Zeitschrift: Bulletin Electrosuisse
Herausgeber: Electrosuisse, Verband für Elektro-, Energie- und Informationstechnik
Band: 95 (2004)
Heft: 15

Artikel: Optimale Einsatzplanung von Wasserkraftwerken
Autor: Werlen, Karl
DOI: https://doi.org/10.5169/seals-857958

Nutzungsbedingungen
Die ETH-Bibliothek ist die Anbieterin der digitalisierten Zeitschriften auf E-Periodica. Sie besitzt keine Urheberrechte an den Zeitschriften und ist nicht verantwortlich für deren Inhalte. Die Rechte liegen in der Regel bei den Herausgebern beziehungsweise den externen Rechteinhabern. Das Veröffentlichen von Bildern in Print- und Online-Publikationen sowie auf Social Media-Kanälen oder Webseiten ist nur mit vorheriger Genehmigung der Rechteinhaber erlaubt. Mehr erfahren

Conditions d'utilisation
L'ETH Library est le fournisseur des revues numérisées. Elle ne détient aucun droit d'auteur sur les revues et n'est pas responsable de leur contenu. En règle générale, les droits sont détenus par les éditeurs ou les détenteurs de droits externes. La reproduction d'images dans des publications imprimées ou en ligne ainsi que sur des canaux de médias sociaux ou des sites web n'est autorisée qu'avec l'accord préalable des détenteurs des droits. En savoir plus

Terms of use
The ETH Library is the provider of the digitised journals. It does not own any copyrights to the journals and is not responsible for their content. The rights usually lie with the publishers or the external rights holders. Publishing images in print and online publications, as well as on social media channels or websites, is only permitted with the prior consent of the rights holders. Find out more

Download PDF: 04.07.2025

ETH-Bibliothek Zürich, E-Periodica, https://www.e-periodica.ch

Optimale Einsatzplanung von Wasserkraftwerken

Modellanpassungen bei der Optimierungssoftware ermöglichen die Bewertung geplanter Anlagen und Ausbauvarianten

Die Öffnung des Elektrizitätsmarktes bringt mehr Spielraum bei der Einsatzplanung von Speicher-, Pumpspeicher- und Laufkraftwerken. Software Tools zur optimalen Einsatzplanung von Kraftwerken, mit denen sich auch komplexe hydraulische Zusammenhänge abbilden lassen, sollten daher zur Standardausrüstung von Handelssystemen für die EVU gehören. Die gleiche Optimierungssoftware eignet sich auch für die Bewertung geplanter Anlagen und Ausbauvarianten. Der Einfluss von Klima, Preisverlauf, gesetzlichen Rahmenbedingungen und anderen Sensitivitäten auf den Ertrag kann mit Hilfe geeigneter Modellanpassungen quantifiziert werden. Der nachfolgende Artikel beschreibt, was es beim Design der Software für die optimale Einsatzplanung zu beachten gilt.

Mit der optimalen Einsatzplanung sollen die einzelnen Maschinen oder Maschinenblöcke eines Kraftwerkparks in einem offenen Strommarkt möglichst Gewinn bringend eingesetzt werden. Ein

Karl Werlen

Kraftwerkspark kann dabei entweder aus einzelnen oder in Kaskade geschalteten Zentralen oder einem Kraftwerkspark ohne hydraulische Kopplung der einzelnen Anlagen bestehen.

Für die optimale Einsatzplanung müssen die meteorologischen Bedingungen, die Gesamtwirkungsgrade der Produktionsanlagen und die Preise auf dem Elektrizitätsmarkt mit genügender Genauigkeit abgebildet werden. Gleichzeitig müssen vertragliche und rechtliche Verpflichtungen erfüllt und die Versorgung des eigenen Gebietes gewährleistet sein.

Unter Berücksichtigung dieser Bedingungen berechnet ein Softwareprogramm den optimalen Fahrplan und sorgt damit für maximale Erträge. Ein einfaches Beispiel ist in Bild 1 dargestellt.

Optimierungsmodell

Zeitparameter

Die Optimierungssoftware simuliert einen Kraftwerkspark während eines gegebenen, in gleich lange Zeitschritte unterteilten Intervalls. Ein Zeitschritt entspricht dabei der kleinsten Zeiteinheit, in der Strom gehandelt wird. In der Regel kann heute von einer ganzen oder einer Viertelstunde als Zeitschritt ausgegangen werden.

