollleistung über eine eingespeicherte Kennlinie.

Im Schaltschrank der SPS sind des Weiteren der Drehzahlregler (SC800, KK&K) und die Datenübertragung an die Messdatenerfassung integriert.

3.2.2. Freiheitsgrade der Regelung

Das Regelkonzept der Anlage ergibt sich aus der Nutzung der vorhandenen Freiheitsgrade. Mit der Regelung wird der Anlagenzustand so beeinflusst, wie es durch intern oder extern vorgegebene Sollwertgrößen gewünscht wird. Sollwerte können hierbei nur für Kenngrößen vergeben werden, die von außen verändert werden können oder die mit von außen veränderbaren Kenngrößen direkt in Zusammenhang stehen.

Es stellt sich die Frage, welche und wie viele Kenngrößen an der neuen Anlage „frei“ wählbar sind und wie diese durch entsprechende Stellorgane beeinflusst werden können. Hierzu soll als erstes einmal ein konventioneller Turbogenerator betrachtet werden (Abbildung 5).

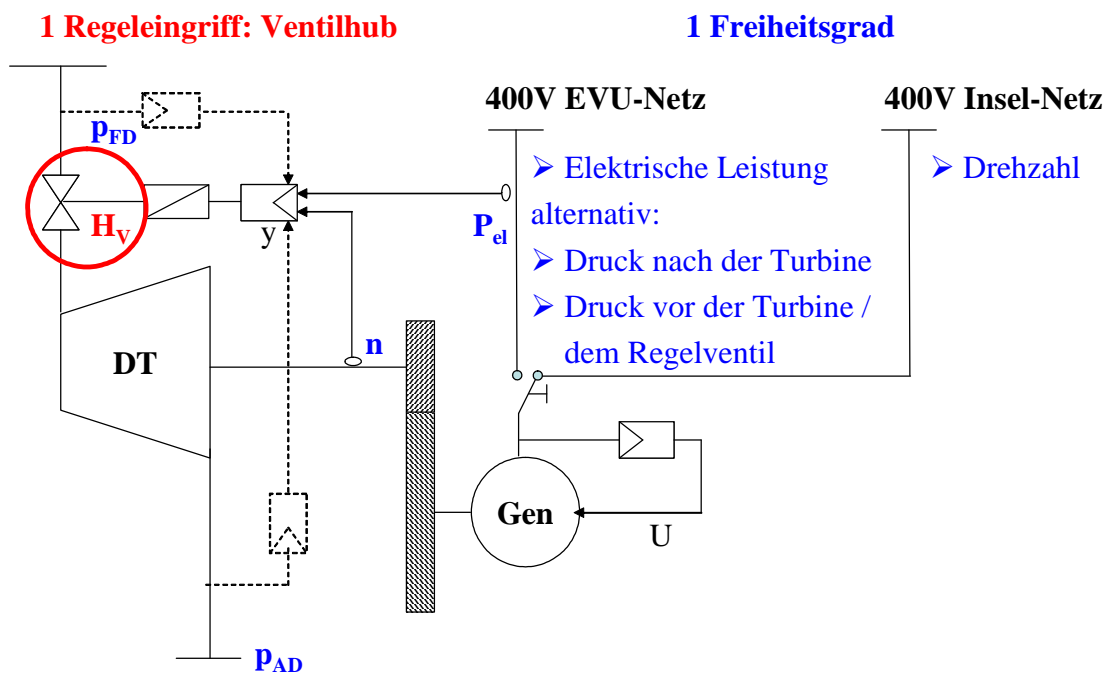


Abbildung 5: Regelung eines konventionellen Dampfturbogenerators - Schema

Wird eine Getriebedampfturbine zur Stromerzeugung in Netzparallelschaltung zu einem vorhandenen Netz betrieben, gibt das Netz die Frequenz vor. D.h. nach der Synchronisation mit dem Netz dreht der Generator entsprechend seiner Polpaarzahl mit einer konstanten Drehzahl von z.B. 1500 min^{-1} . Durch die starre Kopplung der Turbine an den Generator über das mechanische Getriebe muss diese somit ebenfalls mit konstanter Drehzahl arbeiten. Die Drehzahl ist fest von außen vorgegeben und nicht beeinflussbar. Über den von verschiedenen Einflussfaktoren abhängigen Wirkungsgrad ist somit die Leistung der Turbine durch Veränderung der

Energiezufuhr zur Turbine variierbar. Eine weitere Größe kann im Betrieb der Anlage unabhängig von der Leistung (vom Ventilhub) nicht verändert werden, es ergibt sich ein einziger Freiheitsgrad für diese Anlage.

Übersteigt die geforderte Leistung das Angebot an thermischer Energie, führt die weitere Abforderung der Leistung zu einer Druckabsenkung im Frischdampf und damit zum Kesselausfall. Ebenso verändert sich der Gegendruck stark, wenn die Wärmemenge des Abdampfes vom Bedarf verschieden ist. Daher kann eine ggf. der Leistungsregelung überlagerte Regelung dieser beiden Drücke eingeführt werden. Der Freiheitsgrad ist dann der jeweilige Druck, es kann aber immer nur eine dieser 3 Größen gezielt beeinflusst werden, die anderen beiden ergeben sich.

Im Inselbetrieb fehlt das starke Netz, welches die Frequenz und damit die Drehzahl vorgibt. Hier muss die Turbine die Drehzahl so konstant halten, dass Laständerungen im Netz nicht zu unzulässigen Frequenzabweichungen führen. Die Ansprüche an die Regelung sind im Inselbetrieb aufgrund der geforderten Genauigkeit und der möglicherweise hohen Änderungsgeschwindigkeiten bedeutend höher als im Netzparallelbetrieb. Eine Druckregelung wie im Netzparallelbetrieb ist im Inselbetrieb nicht möglich. Es bleibt weiterhin bei nur einem Freiheitsgrad.

Was ändert sich mit der neuen Technologie? Durch den Wegfall des Getriebes dreht der Generator mit Turbinendrehzahl und erzeugt eine hohe Frequenz. Für die Umformung der AC-Generatorausgangsspannung wird ein gepulster dreiphasiger Gleichrichter verwendet, der den Gleichspannungszwischenkreis des Umrichters speist. Die Einspeisung in das dreiphasige Niederspannungsnetz erfolgt durch einen quasi baugleichen Wechselrichter mit Neutralleiteranschluss. Durch den Umrichter wird der Turbogenerator vom Netz entkoppelt.

Die Drehzahl steht nun als Freiheitsgrad zur Verfügung, unabhängig von der Leistung. Der Zwischenkreisstrom kann durch einen Stromregler aktiv beeinflusst werden. Gleiches gilt für den ins Netz eingespeisten Strom. Die Spannung ist vom Netz vorgegeben (im Netzparallelbetrieb), so dass sich hiermit eine bestimmte Leistung einstellt unter Berücksichtigung der Effektivwerte für Strom und Spannung und der Phasenverschiebung zwischen beiden.

Das neue System hat damit 3 voneinander unabhängige Variablen und somit 3 Freiheitsgrade. Es sind folgende 3 Eingriffsmöglichkeiten vorhanden:

- Regelventil im Frischdampfstrom - H_{RV}
- Stromregler im Gleichrichter - I_{MSR}
- Stromregler im Wechselrichter - I_{NSR}

Mit diesen werden folgende Zielregelgrößen beeinflusst:

- Drehzahl des Turbogenerators n
- Eingespeiste elektrische Leistung P_{el}
- Spannung im Gleichstromzwischenkreis U_{ZK}

Da diese jeweils auf verschiedenem Wege beeinflusst werden können, ergeben sich 3 technisch sinnvolle Regelungsvarianten. Theoretisch sind es doppelt so viele ($3! = 6$), die andere Hälfte ist technisch nicht relevant.

3.2.3. Regelungsvarianten

Die Regelung der Anlage basiert in jedem Fall auf der ständigen Erfüllung des Leistungsgleichgewichtes in allen Komponenten. Störgrößen für diese Gleichgewichte sind Regeleingriffe durch Sollwertveränderungen und Änderungen der äußeren Bedingungen. Die 3 technisch sinnvollen Varianten ergeben sich aus den in Tabelle 1 dargestellten Kombinationen von Regelgröße und Regeleingriffsmöglichkeit.

| Variante | N-1 | | | N-2 | | | N-3 | | |
|---------------|-----------------|------------------|------------------|------------------|------------------|-----------------|-----------------|------------------|------------------|
| | N | U _{ZK} | P _{el} | N | U _{ZK} | P _{el} | N | U _{ZK} | P _{el} |
| Regeleingriff | H _{RV} | I _{MSR} | I _{NSR} | I _{MSR} | I _{NSR} | H _{RV} | H _{RV} | I _{NSR} | I _{MSR} |

Tabelle 1: Technisch sinnvolle Regelungsvarianten der Anlage

Eine dieser Varianten ist in der Versuchsanlage umzusetzen. Hierbei spielen verschiedene Faktoren eine Rolle, die nachfolgende etwas näher betrachtet werden. Eine Beschreibung aller Systeme befindet sich ausführlich in [Ham05].

Bezüglich der Bewertung der einzelnen Systeme und Festlegung des letztendlich zu realisierenden wurden einzelne Kriterien bewertet und entsprechend der Eignung 1 (sehr schlecht) bis 5 Punkte (sehr gut) vergeben.

| Kriterium | Variante: | N-1 | N-2 | N-3 |
|----------------------------------|-----------|-----|-----|-----|
| Umschaltung Insel – Netzparallel | | 5 | 1 | 3 |
| Umschaltung Leistung – Druck | | 5 | 5 | 5 |
| Regeldynamik | | 5 | 5 | 5 |
| Schwinggefahr / Stabiler Betrieb | | 5 | 1 | 5 |
| Havarieverhalten | | 5 | 1 | 5 |
| Startverhalten | | 5 | 3 | 5 |
| Erstinbetriebnahme | | 4 | 2 | 5 |
| Nutzung vorhandener Komponenten | | 3 | 4 | 5 |
| Reglereinstellung / Prototyp | | 3 | 2 | 5 |
| | Summe: | 40 | 24 | 43 |

Tabelle 2: Bewertungstabelle für die einzelnen Regelungsvarianten

Es zeigt sich, dass die Variante „N-2“ eindeutige Nachteile aufweist. Variante „N-1“ und „N-3“ sind nahezu gleichwertig. Werden aber die einzelnen Kriterien gewichtet, und zwar so, dass für das Produkt die Umschaltung von Netzparallel auf Insel und zurück Priorität hat, für das erste Funktionsmuster aber die Nutzung vorhandener Komponenten und die getrennte Erprobung und Test, so ergibt sich die Variante „N-1“ als eindeutiges Ziel des Entwicklungsprojektes. Die Variante „N-3“ ist aber der Weg zu diesem Ziel, da sich mit ihr die Testmöglichkeiten deutlich verbessern und die Integration vorhandener leistungselektronischer Komponenten deutlich vereinfacht.

System N-3: Netzparallelschaltung mit Leistungsregelung am Maschinenstromrichter

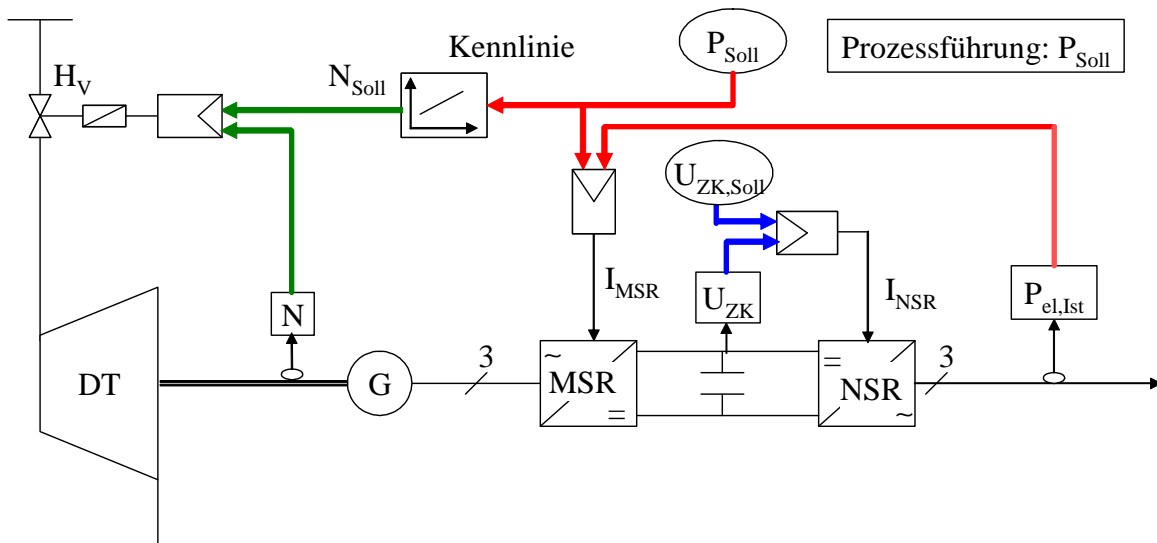


Abbildung 6: Realisiertes Regelkonzept der Versuchsanlage

Somit wurde für die Versuchsanlage das Konzept „N-3“ umgesetzt mit dem Ziel, das Verhalten der Gesamtanlage eingehend zu studieren und damit Rückschlüsse für das Verhalten in Variante „N-1“ zu erhalten, die dann in der Entwicklung der Serienanlage einfließen. Abweichend zu dem hier dargestellten System „N-3“ wurde in der Versuchsanlage die Leistungsregelung auf die Zwischenkreisleistung ausgelegt. Die Leistungsregelung stellt die Belastung des Generators im Maschinenstromrichter (MSR) damit so ein, dass sich unter Kenntnis der Zwischenkreisspannung die vorgegebene Leistung im Zwischenkreis einstellt. Aufgrund der Verluste im Netzstromrichter (NSR) ist die Netzeinspeiseleistung etwas geringer. Würde diese Variante in der Serie beibehalten, müsste eine Wirkungsgradkennlinie für den Netzstromrichter in der Regelung hinterlegt und berücksichtigt werden.

Die Drehzahl wird über einen elektronischen Drehzahlregler (SC800 der Fa. Voith Turbo) eingestellt. Parallel dazu wird die Drehzahl sicherheitsgerichtet überwacht. Überschreitet sie einen Grenzwert, wird die Schnellschlussfunktion des Regelventils ausgelöst und die Anlage abgeschaltet.

3.3. Leistungselektronische Komponenten

Die Entkopplung zweier Stromrichter durch einen Energiespeicher, in Form eines Kondensators (Gleichspannung), stellt eines der wichtigsten Grundprinzipien der Leistungselektronik dar. Neben der Wirkung als Filterelement gleicht der Zwischenspeicher Augenblickswertschwankungen der Leistung des Umrichters am Eingang bzw. Ausgang aus. Ursache für die unterschiedlichen Augenblickswerte der Leistung sind ungleiche Amplituden von Strom, Spannung und Frequenz am Ein- bzw. Ausgang des Umrichters. Diese „lastausgleichende“ Eigenschaft des Zwischenspeichers im stationären Leistungsgleichgewicht wirkt sich besonders bei großen Lastsprüngen, die z.B. im Inselbetrieb zu erwarten sind, positiv auf das Systemverhalten aus. Prinzipiell können Umrichter mit Spannungszwischenkreis in fremdgeführte und selbstgeführte Topologien mit jeweils unidirektional bzw. bidirektional steuerbarem Leistungsfluss eingeteilt werden [Sin04]. Ein reiner

Wirkleistungsbetrieb des Generators mit variabler Drehzahl und damit variabler elektrischer Frequenz und Amplitude der Polradspannung lässt sich lediglich mit einem selbstgeführten Pulsleichrichter realisieren. Bei ausreichend hoher Schaltfrequenz der Halbleiterventile weisen die Phasenströme eine verhältnismäßig geringe Verzerrung durch Oberschwingungen auf. An Hand des Steuer- und Regelkonzepts der Versuchsanlage lassen sich folgende Anforderungen an den maschinenseitigen und netzseitigen Stromrichter ableiten:

- Entkopplung von Generator- und Netzfrequenz und Ermöglichung der Drehzahlvariabilität der Turbine (des Generators).
- Drehzahlunabhängige Belastung des Turbogenerators gemäß einem von der übergeordneten Steuerung vorgegebenen Leistungswert.
- Realisierung von Wirkleistungsbetrieb des Generators ($\cos(\varphi) \approx 1$) im gesamten Drehzahlbereich bei geringer Oberschwingungsbelastung.
- Leistungsregelung der Gesamtanlage bei normgerechter Netzeinspeisung in das Niederspannungsnetz.

Die von der DBU durch die Förderung geschaffenen finanziellen Rahmenbedingungen ermöglichten es jedoch nicht, eine bezüglich der leistungselektronischen Komponenten speziell angepasste Lösung für den angestrebten Leistungsbereich zu entwickeln und aufzubauen.

Aus diesem Grund erklärte sich Piller Power Systems dazu bereit, in Eigenfinanzierung zwei vorhandene Stromrichter der Serie PowerFormer400 (PF400) zur Verfügung zu stellen. Dabei handelt es sich um jeweils einen spannungsgeführten IGBT - Stromrichter in Zweipunktechnik. Die Steuerung und Regelung der Stromrichter erfolgt jeweils über ein Controllerboard mit zwei Mikrocontrollern SAB C167 pro Board.

Eine Hauptaufgabe bestand unter anderem darin, die Hard- und Software der beiden Stromrichter gemäß den technischen Anforderungen

- Funktion an einem gemeinsamen Zwischenkreis,
- variable Eingangsfrequenz ($f_{el} = 533 \text{ Hz bis } 667 \text{ Hz}$),
- drehzahlabhängige Eingangsspannung ($U_{LL} = 345 \text{ V bis } 431 \text{ V}$),
- Regelung der Systemleistung,
- Fernsteuerbarkeit durch eine übergeordnete Leitebene und
- gemeinsames Sicherheitskonzept

funktionell anzupassen bzw. umzubauen. Nach technischer Prüfung wurde die Konfiguration bestehend aus zwei PF400 als grundsätzlich geeignet erachtet. Genaue Detailkenntnisse über Funktion, Technologie und die bereits vorhandenen Softwaremodule mussten erarbeitet werden, um bestehende und sehr umfangreiche „Piller-Algorithmen“ nutzen zu können, um diese später durch eigene Softwaremodule zu ergänzen.

Dies erwies sich nach der Einarbeitungsphase als schwierig und zeitaufwendig, weil neben objektiven, durch die spezielle Anwendung gegebenen Randbedingungen auch reine Software spezifische Kenntnisse notwendig waren, um in ein vorhandenes, sehr komplexes - im Quellcode nicht offenes - Softwarepaket die eigenen Algorithmen zu implementieren.

