

Entwurfsoptimierung von Energieumwandlungsanlagen mit mehreren Betriebspunkten

Dipl.-Ing. **M. Jüdes**, Prof. Dr.-Ing. **G. Tsatsaronis**, Technische Universität Berlin, Dipl.-Math. **S. Vigerske**, Humboldt-Universität zu Berlin

Kurzfassung

Eine zunehmend flexibleren Betriebsführungen von Energieumwandlungsanlagen bedingt die Berücksichtigung verschiedener Teillastbetriebspunkte beim Anlagenentwurf. Eine Nichtbeachtung kann unter Umständen dazu führen, dass ein Teillastbetrieb mit dem entwickelten Anlagenentwurf gar nicht möglich ist, da Restriktionen wie Pinchbedingungen, minimale Dampfgehalte, maximale Drücke, Temperaturen und Massenströme verletzt werden. Bei der Entwurfsoptimierung von Energieumwandlungsanlagen ist es daher sinnvoll, den Teillastbetrieb von vornherein zu berücksichtigen. Das in diesem Artikel beschriebene Verfahren berücksichtigt beispielhaft den Teillastbetrieb einer GuD-Anlage mit Prozessdampfauskopplung in vier verschiedenen Teillastzuständen. Im Rahmen dieses Artikels wird auf die Anforderungen an die Modellierung hinsichtlich des Teillastverhaltens und daraus resultierende Probleme bei der Optimierung des nichtkonvexen nichtlinearen gemischt-ganzzahligen Optimierungsproblems (MINLP) eingegangen. Als Optimierungsalgorithmus des in GAMS formulierten Modells kommt LaGO zum Einsatz.

Das bestehende Anlagenmodell kann zusätzlich für Betriebsoptimierungsaufgaben verwendet werden. Anhand eines einfachen Beispiels werden die Vorteile einer Berücksichtigung von Teillastbetriebszuständen hierbei aufgezeigt.

1 Einleitung

Insbesondere kleinere und industrielle Kraftwerke werden im liberalisierten Strommarkt flexibel unter verschiedenen, häufig wechselnden Lastanforderungen betrieben. Beim Anlagenentwurf muss berücksichtigt werden, wie die Anlagen in den geforderten Teillastfällen betrieben werden können, was in Mehrproduktanlagen auch das Bereitstellen unterschiedlicher Produkte zu verschiedenen Zeitpunkten beinhalten kann.

Das Ziel einer Entwurfsoptimierung ist die Bereitstellung der verschiedenen Anlagenprodukte zu den insgesamt niedrigsten Produktkosten - ein zulässiger Betriebszustand ist die notwendige Voraussetzung dafür. Auch eine Verschlechterung des Wirkungsgrads von Anlagenkomponenten und auch der gesamten Anlage im Teillastbetrieb muss von vornherein bei der Entwurfsoptimierung berücksichtigt werden. Konventionelle Optimierungsmethoden gehen beim Entwurf in der Regel von einem einzigen Betriebspunkt - meist dem Vollastbetriebszustand - aus.

In der Vergangenheit wurden verschiedene Verfahren für die Entwurfs- und Betriebsoptimierung von Energieumwandlungsanlagen entwickelt. Nur wenige berücksichtigen dabei jedoch,

dass die betrachtete Anlage in verschiedenen Betriebszuständen betrieben wird (zum Beispiel [1, 2]). Dabei muss das zu lösende Problem meist stark vereinfacht und in weiten Teilen linearisiert werden. Bei den meisten anderen in der Literatur beschriebenen Verfahren wird jeweils immer nur ein einziger Betriebszustand (in allen folgenden Beispielen handelt es sich um den Volllastbetrieb) berücksichtigt. Da es sich bei den Optimierungsproblemen meist um solche handelt, bei denen auch die Struktur einer Anlage optimiert werden muss, werden häufig stochastische Methoden vorgeschlagen, zu denen zum Beispiel die evolutionären Algorithmen zählen (siehe zum Beispiel [3–6]). Auch heuristische Methoden (z. B. thermoökonomische Methoden [7]) und Ansätze der mathematischen Programmierung [4, 8–10] kommen für die Entwurfsoptimierung einer Anlage mit einem einzigen Volllastbetriebszustand zum Einsatz. Mathematische Methoden werden verstärkt bei der Optimierung zeitlich hochaufgelöster komplexer Energiesysteme eingesetzt, zum Beispiel in den Programmen BoFit [11], deeco [12] oder TOP-Energy [13]. Hierbei werden die Optimierungsprobleme oft durch eine Aggregation der einzelnen Anlagen vereinfacht und als lineare oder gemischt-ganzzahlige lineare Programmierung (LP oder MILP) formuliert.

In keinem Fall gibt es dabei eine Garantie dafür, dass es sich bei den Lösungen der Optimierungsaufgaben um das globale Optimum des Problems handelt und nur selten kann die Güte der gefundenen Lösungen bezüglich der globalen Optimalität beurteilt werden.

