

Tageseinsatzplanung in der Stromerzeugung

Dr. J. H. Bogensperger, Dr. L. Kumer, Wien (A)

Zusammenfassung

Die Aufgabe einer Kraftwerkseinsatzplanung ist die Festlegung einer wirtschaftlich optimalen Fahrweise des Kraftwerksparks unter Berücksichtigung kraftwerksspezifischer, vertraglicher und netztechnischer Faktoren. Eine zufriedenstellende Problemlösung des energiewirtschaftlich optimalen Kraftwerks- und Netzbetriebs erfolgt technisch sinnvoll in mehreren Schritten. Die Ergebnisse der Jahreseinsatzplanung bilden die Grundlage für die Optimierung des Tageseinsatzes der Kraftwerke.

Mit einem entsprechenden Programm, das in die bestehende Datenerfassung und Kraftwerkssteuerung eingebunden ist, steht dem Elektrizitätsversorger ein effizientes Instrument zur Jahres- und Tagesplanung zur Verfügung.

1 Aufgaben der Kraftwerkseinsatzplanung und der Betriebsführung

Die Aufgabe der Kraftwerkseinsatzplanung und der Betriebsführung eines Kraftwerksparks kann in eine Vielzahl von Aufgaben zerlegt werden.

Bei einem großen Kraftwerkspark ist die Lösung der Optimierungsaufgabe in einem Schritt, insbesondere wegen der zu beachtenden Nebenbedingungen kaum möglich. Das Gesamtproblem ist dabei so komplex, daß eine Aufteilung in Subprobleme erforderlich ist.

Eine Unterteilung in drei Teilaufgaben hat sich als vorteilhaft erwiesen:

- *Jahresoptimierung*

- Wochen- und Tagesoptimierung
- Momentanoptimierung

Die Jahresoptimierung als Offline-Aufgabe liefert als Ergebnis die wirtschaftliche Aufteilung der vorgegebenen Brennstoffmengen, sowie der abzufahrenden Wassermengen für die einzelnen Monate und Tage des Jahres. Diese dabei ermittelten Ergebnisse, wie z.B. die Bewirtschaftung von Wasserspeichern oder die Grenzkosten der Nebenbedingungen (Schattenpreise), gehen dann als Randbedingungen in die Wochen- und Tagesoptimierung ein.

Eine Möglichkeit der Aufgabenabgrenzung zeigt Abbildung 1.

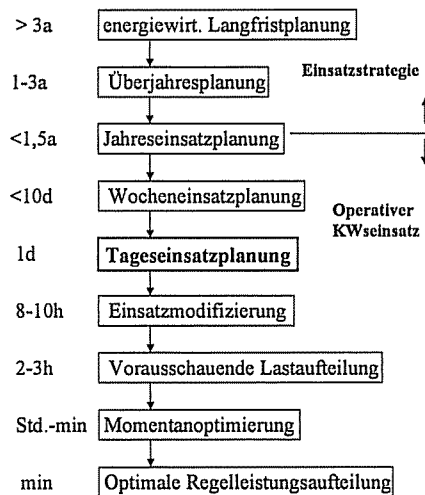


Abbildung 1: Aufgabe der Kraftwerkseinsatzplanung und der Betriebsführung

Aus dieser Menge soll in diesem Beitrag nur die Tageseinsatzplanung diskutiert werden. Dabei versteht man eine Planung in der Heute für Morgen über den geplanten Kraftwerkseinsatz entschieden wird.

2 Aufgaben der Tageseinsatzplanung

Die Aufgabe der Kraftwerkseinsatzplanung ist die Festlegung einer wirtschaftlich optimalen Fahrweise des Kraftwerksparks zur Versorgung der Abnehmer mit elektrischer Energie unter Berücksichtigung der herrschenden Randbedingungen.

Eine für Österreich typische Tagesbedarfsdeckung sieht folgendermaßen aus:

Die Deckung der *Grundlast*, also jener Leistung welche 24h pro Tag gedeckt werden muß, erfolgt größtenteils mit Lauf-, Schwellkraftwerken und Importen.

