

Einsatzoptimierung eines gemischten Kraftwerksportfolios unter Berücksichtigung dynamischer Betriebsparameter

Diplomarbeit

eingereicht von

Schwankl David

Betreuer:

Dipl.-Ing. Nacht Thomas

Begutachter:

Univ.-Prof. Dipl.-Ing. Mag.rer.soc.oec. Dr.techn. Heinrich Stigler

erstellt und eingereicht am

Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation
der Technischen Universität Graz

Graz, Juni 2011

EIDESSTATTLICHE ERKLÄRUNG

Ich erkläre an Eides statt, dass ich die vorliegende Arbeit selbstständig verfasst, andere als die angegebenen Quellen/Hilfsmittel nicht benutzt und die den benutzten Quellen wörtlich und inhaltlich entnommenen Stellen als solche kenntlich gemacht habe.

Graz, am

.....

(Unterschrift)

Englische Fassung:

STATUTORY DECLARATION

I declare that I have authored this thesis independently, that I have not used other than the declared sources / resources and that I have explicitly marked all material which has been quoted either literally or by content from the used sources.

.....

date

.....

(signature)

Danksagung

An dieser Stelle möchte ich mich bei allen bedanken, die die Erstellung der vorliegenden Diplomarbeit ermöglicht haben. An erster Stelle ist Univ.-Prof. Dipl.-Ing. Mag. rer. soc. oec. Dr. techn. Heinrich Stigler zu nennen, der die Basis für die Erstellung dieser Arbeit geschaffen hat. Weiters bei allen Mitarbeitern des Instituts und im Besonderen bei meinem Betreuer DI Thomas Nacht, der mir mit Rat und Tat zur Seite stand und ohne dessen zahlreiche Anregungen diese Arbeit nicht diese Qualität hätte. Bei all jenen, die immer für Fragen zur Verfügung standen, ist ganz besonders Dipl.-Ing. Dr. techn. Christoph Gutschi hervorzuheben, der durch sein besonderes Engagement die Arbeit erheblich erleichtert hat und durch den ich mein Wissen im Fachgebiet und über die Zusammenhänge der Elektrizitätswirtschaft deutlich erweitern konnte.

An dieser Stelle auch ein herzliches Dankeschön an meine Studienkollegen und den Mitgliedern des Hochspannungszeichensaals und allen seinen Unterstützern, welche die Studienzeit zu einer tollen Erfahrung werden ließen. Im Besonderen sind dies Martin, Gernot und Sandy, die mich mein ganzes Studium begleitet haben und ohne unsere Kochgemeinschaft hätte ich mich mein Studium wohl sehr viel ungesünder ernährt.

Ein besonderes Dankeschön ist natürlich auch an meine Familie angebracht. Vor allem meinen Eltern, ohne die ich nie die Möglichkeit gehabt hätte meine Fähigkeiten in dieser Weise zu entdecken. Es ist ein sehr gutes Gefühl, zu wissen, dass man mit allen Mitteln auf seinem Lebensweg unterstützt wird. Durch das zeitintensive Studium und den damit verbundenen Umzug nach Graz, hatte ich kaum Zeit für Sie, das Verständnis dafür war aber immer groß.

Zum Schluss gebührt der Dank noch meiner Freundin Juliane. Ohne das Abschalten an den Wochenenden bei unseren zahlreichen gemeinsamen Aktivitäten, wäre der nötige Ausgleich sicher viel schwerer gefallen. Vor allem die Unterstützung in der Endphase und das Verständnis für meine Situation haben mir sehr geholfen.

Kurzfassung

Durch den verstärkten Einsatz dargebotsabhängiger Energieträger im europäischen Kraftwerkspark werden die Anforderungen an diesen immer höher, um die Versorgungssicherheit gewährleisten zu können. Durch einen hohen Anteil volatiler Erzeugung an der Gesamtaufbringung, kommt es zu großen zeitlichen Schwankungen in der Leistungsbereitstellung und damit zu unsichereren Einsatzzeiten von thermischen Kraftwerken.

Das Ziel dieser Arbeit ist es, die Auswirkungen von dynamischen Betriebsparametern von Kraftwerken auf den Kraftwerkeinsatz unter der Prämisse von minimalen variablen Gesamtsystemkosten zu analysieren. Die untersuchten Parameter umfassen Anfahrzeiten, Anfahrkosten und Teillastwirkungsgrade. Dieser Vorsatz wurde durch eine lineare Optimierung mittels eines erstellten GAMS Modells erreicht. Die Einsatzoptimierung wurde für Österreich und Deutschland im Jahr 2008 durchgeführt.

Die Simulationsergebnisse zeigen einen direkten Zusammenhang zwischen den Anfahrkosten und der minimalen Einsatzdauer von Kraftwerken. Die durchschnittliche Auslastung von thermischen Kraftwerken korreliert negativ mit dem Wirkungsgradverlust im Teillastbetrieb. Der Einfluss dieser Parameter wird stärker, je volatil die betrachtete Aufbringung der elektrischen Energie ist. Die Verschiebung der Merit Order unter Berücksichtigung der dynamischen Effekte wird ebenfalls ersichtlich.

Abstract

The increased use of renewable energy sources (RES) in the European power generation system forces stronger requirements for power plants in order to ensure security of supply. A high proportion of volatile production in the overall generation mix, leads to a high variation in power provision and thus the duration of use is uncertain for thermal power plants.

The aim of this work is to analyze the impact of dynamic operating parameters of power plants on the dispatch of the power generating system under the premise of minimal variable overall system cost. The studied parameters include start-up times, start-up costs and part load efficiencies. This goal was achieved by a linear optimization with a created GAMS model. The optimization was performed for Austria and Germany in 2008.

The simulation results show a direct correlation between the start-up costs and minimum duration in use of power plants. The average load factor of thermal power plants is negatively correlated with the loss of efficiency in part load operation. The influence of these parameters is greater, the more volatile the considered generation of electrical energy. The shift of the merit order, while taking the dynamic effects into account are also apparent.

Inhaltsverzeichnis

1	Einleitung.....	1
1.1	Ziele der Arbeit.....	1
1.2	Darstellungsabhängige Energiequellen	1
2	Erneuerbare Stromerzeugung im kontinentaleuropäischen Verbundnetzbetrieb	3
2.1	Verband der Übertragungsnetzbetreiber: ENTSO-E	3
2.1.1	Länder im Verbundbetrieb	4
2.1.2	Vergleich der Auslastung von Kraftwerken mit erneuerbaren bzw. fossilen Primärenergieträgern	4
2.2	Der Kraftwerkspark Kontinentaleuropas.....	6
2.2.1	Historische Entwicklung der Stromerzeugung in Europa	6
2.2.2	Ausbaupläne des gesamten Kraftwerksparks der ENTSO-E	13
2.2.3	Prognostizierte Entwicklung des Kraftwerksparks der Erneuerbaren der ENTSO-E	16
2.3	Das Übertragungsnetz.....	18
2.4	Stromerzeugung aus Erneuerbaren in Österreich.....	20
2.4.1	Historische Entwicklung der Erneuerbaren in Österreich	21
2.4.2	Aktuelle Situation und Potentiale der Erneuerbaren in Österreich	29
2.4.3	Ausbaupläne des Kraftwerksparks in Österreich	32
2.4.4	Ausbaupläne des Übertragungsnetzes.....	33
3	Die Merit Order	34
3.1	Allgemeines zur Merit Order	34
3.1.1	Zusammensetzung der Kosten in der Merit Order.....	35
3.1.2	Erlöse von Kraftwerken im Zusammenhang mit der Merit Order	37
3.1.3	Veränderung der Deckungsbeiträge bei Lastanstieg.....	37
3.1.4	Verschiebung der Merit Order durch volatile Einspeisung	38
3.2	Einflussfaktoren auf die Merit Order	39
3.2.1	Der Ansatz einer dynamischen Merit Order.....	39
3.2.2	Teillastbetrieb.....	40
3.2.3	Anfahrzeiten	42
3.2.4	Anfahrkosten	46
4	Kraftwerkeinsatzoptimierung.....	47
4.1	Beschreibung von GAMS	47

4.2	Beschreibung des verwendeten Solvers CPLEX.....	50
4.3	Optimierung	51
4.3.1	Zielsetzung der Optimierung.....	51
4.3.2	Überblick über die einzelnen Programmteile	52
4.3.3	Begriffsdefinitionen.....	52
4.3.4	Block 1 – Definieren des Modellumfangs.....	53
4.3.5	Block 2 – Einlesen der Daten	54
4.3.6	Block 3 – Datenaufbereitung.....	57
4.3.7	Block 4 – Variablendefinition und –deklaration.....	59
4.3.8	Block 5 - Setzen der Anfangsbedingungen	59
4.3.9	Block 5 und 6 – Das Gleichungsmodell und der Solver	61
4.3.10	Block 7 – Die Auswertung.....	62
4.3.11	Block 8 - Die Ausgabedatei.....	62
4.4	Das Gleichungssystem	62
4.4.1	Die Zielfunktion	63
4.4.2	Nebenbedingungen für die Kraftwerksleistung	63
4.4.3	Nebenbedingung für das Leistungsgleichgewicht.....	66
4.4.4	Nebenbedingungen für den Leistungsgradienten.....	66
4.4.5	Nebenbedingungen für die Speicherseen	70
4.4.6	Nebenbedingung für Pumpspeicherkraftwerke.....	71
4.4.7	Nebenbedingung für leistungsabhängige Wirkungsgrade	72
4.4.8	Nebenbedingung für den Zeitverzug.....	74
4.4.9	Nebenbedingungen für die Anfahrkosten.....	75
4.5	Die Auswerteparameter	79
4.5.1	Übersicht über die verwendeten Parameter	79
4.5.2	Zeitlicher Verlauf der Zusammensetzung der Erzeugung	79
4.5.3	Zeitlicher Verlauf der durchschnittlichen, variablen Kosten.....	80
4.5.4	Zeitlicher Verlauf der Kraftwerke im Betrieb	80
4.5.5	Gesamtkosten.....	80
4.5.6	Zeitlicher Verlauf der Teillast	81
4.5.7	Gesamte Betriebsstunden eines Kraftwerks	81
4.5.8	Gesamtarbeit eines Kraftwerks	81
4.5.9	Zeitlicher Verlauf der Residuallast.....	81
4.5.10	Generierung der Merit Order	82

4.6	Erweiterungs- und Verbesserungspotentiale in der Optimierung	88
4.6.1	Implementieren von unterschiedlichen Kalt- und Warmstartzeiten und -kosten	88
4.6.2	Minimale Einspeiseleistung	88
4.6.3	Einbindung von Exporten und Importen in das Modell	88
4.6.4	Netzmodell	88
4.6.5	Datenqualität	89
5	Anwendung des Optimierungsprogramms mit realitätsnahen Daten	90
5.1	Beschreibung der Inputdaten	90
5.1.1	Teilkraftwerke	90
5.1.2	Eigenschaften der Kraftwerke mit dargebotsabhängiger Einspeisung	94
5.1.3	Eigenschaften der Kraftwerke mit bedarfsgerechter Maximaleinspeisung	95
5.1.4	Eigenschaften von Speicher- und Pumpspeicher-Kraftwerken	98
5.2	Beschreibung der Datenbasis	100
5.2.1	Grundsätzlicher Rahmen	100
5.2.2	Lastgang	100
5.2.3	Verlauf der Photovoltaik-Einspeisung	100
5.2.4	Verlauf der Windeinspeisung	102
5.2.5	Verlauf der Laufwasser-Einspeisung	102
5.2.6	Verwendete Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke	104
5.2.7	Parameter der thermischen Kraftwerke	106
5.3	Ergebnisse der Simulation	112
5.3.1	Untersuchter Zeitraum und durchgeführte Simulationen	112
5.3.2	Simulationen für Jänner 2008	113
5.3.3	Simulationen für Mai 2008	124
5.4	Interpretation der Simulationsergebnisse	128
5.4.1	Berücksichtigung von Wirkungsgradverläufen	128
5.4.2	Vergleich der Situation im Jänner und im Mai	128
6	Erkenntnisse	129
7	Zusammenfassung	130
	Literaturverzeichnis	131

1 Einleitung

Durch den verstärkten Einsatz von Erneuerbaren in Europa wird der Kraftwerkseinsatz immer flexibler. Vor allem durch den stark steigenden Anteil der Windenergie am Gesamtaufkommen der Stromerzeugung und der wachsenden Solarenergie-Installationen, gewinnen zwei sehr stark dargebotsabhängige und schwankende Energieträger an Bedeutung. Es wird immer wichtiger, den Übergang im Kraftwerkseinsatz bei unvorhergesehenen Schwankungen der Erzeugungsleistung so kosteneffizient wie möglich zu gestalten. Im Vergleich zu einem Kraftwerkspark mit hauptsächlich fossilen Kraftwerken wird es in einem Kraftwerkspark mit einem hohen Anteil an Erneuerbaren zu häufigeren Leistungsänderungen der eingesetzten Kraftwerke kommen. Aus diesen Gründen bekommen Anfahrzeiten und An- bzw. Abfahrkosten einen viel höheren Stellenwert bei einer Analyse der Kosteneffizienz des Gesamtsystems, da Kraftwerke häufiger hoch- und heruntergefahren werden. Dieser Aspekt in Kombination mit der veränderten Kostensituation von Kraftwerken im Teillastbetrieb soll in dieser Arbeit untersucht werden. Ein spezieller Fokus wird auf die Auswirkungen dieser Kosten auf die Reihung der Kraftwerke in der Merit Order (siehe Unterkapitel 3.1) gelegt.

Zu diesem Zweck wurde ein Modell geschaffen, um die Veränderungen im Kraftwerkseinsatz zu simulieren.

1.1 Ziele der Arbeit

Mit der vorliegenden Arbeit soll die Erzeugungssituation in Europa, vor allem in Bezug auf Erneuerbare Energiequellen aufgearbeitet und durch ein Modell dynamische Merit Order Effekte abgebildet und simuliert werden.

Die berücksichtigten Effekte sind:

- Verschiebung der Merit Order durch Anfahrzeiten
- Veränderung der Merit Order durch An- und Abfahrkosten
- Auswirkungen von Teillastwirkungsgraden thermischer Kraftwerke auf die Merit Order

Dieses Modell soll auf dem Einsatz von Kraftwerken nach ihren variablen Kosten basieren und den kostengünstigsten Einsatz des gesamten Kraftwerksparks in einer Zeitperiode abbilden. Es wird also eine Gesamtkostenoptimierung vorgenommen. Der Vergleich des Kraftwerkseinsatzes mit und ohne Berücksichtigung der Teillastwirkungsgrade thermischer Kraftwerke soll analysiert werden.

1.2 Dargebotsabhängige Energiequellen

Wie bereits eingangs erwähnt ist die Dargebotsabhängigkeit der erneuerbaren Energieträger eine Herausforderung für das Elektrizitätssystem, aus diesem Grund soll in diesem Kapitel auf die Unterschiede zwischen dargebotsabhängigen und bedarfsgerechten Energiequellen eingegangen werden.

Eine dargebotsabhängige Energiequelle ist eine solche, die von durch den Menschen nicht direkt beeinflussbaren Faktoren abhängt. Somit hat das Wetter einen großen Einfluss auf die erzeugte Energie durch Kraftwerke, die dargebotsabhängige Energieträger nutzen. In Europa zur Stromerzeugung benutzte Quellen dieses Typs sind vor allem bewegte Wassermassen in Laufkraftwerken, bewegte Luftmassen durch Windkraftanlagen und die Einstrahlung der Sonne bei Photovoltaik- und solarthermischen Anlagen. Diese Art von Kraftwerken zeichnet sich vor allem dadurch aus, dass die Primärenergie direkt in elektrische Energie gewandelt werden muss und mit derzeitigen Technologien in ihrer primären Form nicht speicherfähig ist. Die Primärenergie wird also in Elektrizität umgewandelt und muss sofort verbraucht werden. Dies führt zu einer zeitlichen Abhängigkeit der Erzeugung, da diese Energieträger nicht zeitlich konstant zur Verfügung stehen. Diese zeitliche Schwankung kann durch Pumpspeicherkraftwerke (im Rahmen ihrer Kapazitäten) ausgeglichen werden, welche Elektrizität in Lageenergie des Wassers umwandeln, was zu einem erhöhten Verbrauch führt.

Das Ausmaß der Volatilität der verschiedenen Energieträger ist verschieden. Bei Laufwasserkraftwerken ist hauptsächlich eine monatliche Schwankung gegeben, diese Energiequelle ist also wenig volatil und kaum tageszeitabhängig. Windkraftanlagen dagegen haben eine sehr unkonstante Erzeugung innerhalb eines Tages und diesen Schwankungen sind jahreszeitliche Unterschiede überlagert, sie stellen also eine stark volatile Komponente des Energiesystems dar. Strom aus Photovoltaikanlagen ist stark tageszeitabhängig, allerdings besser prognostizierbar als die Ausbeute von Windparks.

Im Gegensatz dazu steht eine bedarfsgerechte primäre Energiequelle. Diese kann gelagert werden und wird erst bei Bedarf in elektrische Energie umgewandelt. Dies sind hauptsächlich die fossilen Brennstoffe wie Kohle, Uran, Erdgas, Erdöl, aber auch Biogas sowie Biomasse. In (Pump-) und Speicherkraftwerken sowie Druckluftspeichern (CAES) gespeicherte Energie ist ebenfalls bedarfsgerecht.

Um also die Voraussetzungen für eine sichere Energieversorgung zu schaffen, müssen Kraftwerke dargebotsabhängiger Energien durch bedarfsgerechte Erzeugungsmöglichkeiten gestützt werden, um die Last zu jedem Zeitpunkt decken zu können (vgl. Schüppel 2010, S. 2 und Huber 2010, S. 14f, Popp 2010).

2 Erneuerbare Stromerzeugung im kontinental-europäischen Verbundnetzbetrieb

In diesem Kapitel soll die aktuelle Situation der Kraftwerke betrachtet werden, die ihre Energie aus erneuerbaren Energiequellen (also u.a. Wasser, Wind, Sonne, Biomasse, Geothermie) beziehen. Der Schwerpunkt liegt auf einer Analyse des IST-Zustands und der Entwicklungsszenarien. Die Verhältnisse in Österreich werden im Detail behandelt.

2.1 Verband der Übertragungsnetzbetreiber: ENTSO-E

Die Dachorganisation der Übertragungsnetzbetreiber in Europa ist das 'European Network of Transmission System Operators for Electricity' (ENTSO-E). Sie vertritt die Position aller Übertragungsnetzbetreiber der Europäischen Union (EU) und angrenzender Netze in technischen und Elektrizitätsmarkt-Belangen (41 Betreiber in 34 Ländern, siehe Abbildung 2.1). Damit soll ein koordinierter europaweiter Netzausbau ermöglicht werden. Die Organisation ist hauptsächlich für die Koordination des inter nationalen Austauschs elektrischer Energie und der Entwicklung neuer Richtlinien geschaffen worden und operiert aufgrund des 3. Energiepakets der EU. Sie ist aus einem Zusammenschluss ihrer Vorgängerorganisationen (ATSOI, BALTSO, ETSO, NORDEL, UCTE, UKTSOA¹) im Juli 2009 entstanden (vgl. ENTSO-E 2011).

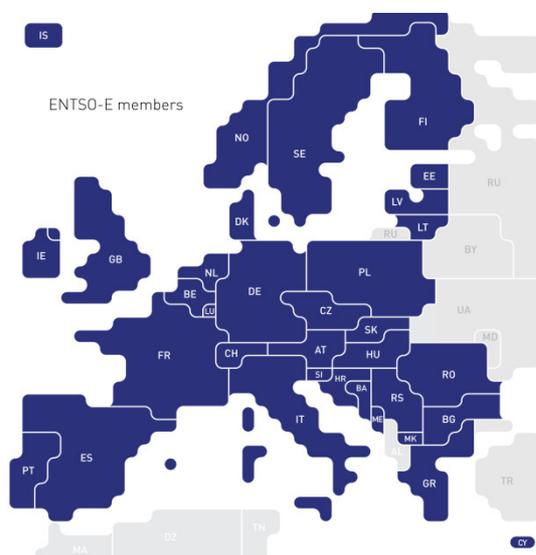


Abbildung 2.1 – Mitglieder der ENTSO-E (Quelle: ENTSO-E 2011)

Im folgenden Abschnitt werden die Grundlagen der Erzeugung elektrischer Energie in Kontinentaleuropa behandelt.

¹ ATSOI - Association of the Transmission System Operators of Ireland, BALTSO - Baltic Transmission System Operators, ETSO - European Transmission System Operators, NORDEL - Organisation for the Nordic Transmission System Operators, UCTE - Union for the Coordination of the Transmission of Electricity, UKTSOA - UK Transmission System Operators Association

2.1.1 Länder im Verbundbetrieb

In den meisten Betrachtungen dieses Kapitels (vor allem für die historische Entwicklung) werden nur die Länder Kontinentaleuropas betrachtet (ehemalige UCTE - Union for the Coordination of the Transmission of Electricity), da sich die weitere Arbeit mit Österreich und Deutschland beschäftigt. Mitglied der ENTSO-E sind außer jenen der ehemaligen UCTE noch Skandinavien, die britischen Inseln und das Baltikum. Die betrachtete Region umfasst somit folgende 24 Länder:

Belgien	Bosnien	Bulgarien	Dänemark	Deutschland
Frankreich	Griechenland	Italien	Kroatien	Luxemburg
Mazedonien	Montenegro	Niederlande	Österreich	Polen
Rumänien	Schweiz	Serbien	Slowakei	Slowenien
Spanien	Tschechien	Ukraine	Ungarn	

Durch den Verbundbetrieb werden mehrere nationale Netze galvanisch zusammengeschalten. Dadurch erreicht man eine höhere Versorgungssicherheit bei gleichbleibendem Kraftwerkspark. Um die Versorgungssicherheit auf gleichem Niveau wie vor dem Verbund zu halten, sind weniger Reserveleistungen notwendig. Reserveleistungen werden benötigt, um bei Ausfall oder Wartung eines Kraftwerks die Last decken zu können. Je mehr Kraftwerke sich in einem solchen Verbundnetz befinden, desto geringer muss die anteilige Reservehaltung sein (im ENTSO-E Kontinentaleuropa Gebiet wären dies 5 %), da die Wahrscheinlichkeit eines einzelnen Ausfalls höher ist als die eines doppelten Ausfalls (vgl. Nacht 2010, S. 8).

2.1.2 Vergleich der Auslastung von Kraftwerken mit erneuerbaren bzw. fossilen Primärenergieträgern

Eines der Probleme beim Einsatz von erneuerbaren Energien ist ihre geringe Jahreseinspeisung aufgrund des Verhältnisses von erzeugter Arbeit zu installierter Leistung. Fossile Kraftwerke können hohe Volllaststunden¹ des Betriebs erreichen, was aufgrund der Dargebotsabhängigkeit auf die meisten Erneuerbaren nicht zutrifft. Mit der installierten Leistung soll über das Jahr die verfügbare Energie den überwiegenden Teil der Zeit (bei Wasserkraft mindestens 90 %) vollständig genutzt werden können. Es soll also in Zeiten von hohem Dargebot des Energieträgers so wenig Energie wie möglich verloren gehen (vgl. Huber 2010, S. 33). Da die nutzbare Primärenergie überwiegend nicht zu einer Energieausbeute in Höhe der installierten Leistung führt, ist damit sehr viel mehr installierte Kapazität erforderlich, um die gleiche Energiemenge pro Jahr zur Verfügung zu stellen wie ein Kraftwerk mit fossilen Brennstoffen als Energieträger.

In Tabelle 2.1 sieht man, dass Nuklearkraftwerke die längste Betriebsdauer pro Jahr haben. Dies liegt an ihren, in Vergleich mit anderen Kraftwerken fossiler Feuerung, geringen variablen Kosten. In die

¹ Unter Volllaststunden versteht man die eingespeiste Energie pro Jahr, dividiert durch die installierte Leistung, wodurch sich ein Vergleichswert für die Auslastung von Kraftwerken ergibt (vgl. ENTSO-E 2010, S. 61). Durch diesen Wert wird ein Kraftwerk damit so dargestellt, als ob es für die Volllaststunden auf der maximalen Einspeiseleistung laufen würde und die restliche Zeit komplett außer Betrieb wäre.

Kategorie "Nicht zuordenbar" fallen jene Kraftwerke, die eine Mischfeuerung besitzen oder einen anderen fossilen Rohstoff (wie z.B. Öl) als Brennstoff verwenden (vgl. Unterkapitel 3.1).

Bei erneuerbarer Einspeisung ist der limitierende Faktor die Volllaststunden der Energieträger, aus welchen nicht mehr elektrische Arbeit gewonnen werden kann als angeführt. Die Volllaststunden der Erneuerbaren, welche unter der Einteilung "Andere" in Tabelle 2.2 zusammengefasst werden, sind hingegen mit jenen der konventionellen Kraftwerke vergleichbar. Dies liegt daran, dass unter anderem Biomasse, Biogas und Geothermie in diese Kategorie fallen welche nicht dargebotsabhängig sind.

Tabelle 2.1 - Volllaststunden von Kraftwerken mit fossilen Brennstoffen der ENTSO-E
(Quelle: ENTSO-E 2010, S. 61f)

Energiequelle	Nuklear	Braunkohle	Steinkohle	Gas	Nicht zuordenbar
Auslastung in h / Jahr	6900	5900	4900	4500	4800

Tabelle 2.2 - Volllaststunden von Krafwerken mit erneuerbaren Energiequellen der ENTSO-E
(Quelle: ENTSO-E 2010, S. 64)

Energiequelle	Wasser (ohne Schweden & Norwegen)	Wasser (nur Schweden & Norwegen)	Wind (On-Shore)	Wind (Off-Shore)	Solar	Andere
Auslastung in h/Jahr	2700	4200	1800	3500	620	5200

Vergleicht man die Technologien zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen schneiden unter den explizit angeführten Energiegewinnungsformen vor allem Off-shore Windkraftwerke (also jene, die im Wasser gebaut werden) und Wasserkraftwerke in Schweden und Norwegen sehr gut ab. Dabei ist anzumerken, dass die in Tabelle 2.2 angeführte Auslastung der Wasserkraftwerke keinen Pumpeinsatz berücksichtigt, was dazu führen würde, dass die Volllaststunden ansteigen. Da diese Energie jedoch aus dem Netz entnommen wird, trägt sie nicht zu den Volllaststunden bei. Man erkennt auch deutlich die geringe Auslastung von Solarkraftwerken. Der tatsächliche Einspeiseverlauf aus Erneuerbaren schwankt jedes Jahr naturgemäß, die Volllaststunden bleiben jedoch pro Land relativ konstant (vgl. ENTSO-E 2010, S. 63).

Natürlich entscheidet nicht nur die Energiequelle, sondern auch die gewünschte Art des Einsatzes über die Einsatzstunden. Nach dieser Unterscheidung gibt es drei Typen von Energieerzeugern:

- Grundlastkraftwerke (wie z.B. Kernenergie) haben sehr hohe Volllaststunden, da sie unter ungestörten Verhältnissen das ganze Jahr über durchgehend, nur durch die Wartungsintervalle unterbrochen, einspeisen.
- Mittellastkraftwerke, die zur Deckung der Last eingesetzt werden, für welche eine Niedriglastsituation zu Leistungsreduktion oder Abschaltungen führt.
- Spitzenlastkraftwerke, welche zur Deckung von Lastspitzen verwendet werden.

Die Entscheidung, in welche Kategorie ein Kraftwerk fällt, wird durch die variablen Kosten im Vergleich zum übrigen Kraftwerkspark getroffen. Als Vergleichswert für die Volllaststunden der

erneuerbaren Energien dienen Spitzenlast- und Reserve-Kraftwerke, die typische Werte von unter 2000h pro Jahr aufweisen (vgl. ENTSO-E 2010, S. 61f).

Durch diese Tabellen wird das Hauptproblem von Stromerzeugung aus regenerativen Quellen schnell sichtbar, nämlich die geringen Volllaststunden, was in sehr hoher notwendiger installierter Kapazität bezogen auf die benötigte Leistung resultiert. Bei wachsendem Verbrauch und in gleichem Ausmaß erweiterter installierter Leistung nur durch Erneuerbare kommt es so zu einem Annähern von Erzeugungsleistung und Last, also einer Reduktion der Erzeugungsreserve (siehe Abschnitt 2.2.2).

2.2 Der Kraftwerkspark Kontinentaleuropas

In diesem Unterkapitel soll der europäische Kraftwerkspark (der in Abschnitt 2.1.1 aufgeführten Länder) und seine prognostizierte Entwicklung betrachtet werden. Dabei ist die Prognose der zukünftigen Entwicklung sehr stark an den 'Ten-Year Network Development Plan 2010 - 2020' der ENTSO-E angelehnt.

2.2.1 Historische Entwicklung der Stromerzeugung in Europa

In diesem Abschnitt wird die Stromerzeugung der ENTSO-E Kontinentaleuropa unter dem Aspekt der eingespeisten Energie, der installierten Leistung und der Volllaststunden je Kraftwerkstyp untersucht.

2.2.1.1 Entwicklung der eingespeisten Energie in der ENTSO-E Kontinentaleuropa

Die eingespeiste Energie durch Erneuerbare ist in Europa in den letzten Jahren, vor allem aufgrund des Ausbaus der Windenergie, stark angestiegen, während die Einspeisung durch fossile Kraftwerke relativ konstant geblieben ist. Seit 2007 ist auch ein signifikanter Anstieg der Photovoltaik bemerkbar. Seit diesem Zeitpunkt existieren auch Daten der Netzbetreiber über die aufgeschlüsselten Einspeiseleistungen für erneuerbare Energien nach Primärenergieträger.

Selbst berechnete und ergänzte Werte in Tabelle 2.3 sind grün hinterlegt. Für Daten bis einschließlich 2007 für Wind- und Photovoltaik-Einspeisung wurde auf jene der Eurostat zurückgegriffen (Eurostat 2010a), diese Daten sind blau hinterlegt. Die Werte der Geothermie wurden aus [Eurostat 2010b] gewonnen und mit dem Faktor 0,08 multipliziert, diese Daten sind rot hinterlegt. Da bei dieser Technologie die Urdaten den Unterschied im Energieinhalt des Fluids¹ beim Hineinpumpen zu dem des beim Herausgewinnen darstellt, war dies notwendig, um die erzeugte elektrische Energie zu schätzen (vgl. Eurostat 2010b). Dieser Faktor (0,08) wurde durch den Vergleich der Einspeisewerte in Italien It. [Terna 2010] mit den Daten der Eurostat ermittelt. Die restlichen Werte bis 2007 stammen aus [ENTSO-E 2008a, S. 5]. Für 2008 und 2009 wurden, bis auf Geothermie, ausschließlich die Daten des 'System Adequacy Retrospect 2009' verwendet [ENTSO-E 2009a]. Die graphische Auswertung dieser Daten erfolgt in Abbildung 2.2.

¹ Bei geothermischen Anlagen wird ein Arbeitsfluid (meist Wasser) in einen Schacht gepumpt, im Erdinneren erwärmt und durch die Erhitzung an die Oberfläche zurückgedrückt. Die zusätzliche aufgenommene Energie wird über einen Wärmetauscher zu Stromerzeugung in einer Turbine genutzt (vgl. GMK 2011).