2 Anlagenbeschreibung und Problemdefinition

Um einen kosteneffektiven Entwurf und Betrieb eines Kraftwerks gewährleisten zu können müssen die optimale Struktur und die optimalen kontinuierlichen Variablen der Anlage festgelegt werden. Das Verfahren wird in diesem Artikel anhand eines vereinfachten Ein-Druck-GuD-Prozesses mit Dampfauskopplung erläutert, dessen *Überstruktur* (hierunter versteht man ein Prozessfließbild, in dem *verschiedene* Realisierungsmöglichkeiten einer einzigen Problemstellung enthalten sind) in Abbildung 1 dargestellt ist. Die Lastanforderungen an die beschriebene Anlage sind Tabelle 1 zu entnehmen.

Tabelle 1: Lastanforderungen an die Kraft-Wärme-Kopplungsanlage.

Bezeichnung und Betriebsstunden	el. Leistung MW	Prozessdampf t/h
BP1 (2015 h/a)	750	648,5
BP2 (2015 h/a)	600	454,0
BP3 (2015 h/a)	500	389,1
BP4 (2015 h/a)	400	324,3

Beispielhaft leiten jeweils bis zu drei Gasturbinen (drei Siemens V94.3A und drei Siemens V94.2 Gasturbinen) ihre Abgase in lediglich zwei Abhitzeessel. Beide Abhitzeessel bestehen

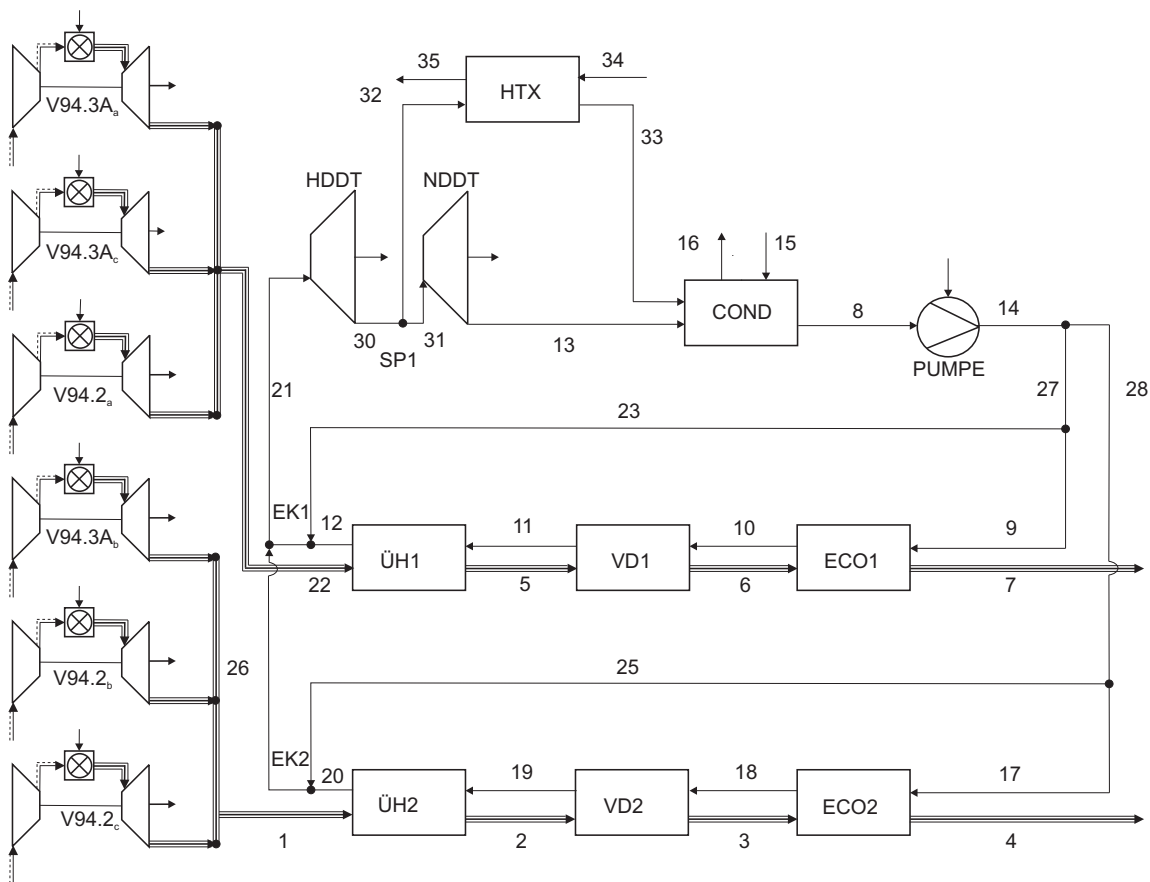


Bild 1: Prozessfließbild (Überstruktur) einer Mehrprodukt GuD-Anlage.

aus jeweils einem Überhitzer (ÜH), einem Verdampfer (VD), einem Economizer (ECO) und jeweils einem Einspritzkühler (EK) zur Regulierung der Frischdampf­temperatur. Der Prozessdampf wird nach dem Hochdruckteil der Dampfturbine (HDDT) ausgekoppelt und in weiteren Wärmeübertragern (HTX) genutzt.