Für Testzwecke wurde ein Controllerboard im Labor der Professur Leistungselektronik in Betrieb genommen, um sich mit der Hard- und Software des Controllerboards vertraut zu machen. Weiterhin ließ sich so die Funktionen eigener Softwaremodule im Zusammenspiel mit implementierten Algorithmen bereits im Labor überprüfen (Abbildung 7). Auch wurden beide Stromrichter im Versuchsfeld des Elektrotechnischen Instituts der TU Dresden installiert und in Betrieb genommen.

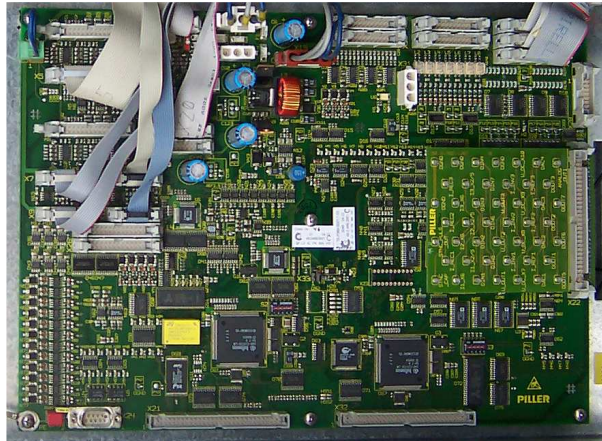


Abbildung 7: Controllerboard zur Steuerung und Regelung eines Stromrichters

3.3.1. Modellbildung und Simulation

Dem in Kapitel 3.2. vorgestellten Steuerungs- und Regelkonzept gingen zahlreiche theoretische Voruntersuchungen bezüglich der Steuerung und Regelung der Stromrichter voraus. Einerseits wurden Generator und Umrichter aus regelungstechnischer Sicht modelliert, um aufbauend auf dem stationären Streckenmodell die Zwischenkreisleistungsregelung zu entwerfen. Andererseits wurde das stationäre und dynamische Verhalten des Umrichtersystems im Schaltungssimulator SIMPLORER untersucht. Hierfür wurde ein eigens entwickeltes Maschinenmodell einer permanent erregten Synchronmaschine erarbeitet und in den Simulator eingebunden.

Die elektrische Leistung einer permanent erregten Synchronmaschine ergibt sich bei Vernachlässigung aller Verluste mit Gl. (3.02) als Funktion der Drehzahl n , der Polpaarzahl z_p und dem inneren Generatormoment m [Mül90], [Qua99].

$$P_{el} = \omega_m \cdot m = 2\pi \cdot \frac{n}{60} \cdot m \quad (3.02)$$

Für das vom Generator produzierte Moment gilt Gl. (3.03)

$$m = \frac{3}{2} \cdot z_p \cdot \Psi_{PM} \cdot i_q \quad (3.03)$$

mit

Ψ_{PM} : Polradfluss

i_q : Stromvektorkomponente in q-Richtung.

Die Ständerspannungsgleichungen einer permanent erregten Synchronmaschine in dq-Koordinaten im Laplacebereich lauten

$$u_d = R_s i_d + L_d \cdot p \cdot i_d - \omega_{el} L_q i_q \quad (3.04)$$

$$u_q = R_s i_q + L_q \cdot p \cdot i_q + \omega_{el} L_d i_d + \omega_{el} \Psi_{PM} \quad (3.05)$$

Berücksichtigt man den Vollpolcharakter des vorliegenden Generators ($L_d = L_q = L$) können die Gleichungen wie folgt umgestellt werden.

$$(u_d + \omega_{el} L i_q) \frac{K_S}{1 + p T_S} = i_d \quad (3.06)$$

$$(u_q - \omega_{el} L i_d - \omega_{el} \Psi_{PM}) \frac{K_S}{1 + p T_S} = i_q$$

mit $K_S = 1/R_S$

$T_S = L/R_S$

Somit ergibt sich das in Abbildung 8 dargestellte Blockschaltbild für die permanent erregte Synchronmaschine (PMSM) mit den bereits eingezeichneten Stromregelschleifen für jede Stromvektorkomponente. Die „maschineninternen Störgrößen“ $\omega_{el} L i_q$ bzw. $-(\omega_{el} L i_d + \omega_{el} \Psi_{PM})$ entsprechen der bekannten Verkopplung zwischen den dq-Komponenten.

Diese Verkopplung (V-Struktur) kann durch eine entsprechende Umschaltung von betragsmäßig gleichen Werten mit entgegengesetzten Vorzeichen am Reglerausgang sehr gut kompensiert werden (Abbildung 8) [Ben03].

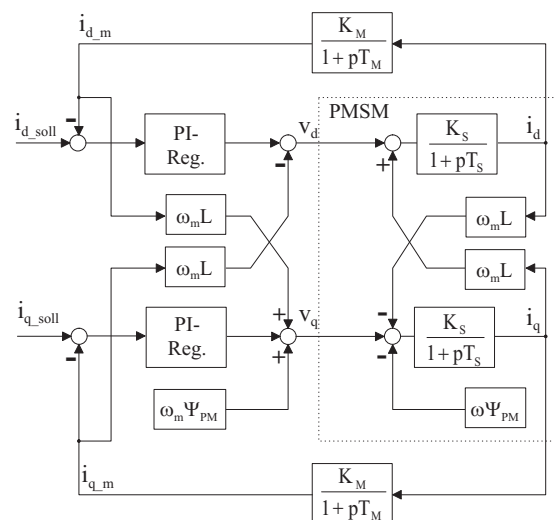


Abbildung 8: Signalflussplan der Stromregelschleifen in dq-Koordinaten

Einem PI-Regler zur Regelung der Zwischenkreisleistung wurde eine im dq-Koordinatensystem arbeitende Regelung der Generatorströme unterlagert. Der Sollwert i_{q_soll} für die momentbildende Querkomponente des Ständerstromvektors wird durch den Leistungsregler vorgegeben. Da der Generator nur mit Wirkleistung belastet werden soll, muss der Sollwert i_{d_soll} für die Längskomponente des Ständerstromvektors Null betragen. Somit stellt sich das in Gl. (3.03) angegebene Drehmoment des Generators als Funktion der Stromkomponente und der Polradflussverketzung ein.

Mit den erarbeiteten Kenntnissen über die zur Verfügung stehende Regelplattform (Piller Controllerboard) wurde damit begonnen, die im Vorfeld quasikontinuierlich entworfene Gleichrichterregelung an die Hardware spezifischen Einschränkungen anzupassen.

Für die Berechnung der Entkopplungsterme können die aus den Messwerten gewonnenen Größen i_{d_M} , i_{q_M} , und ω sowie die bekannten Generatorparameter L und Ψ_{PM} verwendet werden. Voraussetzung dafür ist aber eine nahezu unverzögerte Messung sowie Transformation der Phasenströme in rotorfeste dq-Koordinaten. Das auf dem Controllerboard realisierte Zeitmanagement arbeitet mit einer Zyklus- bzw. Abtastzeit von $625 \mu s$. Bei Nenndrehzahl des Generators entspräche dies lediglich 2 bis 3 Messwerten je Grundschwingungsperiode. Durch simulative Untersuchungen mit Berücksichtigung der begrenzten Abtastrate konnte nachgewiesen werden, dass mit der verhältnismäßig großen Abtastzeit der geplante Entkopplungsalgorithmus nur bedingt funktionsfähig war und die Stromregelstrecke in bestimmten Betriebspunkten sogar instabil auf Änderungen der Führungsgrößen reagierte.

Aus diesem Grund musste ein neuer Ansatz für eine Entkopplung der dq-Komponenten gefunden werden, dessen Prinzip nahezu unabhängig von der Abtastzeit (Messwertaufbereitung) des Controllerboards ist.

Ein Ansatz hierfür lieferte die sog. Synthese von Mehrfachregelungen durch eine Reihen- bzw. Serientenkopplung [Föl94]. Prinzipielles Ziel ist dabei die Erweiterung der Reglerstruktur durch zusätzliche Verkopplungen am jeweiligen Stromreglerausgang, die die Streckenverkopplungen kompensieren. Für den Reglerentwurf muss die in Abbildung 8 dargestellte Strecke von der ursprünglichen V-Struktur in eine sog. P-Struktur umgerechnet werden (Abbildung 9).

Dabei gelten für die dargestellten Übertragungsfunktionen folgende Gleichungen:

$$G_{11}(p) = G_{22}(p) = \frac{K_s(1+pT_s)}{p^2T_s^2 + 2pT_s + 1 + K_s^2\omega^2L^2} \quad (3.07)$$

$$G_{12}(p) = -G_{21}(p) = \frac{K_s^2\omega L}{p^2T_s^2 + 2pT_s + 1 + K_s^2\omega^2L^2} \quad (3.08)$$

$$G_H(p) = \frac{G_{11}(p) \cdot G_{22}(p)}{G_{11}(p) \cdot G_{22}(p) - G_{12}(p) \cdot G_{21}(p)} \quad (3.09)$$

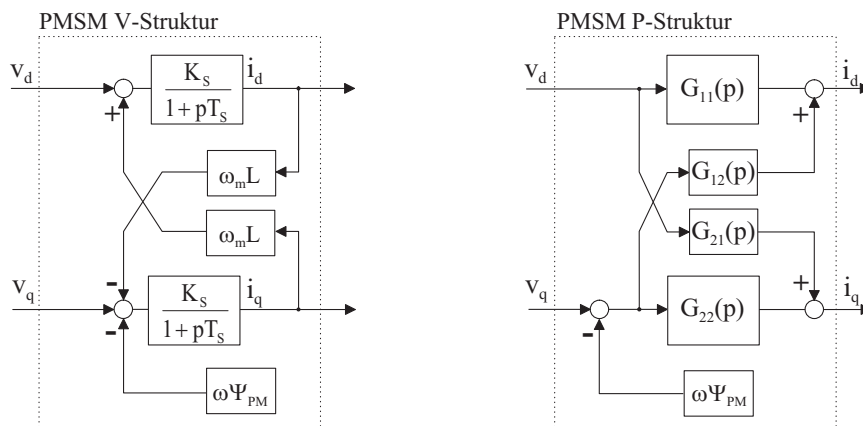


Abbildung 9: Streckenmodell des Generators, V- bzw. P-Struktur

Die sich daraus ergebenden angepassten Stromregelschleifen sind in Abbildung 10 dargestellt. Eine Entkopplung in „Vorwärtsrichtung“ ermöglicht nun den Entwurf der Stromregler $G_R(p)$ unabhängig von den Streckenverkopplungen. Dabei müssen die sich vom ursprünglichen Streckenmodell (Gl. (3.06)) unterscheidenden Übertragungsfunktionen $G_{11}(p)$ und $G_{22}(p)$ Berücksichtigung finden (Gl. 3.07 und Gl. 3.08).

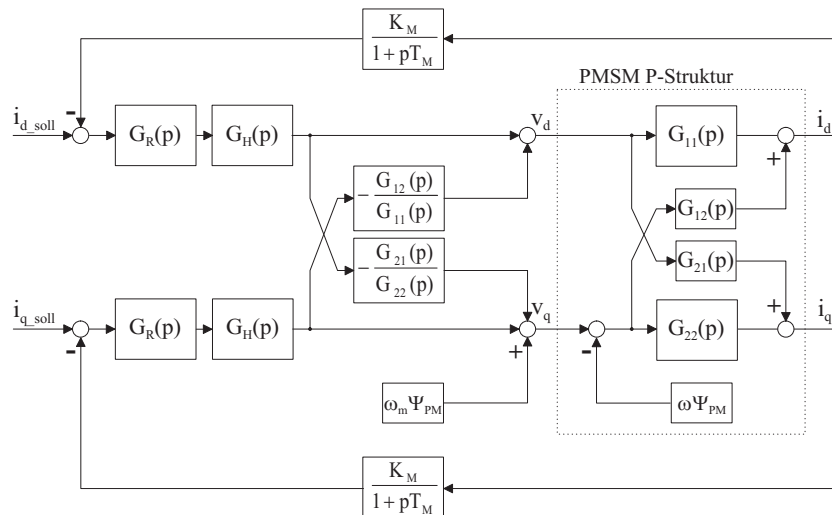


Abbildung 10: Stromregelschleifen mit Entkopplungsthermen am Reglerausgang

Die Stromregelung wurde in Verbindung mit einer überlagerten Regelschleife für die Zwischenkreisleistung (PI-Regler in Abbildung 10 nicht dargestellt) entworfen und mit den von der Informationsebene vorgegeben Rahmenbedingungen in der Simulation erfolgreich für den Fall der vollständigen bzw. stationären Entkopplung getestet.

Anschließend sollten die Regler- und die Entkopplungstherme mit der bereits auf dem Controllerboard vorhandenen diskreten Steuerung und Regelung des Gleichrichters verknüpft werden. Entsprechende Schnittstellen zur vorhandenen Soft- und Hardware wurden gemeinsam mit Piller erarbeitet und implementiert. Um das Controllerboard zu nutzen, war es jedoch unumgänglich das bereits integrierte Zeitregime und damit die Priorität der Abarbeitung der einzelnen Softwaremodule zu nutzen.

Die einzelnen Module der Regelungssoftware laufen in der sog. Hauptschleife ab. Sie werden in einem Zeitfenster von 20 ms mit 32 Messinterrupts aufgerufen und ausgeführt. Daraus resultiert die bereits genannte Zykluszeit von 625 μ s pro Hauptschleifendurchlauf. Parallel dazu läuft ein sog. USER-Programm mit einer Zykluszeit von 20ms ab, in dem Routinen zur Steuerung und Überwachung des Gleichrichters abgearbeitet werden.

Die entworfene Mehrgrößenregelung des Gleichrichters und im speziellen die mit der Istwerterfassung verbundene Transformation in dq-Koordinaten sowie die Raumzeigermodulation zur Ansteuerung der Halbleiterventile erfordern eine synchrone Abtastung der 3 bzw. 2 Phasenströme des Gleichrichters. Die Analog-Digital-Wandlung des Mikrocontrollers und somit die Messwertverarbeitung (keine synchrone Abtastung) ist aber dem Zeitraster der Hauptregelschleife unterworfen, so dass eine synchrone Augenblickswerterfassung ohne zusätzliche Hardware nicht möglich ist. Unabhängig davon stellte sich bei der Implementierung der Entkopplung

heraus, dass Aufgrund der bereits vorhandenen und sehr umfangreichen Softwaremodule nur noch ein begrenzter Speicherplatz zur Verfügung stand, um die neuen Softwarekomponenten zu implementieren. Diese beiden schwerwiegenden und im Vorfeld nicht erkannten Probleme, führten nach intensiver Diskussion mit Piller zum dem Ergebnis, dass ohne zusätzliche Hardware zur Strommessung sowie umfangreiche Modifikationen an den „Piller-Algorithmen“ die Umsetzung auch dieser Stromregelung mit nachfolgender Raumzeigermodulation nicht möglich ist. Piller war aber aus firmenpolitischen Gründen nicht bereit, den gesamten Quellcode offen zu legen.

In Anbetracht der bevorstehenden Inbetriebnahme im Heizkraftwerk Dresden Reick musste schnell auf ein alternatives Stromregelungskonzept ausgewichen werden. Dabei handelt es sich um eine analoge Stromregelung mit drei Toleranzband-Reglern (Hysteresestromregler) [Jen95]. In Abbildung 11 ist schematisch die Leistungsregelschleife mit den drei unterlagerten Stromreglern dargestellt [Wen05]. Im Gegensatz zur ursprünglich angedachten Raumzeigermodulation, bei der explizit die Schaltzeiten für jeden Gleichrichterzweig berechnet werden, stellen sich beim Toleranzbandregler die Schaltfrequenzen in einem bestimmten Spektralbereich abhängig von der Toleranzbandbreite frei ein. Die sehr robuste Stromregelung zeichnet sich aufgrund der analogen Realisierung durch höchste Dynamik aus.

Bis dato hatte Piller diese Art der Stromregelung lediglich in Systemen mit konstanter Grundschwingungsfrequenz von 400 Hz getestet. Für den Betrieb mit variabler Grundschwingungsfrequenz von bis zu 700 Hz der Phasengrößen waren neben Modifikationen an der Hardware des Controllerboards ebenfalls Änderungen an der Software nötig, die aber aufgrund der vorangegangenen Einarbeitungsphase zügig durchgeführt werden konnten. Auch konnte der zuvor erstellte Algorithmus für den diskreten PI-Regler zur Regelung der Zwischenkreisleistung übernommen werden. Die Sollwerte für die drei Stromregler werden über die Digital-Analog-Ausgänge des Mikrocontrollers ausgegeben. Aus einem mechanisch an die Rotorlage gekoppelten Pulssignal werden Phasenlage und Frequenz für die Stromsollwerte berechnet und auf die Polradspannung synchronisiert. Die Amplitude der Stromsollwerte wird vom diskreten Zwischenkreisleistungsregler vorgegeben. Somit liegen die Phasenströme über den gesamten Drehzahlbereich in Phase zur Polradspannung.

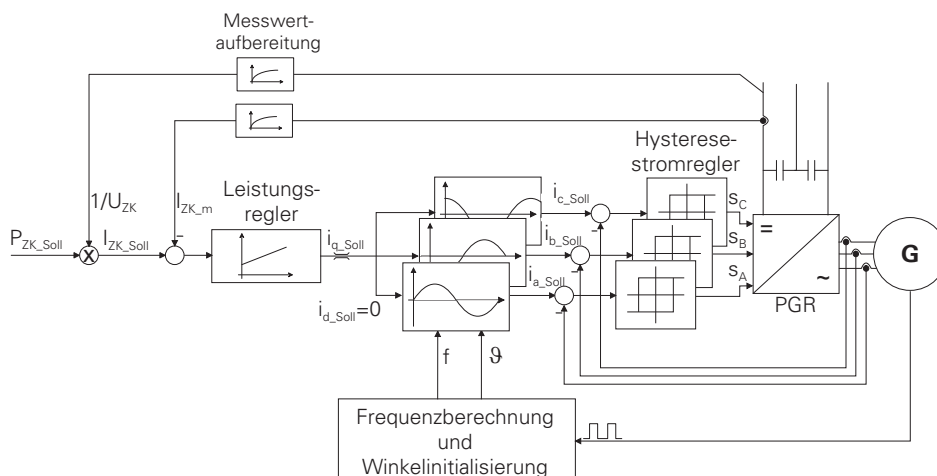


Abbildung 11: Leistungsregelschleife mit unterlagelter Stromregelung

Bei idealer Leistungsbilanz kann unter Berücksichtigung des in Abbildung 12 dargestellte Signalflussgraphen folgender Ansatz für den Reglerentwurf für die Zwischenkreisleistung gemacht werden:

$$P = I_{ZK} U_{ZK} = 3U_{P_{eff}} I_{GR_{eff}} = 3 \frac{U_{LL_{eff_leer}}}{\sqrt{3}} \cdot \frac{i_q}{\sqrt{2}} \quad (3.10)$$

$$I_{ZK} = \sqrt{\frac{3}{2}} \cdot \frac{U_{LL_{eff_leer}}}{U_{ZK}} \cdot i_q = K_{STG} \cdot i_q \quad (3.11)$$

$$K_{STG} = \sqrt{\frac{3}{2}} \cdot \frac{U_{LL_{eff_leer}}}{U_{ZK}} \quad (3.12)$$

$$I_{ZK}^* = K_{ZK} \cdot I_{ZK} \quad (3.13)$$

$$i_q^* = K_q \cdot i_q$$

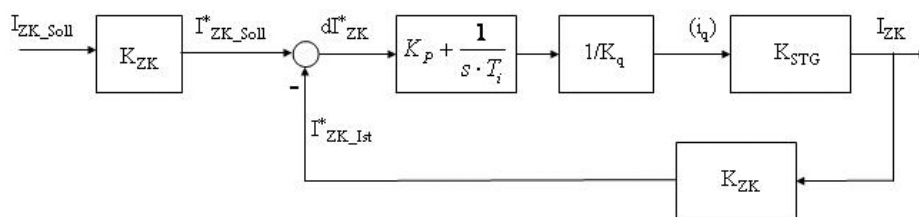


Abbildung 12: Blockschaltbild, Leistungsregelkreis

Für die Übertragungsfunktion des PI-Reglers gilt

$$G_{PI}(s) = K_p + \frac{1}{s \cdot T_i} \quad (3.14)$$

mit den Parametern für eine gewünschte Anregelzeit von $T_{an} = 3s$

$$K_p = 0.00179,$$

$$T_i = 0.55649s.$$

Mit diesen Reglerparametern reagiert die Leistungsregelschleife mit einer Anregelzeit von 3s auf Sollwertsprünge bzw. Istwertänderungen. Kürzere Anregelzeiten sind durchaus möglich, was die folgenden Simulationsergebnisse belegen.