Tabelle 2.3 – Historische Entwicklung der Energieerzeugung in der ENTSO-E Kontinentaleuropa in GWh (Quelle: Eurostat 2010 a und b, ENTSO-E 2008a, ENTSO-E 2009a)

Energiequelle \ Jahr	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
Nuklearenergie, total	788'100	797'400	791'400	801'100	759'300	774'661	727'055
Braunkohle				358'400	353'700	342'477	298'310
Steinkohle				367'500	400'500	349'296	342'327
Gas				382'200	466'200	537'664	499'753
Öl&Derivate				63'900	56'000	45'013	51'254
Mischfeuerung				43'600	38'500	35'132	28'578
sonstige Fossile	1'271'100	1'296'400	1'349'600	147'900	92'700	63'649	84'416
Fossile Brennstoffe, total	1'271'100	1'296'400	1'349'600	1'363'500	1'407'600	1'373'231	1'304'638
Laufkraft						120'171	150'295
Speicher						124'032	164'975
Pumpspeicher						55'257	80'265
Pumpverluste						40'063	38'287
Wasser, nicht zugeordnet						64'729	3'882
Wasserkraft, total	312'500	321'300	294'800	311'700	298'400	308'932	319'152
Wind	41'208	55'205	65'278	75'214	95'288	95'889	111'381
Photovoltaik	475	734	1'464	2'497	3'772	6'816	13'025
Geothermie	5'027	5'134	5'087	5'314	5'501	5'554	
Biomasse						37'754	46'996
RES, nicht zugeordnet	8'090	15'427	22'371	31'275	35'139	10'266	9'242
Erneuerbare, total (ohne Wasser-KW)	54'800	76'500	94'200	114'300	139'700	156'279	180'644
Unklare Herkunft	27'000	9'400	8'500	3'700	3'500	11'231	9'974
Summe	2'453'500	2'501'000	2'538'500	2'594'200	2'608'600	2'624'335	2'541'462
Datenreferenz	ENTSO-E 2008a, S. 5					ENTSO-E 2009a	

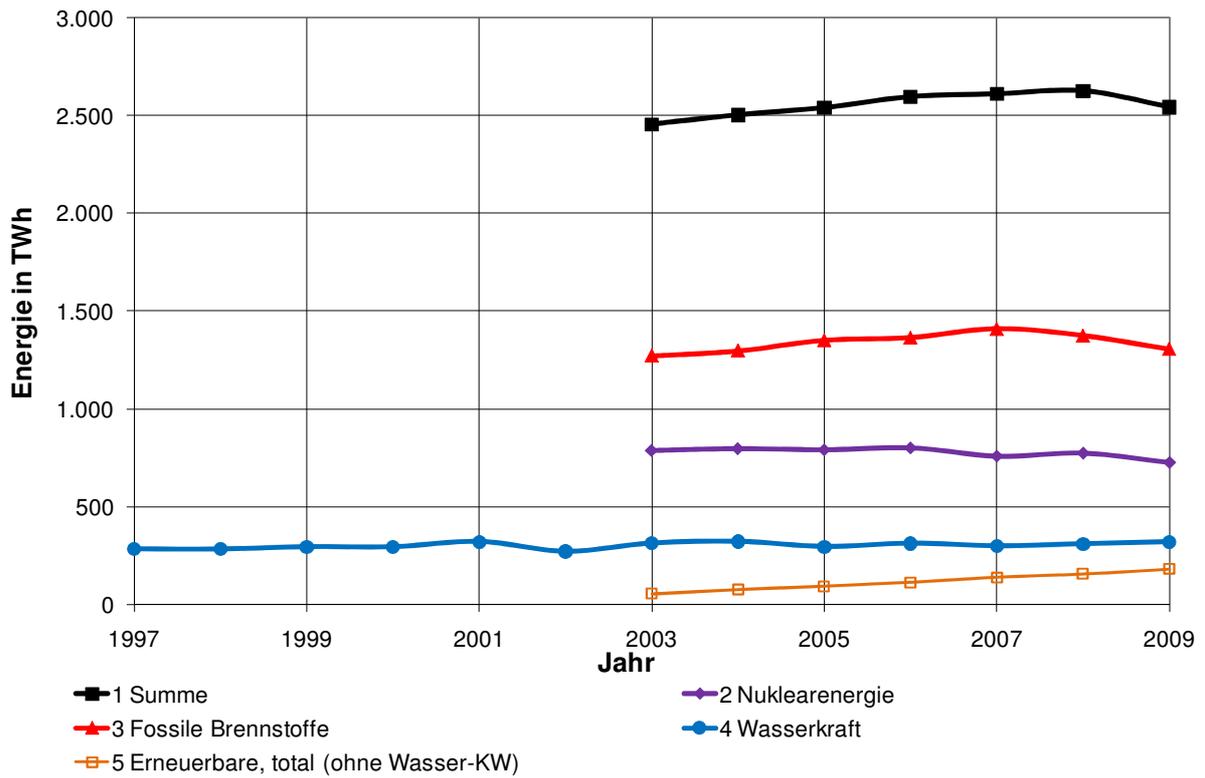


Abbildung 2.2 - Historische Energieerzeugung der ENTSO-E Kontinentaleuropa - gesamt

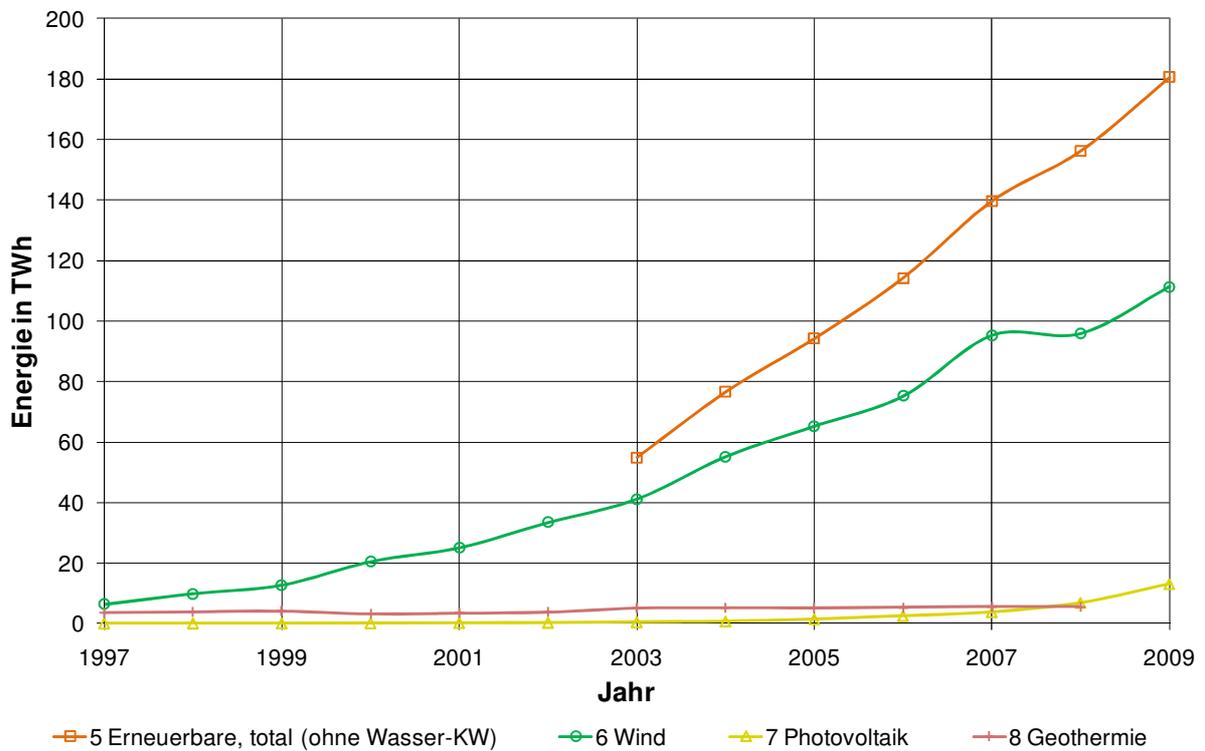


Abbildung 2.3 - Historische Energieerzeugung der ENTSO-E Kontinentaleuropa - Erneuerbare

2.2.1.2 Entwicklung der installierten Leistung in der ENTSO-E Kontinentaleuropa

In diesem Abschnitt wird der Verlauf der installierten Leistung nach Kraftwerkstyp der ENTSO-E Kontinentaleuropa betrachtet. In Tabelle 2.4 stellen die grün hinterlegten Werte selbst ergänzte Daten dar. Die blau hinterlegten Daten stammen aus einer, von der Datenreferenz abweichenden Quelle, nämlich [UCTE 2008] bzw. [ENTSO-E 2009b]. Die graphische Auswertung der Tabellendaten erfolgt in Abbildung 2.4.

Tabelle 2.4 - Historischer Verlauf der Erzeugungskapazität in der ENTSO-E Kontinentaleuropa in MW
(Quelle: ENTSO-E 2008a, S. 6, 37ff ; ENTSO-E 2008a ; UCTE 2008 ; ENTSO-E 2009 ; ENTSO-E 2009b)

Energiequelle \ Jahr	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
Nuklearenergie	112'800	113'300	112'700	112'600	112'078	111'921	111'986
Laufkraft					34'799	37'432	37'774
Speicher und Pumpspeicher					91'764	82'117	99'249
Erneuerbarer Teil der Speicher und Pumpspeicher							25'230
Speicher					62'772	64'584	84'211
Pumpspeicher					28'992	20'996	27'773
Wasserkraft, total	129'400	132'200	134'700	135'500	135'400	135'798	137'424
Braunkohle				61'500	61'500	60'603	55'698
Steinkohle				77'700	77'100	81'497	82'933
Gas				84'200	92'700	117'378	125'220
Öl&Derivate				35'400	35'800	33'215	35'242
Mischfeuerung				32'200	32'500	37'628	31'950
sonstige Fossile				33'600	34'300	10'261	7'363
Fossile Brennstoffe, total	294'800	303'400	322'600	324'700	333'800	340'582	338'406
Wind					44'738	53'137	61'130
Photovoltaik					0	8'150	13'587
Biomasse						1'318	9'651
Erneuerbare, total (ohne Wasser-KW)	21'800	27'700	39'900	50'000	57'200	71'291	87'086
Unklare Herkunft	1'900	1'700	1'800	1'900	1'200	1'115	4'760
Maximal lieferbare Leistung (NGC)	560'700	578'400	611'300	624'700	639'678	660'708	679'661
RAC	414'200	431'600	440'300	455'200	470'000	466'518	465'386
Datenreferenz	ENTSO-E 2008a, S. 6, 37ff				ENTSO-E 2008a	ENTSO-E 2009	

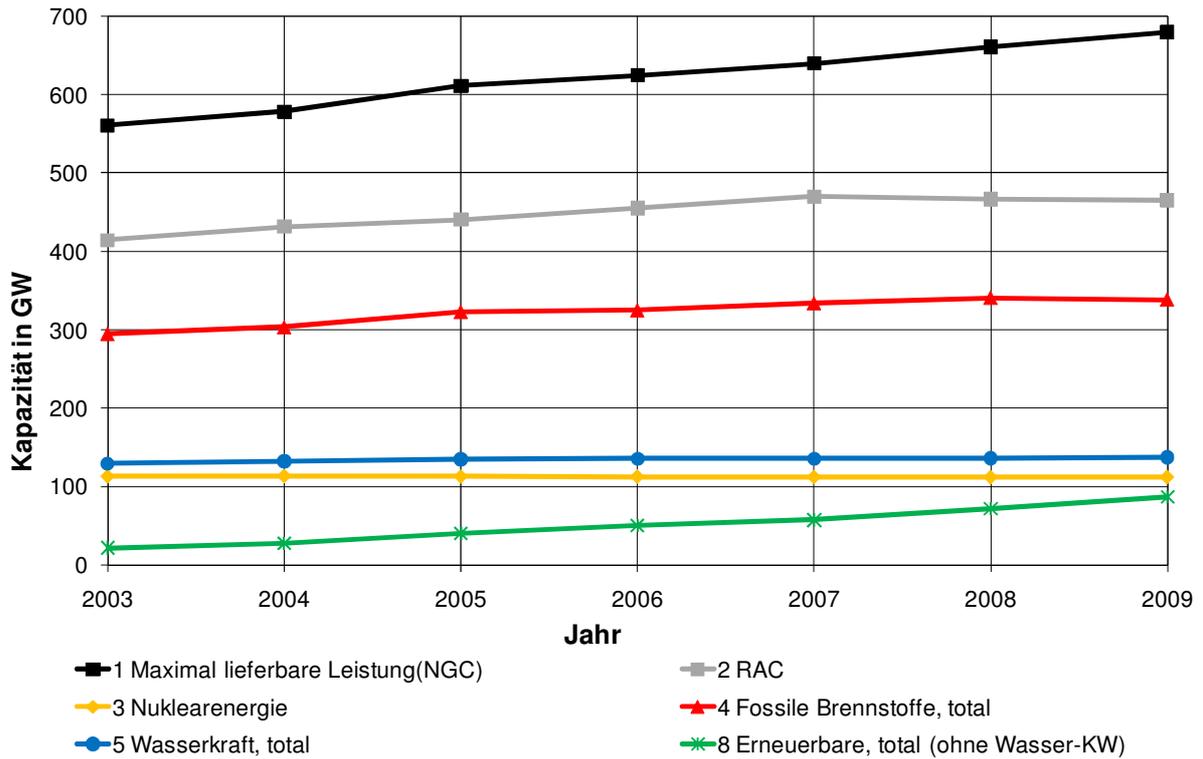


Abbildung 2.4 - Historische installierte Leistung der ENTSO-E Kontinentaleuropa - gesamt

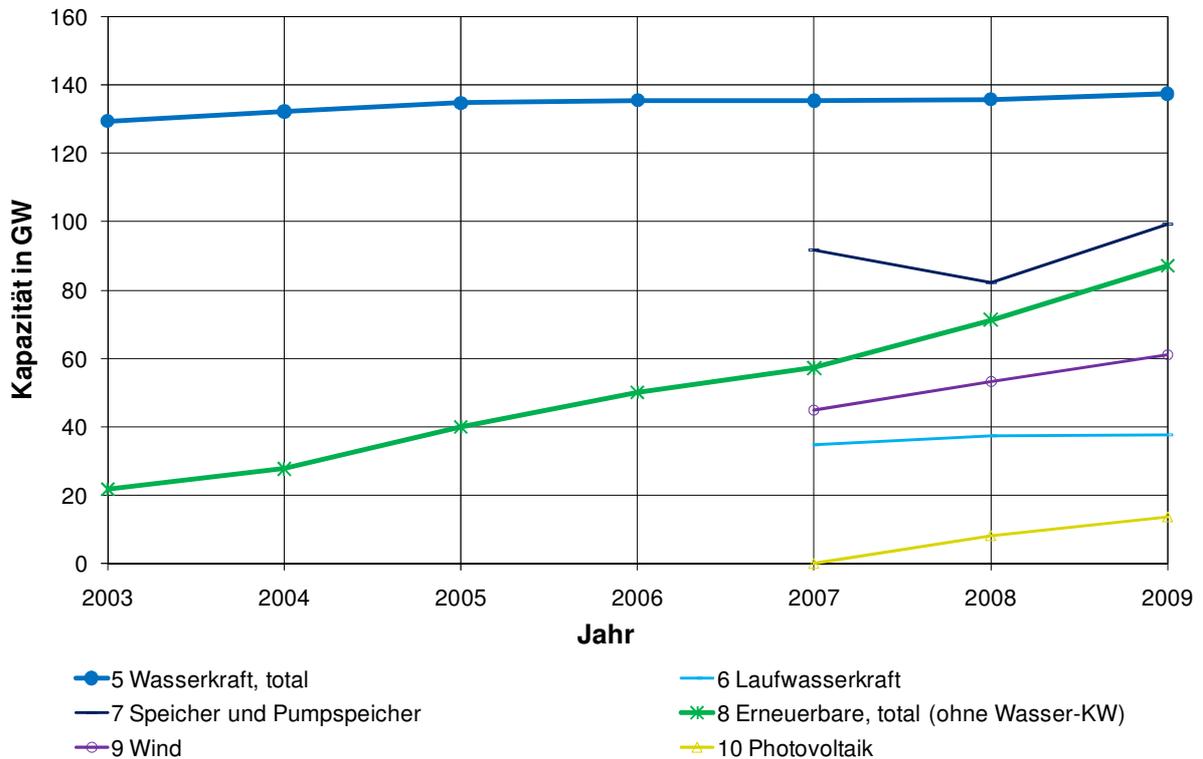


Abbildung 2.5 - Historische installierte Leistung der ENTSO-E Kontinentaleuropa - Erneuerbare

2.2.1.3 Entwicklung der Volllaststunden in der ENTSO-E Kontinentaleuropa

Um die verschiedenen Kraftwerkstypen miteinander zu vergleichen, ist es oft auch hilfreich ihre jährlichen Verwendungsstunden zu kennen. Aus diesem Grund wird hier die Entwicklung der Volllaststunden der einzelnen Kraftwerkstypen über den Zeitraum von 2003 bis 2009 betrachtet. Um diesen Parameter zu erhalten, wird die jährlich erzeugte Energie (lt. Tabelle 2.3) durch die entsprechende installierte Leistung (lt. Tabelle 2.4) aller Kraftwerke dieses Typs dividiert. Durch diese Methodik kann keine Aussage über den Wirkungsgrad getroffen oder auf das Alter eines Anlagentyps geschlossen werden, sondern es wird ein Mittelwert gebildet. Diese Volllaststunden repräsentieren also ein fiktives, durchschnittliches Kraftwerk jeden Typs.

Dieser Parameter ist vor allem hilfreich bei der Betrachtung von Kraftwerken mit erneuerbaren Energiequellen, da dadurch abgeschätzt werden kann, wie viel Leistung langfristig installiert werden muss, um einen bestimmten Bedarf an Energie im Jahresdurchschnitt zu decken. Der Vergleich aller Technologien zeigt, dass bei dem vorhandenen Mix an Typen der Erneuerbaren etwa zwei bis drei mal so viel Leistung installiert werden muss, wie wenn statt dessen ein Kraftwerk mit fossilen Brennstoffen zum Einsatz kommen würde. Besonders stark bemerkbar ist dies bei Photovoltaik-Anlagen(PV), da deren Auslastung besonders niedrig ist und somit etwa 5 MW installierte PV-Leistung nur ein MW eines fossilen Wärmekraftwerks erfordern würde. Dies liegt nicht nur am Dargebot des Primärenergieträgers Sonne, sondern auch an der örtlichen Verteilung der Standorte (die Volllaststunden variieren nach Standort) (vgl. Fechner et al 2007, S. 10ff). Durch die hohe Volatilität in Kombination mit den hohen installierten Leistungen kann es damit bei günstigen meteorologischen Bedingungen dazu kommen, dass gleichzeitig ein Großteil der Anlagen mit Maximalleistung einspeist. Diese Energie kann eventuell nicht komplett in Pumpspeicherkraftwerken gespeichert werden und es muss eine Methode gefunden werden, mit diesem Energieüberschuss umzugehen (vgl. Popp 2010).

Durch Tabelle 2.5 wird verdeutlicht, dass jene Technologien mit den höchsten installierten Leistungen der Erneuerbaren (Wind- und PV-Anlagen), die geringsten Volllaststunden aller Erneuerbaren aufweisen. Dies liegt daran, dass die meisten anderen Technologien (wie Biogas, Biomasse) nicht dargebotsabhängig sind und somit hier ein besserer Wert erzielt werden kann.

In Abbildung 2.6 sind die einzelnen Technologien aufsteigend nach ihren durchschnittlichen Volllaststunden dargestellt. Die durchschnittlichen Volllaststunden sind der arithmetische Mittelwert aus den ausgewiesenen Volllaststunden der einzelnen Jahre. Mit der nicht-verfügbaren Zeit wird jener Stundenwert ausgewiesen, die auf die maximal möglichen Jahresstunden fehlen (also 8760 in einem Normaljahr). Dieser Wert ist für Pump- und Speicherkraftwerke sehr niedrig, da diese zur Spitzenabdeckung eingesetzt werden und somit nur wenige Betriebsstunden aufweisen. Die erzeugte Energie zur installierten Leistung ist also besonders gering.

Tabelle 2.5 - Historischer Verlauf der Volllaststunden der ENTSO-E Kontinentaleuropa (Quelle: Eigene Berechnung, basierend auf ENTSO-E 2008a, ENTSO-E 2009a)

Energiequelle \ Jahr	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	Mittelwert	Nicht-Verfügbare Zeit	volle Betriebsstunden in %
Nuklearenergie	6987	7038	7022	7115	6775	6921	6492	6907	1853	79
Wasserkraft, total	2415	2430	2189	2300	2204	2275	2322	2305	6455	26
Laufkraft						3210	3979	3595	5165	41
Pump- & Speicherkraftwerke						218	247	233	8527	3
fossile Wärmekraftwerke	4312	4273	4184	4199	4217	4032	3855	4153	4607	47
Erneuerbare, total (ohne WKW)	2514	2762	2361	2286	2442	2192	2074	2376	6384	27
Wind					2130	1805	1822	1919	6841	22
Solar						836	959	897	7863	10
Gesamt	4376	4324	4153	4153	4078	3972	3739	4113	4647	47

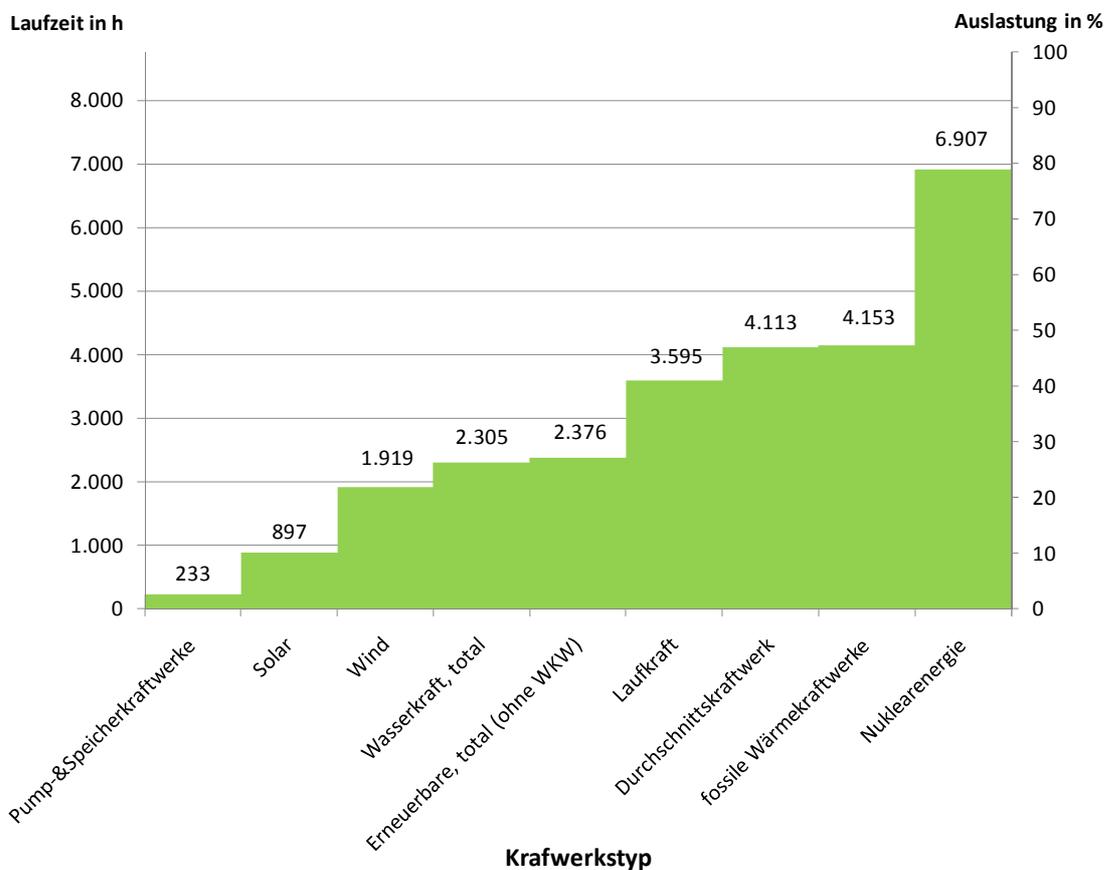


Abbildung 2.6 - durchschnittliche Volllaststunden nach Kraftwerkstypen in der ENTSO-E Kontinentaleuropa von 2003 bis 2009

2.2.2 Ausbaupläne des gesamten Kraftwerksparks der ENTSO-E

Für die nächsten 15 Jahre (Ausgangsjahr 2010) wurde von der ENTSO-E die Netzentwicklung durch eine Analyse mit zwei Referenzszenarien prognostiziert. Zu betonen ist hier, dass dies eine Entwicklung der gesamten ENTSO-E, nicht nur Kontinentaleuropas darstellt.

Im ersten, konservativen, Szenario (A) wurden nur gesicherte Neubauten und Abschaltungen von Kraftwerken berücksichtigt. Dadurch soll der Status-Quo des Netzes und Kraftwerksparks mit minimalem Aufwand erhalten werden.

Im zweiten, optimistischen, Szenario (B) wird eine wahrscheinliche Entwicklung der Kraftwerksparks der einzelnen Länder abgeschätzt. Für diesen Fall soll das realistische Potential abgeschätzt werden, vor allem durch Berücksichtigung von marktwirtschaftlichen Entscheidungen der Marktteilnehmer über Laufzeiten und Investitionen (vgl. ENTSO-E 2010, S. 52).

Die Entwicklung der installierten Leistung in den beiden Fällen ist in Abbildung 2.8 dargestellt.

Der Terminus "installierte Leistung" wird für den englischen Term 'Net Generating Capacity' (NGC) verwendet.

"Net Generating Capacity of a power station is the maximum electrical net active power it can produce continuously throughout a long period of operation in normal conditions"
(UCTE 2009, S. 19)

Dies entspricht also der ins Netz einspeisbaren Leistung eines Kraftwerks unter Normalbedingungen. Normalbedingungen setzen keine Liefer- bzw. Bereitstellungsknappheit der energieliefernden Ressource voraus. Für ein Kohlekraftwerk wird also angenommen, dass immer genug Kohle vorhanden ist, um das Kraftwerk auf Maximalleistung zu betreiben. Für dargebotsabhängige erneuerbare Energien (wie z.B. Wind, Solar, Wasser) wird vom Optimum der Verfügbarkeit ausgegangen. Diese Größe ist eine Aggregation der Leistungen der einzelnen Kraftwerke, berücksichtigt also keine Netzsituation (vgl. UCTE 2009, S. 19).

Die Deckung des Bedarfs wurde für beide Szenarien untersucht, wobei ein stetig steigender Konsum (in diesem Fall die Jahresdurchschnittslast) aufgrund der Prognose der nationalen Netzbetreiber unterstellt wurde, der für beide Szenarien in gleicher Weise gilt. Da es sich um aggregierte Daten aller Netzbetreiber handelt, sind die Ursachen für das Wachstum vielfältig. Die Wachstumsrate des Gesamtkonsums der ENTSO-E steigt dabei von 1,26 % im Jahr 2010 bis auf 1,7 % im Jahr 2016, nach 2016 wird ein gleichbleibendes Wachstum von 1,7 % vorhergesagt. Die höchsten Steigerungsraten werden in den Ländern Zypern, Slowenien und Bulgarien erwartet. Der gesamte Lastanstieg im ENTSO-E Bereich über den betrachteten Zeitraum beträgt in etwa 13%. Wegen der Finanzkrise und deren Folgen ist diese Prognose vor allem in den ersten Jahren mit großer Unsicherheit behaftet, es ist möglich, dass sich die angenommene Entwicklung zeitlich nach hinten verschiebt. Die Höchstlast (Peak-Load) des Verbundes im Sommer verzeichnet in gesamten betrachteten Zeitraum höhere prognostizierte Steigerungsraten als die der Winterhöchstlast, es kommt also zu einer Annäherung dieser beiden Lastspitzen aneinander, da die Winterspitze jene des Sommers übersteigen wird (vgl. ENTSO-E 2010, S. 53f). Der angenommene Verlauf des Konsums kann der Abbildung 2.7 entnommen werden.

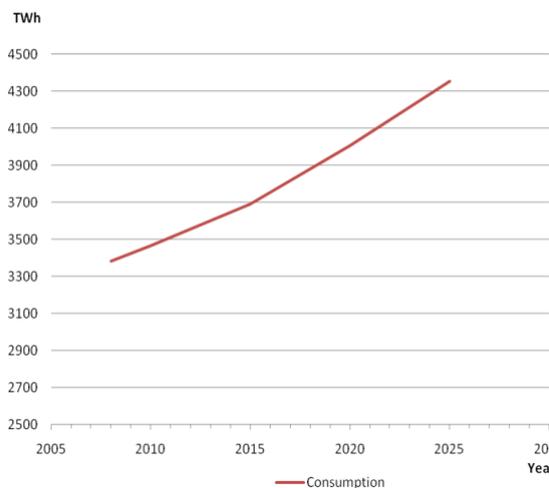


Abbildung 2.7 - Entwicklung des Konsums der ENTSO-E bis 2025, Jänner 19.00
(Quelle: ENTSO-E 2010, S. 53)

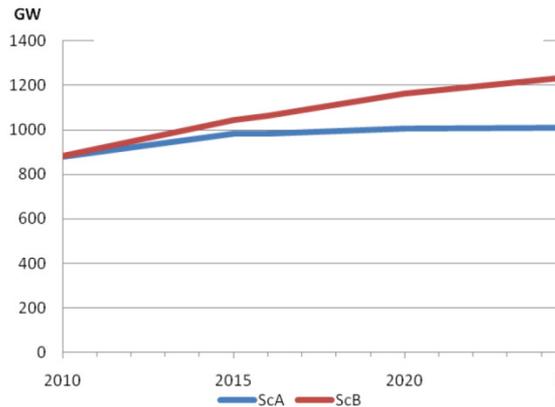


Abbildung 2.8 - Entwicklung der installierten Leistung der ENTSO-E bis 2025, Jänner 19.00
(Quelle: ENTSO-E 2010, S. 55)

Es wird von einer Steigerung des Bedarfs ausgegangen, welche ab 2015 über der Nettozuwachsrate der installierten Leistung liegt. Diese Entwicklung alleine sagt noch wenig über die Zuverlässigkeit der Strombereitstellung aus. Hierzu muss die zuverlässig verfügbare Kapazität (im Englischen: 'Reliable Average Capacity') betrachtet werden. Diese sagt aus, wie hoch die tatsächlich verfügbare Leistung zu einem Zeitpunkt ist, also die installierte Leistung berichtigt um nicht verfügbare Kapazität aufgrund von Entscheidungen des Betreibers, Präferenz der Wärmeerzeugung, Überlastung der Netzzuleitungen, Rohstoffverknappung, tatsächliche Einspeisung von Kraftwerken mit dargebotsabhängigen Energiequellen, Einschränkung des Betriebs aufgrund des Wetters oder von Umwelt-Grenzwerten (UCTE 2009, S. 8f).

In beiden präsentierten Szenarien wird von einem Anstieg der NGC ausgegangen. Die höhere Zuwachsrate in Szenario B ist vor allem durch den verstärkten Ausbau von Kraftwerken mit regenerativen Energiequellen und Gas als Brennstoff (GuD und Gasturbinen) zu erklären. Bei den Gaskraftwerken wird von einer kontinuierlichen Steigerung der installierten Leistung bis 2025 gerechnet. Die jährlichen Zuwachsraten liegen im Bereich zwischen 1,3 und 2,2%, womit in 15 Jahren etwa 23% bis 40% mehr Leistung durch Gaskraftwerke zur Verfügung gestellt werden sollte, als dies zum Zeitpunkt der Erstellung dieser Arbeit der Fall ist (vgl. ENTSO-E 2010a, S. 109f).

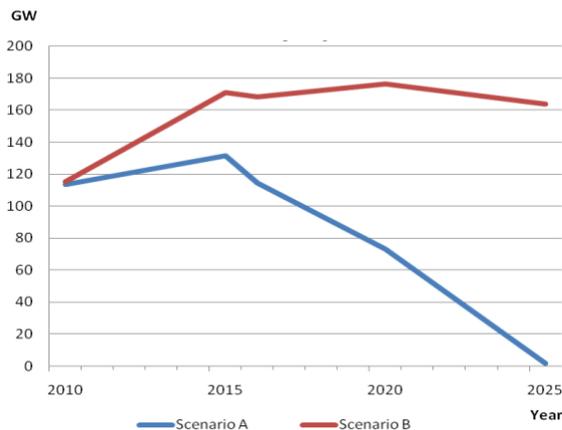


Abbildung 2.9 – Entwicklung der verbleibenden Kapazität der ENTSO-E bis 2025, Jänner 19.00 (Quelle: ENTSO-E 2010, S. 57)

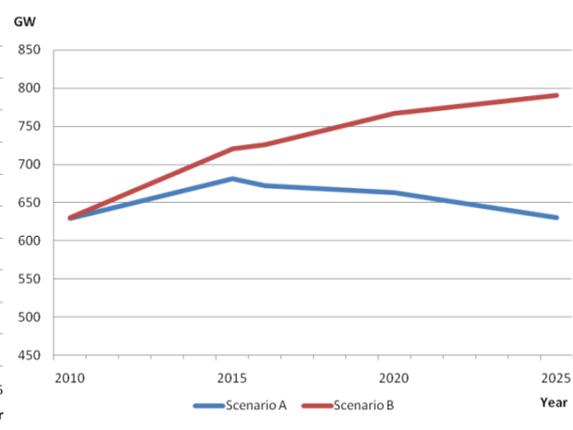


Abbildung 2.10 - Entwicklung der Reliable Average Capacity der ENTSO-E, Jänner 19.00 bis 2025 (Quelle: ENTSO-E 2010, S. 36)

Wie in Abbildung 2.9 ersichtlich wird im konservativen Szenario im Jahr 2025 die verbleibende Kapazität Null, was gleichbedeutend damit ist, dass sich die zuverlässig verfügbare Kapazität (RAC) und die Last die Waage halten (UCTE 2009, S. 10). Um die Versorgungssicherheit nicht zu verschlechtern ist spätestens ab 2020 ein höherer Zubau notwendig, als in diesem Szenario angenommen (ENTSO-E 2010, S. 59). Vor allem ist zu bedenken, dass dieser Wert nicht den Jahreshöchstwert darstellt, sondern den zum Referenzzeitpunkt am dritten Mittwoch im Jänner am Morgen. Bei Auftreten einer höheren Last als zum Vergleichszeitpunkt aus Abbildung 2.9 kann es damit schon vor 2025 zu einem Versorgungsengpass kommen. Eine verbleibende Kapazität von etwa 30 % der installierten Kapazität wird angestrebt (vgl. ENTSO-E 2010a, S. 39ff).