Die Deckung der *Mittellast* übernehmen kalorische Kraftwerke, die sogenannte Spitzenlastdeckung erfolgt mit Speicherkraftwerken. Sinkt der Bedarf unter das Dargebot, was einem *Leistungsüberschuß* entspricht, so kann diese sogenannte freie Energie (Leistung) als Pumpenergie in Speicherkraftwerken verwendet werden um Wasser in einen höhergelegenen Speicher zu pumpen.

Durch die *Liberalisierung der Strommärkte* treten die Handelsaspekte bei dieser Aufgabenstellung wesentlich stärker in Erscheinung als dies noch vor kurzer Zeit der Fall war. Die klassische Aufgabe der Kraftwerkseinsatzplanung, die Deckung des bekannten Bedarfs bei minimalen Erzeugungskosten, wird nun durch die Aufgabe der Gewinnmaximierung ergänzt. Genau genommen erfolgt zuerst die Gewinnmaximierung durch Stromhandel und nach Abschluß der Geschäfte eine Deckung des nun bekannten Bedarfs bei minimalen Kosten.

Die Randbedingungen ergeben sich durch kraftwerksspezifische, netztechnische und vertragliche Faktoren, wie die Bewirtschaftung der Speicher, den Einsatz der Laufkraftwerke und der kalorischen Kraftwerke, den Energieaustausch mit in- und ausländischen Partnern, die Netzbelastung, Netzdienstleistungen (Primär-/Sekundärregelung, Spannungshaltung, etc.) und die Bereitstellung der notwendigen Reserven.

Liegt die Hauptaufgabe der Jahreseinsatzplanung in der Bewertung von Ressourcen wie Brennstoffe und Wasser aus Jahresspeichern, sowie Strom aus Lieferverträgen, so sind die wesentlichen Ergebnisse der Tageseinsatzplanung der Fahrplan der Kraftwerke und die Grenzkosten der Erzeugung.

3 Bausteine der Tageseinsatzplanung

Daten	Szenariomanager	Dateneingabe	Datenbank	Schnittstelle JP
Prognosen	Prognose Wasser Zufluß zu den Jahresspeichern Seitenzubringer der Flüsse		Prognose el. Last und FW typische Tage der Tarifikunden Lieferverträge (Spotmarkt,saisonal)	
	Fluß- kraftwerke Lauf-KW Schwell-KW	Speicher- kraftwerke ohne Fallhöheeinfl mit Fallhöheeinfl Pumpspeicherwerke Pumpwerke	Thermische Kraftwerke Gasturbinen Dampf-KW GuD-KW mit Zusatzfeuer. ohne Zusatzfeuer. Fernwärmeauskoppl.	Bezugs- verträge saisonale Verträge Woche / Tag Störahilfe
Prüfung	Simulation (Evaluierung, Grenzen prüfen, Auswertungen)			

Abbildung 2: Bausteine der Tageseinsatzplanung

Der **Szenariomanager** ist ein wichtiger Systembaustein. Bei der Anwendung der deterministischen Modelle kommt es sehr schnell zu einer Vielzahl von gerechneten Varianten. Dabei die Übersicht zu behalten und Ergebnisse verschiedener Varianten zu vergleichen ist die Aufgabe des Szenariomanagers.

Der Aufwand für die notwendige **Dateneingabe** sollte so klein wie möglich gehalten werden, damit steigt die Übersichtlichkeit und Benutzerakzeptanz. Für die einzelnen Eingabemöglichkeiten sind daher Standard-Werte vorgesehen.

Technische Daten kommen aus der relationalen Konzern-**Datenbank**.

Aus der übergeordneten Planung, das kann die Jahreseinsatzplanung sein, meist ist es die Wochenplanung, werden über eine **Schnittstelle** die Bewertungen für Ressourcen mit langfristigen Bedingungen (z. B. Brennstoffverträge, Strombezugsverträge mit saisonalen Strommengen, Wasser aus Speichern mit längeren Bewirtschaftungszyklen etc.) übernommen.