Das Optimierungsziel besteht darin, ausgehend von der entwickelten Überstruktur einen Anlagenentwurf zu erzeugen, der die Produkterzeugung (elektrischen Strom und Prozessdampf) zu minimalen Produktkosten gewährleistet. Die nivellierten jährlichen erforderlichen Einnahmen stellen dabei die zu minimierende Zielfunktion dar. Sie setzen sich aus den Brennstoffkosten, den nivellierten Gesamtinvestitionskosten und den sonstigen Betriebs- und Wartungskosten zusammen.

Je komplexer die vorgegebene Überstruktur ist, desto mehr Möglichkeiten hinsichtlich der Anlagenstruktur gibt es während der Optimierung. Für Entscheidungen hinsichtlich der Existenz von Anlagenkomponenten werden dabei Binärvariablen verwendet, während kontinuierliche Variablen unter anderem für die thermodynamischen Eigenschaften der Stoffströme benötigt werden. Es ist leicht nachzuvollziehen, dass sich die Anzahl der verwendeten Variablen und Gleichungen durch die Berücksichtigung des Teillastverhaltens stark erhöht.

3 Modellierung

Anhand des einfachen Beispiels der in Abbildung 2 dargestellten einzelnen Turbinenstufe wird die Vorgehensweise bei der Modellierung erläutert. Für die Beschreibung des Volllastfalls (im

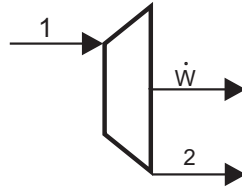


Bild 2: Eine einzelne Dampfturbinenstufe für die Beschreibung der Anlagenmodellierung.

Folgenden durch den tiefgestellten Index N gekennzeichnet) der in Abbildung 2 dargestellten Turbinenstufe werden vier Gleichungen und neun Variablen benötigt:

$$\dot{W}_N = \dot{m}_N \cdot (h_{2,N} - h_{1,N}) \quad (1)$$

$$h_{1,N} = f(T_{1,N}, p_{1,N} \text{ oder } x_{1,N}) \quad (2)$$

$$h_{2,N} = f(T_{2,N}, p_{2,N} \text{ oder } x_2) \quad (3)$$

$$T_{2,N} = f(T_{1,N}, p_{1,N}, p_{2,N}, \eta_s) \quad (4)$$

Bei fünf dieser Variablen handelt es sich um Optimierungsvariablen für den Anlagenentwurf mit Hilfe des Volllastfalls. Anschließend ist die Berechnung des Teillastbetriebs (hier in Analogie zur Simulationssoftware EBSILONProfessional 6.00 [15]) möglich. Aufgrund des Kegelgesetzes nach Stodola

$$\frac{\dot{m}}{\dot{m}_N} = \frac{p_e}{p_{e,N}} \sqrt{\frac{T_{i,N}}{T_i}} \sqrt{\frac{1 - (p_i/p_e)^2}{1 - (p_{i,N}/p_{e,N})^2}} \quad (5)$$

und einer Betriebspunktabhängigkeit des isentropen Wirkungsgrads ergeben sich hierfür drei Optimierungsvariablen. Analog zu dieser Vorgehensweise ergeben sich für die in Abbildung 1 gezeigte Energieumwandlungsanlage folgende Variablen:

- Optimierungsvariablen Volllastfall (8 Binär- und 21 kontinuierliche Variablen):

$$y_{V94.3A,a/b/c} ; y_{V94.2,a/b/c} ; y_{TMX1/2} ; \dot{m}_{Brennstoff,V94.3A,a/b/c} ; \dot{m}_{Brennstoff,V94.2,a/b/c} ; \dot{m}_{TMX1/2} ; p_8 ; p_{21} ; p_{30} ; \Delta T_{\dot{U}H1} ; \Delta T_{PINCH1} ; \Delta T_{Sub,ECO1} ; \Delta T_{\dot{U}H2} ; \Delta T_{PINCH2} ; \Delta T_{Sub,ECO2} ; \eta_{s,HDDT} ; \eta_{s,NDDT} ; \eta_{s,PUMPE} ; \Delta T_{KW}$$

- Optimierungsvariablen Teillastfall (8 Binär- und 9 kontinuierliche Variablen je Lastfall):

$$y_{V94.3A,a/b/c} ; y_{V94.2,a/b/c} ; y_{TMX1/2} ; \dot{m}_{Brennstoff,V94.3A,a/b/c} ; \dot{m}_{Brennstoff,V94.2,a/b/c} ; \dot{m}_{TMX1/2} ; \Delta T_{KW}$$

Somit enthält das in GAMS [14] hinterlegte Modell der in Abbildung 1 dargestellten Anlage insgesamt 1914 kontinuierliche, 40 binäre und 6 ganzzahlige Variablen, von denen allerdings nur 48 kontinuierliche und 32 binäre Variablen unabhängig sind.

4 Mathematische Programmierung

Im Rahmen der Entwurfsoptimierung wird sowohl die Struktur der Energieumwandlungsanlage festgelegt, als auch die unabhängigen kontinuierlichen Variablen. Zur Beschreibung des Problems werden diskrete und kontinuierliche Variablen benötigt. Für die Beschreibung der thermodynamischen Eigenschaften der einzelnen Ströme wie Druck, Temperatur, Enthalpie und Entropiewerte werden zumeist nichtlineare Gleichungen verwendet. Auch für das Anlagenverhalten im Teillastbetrieb werden Gleichungen verwendet, die häufig nichtlinear sind. Das Kegelgesetz nach Stodola stellt eine solche Gleichung dar.