Bei einem Vergleich von Abbildung 2.9 und Abbildung 2.10 erkennt man, dass die installierte Leistung im betrachteten Zeitraum für das Szenario A ab 2015 zwar leichte Zuwächse verzeichnet, die RAC aber rückläufig ist. Dies ist darauf zurückzuführen sein, dass der Anteil an Erneuerbaren im Kraftwerkspark (vor allem Wind) zunimmt, da deren Verfügbarkeit unter jener der fossilen Kraftwerke liegt. Photovoltaik nimmt weniger Einfluss, da die gesamteuropäisch installierte, absolute Leistung viel geringer ist als jene der Windkraftanlagen und auch die Wachstumsraten weniger ausgeprägt sind.

In Szenario B ist das schwächere Wachstum des RAC im Vergleich zur installierten Leistung weniger ausgeprägt. Diese Beobachtung wird durch Abbildung 2.11 unterstützt, in welcher der Anteil der gesicherten Kapazität (RAC) an der installierten Leistung (NGC) sinkt. Neu installierte Kapazität geht nur mit etwa 68% ins RAC ein und der Großteil der nicht-nutzbaren Kapazität (Differenz aus NGC und RAC) ist nicht verfügbare Kapazität¹ (vgl. ENTSO-E 2010a, S. 38).

¹ Nicht Verfügbare Kapazität (engl. Non-usable Capacity) fasst die Unmöglichkeit volle Leistung ins Netz einzuspeisen aufgrund von: Wartung und Revision (oder sonstiger Entscheidungen durch den Kraftwerksbetreiber), Leistungsbegrenzungen aufgrund der Netzsituation oder der festen Wärmeerzeugungspflicht, Verknappung des Brennstoffs, Dargebotsabhängigkeit des Energieträgers oder Umweltbedingungen zusammen (vgl. UCTE 2009, S. 8f).

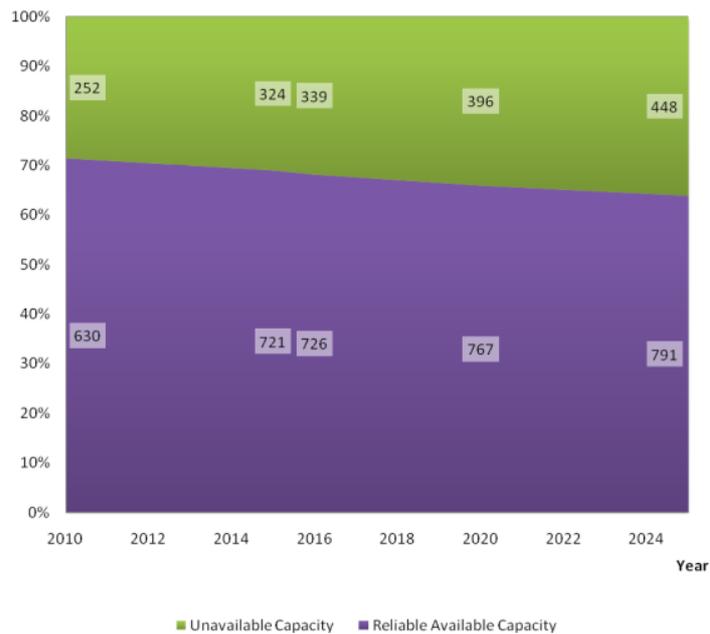


Abbildung 2.11 - Entwicklung der Nicht verfügbaren Kapazität der ENTSO-E bis 2025 im Szenario B im Jänner um 19.00 (Quelle: ENTSO-E 2010a, S. 37)

2.2.3 Prognostizierte Entwicklung des Kraftwerksparks der Erneuerbaren der ENTSO-E

In diesem Abschnitt soll speziell die Entwicklung des Kraftwerksparks der erneuerbaren Energien in Europa betrachtet werden. Die prognostizierten Zuwachsraten müssen vor allem im Kontext zu den Steigerungsraten in Abschnitt 2.2.2, S. 15 betrachtet werden (etwa 3,4 % pro Jahr). Die Zuwachsrate der installierten Leistung bei Erneuerbaren ist also cirka doppelt so hoch wie diejenige des gesamten Kraftwerksparks. Dadurch soll die steigende Bedeutung der Erneuerbaren als Teil der Stromversorgung unterstrichen werden. In Abbildung 2.12 wird die Aufteilung der NGC auf die wichtigsten Energiequellen gezeigt, auch hier ist der Zuwachs bei den Erneuerbaren prägnant.

Dies ist vor allem mit den Unterstützungsleistungen der EU und der einzelnen Staaten für den Strom aus erneuerbaren Energien (z.B. durch fixe Einspeisetarife, Baukostenzuschüsse und Abnahmegarantien) zu begründen (vgl. ENTSO-E 2009a, S. 109). Durch diese wird die Wirtschaftlichkeit und Planungssicherheit stark erhöht und damit ein Anreiz geschaffen, in den Ausbau erneuerbarer Energien zu investieren. Die Amortisationsdauer sinkt, wenn durch den Staat ein höherer Preis für die Energie gezahlt wird, als am Strommarkt erzielbar wäre. Durch die Abnahmegarantie in Kombination mit Einspeisetarifen wird erreicht, dass die jährlichen Einnahmen durch Einspeisung relativ konstant bleiben und damit Prognosen über die Wirtschaftlichkeit leichter möglich sind. All diese Komponenten erleichtern es Investoren Anlagen mit erneuerbaren Energien zu errichten (vgl. Schüppel 2010).

Tabelle 2.6 - Installierte Kapazität der Erneuerbaren in der ENTSO-E 2009 und 2020 (Quelle: Werte 2009 – ENTSO-E 2009, S. 47 ; Werte 2020: ENTSO-E 2010, S. 63)

Energiequelle \ NGC (in GW)	2009	2020	Steigerung in % pro Jahr
Wind	68	198	10,2
Solar	14	38	9,5
Andere Erneuerbare	16	26	4,5
Wasserkraft (ohne Pumpen und unklare Erzeugung)	99	172	5,1
Gesamterzeugung Erneuerbare	197	434	7,4

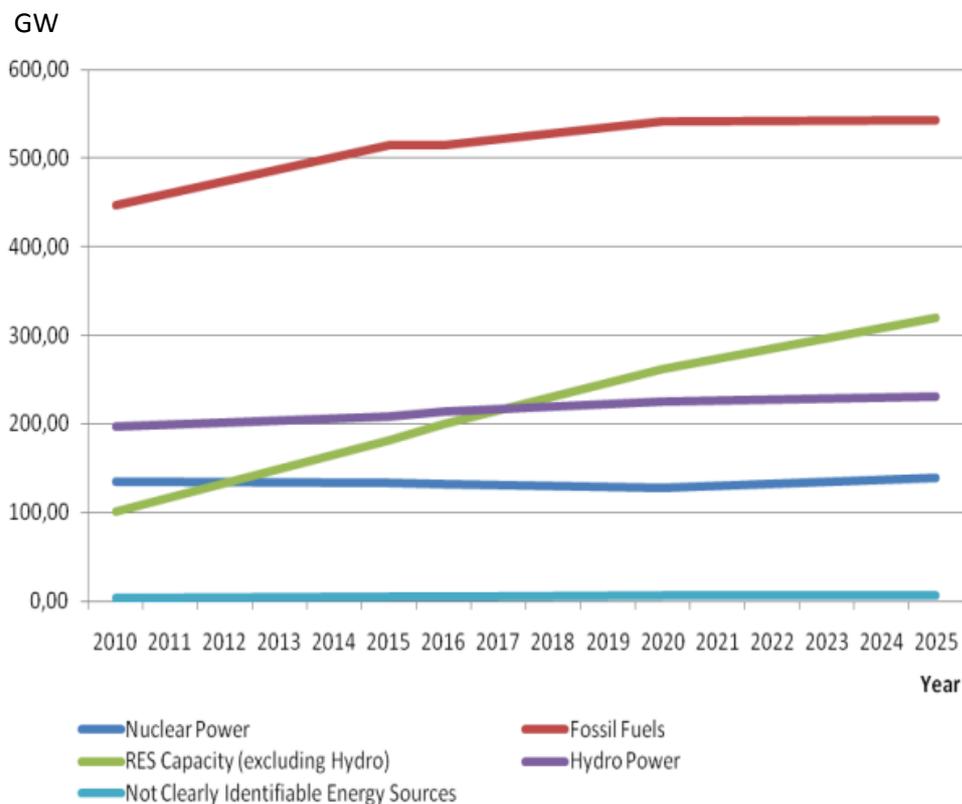


Abbildung 2.12 - Zusammensetzung der Nettoerzeugungskapazität der ENTSO-E bis 2025 Szenario B, im Jänner um 19.00 (Quelle: ENTSO-E 2010a, S. 22)

Bemerkenswert ist, dass der starke Ausbau der Erneuerbaren in beiden Szenarien sichtbar ist, im Szenario B ist dieser nur ausgeprägter (siehe Abbildung 2.13), die jährlichen Zuwachsraten unterscheiden sich um etwa 2%. Der Großteil der installierten Kapazität der Erneuerbaren entfällt auf Windkraftanlagen und auch die Wachstumsraten dieser Technologie sind die Höchsten aller Erneuerbaren. Nicht nur Windnutzung, auch Solarenergie hat hohe prognostizierte Zuwachsraten. Die Bedeutung von Photovoltaik- und solarthermischen Anlagen im Mix der Erneuerbaren nimmt zu (siehe dazu Abbildung 2.14). Dies führt dazu, dass die prognostizierte installierte Leistung der Erneuerbaren (ohne Wasserkraft) im Jahr 2018 bzw. 2020 (in Szenario B bzw. A) jene von Gaskraftwerken übersteigen wird und schon 2013 in beiden Szenarien mehr Leistung für Erneuerbare gebaut wurde, als für Kraftwerke mit nuklearem Brennstoff (vgl. ENTSO-E 2010a, S. 34, S. 109f). Die höchsten Zuwachsraten bei den erneuerbaren Energien haben die Länder Deutschland, Spanien und

Frankreich. Bei einem Vergleich der gesamten Zuwachsrate über den betrachteten Zeitraum fällt auf, dass die beiden Szenarien eine sehr große Spannweite für den Kraftwerkspark-Zuwachs der Erneuerbaren aufweisen. Im konservativen Szenario wird in den nächsten 15 Jahren ca. 1,5 Mal so viel Leistung neu installiert wie 2010 bereits existiert, wogegen im optimistischen Szenario etwa die 2,2-fache Leistung hinzukommt.

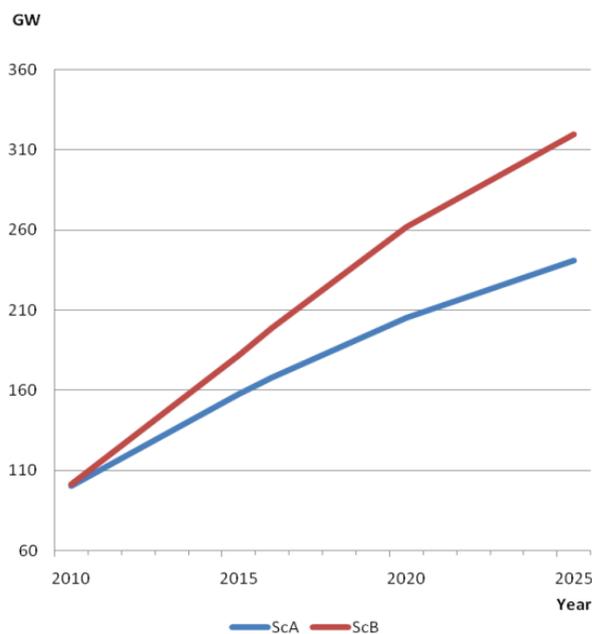


Abbildung 2.13 - prognostizierte Entwicklung der installierten Leistung der Erneuerbaren (ohne Wasserkraft) in der ENTSO-E bis 2025, Jänner 19.00 (Quelle: ENTSO-E 2010a, S. 31)

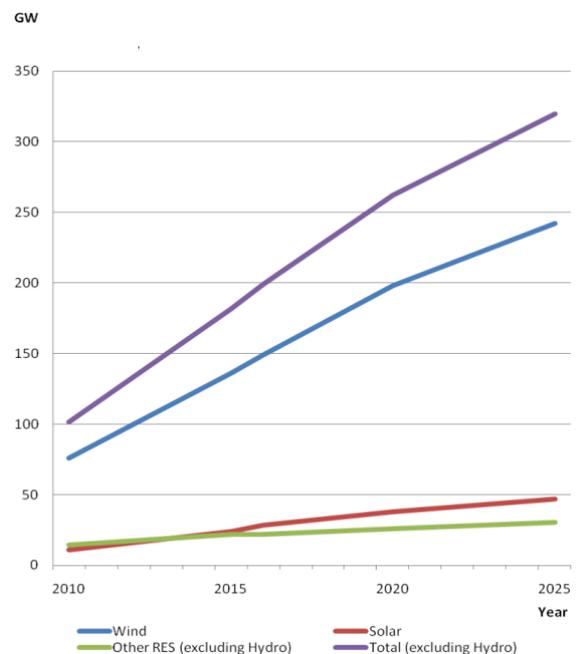


Abbildung 2.14 - prognostizierte Entwicklung der installierten Leistung der Erneuerbaren der ENTSO-E bis 2025 nach Kategorie im Szenario B, Jänner 19.00 (Quelle: ENTSO-E 2010a, S. 33)

2.3 Das Übertragungsnetz

Die Zusammenführung aller nationalen Übertragungsnetze zu einem europäischen Verbundnetz und die Bildung eines einheitlichen Strommarkts führen dazu, dass die erforderlichen Transportkapazitäten zwischen den Ländern ansteigen. Ein Verbundnetz zeichnet sich dadurch aus, dass die Übertragungskapazitäten zwischen den einzelnen Verteilnetzen ausreichend sind, um Lastschwankungen bzw. Aufbringungsschwankungen ausgleichen zu können (vgl. ENTSO-E 2010, S. 12ff). Der Energieaustausch zwischen den einzelnen Regionen wird über das Höchstspannungsnetz vorgenommen (vgl. ENTSO-E 2011).

Durch die stark schwankende Einspeiseleistung von erneuerbaren Energien ist der Netzausbau, wegen dem erhöhten Regelenergietransport, von besonderer Bedeutung. Dies kann man auch daran erkennen, dass die Übertragungsnetzbetreiber in etwa der Hälfte aller Fälle als Grund für den Netzausbau den Ausbau der erneuerbaren Energien genannt haben. Bis 2020 ist auf europäischer Ebene geplant, Leitungen im Umfang von 42.100 km zu bauen oder zu verstärken, davon knapp die Hälfte (18.700 km) mittelfristig, also bis 2015. Ein erheblicher Anteil dieser Neubauten entfällt bereits

auf Gleichstromübertragungen (9.600 km). Die erhöhte Vernetzung hat zum Ziel das europäische Verbundnetz noch leistungsfähiger zu machen und damit die Grundlage für einen breiten Einsatz von erneuerbaren Energien zu schaffen (ENTSO-E 2010, S. 121).

Wegen der zusätzlich installierten Leistung von Kraftwerken mit stark dargebotsabhängigen erneuerbaren Energiequellen, ist es notwendig das Netz stärker auszubauen. Dies trifft vor allem auf die Nordsee-Region zu, in der große Windparks geplant sind. Um Energieverluste zu vermeiden sind zusätzliche Übertragungskapazitäten notwendig, um Erzeugungsüberschüsse zu exportieren. Diese Kapazitäten werden auch benötigt, um schnellen Energieausgleich bei ungeplanter geringer Einspeisung zu gewährleisten. On-shore-Windparks sind hauptsächlich in Irland, Dänemark, Nord-Schottland, -Deutschland, -Frankreich und entlang der norwegischen Küste geplant. Auch Off-shore-Windanlagen sind in diesen Landstrichen geplant, was die Anforderungen an das Netz der Küstenregionen verstärkt. Wegen der geplanten Erweiterung des Kraftwerksparks in der Nordsee-Region, liegt ein Schwerpunkt des europäischen Netzausbaus dort. Um ein stabiles europäisches Verbundnetz zu gewährleisten muss deswegen das Übertragungsnetz dieser Region substantiell ausgebaut werden (vgl. ENTSO-E 2010, S. 12f, 88ff).

Nicht nur in den oben erwähnten Regionen, in ganz Europa muss das Hochspannungs-Übertragungsnetz ausgebaut werden, um die höhere Volatilität der Erzeugung durch Wind- und PV-Einspeisung ausgleichen zu können. Es ist ein generelles Nord-Süd-Gefälle quer durch Europa feststellbar. Die hohe Windeinspeisung in der Nordsee-Region steht einem Importverhalten von Italien, Griechenland, Mazedonien und Albanien gegenüber. Dieser Trend wird durch die Installation zusätzlicher Erzeugungskapazitäten in Bulgarien, Ungarn und Kroatien verstärkt. Auch die Energiespeicher sind ungleich verteilt, da in etwa die Hälfte der Speicherkapazität aus Wasserkraft in Norwegen lokalisiert ist. Diese Speicher sind aber essentiell für den Ausbau von Stromerzeugungskapazitäten aus erneuerbaren Energien. Die meisten Pumpspeicherkraftwerke sind in den Zentralalpen, also Österreich und der Schweiz geplant (vgl. ENTSO-E 2010, S. 12f, 88ff).

Der Netzausbau stellt also für den Ausbau von erneuerbaren Energien eine Voraussetzung dar, nicht nur um augenblickliche Überschüsse einer Region auch in anderen Regionen nutzen zu können, sondern auch, um die Energie durch Pumpspeicherkraftwerke in Form von potentieller Energie des Wassers zu speichern. Die Übertragungsnetze werden damit in Niedriglastsituationen belastet, da die über den Verbrauch hinausgehende erzeugte Energie zu den Pumpspeichern des Netzes transportiert werden muss. Zu Hochlastzeiten wird diese gespeicherte Energie dann genutzt, um Lastspitzen abzudecken. Damit werden auch zu diesem Zeitpunkt hohe Transferkapazitäten von den Pumpspeicherkraftwerken weg zu den Verbrauchern benötigt. Je höher die installierte Leistung und die Volatilität der Stromerzeugung, desto häufiger werden diese Energiespeicher genutzt, da es öfter zu Überschüssen bzw. Engpässen kommt. Durch die lokale Konzentration der vorhandenen Speicher wird das Übertragungsnetz noch mehr benötigt, da eine zu hohe oder geringe Erzeugung in einer Region zu einem Energietransport zu oder von diesen Speichern führt und der Ausgleich somit nicht mehr innerhalb der Region stattfindet (vgl. ENTSO-E 2010, S. 12f, S. 88f).

2.4 Stromerzeugung aus Erneuerbaren in Österreich

In diesem Unterkapitel soll die Situation der Erneuerbaren in Österreich genauer untersucht werden. Sowohl was den Kraftwerkspark, als auch was das Netz betrifft.

In Österreich wurde zur Erreichung der Klima- und Umweltschutzziele 2006 die Ökostromabwicklungsstelle eingerichtet. Dabei fallen in diese Kategorie alle Kraftwerke, die elektrische Energie durch Einsatz von erneuerbaren Energieträgern erzeugen (exemplarisch aufgeführt sind in diesem Zusammenhang: Wasserkraftwerke, Feste Biomasse-, Biogas-, Wind- und Photovoltaikanlagen). Im Falle von Wasserkraftwerken gilt dies nur bis zu einer Engpassleistung von 10 MW. Vor der Errichtung einer solchen Anlage muss eine Anerkennung der Anlage als Ökostromanlage vorliegen. Diese wird durch den Landeshauptmann ausgestellt. Existiert keine derartige Anerkennung, so ist es nicht möglich erneuerbare Energie ins Stromnetz einzuspeisen (da die eingespeiste Energie nicht als solche deklariert wird) und somit auch nicht möglich, die nachfolgend genannten Begünstigungen in Anspruch zu nehmen (vgl. OeMAG 2011c).

In Österreich wird die Einspeisung der erneuerbaren Energien im Ökostromgesetz (ÖSG) geregelt. Erneuerbare speisen dabei über die Öko-Bilanzgruppe ein (die Verwaltung dieser Gruppe erfolgt durch die OeMAG – Abwicklungsstelle für Ökostrom AG). Anlagen bekommen über eine festgelegte Lebensdauer einen fixen Einspeisetarif pro kWh, wenn ein Vertrag mit der OeMAG existiert. Dieser Vertrag beinhaltet auch eine Abnahmeverpflichtung des Ökostroms. Ein neuer Vertrag mit der Ökobilanzgruppe kommt nur zustande, falls das Kontingent (Budget für die Einspeisetarife der zusätzlich errichteten Anlagen) für dieses Jahr noch nicht ausgeschöpft wurde (vgl. OeMAG 2011a, b und E-Control GmbH 2011b).

Zum Zeitpunkt der Erstellung dieser Arbeit sind Daten über die Zusammensetzung der Ökostromerzeugung der Ökobilanzgruppe aus dem Jahr 2010 verfügbar. Dabei werden 7 365 Anlagen mit 1,76 GW installierter Leistung unterstützt, welche 5,9 TWh Strom aus Erneuerbaren in diesem Jahr erzeugten. Die meisten Anlagen existieren im Bereich der Photovoltaik (5 000) gefolgt von Kleinwasserkraft (1 700) und Biogasanlagen (290). Dem gegenüber stehen installierte Leistungen dieser Anlagen von 35 MW, 304 MW und 79 MW. Die Anlagengrößen verhalten sich also genau invers zur Anzahl der Anlagen. Es gibt also sehr viele, sehr kleine geförderte Photovoltaik-Anlagen. Die höchste installierte Leistung findet sich in den Kategorien der Windenergie (988 MW) und der festen Biomasse (325 MW). Die eingespeiste Energie ist aus Wind- und Biomasse am höchsten (je etwa 2 TWh), danach folgt die Kleinwasserkraft mit 1,2 TWh. Die Kraftwerkstypen mit der höchsten installierten Leistung speisen also auch die meiste Energie ein. Die nicht dargebotsabhängige feste Biomasse zeichnet sich dabei durch drei Mal höhere Volllaststunden wie die Windenergie aus. Durch diese Zahlen wird verdeutlicht, dass die Anlagenverteilung der Erneuerbaren in Österreich sehr dezentral ist, die Energieproduktion aber hauptsächlich durch die großen Anlagen erfolgt (vgl. OeMAG 2011 d und e).

2.4.1 Historische Entwicklung der Erneuerbaren in Österreich

Die Stromerzeugung in Österreich ist seit Anbeginn durch einen hohen Anteil an Laufwasserkraft gekennzeichnet. Die separate Erfassung der erneuerbaren Energien hat dabei im Jahr 1997 begonnen, weswegen die Leistung der Erneuerbaren 1947 Null beträgt (vgl. E-Control GmbH 2009b). In Abbildung 2.15 und Abbildung 2.16 wird der österreichische Kraftwerkspark 1947 demjenigen 2009 gegenübergestellt, wodurch der hohe Anteil an Erzeugung aus Wasserkraft und Erneuerbaren sichtbar wird.

Ein deutliches Anwachsen dieses Kraftwerksparks in produzierter Energie und installierter Leistung ist seit 2002 feststellbar.

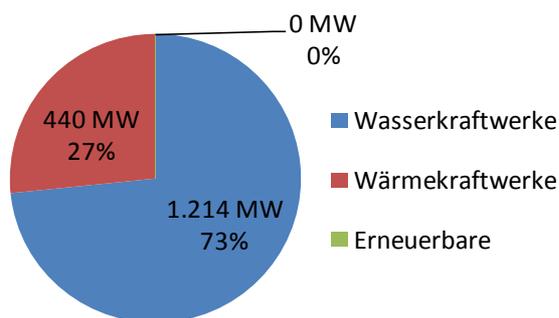


Abbildung 2.15 – Zusammensetzung der Stromerzeugung in Österreich 1947 (Quelle: E-Control GmbH 2009b)

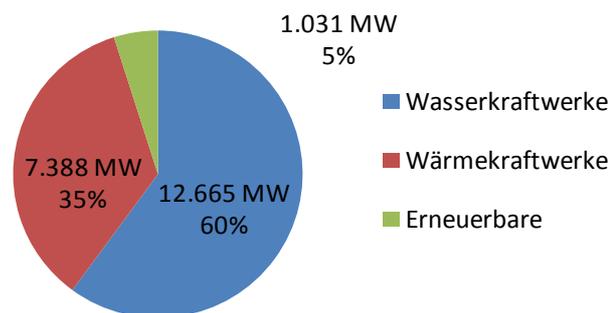


Abbildung 2.16 - Zusammensetzung der Stromerzeugung in Österreich 2009 (Quelle: E-Control GmbH 2009b)

2.4.1.1 Historische Entwicklung der eingespeisten Energie der Erneuerbaren in Österreich

Die untersuchten Daten in Tabelle 2.7 stammen hauptsächlich aus den Jahresreihen der österreichischen Regulierungsbehörde für Strom und Erdgas (vgl. E-Control GmbH 2010b). Die Detail-Einspeisedaten der Windkraft- und Photovoltaik-Anlagen stammen für alle Jahre aus dem Ökostrombericht 2010 (vgl. E-Control GmbH 2010a, S. 59). Aus dieser Quelle stammen auch die Werte für feste Biomasse, gasförmige Biomasse und Kleinwasserkraftwerke (Wasserkraft < 10MW). Eine Ausnahme bilden die Jahre 2008 und 2009, bei denen als Datengrundlagen die Engpassleistung nach Kraftwerkstyp der E-Control verwendet wurde (vgl. E-Control GmbH 2008a bzw. E-Control GmbH 2009b), da diese die Einspeisedaten aller Kraftwerke und nicht nur der, durch das Ökostromgesetz geförderten Anlagen enthält. Vor allem im Bereich der Kleinwasserkraft speisen in den letzten Jahren immer mehr Anlagenbetreiber nicht mehr über die Ökostromgruppe ein, da am Markt teilweise höhere Erlöse zu erzielen sind als über die Einspeisetarife. Außerdem kommt noch hinzu, dass die Kriterien für Kleinwasserkraftwerke seit dem Jahr 2008 geändert wurden (vgl. E-Control GmbH 2010a, S. 54ff). Um die Datenherkunft aus den verschiedenen Quellen zu unterscheiden wurden alle Daten aus [E-Control GmbH 2010a, S. 59] blau hinterlegt, alle Werte von [E-Control GmbH 2008a bzw. E-Control GmbH 2009b] rot und alle selbst errechneten Werte grün.

Tabelle 2.7 - Historische Entwicklung der Einspeisung el. Energie in Österreich in GWh (Quelle: E-Control GmbH 2010b, E-Control GmbH 2008a, E-Control GmbH 2009b, E-Control GmbH 2010a, S. 54ff)

Energieträger \ Jahr	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
Windkraft				366	924	1'328	1'738	2'019	1'988	1'954
Photovoltaik				11	12	13	13	15	17	24
Regen Summe	67	106	209	379	939	1'347	1'766	2'059	2'031	1'979
Biomasse fest(inkl Abfall)				99	313	553	1'086	1'631	2'440	2'444
Biomasse gasförmig				42	102	220	358	440	543	586
restl. Ökostrom	0	0	1'515	1'600	1'774	1'906	2'167	2'072	1'299	1'270
Summe Ökostrom ohne Wasser-KW	67	106	1'724	2'120	3'128	4'026	5'377	6'202	6'313	6'279
Laufkraftwerke	31'048	29'395	29'916	23'755	27'441	26'972	26'574	27'239	28'413	29'861
Speicherkraftwerke	12'413	12'336	12'350	11'880	12'468	12'602	11'465	11'933	12'276	13'129
Wasserkraft Summe	43'461	41'731	42'266	35'635	39'909	39'574	38'039	39'171	40'690	42'990
davon Wasserkraft <10MW				3'386	3'995	3'561	1'806	1'527	4'828	5'097
fossile Wärmekraftwerke	18'270	20'416	18'779	22'744	22'139	23'446	21'070	19'233	24'131	23'404
nicht kategorisiert			-316	119	-318	-312	-121	148	-12	600
Summe Stromerzeugung	61'798	62'253	62'452	60'618	64'857	66'735	64'364	64'754	66'841	68'974
Datenreferenz	E-Control GmbH 2010b									

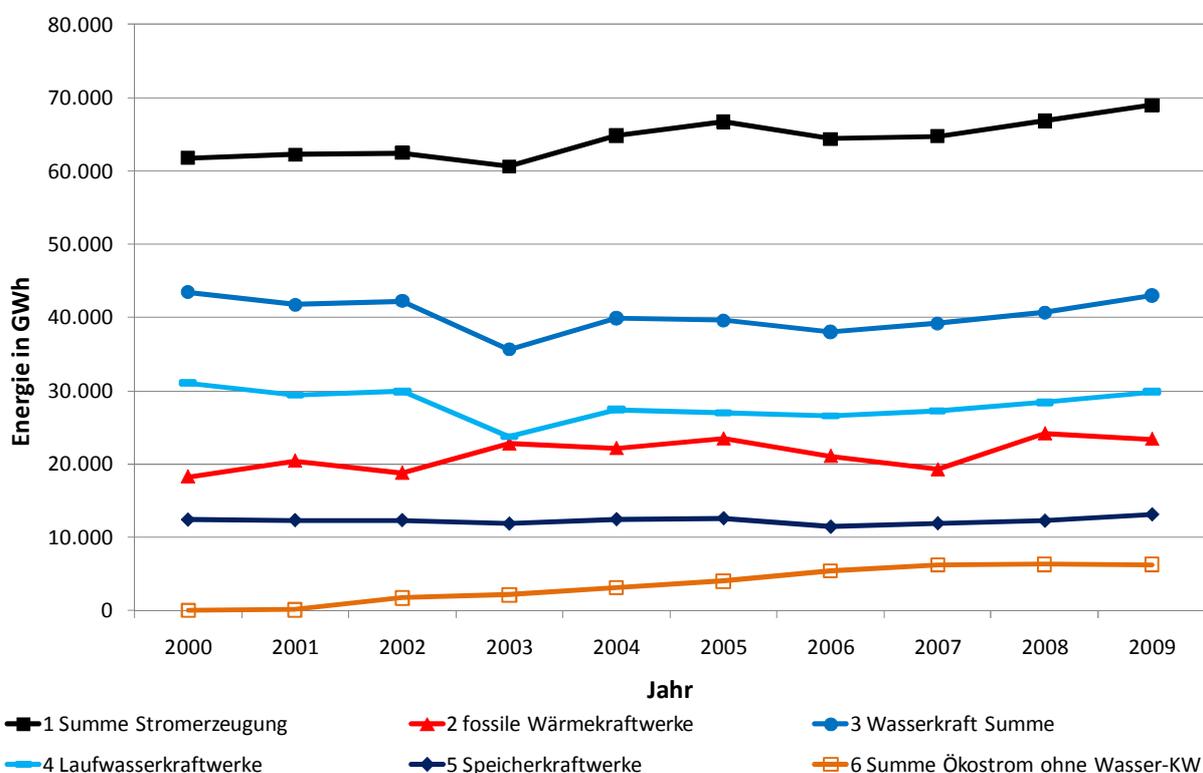


Abbildung 2.17 - Historische Entwicklung der Einspeisung elektrischer Energie in Österreich - gesamt

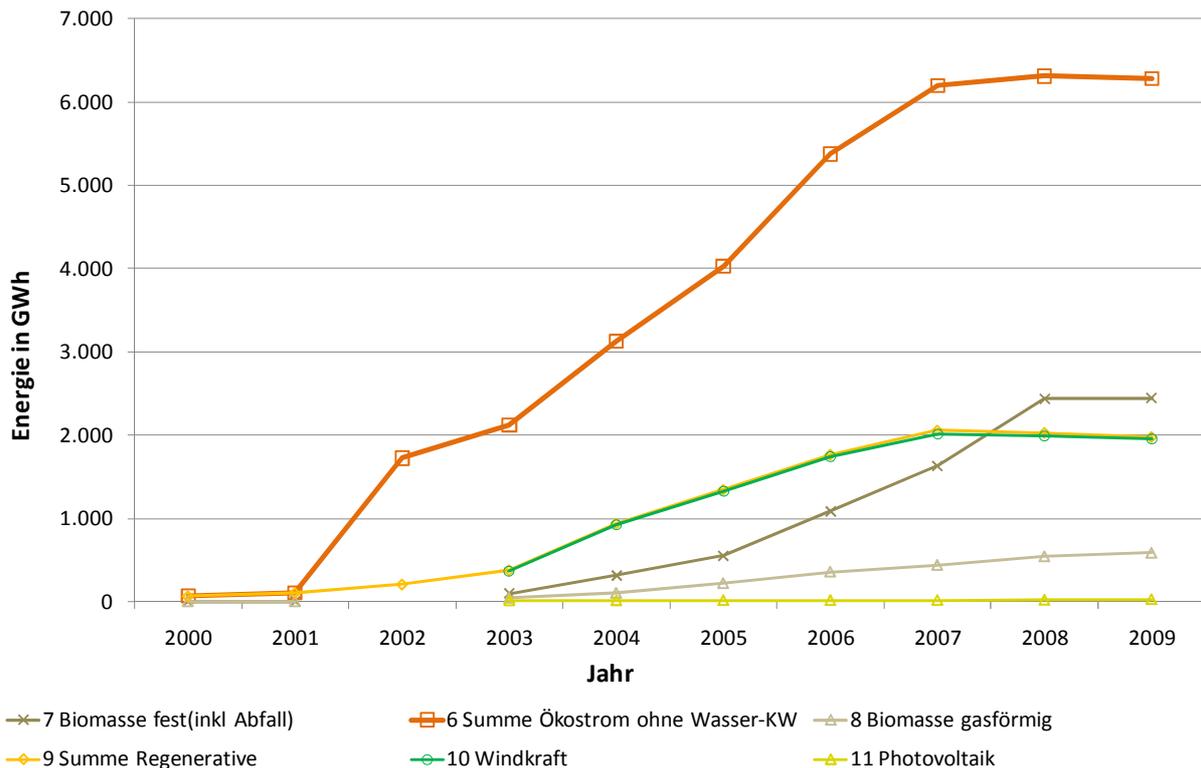


Abbildung 2.18 - Historische Entwicklung der Einspeisung elektrischer Energie in Österreich - Erneuerbare

In Abbildung 2.17 ist die Entwicklung der verschiedenen Erneuerbaren in Österreich in den Jahren von 2000 bis 2009 abgebildet. Die Einspeisemenge aller Wasserkraftwerke ist seit 2000, bis auf einen Ausreißer im Jahr 2003, relativ konstant bei etwa 60% der Aufbringung. Die absoluten Einspeisewerte durch thermische Kraftwerke sind über die Jahre hinweg stabil und haben durch die Verbrauchserhöhung einen leicht verringerten relativen Anteil an der Erzeugung. Die eingespeiste Energie durch erneuerbare Energien (ausgenommen Wasserkraft) ist seit dem Jahr 2000 etwa um den Faktor 100 gewachsen. Die Förderung der Erneuerbaren zeigt also Wirkung, was am Anteil der Erneuerbaren an der Stromerzeugung gut gezeigt werden kann, dieser ist von 9,1 % im Jahr 2003 auf 16,5 % in 2009 gestiegen. Den höchsten Anteil an der erneuerbaren Erzeugung hat in Österreich die Kleinwasserkraft, sie macht etwa die Hälfte der eingespeisten Energie aus Erneuerbaren aus. Danach folgen relativ gleichrangig die Windkraft und die feste Biomasse. Der Vergleich der Zeitreihen zeigt, dass die Einspeisung der festen und gasförmigen Biomasse stetig wächst, während die Windeinspeisung in den letzten Jahren stagniert. Die Zuwächse der Photovoltaik sind hoch und hier ist keine Trendwende erkennbar. Die Daten lassen die Interpretation zu, dass ein Großteil des Potentials der Windenergie in Österreich ausgenutzt wird und der Fokus nun auf Zuwächsen aufgrund von Kleinanlagen im Bereich der Biomasse und Photovoltaik liegt.