Im Schaltungssimulator SIMPLORER wurde die Zwischenkreisleistungsregelung mit unterlagerter Stromregelung in dq-Koordinaten mit Entkopplung und Raumzeigermodulation implementiert und getestet. Ebenso wurde ein Simulationsmodell für die eingesetzte Ansteuerung des Pulsleichrichters mittels Zweipunktstromregler mit überlagerter Zwischenkreisleistungsregelung und Drehzahlregelung erstellt. Zwischen den Simulationsverläufen und den späteren Messungen konnten weitestgehend gute Übereinstimmungen festgestellt werden.

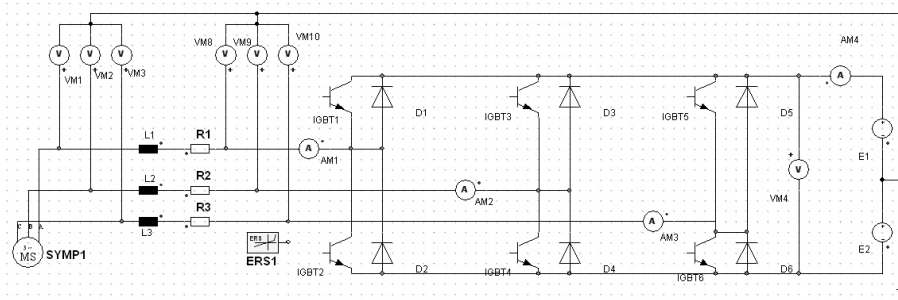


Abbildung 13: Simulationsmodell, Generator und IGBT – Gleichrichter

| Generatordaten: SYMP1 | | Pulsleichrichter: | |
|------------------------------|--------------------------------|--------------------------|-----------------------------------|
| Nennleistung: | $P_N = 500 \text{ kW}$ | Nennleistung: | $P_N = 400 \text{ kW}$ |
| Nenndrehzahl: | $n_N = 20000 \text{ min}^{-1}$ | Nennstrom: | $I_{SN} = 580 \text{ A}$ |
| Polpaarzahl: | $z_P = 2$ | Spitzenstrom: | $\hat{I}_{SMax} = 1730 \text{ A}$ |
| Rotorfluss: | $\Psi_{PM} = 0.08 \text{ Vs}$ | Pulsfrequenz: | $f_{Takt} = 8 \text{ kHz}$ |
| d - Induktivität: | $L_d = 7 \mu\text{H}$ | Zwischenkreisspannung: | $U_{ZK} = 850 \text{ V}$ |
| q - Induktivität: | $L_q = 7 \mu\text{H}$ | | |
| Vordrossel: | $L_{1,2,3} = 50 \mu\text{H}$ | | |
| Widerstand: | $R_S = 10 \text{ m}\Omega$ | | |
| Trägheitsmoment: | $J = 0.67 \text{ kgm}^2$ | | |

Tabelle 3: Modellparameter

In Abbildung 14 bis Abbildung 17 sind exemplarisch einige Simulationsergebnisse für einen Führungsgrößensprung von $P_{ZK_Soll} = 0 \text{ kW}$ auf $P_{ZK_Soll} = 400 \text{ kW}$ bei Nenndrehzahl dargestellt. Die Parameter des Leistungsreglers wurden hierbei so gewählt, dass die Anregelzeit der Leistungsregelschleife $T_{an} = 5 \text{ ms}$ beträgt. Die Sprungantwort der Phasenströme ist in Abbildung 14 dargestellt. Aus den Verläufen der korrespondierenden dq-Stromkomponenten (Abbildung 15) kann reiner Wirkleistungsbetrieb des Generators abgeleitet werden ($i_{d_Ist} \approx 0 \text{ A}$). Aufgrund der Trägheit des mechanischen Systems ändert sich die Drehzahl im betrachteten Zeitraum nur geringfügig (Abbildung 16). In Abbildung 17 ist der Verlauf des korrespondierenden Generatormoments dargestellt.

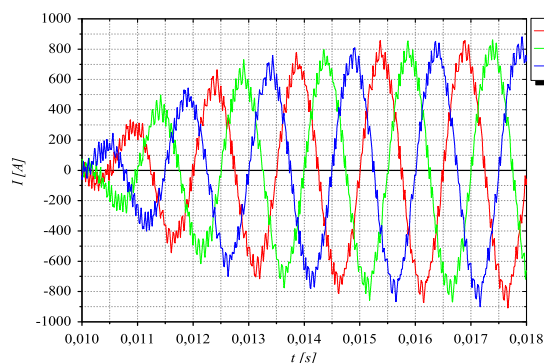


Abbildung 14: Phasenströme des Generators

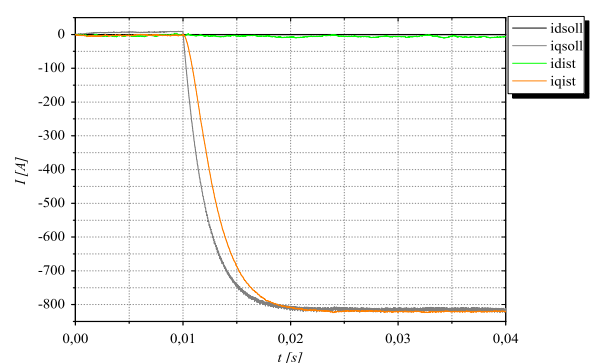


Abbildung 15: d- und q-Stromkomponente

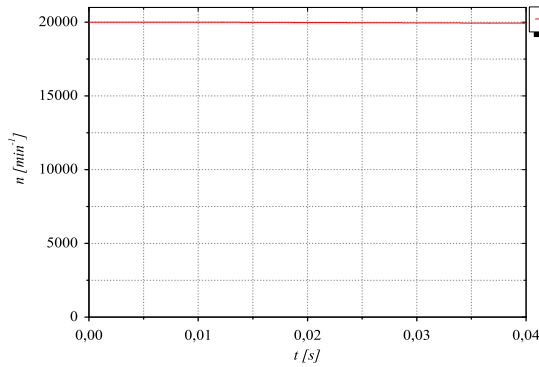


Abbildung 16: Generatordrehzahl

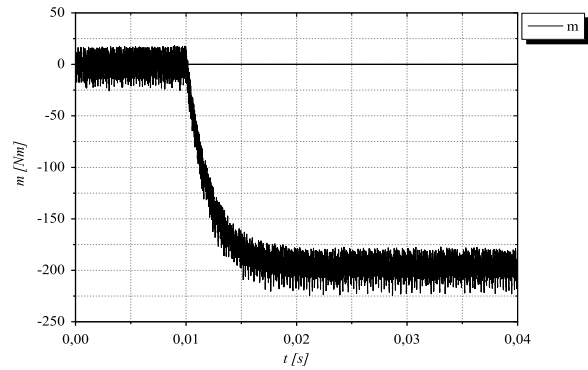


Abbildung 17: Generatormoment

3.3.2. Vorversuche an der TU Dresden

Mit dem Ziel, die Systemkomponenten und die entworfenen Regelalgorithmen so nah wie möglich mit den im Heizkraftwerk Dresden Reick zu erwartenden technischen Rahmenbedingungen zu erproben, wurden detaillierte Voruntersuchen am Elektrotechnischen Institut der TU Dresden durchgeführt. Der in Abbildung 18 dargestellte Betrieb beider Stromrichter am gemeinsamen Netzanschlusspunkt mit verbundenen Zwischenkreisen diente dem grundlegenden Verständnis und der Funktionsprüfung beider Stromrichter. Der später am Netz arbeitende Stromrichter regelt bereits in dieser Betriebsart die Zwischenkreisspannung. Somit konnten die im Vorfeld definierten Schnittstellen zur Informationsebene des Gleichrichters erstmals im gesteuerten Betrieb überprüft und getestet werden. Dies war unter anderem wichtig für die Ermittlung von Skalierungsfaktoren verschiedenster Messgrößen (Zwischenkreisstrom, Zwischenkreisspannung, Phasenströme), um das Streckenmodell des generatorseitigen Stromrichters zu quantifizieren. Im sog. Lastbankbetrieb konnte das Umrichtersystem bis zu einer Zwischenkreisleistung von $P_{ZK} = 100 \text{ kW}$ getestet werden.

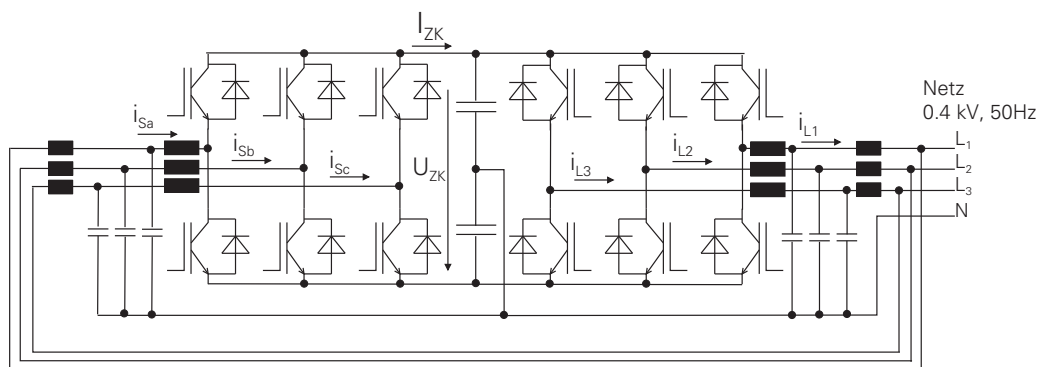


Abbildung 18: Leistungskreis, Lastbankbetrieb

Um die Inbetriebnahme bei der DREWAG unter „Produktionsbedingungen“ zu erleichtern, wurde im zweiten Laboraufbau ein am Elektrotechnischen Institut verfügbarer Antriebssatz, bestehend aus einer Gleichstrommaschine und einem 500 Hz Synchrongenerator, durch das Umrichtersystem belastet (Abbildung 19). Diese Konfiguration entsprach weitestgehend dem späteren Aufbau in Heizkraftwerk. Unterschiede bestanden lediglich in einem zusätzlichen LC-Filter zur Glättung der generatorseitigen Spannungen und der geringeren Generatordrehzahl. Die für die

Fernsteuerung nötigen Schnittstellen zur übergeordneten Leitebene (SPS) und auch die Sicherheitskette konnten gemäß den Anforderungen der DREWAG implementiert und getestet werden.

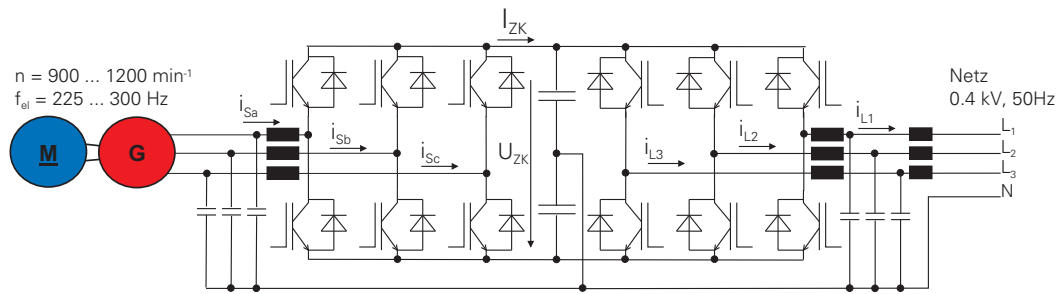


Abbildung 19: Leistungskreis, Versuchsanlage mit 500Hz – Synchrongenerator



Abbildung 20: Maschinensatz, Gleichstrommaschine (blau), fremderregter 500 Hz – Synchrongenerator (rot)

3.4. Turbogenerator und Umrichter

3.4.1. Turbogenerator

Der Turbogenerator besteht aus einer einstufigen Axialturbine und einem permanent erregten Synchrongenerator in horizontaler Bauweise (Abbildung 21). Konzeptionell basiert die Entwicklung auf den von Piller entwickelten rotierenden Energiespeichern für Unterbrechungsfreie Stromversorgungen. Das horizontale Rotordesign birgt Vorteile in der Lagerung sowie einem geringeren Raumbedarf im Vergleich mit konventionellen Generatoren, sowie in der unkomplizierten Entwässerung der Dampfturbine.

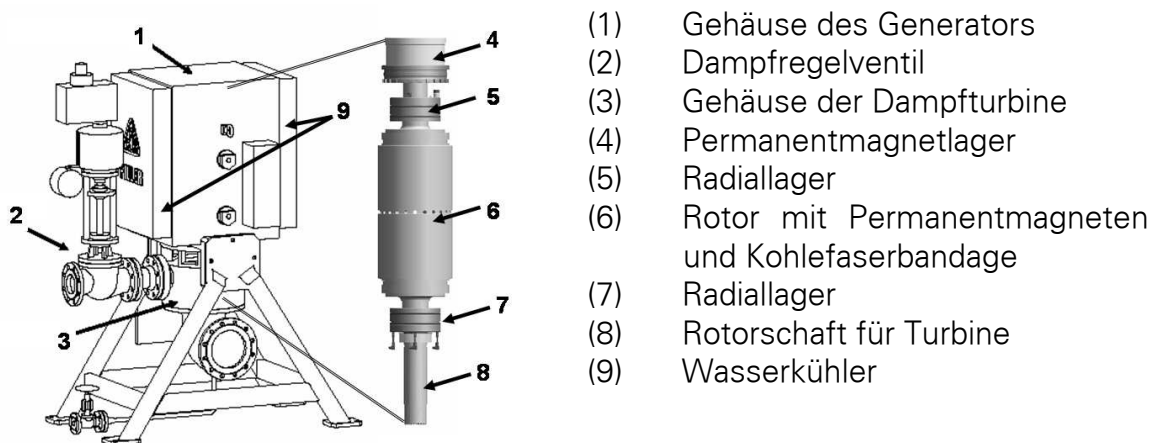


Abbildung 21: Konstruktionsmodell des Turbogenerators

Alle auf den Rotor wirkenden Axialkräfte werden durch ein passives Magnetlager (4) kompensiert. Ein abgeschlossener Luft-Wasser-Kühlkreislauf führt die im System durch die mechanischen und elektrischen Verluste entstehende Wärmeenergie sowie den zusätzlichen Wärmeenergieeintrag durch die Turbine ab.

Als Magnetwerkstoff für die Permanentmagneten kommt Neodym-Eisen-Bor (NdFeB) zum Einsatz. Diese Hochenergiemagnete zeichnen sich durch ihre sehr hohe Energiedichte von bis zu 500 kJ/m^3 gegenüber Ferriten (30 kJ/m^3) aus und ermöglichen somit eine erhebliche Reduktion des Magnetvolumens und damit des gesamten Rotorvolumens. Eine spezielle Bandage aus Kohlefaser verhindert das Ablösen der Magnete vom Rotor.

Der vierpolige Synchrongenerator induziert im Drehzahlbereich von $n = 16000 \text{ min}^{-1}$ bis 20000 min^{-1} eine Klemmenspannung von $U_{LL} = 345 \text{ V}$ bis 431 V mit einer Grundschiebungsfrequenz von $f_{el} = 533 \text{ Hz}$ bis 667 Hz . Infolgedessen beträgt die Polradflussverkettung $\Psi_{PM} = 0.084 \text{ Vs}$. Im Nennarbeitspunkt ($P_N = 500 \text{ kW}$, $n_N = 20000 \text{ min}^{-1}$) stellt sich das Nennmoment von $m_N = 238.7 \text{ Nm}$ ein. Der Gesamtwirkungsgrad des Synchrongenerators unter Nennbedingungen ist mit $\eta_{Gen} \approx 94\%$ angegeben.

Für die Auswahl und Auslegung der Dampfturbine spielt die Variabilität der Drehzahl eine untergeordnete Rolle, da sich im Auslegungspunkt nur geringe Änderungen zu den klassischen Getriebeturbinen ergeben können. Daher wurde auf eine standardisierte Baureihe zurückgegriffen. Bei der ausgeführten Turbine handelt es sich um eine den thermodynamischen Randbedingungen angepasste Turbine der

Baureihe AFA3.5 (Axialturbine) des Turbinenherstellers AG Kühnle, Kopp & Kausch (KK&K).

Die Ausführung erfolgt als reines Aktionsrad (Laval-Turbine). Die Druckenergie des Dampfes wird hierbei fast vollständig im Leitgitter in kinetische Energie umgesetzt. Im Laufrad wird diese dann unter Verzögerung des Dampfes zu einem großen Teil an das Laufrad übertragen. Das Laufrad der Turbine ist fliegend gelagert, d.h. es befindet sich nicht zwischen den Lagern, sondern wird seitlich an einer Welle angeschraubt, über eine Hirthverzahnung mit einer Dehnschraube. Während für einen Getriebeturbogeneratorsatz mindestens 6 radiale Lager notwendigen wären, sind es durch die direkte Kopplung von Turbine und Generator auf einer Welle nun nur noch 2. Darüber hinaus sind durch die fliegende Anordnung des Laufrades nur minimale Änderungen am eigentlichen Turbinengehäuse notwendig, was die Entwicklungs- und Fertigungskosten senkt.

| | | | |
|-----------------------------|-------------|----------------------|--------------------------|
| Kupplungsleistung | 531 kW | Nenn Drehzahl | 20.000 min ⁻¹ |
| Dampfmenge | 9,4 t/h | Innerer Wirkungsgrad | 58,8 % |
| Isentropes Enthalpiegefälle | 346 kJ/kg | Umfangswirkungsgrad | 67,2 % |
| Spez. Dampfverbrauch | 18,4 kg/kWh | Laufzahl | 0,456 |
| Dampfnässe | 2,2 % | Durchflusszahl | 0,395 |

Tabelle 4: Nennparameter der Dampfturbine der Versuchsanlage [KKK05]

Die Auslegung der Turbine erfolgte für eine mechanische Antriebsleistung von ca. 530 kW [KKK05]. Hierbei wurden die Verluste im elektrischen System inklusive der mechanischen Verluste mit 30 kW abgeschätzt, so dass die elektrische Leistung der Gesamtanlage die anvisierten 500 kW ergibt.