Bei dem Optimierungsproblem handelt es sich daher um ein so genanntes gemischt ganzzahliges nichtlineares Optimierungsproblem (MINLP). Zudem werden durch Nichtlinearitäten in den Gleichungen zur Beschreibung des Betriebs der Anlage in einem Lastfall und zur Kopplung der verschiedenen Lastfälle (wie z.B. Gleichung 5) Nichtkonvexitäten in das Modell eingeführt. Die Lösung solcher nichtkonvexer MINLPs erfordert die Verwendung leistungsfähiger Optimierungsalgorithmen. Das Problem wurde in GAMS [14] modelliert und es wurde die Optimierungssoftware LaGO verwendet [8, 9, 16].

LaGO verwendet einen erweiterten Branch and Cut Algorithmus und generiert in der Initialisierung eine lineare Relaxierung des Problems, d.h. ein lineares Problem welches die zulässige Menge des Originalproblems überschätzt. Die Konstruktion der linearen Relaxierung wird im folgenden kurz erläutert.

Für eine Restriktion $g(x) \leq 0$ mit nichtkonvexer und nichtquadratischer Funktion $g(x)$ berechnet LaGO zuerst eine quadratische Unterschätzerfunktion $q(x)$ mit Hilfe eines leistungsfähigen Sampling-Algorithmus [16]. Ausgehend von einer initialen Punktmenge S (bestehend u.a. aus Randpunkten und zufälligen Punkten) werden dabei die folgenden 2 Schritte solange iteriert, wie sich die Menge S vergrößert:

1. Bestimme (durch Lösung eines linearen Problems) eine quadratische Funktion $q(x)$ mit der Eigenschaft $q(\tilde{x}) \leq g(\tilde{x})$, $\tilde{x} \in S$, welche den Abstand $\sum_{\tilde{x} \in S} g(\tilde{x}) - q(\tilde{x})$ minimiert.
2. Für Punkte $\tilde{x} \in S$ mit $q(\tilde{x}) = g(\tilde{x})$ maximiere (lokal durch Lösung eines NLP) den Fehler $q(\tilde{x}) - g(\tilde{x})$ ausgehend vom Punkt \tilde{x} . Falls dies einen Punkt \hat{x} mit $q(\hat{x}) - g(\hat{x}) > \delta_{\text{tol}}$ liefert, so füge diesen zu S hinzu.

Mit diesem Algorithmus ist LaGO in der Lage, quadratische Unterschätzer für nichtkonvexe Funktionen zu bestimmen, für die nur Methoden zur Funktionsauswertung zur Verfügung stehen.

Wurden alle nichtkonvexen Funktionen durch quadratische Unterschätzer ersetzt, so bestimmt LaGO eine konvexe Relaxierung durch Konvexifizierung aller nichtkonvexen quadratischen Funktionen [17]. Für einen Term $x^T A x$ geschieht dies durch Addition von $\lambda_1(A) \sum_{i=1}^n (x_i -$

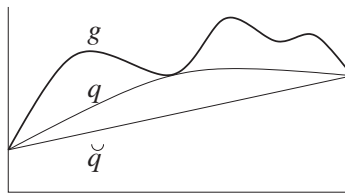


Bild 3: Konvexifizierung einer nichtlinearen Funktion $g(x)$ in LaGO: $q(x)$ ist ein quadratischer Unterschätzer an $g(x)$, $\check{q}(x)$ die Konvexifizierung von $q(x)$.

$\underline{x}_i)(\bar{x}_i - x_i)$, wobei $\lambda_1(A)$ der kleinste Eigenwert der $n \times n$ -Matrix A ist, und \underline{x}_i , \bar{x}_i , untere bzw. obere Schranken an die Variable x_i sind ($q(x)$ in Abbildung 3).

Durch Linearisierung der konvexen Relaxierung erhält man schließlich eine lineare Relaxierung, welche im Lauf des Algorithmus durch weitere Linearisierungen verbessert wird.

Die lineare Relaxierung liefert mit ihrem Optimalwert eine untere Schranke an das globale Optimum. Weiterhin kann ihre Lösung als Startpunkt für eine lokale Suche im Originalproblem (d.h. die diskreten Variablen werden fixiert und das resultierende NLP mittels eines Abstiegsverfahrens gelöst) verwendet werden. Liefert eine erfolgreiche lokale Suche eine Lösung mit besserem Zielfunktionswert als die bisherige best-bekannte Lösung, so führt dies zu einer Verbesserung der oberen Schranke an das globale Optimum. Eine stückweise Aufteilung des Suchraumes ermöglicht im Fortschreiten des Algorithmus die Verbesserung der Unterschätzerfunktionen und damit die Verstärkung der linearen Relaxierung. Die Entscheidung, in welcher Form ein Teil des Suchraumes weiter aufgeteilt wird, wird dabei durch die Analyse der Unzulässigkeit der Lösung der linearen Relaxierung im Sinne des Originalproblems bestimmt (d.h. Fraktionalität von diskreten Variablen oder Abstand zwischen quadratischer Funktion und dessen Konvexifizierung). Die Auswahl des nächsten zu untersuchenden Teilraumes wird durch Betrachtung der Lücke zwischen unterer und oberer Schranke geleitet. Schließlich wird die Effizienz des Algorithmus durch Methoden zur Verkleinerung des Suchraumes verbessert. Ein Verfahren versucht mittels Intervallarithmetik eine Verbesserung der Variablenschranken zu erreichen, während ein anderes auf der linearen Relaxierung aufbaut [16].