3.1 Prognosen

Für die Prognosen werden eigenständige Bausteine verwendet. Ihre Ergebnisse werden in Zukunft direkt eingespielt.

Dabei ist vorgesehen, daß ein von der Wettervorausschau geführtes Modell für die **Zuflussprognose** der einzelnen (insgesamt sechs) Flußketten vorausschauend für 48 Stunden zur Verfügung steht. Der Qualität dieses Modells ist große Bedeutung zuzuschreiben, da der weitaus überwiegende Teil der Stromerzeugung in Österreich mit Wasserkraft gedeckt wird. Die Genauigkeit der Zuflußprognose für einen 2 Tageszeitraum wird mit +/- 10 % angegeben.

Der zweite Prognosemodul betrifft die **Lastvorausschau**, wobei dabei große Unsicherheiten vorhanden sind. Die hauptsächlichen Kunden der Verbund sind im wesentlichen die Landeselektrizitätsgesellschaften, die den Bedarf für die nächste Kalenderwoche zwar anmelden, aber zur Abnahme dieses angemeldeten voraussichtlichen Bedarfs nicht verpflichtet sind. Deren konkrete Abnahme orientiert sich sodann jeweils an der Eigenerzeugung; diese erfolgt aber zum überwiegenden Teil aus Wasserkraft, die wieder durch die wetterbedingten Niederschläge wesentlich beeinflusst wird. Der Bedarfsmodul könnte, wenn in Zukunft noch größere Unsicherheiten in der Vorausschau gegeben sein sollten, durch ein stochastisches Modell ersetzt werden, welcher die Festlegung der zu erwartenden Bedarfsdaten für das deterministische Berechnungsmodell festlegt.

3.2 Optimierung

Die Optimierung deckt den vorgegebenen Bedarf kostenminimal. Aufbringungsmöglichkeiten sind dabei:

- *Laufkraftwerke,*
- *Laufkraftwerke mit Schwellbetrieb,*
- *Speicherkraftwerke mit/ohne Pumpspeicherung.*

3.2.1 Modelle zur Darstellung der Wasserkraftwerke

Im Gegensatz zu thermischen Kraftwerken spielen bei Wasserkraftwerken die Betriebskosten eine untergeordnete Rolle. Die bestmögliche Wasserausnutzung unter Einhaltung der Grenzen ist hier das Ziel. Da das Wasserdargebot jährlichen, stochastischen Schwankungen unterliegt, wird dem Benutzer die Möglichkeit gegeben, verschiedene Szenarien der Hydraulizität zu wählen, um Abweichungen von den Regeljahrverhältnissen berücksichtigen zu können.

Laufkraftwerke

Die Laufkraftwerke werden durch ihren Erwartungswert des Zuflusses berücksichtigt. Dieser Erwartungswert wird im linearen Modell mittels einer Routine in eine mittlere Leistung umgerechnet, um so in der Leistungsbilanzgleichung berücksichtigt werden zu können.

Laufkraftwerke mit Schwellbetrieb

Bei Schwellkraftwerken wird ebenfalls der Erwartungswert des Zuflusses vorgegeben. Die Leistung kann maximal die Engpaßleistung sein, wobei diese aber durch die dargebotene Energie beschränkt ist. In der Zielfunktion werden die Laufkraftwerke mit Schwellbetrieb mit einem konstanten Energiepreis pro erzeugter Energieeinheit berücksichtigt.