2.4.1.2 Historische Entwicklung der installierten Leistung der Erneuerbaren in Österreich

Für Tabelle 2.8 und Abbildung 2.19 gilt bezüglich der Quellen und der Farbzurordnung das Gleiche im Unterkapitel zuvor (2.4.1.1), nur dass hier die Hauptquelle die Engpassleistungsübersicht der Ökostromanlagen im Vertragsverhältnis mit der Öko-BGV [E-Control GmbH 2011a] ist.

Die Entwicklung der installierten Leistung jedes Kraftwerkstyps ist praktisch ident mit der eingespeisten Energiemenge. Dies liegt daran, dass nur leichte Effizienzverbesserungen bei der Nutzung dargebotsabhängiger Energien stattfinden können, der Primärenergieträger aber einen jahreszeitlich relativ konstanten Verlauf hat.

Interessant ist, dass die meisten Kraftwerksneubauten im Bereich der Speicherkraftwerke liegen. Die Begründung hierfür könnte im erhöhten Speicherbedarf des europäischen Verbundnetzes und den damit zusammenhängenden hohen Ertragsaussichten dieses Anlagentyps liegen. Der Ausbau der regenerativen Energien mit hohen Zuwachsraten ist seit 2007 leicht ins Stocken geraten, nur noch bei Photovoltaik- und Windanlagen ist ein merklicher Anstieg vorhanden. Dies liegt höchstwahrscheinlich an der schlechten Wirtschaftslage und den Investitionskosten bei Biomasse-Kraftwerke (vgl. ENTSO-E 2010, S. 53f).

Ein Vergleich des Anteils von RES-Kraftwerken zur erzeugten Energie zeigt folgendes: Im Jahr 2003 liegt der Anteil Erneuerbarer am installierten Kraftwerkspark bei 7,3 %, im Jahr 2009 hingegen bei 13 %. Es spielen also auch im installierten Kraftwerkspark die Erneuerbaren eine zunehmend wichtigere Rolle. Erstaunlicherweise liegen diese Werte unter jenen der Energieerzeugung, was darauf schließen lässt, dass in Österreich noch Reservekapazitäten der thermischen Kraftwerke vorhanden sind. Durch diese spiegelt sich die höhere benötigte Kapazität pro erzeugter MWh der dargebotsabhängigen Erneuerbaren im Vergleich zur fossilen Verfeuerung nicht wider.

Tabelle 2.8 - Historische Entwicklung der installierten Leistung der Erneuerbaren in Österreich in MW
(Quelle: E-Control GmbH 2011a, E-Control GmbH 2010b, E-Control GmbH 2008a, E-Control GmbH 2009b)

Energieträger \ Jahr	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
Windkraft	396	595	817	954	972	961	984
Photovoltaik	14	15	15	15	19	22	27
Geothermie	1	1	1	1	1	1	1
Summe Regenerative	411	627	849	985	1'010	1'014	1'031
Biomasse fest	41	88	126	258	309	312	313
Biomasse gasförmig	15	28	51	63	75	76	77
restl. Ökostrom	25	27	34	28	38	36	31
Summe Ökostrom ohne Wasser-KW	491	770	1'059	1'334	1'432	1'438	1'452
Laufkraftwerke	5'237	5'254	5'318	5'350	5'394	5'399	5'241
Speicherkraftwerke	6'489	6'515	6'519	6'517	6'619	6'619	7'205
Kleinstwasserkraft						207	219
davon Kleinwasserkraft(<10MW)	858	852	710	321	380	1'050	1'094
Wasserkraft Summe	11'726	11'769	11'837	11'867	11'911	12'019	12'665
Wärmeleistung	6'310	6'581	6'527	6'592	6'377	7'248	7'388
davon fossile Wärmekraftwerke	6'229	6'438	6'317	6'243	5'955	6'824	6'967
Summe	18'390	18'977	19'213	19'444	19'401	20'731	21'085
Datenreferenz	E-Control GmbH 2011a						

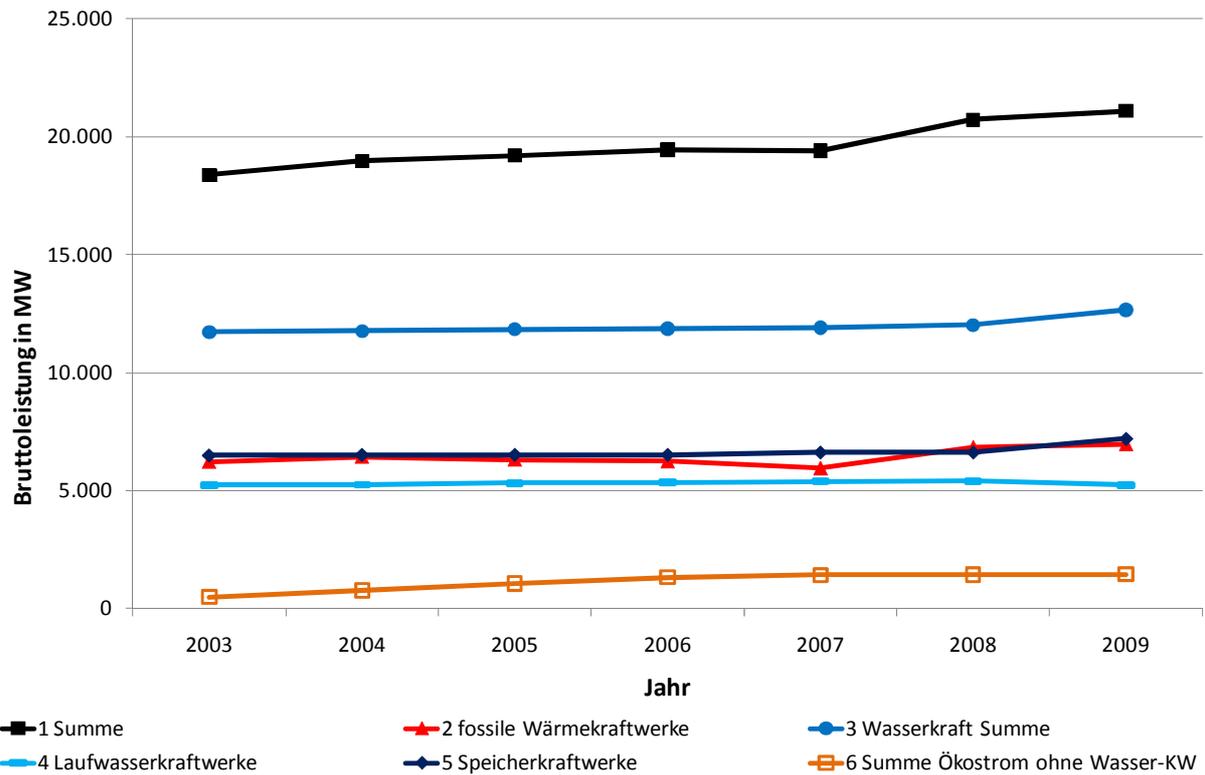


Abbildung 2.19 - Historische Entwicklung der installierten Leistung der Erneuerbaren in Österreich - gesamt

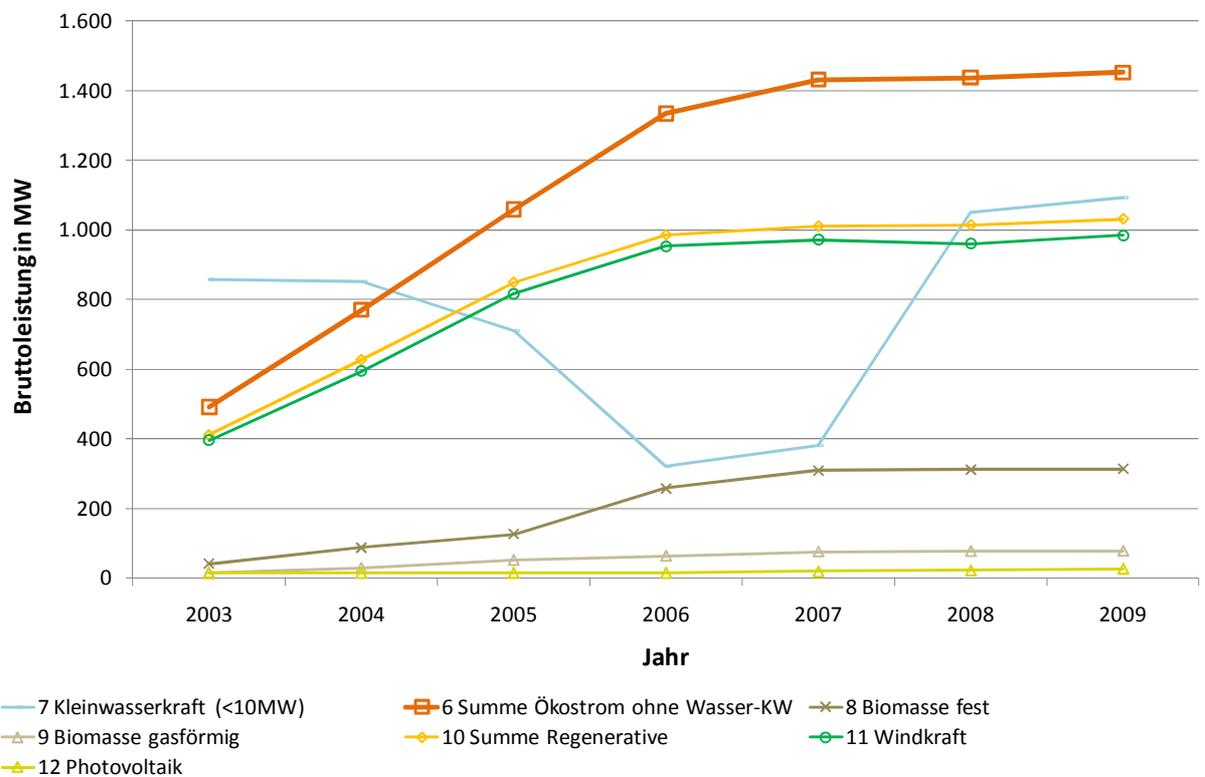


Abbildung 2.20 - Historische Entwicklung der installierten Leistung der Erneuerbaren in Österreich - Erneuerbare

2.4.1.3 Historische Entwicklung der Volllaststunden nach Kraftwerkstyp in Österreich

Wie in Unterkapitel 2.2.1, Seite 11 ausgeführt, ist es sinnvoll, die Volllaststunden der verschiedenen Kraftwerkstypen aufzuführen. Diese wurden ermittelt, indem die erzeugte Energie lt. Tabelle 2.7 durch die installierte Leistung lt. Tabelle 2.8 dividiert wurde. Aufgrund der detaillierteren Aufschlüsselung ist hier auch eine Abschätzung der Volllaststunden der Biomasse-Kraftwerke möglich. Der Vergleich zeigt, dass Biomasse-Kraftwerke in Österreich sogar länger mit voller Leistung einspeisen als Wärmekraftwerke mit fossiler Feuerung. Dies wird wahrscheinlich dadurch hervorgerufen, dass Biomasse-Kraftwerke sämtliche Grundlastkraftwerke darstellen (wie auch alle anderen erneuerbaren Energien), da ihre Energie garantiert abgenommen wird. Bei den fossilen Kraftwerken sind auch solche enthalten, die nur zur Spitzenlastdeckung vorgesehen sind und damit sehr kurze jährliche Laufzeiten aufweisen.

Zur Datenbasis muss ergänzt werden, dass die rot hinterlegten Werte in Tabelle 2.9 für Biomasse und die Summe Regenerativer direkt aus den Daten der [E-Control GmbH 2008a bzw. E-Control GmbH 2009b] entnommen wurde. Außerdem sei nochmals darauf hingewiesen, dass sich die Erfassung bei den Kleinwasserkraftwerken im Jahr 2008 verändert hat.

Bemerkenswert ist in diesem Zusammenhang auch, dass die Einsatzstunden der Wasserkraftwerke deutlich über dem europäischen Durchschnitt liegen (siehe Tabelle 2.9). 2'700 h der Europäischen stehen 3'300 h in Österreich gegenüber. Dies ist vermutlich damit zu begründen, dass der hohe Laufwasserkraft-Anteil zu einer hohen Auslastung führt, während in allen anderen europäischen Ländern (bis auf Finnland) Wasserkraftwerke hauptsächlich Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke sind (vgl. ENTSO-E 2009a). Österreichische Wasserkraftwerke sind also nur zu etwas mehr als der Hälfte Spitzenlastkraftwerke, die zweite Hälfte sind Laufwasserkraftwerke und damit Anlagen zur Deckung der Grundlast.

In Abbildung 2.21 ist die Reihung nach Volllaststunden der verschiedenen österreichischen Kraftwerkstypen ersichtlich. Damit wird klar, dass vor allem Wind- und Solaranlagen sowie Speicherkraftwerke unter den durchschnittlichen Auslastungsstunden liegen. Bei Speicherkraftwerken war dies erwartet, da diese keine Grundlastkraftwerke sind, sondern zur Spitzenlastabdeckung oder zur Aufnahme überschüssiger Energie eingesetzt werden. Bei Wind und PV ist dies durch die Dargebotsabhängigkeit des Energieträgers gegeben. Während bei Photovoltaik-Anlagen etwa die europäische Performance erreicht wird, liegt diejenige der Windkraftwerke leicht darunter. Dies könnte damit zu begründen sein, dass in Österreich keine Off-shore Anlagen möglich sind und diese weit höhere jährliche Ausnutzungsgrade zeigen. On-shore Anlagen haben typische Volllaststunden von 1800 h/Jahr, wogegen Off-shore Windanlagen etwa 3500 h/ Jahr voll ausgelastet werden. Es ist also nur die halbe installierte Leistung von Nöten, um die gleiche Energie ins Netz einzuspeisen (vgl. ENTSO-E 2010a, S. 111).

Tabelle 2.9 - Volllaststunden nach Kraftwerkstyp in Österreich je Jahr (Quelle: E-Control GmbH 2008a, E-Control GmbH 2009b)

Energieträger \ Jahr	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	Durchschnitt
Windkraft	925	1'554	1'626	1'823	2'077	2'069	1'986	1'723
Photovoltaik	775	795	844	850	798	783	896	820
Summe Regenerative	924	1'498	1'586	1'793	2'039	2'002	1'919	1'680
Biomasse fest	2'409	3'577	4'392	4'211	5'277	5'768	5'705	4'477
Biomasse gasförmig	2'800	3'592	4'339	5'728	5'874	4'579	5'738	4'664
Summe Ökostrom ohne Wasser-KW	4'314	4'062	3'801	4'031	4'331	4'392	4'323	4'179
Laufkraftwerke	4'536	5'223	5'072	4'967	5'050	5'263	5'698	5'115
Speicherkraftwerke	1'831	1'914	1'933	1'759	1'803	1'855	1'822	1'845
Kleinwasserkraft(<10MW)	3'946	4'692	5'018	5'628	4'016	4'598	4'659	4'651
Wasserkraft Summe	3'039	3'391	3'343	3'206	3'289	3'385	3'394	3'292
Wärmeleistungwerke	3'651	3'439	3'712	3'375	3'230	3'536	3'360	3'472
Durchschnittskraftwerk	3'296	3'418	3'473	3'310	3'338	3'224	3'271	3'333

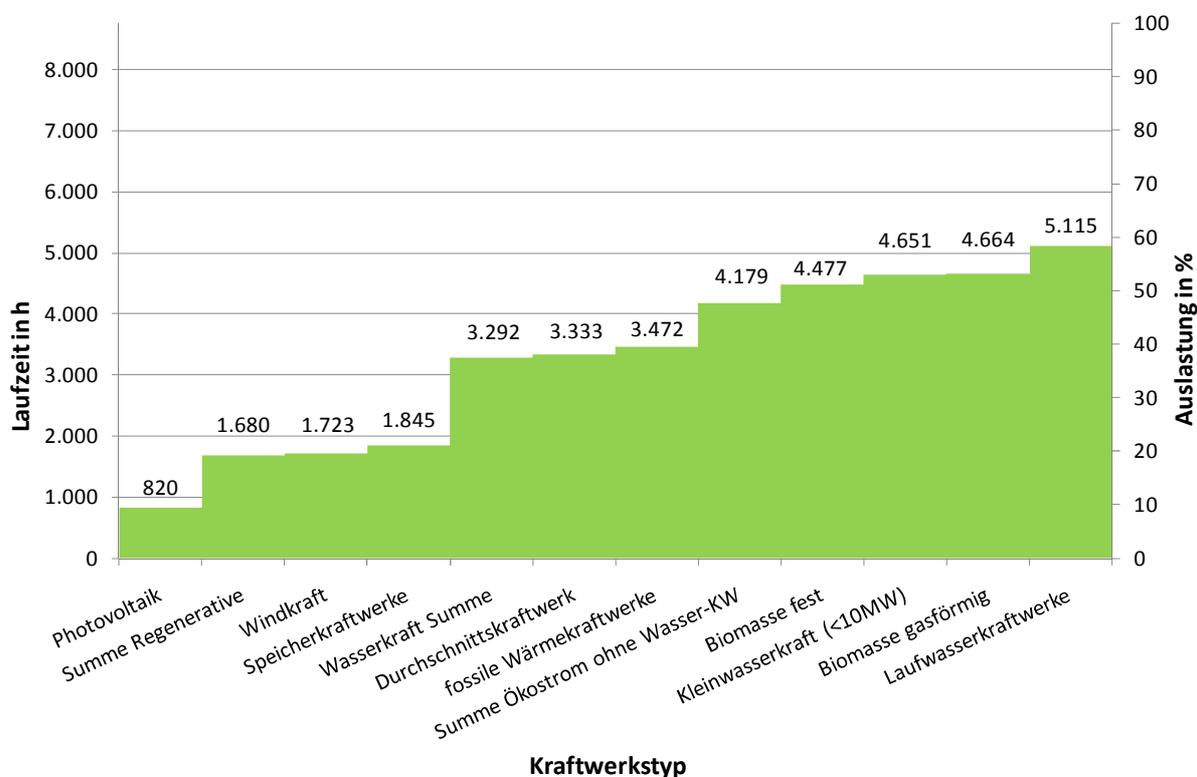


Abbildung 2.21 - durchschnittliche Vollausslastung der Kraftwerke nach Typ in Österreich in Stunden pro Jahr

2.4.2 Aktuelle Situation und Potentiale der Erneuerbaren in Österreich

Laut dem Ökostrombericht 2010 befanden sich mit Ende 2009 4'786 „sonstige“ Ökostromanlagen (Wind, PV, Biomasse,...) mit einer installierten Leistung von 1'433 MW und weitere 1'488 Kleinwasserkraftanlagen mit 200.9 MW in einem Vertragsverhältnis mit der Abwicklungsstelle für Ökostrom (siehe dazu Abbildung 2.22 und Abbildung 2.23). Als Vergleichswert dienen hier 11'412 anerkannte „sonstige“ Anlagen und 2'654 anerkannte Kleinwasserkraftanlagen. Zusammen haben Erneuerbare damit einen Anteil von 77 % an allen stromeinspeisenden Anlagen in Österreich. Dem gegenüber steht nur ein Anteil von 7,7 % der installierten Leistung. Ein durchschnittliches Kraftwerk mit Nutzung erneuerbarer Energiequellen ist also um den Faktor zehn kleiner, als ein durchschnittliches österreichisches Kraftwerk (vgl. E-Control GmbH 2010a, S. 49).

Energieträger	Vertragsverhältnis mit Öko-BGV per 31.12.2003	Vertragsverhältnis mit Öko-BGV per 31.12.2004	Vertragsverhältnis mit Öko-BGV per 31.12.2005	Vertragsverhältnis mit OeMAG per 31.12.2006	Vertragsverhältnis mit OeMAG per 31.12.2007	Vertragsverhältnis mit OeMAG per 31.12.2008	Vertragsverhältnis mit OeMAG per 31.12.2009 2)	Anerkannte Anlagen per 31.12.2009 3)
Biogas	15,0	28,4	50,7	62,5	74,9	76,2	77,0	94,5
Biomasse fest	41,1	87,5	125,9	257,9	309,1	311,7	313,4	413,9
Biomasse flüssig	2,0	6,8	12,4	14,7	16,5	14,5	9,6	25,3
Deponie- und Klärgas	22,7	20,3	21,2	13,7	21,4	21,2	21,1	29,1
Geothermie	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9
Photovoltaik	14,2	15,1	15,4	15,3	18,8	21,7	26,8	71,3
Windkraft	395,6	594,6	816,9	953,5	972,0	960,9	984,1	1.059,6
Summe "Sonstiger" Ökostrom	491,4	753,6	1.043,4	1.318,5	1.413,6	1.407,1	1.433,0	1.694,5
Kleinwasserkraft bis 10 MW (unterstützt) 1)	858,1	851,5	709,7	320,9	380,2	124,7	200,9	1.210,8
Summe "Sonstiger" Ökostrom und Kleinwasserkraft	1.349,5	1.605,1	1.753,1	1.639,3	1.793,8	1.531,8	1.433.169,7	2.905,3

1) Viele Kleinwasserkraftanlagen haben die Ökobilanzgruppen verlassen, um anstelle der Einspeisetarife Marktpreise zu erlösen.
2) mit Abnahme- und Einspeisetarifanspruch, fast vollständig in Betrieb
3) genehmigte Anlagen, die aber zum Teil nicht errichtet wurden
[Quelle: Energie-Control GmbH, Öko-BGV, OeMAG - vorläufige Werte, Stand Juli 2010]

Abbildung 2.22 - Leistung der anerkannten Ökostromanlagen 2002 bis 2009 in MW (Quelle: E-Control GmbH 2010a, S. 50)

Energieträger	Vertragsverhältnis mit Öko-BGV per 31.12.2003	Vertragsverhältnis mit Öko-BGV per 31.12.2004	Vertragsverhältnis mit Öko-BGV per 31.12.2005	Vertragsverhältnis mit OeMAG per 31.12.2006	Vertragsverhältnis mit OeMAG per 31.12.2007	Vertragsverhältnis mit OeMAG per 31.12.2008	Vertragsverhältnis mit OeMAG per 31.12.2009 2)	Anerkannte Anlagen per 31.12.2009 3)
Biogas	119	159	231	253	294	293	291	341
Biomasse fest	27	39	68	93	115	113	118	186
Biomasse flüssig	21	34	49	45	51	47	46	92
Deponie- und Klärgas	43	42	46	38	45	45	43	65
Geothermie	2	2	2	2	2	2	2	2
Photovoltaik	1.793	1.852	1.975	2.065	2.515	3.112	4.150	10.525
Windkraft	97	116	133	127	139	134	136	201
Summe "Sonstiger" Ökostrom	2.102	2.244	2.371	2.823	3.161	3.748	4.788	11.412
Kleinwasserkraft bis 10 MW (unterstützt) 1)	2.044	2.063	2.196	1.900	2.023	1.305	1.488	2.654
Summe "Sonstiger" Ökostrom und Kleinwasserkraft	4.146	4.307	4.566	4.523	5.184	5.051	6.274	14.066

* Wert aus HKN-DB; einspeisende Anlagen in Öko-BGV im Dez. 2005
1) Viele Kleinwasserkraftanlagen haben die Ökobilanzgruppen verlassen, um anstelle der Einspeisetarife Marktpreise zu erlösen.
2) mit Abnahme- und Einspeisetarifanspruch, fast vollständig in Betrieb
3) genehmigte Anlagen, die aber zum Teil nicht errichtet wurden
[Quelle: Energie-Control GmbH, HKN-DB; Öko-BGV, OeMAG - vorläufige Werte, Stand Juli 2010]

Abbildung 2.23 – Anzahl anerkannter Ökostromanlagen 2002 bis 2009 in MW (Quelle: E-Control GmbH 2010a, S. 50)

Man erkennt, dass etwa die Hälfte der geförderten Kleinkraftwerke mit erneuerbaren Energien als Quelle nicht im Vertragsverhältnis mit der nationalen Abwicklungsstelle für Ökostrom stehen,

entweder weil der freie Markt bessere Rendite liefert oder weil sie noch nicht ins Netz einspeisen (vgl. E-Control GmbH 2010a, S. 136ff). Für die noch nicht in Betrieb befindlichen Anlagen oder Anlagen, die nicht mehr Teil der Ökobilanzgruppe sind, stellt sich die Situation dar, dass 58 % der genehmigten „Sonstigen“ kein aufrechtes Vertragsverhältnis mit der OeMAG haben, und sich durch Teilnahme aller dieser Kraftwerke am Markt nur eine Steigerung der installierten Leistung um 15 % erreichen ließe. Bei den Kleinwasserkraftwerken stellt sich ein genau umgedrehtes Bild dar, würden alle anerkannten Anlagen einspeisen, käme dies einer Steigerung um 503% gleich. Da hier 2003 bereits 858 MW Engpassleistung der Kleinwasserkraftwerke Teil der Ökobilanzgruppe waren, ist anzunehmen, dass die meisten dieser Kraftwerke realisiert wurden.

Stellt man die durchschnittliche Größe von Kleinwasserkraftwerken gegenüber, so lässt sich sagen, dass die Mitglieder der Ökobilanzgruppe eine von 135 KW besitzen und diejenigen außerhalb der Gruppe eine von 866 KW aufweisen. Es scheint sich also für größere Wasserkraftwerke zu rentieren, den Strom zu Marktpreisen zu handeln, anstatt Einspeisetarife zu beziehen (vgl. E-Control GmbH 2010a, S. 50ff).

2.4.2.1 Potentiale der Wasserkraft

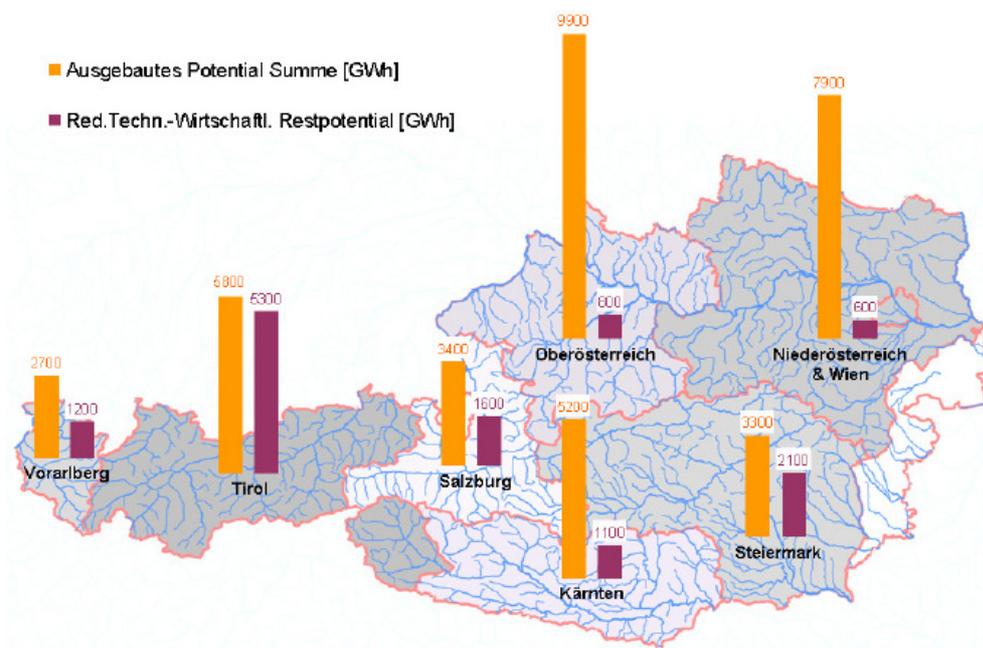


Abbildung 2.24 - Potentialbetrachtung der Wasserkraft in Österreich (Quelle: VEÖ 2008, S. 60)

Um die Potentiale der Stromerzeugung aus Wasserkraft in den einzelnen Bundesländern abschätzen zu können, ist in Abbildung 2.24 eine Übersicht des reduzierten technischen-wirtschaftlichen Potentials¹ nach einer Studie der Pöyry Energy GmbH aus dem Jahr 2008 abgebildet. Daraus ist ersichtlich, dass die höchsten Potentiale für Wasserkrafterzeugung an der Donau liegen, wo diese auch schon überwiegend genutzt werden. Erhebliches Restpotential befindet sich vor allem in Tirol und der Steiermark, auch in Salzburg ist solches vorhanden (vgl. VEÖ 2008).