5 Ergebnisse der Entwurfsoptimierung

Der optimierte Anlagenentwurf weist nivellierte jährlich erforderliche Einnahmen in Höhe von 241,1 Mio. €/a auf. Tabelle 2 zeigt neben den dafür aufzuwendenden Investitionskosten zusätzlich die jährlichen Brennstoffkosten für die vier Lastfälle.

Die fixen Investitionskosten liegen für die betrachtete Anlage mit 354,8 Mio. € oberhalb der Investitionskosten für eine Anlage, die nach der „konventionellen“ Vorgehensweise nur für den Volllastfall optimiert wurde (333,8 Mio. €). Der „konventionell“ optimierte Entwurf kann allerdings nicht ohne Modifikationen in den Betriebspunkten 2 bis 4 betrieben werden, da dann

Tabelle 2: Ergebnisse der Entwurfsoptimierung. $\dot{C}_{f,i}$: Brennstoffkosten zu den jeweiligen Betriebszuständen für ein Betriebsjahr, FCI: Investitionskosten.

Kostenart	Einheit	
FCI	[Mio. €]	354.8
$\dot{C}_{f,BP1}$	[Mio. €/a]	43.4
$\dot{C}_{f,BP2}$	[Mio. €/a]	35.7
$\dot{C}_{f,BP3}$	[Mio. €/a]	29.1
$\dot{C}_{f,BP4}$	[Mio. €/a]	25.4
TRR_{lev}	[Mio. €/a]	241.1

unter anderem Pinch-Bedingungen verletzt würden. Die Werte der Optimierungsvariablen sind für den Vollastfall in Tabelle 3 angegeben.

Es ist zu erkennen, dass drei Gasturbinen verwendet werden. Wie Tabelle 4 zu entnehmen ist werden jedoch nie alle Gasturbinen gleichzeitig unter Vollast betrieben. Hierdurch ergibt sich die Möglichkeit, auf Veränderungen während des Anlagenbetriebs (Abweichungen vom Sollzustand zum Beispiel aufgrund von Verschleiß und Fehlfunktionen) zu reagieren, indem der Brennstoffmassenstrom erhöht werden kann (siehe auch Abschnitt 6).

Unter anderem aufgrund der relativ starken Unterkühlung des Wassers an den Economizeraustritten ist der optimierte Entwurf dafür geeignet, die Anlage auch in Teillast zu betreiben, da so Verletzungen der Pinch-Bedingungen in den Wärmeübertragern vermieden werden. Eine Verringerung dieser Temperaturdifferenzen im Vollastfall ist bei der gegebenen Überstruktur und Produktnachfrage nicht möglich.

Tabelle 4 zeigt neben der Verwendung der Gasturbinen auch die der Einspritzkühler in den vier Lastfällen. Auffälligerweise werden im Betriebsfall mit der maximalen elektrischen Leistung (BP 1) die Einspritzkühler verwendet, nicht jedoch im Betriebspunkt 2. Auch hierin unterscheidet sich das Resultat des neuen Optimierungsansatzes deutlich von der „konventionellen“ Vorgehensweise, bei der im Vollastfall der Einspritzmassenstrom minimiert würde. Die Verwendung von drei Gasturbinen weist den Vorteil eines flexibleren Betriebs auf. Interessant ist hierbei die Tatsache, dass die Gasturbinen des zweiten Abhitzekessels über die verschiedenen Betriebspunkte eine gegenläufige Tendenz aufweisen: Während die V94.3A Gasturbine nur in den ersten beiden Lastfällen (BP 1 und BP 2) betrieben wird, nimmt die Leistung der V94.2 Gasturbine von BP 1 bis BP 4 kontinuierlich zu. Hierin unterscheidet sich wiederum das Ergebnis deutlich von der „konventionellen“ Vorgehensweise mit nur einem Betriebspunkt, nach der die beiden V94.3A Gasturbinen im Auslegungsfall unter Vollast betrieben würden.

Zusammenfassend lässt sich daher feststellen, dass die Berücksichtigung des Teillastverhaltens unter Umständen zwingend notwendig ist, um überhaupt einen gültigen Entwurf als Ergebnis

Tabelle 3: Ergebnisse der Entwurfsoptimierung (Volllastfall). Der erste Teil gibt die Binärvariablen, der zweite die kontinuierlichen Variablen an.