Die Auslegung der Turbine erfolgte in alleiniger Verantwortung des Herstellers KK&K. Die Optimierung nach thermodynamischen, strömungstechnischen und mechanischen Gesichtspunkten ergab unter den gegebenen Randbedingungen vergleichsweise geringe Schaufelhöhen und zusätzlich noch eine Teilbeaufschlagung, aufgeteilt auf zwei Segmente.

| | |
|-------------------------------------|--------|
| Mittlere Durchmesser Leit- /Laufrad | 358 mm |
| Düsenhöhe Leitrad | 8 mm |
| Schaufelhöhe Laufrad | 14 mm |
| Leitgitterabströmwinkel | 20° |
| Beaufschlagungsgrad | 73,2 % |

Tabelle 5: Wichtige geometrische Kennwerte der Dampfturbine

Zur Turbine zugehörig ist das Dampfregelventil, ein kombiniertes Regel- und Schnellschlussventil. Um den Aspekt der Minimierung von Öl in der Anlage konsequent umzusetzen, wurde die Anlage mit einem pneumatischen Stellantrieb konzipiert. Da für den Generator ohnehin eine Druckluftversorgung notwendig ist, bietet dieses Konzept die Möglichkeit des Verzichtes auf eine weitere kosten- und wartungsintensive Komponente, die Druckölversorgung. Eine Alternative hierzu würde ein elektromechanischer Ventilantrieb bieten. Allerdings war zum Zeitpunkt des Entwicklungsbeginns kein solcher am Markt verfügbar.

3.4.2. Umrichtertechnik

Als leistungselektronische Stellglieder wurden zwei IGBT-Stromrichter (PowerFormer400, PF400) des Projektpartners Piller Power Systems verwendet. Die Steuerung, Regelung und Überwachung eines Stromrichters erfolgt durch ein Controllerboard mit zwei 16-bit Mikrocontroller SABC167 im Master-Slave Betrieb.

Der ursprünglich als aktives Filter entwickelte PF400 wird normalerweise parallel zu einem Netzanschlusspunkt mit verzerrter Netzspannung (Oberschwingungen durch nichtlineare Verbraucher) betrieben. Die Stromrichterregelung versucht dann, die Netzspannung einem rein sinusförmigen Sollwert mit gewünschter Phasenlage nachzuführen. Das geschieht durch das Einspeisen von Grundschwingungs- und Oberschwingungsblindleistung, wodurch eine Leistungsfaktorkorrektur bzw. die Kompensation höherharmonischer Spektralanteile in der Netzspannung erfolgt.

| | |
|-------------------------|-------------------------|
| Netzspannung (Toleranz) | 400 / 230 V (+10%;-15%) |
| Frequenz | 50 Hz ($\pm 5\%$) |
| Nennleistung | 400 kvar |
| Nennstrom | 577 A _{eff} |
| Spitzenstrom | 1732 A _S |
| Zwischenkreisspannung | 700 V ... 900 V |
| Mittlere Schaltfrequenz | 8 kHz |

Tabelle 6: Ausgewählte technische Daten des PF400

In Abbildung 22 ist schematisch der Aufbau des Umrichters bestehend aus Netzstromrichter (NSR), Maschinenstromrichter (MSR) und einem zusätzlichen Schaltschrank für die Phaseninduktivitäten dargestellt.

Aufgabe des NSR ist es, unter Maßgabe sinusförmiger Phasenströme, die Zwischenkreisspannung auf einen konstanten Wert U_{ZK_Soll} zu regeln. Im Prinzip stellt der NSR somit eine regelbare Gleichspannungsquelle dar, die in der Lage ist, die vom MSR in den Zwischenkreis eingespeiste el. Leistung aufzunehmen. Die Steuerung und Regelung des NSR ließ sich durch interne und externe Konfigurationsmöglichkeiten (Softwareschalter, Kundenanschlusskarte) an das Steuer-, Regelungs- und Sicherheitskonzept der Gesamtanlage anpassen [Wen06].

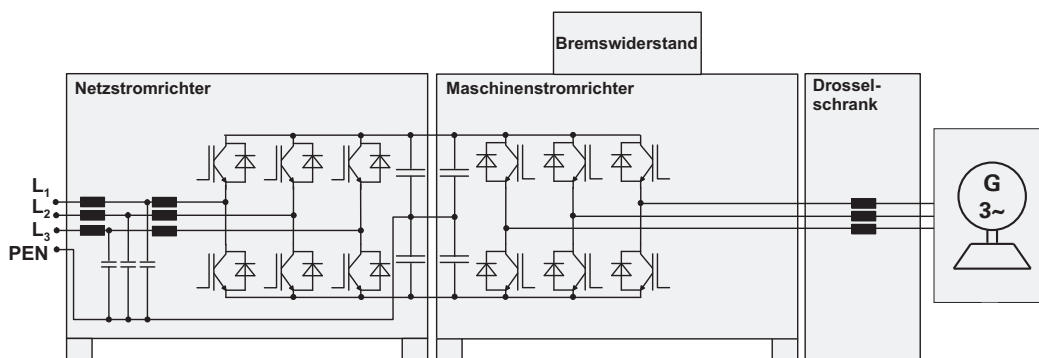


Abbildung 22: Leistungskreis des Umrichters im HKW

Für die Verwendung des PF400 als maschinenseitigen Gleichrichter waren neben Eingriffen in die Steuerungs- und Regelungssoftware auch Umbauten am Leistungskreis nötig.

Die hohe Grundswingungsfrequenz der Strangströme bei Nenndrehzahl in Verbindung mit Nennlast, führte zu erhöhten Ummagnetisierungsverlusten im Kernmaterial der ursprünglich integrierten Phasendrosseln und damit zur thermischen Überlastung dieser. Ein zusätzlicher Schaltschrank für die neuen Filterdrosseln (Pulverkernwerkstoff) musste zusätzlich in das bereits bestehende System in Reick integriert werden (Abbildung 23). Die Verbindungskabel zwischen den Halbleitern und den neuen Phasendrosseln bestehen aus einer speziellen temperaturbeständigen Hochfrequenzlitze die neben den Drosseln ebenfalls von Piller geliefert wurden.



Abbildung 23: Umrichter im HKW Dresden – Reick, Schaltschrank mit Phaseninduktivitäten

Zum Abbremsen des Generators wird ein dreiphasiger Bremswiderstand ($R_{Str} = 0.3 \Omega$) verwendet. Die Versorgung des dafür notwendigen Leistungsschütz erfolgt über eine Unterbrechungsfreie Stromversorgung. In Verbindung mit einem pneumatischen Verzögerungsglied zur Ansteuerung, wird beim regulären Abfahrvorgang als auch im Fehlerfall der Generator jederzeit zügig stillgesetzt.

Neben den Umbaumaßnahmen am Leistungskreis waren auch zusätzliche Maßnahmen zur Messwertaufbereitung gemäß den Schnittstellen des Controllerboards (CAN-Bus, RS485) nötig. Neben einer zusätzlich realisierten Zwischenkreisstrommessung wurde auch eine Anpassplatine zur Signalanpassung und –übertragung des Rotorlagepulses entworfen und aufgebaut. Die korrekte und störungsfreie Auswertung des Pulssignals ist ein wichtiger Bestandteil der polradorientierten Stromregelung (Abbildung 11).

Die Steuerung des Umrichters wurde derart konfiguriert, dass eine Fernsteuerung der Leistungselektronik durch die SPS und damit durch die zentrale Leitwarte möglich ist.

In Abbildung 24 ist schematisch der Leistungskreis des Umrichtersystems mit den zugehörigen Informationsebenen dargestellt. Die Systemregelung ist in drei Hauptregelkreise untergliedert: die Zwischenkreisspannungsregelung mit unterlagerter Stromregelung durch den NSR, die Leistungsregelung mit unterlagerter Stromregelung durch den MSR und die Drehzahlregelung des Turbogenerators mittels Drehzahlregler und Dampfregelventil.

Ein in der Netzstromrichtersoftware implementierter diskreter Zwischenkreisspannungsregler (U_{ZK} -Regler) regelt die Zwischenkreisspannung auf einen konstant vorgegebenen Wert U_{ZK_Soll} . Ist dieser erreicht, so wird die Drehzahl des Turbogenerators über das Dampfventil mittels Drehzahlregler (SC800) auf einen Mindestwert geregelt. Basierend auf einem extern vorgegebenen Leistungssollwert P_{Soll} berechnet die SPS, unter Berücksichtigung der aktuellen Leistungs-Drehzahl-Kennlinie, nun den optimalen Drehzahlsollwert n_{Soll} und fährt diesen an. Bereits nach Erreichen des zulässigen Mindestwerts für die Generatordrehzahl wird auch P_{Soll} als Sollwert an die Zwischenkreisleistungsregelung des Maschinenstromrichters übergeben ($P_{Soll} = P_{ZK_Soll}$). Die Stellgröße des Leistungsreglers entspricht der Amplitude der Stromsollwerte für die unterlagerten Stromregler. In Verbindung mit einer Routine zur Phasen- und Frequenzberechnung an Hand des Pulssignals gibt nun der Mikrocontroller über drei Digital-Analog-Ausgänge den Hysterese-Stromreglern sinusförmige Sollwerte vor. Somit belastet der Gleichrichter den Turbogenerator durch Einprägen der entsprechenden Strangströme in Betrag und Phase.

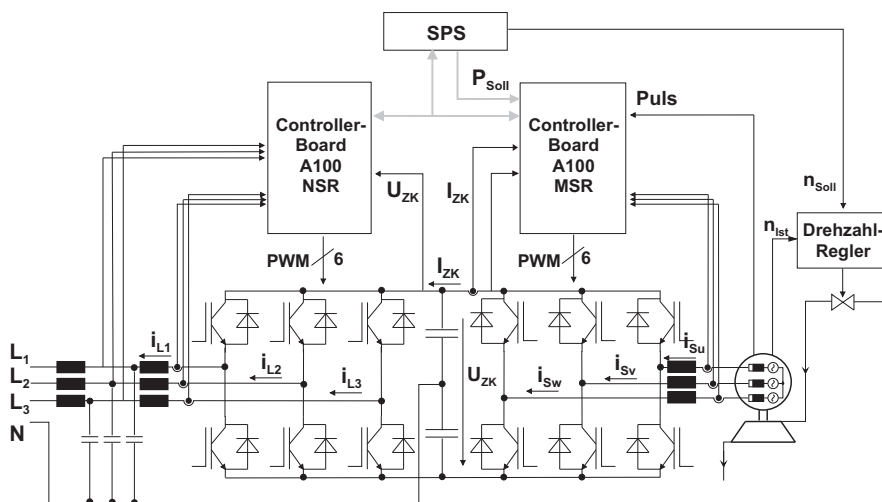


Abbildung 24: Leistungskreis und Informationsebene des Umrichters mit Drehzahlregelung und übergeordneter SPS

3.5. Errichtung der Versuchsanlage

Das bestehende Umfeld der Versuchsanlage ist ein Heizwerk mit 2 Dampferzeugern a 25t/h und 4 Heißwassererzeugern. Als Brennstoff kommt Erdgas zum Einsatz. Für die Spitzenlastabdeckung und den Ausgleich von Schwankungen im Dampfbedarf wurde ein Heizkondensator im Heizwerk vorgesehen, in dem der Dampf zur Erwärmung des Fernwärmeverlaufs kondensiert wird. Hierzu wird der Dampf auf das Kondensationsdruckniveau in dafür vorgesehenen Reduzierventilen gedrosselt.

Die Versuchsanlage wurde mit ihrer Dampfturbine parallel zu einem der Reduzierventile eingebaut. Im Falle des technischen Ausfalls des Turbogenerators ist damit die volle Heizwärmeversorgung weiterhin garantiert. Führungsgröße der Regelung des Heizwerkes ist primär die Heißwassertemperatur am Austritt des Heizkondensators. Zusätzlich zur Versuchsanlage wurde im Projektverlauf eine weitere Dampfturbine mit einer Nennleistung von 1500kW_{el} installiert. Diese ist ebenfalls parallel zu einem der beiden Reduzierventile geschaltet und kann sowohl die elektrische Leistung als auch den Abdampfdruck regeln. Im Versuchsbetrieb

erwies sich die Möglichkeit der Abdampfdruckregelung als sehr vorteilhaft. Die Temperaturregelung der Heißwassererzeugung war aufgrund der langen Einschwingzeiten der Temperatur sehr anfällig für niederfrequente Schwingungen im Abdampfbereich, so dass hiermit keine stabilen Arbeitspunkte hätten angefahren werden können.

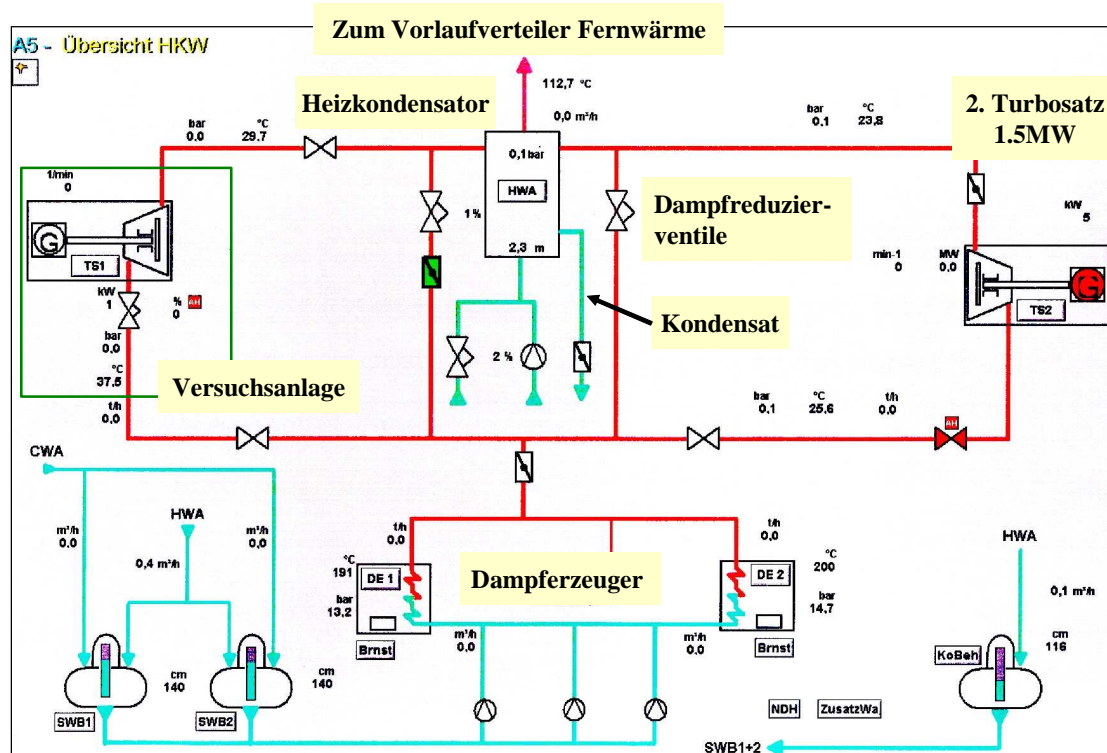


Abbildung 25: Schaltbild aus dem Leitstand des HKW Reick [DRE05]

Die Dampferzeuger arbeiten wie in Abbildung 25 dargestellt auf eine gemeinsame Dampfverteilerschiene, von der aus beide Turbinen und wenn nötig die beiden Dampfdruckreduzierventile versorgt werden. Der Frischdampfdruck wird durch die Kesselspeisepumpen eingestellt. Dieser kann im Betrieb trotz Festwert für die Regelung schwanken in Abhängigkeit von der abgenommenen Dampfmenge und dynamischen Vorgängen im gesamten Frischdampfnetz. Die Temperatur des Frischdampfes ergibt sich in Abhängigkeit von der Brennstoffzufuhr und den Wärmeübergängen in der Brennkammer bzw. dem Überhitzer. Die Überhitzer sind ungerregelt, daher stellt sich in Grenzen die Frischdampf Temperatur frei ein. Die Regelung des Abdampfdruckes mit dem Turbosatz 2 ist kaskadiert auf die Leistungsregelung der Turbine aufgeschaltet. D.h. die Leistung der Turbine wird nicht als Festwert von außen vorgegeben, sondern der Sollwert wird so verändert, dass sich ein bestimmter Solldruck im Abdampf einstellt. Hier muss beachtet werden, dass eine Druckregelung nicht mehr möglich ist, wenn die Turbine ihre Maximalleistung erreicht hat.

Zur Einbindung der Turbine wurde um den stehenden Heizkondensator eine vorhandene Stahlgerüstbühne in 6 Meter Höhe so erweitert, dass alle notwendigen Aggregate inklusive der Datenerfassungshardware dort Platz gefunden haben. Durch die besondere Konstruktion des Turbogenerators ohne Getriebe und Kupplung ist eine solche Aufstellung erst möglich geworden, da keine besonderen Anforderungen an den Untergrund der Aufstellung gestellt werden. Der Rohrleitungsstrecken

konnten somit auf ein Minimum reduziert werden, was besonders das Anfahren der Anlage vereinfacht.



Abbildung 26: Ansicht der Versuchsanlage

Einerseits für den regulären Betrieb inkl. aller Regel- und Sicherheitsfunktionen und andererseits zur Untersuchung des Betriebsverhaltens und des Wirkungsgradkennfeldes wurde die Anlage umfangreich mit Messtechnik ausgestattet (Abbildung 27).

Eine Liste aller für das Betriebsverhalten und die thermodynamischen Untersuchungen eingebauter Messstellen befindet sich im Anhang zu diesem Bericht. Alle Signale werden hierbei zuerst im SPS-Schrank der Anlage gesammelt. Hierzu befinden sich dort entsprechende Anschlussklemmen auf Hutschienen. Bis auf das Signal der Wegmessung sind alle Sensoren mit 4...20mA Signalgebern ausgestattet. Damit ist gewährleistet, dass auf dem Weg von den Sensoren in die SPS keine EMV - Beeinträchtigung der Signale stattfindet, da diese nur bei Spannungssignalen der Fall sein kann.