¹ Das technisch-wirtschaftliche Potential entsteht durch die Korrektur des Abflusslinienpotentials (Energie des Wassers bei mittlerer Jahreswasserfracht und vorhandenen Gefällen) aller Gewässer um die Verluste durch Fließreibung und der Wirkungsgrade eingesetzter Kraftwerkstechnologien. Das reduzierte Potential lässt berechnen, indem die Wasserrahmenrichtlinie und schützenswerte Ökosysteme berücksichtigt werden (vgl. VEÖ 2008, S. Iff).

2.4.2.2 Ausbaupläne Photovoltaik

Für die Entwicklung auf dem Bereich der elektrischen Sonnenenergienutzung werden zwei unterschiedliche Studien betrachtet.

In der Photovoltaik Roadmap aus dem Jahr 2007 wird auf das Ziel hingearbeitet, im Jahr 2050 mehr als 20% des österreichischen Strombedarfs mit "Gebäude integrierter Photovoltaik" (GIP) zu decken. Dafür wären rund 20 TWh erzeugte el. Energie notwendig. Dem gegenüber würde eine installierte Leistung von 22,5 GW stehen. Dies entspräche einer Ausnutzung von 60% der südgerichteten Gebäudeflächen und würde bereits technische Weiterentwicklung in der Effizienz beinhalten. Diese Studie stellt eine rein technische Machbarkeit dar und ist durch keinen konkreten Entwicklungsplan gekennzeichnet (vgl. Fechner H. et al 2007, S.1).

Im Nationalen Aktionsplan 2010 wurde von einer Stromerzeugung durch PV im Jahr 2020 von 306 GWh bei 322 MW installierter Leistung ausgegangen (vgl. Kettner C. et al. 2010, S. 76). Diese beiden Theorien sind nicht unvereinbar, wenn man sich den Verlauf der Entwicklung in der PV Roadmap ansieht, in welcher mit dem großen Durchbruch der Technologie weltweit um 2030 ausgegangen wird (vgl. Fechner H. et al 2007, S.59).

2.4.2.3 Ausbaupläne Oberösterreich

Tabelle 2.10 - Potentiale erneuerbarer Energien in Oberösterreich (Quelle: Dell 2009, S. 7ff)

Energiequelle	Erzeugung 2006 in GWh	Potential 2030 in GWh		Technisches Potential gesamt in GWh
		Min	Max	
Wind	23	*	*	2.500
Photovoltaik	5	100	300	1.000
Biomasse	154	920	1.370	*
Biogas	10	500	600	1.000
Deponie-/Klär gas	9	65	124	210
Geothermie	4	8	16	*
Summe, sonstige Erneuerbare	205	1.593	2.410	-
Wasserkraft	11.700	12.000	12.500	14.400
Summe, Strom aus Erneuerbaren	11.905	13.593	14.910	-

In Oberösterreich existiert eine Potentialstudie und ein Fahrplan bis 2030 für die einzelnen Energieträger (siehe Tabelle 2.10). Dabei werden ein Minimal und ein Maximal-Szenario unterschieden. Aus den Plänen geht hervor, dass vor allem auf Biomasse und Biogas gesetzt wird. Auch Photovoltaik soll ausgebaut werden, jedoch erreicht es keine solche Bedeutung wie die beiden anderen erwähnten Technologien. In Summe soll bis 2030 die eingespeiste Energie aus erneuerbaren Energien um 1'600 bis 3'000 GWh jährlich erhöht werden, was einer Steigerung um 14 bzw. 25% auf Basis von 2006 entspricht (vgl. Dell 2009, S. 7ff).

2.4.2.4 Ausbaupläne in der Steiermark

Die steirische Landesregierung hält in ihrer Energiestrategie 2020, mit Rücksicht auf die Sozialpartner, einen Ausbau der Wasserkraft bis 2020 um 4,1 PJ bzw. 1130 GWh für realistisch. Dies soll auch der Großteil des Beitrags an Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien sein. Bei der Stromerzeugung aus Photovoltaik wird damit gerechnet, dass bis 2020 mindestens 32 MW_p installiert werden, welche eine Energie von 32 GWh pro Jahr einspeisen. Dies entspricht 6.400 Hausanlagen mit jeweils 5 kW_p. Im Bereich der Windkraft ist das umsetzbare Potential mit 65 MW mit einer Jahreserzeugung von 232 GWh angegeben. Da Biomasse hauptsächlich zur Wärmebedarfsdeckung eingesetzt wird, sind nicht mehr als 6% des Potentials zur Stromerzeugung vorgesehen. Das Ausbaupotential für feste Biomasse wird bei 19 MW und jenes für Biogas bei 18 MW gesehen (vgl. AK Steiermark 2009, S. 31ff).

Aufgrund dieser Daten wurde eine Grafik zur Veranschaulichung erstellt (Abbildung 2.25).

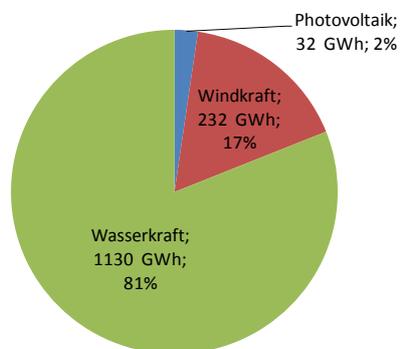


Abbildung 2.25 - Ausbaupotentiale für Erneuerbare in der Steiermark bis 2020 (Quelle: Eigene Darstellung)

2.4.3 Ausbaupläne des Kraftwerksparks in Österreich

In Österreich soll in den nächsten Jahren die installierte Leistung stark ansteigen. Aufgrund der Wirtschaftskrise wird aber mit einem moderaten Anstieg zu Beginn der Prognosen gerechnet, da der Lastgang auch an die wirtschaftliche Entwicklung gekoppelt ist (in wirtschaftlich schlechten Zeiten sinkt die Durchschnittslast durch geringeren Energieverbrauch der Industrie) (vgl. ENTSO-E 2010a, S. 55).

In Österreich ist der Zubau von thermischen Kraftwerken mit einer Leistung bis zu 3'600 MW bis 2020 an Standorten entlang der Donau sowie in der Oststeiermark und in Südkärnten geplant. Pumpspeicherkraftwerke sind in erheblichem Umfang von bis zu 5 GW in Tirol, Südsalzburg und in Westkärnten projektiert. Windkraftwerke mit einer Leistung bis zu 700 MW sollen im Wiener Becken entstehen. Im gleichen Ausmaß sollen auch Laufwasserkraftwerke in Tirol, Salzburg und der Steiermark realisiert werden (vgl. APG 2011, S. 17).

Der Kraftwerkspark der thermischen Kraftwerke würde sich damit um 48% vergrößern, die installierte Leistung der Speicherkraftwerke um 70 % steigen und Windkraftanlagen in der Lage sein bis zu 71% mehr Leistung zur Verfügung zu stellen (Vergleichsbasis 7'388 MW, 7'205 MW und 984 MW installierte Leistung Ende 2009 lt. Tabelle 2.8).

2.4.4 Ausbaupläne des Übertragungsnetzes

Der Fokus des Netzausbaus liegt an der Grenze zu Deutschland und Ungarn. Die Kapazitäten Richtung Osten müssen vor allem wegen dem verstärkten Windkraftausbau im Burgenland erweitert werden. Bei Betrachtung der einzelnen Projekte und der Gründe für diese kristallisiert sich heraus, dass die meisten zur Erhöhung der Übertragungskapazität zwischen Österreich und seinen Nachbarländern und auch zur Verbesserung der Versorgungssicherheit durchgeführt werden. Innerhalb Österreichs spielt die Reduktion der Nord-Süd-Belastung die wichtigste Rolle, vor allem da angenommen wird, dass durch den verstärkten Ausbau von Kraftwerken mit stark volatiler Einspeisung in und rund um Österreich die Leitungen zu den Pumpspeichern und die Transitrouten durch Österreich noch stärker belastet werden. Aus diesem Grund wird innerhalb von Österreich der Ringschluss (380 kV Leitung zwischen Linz → Wien → Graz → Klagenfurt → Salzburg → Linz) stark fokussiert (vgl. APG 2011, S. 9, 17ff).

Außerhalb von diesem Fokus gibt es noch eine Vielzahl an Projekten bis zum Jahr 2025, die hauptsächlich die Sicherung der Versorgungssicherheit und das Erhöhen der Übertragungskapazität zum Ziel haben. Aber auch die Integration erneuerbarer Energien (mit deren unregelmäßigem Erzeugungsprofil) in das Netz sowie die Kostenreduktion bei den Lastverteilern spielen eine Rolle (vgl. APG 2011 und ENTSO-E 2010, S. 262ff).

Gerade auch aus diesem Grund ist eine Untersuchung der Einspeisung von erneuerbaren Energien und deren Auswirkung, vor allem in Bezug auf Reaktionszeiten und Kosten von Ersatzkraftwerken, interessant.

3 Die Merit Order

In diesem Kapitel soll die Priorisierung des Kraftwerkseinsatzes näher beleuchtet werden. Also nach welchen Auswahlkriterien das nächste Kraftwerk, im Falle eines Lastanstiegs, zum Einsatz kommt oder welches Kraftwerk im Falle eines Lastabfalls seine Leistung reduzieren muss (und ev. sogar ganz vom Netz genommen wird).

3.1 Allgemeines zur Merit Order

„Die sortierte Grenzkostenkurve der Stromerzeugung wird als Merit Order (englisch für Wert-Reihenfolge) bezeichnet. Anhand ihrer lässt sich für eine gegebene Stromnachfrage zu jedem Zeitpunkt bestimmen, mit welchen Kraftwerken diese Nachfrage am kostengünstigsten gedeckt werden kann.“ (Von Roon, Huck 2010, S.1)

Die Kraftwerke, die ihren Strom zum geringsten Preis anbieten, werden diesen auch am ehesten verkaufen. Dieser Preis sollte den Grenzkosten¹ der Kraftwerke entsprechen, man findet eine klassische Angebotskurve vor. Die Menge stellt in diesem Fall die Kraftwerksleistung dar, jene Leistung, die Kraftwerke auch ins Netz einzuspeisen imstande sind (verfügbare Leistung), das bedeutet, dass Verluste im Kraftwerk natürlich auch nicht mit angeboten werden können. In der nachfolgenden Darstellung (Abbildung 3.1) soll die Reihung der Kraftwerke in einer Merit Order veranschaulicht werden.

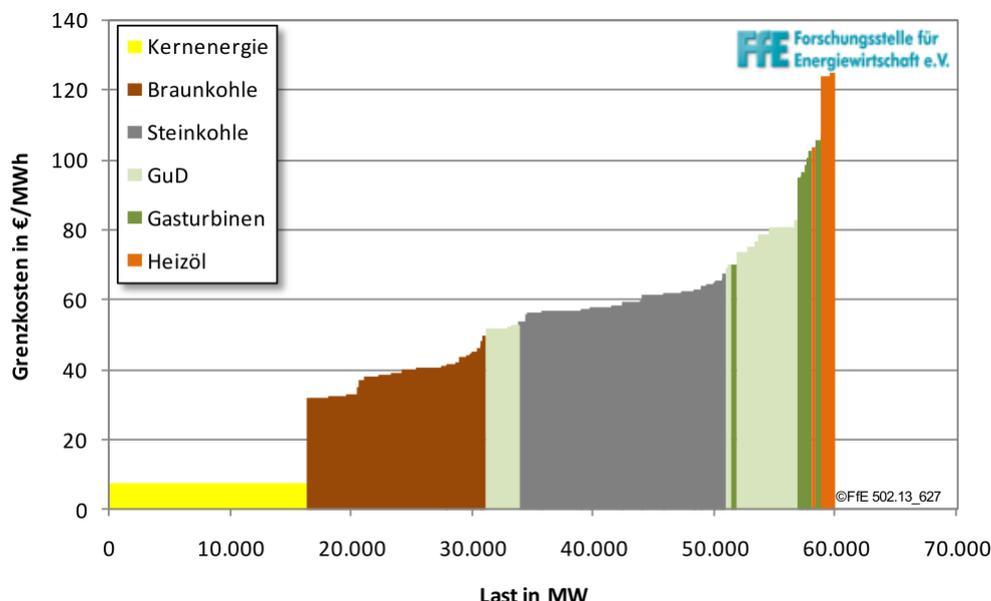


Abbildung 3.1 - Beispiel für eine Merit Order (Quelle: Von Roon, Huck 2010, S. 3)

In diesem Beispiel sind alle verfügbaren Kraftwerke in Deutschland 2008 mit einem Angebotspreis größer Null dargestellt, Erneuerbare also nicht, da diese mit einem Preis von Null in die Reihung aufgenommen werden (siehe Abschnitt 3.1.1). Diese Merit Order weist Stufen in den Grenzkosten

¹ Unter Grenzkosten versteht man jene Kosten, die durch die Produktion einer zusätzlichen Einheit eines Gutes entstehen (vgl. Pindyck R., Rubinfeld D. 2009, S. 361).

auf. Diese entstehen, da jedes Kraftwerk leicht unterschiedliche Grenzkosten besitzt, selbst wenn es den gleichen Brennstoff verwendet wie ein anderes Kraftwerk. Um zu dieser Darstellung zu kommen, reiht man die Kraftwerke nach ihren Grenzkosten und stückerkt diese mit der Breite der verfügbaren Leistung aneinander. Der Marktpreis entspricht den Grenzkosten des letzten eingesetzten Kraftwerks. In der vorigen Darstellung würde also bei einer Last von 50 GW ein Marktpreis von etwa 60 € entstehen und alle Kernkraftwerke, alle Braunkohlekraftwerke, die meisten Steinkohlekraftwerke und die günstigeren GuD (kombinierte Gas- und Dampf) – Kraftwerke, sowie die Erneuerbaren zum Einsatz kommen (vgl. Von Roon, Huck 2010).

Die Merit Order ist aber nicht zu jedem Zeitpunkt gleich, die vorige Darstellung stellt beispielsweise das Jahresmittel dar. Es gibt einige Einflussfaktoren, die diese Reihung beeinflussen:

- der Angebotspreis eines Kraftwerks (dies kann z.B. durch die Änderung des Rohstoffpreises zu Stande kommen)
- die verfügbare Leistung (z.B. durch Wartungsarbeiten)

Es passiert also, dass bei gleicher Residuallast¹ zu verschiedenen Zeitpunkten unterschiedliche Kraftwerke eingeschaltet sind. Alle Kraftwerke, die in der aktuellen Merit Order unter der aktuellen Last gereiht sind, speisen ins Netz ein.

3.1.1 Zusammensetzung der Kosten in der Merit Order

Die Reihung der Kraftwerke in der Merit Order erfolgt nach variablen Kosten. Diese sollten im Idealfall die Grenzkosten des Kraftwerks darstellen. Auf die Zusammensetzung dieser Kosten wird in diesem Abschnitt genauer eingegangen.

Die variablen Kosten sollen die Erzeugungskosten widerspiegeln, die keine Fixkosten darstellen. Bei Kraftwerken sind dies die Brennstoffkosten (falls Brennstoffe zur Leistungserzeugung benötigt werden), die CO₂-Kosten, die Kosten für betriebsstundenabhängige Revisionen, Wartungskosten und Personalkosten. In der Literatur wird beispielsweise dieser Zusammenhang angegeben:

¹ Unter Residuallast versteht man die Last zu einem Zeitpunkt verringert um die Einspeisung von Wind- und Solarkraftwerken (vgl. Von Roon, Huck 2010, S. 3)

$$\text{Grenzkosten} = \frac{\text{Brennstoffpreis} + \text{Zertifikatpreis} \cdot \text{spez. Emissionsfaktor}}{\eta} + \text{var. Betriebskosten} \quad (3.1)$$

Quelle: (Von Roon, Huck 2010, S. 3)

Einheiten der Begriffe in der vorigen Formel:

Grenzkosten	Angabe in € / MWh _{elektrisch}
Brennstoffpreis	Angabe in € / MWh _{thermisch}
Zertifikatpreis	Angabe in € / t CO ₂
spez. Emissionsfaktor	Angabe t CO ₂ / MWh _{thermisch}
η	Angabe in MWh _{elektrisch} / MWh _{thermisch}
var. Betriebskosten	Angabe in € / MWh _{elektrisch}

Auf die Bedeutung des Wirkungsgrades (η) wird in Abschnitt 3.2.2 näher eingegangen.

3.1.1.1 Typische Grenzkosten nach Kraftwerkstyp

In der nachfolgenden Übersicht sind die Grenzkosten nach Kraftwerkstyp aus Abbildung 3.1 dargestellt. Durch die Technologieunterschiede im Bereich der Gas- und Dampfkraftwerke gibt es hier besonders günstige Kraftwerke und teurere Kraftwerke, zwischen denen der Kostenbereich durch Steinkohlekraftwerke abgedeckt wird. Die Erneuerbaren gehen aufgrund des Erneuerbare Energien Gesetzes (EEG) in Deutschland mit Null Euro ein. Es existiert zusätzlich eine Abnahmegarantie, das heißt, dass diese Kraftwerke immer ihre komplette erzeugte Energie einspeisen dürfen (vgl. Feichtinger 2010, S. 67ff).

Tabelle 3.1 - Übersicht über typische Grenzkosten verschiedener Kraftwerkstypen in der Merit Order (Quelle: Von Roon, Huck 2010, S. 3)

Kraftwerkstyp	Grenzkosten in € / MWh
Windkraftanlage	0
Photovoltaik-Anlage	0
Biomasse-Anlage	0
sonstige Erneuerbare	0
Kernkraftwerke	ca. 7
Braunkohle-Kraftwerke	ca. 30 – 50
Steinkohle-Kraftwerke	ca. 55 – 70
GuD-Kraftwerke	um 53 und ca. 75 – 85
Gasturbinen	ca. 95 – 105
Heizöl	ca. 120

3.1.2 Erlöse von Kraftwerken im Zusammenhang mit der Merit Order

Der Marktpreis wird durch die Nachfrage und den Angebotspreis des letzten eingesetzten Kraftwerks bestimmt. Ein Kraftwerk erzielt immer Erlöse, die der Höhe des Produkts aus eingespeister Leistung und Marktpreis entsprechen. Der erwirtschaftete Deckungsbeitrag eines Kraftwerks entspricht dabei der Differenz zwischen angebotenenem Preis und Marktpreis. Das letzte eingesetzte Kraftwerk erwirtschaftet keinen Deckungsbeitrag und kann damit keinen Erlös zur Deckung der Fixkosten erwirtschaften, da sein Angebotspreis mit dem Marktpreis ident ist und somit genau grenzkostendeckend gearbeitet wird.

Diese Zusammenhänge sind in Abbildung 3.2 dargestellt. Bei einer Last von 8500 MW würden in diesem Fall die Kraftwerke des Typs eins bis drei zum Einsatz kommen, die Kraftwerke Typ vier und fünf wären zu teuer. Das Kraftwerk Typ drei speist in diesem Fall nicht mit voller Leistung ein, sonst wäre an der Stelle der Last ein Sprung in der Merit Order, es befindet sich also im Teillastbetrieb. In der Grafik sind die Erlöse nur beispielhaft für den dritten Typ Kraftwerk eingezeichnet, da sich diese in der Darstellung für den Typ eins und zwei sonst mit den Deckungsbeiträgen überlappen würden. Es geht hervor, dass die spezifischen Deckungsbeiträge (pro MWh) sinken, je später ein Kraftwerk in der Merit Order gereiht ist. Die spezifischen Erlöse hingegen sind für jedes eingesetzte Kraftwerk gleich (für alle nicht eingeschalteten Kraftwerke natürlich Null).

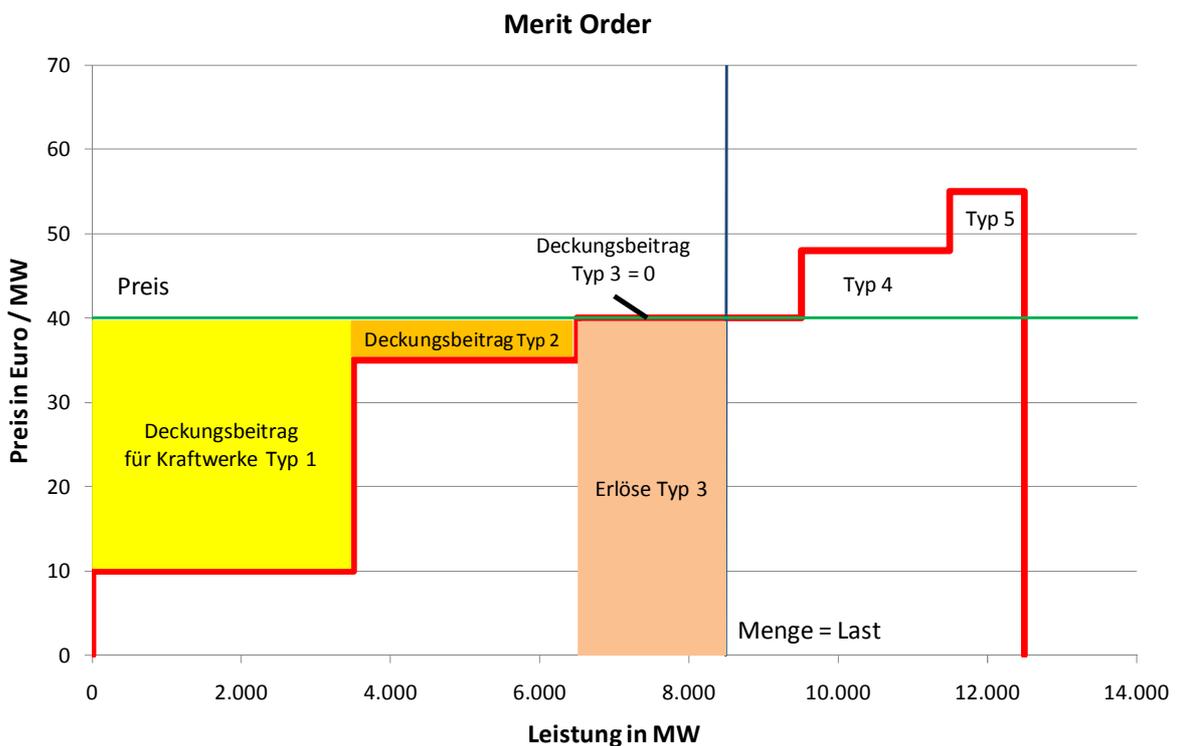


Abbildung 3.2 - Deckungsbeiträge und Erlöse in der Merit Order

3.1.3 Veränderung der Deckungsbeiträge bei Lastanstieg

Bei einem Anstieg der Last und unveränderter Merit Order kommt es zu einem Preisanstieg, falls die Summe der maximalen Einspeisemengen aller eingeschalteten Kraftwerke, den Bedarf nicht decken kann. In Abbildung 3.3 wird dies beispielhaft gezeigt; dabei ist entscheidend für den Preisanstieg,

dass sich die Last über den "Sprung" in der Merit Order hinaus verändert. Nach der Laständerung erwirtschaften alle Kraftwerke des Typs Eins bis Drei positive und höhere Deckungsbeiträge (DB) als in der Vergleichssituation vorher. Die spezifischen Erlöse sind gestiegen und auch in diesem Fall für jedes eingesetzte Kraftwerk gleich. Das Kraftwerk Typ Vier erwirtschaftet keinen Deckungsbeitrag und Typ Fünf Kraftwerke werden nicht eingesetzt.

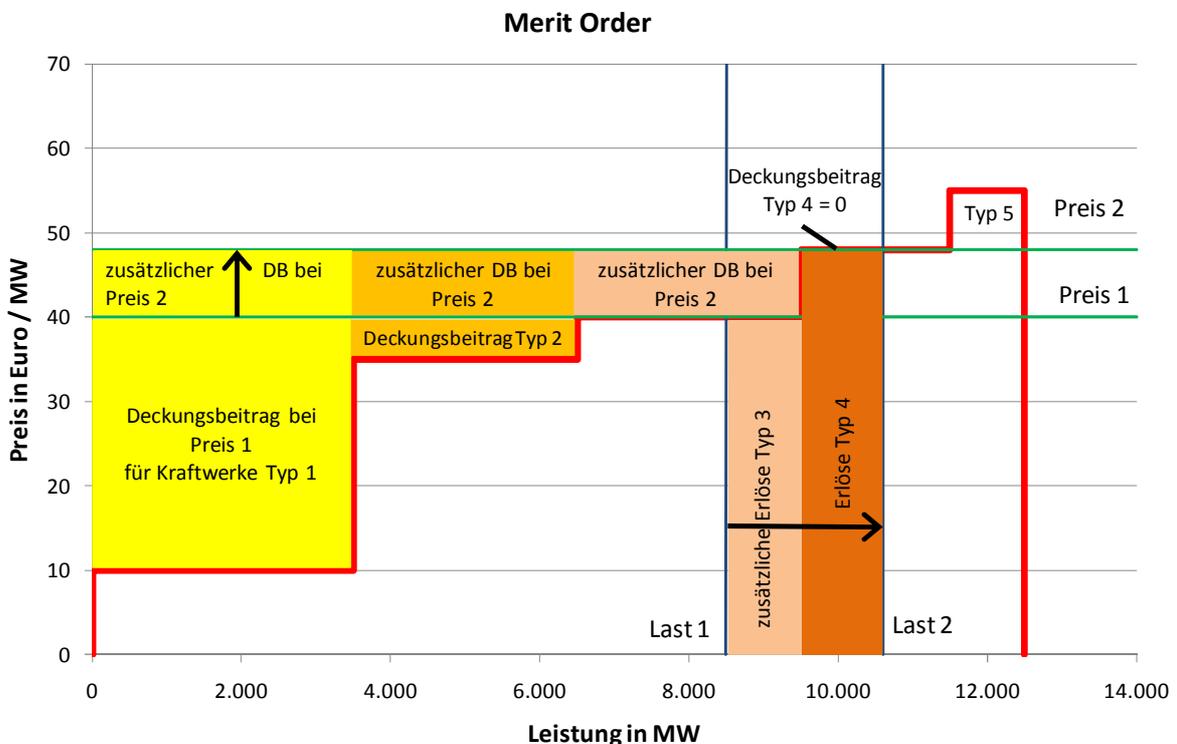


Abbildung 3.3 - Marktpreisbildung der Merit Order bei Lastanstieg

3.1.4 Verschiebung der Merit Order durch volatile Einspeisung

In diesem Abschnitt sollen die Auswirkungen von Kraftwerken mit volatiler Einspeisung und geringen Grenzkosten auf die Merit Order untersucht werden. Dies trifft auf alle dargebotsabhängigen Erneuerbaren (wie Wind- und Photovoltaik-Anlagen) zu, da deren Merit-Order Angebotspreis mit Null fixiert ist (vgl. Feichtinger 2010, S. 67ff). In geringerem Ausmaß auch auf Laufkraftwerke, wenn bei diesen die Verschiebung auch sehr langsam vonstatten geht (nicht stündlich, sondern eher monatlich – vgl. Schüppel 2010). Bei einer Erhöhung der Einspeiseleistung kommt es zu einer Verdrängung der Kraftwerke am oberen Ende der Merit Order; eine tiefergehende Betrachtung folgt im Abschnitt 3.2.1.

In Abbildung 3.4 ist die Verschiebung der Merit Order von einem Kraftwerkspark ohne zu einem Kraftwerkspark mit Windkraftanlagen dargestellt. Die Windeinspeisung wird hoch angenommen, da dadurch die Verschiebungseffekte in der Grafik besser darstellbar sind. Es wird von einer gleichbleibenden Last ausgegangen und der unterschiedliche Kraftwerkseinsatz betrachtet. Die rote Linie kennzeichnet die Merit Order ohne Berücksichtigung der Windeinspeisung; durch die Windeinspeisung verschiebt sich diese nun nach links. Dadurch entsteht ein geringerer Marktpreis und das Kraftwerk Typ Vier wird vom Markt verdrängt; es schaltet aus. Hier ist anzumerken, dass dies

nur dadurch erfolgt, dass die Merit Order so weit verschoben wird. Bei kleineren Schwankungen wird sich oft keine Preisänderung ergeben, sondern das letzte Kraftwerk wird (stärker) in den Teillastbetrieb gehen.

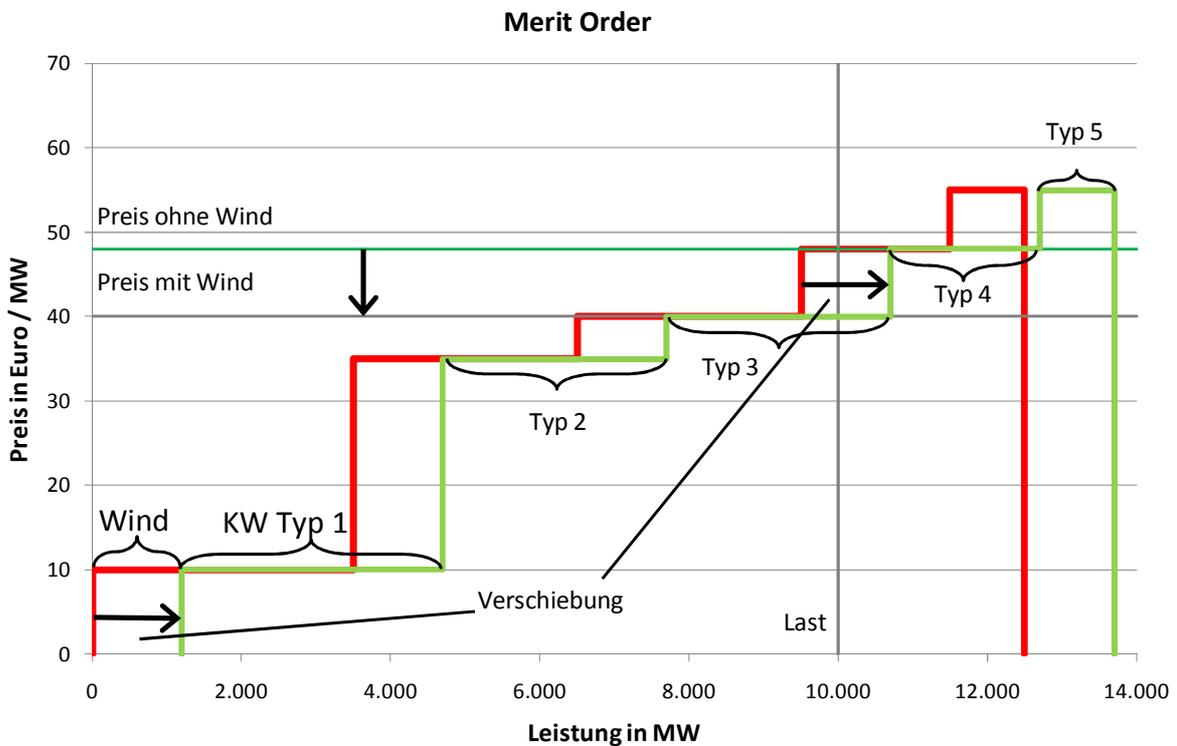


Abbildung 3.4 - Merit Order mit und ohne Windeinspeisung

3.2 Einflussfaktoren auf die Merit Order

3.2.1 Der Ansatz einer dynamischen Merit Order

Die bisher behandelten Effekte treten bei der klassischen, der sogenannten „statischen“ Merit Order auf, welche durch einen hinterlegten gleichbleibenden Kraftwerkspark gekennzeichnet ist. Unter einer dynamischen Merit Order versteht man nun die Dynamisierung dieser statischen Einsatzreihenfolge (vgl. Nicolosi, Fürsch, Lindenberger 2010, S. 13). Dies bedeutet, es sollen die Kosten der Kraftwerke nicht festgelegt, sondern vom Betriebszustand des Kraftwerks und seiner eventuellen Stillstandszeit (wie z.B. im Falle des Hochfahrens) abhängig sein. In den drei folgenden Abschnitten wird vorgestellt, auf welche Art und Weise dies möglich sein kann. Vor allem durch Teillastwirkungsgrade werden die variablen Kosten von Kraftwerken vom Betriebszustand abhängig. Um nicht nur die laufenden Kosten, sondern auch die Einsatzkosten (also durch An- und Abfahren) einzubinden, dürfen natürlich die Kosten der erforderlichen „Übergangskraftwerke“¹ während dem Anfahren nicht vernachlässigt werden.

¹ Mit "Übergangskraftwerken" sind Kraftwerke gemeint, die während der Hochfahrzeit des nächstteureren Kraftwerks eingeschaltet werden müssen, um dem Netz sofort Leistung zur Verfügung zu stellen.

3.2.2 Teillastbetrieb

Falls nicht alle Kraftwerke auf voller Leistung laufen, oder Kraftwerksleistung aus irgendwelchen Gründen (wie Pannen o.ä.) nicht zur Verfügung steht, führt dies zu Verschiebungen in der statischen Merit Order, weil damit bei Kraftwerken weniger Leistung als die Maximalleistung zur Einspeisung zur Verfügung steht.