Optimierungsvariable	Einheit	
$V_{94.3A_a}$	-	0
$V_{94.3A_b}$	-	1 (253.5 MW)
$V_{94.2_a}$	-	1 (85.4 MW)
$V_{94.3A_c}$	-	1 (247.6 MW)
$V_{94.2_b}$	-	0
$V_{94.2_c}$	-	0
TMX1	-	1
TMX2	-	1
$p_{21,N}$	bar	64.1
$p_{30,N}$	bar	8.4
$p_{8,N}$	bar	0.05
$\Delta T_{\dot{U}H1,N} = T_{22} - T_{12}$	K	137.3
$\Delta T_{PINCH1,N} = T_6 - T_{11}$	K	48.1
$\Delta T_{Sub,ECO1,N} = T_6 - T_{10}$	K	28.9
$\Delta T_{\dot{U}H2,N} = T_1 - T_{20}$	K	150
$\Delta T_{PINCH2,N} = T_3 - T_{19}$	K	35.0
$\Delta T_{Sub,ECO2,N} = T_3 - T_{18}$	K	42.0
$\eta_{s,HDDT,N}$	%	72.9
$\eta_{s,NDDT,N}$	%	72.8
$\eta_{s,PUMPE,N}$	%	85.0
$\Delta T_{KW,N} = T_{16} - T_{15}$	K	5.0

der Optimierungsrechnung zu erhalten. Zumindest lässt sich hierdurch aber ein zusätzliches Optimierungspotenzial aufzeigen (siehe auch [10]).

6 Instandhaltungs- und Wartungsoptimierung

Wurde ein Kraftwerksentwurf optimiert, so ist während des Anlagenbetriebs so lange keine Betriebsänderung und auch kein Austausch von Komponenten notwendig, wie sich die Lastanforderungen und die Komponenteneigenschaften nicht verändern. Mit der Zeit verschlechtern sich jedoch die Komponenteneigenschaften (zum Beispiel durch Belagbildung in den Wärmeübertragern und Rohrleitungen und Fouling in den Turbomaschinen) und der Wirkungsgrad der Anlage sinkt. Um die konstante Produktnachfrage zu befriedigen erhöht sich daher der Brennstoffbedarf. Auf solche Eingriffe in den Anlagenbetrieb (Verschiebung der Anlagebetriebspunkte) muss bereits beim Anlagenentwurf Rücksicht genommen werden.

Das Ziel einer Betriebsoptimierung ist die Minimierung der Anlagenproduktkosten im laufenden Betrieb. Hierbei ist zwischen einer Betriebsparameteranpassung an eine veränderte Anlagencharakteristik und Entscheidungen bezüglich Wartungs- und Instandhaltungsarbeiten

Tabelle 4: Betrieb der Gasturbinen und Einspritzkühler in den verschiedenen Betriebspunkten.

Komponente	Variable	BP1	BP2	BP3	BP4
V94.3A _a	\dot{W} [MW]	0.0	0.0	0.0	0.0
V94.3A _b	\dot{W} [MW]	253.5	250.2	250.3	178.8
V94.2 _a	\dot{W} [MW]	85.4	100.6	131.5	149.3
V94.3A _c	\dot{W} [MW]	247.6	127.3	0.0	0.0
V94.2 _b	\dot{W} [MW]	0.0	0.0	0.0	0.0
V94.2 _c	\dot{W} [MW]	0.0	0.0	0.0	0.0
\dot{m}_{23}	\dot{m} [kg/s]	5.8	0.0	0.7	4.1
\dot{m}_{25}	\dot{m} [kg/s]	1.7	0.0	8.8	3.6

zu unterscheiden. Beiden Ansätzen ist gemeinsam, dass durch die jeweiligen Eingriffe Kosten entstehen: Durch eine veränderte Betriebsweise kann sich die Belastung einzelner Bauteile erhöhen, was zu einer Lebensdauerverkürzung und damit zu einer Anhebung der Produktkosten führt. Hinzu kommen gegebenenfalls Kosten durch An- und Abfahrvorgänge und die Investitions- und/oder Wartungskosten für die jeweiligen Bauteile (siehe zum Beispiel [18]). Gerade im Hinblick auf eine zustandsorientierte Wartungs- und Instandhaltungsstrategie erscheint eine Betriebsoptimierung daher sinnvoll (siehe auch [19]).

Für die weiteren Betrachtungen wurde das für die Entwurfsoptimierung verwendete Anlagenmodell leicht modifiziert (Variablenfixierung) und anschließend die Anwendbarkeit der mathematischen Programmierung im Hinblick auf eine Betriebsoptimierung unter Berücksichtigung des Teillastverhaltens aufgezeigt. Anhand der Hochdruckdampfturbine HDDT wird gezeigt, wie sich der Verschleiß (Verringerung des isentropen Wirkungsgrads η_s) auf die Produktkosten (c_p) auswirkt. Um die geringere Leistung der Hochdruckdampfturbine auszugleichen, können die freien Variablen der Anlage verändert oder die Turbine ersetzt werden, wobei im Rahmen dieser Optimierung lediglich die Investitions- und Brennstoffkosten berücksichtigt werden.