Speicherkraftwerke

Bei den Speicherkraftwerken steht die optimale Bewirtschaftung der Wasserspeicher im Vordergrund. Der langjährige, durchschnittliche Zufluß zu den einzelnen Wasserspeichern dient dabei als Grundlage für die Berechnung der optimalen Bewirtschaftung. Da aber einzelne Wasserspeicher zu Kraftwerksgruppen zusammengefaßt sind und zwischen diesen eine hydraulische Kopplung vorliegt, muß der Tatsache Rechnung getragen werden, daß beim Abarbeiten (Turbinieren) bzw. beim Pumpbetrieb Wasser von einem höher (tiefer) gelegenen Wasserspeicher in einem sich darunter (darüber) befindlichen Wasserspeicher begeben kann. Ebenso muß ein Wasserüberlauf von einem höher gelegenen Wasserspeicher berücksichtigt werden, wenn dieses Wasser wieder in einem darunter liegenden Wasserspeicher gelangt.

Diese hydraulische Kopplung der Wasserspeicher von einzelnen Kraftwerksgruppen wird durch entsprechende logische Verknüpfungen in Form von Nebenbedingungen in der Modellbildung berücksichtigt.

Außerdem werden noch Leistungsgrenzen, Wassermengen sowie die Berechnung der Speichereinhalte in den Nebenbedingungen berücksichtigt.

In der Zielfunktion wird lediglich die erzeugte Energie mit einem konstanten Energiepreis pro erzeugter Energieeinheit, sowie ein etwaiger Speicherüberlauf mit Strafkosten berücksichtigt.

Wärmekraftwerke

In der Zielfunktion werden die Dampfkraftwerke mit ihren von Brennstoffen und Nettoleistung abhängigen Gesamtkosten, den Startkosten und den Laständerungskosten berücksichtigt. Als Nebenbedingungen finden sich die Einhaltung von Abnahmeverträgen für Brennstoffe (Braunkohle, Steinkohle, Heizöl, Erdgas), technische Grenzen sowie die Berechnung von Laständerungskosten des jeweiligen Kraftwerkes wieder.

Des weiteren werden die Kennwerte der **Bezugsverträge** in der Optimierung berücksichtigt.

Die Ergebnisse der Optimierung werden mittels **Simulationsprogrammen** auf Einhaltung der betrieblichen Grenzen der Kraftwerke überprüft. Dabei kann auch gezeigt werden, daß die getroffenen Vereinfachungen im Optimierungsmodell zulässig sind. Zusätzlich erfolgt die Berechnung wirtschaftlicher Kenngrößen.

4 Systembeschreibung

Das Stromaufbringungssystem, das mit diesem Modell abgebildet wurde umfaßt:

7	Jahresspeicherkraftwerke (Engpaßleistung etwa 1100 MW),
8	Tagesspeicherkraftwerke (Engpaßleistung etwa 1500 MW),
44	Flußkraftwerke (Engpaßleistung etwa 3800 MW),
5	Dampfkraftwerke (Engpaßleistung etwa 1200 MW),
mehrere	Energiebezugsverträge.

Beginnend mit der nächsten vollen Stunde wird im Stundenraster 72 Stunden in die Zukunft geplant.

Die Gleichungen für diese Nebenbedingungen sind vergleichbar mit denen der Wasserkraftwerke.

Energiebezugsverträge:

Spitzenbezug, Bezugsgrenzen

6 Konzept der Problemlösung

Zur Modellbildung für lineare, nichtlineare und gemischt ganzzahlige Optimierungsprobleme wurde das Programmpaket GAMS (*General Algebraic Modeling System*) verwendet. Dabei handelt es sich um eine leistungsfähige Programmiersprache, die es ermöglicht, in einer übersichtlichen und der eigentlichen Optimierungsaufgabe ähnlichen Syntax, Modelle zu erstellen.