Im Beispiel von Bild 1 beträgt das Optimierungsintervall 24 Stunden. Typischerweise berechnet die Kurzzeitoptimierung den Fahrplan für den jeweils folgenden Tag. Für die Planung eines normalen oder verlängerten Wochenendes muss es auch möglich sein, das Intervall für die Kurzzeitoptimierung auf 48, 72 oder mehr Stunden zu verlängern.

Für eine Langzeitoptimierung von beispielsweise einem Jahr könnte man das Optimierungsintervall beliebig verlängern. Allerdings können für eine Langzeitoptimierung keine genauen Prognosen von Zuflüssen und Preisen gemacht werden. Deshalb kann ein vereinfachtes Modell angewandt werden, welches beispielsweise alle Maschinen einer Zentrale in einem einzigen Block zusammenfasst. Damit kann zudem die Berechnungszeit reduziert werden, die bei einer Langzeitoptimierung auf einem aktuellen Standard-PC meistens im Bereich von mehreren Minuten liegt.

Eingabedaten

Die Preise sowie die Zuflüsse und die Anfangswerte der Wasserstände der einzelnen Becken sind bekannt: für die meisten Handelsplätze sind die Preise am Vortag verfügbar, die Wettervorhersage liefert Werte für die Zuflüsse und die Wasserstände können gemessen werden.

Neben den Anfangswerten müssen auch die Sollwerte für die Wasserstände in den Becken am Ende des Optimierungsintervalls bekannt sein. Sie sorgen dafür, dass es für den folgenden Tag bzw. das folgende Optimierungsintervall zu keinen ungünstigen Anfangsbedingungen wie beispielsweise leergefahrene Becken kommt.

Für die Kurzzeitoptimierung muss zudem bekannt sein, wie viel Energie dem Saisonspeicher entnommen werden darf. Dieser Wert kann aus der Jahresgangkurve berechnet werden.

Die Jahresplanung eines Saisonspeichers erfolgt beispielsweise mit Hilfe einer vorgelagerten Langzeitoptimierung oder einer Sollkurve für den Jahresverlauf des Wasserstands.

Optimierung in drei Stufen

In der Praxis bietet sich ein dreistufiges Verfahren wie in Bild 2 an, wobei jede Stufe sukzessive ein genaueres Modell implementiert.

Stufe eins legt mit Hilfe einer Langzeitoptimierung eine Strategie für den Einsatz der Saison- bzw. langfristigen Speicher fest. Die Langzeitoptimierung liefert einen Sollwert für die Absenkung bzw. Anhebung der Saisonspeicher und damit der zu produzierenden Energiemenge pro Optimierungsintervall der Kurzzeitoptimierung, durch welche in einem zweiten Schritt die Fahrpläne für die einzelnen Maschinengruppen optimiert werden.

Eventuell können in einem dritten Schritt mit Hilfe einer Momentanoptimierung die Sollleistungen der Kurzzeitoptimierung optimal auf die einzelnen Maschinen verteilt werden. Hier kann ein verfeinertes Modell implementiert werden, welches beispielsweise die nicht linearen Wirkungsgradkurven berücksichtigt.

Mit einem direkten Zugriff auf Online-Datenbanken liefert eine solche dreistufige Architektur ein flexibles Instrument zur effizienten Nutzung eines Kraftwerkparks. Ebenso ermöglicht sie rasche Reaktionen auf kurzfristige Änderungen der Rahmenbedingungen und dient der langfristigen Planung und der Analyse von historischen Daten.

Das mathematische Modell

Die eigentliche Kunst des Modelldesigners liegt darin, die für die Optimierung benötigten Beziehungen in geeigneter mathematischer Form zu beschreiben. Allgemein besteht ein Optimierungsproblem aus einer zu minimierenden Zielfunktion f, sowie einem Gleichungssystem mit Gleichheits- und Ungleichheitsnebenbedingungen und kann wie folgt dargestellt werden:

$$f(\vec{x}) \rightarrow \min$$
$$\vec{g}(\vec{x}) = 0$$
$$\vec{u}(\vec{x}) \leq 0$$

Die Gleichungen f, $\vec{g}$ und $\vec{u}$ sind im besten Fall linear, können aber auch nicht linear oder sogar nicht linear und nicht differenzierbar sein. Lineare und konvexe[1)] nicht lineare Probleme können mit Hilfe handelsüblicher Optimierungssoftware gelöst werden. Falls diese Bedingungen nicht erfüllt sind, ist es oft schwierig, das Optimum überhaupt zu finden. Für die optimale Einsatzplanung von Kraftwerken genügt zum Glück oft bereits ein lineares Gleichungssystem zur Beschreibung des Problems. Nichtlinearitäten wie z.B. Wirkungsgradkurven können direkt modelliert werden. Sie werden aber oft auch in einer späteren Stufe nachoptimiert und verfeinert.