Warum Kraftwerke im Teillastbetrieb fahren, kann unterschiedliche Gründe haben, beispielsweise um Regelenergie zur Verfügung zu stellen oder weil ein Teil des Kraftwerks (etwa ein Kraftwerksblock eines Atomkraftwerks oder eine Turbine eines Laufwasserkraftwerks) ausgefallen ist. Falls das preissetzende Kraftwerk bereits in Vollast fährt und die notwendige Leistung auch durch keine günstigeren Kraftwerke zur Verfügung gestellt werden kann, wird der Marktpreis steigen. In Abbildung 3.5 wird diese Verschiebung eines Teils der Merit Order nach links durch den Teillastbetrieb des Kraftwerks Typ zwei (also im unteren Teil der Merit Order) gezeigt. Auch hier gilt das Gleiche wie für zusätzliche Einspeisung durch Windkraftanlagen (Abschnitt 3.1.4): Der Marktpreis steigt nur, falls durch die Verschiebung ein teureres Kraftwerk eingeschaltet werden muss. Es entsteht also alleine durch den Teillastbetrieb eine Steigerung des Marktpreises auf die Kosten des nächsten Kraftwerks in der Einsatzreihenfolge, selbst wenn außer Acht gelassen wird, dass sich dadurch die Grenzkosten dieses Kraftwerks ändern (mehr Brennstoffverbrauch durch geringeren Wirkungsgrad - siehe Seite 41).

Diese Erhöhung fällt umso stärker aus, je näher man dem rechten Ende der Kurve kommt, dies liegt am stärkeren Anstieg der Hüllkurve, wie in Abbildung 3.1 abgebildet. Eine Leistungsänderung um 10 MW im Bereich von 40 GW Residuallast hätte eine Marktpreisänderung von ca. einem Euro zur Folge; die gleiche Leistungsänderung im Bereich bei 58 GW könnte eine Preisänderung von 13 Euro bedeuten.

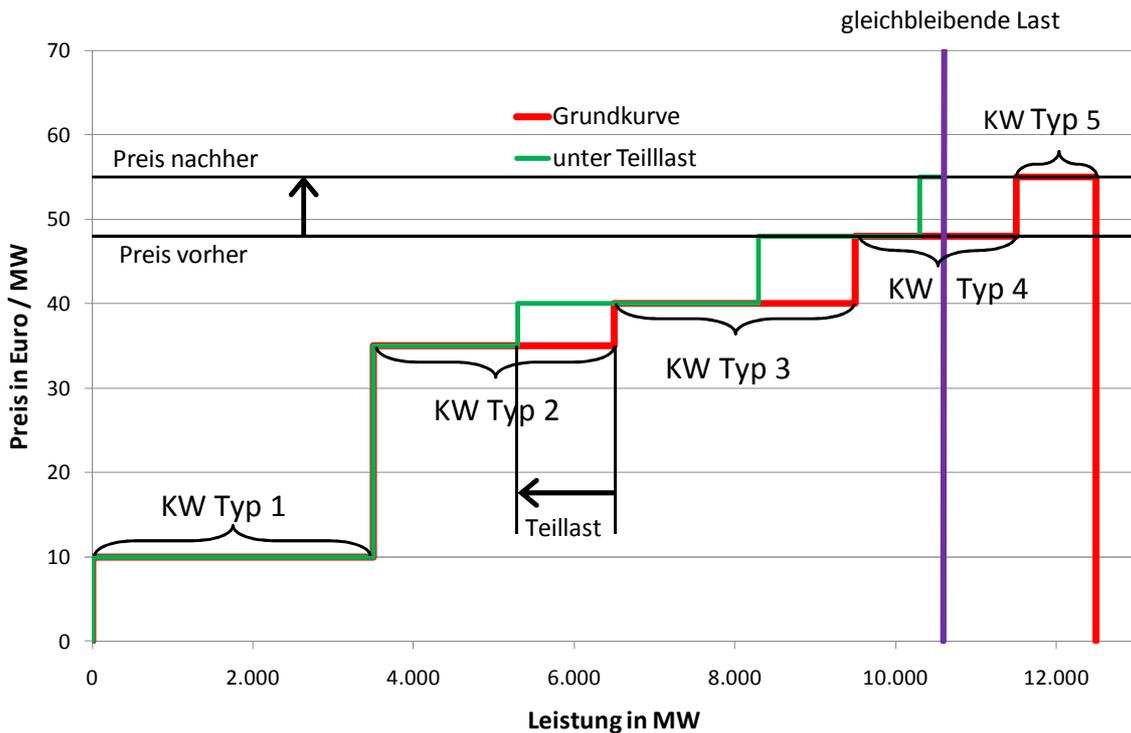


Abbildung 3.5 - Verschiebung der Merit Order durch Teillastbetrieb

3.2.2.1 Teillastwirkungsgrade von thermischen Kraftwerken

Ein Kraftwerk hat nicht über seinen gesamten Leistungsbereich den gleichen elektrischen Wirkungsgrad, da es auf eine Optimalleistung ausgelegt wurde und bei dieser am effizientesten ist. Es wird also anteilig mehr Brennstoff pro erzeugter MWh benötigt. Wie sich dieser Umstand auf die spezifischen Erzeugungskosten (Kosten pro MWh) auswirkt ist in Gleichung (3.1) angeführt. Wenn relativ mehr Brennstoff verbrannt wird, steigt auch der spezifische CO₂-Ausstoß pro erzeugter MWh Strom. Damit sinkt auch die Umweltbelastung, wenn ein Kraftwerk in Volllast betrieben wird. Die aufgeführten Gründe führen dazu, dass es für jeden einzelnen Kraftwerksbetreiber und somit auch für das Gesamtsystem am kostengünstigsten und geringsten umweltbelastend ist, wenn so viele Kraftwerke wie möglich im Volllastbetrieb fahren.

Anschauungsbeispiel

Wenn man den Wirkungsgradverlauf in Abbildung 3.6 zu Grunde legt, ergeben sich die nachfolgend berechneten Grenzkostenänderungen aufgrund der Änderung des Wirkungsgrads lt. Gleichung (3.1).

$$\Delta k_{Grenz} = (P_{Brennstoff} + P_{Zertifikat} * \epsilon_{Emission}) \cdot \frac{-\Delta\eta}{\eta_1 \cdot \eta_2} \quad (3.2)$$

Annahme:

- $P_{Brennstoff} + P_{Zertifikat} * \epsilon_{Emission} = 100 \text{ € / MWh}$
- $var. Betriebskosten = 2 \text{ € / MWh}$

Bei Volllast: $\eta = 58\% \quad \rightarrow \quad k_{Grenz} = \frac{100}{0,58} + 2 = 174,4 \text{ € / MWh}$

Bei 50% Teillast: $\eta = 52,5\% \rightarrow k_{Grenz} = \frac{100}{0,525} + 2 = 192,5 \text{ €/MWh}$

ergibt $\Delta k_{Grenz} = 174,4 - 192,5 = -18,1 \text{ €/MWh}$

Alternativ berechnet nach Formel (3.2): $\Delta k_{Grenz} = 100 \cdot \frac{-(0,58-0,525)}{0,58-0,525} = -18,1 \text{ €/MWh}$

Die spezifischen Erzeugungskosten sind also um 18,1 € höher als bei Volllast, wenn das Kraftwerk nur noch mit 50% der Nennleistung betrieben wird.

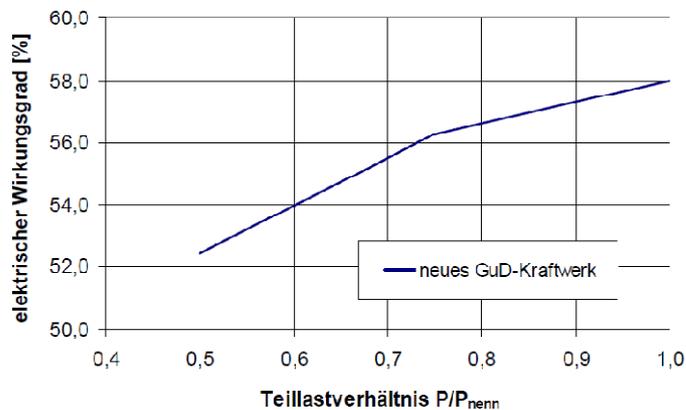


Abbildung 3.6 - Wirkungsgradverlauf eines GuD-Kraftwerks
(Quelle: Siemens 2004, zit.n. Grimm 2007, S. 66)

3.2.3 Anfahrzeiten

Die Anfahrzeit ist definiert als jene Zeit, die ein Kraftwerk von der ersten energietechnischen Maßnahme bis zum Erreichen des Beharrens bei Mindestlast braucht (vgl. VGB 2004, S. 10ff).

3.2.3.1 Wodurch werden Anfahrzeiten verursacht

Anfahrzeiten entstehen bei jedem Kraftwerkstyp, haben aber eine sehr große Bandbreite in der absoluten Höhe. Speicherkraftwerke brauchen nur wenige Minuten zum Anfahren, während bei Kernkraftwerken diese Zeit Tage betragen kann (vgl. Grimm 2007, S. 9).

Anfahrzeiten entstehen in Wasserkraftwerken durch die Hochlaufzeit der Turbine (ca. 70 Sekunden) und die Zeit, die es braucht, um an das Netz zu synchronisieren (ca. 4 min) (vgl. RWE Power AG o.J., S. 7 und ABB 2005, S. 5). Die Anfahrzeit bei Windkraftanlagen beschränkt sich auf das Synchronisieren. Bei Solarkraftwerken sind die Anfahrzeiten nicht vorhanden, da diese immer Leistung einspeisen, sobald die dargebotsabhängige Energiequelle dies erlaubt (vgl. Panos 2009, S. 321 und 331).

Bei Kraftwerken, welche einen Kessel benötigen, was bei fast allen thermischen Kraftwerken (außer Gasturbinen) der Fall ist, muss dieser erst auf Betriebstemperatur gebracht werden, bevor Leistung entnommen werden kann. Somit ist die Aufwärmdauer ein wesentlicher Teil der Anfahrzeit thermischer Kraftwerke. Dies ist relevant, da sonst durch die thermischen Spannungen das Material vorzeitig altert und somit die Lebensdauer verkürzt. Da die Anfahrzeit von der Temperatur im Kessel abhängt, macht es einen Unterschied, ob das Kraftwerk zuletzt vor Stunden oder vor Tagen in Betrieb gewesen ist. Durch die thermische Speicherkapazität eines Kessels kühlt er auch nur langsam ab. (vgl. Heuk, Dettmann, Schulz 2007, S. 499f und Kim, Lee, Ro 2000).

Deswegen wird zwischen drei verschiedenen Anfahrzeiten unterschieden:

- Heißstart
- Warmstart
- Kaltstart

Es liegt ein Heißstart vor, wenn das Kraftwerk weniger als zehn Stunden ausgeschaltet war. Ein Warmstart liegt bis zu einer Stillstandszeit von 60 Stunden vor, alles darüber fällt in die Kategorie Kaltstart, dies entspricht der Definition laut VGB (vgl. VGB 2004, S. 22).

3.2.3.2 Übersicht über die Anfahrzeiten von verschiedenen Kraftwerkstypen

Tabelle 3.2 - Übersicht über Anfahrzeiten nach Kraftwerkstyp

Kraftwerkstyp	Kaltstartzeit	Warmstart	Heißstartzeit	Datenreferenz
Gasturbine		20 min	5 min	Siemens 2004, zit.n. Grimm 2007, S. 9 Lechner, Säume 2010, S. 57
GuD	5 h	3 h	50 min – 85 min	Siemens 2004, zit.n. Grimm 2007, S. 54
Braunkohle	9 h	5 h	2 h	Siemens 2004, zit.n. Grimm 2007, S. 54 Hundt 2010, S. 40
Steinkohle	6,6 h	4,6 h	1,9 h	VGB 2004, zit.n. Wiese 2008, S. 40
Kernkraftwerk	24 h			Krämer 2002, S. 50
Gas - Öl	2 -3 h			Slomski 1990, zit.n. Schröter 2004, S. 39

3.2.3.3 Einfluss der Anfahrzeiten auf die Merit Order

Anfahrzeiten haben einen deutlichen Einfluss auf die Zusammensetzung der augenblicklichen Merit Order. Wenn ein Kraftwerk hochgefahren werden muss, um den Bedarf zu decken, so steht nicht sofort die volle Leistung zur Verfügung. Aus diesem Grund sind Regelkraftwerke zum Bilanzausgleich unerlässlich. Dabei halten Kraftwerke oft Leistung vor, fahren also nicht im Vollastbetrieb, um Regelenergie zur Verfügung zu stellen. Zusätzlich wird Sekundärregelleistung benötigt (diese muss innerhalb von 15min zur Verfügung stehen), welche im derzeitigen Kraftwerkspark in Europa aufgrund ihrer sehr schnellen Einsatzfähigkeit meist Gas- und Speicher-Kraftwerke zur Verfügung stellen (vgl. Panos 2009, S 272 und Heuk, Dettmann, Schulz 2007, S. 497).

Je nachdem, welche Technologie eingesetzt wird, erhöht sich der Marktpreis oder er bleibt konstant. Falls Gaskraftwerke eingesetzt werden, um die Lasterhöhung zu decken, so wird sicher ein billigeres

Kraftwerk eingeschaltet werden, also mit dem Anfahrprozess beginnen. Nach dessen Anfahrzeit steht es zur Verfügung und verschiebt die Merit Order nach rechts. Damit wird das Gaskraftwerk verdrängt und somit ist für ein kostenminimales System gesorgt.

Wie mit Hilfe von Speicherkraftwerken auf einen erhöhten Bedarf reagiert werden kann, zeigt Abbildung 3.7. Die variablen Kosten von Speicherkraftwerke sind nicht so hoch, wie die von Ersatzkraftwerken, das Volumen des Speichersees ist allerdings beschränkt und kann damit ohne Unterbrechung nur eine maximale Energie zur Verfügung stellen. Aus diesem Grund wird versucht Speicherkraftwerke möglichst kurz und damit gewinnbringend einzusetzen (vgl. Panos 2009, S. 325).

Eine zweite Methode, um Lastschwankungen auszugleichen, sind in Teillast betriebene Kraftwerke. Diese Leistung ist jedoch oft begrenzt, da der Regelspielraum gering ist, wenn man im optimalen Wirkungsgradbereich des Kraftwerks bleiben möchte (siehe Seite 41).

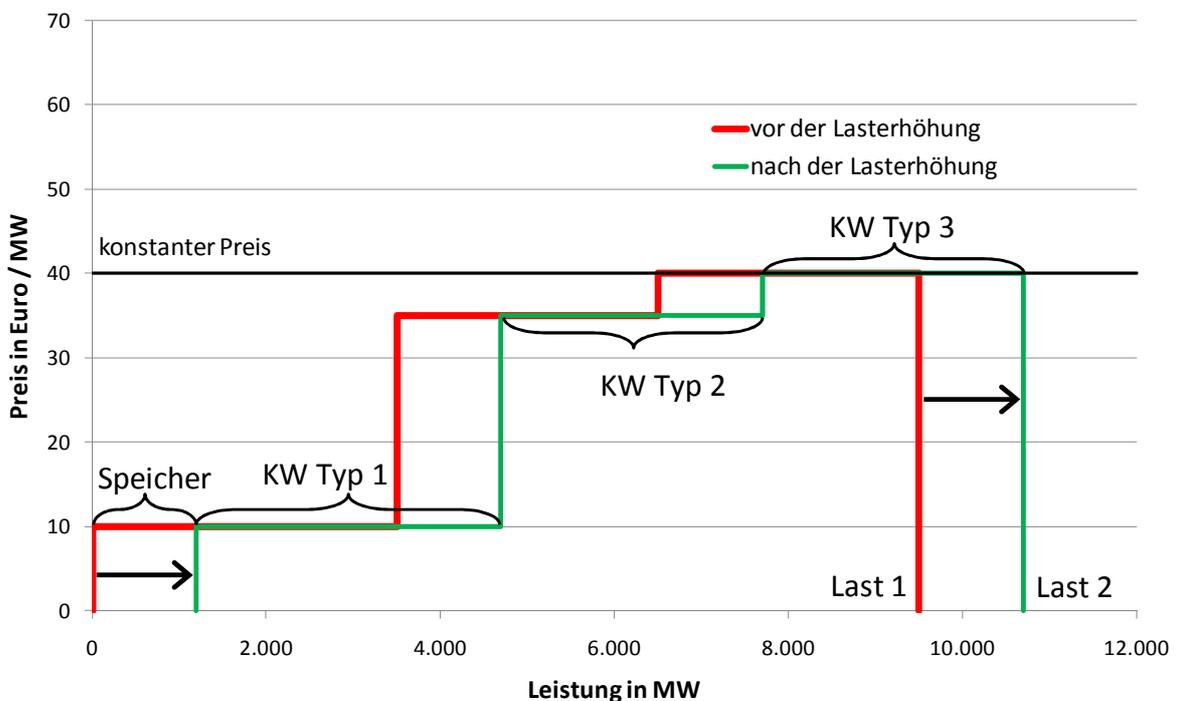


Abbildung 3.7 - Verschiebung der Merit Order durch Speichereinsatz bei Lasterhöhung

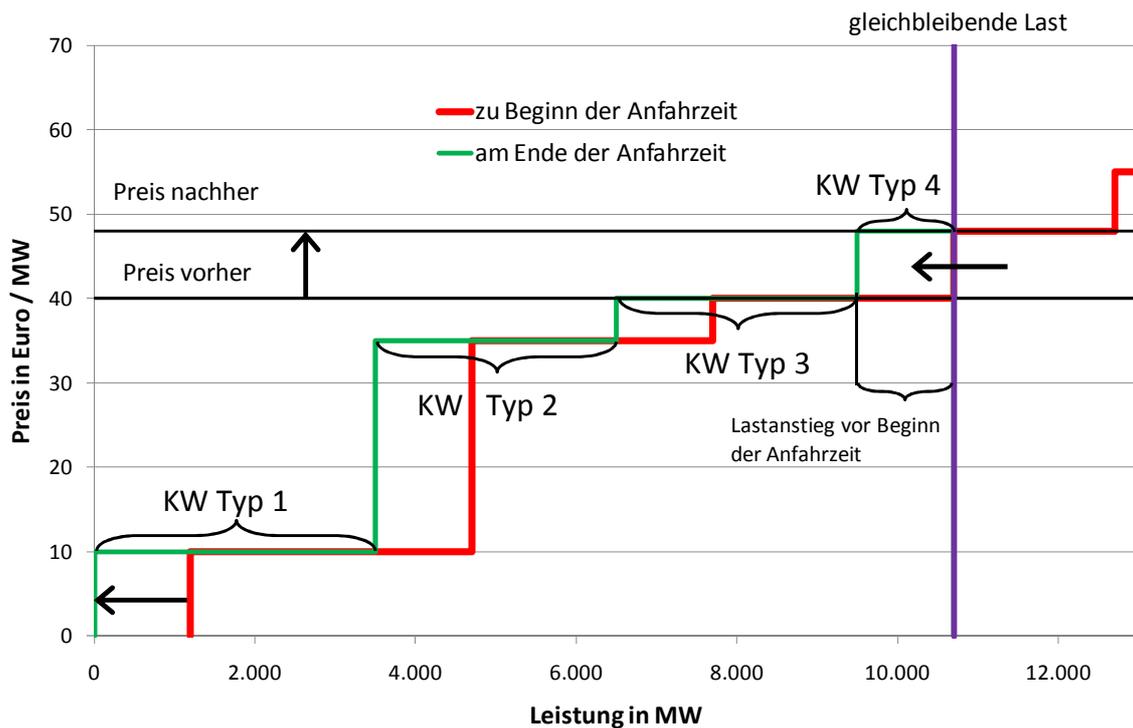


Abbildung 3.8 - Verschiebung der Merit Order am Ende der Anfahrzeit des neu eingesetzten Kraftwerks

In Abbildung 3.7 und Abbildung 3.8 wird die Merit Order der eingesetzten Kraftwerke im Falle des Zuschaltens eines Kraftwerks, wegen eines unerwarteten und dauerhaften Lastanstiegs über ein Speicherkraftwerk, als Regelenergielieferant gezeigt. Abbildung 3.7 zeigt dabei die Veränderung in der Merit Order durch den Lastanstieg und das zusätzliche Speicherkraftwerk. Da das Speicherkraftwerk mit sehr geringen Kosten in der Merit Order aufsteht, wird die gesamte Kurve nach links verschoben. Dabei muss betont werden, dass dieser Fall nur eintritt, wenn alle eingesetzten Kraftwerke (Typ Eins bis Drei) bereits mit ihrer Maximalleistung einspeisen. Der Marktpreis wird sich nicht verändern, da das teuerste eingesetzte Kraftwerk das Gleiche bleibt. Diese Situation wird so lange anhalten, bis das nächstteuerere Kraftwerk (Typ Vier), welches den zusätzlichen Bedarf decken soll, seinen Anfahrvorgang abgeschlossen hat.

Wenn der Anfahrprozess abgeschlossen ist und das Kraftwerk Typ Vier Leistung ins Netz einspeisen kann, kommt es zu den, in Abbildung 3.8, aufgezeichneten Vorgängen. Das Speicherkraftwerk wird ausgeschaltet, seine Leistung durch das Kraftwerk Typ Vier übernommen und die Merit Order verschiebt sich zurück nach links. Das Kraftwerk Typ Vier hat höhere Grenzkosten als das bis dahin preisbestimmende Kraftwerk Typ Drei und dadurch steigt der Marktpreis. Betrachtet man in diesem Szenario nur die Änderung der Situation vor und nach der Anfahrzeit, so erhält man exakt das Szenario von Abbildung 3.3, es ist nur ein Zwischenschritt notwendig. In diesem Fall wird dieser kostengünstig mit einem Speicherkraftwerk übernommen, die andere Variante einer Preisspitze, beispielsweise durch Überbrücken dieser Zeit mit einem Gaskraftwerk, wird nicht dargestellt. Dies hätte einen stark erhöhten Marktpreis während der Anfordauer zufolge, würde sonst aber gleich ablaufen.

3.2.4 Anfahrkosten

Die Anfahrkosten von thermischen Kraftwerken setzen sich zum überwiegenden Teil aus zwei Komponenten zusammen:

- Verschleißkosten
- Brennstoffkosten

Die Verschleißkosten spiegeln dabei den Verlust an Lebensdauer wieder. Aus diesem Grund sind diese Kosten anlagenbezogen und lassen sich somit in einen direkten Preis in $[\text{€}/\text{MW}_{\text{installiert}}]$ umrechnen. Hierbei werden die spezifischen Anschaffungskosten pro installierter Leistung und Stunde Lebensdauer berechnet (vgl. Strauß 2009, S. 264).

Die Brennstoffkosten hingegen repräsentieren den erhöhten Brennstoffbedarf zum Aufheizen des Kessels. Schließlich muss hier Energie zum Aufheizen verwendet werden, die nicht in Strom umgewandelt werden kann und damit nicht ins Netz eingespeist werden kann. Deswegen werden sie in der Einheit $\text{MWh}_{\text{th}}/\text{MW}$ angegeben. Also der erhöhte Brennstoffbedarf bezogen auf die Anlagenleistung.

Damit ergeben sich die gesamten Anfahrkosten zu:

$$\begin{aligned} \text{Anfahrkosten} = P_{\text{installiert}} * (\text{Verschleißkosten} \\ + \text{Brennstoffkosten} * \text{erhöhter Bedarf} * \eta) \end{aligned} \quad (3.3)$$

Bei dieser Betrachtung wird davon ausgegangen, dass ein Kraftwerk vom Stillstand bis zur Volllast durchgehend hochgefahren wird, da die Anfahrzeit aber die Dauer vom Beginn des Anfahrprozesses bis zum Erreichen der Volllast definiert ist, ergibt dies durchaus Sinn. Die Brennstoffkosten müssen noch um den el. Wirkungsgrad des Kraftwerks über den gesamten Leistungsbereich korrigiert werden (siehe Abschnitt 3.2.2, Seite 41), da diese Kosten ansonsten nicht pro elektrischer Ausgangsleistung angegeben werden und somit keine Kostenwahrheit herrschen würde. Die gesamten Anfahrkosten können somit in € und die spezifischen Anfahrkosten in $\text{€}/\text{MW}_{\text{installiert}}$ angegeben werden.

4 Kraftwerkeinsatzoptimierung

In diesem Kapitel soll das verwendete Softwareprogramm GAMS ("General Algebraic Modeling System") und der Aufbau des Modells, welcher zur Simulation des optimalen Einsatzes von Kraftwerken erstellt wurde, im Detail betrachtet werden.

4.1 Beschreibung von GAMS

GAMS ist ein Programmpaket für mathematische Programmierung und Optimierung. Es besteht aus einer Benutzeroberfläche, einem Compiler und einer Vielzahl von Solvern. Der Compiler führt die Transformation des Programmcodes in Maschinencode durch. Der Solver löst das Optimierungsproblem, welches durch ein System von Gleichungen und Ungleichungen formuliert ist. Während der Optimierung, müssen alle (Un-) Gleichungen gleichzeitig erfüllt sein. Dieser Umstand stellt besondere Herausforderungen an den Programmierer, wenn bestimmte Gleichungen erst nach dem Eintreten gewisser Zustände Gültigkeit erlangen sollen.

GAMS wurde um 1970 entwickelt, da die Erfinder der Meinung waren, es würden noch unzureichend und zu wenig leistungsfähige Softwarelösungen existieren. Ein Hauptgrund lag in der komplizierten Bedienung der Software, welche nur durch Programmierer möglich war. Auch wurde ein Großteil der Zeit für die Dateneingabe und -ausgabe verwendet. GAMS sollte genau an diesen Punkten ansetzen und folgendes verbessern:

- es sollte eine Hochsprache darstellen, um komplexe Sachverhalte einfach darzustellen
- Änderungen an den Modellspezifikationen sollten einfach und sicher durchführbar sein
- algebraische Zusammenhänge sollten eindeutig dargestellt sein
- die Modellbeschreibung sollte unabhängig vom Lösungsalgorithmus sein

Mit GAMS sollten Modellierer von Optimierungsaufgaben ein neues Werkzeug haben, welches die „Theorie der relationalen Datenbanken“ und die mathematische Programmierung vereint¹. Damit war es möglich die Vorteile beider Ansätze zu nutzen. Vor allem die Unabhängigkeit von Daten und Modell und die damit erreichbare Bewahrung des Komplexitätslevels bei enormer Erhöhung des Datenumfangs stand im Mittelpunkt. Mit dem Umsetzen des Konzeptes der Hochsprache wurde vor allem erreicht, dass sich der Benutzer keine Gedanken über die Größe von Matrizen machen muss (vgl. Rosenthal 2010, S. 1-2).

Der GAMS-Programmcodes ändert sich also nicht, egal ob mit Felder in der Größe [2 x 2] oder [5000 x 5000] operiert wird. Es ist also möglich, in einer Programmzeile zwei Matrizen beliebiger Größe zu multiplizieren. Dies wird so umgesetzt, dass Felder über Indizes angesprochen werden und die Größe dieser Laufvariablen nur am Anfang definiert werden muss. Dieses Konzept erstreckt sich

¹ Unter der "Theorie der relationalen Datenbanken" versteht man, dass sich der Programmcode ändern kann, ohne dass der Benutzer seine Eingabe dadurch anpassen muss. Es ist also ein Ansatz zur Trennung von Daten und Code (vgl. Codd 1970, S. 1).

auch bis hin zur Gleichungsdefinition. Mit einer Zeile Code können beliebig viele Gleichungen erzeugt werden. Dies hängt nur von der Eingangsdefinition der Laufvariablen ab.

Eine weitere Besonderheit von GAMS ist die Selbst-Dokumentierbarkeit des Modells. Der Code kann direkt dokumentiert werden und diese Dokumentation wird Teil des Codes in der Ausgabe. Damit erreicht man die Verwendung nur einer Datei als Modell und Erklärung. Dies wird unter anderem durch die direkte Verknüpfung jeder Variable mit einem Erklärungstext erreicht. Dazu wird vom Programmierer vorausgesetzt, auch eine kurze Erklärung zu jeder Variable zu liefern. Ist diese Voraussetzung erfüllt wird aber bei jeder Verwendung dieser Variable der Erklärungstext in der Ausgabe mitgeliefert, was die Lesbarkeit deutlich erhöht. Diese Ein-Datei Politik hilft auch bei der Übermittlung des Modells an Andere. Die Eingabe bzw. das Erstellen einer GAMS Datei kann nicht nur über das Programm, sondern auch über einen Texteditor geschehen. Dies ist beabsichtigt, da somit z.B. die Einlernzeit gering gehalten wird (vgl. Rosenthal 2010, S. 2).

Um eine GAMS-Datei übersichtlicher zu gestalten, gibt es die Möglichkeit, andere GAMS-Dateien einzubinden. Diese werden beim Compilieren nahtlos in den Code eingefügt. Diese Unterteilung kann logische Blöcke zusammenfassen oder Tabellen mit Daten beinhalten. Für GAMS wird allerdings eine spezielle Formatierung verlangt, welche bei vielen Datenquellen nicht vorliegt. Es sind also Subroutinen inkludiert, mit denen es möglich wird, Daten aus anderen Dateiformaten (beispielsweise Excel) in ein GAMS-Format zu transferieren und diese transferierten Daten dann im GAMS-Code einzubinden. Vor allem für größere Dateimengen im falschen Format ist es unumgänglich, Methoden wie diese zu benutzen.

Ein GAMS Programm besteht aus vier logischen Blöcken:

- In der Datenverarbeitung werden alle Parameter, Tabellen und Sets deklariert und definiert. Hier passiert die Aufbereitung der Daten für das Modell. Es werden Zuweisungen, Operationen,... durchgeführt.
- Durch die Modellerstellung werden Variablen und Gleichungen deklariert. Außerdem werden die Grenzen für die Variablen definiert, die Zielfunktion zur Optimierung aufgestellt und die einzuhaltenden Nebenbedingungen für die Optimierung formuliert. Außerdem werden alle relevanten (Un-) Gleichungen des Modells definiert.
- Das Lösen des Modells durch den Solver erfolgt durch Festlegung einer Optimierungsmethode und der Optimierungsart (also z.B. löse durch gemischt ganzzahlige Programmierung das Problem so, dass die Zielvariable ein Minimum wird). In diesem Block erfolgt optional auch die Wahl der genutzten Ressourcen (also einer maximalen Ausführungszeit oder der Zahl an verwendeten Prozessorkernen).
- Ergebnisinterpretation erfolgt schließlich im letzten Block. Hier werden die Zustände der Variablen im Optimum festgehalten. Es kann eine Zusammenfassung oder Verarbeitung der Variablen und Parameter erfolgen, um die Auswertung des Ergebnisses zu erleichtern. Außerdem kann das Ergebnis mit einer gewünschten Formatierung in eine Ausgabedatei geschrieben werden.

4.1.1.1 Datentypen in GAMS

Set

Mit dem Namen 'Set' werden Indizes bezeichnet. Dies dient zum Ansprechen der Zellen eines Feldes. Variablen, Parameter und Tabellen sind solche Felder. Eine Variable oder ein Parameter können, eine Tabelle muss über Set(s) angesprochen werden. Ein Feld kann sich in jede Dimension nur über ein Set ausdehnen. In dieser Arbeit verwendete Sets sind z.B. die Zeitschritte oder die Kraftwerke.

Variable

Bei einer Variable handelt es sich um eine Größe, deren Wert erst durch die Optimierung festgelegt wird. Variablen können durch den Solver beliebige Werte erhalten, diese müssen jedoch innerhalb der festgelegten Grenzen liegen. Der Solver versucht nun jene Kombination von Variablenwerten zu finden, sodass das Ergebnis der Zielfunktion optimal wird. Den Variablen können Grenzen (also ein Minimum oder Maximum) gesetzt werden. Dazu stehen zwei Möglichkeiten offen: Der zulässige Wertebereich kann eingeschränkt werden oder die Grenzen werden in Form von Randbedingungen (also durch Ungleichungen) gesetzt.

Außerdem benötigt jede Variable einen Typ. Wenn keine ausdrückliche Spezifikation erfolgt (also per 'default') haben Variablen den Typ 'free' (Definitionbereich: $\{x \in \mathbb{N} \mid -\infty \leq x \leq \infty\}$). Wenn für eine Variable nur ein Teilbereich zulässig sein soll, so besteht die Möglichkeit, sie als 'positive' oder 'negative' zu deklarieren. Null ist in jeder der beiden Einschränkungen beinhaltet. Um Variablen auf ganzzahlige Werte einzuschränken, wird der Typ 'integer' verwendet. Weiters wird im Programm der Typ 'binary' verwendet, welcher nur zwei Zustände, also '0' und '1' zulässt.