Abbildung 4 zeigt das Ergebnis dieser Optimierungsrechnung. Hierbei wurde einerseits lediglich der Betrieb im Volllastfall (BP1) berücksichtigt, wobei eine äquivalente Volllaststundenzahl in Anlehnung an Tabelle 1 verwendet wurde und andererseits wurden alle Teillastfälle (BP1-4) im Rahmen der Betriebsoptimierung berücksichtigt. Die waagerechten Linien kennzeichnen die Produktkosten nach dem Turbinenersatz für die beiden Fälle.

Es ist zu erkennen, dass sich beide Vorgehensweisen im Ergebnis deutlich unterscheiden. Grundsätzlich liegen die Produktkosten bei einer Berücksichtigung des Teillastverhaltens oberhalb derer, wenn nur ein Betriebspunkt mit entsprechender äquivalenter Volllaststundenzahl betrachtet wird. Dies liegt am abnehmenden Wirkungsgrad der Anlage im Teillastbetrieb. Zusätzlich ist jedoch zu erkennen, dass im Falle der Berücksichtigung eines einzelnen Betriebspunktes sich der Ersatz der Hochdruckturbine finanziell nicht rentiert (die beiden durchgezogenen Linien schneiden sich nicht, wenn der minimale Dampfgehalt am Turbinenausstritt nicht

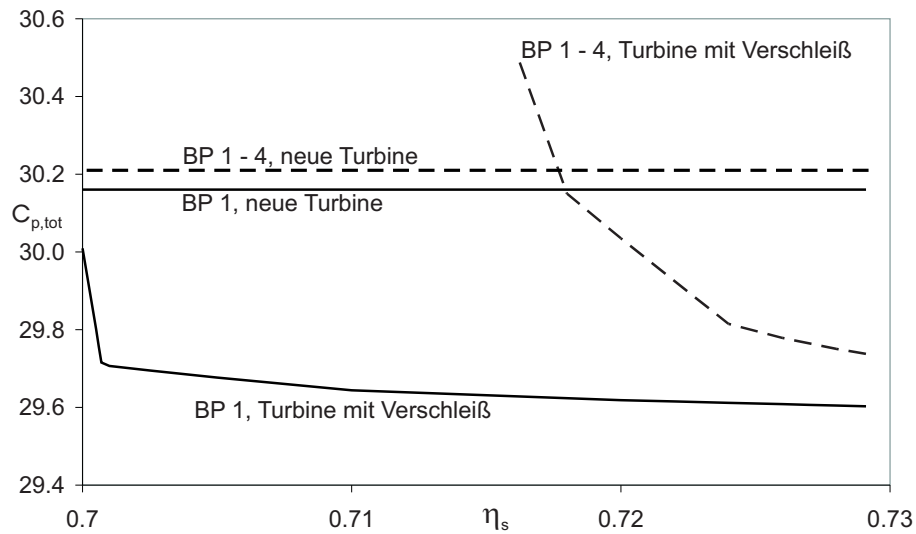


Bild 4: Gesamtproduktkosten $c_{p,tot}$ bei einer Verringerung des isentropen Wirkungsgrads η_s der Dampfturbine mit und ohne Ersatz der Turbine und unter Berücksichtigung verschiedener Mengen von Teillastzuständen

unterschritten werden soll) und eine Anpassung der Betriebsparameter in jedem Fall günstiger ist, während sich bei der Berücksichtigung aller Teillastfälle bereits ab einem isentropen Wirkungsgrad von $\eta_s \approx 0,718$ (Volllastfall) der Ersatz der Turbine lohnt. Tabelle 5 zeigt ausgewählte Parameter im optimierten Volllastfall mit und ohne Dampfturbinenverschleiß.

Tabelle 5: Ausgewählte Variablen (Volllastfall) nach der Betriebsoptimierung

Variable	Einheit	ohne Verschleiß (neue Turbine)	mit Verschleiß
$\dot{W}_{V94.3A,b}$	MW	253,5	252,8
$\dot{W}_{V94.3A,c}$	MW	247,6	246,7
$\dot{W}_{V94.2,a}$	MW	85,4	86,0
\dot{W}_{HDDT}	MW	56,6	60,1
\dot{W}_{NDDT}	MW	108,5	106,0
T_{21}	°C	370,4	413,0
p_{21}	bar	64,1	63,5
\dot{m}_{23}	kg/s	5,8	0,0
\dot{m}_{25}	kg/s	1,7	0,0

7 Zusammenfassung

Die in diesem Artikel präsentierte Methode erlaubt es, mehrere charakteristische Betriebspunkte von Energieumwandlungsanlagen bei der Entwurfs- und Betriebsoptimierung zu berücksichtigen. Es konnte gezeigt werden, dass eine Berücksichtigung mehrerer Lastfälle im Rahmen

der Entwurfsoptimierung zwingend notwendig ist, da sonst unter Umständen die entwickelte Anlage nicht in allen geforderten Teillastfällen betrieben werden kann. In jedem Fall ergibt sich durch die Berücksichtigung der Teillastfälle ein zusätzliches Optimierungspotenzial. Im Rahmen der Betriebsoptimierung kann die Berücksichtigung mehrerer Betriebspunkte helfen, Wartungszeitpunkte genauer zu bestimmen, die sich sonst nur durch zeitlich umfangreiche „was-wäre-wenn“-Rechnungen bestimmen ließen, und somit Kosten einzusparen.