Folgende Messtechnik kam zu Einsatz:

- Druckmessung: piezoresistive Drucktransmitter und kapazitive Keramiksensoren in Überdrucktechnik
- Dampf- und Wassertemperaturen: PT100-Widerstandsthermometer
- Temperaturen im Generator: PT1000-Widerstandsthermometern
- Drehzahlmessung: induktiver Drehzahlgeber
- Dampfmengenmessung: Wirbeldurchflusssystem
- Schwingungsmessung am Generator: Messsystem der Fa. Schenck (Vibrocontrol 1100). Aufgezeichnet wird die Schwinggeschwindigkeit in mm/s.

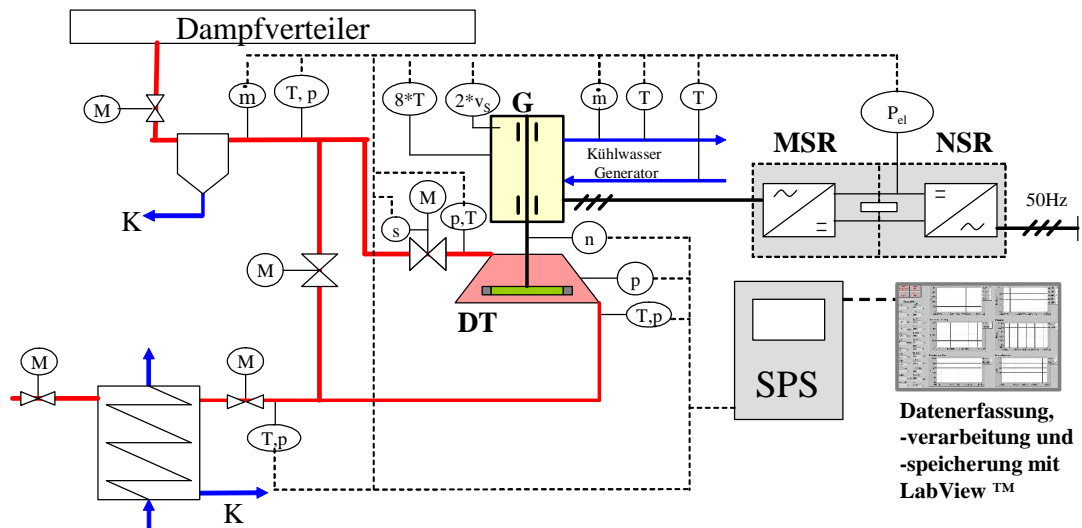


Abbildung 27: Messstellenplan der Versuchsanlage

Die Datenerfassung, -verarbeitung und -speicherung erfolgt in einem separaten PC, der neben der SPS aufgestellt wurde. Die analogen Signale werden in einer PC-Einsteckkarte (16bit/250kHz, 64 single-ended Kanäle) eingelesen, die jedoch nur Spannungssignale der Größenordnung 0...1V auswerten kann. Daher wurden in die Stromschleifen der einzelnen Messsignale Messwiderstände hoher Genauigkeit integriert. Um bei 20mA einen Spannungsabfall von 1V über dem Widerstand zu messen, muss dieser mit 50Ω bemessen werden. Da im Betrieb teilweise äußere Störeinflüsse die Signale verfälscht haben, wurde zusätzlich ein Tiefpassfilter integriert.

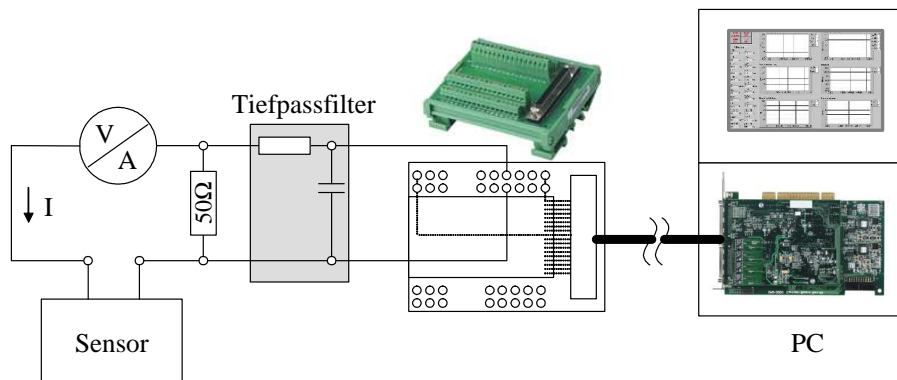


Abbildung 28: Signalverarbeitung der Datenerfassung

Das Signal der Wegmessung zur Überwachung der Welleposition ist herstellerbedingt ein 0...10V Signal. Damit dieses auch in der Datenerfassung ausgewertet werden kann, wurde ein Spannungsteiler mit hohen Widerstandswerten von 10 und 90 kΩ vorgesehen.

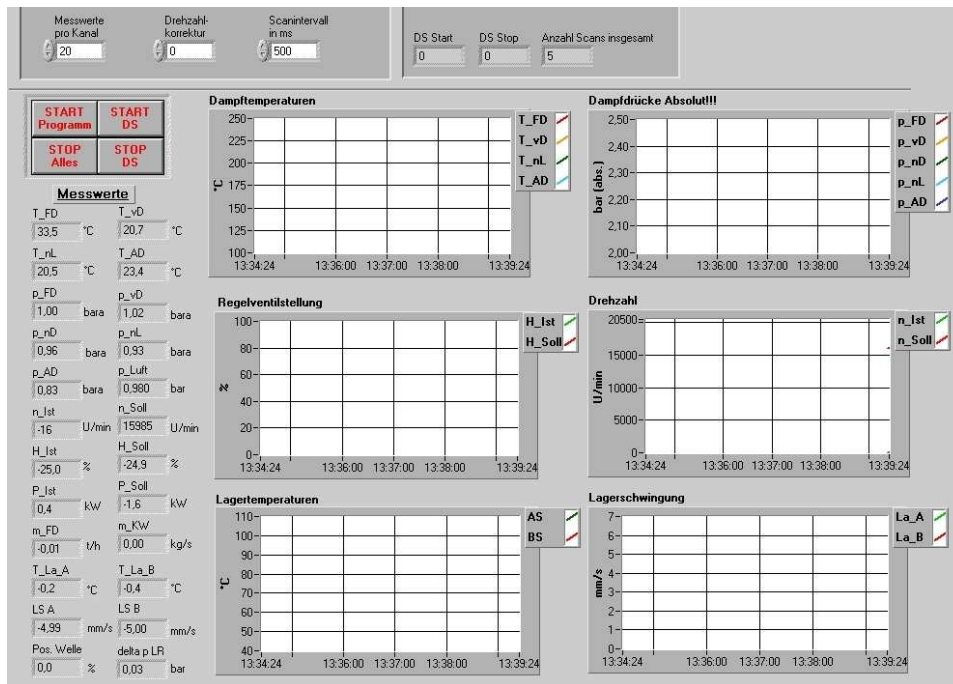


Abbildung 29: Programmoberfläche der Datenerfassung

Die Auswertung der Messdaten erfolgte mit der Datenerfassungssoftware LabView™. Für das Auslesen, Bearbeiten, Anzeigen und Speichern der Messdaten wurde mit dieser Software ein Programm entwickelt und angewendet. Die Daten werden mit einer variabel einstellbaren Scanrate ausgelesen, skaliert und angezeigt. Die Konzeption des Programms sieht vor, dass die Anzahl der Abtastungen pro Kanal bei einem Scan variabel ist. In der Regel wurden 20 Messdaten pro Kanal ausgelesen und gemittelt. Aufgrund der hohen Abtastrate der Karte von 250kHz ist eine Gleichzeitigkeit aller Messdaten gewährleistet. Bei 25 Kanälen und 20 Messdaten pro Kanal werden 500 Messwerte in einen Scan ausgelesen, was ungefähr 2ms dauert. Allerdings nimmt die Verarbeitung der Messdaten bis hin zur Zwischenspeicherung viel Zeit in Anspruch, so das Scanraten kleiner 0,5Sek. nicht realisierbar waren. Dies war für die hier vorgesehenen Versuche jedoch völlig ausreichend.

Soweit dies technisch möglich war, wurden alle Signalgeber vorab zusammen mit der gesamten Messkette kalibriert. Dies betraf hauptsächlich die Druck- und Temperaturmesswerte der Dampfstrecke, die für die Bilanzierung der Anlage von großer Bedeutung sind.

3.6. Versuchsprogramm

Das Versuchsprogramm zur Untersuchung des Betriebsverhaltens des Gesamtsystems wurde in zwei Hauptpunkte untergliedert:

- Untersuchung der Funktion aller Anlagenkomponenten, des Regelungssystems und der Gesamtanlage in allen Lastbereichen im Rahmen der allgemeinen Inbetriebsetzung der Anlage und
- Ermittlung aller messbaren Verluste und Wirkungsgrade in Abhängigkeit von Drehzahl und Leistung im zur Verfügung stehenden Last- und Drehzahlbereich.

4. Experimentelle Untersuchungen

4.1. Funktion der Gesamtanlage und Entwicklungspotenziale

Ein Hauptziel des Projektes war der Funktionsnachweis des hochdrehenden Dampfturbogenerators in Verbindung mit dem Frequenzumrichter. Dieses Ziel sollte im Rahmen der Inbetriebnahme erreicht werden, wobei sich die Bezeichnung Inbetriebnahme aufgrund der Eingliederung in eine bestehende, voll funktionsfähige Energieanlagentechnik auf den Gesamtprozess der Erprobung der neuen Anlagentechnik bezieht, bis hin zu dem Ergebniszustand, bei dem die Anlage ohne ständige Beobachtung betrieben werden konnte.

Die Errichtung der Anlage, inklusive Konzeption, Konstruktion und Bau des Turbogenerators, nahm etwa 20 Monate in Anspruch. Erste Inbetriebnahmeversuche im HKW Dresden Reick begannen im August 2003. Unterbrochen durch eine Havarie der Leistungselektronik (Kurzschluss im MSR durch resonanzbedingte Überspannungen) wurde nach Beseitigung aller Fehler bereits Ende Oktober 2003 das Gesamtsystem erstmalig unter Last am Netz betrieben.

Infolge technischer Problemen und Umbaumaßnahmen an verschiedensten Anlagenkomponenten erstreckte sich die Inbetriebnahme über einen Zeitraum von 12 Monaten. Hierbei wurden mehrfach Änderungen an der Abstimmung und Konstruktion der Rotorlagerung vorgenommen. Der pneumatische Antrieb des Regelventils musste wegen seiner nicht beherrschbaren Hysterese und damit auftretender periodischer Drehzahlschwankungen gegen einen hydraulischen Stellantrieb ausgetauscht werden.

Die Kühlung des Generators wurde mehrmals verändert, um die oftmals grenzwertigen Lagertemperaturen zu beherrschen.

Ein erster Dauerversuch im Juli 2004 bei Nennlast ($P_{ZK} = 400 \text{ kW}$) und Nenndrehzahl führte zur thermischen Überlastung der im MSR integrierten Phasendrosseln. Bis zur nächsten Heizperiode im Herbst 2004 wurden nach erneuter Systemanalyse und Simulationen die ursprünglichen Stranginduktivitäten ($L_{\text{Strang}} = 65 \mu\text{H}$) gegen spezielle Hochfrequenzdrosseln ($L_{\text{Strang}} = 50 \mu\text{H}$) ausgetauscht (Abbildung 23). Nach Beseitigung aller konstruktiven Schwierigkeiten konnten von November 2004 bis März 2005 erste Dauerversuche bis maximal $P_{ZK} = 300 \text{ kW}$ und entsprechende Kennfelduntersuchungen durchgeführt werden. Anschließend erfolgte eine erste umfassende Revision des Turbogenerators in Osterode.

Abbildung 30 zeigt eine Zusammenfassung der Betriebszeiten des Turbogenerators während der Inbetriebnahme. Es ist gut zu erkennen, dass bis einschließlich November 2004 die Anlage immer wieder sporadisch lief, jedoch häufige teils längere Unterbrechungen notwendig waren, um aufgetretene Probleme zu analysieren und zu lösen. Deutlich erkennbar ist auch die dem Betrieb des Heizwerkes bzw. dem Wärmebedarf geschuldete Sommerpause von Mai bis September, die nur einmal für Versuche unterbrochen wurde. Besonders im Dezember 2004 und im Februar/März 2005 wurde die Anlage im Dauerbetrieb getestet. Insgesamt war die Anlage bis April 2005 etwa 1500h in Betrieb.

Die Funktion des Gesamtsystems und im Besonderen die des gewählten Steuer- und Regelungskonzeptes konnte in dieser Zeit nachgewiesen werden.

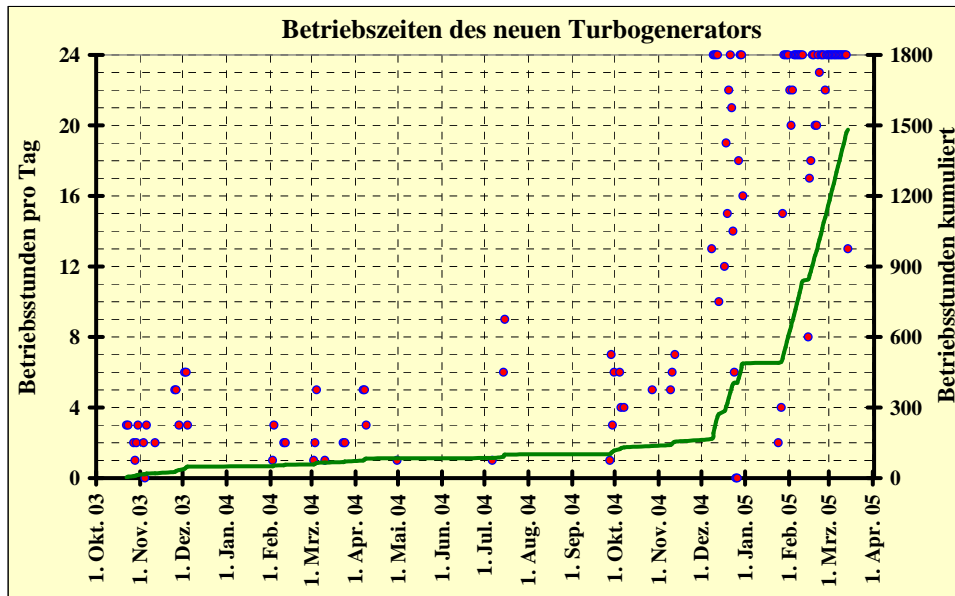


Abbildung 30: Tägliche Betriebszeiten des Turbogenerators im Zeitraum der Inbetriebsetzung

Weiterer Analyse- und Entwicklungsbedarf über die Laufzeit dieses Projektes hinaus besteht unter Umständen noch in der Generatorkühlung, im speziellen der Erwärmung des Rotors und der Lager.

Diesbezügliche Messungen in der Heizperiode 2005/2006 belegten die Dauerbetriebsfestigkeit des Generators, nachdem Abschließende umbauten an der Generatorkühlung durch Piller und die TU Dresden vorgenommen worden waren. Durch Umgestaltung der internen Generatorkühlung (neuer Kühler und zusätzliche Lüfter) konnten die Lagertemperaturen um fast 20 K gegenüber früheren Versuchen gesenkt werden. Die stärkere Kühlung wirkt sich auch positiv auf die Rotortemperatur aus. Messungen ergaben hier eine Temperaturdifferenz von etwa 10 K im Vergleich mit älteren Messungen.

Die Wellenverschiebung führte zu einer Einschränkung des Lastbereiches. Ursache ist ein durch die Strömungsführung hervorgerufener Unterdruck vor dem Laufrad. Lösung hierfür brachten Druckausgleichsbohrungen in der Laufradscheibe, die während der Revision eingebracht wurden.

Den Verläufen in Abbildung 31 bis Abbildung 34 liegen Messdaten aus dem letzten Dauerversuch im März 2006 zugrunde. Bei Nenndrehzahl und einer Zwischenkreisleitung von $P_{ZK} = 350 \text{ kW}$ ist gut erkennbar, dass sich trotz stark schwankendem Gegendruck die Wellenposition im Bereich von 60 bis 80 % der maximalen Toleranz bewegt. Die Lagertemperaturen verharren unterhalb von 90°C (Grenzwert 115°C).

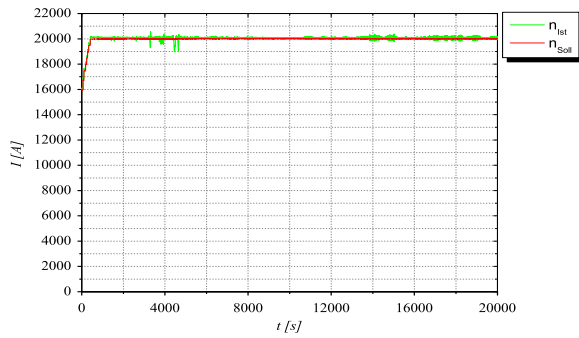


Abbildung 31: Generatordrehzahl, Soll- und Istwert

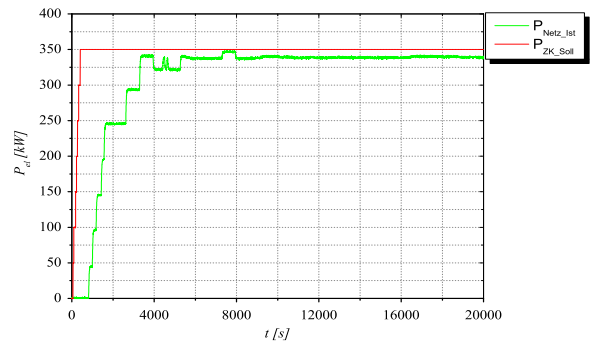


Abbildung 32: Sollwert Zwischenkreisleistung P_{ZK_Soll} , Istwert Netzleistung P_{Netz_Ist}

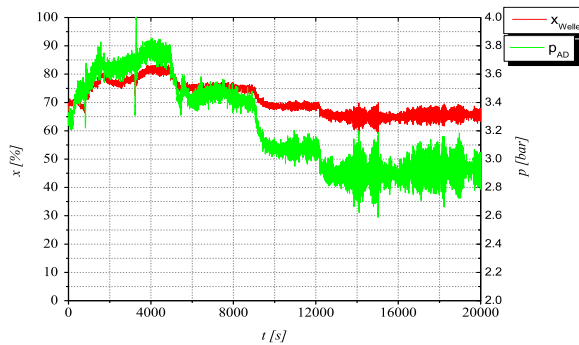


Abbildung 33: Wellenposition x_{Welle} und Abdampfdruck p_{AD}

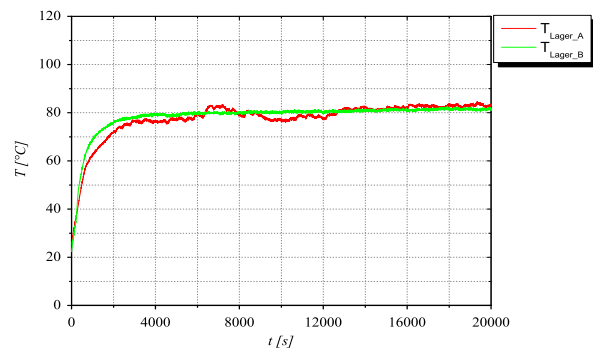


Abbildung 34: Lagertemperaturen, A-Lager und B-Lager

Aufgrund der begrenzten Nennleistung des Maschinenstromrichters gegenüber der Generatornennleistung kann der Generator lediglich mit einer elektrischen Leistung von etwa 400 kW belastet werden. Unter Berücksichtigung aller elektrischen Verluste (Maschine, Zuleitungen, Drosseln, Gleichrichter) wurde für Dauerversuche eine Zwischenkreisleistung von $P_{ZK} = 350$ kW, inkl. eines Sicherheitsfaktors, festgelegt. Kurzzeitige Überlastungen des MSR für einige Minuten sind möglich, so dass auch Zwischenkreisleistungen bis $P_{ZK} = 400$ kW realisierbar sind.