Parameter

Bei Parametern handelt es sich um Größen, welche durch den Programmcode verändert werden können. Ihre Dimension ist durch die Anzahl an Sets festgelegt, in Abhängigkeit welcher sie definiert werden. Sie können während des Programmablaufs Werte zugewiesen bekommen. In der Phase der Optimierung sind sie jedoch als fix anzusehen. Das bedeutet, dass sie nicht mehr verändert werden dürfen, um ein "optimaleres" Gesamtergebnis zu erhalten.

Tabelle

In Tabellen werden ebenfalls Werte gespeichert. Sie können genau wie Parameter verändert werden. Der Unterschied ist nur, dass ihre Dimension durch Sets bestimmt werden muss.

Programmierbeispiel einer Tabelle:

Dies stellt eine dreidimensionale Tabelle mit dem Namen "test" dar. Die drei Dimensionen sind jeweils Sets, welche folgenden Inhalt haben:

- $a = \{a, b, c, d, e, f\}$
- $b = \{\text{Typ1}, \text{Typ2}, \text{Typ3}\}$
- $c = \{t1, t2, t3, t4, t5\}$

Table test(a, b, c) "Testbeschreibung"

	a	b	c	d	e	f
Typ1.t10	1	3	100	1.5	2.37	
Typ1.t20	1	3	150	1.4	2.36	
Typ2.t51	2	6	70	33.97	5.1	

Alle nicht definierten Set-Werte erhalten automatisch den Wert Null zugewiesen.

4.2 Beschreibung des verwendeten Solvers CPLEX

Um das aufgestellte Modell zu lösen, benötigt es einen Solver. In diesem Fall wurde ein Verfahren zur Lösung von Mixed Integer Problemen verwendet. Dies beinhaltet lineare Gleichungssysteme, welche sowohl ganzzahlige (also Integer), als auch binäre (also zweiwertige) Variablen aufweisen.

Die linearen Gleichungssysteme beinhalten die Zielfunktion, welche optimiert werden soll, sowie Nebenbedingungen, die berücksichtigt werden müssen, um das Problem genauer zu definieren. Nebenbedingungen können sowohl Gleichungen als auch Ungleichungen sein. Dabei gilt die mathematische Grundregel: Es müssen mindestens so viele unabhängige Gleichungen und Ungleichungen existieren, wie (unabhängige) Variablen vorkommen. Bei einem Gleichungssystem mit einer größeren Anzahl an (Un-) Gleichungen wie unabhängigen Variablen ist es notwendig, dass die Kombination der Gleichungen eine optimierbare Lösung erlaubt. Das Modell ist sonst nicht lösbar.

Der CPLEX Algorithmus verwendet ein duales SIMPLEX Verfahren (ein Typ der linearen Programmierung)¹ um die Optimierung durchzuführen. Ohne weitere Vorgaben wird automatisch eines von vier Lösungsverfahren ausgewählt (primal simplex algorithm, network optimizer, barrier algorithm, sifting algorithm). Wenn das Modell immer ähnliche Eingangsdaten besitzt kann es schneller sein, eines dieser Verfahren explizit zu verwenden. Sollte dieses Verfahren kein Ergebnis liefern, sollte auf den dualen Modus umgestellt werden. Das Verfahrens lässt sich in den Optionen des Solvers festlegen, wie u.a. auch die maximale Anzahl der Iterationen, die max. Ausführungszeit oder die Größe des Verzweigungsbaumes (siehe dazu die Erklärung des 'Branch and cut'-Algorithmus in der Fußnote).

Da in dieser Arbeit nur Modelle vom Typ 'mixed integer programming'(MIP) vorlagen, wird im Folgenden auch nur darauf eingegangen. Bei gemischt ganzzahliger Optimierung (MIP) wird ein 'branch and cut' Algorithmus² verwendet, welcher sehr zeit- und speicherintensiv ist, weswegen hier besonderes Augenmerk auf die Anzahl der Variablen und Gleichungen gelegt werden sollte. Es ist allerdings möglich mittels Verteilung der Rechenlast auf mehrere Prozessoren die Ausführungszeit zu verkürzen (vgl. MRB 2007, S. 2-3).

¹Dabei wird das Problem in 2 Lösungswege aufgespalten. Einen mit einem klassischen Simplex Verfahren zur Lösung der Gleichung und einem ohne Beschränkung des Lösungsbereichs. Damit wird vor allem die Anzahl an Iterationen im schlechtesten Fall reduziert. Vor allem bei Problemen mit großer Variablenzahl ist dieses Verfahren erheblich schneller (Paparrizos, Samaras, Stephanides 2001, S. 1).

²Bei einem 'Branch and Cut'-Algorithmus wird eine optimale Lösung des Problems ohne Beschränkungen berechnet. Diese werden in jedem Teilproblem hinzugefügt und dieses für sich gelöst. So entstehen viele Verzweigungen des Problems. Nicht vielversprechende Lösungen werden so bald als Möglich verworfen, um Speicher freizuschaffen (Hüftle 2006).

Bevor der Solver mit dem Lösen der Gleichungen beginnt, führt er eine ‚Infeasibility‘-Prüfung durch. Diese zeigt auf, welche Variablen durch die Gleichungen so eingeschränkt werden, dass die Lösung außerhalb des erlaubten Bereiches liegt. Die Ursache dafür kann eine unzulässige Größe der Eingangsdaten für das Modell oder eine „zu harte“ Nebenbedingung sein. Durch viele verschachtelte Nebenbedingungen (oft Ungleichungen) ist es möglich, dass nach Auflösen und Einsetzen aller Gleichungen ineinander (dies ist genau das, was im Pre-solve passiert) eine Ungleichung unerfüllbar ist. Beispielsweise hat dann eine Gleichung nach der 5. Substitution die Form: $x + 5 < 4$ bei einem positiven x . Danach wird der Parameter ermittelt, welcher für diese Unlösbarkeit verantwortlich ist. Sehr häufig tritt dies z.B. bei einem zeitlich ablaufenden Modell in den ersten Zeitschritten auf. Das richtige Setzen von Initialbedingungen und das Beachten von Index-Verweisen nur auf existierende Werte durch den Programmierer schafft hier Abhilfe. Mit dem Hinweis auf die Variable, welche die Unmöglichkeit hervorruft können die Eingangsdaten geprüft und aber auch logische Fehler im Modellaufbau leichter gefunden werden.

4.3 Optimierung

In diesem Abschnitt wird die Funktionsweise des Modells beschrieben.

Als Eingangsdaten dienen der Kraftwerkspark und der Verbrauch der zu optimierenden Region über eine Zeitperiode. Außerdem muss der Zustand des Parks zu Beginn der Simulation bekannt sein. Mit diesen Daten wird der Einsatz der Kraftwerke über den gesamten Zeitraum, unter einigen Voraussetzungen, berechnet, sodass die gesamten anfallenden Kosten minimal sind. Das Ergebnis der Simulation sind die Ausgangsleistungen jedes Kraftwerks zu jedem Zeitpunkt. Aus diesen Daten werden einige aussagekräftige Parameter (wie z.B. eine Merit Order) berechnet und in einer Datei festgehalten.

4.3.1 Zielsetzung der Optimierung

Mit diesem Modell sollen die Auswirkungen unterschiedlicher Kraftwerkeinsätze auf die Gesamtsystemkosten untersucht werden. Im Speziellen, wie sich die Merit Order verändern würde, wenn Faktoren wie Anfahrkosten, Anfahrzeiten oder Teillastwirkungsgrade berücksichtigt werden. Damit sollen die theoretischen Überlegungen aus Unterkapitel 3.2 nachgerechnet werden, also welche realen Auswirkungen diese Ansätze haben können. Vor allem soll aufgezeigt werden, wie sich die Einschaltpriorität eines Kraftwerks in einer dynamischen Merit Order verändert, also welche Kraftwerke unter Berücksichtigung von Anfahrkosten oder Teillastwirkungsgraden eingesetzt werden, obwohl bei einer statischen Betrachtung der Merit Order diese erst bei höherer Last zum Zug kommen würden. Die Veränderungen in der Merit Order durch diese Effekte und auch eine Betrachtung des Umfangs der Veränderung der Grenzkosten einzelner Kraftwerke sollen damit genauer untersucht werden.

4.3.2 Überblick über die einzelnen Programmteile

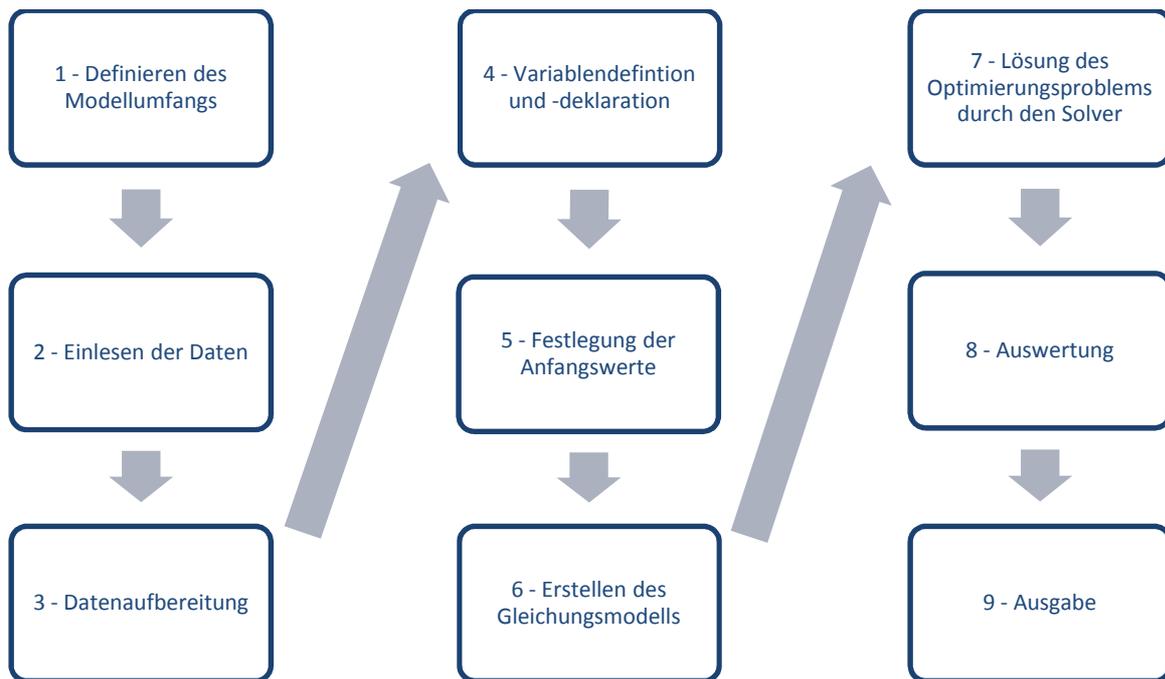


Abbildung 4.1 - Abfolge des GAMS-Programms

4.3.3 Begriffsdefinitionen

In diesem Abschnitt sollen die verwendeten Begriffe im Zusammenhang mit den Funktionsbeschreibungen erläutert werden. Diese Begriffe werden nur im Zusammenhang mit dieser Arbeit verwendet und stellen keinen Anspruch auf Universalität. Sie definieren nur kürzer und prägnanter bestimmte Begriffe.

4.3.3.1 Flag

Diese Bezeichnung ist synonym für eine binäre Variable. Es soll andeuten, dass der Zweck der Variable ist, etwas ein- oder auszuschalten bzw. einen Zustand anzuzeigen. Ein 'gesetztes' Flag ist also mit dem Variablenwert Eins gleichzusetzen.

4.3.3.2 Verbundene KW

Damit sind Kraftwerke gemeint, die etwas "verbindet". Eine Kraftwerksanlage wurde in Teilbereiche zerlegt, um die Modellierung bestimmter Eigenschaften dieser Anlage zu ermöglichen. Diese Teilbereiche werden im Modell als eigene Kraftwerke betrachtet (welche "verbunden" sind), alle Teilbereiche gemeinsam werden in diesem Zusammenhang dann Kraftwerksanlage genannt. Beispiele für verbundene Kraftwerke sind Pumpspeicherkraftwerke mit den Teilbereichen Turbine und Pumpe oder thermische Kraftwerke, bei denen die beiden Teilbereiche unterschiedliche Teillastbereiche darstellen. Verbundene Kraftwerke haben die gleiche 'ID'. Eine detaillierte Beschreibung findet sich in Abschnitt 5.1.1.

4.3.3.3 Periode

Damit wird das Zeitintervall zwischen zwei Zeitwerten der Eingangsdaten bezeichnet. Manche Teile des Programms setzen voraus, dass eine Periode einer Stunde entspricht.

4.3.4 Block 1 – Definieren des Modellumfangs

In GAMS muss der Umfang gewisser Größen fix, also statisch vorgegeben werden, vor allem trifft dies auf Sets und die Namen von Subroutinen oder Ausgabedateien zu. Aus diesem Grund wurden in einer Initialisierungsdatei diese Werte zusammengefasst. Damit können sie schnell und einfach geändert werden, ohne extra die betreffende Programmzeile suchen zu müssen und vielleicht eine solche Größe vergessen wird zu ändern.

In diesem Modell sind dies:

- Ordnerverzeichnis, in dem alle Dateien erzeugt, gelesen und ausgeführt werden sollen. Damit kann im Programm auf die Angabe eines kompletten Dateipfads verzichtet werden und es kann alleine mit dem Dateinamen operiert werden
- Name der Exceldatei und die genauen Zellen, in welchen die Eingangsdaten liegen, die für die Simulation verwendet werden sollen (siehe Abschnitt 4.3.5)
- Name der erzeugten Ausgabedatei, in der die Ergebnisse gespeichert werden
- Name der erzeugten Ausgabedatei, in der der Status des Modells nach Optimierung festgehalten wird
- Bezeichnungen aller Kraftwerke
- Aufzählung aller möglichen Zeitschritte
- Aufzählung aller positiven Zeitschritte
- Aufzählung aller negativen Zeitschritte
- Bezeichnung aller Verbraucher für die Simulation. Dies kann zur einfacheren Handhabung zur Ermittlung der Gesamtlast zu einem Zeitpunkt verwendet werden. Beispielsweise kann die Last jedes Landes, des Exports sowie des Imports je einem eigenen Verbraucher zugewiesen werden. Es muss jedoch betont werden, dass dieses Modell kein Netz hinterlegt hat
- laufende Nummer des letzten thermischen Kraftwerks, welches kein Speicher- oder Pumpspeicherkraftwerk ist
- laufende Nummer des Windkraftwerks
- laufende Nummer des Solarkraftwerks

Die letzten drei Punkte setzen eine Ordnung der Kraftwerke so voraus, dass die Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke als Letztes angeführt werden. Jedem Kraftwerk ist eine laufende Nummer zugeordnet, um es eindeutig ansprechen zu können. Die Festlegung dieser dient lediglich der Auswertung und hat keinerlei Einfluss auf die Korrektheit der Simulationsergebnisse.

Sämtliche Zeitschritte werden in positive und negative Zeitschritte unterteilt. Nur die positiven Zeitschritte werden optimiert, die negativen Zeitschritte hingegen dienen dem richtigen Festlegen von Anfangsbedingungen (siehe Abschnitt 4.3.8).

4.3.5 Block 2 – Einlesen der Daten

Dieses Programmelement liest die Eingangsdaten für die Simulation aus Excel ein. Dies passiert mit der Subroutine 'XLS2gms'. Es wird ein Zellbereich eines Registerblattes angegeben und der Inhalt dieser Zellen wird ins GAMS-Format konvertiert und mit diesen Daten werden Textdokumente erzeugt. Aus diesem Grund ist es notwendig, genau zu spezifizieren, welches Dokument den Inhalt welcher Zellen zugewiesen bekommen soll. Jedes Dokument wird nun mittels eines 'Include'-Befehls direkt in eine Tabelle eingefügt. Die verschiedenen Tabellen, in die die Daten importiert werden bestimmen auch den logischen Zusammenhang mit dem Inhalt der Daten.

Die logische Gliederung der Eingangsdaten erfolgt in folgenden Tabellen:

- die Charakteristika und Erzeugungswerte der Kraftwerke mit zeitlich variabler Maximalleistung (wie z.B. Laufwasserkraftwerke); welche Kraftwerke in diese Kategorie fallen, siehe Abschnitt 5.1.2, S. 94
- die Charakteristika und Erzeugungswerte der Kraftwerke mit zeitlich konstanter Maximalleistung (wie z.B. thermische Kraftwerke); welche Kraftwerke in diese Kategorie fallen, siehe die Abschnitte 5.1.3, S. 95 und 5.1.4, S. 98
- Charakteristika und Zuflusswerte der Speicherseen
- der Lastgang

Die Charakteristika beschreiben dabei die modellierungsrelevanten Eigenschaften aller Kraftwerke im simulierten Kraftwerkspark. Eine genaue Beschreibung folgt im nächsten Abschnitt. Auch die Eigenschaften der Speicherseen werden in diesem Abschnitt behandelt. Der Lastgang stellt dabei den Verlauf der Last im Simulationszeitraum dar.

Für die korrekte Ausführung der Optimierung ist es wichtig, dass alle Werte, welche zur Optimierung übergeben haben, die gleichen Bezugseinheiten besitzen. Wenn die beispielsweise Last in MWh angegeben ist, müssen auch alle verwendeten Zuflüsse in MWh (und nicht in kWh oder MJ) angegeben werden, auch die installierten Leistungen sind so in MW und die variablen Kosten in €/MWh anzugeben. Dies liegt daran, dass in GAMS nur Zahlen, aber keine Einheiten verarbeitet werden. Alle Werte müssen somit die gleiche Bezugseinheit besitzen.

4.3.5.1 Detailbeschreibung der Kraftwerkscharakteristika

In diesem Abschnitt soll definiert werden, welche Eigenschaften Kraftwerke und Speicherseen im Modell besitzen können. Die Gesamtheit der Eigenschaften eines Kraftwerks wird als seine Charakteristik bezeichnet. Es ist bei jeder Eigenschaft der zulässige Wertebereich bzw. Zeichenvorrat festgelegt. Programmiertechnisch wurden alle Eigenschaften in einem Set zusammengefasst.

Übersicht über die beteiligten Sets:

- **Kraftwerksbezeichnungen:** Diese haben die Form KW_x , wobei x die laufende Nummer des Kraftwerks repräsentiert. Alle zulässigen Kraftwerksbezeichnungen sind durch das Set in Abschnitt 4.3.4, S. 53 festgelegt.
- **Zeitschritte:** Diese haben die Form tx und tnx , wobei x die Zeitschritte durchnummeriert. tx wird für die positiven Zeitschritte verwendet, tnx für die negativen.

- **Kraftwerkscharakteristika:** In diesem Set werden alle Eigenschaften, die ein Kraftwerk im Modell beschreiben zusammengefasst (siehe folgender Absatz).
- **Speicherseecharakteristika:** In diesem Set werden alle modellrelevanten Eigenschaften der Speicherseen zusammengefasst.
- **Verbraucher:** Verbraucher haben die Form kn_x , wobei x die laufende Nummer des Verbrauchers darstellt. Dies stellt eine rein logische Unterteilung dar und ist nicht durch ein Netz belegt.
- **See:** Dieses Set ist ident mit den Kraftwerksbezeichnungen. Hierfür wird der Einfachheit halber auf die gleiche Bezeichnung zurückgegriffen.

Die Kraftwerkscharakteristika

Tabelle 4.1 - Eigenschaften von Kraftwerken im Modell

Bezeichnung	Erklärung
ID	<p>Die Identifikationsnummer einer Kraftwerksanlage. Damit wird die Möglichkeit geschaffen, verschiedene Kraftwerke der gleichen realen Kraftwerksanlage zuzuordnen. Dies ist der Fall bei den zwei Teilkraftwerken für die verschiedenen Teillast-Bereiche. Auch die Verknüpfung von (Pump-) Speicherkraftwerken und Speicherseen erfolgt auf diese Weise (siehe die Abschnitte 5.1.1, S. 90 und 5.1.4, S. 98).</p> <p>Typ: eindeutig (Also ein Zeichen, eine Zahl oder eine sonstige Zeichenkette, mit welcher nur eine Kraftwerksanlage bezeichnet ist)</p>
P_{\max}	<p>Die maximale Leistung, die ein Kraftwerk ans Netz liefern kann (oder im Falle von Pumpen - die ein Kraftwerk aus dem Netz beziehen kann). Bei Kraftwerken mit dargebotsabhängiger Erzeugung (wie Laufwasser-, Wind-, Solar-) sind dies die jeweiligen maximalen Stundenwerte. Für die Entstehung der verschiedenen Werte, siehe die Abschnitte 5.1.2, S. 94 und 5.1.3, S. 95.</p> <p>Typ: Positive Zahl</p>
Min	<p>Dies stellt den geringsten zulässigen Auslastungsgrad des Kraftwerks im Modell dar, für die Entstehung der Simulationsdaten siehe Abschnitt 5.2.7, S. 108.</p> <p>Typ: Prozentsatz \equiv Gleitkommazahl zwischen 0 und 100</p>
k_{var}	<p>Die variablen Kosten dieses Kraftwerks. Diese fallen pro eingespeister Einheit der Arbeit an (also z.B. pro MWh). Für die Berechnung dieser Kenngröße sei auf Abschnitt 5.2.7, S. 110 verwiesen. Da das Programm implizit mit Zeitschritten von einer Stunde rechnet, entspricht dies der Leistung.</p> <p>Ein Kraftwerk mit einer Einspeiseleistung in einem bestimmten Zeitschritt von 100 MW leistet dies über die gesamte Periode, also eine Stunde. Damit ergibt sich, dass die in dieser Periode ins Netz eingespeiste Arbeit dieses Kraftwerks 100 MWh beträgt. Bei variablen Kosten von einem € / MWh hat dieses Kraftwerk also variable Kosten von 100 €.</p> <p>Typ: Positive Gleitkommazahl</p>
Start	<p>Die Anfahrkosten des Kraftwerks. Diese werden bei jedem Wechsel vom ausgeschalteten in den eingeschalteten Zustand verrechnet. Sie werden zu den Gesamtkosten addiert und sind somit nicht von der erzeugten Arbeit des Kraftwerks in diesem Zeitschritt abhängig, sondern von seiner installierten Leistung.</p> <p>Typ: Gleitkommazahl</p>

Δt_k	<p>Die Zeit, die ein Kraftwerk zum Anfahren benötigt. Dabei sieht der Verlauf so aus, dass anfangs ein Kraftwerk zwar eingeschaltet ist, aber noch keine Leistung ins Netz einspeist und danach langsam Leistung liefert. Das bedeutet, dass die Anfahrkosten am Anfang dieser Zeitperiode anfallen. In der Realität ist dies die Entsprechung für die Kaltstartzeit (siehe dazu Abschnitt 5.1.3). Der hier erwartete Wert entspricht einer Anzahl an Perioden.</p> <p>Typ: Positive ganze Zahl</p>
Δt_H	<p>Die benötigte Zeit (in Perioden) für einen Heißstart. Die Leistungsänderung zwischen zwei Zeitschritten darf den Kehrwert dieser Zahl als Anteil an der Maximalleistung nicht übersteigen.</p> <p>Typ: Positive Gleitkommazahl</p>
Must-Run	<p>Wenn das Kraftwerk ein "Must-Run" Kraftwerk ist, muss dieses Flag gesetzt werden. Falls dies der Fall ist, so ist das Kraftwerk die komplette Simulationsdauer eingeschaltet und kann auch nicht ausgeschaltet werden.</p> <p>Typ: Binär (Also 0 oder 1)</p>
Anfang	<p>Dieses Flag muss gesetzt werden, falls das Kraftwerk beim Start der Simulation bereits läuft. Dies ist unbedingt notwendig, da in jedem Zeitschritt mit dem laufenden Kraftwerkspark die Last gedeckt werden muss, also auch im ersten Zeitschritt. Die Last zum Startzeitpunkt der Simulation muss also durch diesen Kraftwerkspark abgedeckt werden können, was bedeutet, dass die Summe der Minimalleistungen aller eingeschalteten Kraftwerke die Last nicht übersteigen darf. Ebenso muss die Summe der Maximalleistungen aller eingeschalteten Kraftwerke höher sein als die Last. Das Intervall zwischen minimal und maximal möglicher Gesamtleistung des Kraftwerksparks zum Startzeitpunkt muss also die Startnachfrage beinhalten.</p> <p>Typ: Binär (Also 0 oder 1)</p>
Pumpe	<p>Der Umwälzwirkungsgrad eines Pumpspeicherkraftwerks. Die genaue Entstehung dieses Werts ist in Abschnitt 5.1.4 nachzulesen. Außerdem ist ein Wert verschieden von Null ein Indikator dafür, dass es sich um den Pumpensatz eines Pumpspeicherkraftwerks handelt. Folglich müssen Turbinen bei diesem Merkmal eine Null aufweisen.</p> <p>Typ: Positive Gleitkommazahl zwischen 0 und 1</p>
Oberes	<p>Dieses Flag legt fest, dass es sich bei diesem Kraftwerk um den oberen Leistungsbereich einer Kraftwerksanlage handelt. Es ist also das kostengünstigere Teilkraftwerk. Die Methodik der Aufspaltung einer Kraftwerksanlage in zwei Teilkraftwerke ist in Kapitel 5.1.1 erklärt.</p> <p>Typ: Binär (Also 0 oder 1)</p>

Die Eigenschaften der Speicherseen

Tabelle 4.2 – Eigenschaften der Speicherseen im Modell

Bezeichnung	Erklärung
ID	Die Identifikationsnummer eines Speichersees. Alle Kraftwerke mit der gleichen ID bewirtschaften diesen Speichersee. Diese ID muss also mit mindestens einem Kraftwerk geteilt werden. Typ: eindeutig
Level _{anf}	Dies ist der Füllstand des Sees zum Beginn der Simulation in Prozent. Typ: Prozentsatz \equiv Gleitkommazahl zwischen 0 und 100
Level _{end}	Dies ist der Füllstand des Sees zum Ende der Simulation in Prozent. Die Speicherbewirtschaftung erfolgt solchermaßen, dass dieses Level am Ende der Simulation erreicht wird. Typ: Prozentsatz \equiv Gleitkommazahl zwischen 0 und 100
Zufluss	Dies ist der natürliche Nettozufluss zum See pro Periode. Er wird in Arbeitseinheiten angegeben (also z.B. in MWh). Durch die stündliche Basis des Modells kann dies aber wieder mit einer Leistung gleichgesetzt werden. Dieser Wert ist durch die nachfolgend aufgeführten Umstände beschränkt. Ein negativer Wert bedeutet, dass die Abflüsse die Zuflüsse übersteigen. In diesem Fall wird ein "auslaufender" See modelliert. Dieser Wert darf auf keinen Fall das Volumen des Speichersees übersteigen. Ein Wert, welcher höher ist als die maximale, verbundene Turbinenarbeit führt dazu, dass das Problem unlösbar wird. Typ: Gleitkommazahl
Volumen	Dies ist das Gesamtvolumen des Speichersees, angegeben in Arbeitseinheiten (also z.B. in MWh). Typ: Positive Gleitkommazahl

4.3.6 Block 3 – Datenaufbereitung

Um die Daten, welche in einem Format lt. Absatz 4.3.5.1 (S. 54) vorliegen, in Werte für die Optimierung zu konvertieren bedarf es einiger Veränderungen. Diese werden im Folgenden vereinfacht dargestellt.

1. *Hinzufügen eines nullten Zeitpunkts*

Für den Verbrauch und die dargebotsabhängige Erzeugung werden die Leistungswerte des ersten Zeitpunkts dupliziert und damit ein Zeitpunkt Null generiert, da ab Zeitpunkt Eins bereits mit der Optimierung begonnen werden soll und die Zustände des Kraftwerksparks zu Beginn der Simulation vorgegeben, und damit fixiert, sind.

2. *Extrapolation von Sets mit den wirklichen Eingabedaten*

Um zu bestimmen, bis zu welchem Zeitpunkt optimiert werden soll, wird ein extra Set angelegt, welches alle Zeitpunkte von Null bis zum letzten Zeitpunkt mit zugeordnetem Verbrauchswert enthält. Außerdem wird über die ID herausgefunden, welche Kraftwerksnummern modelliert werden sollen, da für nicht vergebene Kraftwerksbezeichnungen ja diese Eigenschaft Null ist.

Abschließend werden jene Kraftwerksanlagen, die durch zwei Teilkraftwerke modelliert sind (also einen Wirkungsgradverlauf im Teillastbetrieb besitzen), ebenfalls über die ID herausgefunden und diese Bezeichnungen in einem eigenen Set zusammengefasst. Dies passiert dadurch, dass in diesem Fall zwei Kraftwerke mit der gleichen ID existieren, von denen keines ein Pumpspeicherkraftwerk ist.

3. Festlegen des Leistungsgradienten in Leistungseinheiten

Der Leistungsgradient von Kraftwerken gibt die maximale Steigerungsrate der Leistung von einem Zeitschritt zum Nächsten an. Im Modell wird dies vor allem für die Simulation des Heißstarts benötigt. Der Leistungsgradient wird also so gewählt, dass während der Heißstartzeit die Kraftwerksleistung von Null bis zum Maximum anwächst. Der Leistungsgradient wird deswegen mit: $\Delta P = \frac{P_{max}}{\Delta t_H}$ aus den Eingangsdaten berechnet. Für $\Delta t_H < 1$ wird 1 als Faktor gewählt, da eine maximale Leistungsänderung von mehr als 100% der Maximalleistung während eines Zeitschritts keine Auswirkungen hat (die Ausgangsleistung des Kraftwerks ist ja mit der Maximalleistung beschränkt). Das hier verwendete P_{max} für Kraftwerke dargebotsabhängiger Erzeugung für diese Berechnung ist die höchste Erzeugung des gesamten Zeitraumes, womit immer sichergestellt ist, dass hier keine Beschränkung vorliegt, die die Maschine nicht tatsächlich hat. Da es sich bei diesen Leistungsangaben um Einspeiseleistungen handelt, wird damit ein Wert zur Berechnung herangezogen, der eine Näherung der installierten Leistung repräsentiert. Somit wird für beide Kraftwerkstypen das Gleiche berechnet. Anzumerken ist noch, dass diese Leistungsgradienten zu jedem Zeitpunkt und nicht nur während des Einschaltens gelten. Dies entspricht aber insofern der Realität, als dass ein Kraftwerk auch nicht in beliebig kurzer Zeit vom Teillastbetrieb in den Volllastbetrieb wechseln kann (vgl. Grimm 2007, S. 58).

4. Feststellen der "Totzeit" eines Kraftwerks (Δt_{K-H})

Es wird für jedes Kraftwerk berechnet, wie lange die "Totzeit" im Falle eines Kaltstarts ist. Dies ist die Zeit, in der ein Kraftwerk noch keine Leistung ans Netz abgibt. Dazu wird die Heißstartzeit von der Kaltstartzeit abgezogen. Eine eventuelle negative Totzeit wird verhindert. Sollte ein solcher Fall auftreten, so wird diese Zeit mit Null angenommen. Details zu den Auswirkungen dieser Art von Modellierung der Anfahrtzeit im Kaltstartfall siehe Abbildung 4.2 sowie Abschnitt 3.2.3.

Berechnung durch: $\Delta t_{K-H} = \Delta t_K - \Delta t_H$

5. Erstellen einer "Kosten"-Matrix

Da die Kraftwerksdaten für dargebotsabhängige und bedarfsgerechte Erzeugung in zwei verschiedenen Tabellen liegen und damit jedes Mal abgefragt werden muss, um welchen Typ es sich handelt, werden hier die variablen- und die Anfahrtkosten in eine X mal zwei Matrix geschrieben. X stellt dabei die Anzahl vorhandener Kraftwerke dar. Damit wird erreicht, dass die Zielfunktion sehr viel kompakter ist.