Variablen

Die Elemente des Vektors $\vec{x}$ sind die Variablen des Systems. Sie müssen so gewählt werden, dass alle Beziehungen im Gleichungssystem formuliert werden können. Als wichtigste Variablen können Wasserstände, Durchflussmengen von Turbinen und Druckleitungen, Überläufe und produzierte Energiemengen identifiziert werden. Alle Variablen müssen pro Zeitschritt festgelegt werden, was zu einer sehr hohen Zahl von Variablen führt. Die Anzahl Variablen liegt bei einer Langzeitoptimierung schon bei kleineren Problemen bei mehr als Hunderttausend.

Manchmal ist eine Reduktion der Variablen möglich. Wenn beispielsweise eine einzige Turbine an einer Druckleitung angeschlossen ist, erübrigt sich die Unterscheidung zwischen Durchflussmenge und Leistungsabgabe bei konstantem Wirkungsgrad (bzw. Energiekennzahl in kWh/m³). Sobald aber differenziert wird zwischen programmierter Energie und Regelenergie oder zwischen Energie für den Verkauf und den Eigenbedarf, müssen die entsprechenden Variablen einzeln im Gleichungssystem der Optimierung mitgeführt werden.

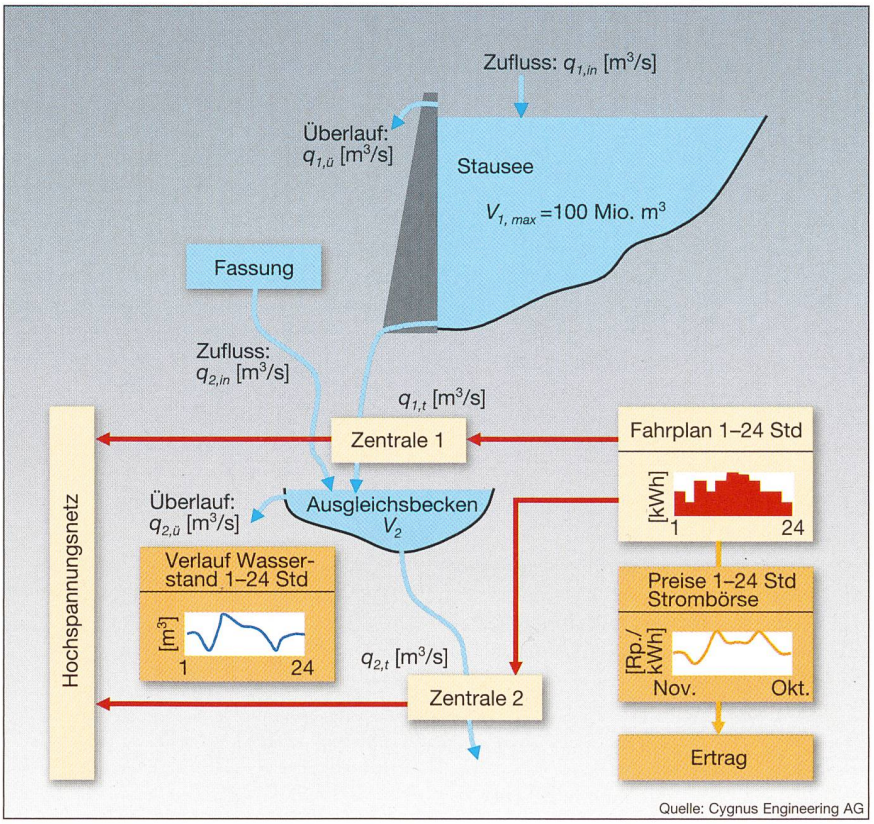

Bild 1 Einfaches Beispiel einer Hydrooptimierung mit Stausee, Ausgleichbecken und zwei Zentralen

Das Beispiel besteht aus Ober- und Unterstufe mit einem Stausee, einem Ausgleichsbecken und zwei Zentralen. Volumen (V_1, V_2), Zuflüsse ($q_{1,in}$, $q_{2,in}$), Überläufe ($q_{1,ü}$, $q_{2,ü}$) und turbinierte Wassermengen ($q_{1,t}$, $q_{2,t}$) müssen im Optimierungsmodell berücksichtigt werden. Die Optimierung berechnet einen Fahrplan für die Maschinen in beiden Zentralen. In der Folge speisen die Zentralen Energie nach Fahrplan ins Hochspannungsnetz. Daraus resultiert der Verlauf des Wasserstands im Ausgleichbecken. Der Ertrag ergibt sich aus der Multiplikation der stündlichen Energiewerte des Fahrplans mit den jeweiligen Preisen.