Die mathematische Programmierung ermöglicht eine einfache Formulierung des zu optimierenden MINLP. Ein großer Vorteil der vorgestellten Methode besteht dabei aus ingenieurtechnischer Sicht darin, dass keine Berechnungsreihenfolgen festgelegt werden müssen und bestehende Optimierungsprobleme leicht erweitert werden können.

Die im vorliegenden Artikel präsentierten Ergebnisse deuten auf das große Potenzial der mathematischen Programmierung im Bereich der Entwurfs- und Betriebsoptimierung von Energieumwandlungsanlagen hin.

Literatur

- [1] Frangopoulos, C.A: Optimal Synthesis and Operation of Thermal Systems by the Thermoeconomic Functional Approach. *Transactions of the ASME, Journal of Engineering for Gas Turbines and Power*, 114:707–714, 1992.
- [2] Muñoz, J.R. and von Spakovsky, M.R.: A Decomposition Approach for the Large Scale Synthesis/Design Optimization of Highly Coupled, Highly Dynamic Energy Systems. *International Journal of Applied Thermodynamics*, 4(1):19–33, 2001.
- [3] Axmann, J., Dobrowolski, R. und Leithner, R.: Evolutionäre Algorithmen zur Optimierung von Kraftwerkskonzepten und Anlagenbauteilen. In *VDI-Berichte 1368, 1997*, Seiten 251–265. VDI-Verlag, Düsseldorf, Deutschland, 1997.
- [4] Ahadi-Oskui, T.: Optimierung des Entwurfs komplexer Energieumwandlungsanlagen. Fortschritt-Berichte, VDI-Verlag, Düsseldorf, Deutschland, Reihe 6, Nr. 543, 2006.
- [5] Bouvy, C.: Kombinierte Struktur- und Einsatzoptimierung von Energieversorgungssystemen mit einer Evolutionsstrategie. Shaker Verlag, Aachen, 2007.
- [6] Koch, C., Cziesla, F. und Tsatsaronis, G.: Struktur- und Parameteroptimierung von Gas- und Dampfturbinenkraftwerken. In *VDI-Berichte 1792, 2003*, Seiten 89–103. VDI-Verlag, Düsseldorf, Deutschland, 2003.
- [7] Bejan, A., Tsatsaronis G. and Moran, M.: *Thermal Design and Optimization*. J. Wiley, New York, USA, 1996.
- [8] Nowak, I.: *Relaxation and Decomposition Methods for Mixed Integer Nonlinear Programming*. Birkhäuser, 2005.
- [9] Ahadi-Oskui, T., Vigerske, S., Nowak, I. and Tsatsaronis, G.: Optimizing the design of complex energy conversion systems by Branch and Cut. Preprint 07-11, Department of Mathematics, Humboldt-University Berlin. available at <http://www.math.hu-berlin.de/publ/pre/2007/P-07-11.pdf> and submitted, 2007.
- [10] Jüdes, M. and Tsatsaronis, G.: Cost Effective Design Optimization and Maintenance Strategies with Consideration of the Partial Load Behavior of Power Plants. In A. Mirandola, Ö. Arnas,

and A. Lazzaretto, editors, *Proceedings of ECOS 2007, Padova, Italy*, volume I, pages 251–258, June, 25-28 2007.

- [11] BoFit. <http://www.procom.de/en/products/index.html>.
- [12] deeco. <http://www.iet.tu-berlin.de/deeco/>.
- [13] Top-Energy. <http://top-energy.ltt.rwth-aachen.de>.
- [14] GAMS Development Corp. *GAMS - The Solver Manuals*. Washington DC, 2003.
- [15] EBSILONProfessional. <http://www.sofbid.com/>.
- [16] Nowak, I. and Vigerske, S.: LaGO - a (heuristic) Branch and Cut algorithm for nonconvex MINLPs. Humboldt-Universität zu Berlin, Institut für Mathematik, Preprint 06-24, and to appear in *Central European Journal of Operations Research*, 2007.
- [17] Adjiman, C. S. and Floudas, C. A.: Rigorous Convex Underestimators for General Twice-Differentiable Problems. *Journal of Global Optimization*, 9:23–40, 1997.
- [18] Energiewirtschaftliche Planung für die Netzintegration von Windenergie in Deutschland an Land und Offshore bis zum Jahr 2020, Konzept für eine stufenweise Entwicklung des Stromnetzes in Deutschland zur Anbindung und Integration von Windkraftanlagen Onshore und Offshore unter Berücksichtigung der Erzeugungs- und Kraftwerksentwicklungen sowie der erforderlichen Regelleistung. <http://www.dena.de/infos/publikationen/>, Februar 2005. Studie im Auftrag der Deutschen Energie-Agentur GmbH (dena).
- [19] Boche, L., Jüdes, M. and Tsatsaronis, G.: Optimizing the Operation of Energy Conversion Systems Using Historical Operation Data. In A. Mirandola, Ö. Arnas, and A. Lazzaretto, editors, *Proceedings of ECOS 2007, Padova, Italy*, volume I, pages 157–163, June, 25-28 2007.