Folgende Messverläufe (Abbildung 35 bis Abbildung 41) sollen exemplarisch die Funktion der Stromrichter verdeutlichen.

Die im Leerlauf messtechnisch ermittelte Polradflussverkettung weist eine deutliche Temperaturabhängigkeit auf (Abbildung 35). Der proportionale Zusammenhang zwischen Generatormoment und Polradflussverkettung (Gl. (3.03)) lässt erkennen, dass bei konstant eingprägtem q-Strom auch die elektrische Leistung (Gl. (3.02)) des Generators mit zunehmender Rotortemperatur absinkt.

Aufgrund der Proportionalität von Generatormoment, q-Strom und Generatordrehzahl (Gl. (3.02)) wird ebenfalls ersichtlich, dass bei konstantem q-Strom die el. Leistung des Generators direkt von der Drehzahl abhängig ist. Für den Betrieb der Anlage bedeutet dies, dass die Zwischenkreisleistung bei Mindestdrehzahl maximal $P_{ZK} = 280$ kW betragen kann, was zur Einschränkung des ermittelten Drehzahl-Leistungs-Kennfeldes führte.

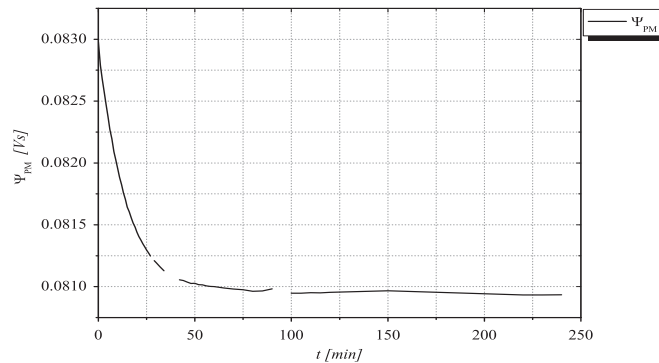


Abbildung 35: Polradfluss im Leerlauf, $n = 20000 \text{ min}^{-1}$

Betrachtet man die bei Leerlauf induzierten verketteten Spannungen des Generators, so kann mit guter Näherung ein sinusförmiger Verlauf der Polradspannung angenommen werden (Abbildung 35). Um den Momentenrippel in der Maschine zu Verringern, sollten Maschinen mit sinusförmigem Verlauf der Polradspannung auch mit nahezu sinusförmigen Strömen gespeist werden.

Das fest an die Rotorlage gekoppelte Pulssignal ermöglicht die Synchronisation der Stromregelung auf die Polradspannung (Abbildung 35).

In Abbildung 38 und Abbildung 39 sind die vom Maschinenstromrichter eingprägten Generatorströme für zwei Arbeitspunkte dargestellt. Neben der sinusförmigen Grundschwingung treten im Strom prinzipbedingte Spektralanteile höherer Ordnung in Form von überlagerten Stromrippeln auf. Die korrespondierenden Verläufe der Zwischenkreisspannung und des Zwischenkreisstroms sind in Abbildung 40 und Abbildung 41 dargestellt. Für Nennlast zeigt Abbildung 37 die Verläufe der Netzgrößen. Die Versuche haben gezeigt, dass beide Stromrichter gemäß ihren Dimensionierungen korrekt arbeiten. Die Funktion der Zwischenkreisleistungsregelung mit gewünschtem Wirkleistungsbetrieb des Generators konnte für verschiedene Arbeitspunkte durch Spektralanalysen der Phasengrößen bestätigt werden. Die Qualität der eingespeisten Netzströme entspricht den Anforderungen technischer Normungswerke.

Aus den gewonnenen Ergebnissen und Erfahrungen können folgende Entwicklungspotenziale bezüglich der leistungselektronischen Komponenten abgeleitet werden:

- Verminderung von induktiven Filterkomponenten im Leistungskreis.
- Untersuchung unidirektionaler Stromrichtersysteme für den geforderten Leistungsbereich bis 500 kW.
- Gute Marktchancen für zukünftige Systeme ergeben sich durch die Inselnetzfähigkeit, was wiederum eine grundlegend neue Systemanalyse von der Dampferzeugung bis hin zur Netzeinspeisung inkl. alternativer Speicherkonzepte erfordert.
- Untersuchung der Anwendbarkeit sog. Maximum-Power-Point-Algorithmen, durch die automatisch immer der Punkt des optimalen Systemwirkungsgrades gefunden werden könnte.

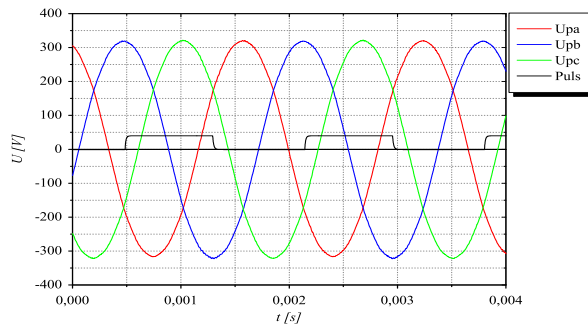


Abbildung 36: Polradspannung im Leerlauf, Pulssignal zur Auswertung der Rotorlage, $n=18000 \text{ min}^{-1}$

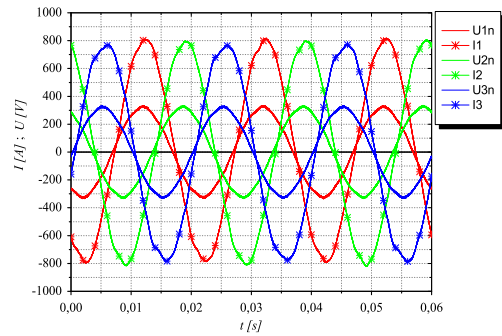


Abbildung 37: Netzspannungen und Netzströme, $P_{ZK} = 400 \text{ kW}$, $n = 20000 \text{ min}^{-1}$

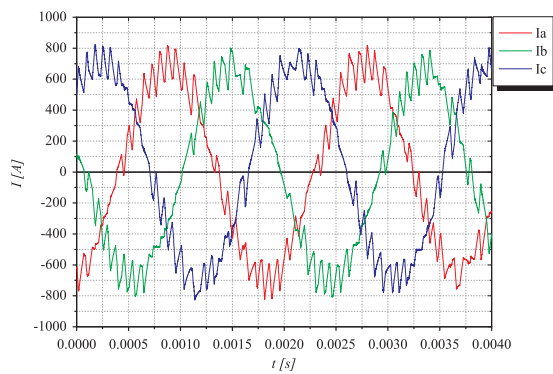


Abbildung 38: Generatorströme, $P_{ZK} = 250 \text{ kW}$, $n = 16000 \text{ min}^{-1}$

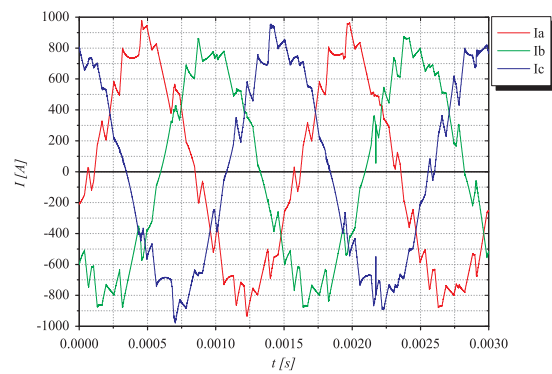


Abbildung 39: Generatorströme, $P_{ZK} = 400 \text{ kW}$, $n = 20000 \text{ min}^{-1}$

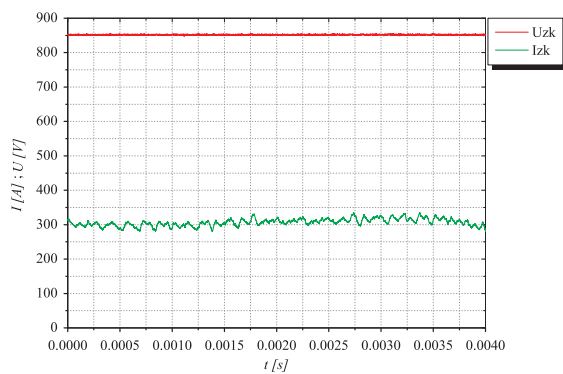


Abbildung 40: Zwischenkreisspannung, Zwischenkreisstrom, $P_{ZK} = 250 \text{ kW}$, $n = 16000 \text{ min}^{-1}$

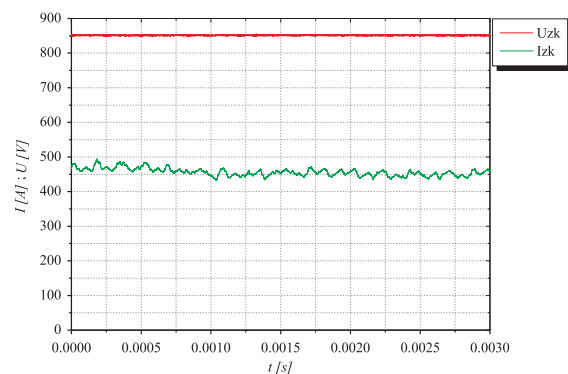


Abbildung 41: Zwischenkreisspannung, Zwischenkreisstrom, $P_{ZK} = 400 \text{ kW}$, $n = 20000 \text{ min}^{-1}$

4.2. Ermittlung der optimalen Drehzahlkennlinie und Auswirkungen auf den Brennstoffbedarf

In den Untersuchungen im Februar/März 2005 wurde das Kennfeld der Anlage für einen Leistungsbereich von 50...300kW und den Drehzahlbereich von 16.000...20.000min⁻¹ aufgenommen. Um den Einfluss des Gegendruckes ebenfalls zu ermitteln, wurden die Versuche für 4 Druckstufen zwischen 2,4 und 3,0bar_A durchgeführt. Anhand der aus den Wirkungsgraden berechenbaren Wirkungsgraden und Brennstoffverbräuchen wurde für jede Leistungsstufe die optimale Drehzahl bestimmt. Meist lag diese am unteren Ende des Drehzahlbereiches. Anschließend wurden die Ergebnisse mit den theoretischen Vorausberechnungen verglichen (Abbildung 42).

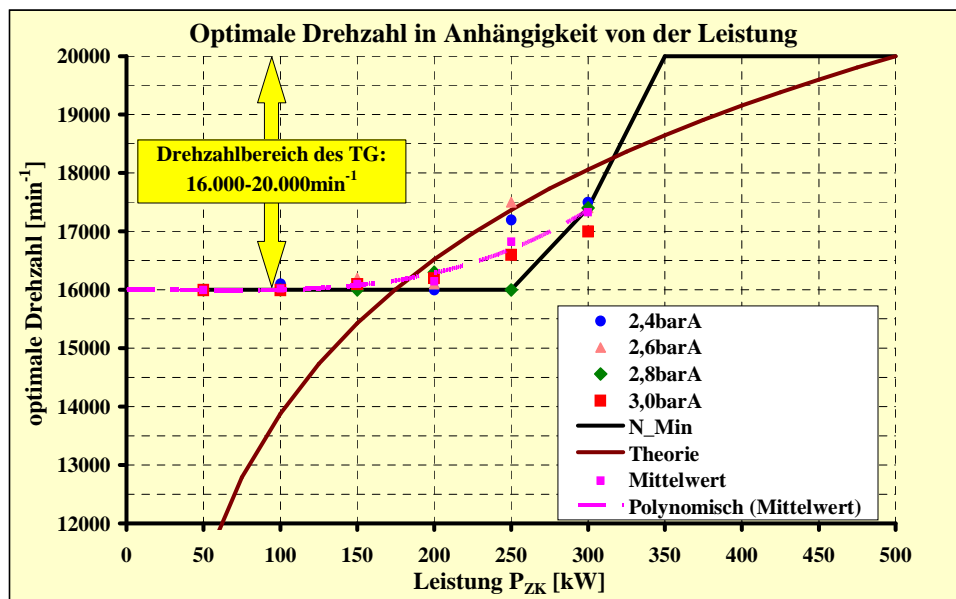


Abbildung 42: Ergebnis der Kennlinienbestimmung und Vergleich mit der theoretischen Vorausberechnung

Es zeigt sich eine relativ gute Übereinstimmung mit tendenziell nach unten abweichenden praktischen Ergebnissen. Eine ausführliche Beschreibung der Messungen und einzelner Messergebnisse sowie Bilanzierungsansätze befindet sich in [Ham05].

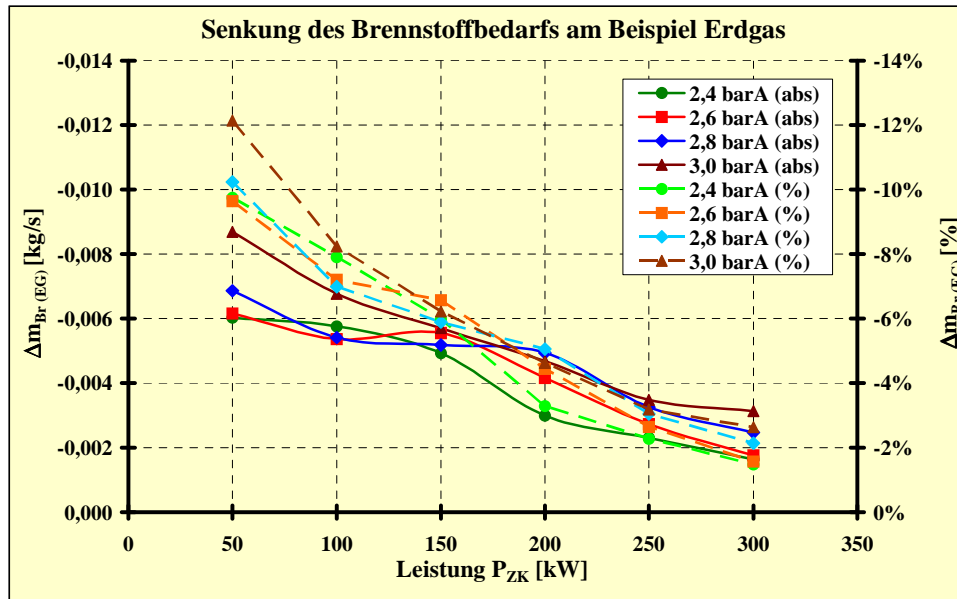


Abbildung 43: Senkung des Brennstoffenergiebedarfs durch Drehzahloptimierung

Interessant war der Vergleich des Betriebes der Anlage mit optimierter Drehzahl zu dem mit Nenndrehzahl. Hierzu wurden die Kennfeldmessungen entsprechend ausgewertet. Am Beispiel des Brennstoffeinsatzes (Abbildung 43) zeigt sich der Effekt der Wirkungsgradverbesserung bei Teillast, der bei einer Auslegung der Gesamtanlage auf 500kW noch deutlicher ausfallen sollte. Die Absolutwerte erscheinen zwar auf den ersten Blick nicht sehr groß, relativ gesehen sind sie nicht zu vernachlässigen. Der Gesamtwirkungsgrad der Anlage verhält sich ähnlich.

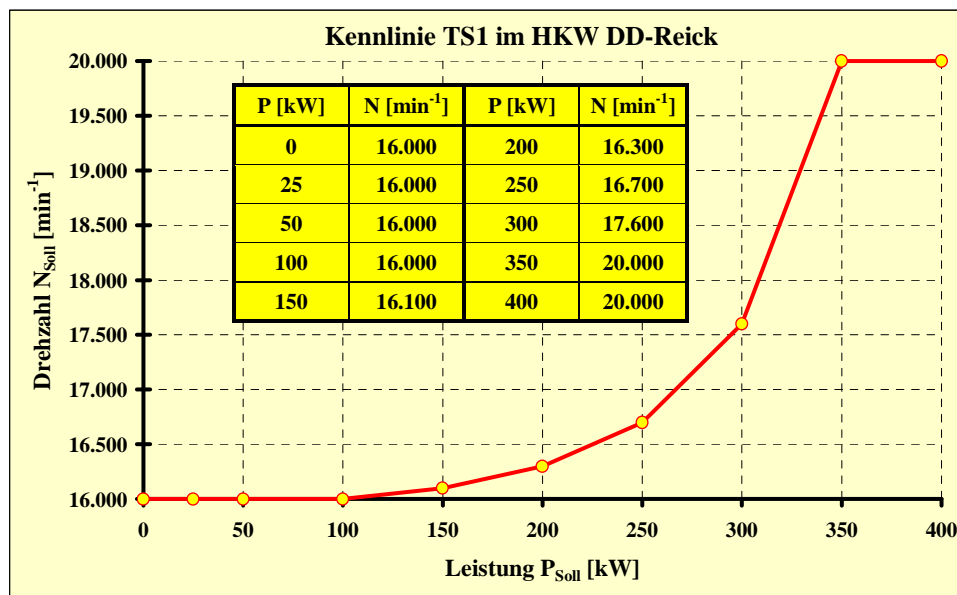


Abbildung 44: Ermittelte Kennlinie des Prototypen in der Versuchsanlage

Für den Prototypen im HKW Reick wurde abschließend die dargestellte Kennlinie als Betriebskennlinie festgelegt. Der Einfluss des Abdampfdruckes ist merklich, jedoch aufgrund des flachen Wirkungsgradoptimums vernachlässigbar, so dass bei Abweichungen vom Auslegungsdruck keine Kennlinienkorrektur notwendig ist.

4.3. Ökologische und Ökonomische Effekte

Die Umsetzung der Idee dieser Anlage in eine konkrete Versuchsanlage hat aus ökologischer Sicht direkte, messbare und zukünftige, prognostizierbare Effekte.

Die direkt messbaren Effekte ergeben sich aus der Grundkonstellation der Versuchsanlage vor dem Einbau des Prototypen. Es handelte sich um ein reines Heizwerk mit Dampferzeugung. Der Dampf wurde in Reduzierventilen gedrosselt, um anschließend in einem Heizkondensator Fernwärme bereitzustellen. Als Brennstoff dient Erdgas.