Zielfunktion

Bei einer Einsatzoptimierung berechnet die Zielfunktion die Erträge über den gesamten Kraftwerkspark. Diese ergeben sich als Summe der Energieproduktion einzelner Maschinen multipliziert mit den zeitlich variablen Energieverkaufspreisen. Mehrkosten für den Zukauf von Energie für die Bedarfsdeckung im eigenen Versorgungsgebiet müssen vom Ertrag abgezogen werden. Mehrkosten entstehen beispielsweise dann, wenn für den Kauf, nicht aber für den Verkauf, Durchleitungsgebühren für die Netzbenutzung bezahlt werden müssen.

Gleichheitsnebenbedingungen

Die Gleichheitsnebenbedingungen beschreiben ein unbestimmtes Gleichungssystem, d.h. die Anzahl der unbekannten Variablen ist grösser als die Anzahl der Gleichungen. Es gibt daher unendlich viele Lösungen. Gesucht ist die Lösung, welche den optimalen Wert für die Zielfunktion liefert. Bei der optimalen Einsatzplanung von Kraftwerken werden in erster Linie zwei Typen von Gleichheitsnebenbedingungen unterschieden.

Gleichungstyp I: Wasserbilanz

Erstens muss die Wasserbilanz für jedes Becken pro Zeitschritt stimmen. Der Wasserstand am Ende des Zeitschritts wird bestimmt durch den Wasserstand am Anfang des Zeitschritts plus die

zugeflossene minus die abgeflossene Wassermenge. Bezogen auf das in Bild 1 dargestellte Beispiel lautet die Formel für die Wasserbilanz im Ausgleichsbecken, die in jedem Zeitschritt erfüllt sein muss:

$$V_2(t) = V_2(t-\Delta t) + (q_{1,t} + q_{2,in} - q_{2,ü} - q_{2,t}) \cdot \Delta t \qquad (1)$$

Bei reinen Druckleitungsverbindungen besteht praktisch keine Zeitverzögerung und die Zuflussmenge der Unterstufe entspricht der Abflussmenge der Oberstufe. Oft fliesst das Wasser zwischen den Stufen teilweise in Freilaufstollen, offenen Kanälen oder Bachbecken. Die zeitliche Verzögerung spielt dann in den Bilanzgleichungen der Becken eine Rolle und muss berücksichtigt werden. Sie kann vernachlässigt werden, falls sie entweder viel kleiner als der Optimierungszeitschritt ist oder wenn das nachfolgende Becken genügend gross ist, um die zeitliche Verzögerung zu puffern.

Gleichungstyp II: Soll-Energie

Die zweite Art Gleichungen beschreibt die Bedingung für die produzierte Soll-Energie innerhalb einer bestimmten Zeitperiode. Diese Bedingung wird manchmal auch als Ungleichung formuliert.

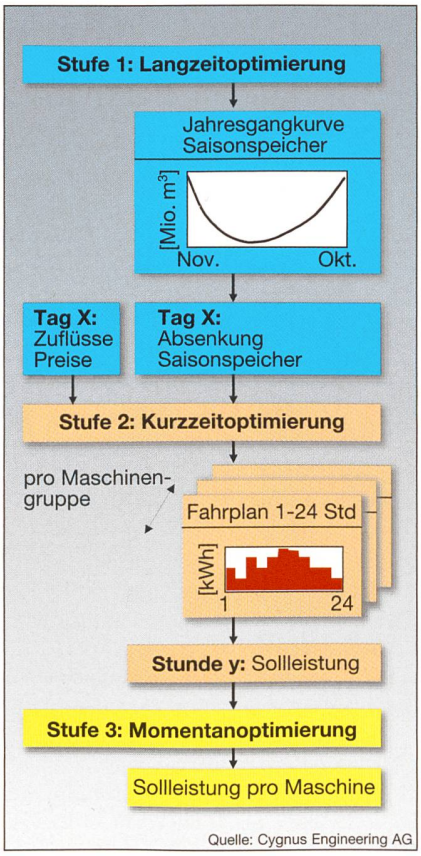

Bild 2 Dreistufiges Verfahren für die optimale Einsatzplanung von Wasserkraftwerken