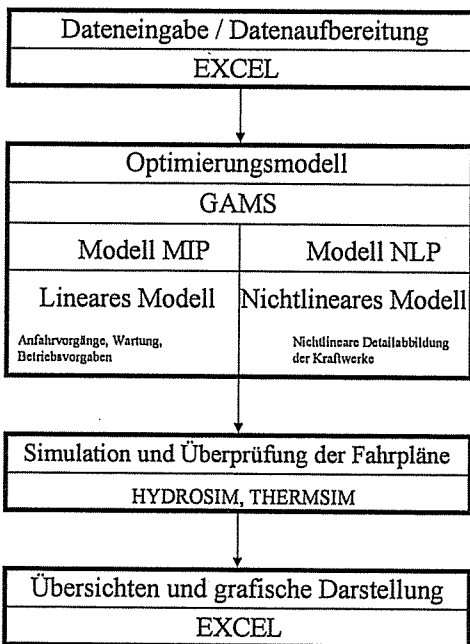


Abbildung 4: Konzept der Problemlösung

Dem Anwender wird nach der Erstellung des Modellfiles die Möglichkeit geboten aus einer Palette von Lösungsmethoden (*Solver*) auszuwählen, um eine größtmögliche Flexibilität bei der Auffindung von Lösungen zu gewährleisten.

Je nach Art und Weise der algebraischen Formulierung eines Modells, muß der Anwender einen geeigneten *Solver* auswählen. Die Auswahl erfolgt entweder bei der Installation des Programmpaketes, oder mittels einer *Option-Anweisung*.

6.1 Dateneingabe/Datenaufbereitung

Bei der Konzeption der Dateneingabe wurde bereits zwischen technischen Basisdaten (Wirkungsgrade etc.), die in Zukunft aus einer allgemeinen Datenbank kommen, Zustandsdaten, die von der Leittechnik und Prognosedaten, die von anderen Bausteinen kommen (Pegelstände etc.) und Informationen die vom Benutzer direkt bestimmt werden unterschieden und für diese Gruppen wurden eigene Exceldateien definiert. Damit sind die Prototypen zunächst testbar und für sich lauffähig. Nach Fortschritt der Datenanbindungen können dann die Exceldateien schrittweise ersetzt werden.

Die Jahres- und die Tageseinsatzplanung greifen auf gemeinsame technische und kommerzielle Basisdaten zu, welche in einer Exceldatei abgespeichert sind (fix.xls). Darin sind alle relevanten **Fixwerte** des Erzeugungssystems enthalten, wie etwa:

- Wirkungsgrade der thermischen Kraftwerke in Abhängigkeit von der Leistung,
- Maximale und minimale Speicherinhalte der Jahresspeicher,
- Anzahl und Leistung der Turbinen der einzelnen Wasserkraftwerke,
- usw.

In einer zweiten Datei werden die aktuellen Zuflüsse zu den Flußketten (aus dem Prognosemodul) eingespielt. Diese Datei (run.xls) enthält alle **aktuellen Daten** des Kraftwerksbetriebes, welche exogen gegeben sind, also **nicht vom Benutzer (Lastverteiler, Stromhändler) beeinflusst** werden können. Dazu zählen auch etwa die langfristigen Stromliefer- und Strombezugsverträge und weiters etwa die sich aus der Jahreseinsatzplanung ergebenden Revisionszeiten der thermischer Kraftwerke und der einzelnen Wasserkraftwerksmaschinen. Diese „Runddaten“ sollen nur mittelfristig auf Grund geänderter Bedingungen angepaßt werden. Sowie "fix.xls" ist auch „run.xls“ für beide Optimierungsaufgaben, die Tages- und die Jahreseinsatzplanung, identisch.

Die für die Tageseinsatzplanung relevanten Ergebnisse werden über eine **Schnittstelle** in die dritte Excel-Datei „opt.xls“ eingepieilt, das sind die sog. Wasserbewertungen der Jahresspeicher sowie die Schattenpreise der Stromerzeugung.

Aus der Vielfalt unterschiedlicher Möglichkeiten der Bewirtschaftung der Jahresspeicher berechnet der Szenarienmanager und die Jahreseinsatzplanung die kostenminimale Variante und gibt damit das entsprechende Management des Auffüllens respektive des Turbinierens der einzelnen Speicher und Speichergruppen vor. Bei einer geänderten Erwartung des Wasserdargebots (Hydraulizität) wird die Jahreseinsatzoptimierung ohne großen Aufwand neu berechnet.