Durch den Turbogenerator wurde ein Drosselventil ersetzt. Die Druckenergie des Dampfes wird nun zum Teil zur Elektroenergieerzeugung verwendet. Je nach Lastanforderung wird weiterhin zu Regelungszwecken ein Teil des Dampfdruckes gedrosselt im Dampfregelventil. Mit geringem Brennstoffmehraufwand wird somit zusätzlich Elektroenergie bereitgestellt, die sonst in einem reinen Kondensationskraftwerk erzeugt werden müsste. Die in der Versuchsanlage bereitgestellte Elektroenergie verdrängt damit Elektroenergie aus anderen Kraftwerken. Dies können Gas- oder Kohlekraftwerke sein, zu Vergleichszwecken kann auch der deutsche Kraftwerksmix herangezogen werden. Der reine elektrische Wirkungsgrad der Dampfturbinenanlage ist zwar vergleichsweise gering, jedoch kommt für die hier durchgeführten Betrachtungen nur der Brennstoffmehraufwand für die Elektroenergiebereitstellung zum Ansatz. Mit diesem ergeben sich Wirkungsgrade, die weit höher liegen, wie die der genannten Kraftwerkstypen. Dies bedeutet ein deutlich geringer Brennstoffaufwand für die gleiche Menge Elektroenergie und damit eine Senkung des CO₂-Ausstosses.

Basierend auf den Berechnungen spezifischer CO₂-Emissionen in [Öko94] ergibt sich somit in Abhängigkeit von der Nutzung der Anlage (Vollbenutzungsstundenzahl, Jahresstromkennzahl σ_a) eine Senkung der CO₂-Emission wie in Abbildung 45 dargestellt. Die Jahresstromkennzahl sinkt, je größer der Teillastanteil an der Gesamtversorgung über ein Jahr ist, da bei Teillast zwangsläufig der innere Wirkungsgrad der Turbine sinkt und damit auch die Stromkennzahl im Vergleich zum Auslegungspunkt. Da im Raum Dresden ausschließlich Strom in KWK-Anlagen erzeugt wird, im umliegenden Bereich hingegen Braunkohlenkraftwerke der VEAG vorwiegend sind, ist der Vergleich für die errichtete Versuchsanlage mit den Kohlekraftwerken und dem deutschen Strommix am ehesten zutreffend, da von diesen Kraftwerken der Strom zugekauft wird.

Da die Anlage seit ihrer Errichtung noch nicht dauerhaft über in Betrieb gewesen ist und darüber hinaus sehr häufig an- und abgefahren wurde, macht eine Bilanzierung über den bisherigen Betriebszeitraum keinen Sinn.

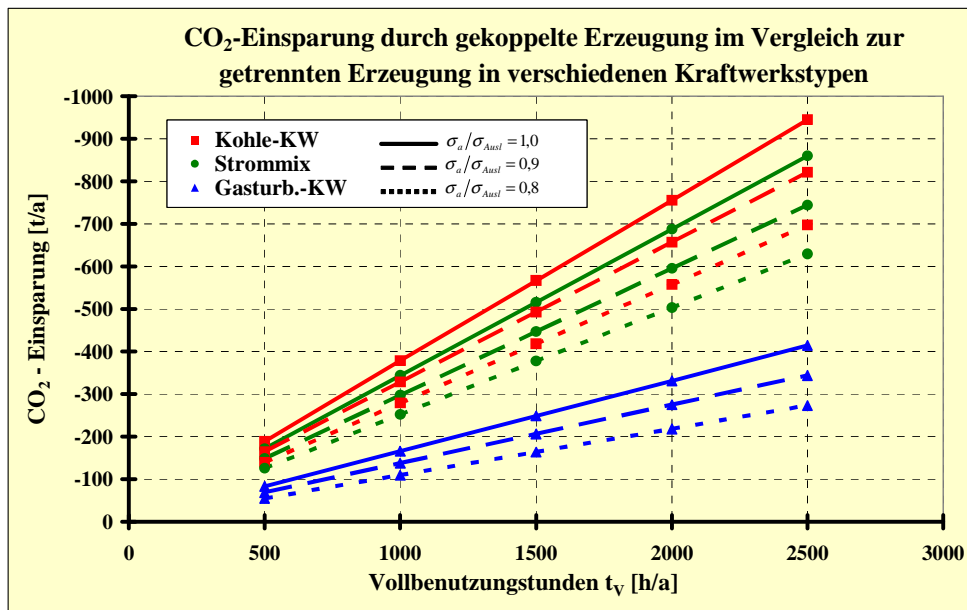


Abbildung 45: CO₂-Einsparungspotential in Abhängigkeit von der Vollbenutzungstun-
denzahl und der Jahresstromkennzahl am Beispiel der Versuchsanlage

Aus rein technischer Sicht kann sowohl die herkömmliche Getriebedampfturbinenanlage als auch die neue Anlagentechnologie biogene Brennstoffe verwerten. Der Unterschied liegt zum einen in den erwarteten ökonomischen Vorteilen, die dann überhaupt zu einer Verwertung des Brennstoffes führen und somit entsprechende fossile Energieträger mit der ihnen eigenen CO₂-Emission ersetzt werden. Andererseits wurde nachgewiesen, dass durch die neue Technologie der Teillastwirkungsgrad merklich gesteigert werden kann. Dies führt ebenfalls zu einer Senkung des CO₂-Ausstosses, egal, ob die Anlage mit fossilen oder biogenen Brennstoffen betrieben wird. Eine Abschätzung der Größenordnung ist nicht möglich, da der Wirkungsgrad des Serienproduktes nicht bekannt und damit nicht vergleichbar mit einer konventionellen Anlage ist. Ziel muss es sein, im Nennarbeitspunkt mindestens des gleichen Anlagenwirkungsgrad zu erreichen wie mit einer konventionellen Getriebedampfturbinenanlage. Der Nachweis steht noch aus.

Zukünftige prognostizierbare Effekte der neuen Anlagentechnik ergeben sich somit nicht direkt aus der Errichtung der Versuchsanlage, sondern aus der Nutzung der hier gewonnenen Ergebnisse. Durch Umsetzung der Erkenntnisse in eine Serienanlage wird eine konkurrenzfähige Anlagentechnologie für die Nutzung anfallender regenerativer Brennstoffe geschaffen. Reaktionen auf die Veröffentlichungen zu diesem Projekt zeigen ein großes nationales und internationales Interesse an dieser Technik und dieser Leistungsgröße für diese Anwendung.

Diese so entstehenden Anlagen verdrängen damit wiederum Strom aus fossil befeuerten Kondensationskraftwerken. Die resultierenden CO₂-Emissionsminderungen ist noch mal deutlich höher wie die in Abbildung 45, da regenerative Brennstoffe nachwachsend und damit CO₂-frei sind (das im Verbrennungsprozess freigesetzte CO₂ wird durch die nachwachsenden Rohstoffe zeitnah absorbiert). Die spezifische CO₂-Emission für die Erzeugung einer Kilowattstunde Elektroenergie aus dem deutschen Kraftwerksmix beträgt nach [Öko94] 0,922 kgCO₂/kWh_{el}. Bei 500kW und 2000 Vollbenutzungstun-
den pro Jahr ergibt das eine Strommenge von

1GWh_{el}/a bzw. 922t/a CO₂-Minderung. Dieser Wert gilt nur für die Stromerzeugung. Da die Anlagen in aller Regel in Kraft-Wärme-Kopplung arbeiten, kann davon ausgegangen werden, dass gleichzeitig Heizwärme aus fossil befeuerten Heizwerken oder Heizkesseln damit ersetzt wird, was zusätzlich ein Vielfaches an CO₂-Emissionsminderung bringt in Abhängigkeit vom Nutzungsgrad der Anlage.

Zusätzliche Effekte entstehen, wenn durch die neue Anlagentechnik die Dezentralisierung der Energieversorgung vorangetrieben wird und somit Brennstoffe da genutzt werden, wo sie anfallen. Diese „Vor-Ort“-Verwertung bringt eine Senkung der verkehrsbedingten CO₂- und Feinstaubbelastung unserer Umwelt.

Eine ökonomische Bewertung der Ergebnisse der neuen Anlagentechnik ist aufgrund der fehlenden Serienreife zum Zeitpunkt des Projektendes nicht möglich. An dieser Stelle muss dazu erwähnt werden, dass mit Ende der Projektförderung nicht die Bearbeitung des Projektes seitens der industriellen Partner endet. Anhand der gewonnenen Ergebnisse wird die Entwicklung einer Serienanlage vorangetrieben und abgeschlossen. Hierfür lassen sich für die ökonomische Bewertung lediglich Grenzkosten bestimmen, deren Einhaltung die Wirtschaftlichkeit der Anlagentechnologie garantiert.

Wie die Herleitung in Anhang 2 dieses Berichtes zeigt, ergibt sich eine Steigerung des Gewinnes, wenn der erzielbare Strompreis höher ist als die spezifischen Brennstoffkosten sowie die spezifischen Jahreskosten für die Anlage.

$$p_{el} > \frac{p_{Br}}{\zeta_{Ke+Rohr} \cdot \zeta_m \cdot \zeta_{el}} + \frac{\sum \Delta A_{a,el}}{W_{el}} \quad (4.01)$$

Die Anlagenjahreskosten setzen sich zusammen aus den Kosten für den laufenden Betrieb der Anlage (Personal- und Materialkosten für Betrieb und Instandhaltung) sowie den kapitalgebundenen Kosten der Anlageninvestition und notwendiger Instandsetzungen. Die Summe dieser Kosten ist in aller Regel fix, so dass der zweite Term der Gl. (4.01) umso kleiner wird, je mehr Strom mit der Anlage bereitgestellt wird. Zu einem gewissen Teil hängen die Jahresnutzungsgrade im ersten Term der Gleichung ebenfalls von der Auslastung der Anlage ab, für eine allgemeine Abschätzung können diese jedoch als konstant angesehen werden. Somit muss der Strompreis um einen fixen Faktor höher sein wie der spezifische Brennstoffpreis (bezogen auf H_U des Brennstoffes) und zusätzlich noch um einen Anteil, der von der Jahresstromproduktion abhängig ist.

Steht der erzielbare Strompreis von vornherein fest, kann Gl. (4.01) auch nach den zusätzlichen Anlagenjahreskosten aufgelöst werden:

$$\sum \Delta A_{a,el} < \left(p_{el} - \frac{p_{Br}}{\zeta_{Ke+Rohr} \cdot \zeta_m \cdot \zeta_{el}} \right) \cdot W_{el} \quad (4.02)$$

Gl. (4.02) zeigt, dass die fixen jährlichen Anlagenkosten, die zu einem großen Teil aus den Investitionskosten resultieren, umso größer sein dürfen:

- je besser die Energieumwandlung in den einzelnen Komponenten der Anlage ist (der Turbinenwirkungsgrad spiegelt sich in der erzielbaren elektrischen Arbeit wieder, die Verluste der elektrischen Welt im mechanischen und elektrischen Jahresnutzungsgrad) und

- je größer die Spanne zwischen den spezifischen Brennstoffkosten und dem erzielbaren Strompreis ist.

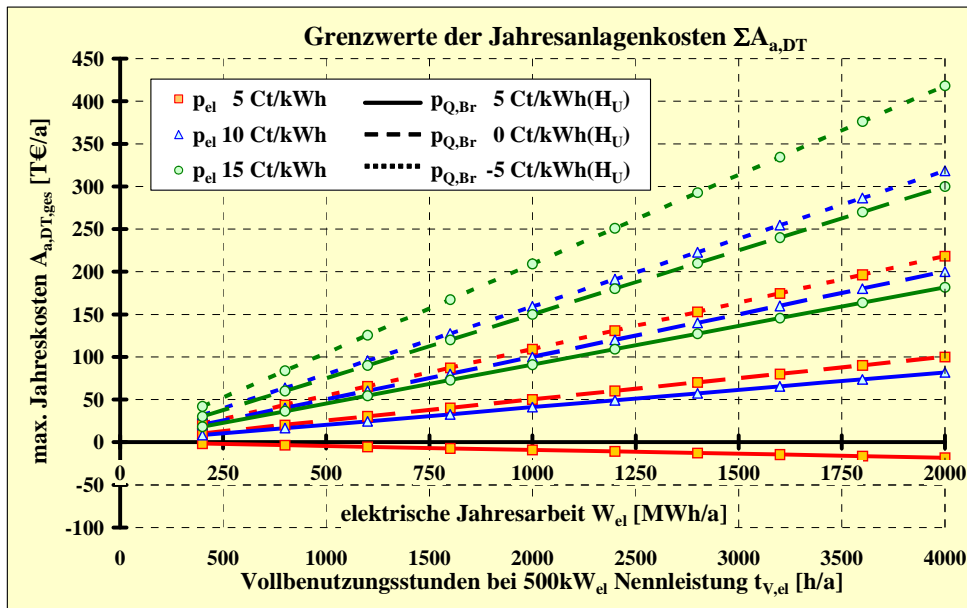


Abbildung 46: Bestimmung der maximalen Jahresanlagenkosten in Abhängigkeit von den Preisen und der erzeugten elektrischen Jahresarbeit

In Abbildung 46 sind für verschiedene Preise die Jahresanlagenkosten bestimmt, unterhalb denen in Abhängigkeit von der erzeugten elektrischen Jahresarbeit die Wirtschaftlichkeit der Kraft-Wärme-Kopplung gegeben ist. Im Allgemeinen sind die Brennstoffpreise deutlich niedriger wie die Strompreise, was auch zwingend notwendig ist, wie die Linie mit gleichen Preisen zeigt. Zugrunde gelegt wurden diesen Rechnungen wieder Jahresnutzungsgrade für den Kessel inkl. Rohrleitungen von 90% und für die elektrischen Komponenten entsprechend der Auslegung der Dampfturbine von 94%. Bei hohen Jahreskosten muss die Anlage demzufolge eine hohe Vollbenutzungsstundenzahl aufweisen. Bezüglich der Verbesserung des Teillastwirkungsgrades durch Optimierung der Drehzahl ergibt sich aus dieser Darstellung, dass bei gleicher Wärmemenge durch die Verbesserung des Nutzungsgrades der Dampfturbine mehr elektrische Arbeit bereitgestellt werden kann. Diese „Delta“ in W_{el} führt somit zu höheren maximalen Jahreskosten. Da diese infolge des Projektzieles „Senkung der Investitions- und Betriebskosten“ niedriger werden, ergibt sich durch die neue Technik eine verbesserte Wirtschaftlichkeit, die ggf. bei Grenzfällen zu einer Änderung der Investitionsentscheidung führen kann.

Negative Brennstoffpreise in Abbildung 46 sind insofern nicht ungewöhnlich, als dass durch die Dampfturbinentechnik auch Entsorgungsaufgaben gelöst werden können, wo für die Entsorgung des Brennstoffes Einnahmen erzielt werden. Hier sind in aller Regel jedoch aufgrund der gesetzlichen Rahmenbedingungen die Anforderungen an die Technik größer, was sich in höheren Investitionskosten und damit in höheren kapitalgebundenen Kosten widerspiegelt.

Eine allgemeine Aussage, dass ab einem bestimmten Anlagenpreis die Wirtschaftlichkeit gegeben ist, kann nicht getroffen werden, da zu viele Einflussgrößen dies verändern können.

5. Bewertung des Gesamtprojektes

Durch interdisziplinäre Zusammenarbeit innerhalb der TU Dresden und mit den Projektpartnern verschiedener Ingenieurdisziplinen wurde eine Versuchsanlage konzipiert, auf der System- und Komponentenebene analysiert und simuliert, entworfen, aufgebaut und erfolgreich erprobt.

Der technologische Grundgedanke der direkten Kopplung einer Dampfturbine mit einem permanent erregten Synchrongenerator auf einer Welle und dessen Anbindung an das Niederspannungsnetz mit einem Frequenzumrichter, wurde für Dampfanwendung erstmals in dieser Form und Leistungsgröße erfolgreich umgesetzt.

Mit den bezüglich der leistungselektronischen Komponenten gewonnenen Erkenntnissen konnte eine Grundlage für den Entwurf und die Konstruktion einer Umrichtertechnik für den ursprünglich geplanten elektrischen Leistungsbereich von 500kW geschaffen werden. Aus elektrischer Sicht ist in Folgeprojekten eine deutlich bessere Systemintegration der Umrichterkomponenten (Amplitude der Polradspannung gegenüber der maximal einstellbaren Zwischenkreisspannung, minimale Phaseninduktivität, angepasste Schaltfrequenz, leistungsfähige Informationsebene) möglich.

Ebenso fließen die in der Inbetriebnahmephase gesammelten Erfahrungen in die Neukonzeption des Turbogenerators ein. Besonderes Augenmerk liegt dabei auf der Kühlung der Lager sowie der des Rotors und der Überarbeitung der magnetgelagerten axialen Wellenpositionierung.

Das erarbeitete Regelungskonzept der Gesamtanlage - Drehzahlregelung mittels Dampfregelventil, Leistungsregelung durch den maschinenseitigen Puls Gleichrichter, Zwischenkreisspannungsregelung durch den netzseitigen Pulswechselrichter - ist auf zukünftige Anwendungen für den Netzparallelbetrieb übertragbar.

Die Verwendung einer am Markt verfügbaren pneumatischen Ventilansteuerung erschien für die Drehzahlregelung, aufgrund der hysteresebehafteten Hubregelung, als ungeeignet. Die deshalb durch eine hydraulische Ansteuerung realisierte Ventilansteuerung sollte aber aus Gründen der Ölfreiheit des Systems prinzipiell durch eine präzisere pneumatische Ansteuerung oder einen elektromechanischen Antrieb (derzeit am Markt noch nicht verfügbar) ersetzt werden.

Im Zuge der Anwendung der ermittelten Drehzahlkennlinie kann davon ausgegangen werden, dass der Jahresnutzungsgrad im Vergleich zum Betrieb mit konstanter Drehzahl merklich ansteigt, was zu einer Brennstoffeinsparung und somit weiteren Senkung der CO₂ – Emission führt.

Mit dem für die Heizperiode im Herbst 2006 geplanten Dauerbetrieb der Anlage wird ein deutlicher Zuwachs der genannten ökologischen Effekte erwartet. Neben der CO₂-Emissionsenkung spielt hier auch der Wegfall des Schmierölverbrauchs aus ökologischer und wirtschaftlicher Sicht (Senkung Wartungsaufwand) eine bedeutende Rolle.

In Abbildung 47 ist der zeitliche Ablauf des Projektes grafisch zusammengefasst. Es ist erkennbar, dass durch die lange Inbetriebsetzung der Anlage mit mehrfachen auch längeren Unterbrechungen (vgl. [Ham05]) der ursprüngliche Zeitplan nicht

eingehalten werden konnte. Abgesehen von der eingeschränkten Systemleistung wurden alle wesentlichen Projektziele erreicht.