Ungleichheitsnebenbedingungen

Mit Ungleichheitsnebenbedingungen werden die Variablen nach oben und unten begrenzt. So gibt es beispielsweise für eine Druckleitung eine maximale Durchflussmenge, für ein Speicherbecken ein minimales und ein maximales Volumen oder für eine Turbine eine minimale und eine maximale Leistung.

Ungleichheitsnebenbedingungen erlauben es auch, Betriebsbedingungen nachzubilden. So werden etwa für die Dauer der Revision die minimale und die maximale Leistung auf null gesetzt.

Aber auch Beziehungen zwischen mehreren Variablen werden mit Hilfe von Ungleichungen dargestellt: Wenn mehrere Maschinengruppen an derselben Druckleitung angeschlossen sind, darf die Summe der Durchflussmengen den Maximalwert der Druckleitung nicht überschreiten.

Ja, aber ...

... neben den bisher beschriebenen technischen, ökonomischen und natürlichen Nebenbedingungen, gibt es oft zusätzliche legale oder umweltpolitische Einschränkungen für den Betrieb von Kraftwerken. Hinzu kommen Aspekte, wie die Behandlung von Regelenergie oder der Umgang mit Überlauf.

Auch diese Bedingungen lassen sich in den meisten Fällen in das mathematische Modell packen. Die folgenden Abschnitte beschreiben ein paar solcher zusätzlicher Bedingungen und skizzieren mögliche Lösungsansätze.

Die Modulation der Durchflussmenge

Oft verlangt die Betriebskonzession eine konstante Abflussmenge am Ende einer Kaskade oder sie begrenzt die maximale Änderung der Durchflussmenge an einer bestimmten Stelle. Solche Bedingungen können meistens ohne zusätzliche Variablen als Ungleichungen pro Zeitschritt berücksichtigt werden.

Überlauf

Als besonders wichtig erweist sich die Modellierung von Überlauf bei Ausgleichsbecken. Bei zu kleinem Schluckvermögen der Turbinen ist es manchmal gar nicht möglich, ohne Überlauf zu produzieren. In der Optimierung führt das zu unlösbaren Gleichungssystemen. Dieses Problem kann umgangen werden, indem der Überlauf pro Becken als zusätzliche Variable eingeführt wird, wie es in Gleichung 1 gezeigt wurde ($q_{2,ü}$).

Die Wasserbilanz sieht dann pro Becken wie folgt aus: Der Beckenstand am Ende des Zeitschritts wird bestimmt durch den Beckenstand am Anfang des Zeitschritts plus die zugeflossene minus die abgeflossene Wassermenge minus den Überlauf.

Damit der Optimierungsalgorithmus Überlauf vermeidet, muss dafür gesorgt werden, dass die Erträge bei Überlauf sinken. Das geschieht, indem sich entgangene Erträge negativ auf den Wert der Zielfunktion auswirken. Setzt man für den Überlauf einen sehr hohen Preis ein (z.B. 1000 Franken pro kWh), wird die Optimierung in erster Priorität Überlauf vermeiden. Besser wäre es natürlich, die effektiven Kosten für den Überlauf zu finden, was allerdings nicht einfach ist: Der im Zeitpunkt des Überlaufs gültige Preis wäre nicht korrekt, weil die Zeitpunkte, an denen Überlauf geschieht, und die Zeitpunkte, an denen Dank verhindertem Überlauf optimal produziert werden kann, nicht übereinstimmen müssen.

Unvorhergesehenes

Für unvorhersagbare Ereignisse wie Unwetter, Trockenperioden oder grosse Betriebsausfälle während längerer Zeit erweist sich die optimale Einsatzplanung von Kraftwerken als besonders wichtig. Falls sich in Folge des Ereignisses die Preise innerhalb kurzer Zeit stark verändern, kann äusserst schnell auf die neue Situation reagiert werden. Das Restintervall zwischen dem Eintritt eines Ereignisses und dem Ende des Optimierungsintervalls muss unter Berücksichtigung der neuen Randbedingungen nachoptimiert werden. Die Nachoptimierung ermöglicht unter Umständen sogar die Realisierung von zusätzlichen Gewinnen oder minimiert zumindest die Verluste.