Mittelfristige Änderungen welche aus der Jahreseinsatzplanung resultieren, wirken sich über die Schnittstelle auf die Tageseinsatzplanung aus. „Opt.xls“ beinhaltet jene **aktuellen Daten**, welche **unmittelbar vor einer Optimierungsrechnung** vom Benutzer (Lastverteiler, Stromhändler) **entschieden** werden, wie etwa:

- Daten des kurzfristigen Stromhandels,
- Voraussichtlicher Bedarf der Vertragskunden
- Betriebliche Restriktionen,
- Usw.

Damit ist der Aufwand für die Dateneingabe auf ein Minimum beschränkt. Die Datei für die **Benutzerinformationen** bleibt auch nach einer Datenbankbindung bestehen. Sie ist die Benutzeroberfläche für das Optimierungsmodell. Mit Makrotechnik kann das Modell ebenso wie die Simulation und die Ergebnisdarstellung von der Oberfläche aus gestartet werden.

6.2 Optimierungsmodell

Das Optimierungsmodell besteht aus zwei Teilen. Zunächst werden in einem gemischt ganzzahlig linearen Modell Ein- und Ausschaltentscheidungen auf Basis eines linearisierten Kraftwerksmodells getroffen. Der Einsatz der Kraftwerke wird in einem zweiten Schritt unter Berücksichtigung nichtlinearer Kostenkurven und der Fallhöhenabhängigkeit der Tagesspeicher berechnet.

6.3 Simulation und Überprüfung

Vor allem durch die Vorgabe von Rechenzeiten besteht eine Zwang für die Optimierung ein vereinfachtes Modell zu verwenden. Die Ergebnisse der Optimierung sind in ihrer Gesamtheit für den Benutzer schwer überprüfbar. Daher wurde ein Simulationsprogramm entwickelt, das die errechneten Fahrpläne als Eingangsgrößen verwendet und den Kraftwerksbetrieb mit einem sehr detaillierten Modell simuliert. Dabei wird die Einhaltung der Betriebsgrenzen der Kraftwerke überprüft. Fehler durch Modellvereinfachungen treten meist in kumulierter Form auf und führen damit zu Pegelverletzungen, dies Fehler würden ohne Simulation gar nicht erkannt werden.

Zusätzlich können verschiedenste Kenngrößen und wirtschaftlich interessante Werte berechnet werden.

6.4 Übersichten und grafische Darstellung

Die Ergebnisse der Optimierung und der Simulation werden in eine Exceldatei geladen. Dort werden sowohl Berichte und Statistiken erstellt, als auch die Ergebnisse in grafischer Form angeboten. Dabei bietet sich für den Benutzer die Gelegenheit Änderungen und Erweiterung selbständig vornehmen zu können.

7 Ergebnisse

- Speicherinhalte der einzelnen Wasserspeicher (Jahresspeicher, Tagesspeicher),
- Abgearbeitete Wassermengen und Pumpwassermengen in den entsprechenden Zeitintervallen,
- Fahrpläne der einzelnen Kraftwerke,
- Maschinenauslastungen,
- Systemgrenzkosten (Schattenpreise).

Modellstatistik: Hardware: Pentium 200MHz MMX
 Gleichungen: 20896; Variablen: 22899
 Ganzzahlige: 720; Nichtnull Elemente: 74546
 Rechenzeit: 12 min.