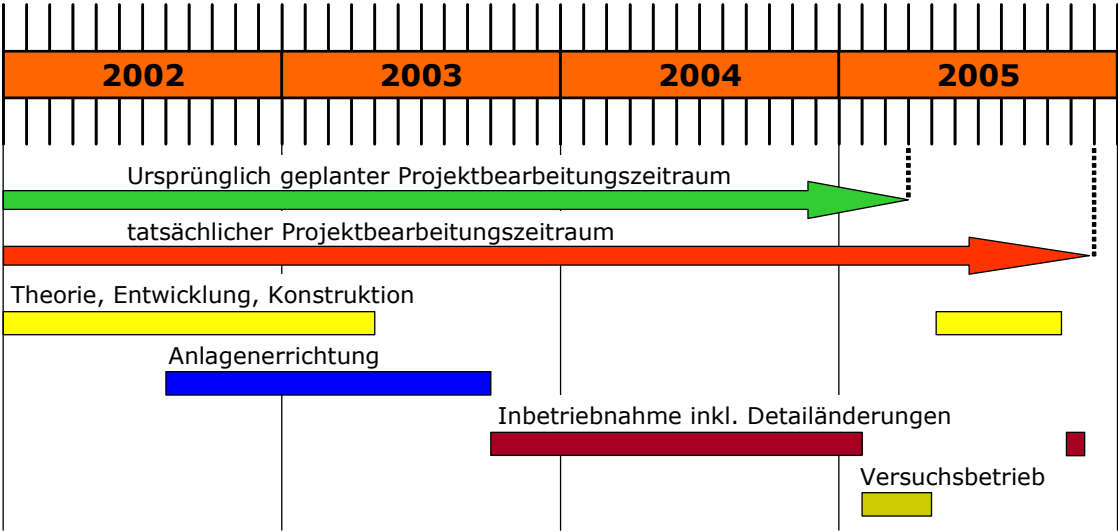


Abbildung 47: Zeitlicher Projektablauf

6. Verbreitung der Ergebnisse des Projektes

Im Laufe des Projektes wurde auf nationalen wie internationalen Tagungen und in Fachzeitschriften über das Projekt berichtet. Die Ergebnisse der Forschungsarbeiten finden Verwendung in Dissertationsschriften der wissenschaftlichen Bearbeiter, die nach der Verteidigung der Arbeiten veröffentlicht werden. Nachfolgend hierzu eine Zusammenstellung der bekannten Veröffentlichungen:

Konferenzen und Tagungen:

- Benecke, F.; Wendt, S.; Güldner, H.; Hampel, J.; Zschernig, J.: *PWM Rectifier for a variable speed PM synchronous Generator Turbine Set*, IASTED PES 2003, Palm Springs, CA, USA, 2003
- Hampel, J.: *Mechatronik in Anlagen der dezentralen Kraft-Wärme-Kopplung*, Turbomaschinenkolloquium der TU Dresden, 29. April 2003
- Zschernig, J.; Hampel, J.; Wendt, S.; Benecke, F.; Pechstein, A.: *Dampfturbogenerator mit mechatronischer Netzanbindung – Aufbau einer Versuchsanlage im Heizwerk Reick der DREWAG Stadtwerke Dresden GmbH*, XXXV. Kraftwerkstechnisches Kolloquium der TU Dresden, 23. September 2003
- Wendt, S.; Benecke, F.; Güldner, H.; Hampel, J.; Zschernig, J.; Briest, R.; Ueffing, N.: *A Novel 500 kW High-Speed Turbine PM Synchronous Generator Set for a Power Generation System*, IPEC 2005, IPEC (International Power Electronics Conference), Niigata, Japan, April 2005
- Hampel, J.: *Mechatronik in Anlagen der dezentralen Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) - Stand des FuE-Projektes Entwicklung einer Kleindampfturbine mit mechatronischer Kopplung an das elektrische Netz*, Turbomaschinenkolloquium der TU Dresden, 07. April 2005
- Baldauf, C.; Hampel, J.; Zschernig, J.; Wendt, S., Güldner, H.: *KK&K - Dampfturbinen für dezentrale Kraft-Wärme-Kopplung - allgemeiner Überblick und Ergebnisse des Forschungsprojektes Speed Power Modul*, XXXVII. Kraftwerkstechnisches Kolloquium der TU Dresden, 19.09.2005

Fachzeitschriften:

- Hampel, J.; Zschernig, J.: *Ergebnisse des Forschungsprojektes Speed Power Modul*, Holz-Zentralblatt Nr. 70, Jg. 131, 16. September 2005
- Ohne Autorenangabe: *Biostrom ohne Getriebe*, Solarthemen Nr. 195 – Infodienst für regenerative Energien, 11.11.2004

Messeauftritte:

- Zschernig, J.; Hampel, J.: „*Dampfturbogenerator mit mechatronischer Netzanbindung*“, Posterpräsentation, Messe Terratec / Enertec Leipzig, März 2003
- AG KK&K Frankenthal, Standpräsentation Messe Terratec / Enertec Leipzig, März 2003
- AG KK&K Frankenthal, Standpräsentation Messe Enkon dezentral, Nürnberg, Oktober 2004
- AG KK&K Frankenthal, Standpräsentation Messe Terratec / Enertec Leipzig, März 2005
- Hampel, J.: *Dampfturbogenerator kleiner Leistung mit mechatronischer Netzanbindung - Aufbau einer Versuchsanlage im HKW Dresden-Reick*, Messe Enertec – Vortragsreihe Zentrum Energie, Leipzig, 10. März 2005

Sonstiges:

Veröffentlichungen in Pressemitteilung von:

- Deutsche Bundesstiftung Umwelt anlässlich der feierlichen Inbetriebnahme
- DREWAG Stadtwerke Dresden GmbH anlässlich der ersten und der feierlichen Inbetriebnahme
- TU Dresden anlässlich der feierlichen Inbetriebnahme
- 2-seitiger DIN-A4-Flyer zur Auslage bei Tagungen und Messen

Geplante Veröffentlichungen:

- Hampel, Jens: „*Untersuchungen zur optimalen Nutzung der Drehzahlvariabilität im Rahmen der Entwicklung und Erprobung einer Kleindampfturbine mit mechatronischer Kopplung an das elektrische Netz*“ Dissertation, TU Dresden, Veröffentlichung: voraussichtlich 2006
- Benecke, Frank
Dissertation, TU Dresden, Veröffentlichung: voraussichtlich 2006
- Wendt, Sven
Dissertation, TU Dresden, Veröffentlichung: voraussichtlich 2006

Neben den vorhandenen und geplanten Veröffentlichungen sind weiterhin Präsentationen hauptsächlich seitens der industriellen Partner auf Messen und Tagungen geplant. Durch Verteilung der vorhandenen Flyer an Interessenten und potentielle Anwender wird auch seitens der Forschungseinrichtung weiterhin auf die Ergebnisse hingewiesen. Ein maßgeblicher Schritt zur Bekanntmachung der Ergebnisse ist letztendlich die Veröffentlichung der Dissertationsschriften der beteiligten Projektmitarbeiter.

7. Fazit

In Anbetracht des komplexen Entwicklungsvorhabens kann ein positives Fazit gezogen werden. Ohne die enge interdisziplinäre Zusammenarbeit zwischen den beteiligten Instituten der TU Dresden mit den Industrieunternehmen wäre die Umsetzung des Vorhabens nicht möglich gewesen.

Die Hauptziele

- Ermittlung des Drehzahl-Last-Kennfeldes für den wirkungsgradoptimalen Betrieb des Dampfturbogenerators,
- Funktionsnachweis des neuartigen Turbogenerators in Verbindung mit der Umrichtertechnik,
- Funktionsnachweis des gesamten Anlagenkonzepts und
- störungsfreier Dauerbetrieb als Energieerzeugungsanlage im Netzparallelbetrieb

wurden mit Einschränkung der elektrischen Leistung auf 70% der Generatornennleistung erreicht. Mit diesem Projekt konnte eine Grundlage für die Weiterentwicklung von KWK-Anlagen mit Dampfturbinen und wirkungsgradoptimalem Betrieb geschaffen werden.

Beleg für das hohe Marktpotenzial des Konzepts ist die anhaltend gute Resonanz auf nationale und auch internationale Veröffentlichungen. Zusammen mit einer Überarbeitung des leistungselektronischen Stellglieds, ist mit dem heutigen Erkenntnisstand die Entwicklung eines vermarktungsfähigen Serienproduktes durchaus möglich.

8. Literaturverzeichnis

- [Ben03] Benecke, F.; Wendt, S.; Güldner, H.; Hampel, J.; Zschernig, J.: PWM Rectifier for a variable speed PM synchronous Generator Turbine Set, IASTED PES 2003, Palm Springs, CA, USA, 2003
- [Die80] Dietzel, Fritz: Dampfturbinen – Berechnung, Konstruktion, Teillast- und Betriebsverhalten, Kondensation; Carl Hanser Verlag München Wien; 3. Auflage; 1980
- [DRE05] DREWAG Stadtwerke Dresden GmbH – zentrale Leitwarte HKW Dresden Reick: Ausdrücke aus dem WinCC, März 2005
- [Föl94] Föllinger, O.; Dörrscheidt, F. & Klittich, M.;, Regelungstechnik : Einführung in die Methoden und ihre Anwendung, Heidelberg : Hüthig, 1994
- [Ham99] Hampel, Jens: Energiewirtschaftliche Untersuchungen zu KWK - Technologien kleiner Leistung mit mechatronischer Kopplung an das elektrische Netz – Diplomarbeit, TU Dresden, 1999
- [Ham05] Hampel, Jens: Untersuchungen zur optimalen Nutzung der Drehzahlvariabilität im Rahmen der Entwicklung und Erprobung einer Kleindampfturbine mit mechatronischer Kopplung an das elektrische Netz – Dissertation, TU Dresden, Stand 2005 (Veröffentlichung: voraussichtlich 2006)
- [Jen95] Jenni, F., Wüest, D.: Steuerverfahren für selbstgeführte Stromrichter, Stuttgart, Teubner, 1995
- [Jar95] Jordan, R.: Generation of electric energy by high-speed turbine-generator sets, Telecommunications Energy Conference, 1995. INTELEC '95, 17th International, pp. 733 - 740
- [Jar00] Jordan, R.; Dranga, O. & Bereknyei, D.: Standby power supply using alternative energy through co-generation technologies, Telecommunications Energy Special, 2000, TELESCON, Third International Conference on, pp. 215–219.
- [KKK05] AG Kühnle, Kopp & Kausch: Auslegungsrechnung mit Auslegungsprogramm AG KK&K – überarbeitete Version; interne Dokumentation, 2005
- [Mar03] Marques, J., Pinheiro, H., Gründling, H.A., Pinheiro J. R., Hey, H.L.: A Survey on Variable-Speed Wind Turbine System, Congresso Brasileiro de Eletrônica de Potência (COBEP), Fortaleza – CE, 2003
- [Men03] Menny, Klaus: Strömungsmaschinen – hydraulische und thermische Kraft- und Arbeitsmaschinen; B. G. Teubner-Verlag Stuttgart /Leipzig/Wiesbaden; 4. Auflage; 2003
- [Mül90] Müller, G.: Elektrische Maschinen : Betriebsverhalten rotierender elektrischer Maschinen, Berlin : Verl. Technik, Berlin, 1999

- [Öko94] Öko-Institut: Energiebedingte CO₂-Emissionen in Berlin 1892 bis 1994. Kurzstudie im Auftrag der Senatsverwaltung für Stadtentwicklung und Umweltschutz Berlin, Berlin, 1994
- [Qua99] Quang, Nguyen-phung, Dittrich, J.: Praxis der feldorientierten Drehstromantriebsregelungen, Renningen-Malmsheim : expert-Verl., 1999
- [Sin04] Singh, B.; Singh, B.; Chandra, A.; Al-Haddad, K.; Pandey, A., Kothari, D.: A review of three-phase improved power quality AC-DC converters, IEEE Transactions on Industrial Electronics 51(3), 641—660, 2004
- [Sör87] Sörgel, Gerhardt u.a.: Fachwissen des Ingenieur; Band 4: Fluidenergiemaschinen, Kältemaschinen und Wärmepumpen; Fachbuchverlag Leipzig; 5. Auflage; 1987
- [Tra88] Traupel, Walther: Thermische Turbomaschinen, Band 1: Thermodynamisch-strömungstechnische Berechnung; Springer-Verlag; 3. Auflage; 1988
- [Uef05] Ueffing, Norbert: Verluste des Hochgeschwindigkeitsgenerator (interne Dokumentation), Piller Power Systems GmbH, Osterode, 2005
- [Wen05] Wendt, S.; Benecke, F.; Güldner, H.; Hampel, J.; Zschernig, J.; Briest, R.; Ueffing, N.: A Novel 500 kW High-Speed Turbine PM Synchronous Generator Set for a Power Generation System, IPEC 2005, IPEC (International Power Electronics Conference), Niigata, Japan, April 2005
- [Wen06] Wendt, Sven, Güldner, Henry: Technische Dokumentation: Leistungselektronische Stellglieder der Versuchsanlage zum Projekt „Entwicklung einer Dampfturbine kleiner Leistung mit mechatronischer Kopplung an das elektrische Netz“ im Heizkraftwerk Dresden Reick, TU Dresden, ETI, Professur Leistungselektronik, Dresden, 2006

9. Anhang

Anhang 1: Messstellenliste der Versuchsanlage

| Lf.-Nr. | Messstelle / Signal | Formelzeichen | Einheit | Messbereich | |
|---------|-------------------------------|---------------------|-------------------|----------------|---------------|
| | | | | min (0/4mA) | max (20mA) |
| 1 | Frischdampf Temperatur | ϑ_{FD} | °C | 0 | 300 |
| 2 | Dampf Temperatur vor Düse | ϑ_{vD} | °C | 0 | 300 |
| 3 | Dampf Temperatur nach Laufrad | ϑ_{nL} | °C | 0 | 200 |
| 4 | Abdampf Temperatur | ϑ_{AD} | °C | 0 | 200 |
| 5 | Frischdampfdruck | p_{FD} | bar _Ü | 0 | 25 |
| 6 | Dampfdruck vor Düse | p_{vD} | bar _Ü | 3 | 25 |
| 7 | Dampfdruck vor Laufrad | p_{vL} | bar _Ü | 0 | 9 |
| 8 | Dampfdruck nach Laufrad | p_{nL} | bar _Ü | 0 | 9 |
| 9 | Abdampfdruck | p_{AD} | bar _Ü | 0 | 10 |
| 10 | Frischdampfmenge | m_{FD} | kg/s | 0 | 12 |
| 11 | Wellendrehzahl | n_{Ist} | min ⁻¹ | 0 | 26000 |
| 12 | Sollwert Drehzahl | n_{Soll} | min ⁻¹ | 0 | 20000 |
| 13 | Regelventilstellung | H_{Ist} | % | 0 | 100 |
| 14 | Sollwert Stellungsregler | y_{RV} | mm | 0 | 60 |
| 15 | Elektrische Leistung Netz | $P_{el,Ist,Netz}$ | kW | 0 | 500 |
| 16 | Sollwert elektr. Leistung | $P_{el,Soll}$ | kW | 0 | 400 |
| 17 | Kühlwassertemperatur Vorlauf | $\vartheta_{KW,VL}$ | °C | 0 | 100 |
| 18 | Kühlwassertemperatur Rücklauf | $\vartheta_{KW,RL}$ | °C | 0 | 100 |
| 19 | Kühlwassermenge | m_{KW} | kg/s | 0 | 25 |
| 20 | Luftdruck | p_{Luft} | bar _a | 0,9 | 1,1 |
| 21 | Wellenposition | x_{Welle} | % | 0 | 100 |
| 22 | Lagerschwinggeschwindigkeit A | $v_{S,A}$ | mm/s | 0 | 14 |
| 23 | Lagerschwinggeschwindigkeit B | $v_{S,B}$ | mm/s | 0 | 14 |
| 24 | Lagertemperatur A | $\vartheta_{La,A}$ | °C | 0 | 200 |
| 25 | Lagertemperatur B | $\vartheta_{La,B}$ | °C | 0 | 200 |

Tabelle A1: Messstellenliste der in der Datenerfassung verarbeiteten Messsignale

Anhang 2: Gewinnsteigerung durch Dampfturbineneinsatz

Vergleich der Anlagenkosten bei reiner Heizwärmebereitstellung mittels Dampfreduzierventil und gekoppelter Strom- und Wärmebereitstellung durch Einsatz einer Dampfturbine

Bedingung / Annahme: Gleiche Jahreswärmemenge $Q_{a,H}$

$$G_a = E_a - A_a$$

E_a ... jährliche Einnahme aus Erlösen

A_a ... jährliche Ausgaben für Brennstoffe, Betrieb und Instandhaltung, Kapitaldienst der Anfangsinvestition und Instandhaltung

a) nur Heizwärmebereitstellung

$$E_{a,H} = Q_{a,H} \cdot p_Q$$

$$A_{a,H} = Q_{a,Br,H} \cdot p_{Br} + \sum A_{a,H}$$

$$G_{a,H} = Q_{a,H} \cdot p_Q - (Q_{a,Br,H} \cdot p_{Br} + \sum A_{a,H})$$

b) Strom- und Wärme durch Dampfturbineneinsatz

$$E_{a,KWK} = Q_{a,H} \cdot p_Q + W_{el} \cdot p_{el}$$

$$A_{a,KWK} = Q_{a,Br,H} \cdot p_{Br} + \Delta Q_{a,Br,el} \cdot p_{Br} + \sum A_{a,H} + \sum \Delta A_{a,el}$$

Brennstoffmehraufwand infolge Stromerzeugung:

$$\Delta Q_{a,Br,el} = Q_{a,Br,KWK} - Q_{a,Br,H}$$

$$Q_{a,Br,H} = \frac{Q_{a,H}}{\zeta_{Ke+Rohr} \cdot \zeta_{Kond}}$$

$$Q_{a,Br,KWK} = \frac{Q_{a,H}}{\zeta_{Ke+Rohr} \cdot \zeta_{Kond}} + \frac{W_{el}}{\zeta_{Ke+Rohr} \cdot \zeta_m \cdot \zeta_{el}}$$

$$\Delta Q_{a,Br,el} = \frac{W_{el}}{\zeta_{Ke+Rohr} \cdot \zeta_m \cdot \zeta_{el}}$$

$$G_{a,KWK} = Q_{a,H} \cdot p_Q + W_{el} \cdot p_{el} - \left(\left(Q_{a,Br,H} + \frac{W_{el}}{\zeta_{Ke+Rohr} \cdot \zeta_m \cdot \zeta_{el}} \right) \cdot p_{Br} + \sum A_{a,H} + \sum \Delta A_{a,el} \right)$$

Gewinnsteigerung:

$$\Delta G_a = G_{a,KWK} - G_{a,H} > 0$$

$$\Delta G_a = W_{el} \cdot p_{el} - \frac{W_{el}}{\zeta_{Ke+Rohr} \cdot \zeta_m \cdot \zeta_{el}} \cdot p_{Br} + \sum \Delta A_{a,el} > 0$$

Ein Gewinnsteigerung wird somit erreicht, wenn gilt:

$$p_{el} > \frac{p_{Br}}{\zeta_{Ke+Rohr} \cdot \zeta_m \cdot \zeta_{el}} + \frac{\sum \Delta A_{a,el}}{W_{el}}$$