Eigenverbrauch

Oft ist der Kraftwerksbetreiber auch verantwortlich für die elektrische Energieversorgung in seinem Versorgungsgebiet. Dies zwingt zu Entscheiden, ob die Last durch Eigenproduktion gedeckt oder die nötige Energie auf dem Spotmarkt eingekauft werden soll.

Falls keine Durchleitungsgebühren für die Netzbenutzung bezahlt werden müssen, kann der Betreiber seine Kraftwerke am Spotmarkt optimieren und kauft oder verkauft die Differenz von verkaufter und bezogener Energie. Andernfalls ist der Preis für den Kauf von Energie unter den heutigen Rahmenbedingungen höher als der Verkaufspreis. Die Durchleitungsgebühren müssen dann in der Optimierung berücksichtigt werden: die für die Lastdeckung und die für den Verkauf produ-

	Monat											
	J	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D
Jahresverteilung der Zuflusswassermenge [%]	1	1	1	2	8	25	25	20	10	3	3	1

Tabelle I Prozentuale Verteilung der Zuflüsse für das Beispiel

zierte Energie müssen unterschiedlich behandelt werden.

Regelenergie

Die Lastkurve eines Versorgungsgebiets kann in eine konstante Grundlast und einen Zufallsanteil unterteilt werden. Die Deckung des Grundlastanteils kann mit Hilfe eines Fahrplans im Voraus «programmiert» werden. Der Zufallsanteil entspricht der Regelenergie und muss während dem Betrieb laufend den Lastverhältnissen angepasst werden.

Heute sind Märkte für Regelenergie am Entstehen. Diese können für einen Produzenten sehr interessant werden, weil für Regelenergie bedeutend höhere Preise bezahlt werden, als für programmierte Energie.

Bei der optimalen Einsatzplanung kann Regelenergie ebenfalls mit entsprechenden Preisen modelliert werden. Für Regelenergie muss dann ein entsprechendes Leistungsband auf den Regelkraftwerken reserviert werden. Der entsprechende Wasser- bzw. Energieverbrauch kann für die Planung kleiner angenommen werden, als es dem reservierten Leistungsband entspricht.

Verbotene Bereiche

Turbinen werden meistens nur innerhalb eines bestimmten Leistungsbandes betrieben. Zwischen null und der minimalen Leistung existiert ein so genannter «verbotener Bereich». Der Zustand «ausser Betrieb» bildet im mathematischen Sinne eine Singularität und kann nicht ohne weiteres in das Optimierungsmodell überführt werden.

In der Praxis kann dieses Problem mit einem heuristischen Ansatz gelöst werden. Zuerst wird das Leistungsband aller Turbinen zwischen null und der maximalen Leistung festgelegt. Nach der Optimierung werden sich einige Turbinen im «verbotenen Bereich» befinden. In einer Nachoptimierung werden diese Maschinen iterativ entweder ganz ausgeschaltet oder die Leistung wird auf das Minimum erhöht.

In einem ähnlichen iterativen Nachoptimierungsprozess können Fahrpläne «geglättet» werden, d.h. es wird vermieden, dass einzelne Maschinen ständig aus- und wieder eingeschaltet werden. Eine Glättung der Fahrpläne geschieht automatisch, falls für das Starten einer Maschine Kosten eingesetzt werden («Startup Costs»), die sich ertragsmindernd auswirken.

Deterministische und stochastische Langzeitoptimierung

Für eine Jahresoptimierung sind keine genauen Prognosen möglich. Preise, Zuflüsse und Lasten sind nicht bekannt, sondern entsprechen Wahrscheinlichkeitsverteilungen, die sich aus statistischen Daten ableiten lassen.

Ersetzt man die Zufallswerte durch Erwartungswerte, können deterministische Optimierungsverfahren, wie oben beschrieben, angewendet werden. Bei der Festlegung von Entscheiden wird dann von einem bestimmten Szenario ausgegangen und alle anderen Möglichkeiten werden ignoriert. Durch Variation der unsicheren Parameter werden Sensitivitätsanalysen durchgeführt. Allerdings sind die gefundenen Lösungen immer nur bezüglich eines einzigen Szenarios optimal.

Besser ist eine stochastische Optimierung, bei der die Wahrscheinlichkeit der Eingabegrössen von Anfang an einbezogen wird. Hier wird nicht mehr der Ertrag selber, sondern der Erwartungswert des Ertrags maximiert.