Fahrpläne

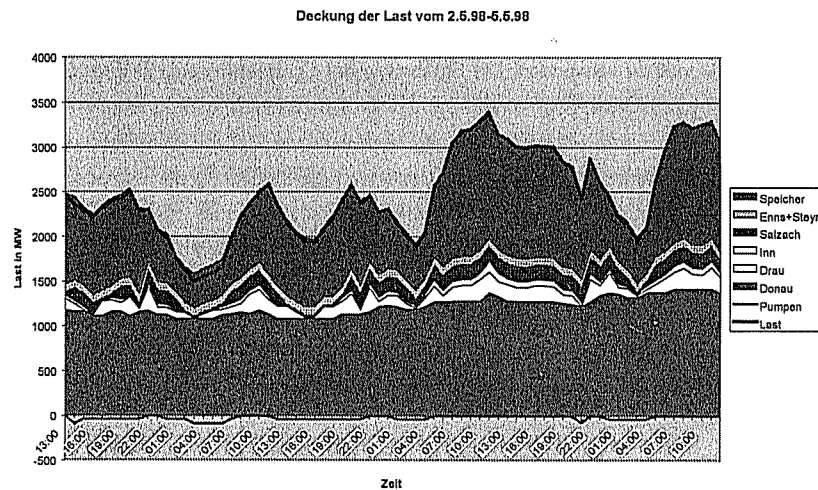


Abbildung 5: Kumulierter Fahrplan für ein 72 Stundenfenster

Grenzkosten

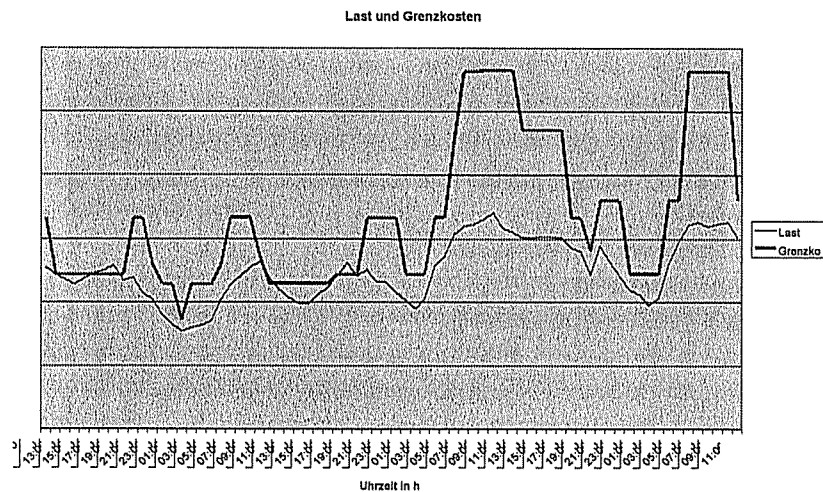


Abbildung 6: Grenzkostenverlauf für ein 72 Stundenfenster

8 Ausblick – Zukünftige Entwicklungen

Durch die Liberalisierung der Strommärkte wird den Planungswerkzeugen eine noch größere Bedeutung zukommen als dies jetzt schon der Fall ist. Dabei kommt es zu einem Zusammenspiel von Prognose-, Optimierungs- und Simulationsbausteinen.

Das Optimierungskonzept der diskutierten Tagesplanung stellt ein hochflexibles System dar, das auf zwei kommerzielle Software-Produkte (GAMS und EXCEL) zurückgreift. Änderungen in der Erzeugungsstruktur und in den Optimierungsparametern können schnell und flexibel implementiert werden. Damit ist eine Anpassung auf Änderungen des Marktes (neue Produkte) leicht möglich.

Besonders interessant beim gezeigten Lösungskonzept ist die Kombination von gemischt ganzzahlig linearen und nichtlinearen Modellen, die eine schnelle Lösung der umfangreichen Gleichungssysteme erlaubt.

Es ist zu erwarten, daß die „alten“ Fragestellungen wie Grundlast, Trapezlast, Spitzenlast mit den Maßeinheiten kW und kWh durch neue noch wesentlich detailliertere Fragen ergänzt werden. Beispiele dafür sind die Netzdienstleistungen mit Primärregelung, Sekundärregelung, Reserven, Verlustabdeckung, Lastfolge etc.. Optionen wie sie heute am Kapitalmarkt üblich sind (Put, Call) werden ebenfalls Teil eines künftigen Strommarktes sein und die bestehenden Optimierungsaufgaben des Kraftwerkseinsatzes noch komplexer als bisher gestalten.