Beispiel

Zur Illustration wird eine Jahresoptimierung für das in Bild 1 dargestellte Beispiel durchgeführt. Das Optimierungsintervall wird in 8760 Zeitschritten von 1 Stunde Dauer eingeteilt (1 Jahr).

Annahmen der Eingabedaten

Der gesamte Zufluss beträgt 150 Mio. m^3 in den Stausee und 50 Mio. m^3 ins Ausgleichbecken. Es wird angenommen, dass sich die Zuflüsse gemäss Tabelle I über das Jahr verteilen.

Bezeichnung		Optimum	Heuristisch	Worst Case
Energieproduktion Zentrale 1	[GWh]	287,76	287,76	287,76
Energieproduktion Zentrale 2	[GWh]	239,80	239,80	239,80
Energieproduktion total	**[GWh]**	**527,56**	**527,56**	**527,56**
Ertrag total	**[CHF]**	**42 412 568.–**	**30 291 142.–**	**97 492 85.–**
Mittlerer Preis	[Rp./kWh]	8,04	5,74	1,85
Mittlerer Preis EEX	[Rp./kWh]		4,42	

Tabelle II Optimierungsresultate Basisfall ohne Durchleitungsgebühren: Optimium, heuristischer Ansatz und Worst Case

		Durchleitungsgebühren [Rp./kWh]		
		0	1	4
Gesamtproduktion	[GWh]	527,6	527,6	527,6
Eigenversorgung	[GWh]	450,0	127,4	138,6
Zukauf	[GWh]	0,0	322,6	311,4
Gesamtlast	[GWh]	450,0	450,0	450,0
Ertrag	[CHF]	42 412 568.–	42 409 968.–	42 382 650.–
Durchleitungsgebühren	[CHF]	0	3 226 000.–	12 456 000.–
Nettoertrag	**[CHF]**	**42 412 568.–**	**39 183 968.–**	**29 926 650.–**
Mittlerer Preis	[Rp./kWh]	8,04	7,43	5,67

Tabelle III Erträge und Wertigkeit der Energie für das Beispiel unter Annahme von Durchleitungsgebühren für den Zukauf von Energie

Innerhalb der Monate erfolgt die Verteilung mit Hilfe einer Zufallsfunktion.

Für die Bewertung der Energie werden die Spotmarktpreise[2] der Leipziger Energiebörse für das Jahr 2003 angenommen.

Die Last im eigenen Versorgungsgebiet beträgt 450 GWh pro Jahr. Es werden vier typische Lastprofile angenommen: jeweils eines für Arbeitstage und Wochenenden im Sommer und im Winter. Der Verbrauch im Winter liegt 15% höher als im Sommer. Der Verbrauch an Arbeitstagen liegt um etwa einen Drittel höher als der Verbrauch an den Wochenenden.

Resultate

Fall a: ohne Durchleitungsgebühren

Tabelle 2 zeigt die Resultate für den Basisfall der Optimierung. Es wird angenommen, dass keine Durchleitungsgebühren für den zugekauften Strom bezahlt werden müssen. Das Schluckvermögen der Turbinen und die Kapazität der Becken ist gross genug, so dass die gesamte Wassermenge ohne Überlauf verarbeitet werden kann. Der Beckenstand beträgt am 1. Januar 50 Mio. m^3 und muss am Ende der Optimierung am 31. Dezember wieder auf den gleichen Stand zurückkehren.

Die in Tabelle 2 dargestellten Resultate zeigen drei Varianten mit jeweils gleicher Energieproduktion, jedoch stark unterschiedlichen Erträgen.

Das Optimum zeigt den theoretisch möglichen maximalen Ertrag. Er entspricht einer Wertigkeit der Energie von 8,04 Rp/kWh. Dieser Wert beträgt fast das Doppelte des mittleren EEX-Preises von 4,42 Rp/kWh, d.h. dank dem Stausee als Saisonspeicher und dem Ausgleichbecken als Tagesspeicher kann die Produktion sehr gut auf die Hochpreisintervalle konzentriert werden.

Bei der Worst-Case-Variante wird zwar ebenfalls verlustfrei (d.h. ohne Überlauf) produziert, aber sonst wird alles falsch gemacht, was man falsch machen kann. Der Ertrag reduziert sich von den erzielbaren 42,4 Mio. Franken (Optimum) auf nur mehr 9,7 Mio. Franken. Dazwischen liegt somit ein «Optimierungspotenzial» von 32,7 Mio. Franken, das es so gut wie möglich zu nutzen gilt.

Als zusätzliche Variante wurde ein heuristischer Ansatz gewählt. Hier wird die Produktion auf die Tageszeiten (7 bis 22 Uhr) und innerhalb des Tages auf die Spitzenzeiten (10 bis 12 Uhr und 18 bis 20 Uhr) konzentriert. Mit diesen einfachen Regeln wird bereits ein Gesamtertrag von 30,3 Mio. Franken erzielt. Bis zum maximalen theoretisch möglichen Ertrag bleibt aber immer noch ein Potenzial von 12.1 Mio. Franken, das mit einem guten Werkzeug für die Kraftwerkseinsatzplanung genutzt werden kann.

Fall b: mit Durchleitungsgebühren

Tabelle 3 zeigt die Nettoerträge und die Wertigkeit von Energie unter der Annahme von Durchleitungsgebühren für den Kauf von Energie auf dem Spotmarkt. Die Variante ohne Durchleitungsgebühren (0 Rp/kWh)) entspricht dem Basisfall in Tabelle II. Das Beispiel zeigt, dass die Erträge bei moderaten Durchleitungsgebühren von 1 Rp/kWh bereits 3,3 Mio. Franken oder 7,6% unter dem Basisfall liegen. Die Wertigkeit der Energie reduziert sich um 0,61 Rp/kWh auf 7,43 Rp/kWh. Bei hohen Durchleitungsgebühren von 4 Rp/kWh liegt der Nettoertrag bereits um fast 30% tiefer als im Basisfall. Trotzdem wird in beiden Fällen ein relativ hoher Anteil von über 300 GWh für die Eigenversorgung eingekauft, um den Ertrag zu maximieren.

Fazit

Die Beispiele zeigen, um welche finanziellen Grössenordnungen es bei der optimalen Einsatzplanung von Kraftwerken geht. Selbst wenn nur ein kleiner Teil des Optimierungspotenzials ausgeschöpft werden kann, werden hohe zusätzliche Gewinne erzielt. Die Investitionen für die Entwicklung und die Implementierung des Modells sind im Vergleich zu den Kosten von Energieerzeugungsanlagen bescheiden.

In der Praxis werden die Resultate von Fall zu Fall unterschiedlich sein. Je nach Zuflussmenge, Speicherkapazität und installierter Leistung wird sich der Ertragswert der Anlage verändern. Aber schon die Kenntnis der Zusammenhänge dieser drei Eckwerte und deren Einfluss auf den Ertrag sind wichtig für den Betrieb und zukünftige Investitionsentscheide.

Angaben zum Autor

Dr. **Karl Werlen** hat langjährige Erfahrung im Bereich Optimierungen von Hochspannungsnetzen und Kraftwerkparks. Er ist Mitgründer und Geschäftsleiter der Firma Cygnus Engineering AG.
Cygnus Engineering AG, Saflischstrasse 4, CH-3900 Brig-Glis, karl.werlen@cygnus.ch, www.cygnus.ch

[1] Konvex: Die zweite Ableitung ist immer entweder positiv oder negativ.

[2] Informationen zur öffentlich-rechtlichen Börse European Energy Exchange (EEX, www.eex.de): http://www.eex.de/info_center/downloads/dl_spot/spot_historie_2003.xls

Planification optimale d'utilisation des centrales hydroélectriques

Des adaptations de modèles au niveau du logiciel d'optimisation permettent d'évaluer les installations projetées et leurs variantes d'extension

L'ouverture du marché de l'électricité donne une plus grande marge de manœuvre dans la planification de service des centrales à accumulation, à pompage et hydroélectriques au fil de l'eau. Des outils de logiciel destinés à optimiser la planification de service des centrales, et permettant de représenter des situations hydrauliques même complexes, devraient donc faire partie de l'équipement standard des systèmes commerciaux des fournisseurs d'énergie électrique. Le même logiciel d'optimisation se prête également à l'évaluation des installations projetées et de leurs variantes d'extension. L'influence du climat, de l'évolution des prix, des conditions cadres juridiques et d'autres facteurs risquant d'influencer le rendement peut être quantifiée au moyen d'adaptations de modèles appropriées. L'article décrit ce à quoi il faut prêter attention dans la conception du logiciel d'optimisation.