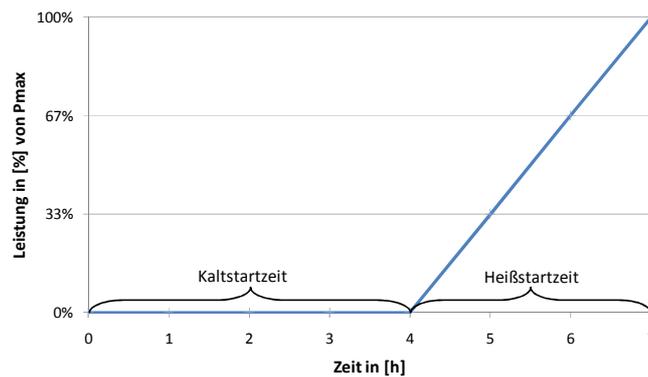


Abbildung 4.2 - Modellierung eines Kaltstarts

4.3.7 Block 4 – Variablendefinition und –deklaration

Tabelle 4.3 - Übersicht über die in GAMS verwendeten Variablen

Name	Definitionsmenge	Einheit	untere Grenze	obere Grenze
Kosten	Reelle Zahlen	€ / MWh	$-\infty$	∞
P (KW, t)	Reelle Zahlen	MW bzw. MWh	$-\infty$	∞
einschalten(KW, t)	Ganze Zahlen	-	-1	1
Füllstand(KW, t)	Positive, reelle Zahlen	MWh	0	Volumen
ein(KW, t)	binäre Zahlen	-	0	1
an(KW, t)	binäre Zahlen	-	0	1
ausschalten(KW, t)	binäre Zahlen	-	0	1
start(KW, t)	binäre Zahlen	-	0	1
Max(KW, t)	binäre Zahlen	-	0	1

Die Einheit der Leistung und auch sämtliche anderen Einheiten (wie Euro) sind nur die beispielhaft in dieser Arbeit verwendeten. Wie bereits erwähnt kennt GAMS aber keine Einheiten, sondern nur Werte, es wäre also möglich die Kosten in Pfund pro kWh anzugeben. Vor allem ist hier zu beachten, dass die Variable der Zielfunktion komplett unbeschränkt sein muss. Etwaige Einschränkungen müssen hier durch Nebenbedingungen getroffen werden.

4.3.8 Block 5 - Setzen der Anfangsbedingungen

In diesem Abschnitt wird behandelt, welche Einschränkungen für die Variablen getroffen werden müssen, bevor die Optimierung starten kann. Zumeist handelt es sich dabei um fixierte Werte zu gewissen Zeitpunkten. Die Reihenfolge dieser Programmblöcke ist entscheidend. Aus diesem Grund müssen beispielsweise zuerst die Leistungswerte aller Kraftwerke für negative Zeitpunkte mit Null fixiert werden und erst danach wird die Beschränkung für Kraftwerke, die bestimmten Kriterien entsprechen, aufgehoben.

1. *Fixierung aller Variablen von Kraftwerken ohne ID*

Hier werden die Werte aller oben genannten Variablen über alle Zeitpunkte mit Null fixiert, wenn für ein Kraftwerk keine Eingangsdaten existieren (dies ist dann ein Leerplatz, bei dem im Set lediglich die Kraftwerksbezeichnung existiert). Damit ist es möglich, einen Kraftwerkspark aus beliebig vielen Kraftwerken bestehen zu lassen, ohne jedes Mal im GAMS-Code die Anzahl der Kraftwerke zu ändern. Das Set, in dem alle Kraftwerke festgeschrieben sind, stellt also nur den höchstzulässigen Umfang dar. Dies ist notwendig, damit GAMS diese Variablen nicht einfach beliebig setzt, obwohl sie keinen Bezug zum Gleichungssystem haben. Dies kann durch den Annäherungsalgorithmus hervorgerufen werden. Da diese nicht vorhandenen Kraftwerke undefiniert sind, also auch keine Kosten verursachen (alle Eigenschaften der Kraftwerke sind auf Null gesetzt), ist es möglich, dass im optimalen Zweig der Lösung, zu Zeitpunkten an welchen keine Gleichungen existieren, eine Eigenschaft eines nicht vorhandenen Kraftwerks (beispielsweise die Ausgangsleistung) einen beliebigen Wert annimmt. Der Autor hat keinen anderen Weg gefunden, diese Anomalie zu beseitigen, da sonst Gleichungen über sämtliche Zeitpunkte nur für nicht vorhandene Kraftwerke geschaffen werden müssten, was nur die Laufzeit der Simulation erhöht. Diese beobachteten Effekte haben keine Auswirkung auf die Kosten oder das Gesamtsystem, können aber die Auswertung stören (durch Werte an Stellen, an denen eine Null erwartet wird) und die Fehlersuche erschweren.

2. *In allen negativen Zeitpunkten sind alle zu t_0 nicht laufenden Kraftwerke ausgeschaltet*

Zu allen Zeitpunkten, die GAMS nicht optimieren darf, muss auch Unveränderlichkeit geschaffen werden. Aus diesem Grund darf hier kein Kraftwerk eingeschaltet sein, welches nicht durch die Eingangsdaten als "laufend" gekennzeichnet wurde.

3. *"Must-Run" Kraftwerke laufen zu jedem Zeitpunkt*

Die Must-Run Kraftwerke müssen zu jedem Zeitpunkt eingeschaltet sein. Daran darf auch die Optimierung nichts ändern. Dies bedeutet, dass sie vom negativsten Zeitpunkt bis zum letzten positiven Zeitpunkt laufen.

4. *Setzen der "laufenden" Kraftwerke*

Alle Kraftwerke, die zu Beginn der Simulation laufen, haben dies auch schon in allen Zeitpunkten davor getan. Es werden alle 'ein'-Werte dieser Kraftwerke auf Eins gesetzt.

5. *"Erzwingen" eines Kaltstarts zu Simulationsbeginn*

Falls ein Kraftwerk nicht eingeschaltet war, muss es einen Kaltstart machen. Da keine Informationen darüber vorliegen wann das Kraftwerk zuletzt eingeschaltet war, werden diese Kraftwerke "gesperrt" bis diese Zeit verstrichen ist. Das bedeutet, dass die zugehörige 'ein'-Variable mit Null fixiert wird, bis die "Totzeit" verstrichen ist. Dies gilt natürlich nur für Kraftwerke, die am Anfang der Simulation nicht eingeschaltet sind (also jene, die eine Null bei der Eigenschaft 'Anfang' besitzen).

6. *Schätzung der Ausgangsleistung*

Um die Ausführungszeit zu beschleunigen, wird die Leistung der eingeschalteten Kraftwerke zum Zeitpunkt Null auf die Minimalleistung gesetzt. Bei Must-Run Kraftwerken wird dies konsequenterweise auf die komplette Laufzeit ausgedehnt, da sie zu jedem Zeitpunkt eingeschaltet sind und somit immer mindestens ihre Minimalleistung einspeisen müssen. Dies sind allerdings keine Fixwerte, sondern nur Startpunkte für die Optimierung.

7. *"Erzwingen" des Abschaltens bei Simulationseende*

Alle Zeitpunkte, denen kein Verbrauch (=Last) mehr zuzuordnen ist, sind für die Simulation nicht mehr relevant. Die meisten Randbedingungen sind somit auch nur für diesen Zeitraum definiert. Dies führt zur gleichen Situation, die im ersten Punkt dieser Aufzählung beschrieben ist, deswegen werden auch die Kraftwerksleistungen aller Kraftwerke für alle verbliebenen Zeitpunkte mit Null fixiert. Dies ist notwendig wegen den Must-Run Kraftwerken, die ja zu diesen Zeitpunkten einen Leistungswert besitzen. Es würde sonst zu der Situation kommen, dass alle Must-Run Kraftwerke eine Leistung ins Netz einspeisen, der aber kein Verbrauch gegenübersteht. Damit könnte die Nebenbedingung, dass die Erzeugung dem Verbrauch entsprechen muss nicht mehr erfüllt werden und das Programm würde mit einem Fehler terminieren.

8. Setzen der 'an'-Variablen

Da bereits viele Kraftwerke zu bestimmten Zeitpunkten eingeschaltet sind, muss natürlich auch die "verschobene" 'ein'-Variable, das 'an'-Flag, zu allen Zeitpunkten richtig gesetzt werden. Für Must-Run-Kraftwerke bedeutet dies, dass diese Variable über alle Simulationszeitpunkte gesetzt ist, für alle anderen Kraftwerke wird dieses Flag in allen negativen Zeitpunkten gesetzt. Damit werden die Einschaltkosten zum Zeitpunkt Null für laufende Kraftwerke vermieden (siehe dazu Kapitel 4.4.8 und 4.4.9).

9. Festlegen der Speicher-Füllstände

Es müssen abschließend auch die Anfangs- und Endwerte für die Speicherbewirtschaftung gesetzt werden. Zum Zeitpunkt Null wird der übergebene Prozentwert des Füllstandes in einen Arbeitswert umgerechnet und fixiert. Das Gleiche passiert mit dem gewünschten Füllstand am Ende der Simulation.

$$\text{Füllstand}(KW, t_0) = \frac{\text{Level}_{anf}}{100} \cdot \text{Volumen}$$

$$\text{Füllstand}(KW, t_{max}) = \frac{\text{Level}_{end}}{100} \cdot \text{Volumen}$$

4.3.9 Block 5 und 6 – Das Gleichungsmodell und der Solver

Für die Modellierung werden alle in Kapitel 4.4 aufgeführten und erklärten Gleichungen ins Modell eingebunden. Diese werden unter Verwendung von 'Mixed Integer Programming' (siehe oben) gelöst. Die Zielsetzung ist dabei, die Kosten aus der Erzeugung elektrischer Energie zu minimieren. Für die Ausführung wird festgelegt, dass bis zu vier Prozesskerne für die Berechnung verwendet werden dürfen, da dies die Ausführungszeit gegenüber der Standard-Einstellung von einem Kern erheblich beschleunigt. Außerdem wird die maximale Ausführungszeit auf 2000 Sekunden verdoppelt. Dies ist wichtig, da bei zu kurzen Zeiten oft keine optimale Lösung gefunden werden kann. Das ist damit zu begründen, dass die Simulation beendet wird, sobald die Abweichung vom analytisch berechneten Optimalwert weniger als 1% beträgt und die Ergebnisse umso besser werden, je länger das Programm ausgeführt wird. Durch den 'cut and branch'-Algorithmus ist es andernfalls möglich, dass die bestmögliche Lösung noch nicht betrachtet wurde und somit die Optimierung die 1% Grenze nie unterschreitet (MRB 2007).

4.3.10 Block 7 – Die Auswertung

Die Auswertung und Interpretation der Variablen kann ebenfalls durch GAMS erledigt werden. Die detaillierte Erklärung folgt in Kapitel 4.5.

Die in diesem Abschnitt aufgeführten Parameter sind alle auch in der Protokoll-Datei von GAMS einsichtig, es wird jedoch nur eine Auswahl davon in die Ausgabedatei geschrieben.

4.3.11 Block 8 - Die Ausgabedatei

Zur weiteren Verarbeitung und um das, in Zahlen vorliegende, Ergebnis visuell darzustellen, ist es notwendig die aussagekräftigsten Auswerte-Parameter in ein lesbares Format zu bringen. Dazu wurde der Typ der Ausgabedatei mit '.txt' gewählt. Der Inhalt sind die Parameter in Tabellenform, jeweils durch ein Komma getrennt, also im Comma Separated Value Standard (Rosenthal 2010, S. 140f). Wichtig ist hier zu erwähnen, dass, ohne zusätzliche Optionswahl für die beschriebene Datei, eine solche Datei von GAMS nur 130 Spalten hat. Dies ist für das Problem leider nicht ausreichend. Aus diesem Grund musste die Seitengröße angepasst werden, hier wurde der Wert 5000 gewählt.

4.3.11.1 Grundsätzliche Vorgehensweise beim Erzeugen von Ausgabedateien

In GAMS muss jeder einzelne Wert mittels eines 'put'-Befehls in die Datei geschrieben werden. Aus diesem Grund werden meist Schleifen verwendet, um die Ausgabe zu erzeugen. Das Textdokument kann in Verarbeitungsprogramme, wie z.B. Excel eingelesen und dort weiterverarbeitet werden. Wichtig ist hier die strikte Trennung der einzelnen Werte, dies wird in unserem Fall durch das Komma erreicht.

4.3.11.2 Parameter, die die Ausgabedatei enthält

In der folgenden Tabelle sind jene Parameter aufgeführt, die in die Ausgabedatei geschrieben werden. Zur Erläuterung, was diese Parameter bedeuten und wie sie berechnet werden, sei auf den Abschnitt 4.5 verwiesen.

Tabelle 4.4 - Parameter, die in die Ausgabedatei geschrieben werden

Gesamtkosten	$P(KW, t)$	Teillast(KW, t)
Gesamtkosten(t)	Anteil(KW, t)	$P_{MO}(KW, t)$
Kosten _{Durchschnitt} (t)	ein(KW, t)	$p_{M-P}(t)$
Kosten _{Durchschnitt+Aufschlag} (t)	einschalten(KW, t)	$p_{M+A}(t)$
Residual(t)	ausschalten(KW, t)	$k_{var, MO+A}(KW)$
Residuallast _{Speicher} (t)		$k_{var, MO+A0}(KW)$

4.4 Das Gleichungssystem

Da die Gleichungen einen so zentralen Teil der Modellierung darstellen widmet sich dieses Kapitel den einzelnen Gleichungen des Modells und beleuchtet sie im Detail.

4.4.1 Die Zielfunktion

$$\text{Kosten} = \sum_{t=0}^{t=\text{tmax}} \sum_{KW} P(KW, t) \cdot k_{\text{var}}(KW) + \text{start}(KW, t) \cdot k_{\text{Anfahr}}(KW) \quad (4.1)$$

t	Alle positiven Zeitpunkte des Sets 'Zeitschritte'.
t _{max}	Letzter Zeitpunkt, an dem der Lastgang einen Wert besitzt.
KW	Das Set, welches alle Kraftwerke mit ID beinhaltet.
P(KW, t)	Eine Variable, welche die Leistung eines Kraftwerks zum Zeitpunkt t repräsentiert. Dies entspricht der Arbeit der folgenden Periode, also von t bis zu t+1.
k _{var} (KW)	Ein Parameter, der die variablen Erzeugungskosten des Kraftwerks (in €/MWh) widerspiegelt.
start (KW, t)	Ein Flag, das zum Zeitpunkt, in dem ein Kraftwerk eingeschaltet wurde und zu dem damit die Anfahrkosten anfallen, Eins ist.
k _{Anfahr} (KW)	Ein Parameter, der die Anfahrkosten des Kraftwerks beinhaltet.

Über die Zielfunktion (4.1) werden die Gesamtkosten des Systems über alle Zeitpunkte und für alle Kraftwerke berechnet. Da als Zeitbasis (also als kleinste Zeiteinheit) eine Stunde gewählt wurde, entspricht in diesem Fall die Leistung P auch der Arbeit des Kraftwerks in diesem Zeitraum. Diese so definierten Gesamtkosten werden durch GAMS minimiert, indem die Leistungen zu jedem Zeitpunkt gewählt und die Häufigkeit des Anfahrens entsprechend gesetzt wird.

Dies erfolgt unter Beachtung aller, im Folgenden angeführten Nebenbedingungen.

Während des Optimierungsprozesses werden verschiedene Kombinationen von Variablenwerten durchprobiert. Die Kombination mit dem geringsten Kostenwert ist die Lösung. Viele Variablen müssen nicht in der Zielfunktion enthalten sein. Durch Schachtelung von Gleichungen ist es möglich, dass Variablen die Zielfunktion direkt oder indirekt beeinflussen die oftmaliges Einsetzen benötigen, bis sie in die Zielfunktion eingehen. Eine zu hohe Kraftwerksleistung ist in dieser Gleichung beispielsweise möglich; diese wird durch eine Nebenbedingung in ihrem Bereich beschränkt. Gleichungen, die keine Variablen beinhalten, welche in einer, mit der Zielfunktion verbundenen, Gleichung vorkommen stören das Modell nicht, werden aber somit auch keinem Optimierungsprozess unterworfen.

4.4.2 Nebenbedingungen für die Kraftwerksleistung

Es sind im Modell zwei verschiedene Typen von Leistungsbeschränkungen vorhanden: Die Beschränkung, wonach die Leistung kleiner oder gleich dem Maximum (oder Null) sein muss und dass sie größer oder gleich sein muss als das Minimum (oder Null). Für beide Typen werden drei Fälle unterschieden:

- Fall 1 - Die Maximalleistung ist von der Zeit abhängig

Im Falle dargebotsabhängiger Quellen (wie z.B. Wind- oder Wasserkraftwerke) für Kraftwerke ist die abgegebene Leistung von der Verfügbarkeit der Primärenergie abhängig. Im Falle von Windkraftanlagen ist dies beispielsweise die Windgeschwindigkeit. Damit ist die Obergrenze

definiert. Die Untergrenze wird durch die technische Umsetzung der Anlage festgelegt, meist entspricht sie dem Maximum.

- Fall 2 - Die Maximalleistung ist konstant

Die meisten konventionellen Kraftwerke werden mit konstanter Maximalleistung modelliert. Durch die Anlage ist ein Maximum an Leistung definiert, welche ins Netz gespeist werden kann. Die Untergrenze wird dadurch festgelegt, welche Leistung im Falle des Betriebes mindestens ausgegeben werden muss, damit die Anlage eingeschaltet wird. Die Erläuterungen zu diesem Umstand sind in Abschnitt 5.2.7, S. 108 zu finden.

- Fall 3 - Pumpspeicher

Im Falle von Pumpen eines Pumpspeicherkraftwerks sind alle Variablen der Gleichungen mit negativem Vorzeichen versehen. P_{\max} entspricht hier der Maximalleistung, welche aus dem Netz entnommen werden kann, das bedeutet, dass sie negativ ist. Würden die Leistungen von Pumpen in die Leistungsgleichungen thermischer Kraftwerke eingesetzt werden, könnten ihre Leistungen immer nur Null betragen. Dieser Umstand wird im Demonstrationsbeispiel erklärt.

4.4.2.1 Die Gleichungen

$$\text{Für alle } t > 0: P(KW, t) \leq P_{\max}(KW) \cdot \text{ein}(t, KW) \quad (4.2)$$

$$\text{Für alle } t > 0: P(KW, t) \geq \frac{\text{Min}(KW)}{100} \cdot P_{\max}(KW) \cdot \text{ein}(t, KW) \quad (4.3)$$

$P_{\max}(KW)$	Ein Parameter, der die installierte Leistung eines Kraftwerks widerspiegelt.
$\text{ein}(t, KW)$	Ein Flag, welches anzeigt, ob ein Kraftwerk zum Zeitpunkt 't' eingeschaltet ist.
$\text{Min}(KW)$	Die minimale Einschaltleistung eines Kraftwerks in Prozent wird durch diesen Parameter dargestellt.

Mit diesen beiden Gleichungen ((4.2) und (4.3)) in Kombination wird sichergestellt, dass sich die simulierte Leistung eines Kraftwerks innerhalb zulässiger Grenzen bewegt. Nur falls ein Kraftwerk ausgeschaltet ist, darf die Leistung Null betragen. Dies wird mit dem Flag 'ein' und die Verwendung der Operatoren \leq und \geq ermöglicht.

Diese Gleichungen werden, je nach Fall (1 bis 3), immer nur für die zutreffenden Kraftwerke überhaupt aufgestellt. Die beiden, hier angeführten, Gleichungen gelten ohne Abänderung nur für den 2. Fall. In alle Kraftwerke mit dargebotsabhängiger Einspeiseleistung muss die Maximalleistung durch einen zeitabhängigen Einspeisewert ersetzt werden, also $P_{\max}(KW)$ durch $P_{\max}(KW, t)$. Für den 3. Fall (Pumpen) gilt, dass die Maximalleistung negativ in die Formel eingeht, also $P_{\max}(KW)$ durch $-P_{\max}(KW)$ ersetzt werden muss und gemäß den Rechenregeln für Ungleichungen auch das Ungleichheitszeichen umgedreht werden muss. Das bedeutet, dass im GAMS sechs Gleichungen definiert werden müssen. Da diese aber quasi ident sind, wurde darauf verzichtet, jede einzelne hier aufzuführen.

4.4.2.2 Demonstrationsbeispiele

Parameter:

$$P_{max} = 100$$

$$\text{Min} = 50$$

$$t = t_1$$

Situationen:

- a) Die Leistung des Kraftwerks soll 150 betragen und ist damit zu groß

Gleichung (4.2) führt zu: $150 \leq 100 \cdot [0 / 1]$

Egal wie die Variable 'ein' gesetzt wird, diese Gleichung kann nie erfüllt werden.

Gleichung (4.3) führt zu: $150 \geq 50 \cdot [0 / 1]$

Diese Gleichung stellt keine Einschränkung für 'ein' dar.

In dieser Situation wird also eine Nebenbedingung verletzt und sie ist damit ausgeschlossen. Das Modell wäre somit nicht mehr lösbar.

- b) Die Leistung des Kraftwerks soll 30 betragen und ist damit zu klein

Gleichung (4.2) führt zu: $30 \leq 100 \cdot [0 / 1]$

Die Variable 'ein' würde immer auf 1 gesetzt werden.

Gleichung (4.3) führt zu: $30 \geq 50 \cdot [0 / 1]$

Die Variable 'ein' würde immer auf 0 gesetzt werden.

In dieser Situation müsste 'ein' gleichzeitig zwei Werte annehmen, diese Situation ist nicht zulässig. Das Modell wäre somit nicht mehr lösbar.

- c) Die Leistung des Kraftwerks soll 80 betragen und ist damit zulässig

Gleichung (4.2) führt zu: $80 \leq 100 \cdot [0 / 1]$

Die Variable 'ein' würde immer auf 1 gesetzt werden.

Gleichung (4.3) führt zu: $80 \geq 50 \cdot [0 / 1]$

Diese Gleichung stellt keine Einschränkung für 'ein' dar, das Kraftwerk wird dadurch weder gezwungen 1 noch 0 zu sein.

In diesem Fall nimmt 'ein' den Wert Eins an, das Kraftwerk wird somit als eingeschaltet angezeigt.

- d) Das Kraftwerk soll ausgeschaltet sein

Gleichung (4.2) führt zu: $0 \leq 100 \cdot [0 / 1]$

Diese Gleichung stellt keine Einschränkung für 'ein' dar.

Gleichung (4.3) führt zu: $0 \geq 50 \cdot [0 / 1]$

Die Variable 'ein' würde immer auf 0 gesetzt werden.

In diesem Fall wird 'ein' nicht gesetzt (Nimmt also den Wert Null an).

Auf diese Weise ist es möglich, dass mit einer binären Variable zwischen zwei Leistungsbereichen gewechselt werden kann.

Im Falle vom Pumpen wird das Ungleichheitszeichen gedreht und das Vorzeichen vor der Leistung mit Minus definiert.

Beispiel zu Pumpen:

Es soll eine Pumpleistung von 80 aus dem Netz entnommen werden

Gleichung (4.2) führt zu: $-80 \geq -100 \cdot [0 / 1]$

Die Variable 'ein' würde immer auf 1 gesetzt werden.

Gleichung (4.3) führt zu: $-80 \leq -50 \cdot [0 / 1]$

Diese Gleichung stellt keine Einschränkung für 'ein' dar, das Flag wird dadurch weder gezwungen 1 noch 0 zu sein.

In diesem Fall nimmt 'ein' den Wert Eins an, das Kraftwerk wird somit als eingeschaltet angezeigt.

4.4.3 Nebenbedingung für das Leistungsgleichgewicht

Diese Nebenbedingung stellt sicher, dass sich zu jedem Zeitpunkt die Aufbringung und der Verbrauch von elektrischer Energie die Waage halten.

$$\text{Für alle } t > 0: \sum_{KW} P(KW, t) = \sum_{\text{Verbraucher}} P(\text{Verbraucher}, t) \quad (4.4)$$

$P(\text{Verbraucher}, t)$ Ein Parameter, der der Last am Verbraucher zum Zeitpunkt 't' entspricht.

Dies entspricht der Arbeit der folgenden Periode, also von t bis zu t+1.

Mit dieser Gleichung (4.4) wird die Summenleistung des Kraftwerksparks zu jedem Zeitpunkt gebildet, um die Leistungen der einzelnen Kraftwerke richtig zu setzen. Diese Leistung muss dem Gesamtverbrauch zu diesem Zeitpunkt entsprechen. Die Last an jedem Verbraucher wird vor der Optimierung festgelegt. Es ist für die Simulation nicht unbedingt notwendig mehrere Verbraucher zu haben, erhöht aber das Erweiterungspotential (die notwendigen Adaptionen für eine Einbindung von Netzeigenschaften sind geringer). Außerdem wird es so ermöglicht, in der Simulation auch direkt den Anteil der einzelnen Verbraucher der Aufbringung gegenüberzustellen.

4.4.4 Nebenbedingungen für den Leistungsgradienten

Da die Simulation auch beinhalten soll, dass es Kraftwerken nicht möglich ist, innerhalb eines Zeitschritts vom ausgeschalteten Zustand in den Volllast-Betrieb umzuschalten (außer die Anfahrzeit ist kleiner als ein Zeitschritt) und nicht innerhalb eines Zeitschritts zu starke Leistungssprünge zu vollführen, musste eine softwaretechnische Umsetzung für die Implementierung von Heißstartzeiten gefunden werden. Da es mit dem verwendeten Solver nicht möglich ist, zwei Variablen multiplikativ zu verknüpfen, wurde der Ansatz von Leistungsgradienten gewählt. Dies würde dazu führen, dass das Modell endogen¹ wird und damit ein nichtlinearer Solver verwendet werden müsste. Probleme dieser Art müssen für jede Lösung mögliche Linearkombinationen beider Variablen austesten (vgl. Rosenthal 2010, S. 68ff). Damit wird die maximale Leistungserhöhung eines Kraftwerks pro Zeitschritt

¹ Dies bedeutet, dass die optimale Lösung nicht eindeutig sein kann, sondern ein Linearkombination aus beiden Variablen ist (vgl. Rosenthal 2010, S. 68ff).

festgelegt.

Auch hier wurden wieder zwei Fälle unterschieden: Kraftwerke und Pumpen. Dies liegt daran, dass die Leistungsänderung bei Pumpen negativ ist, während bei Kraftwerken eine positive Änderung vorliegt. Negative Leistungsgradienten bei Kraftwerken oder positive bei Pumpen werden damit nicht berücksichtigt.

$$\text{Für alle } t > 0: P(KW, t + 1) - P(KW, t) \leq \Delta P(KW) \quad (4.5)$$

Für alle $t > 1$ und obere therm. KW:

$$P(KW, t + 1) - P(KW, t) \leq \Delta P(KW) - \sum_{\text{verbundene KW}} P_{\text{unten}}(\text{verbundenes KW}, t+1) + \sum_{\text{verbundene KW}} P_{\text{unten}}(\text{verbundenes KW}, t) \quad (4.6)$$

$P(KW, t+1)$	Eine Variable, welche die Leistung eines Kraftwerks zum Zeitpunkt $t+1$ repräsentiert. Dies entspricht der Arbeit der folgenden Periode, also von $t+1$ bis zu $t+2$.
$P_{\text{unten}}(KW, t)$	Eine Variable, welche die Leistung eines unteren Kraftwerks zum Zeitpunkt 't' repräsentiert. Dies entspricht der Arbeit der folgenden Periode, also von t bis zu $t+1$.
$\Delta P(KW)$	Ein Parameter, der die maximale Leistungsänderung dieses Kraftwerks darstellt.

Hier (Gleichungen (4.5) und (4.6)) wird also die Differenzleistung des Kraftwerks zwischen zwei Zeitpunkten gebildet. Warum mit einem Zeitpunkt nach „vorne“ (also quasi in die Zukunft) verglichen wird, liegt daran, dass damit Fehler aufgrund von Nicht-Vorhandensein eines Wertes zu Beginn der Simulation vermieden werden. Fehler am Ende der Simulation entstehen keine, da die positiven Zeitpunkte über den letzten Zeitpunkt mit zugeordneter Last hinauslaufen und somit keine undefinierten Zustände auftreten. Diese Differenz wird mit dem festgelegten maximalen Leistungsschritt dieses Kraftwerks verglichen und muss kleiner sein als dieser. Falls von einem Zeitschritt zum nächsten die Grenze zwischen oberem und unterem Leistungsbereich überschritten wird, so muss zusätzlich berücksichtigt werden, dass die Leistungsänderung des Gesamtkraftwerks nur noch den verbliebene Teil des Leistungsgradienten betragen darf. Der maximale Leistungsschritt wird nicht direkt übergeben, sondern vor der Optimierung berechnet. Wie dies genau geschieht, siehe Abschnitt 5.1.3.

Für jedes thermische Kraftwerk müssen in diesem Zusammenhang drei Gleichungen erfüllt sein. Eine für das untere Kraftwerk und zwei für das obere.

4.4.4.1 Demonstrationsbeispiel

Parameter:

Maximalleistung des Gesamtkraftwerks: 100 MW

Grenze für den Teillastbetrieb: 60%

Heißstartzeit des Gesamtkraftwerks: 3 Stunden

⇒ Aufspaltung in zwei Kraftwerke: „unteres“ Kraftwerk: $P_{\max}(KW1) = 0,6 \cdot 100 = 60 \text{ MW}$

„oberes“ Kraftwerk: $P_{\max}(KW2) = 0,4 \cdot 100 = 40 \text{ MW}$

⇒ Aufteilung der Heißstartzeit: „unteres“ Kraftwerk: $\Delta t_H(KW1) = 0,6 \cdot 3 = 1,8 \text{ h}$

„oberes“ Kraftwerk: $\Delta t_H(KW2) = 0,4 \cdot 3 = 1,2 \text{ h}$

⇒ Berechnung der Leistungsgradienten:

„unteres“ Kraftwerk: $\Delta P(KW1) = \frac{60}{1,8} = 33,33 \text{ MW}$

„oberes“ Kraftwerk: $\Delta P(KW2) = \frac{40}{1,2} = 33,33 \text{ MW}$

Zeitlicher Verlauf der Kraftwerksleistungen:

Fall 1 – Heißstart unter Einhaltung aller Beschränkungen

In diesem Fall führt das Kraftwerk einen Heißstart durch, der sich innerhalb der Leistungsgrenzen bewegt.

Leistung \ Zeit	t1	t2	t3	t4
$P(KW1)+P(KW2)$	0	33	66	90
$P(KW1)$	0	33	60	60
$P(KW2)$	0	0	6	30

Gleichung (4.5): $P(KW1, t2) - P(KW1, t1) \leq \Delta P(KW1) \quad 33 - 0 \leq 33,33 \text{ MW}$

$P(KW2, t2) - P(KW2, t1) \leq \Delta P(KW2) \quad 0 - 0 \leq 33,33 \text{ MW}$

Gleichung (4.6): $P(KW2, t2) - P(KW1, t1) \leq \Delta P(KW1) - P(KW1, t2) + P(KW1, t1)$

$0 - 0 \leq 33,33 - 33 + 0$

In diesem Fall wird jede Gleichung erfüllt. Das obere Kraftwerk ist noch ausgeschaltet und dürfte seine Leistung lt. Gleichung (4.6) auch nur um 0,33 MW ändern.

Gleichung (4.5): $P(KW1, t3) - P(KW1, t2) \leq \Delta P(KW1) \quad 60 - 33 \leq 33,33 \text{ MW}$

$P(KW2, t3) - P(KW2, t2) \leq \Delta P(KW2) \quad 6 - 0 \leq 33,33 \text{ MW}$

Gleichung (4.6): $P(KW2, t3) - P(KW1, t2) \leq \Delta P(KW1) - P(KW1, t3) + P(KW1, t2)$

$6 - 0 \leq 33,33 - 60 + 33$

In diesem Fall wird jede Gleichung erfüllt. Das obere Kraftwerk speist die Differenz der Gesamtleistung zur Maximalleistung des unteren Kraftwerks ein, also sechs MW. Die Beschränkungen dieser Gleichungen erlauben dem oberen Kraftwerk nur 6,33 MW einzuspeisen.

$$\text{Gleichung (4.5): } P(KW1, t4) - P(KW1, t3) \leq \Delta P(KW1) \quad 60 - 60 \leq 33,33 \text{ MW}$$

$$P(KW2, t4) - P(KW2, t3) \leq \Delta P(KW2) \quad 30 - 6 \leq 33,33 \text{ MW}$$

$$\text{Gleichung (4.6): } P(KW2, t4) - P(KW1, t3) \leq \Delta P(KW1) - P(KW1, t4) + P(KW1, t3)$$

$$30 - 6 \leq 33,33 - 60 + 60$$

In diesem Fall wird jede Gleichung erfüllt. Das obere Kraftwerk speist 30 MW ein, die Leistungsänderung beträgt nur 24 MW bei höchstzulässigen 33,33 MW.

Fall 2 – Zu schneller Heißstart

In diesem Fall führt das Kraftwerk einen Heißstart durch, bei dem die Leistungsgradienten der Kraftwerke überschritten werden.

Fahrplan des Kraftwerks:

Leistung \ Zeit	t1	t2	t3	t4
P(KW1)+P(KW2)	0	40	70	80
P(KW1)	0	40	60	60
P(KW2)	0	0	10	20

$$\text{Gleichung (4.5): } P(KW1, t2) - P(KW1, t1) \leq \Delta P(KW1) \quad 40 - 0 \leq 33,33 \text{ MW f.A.}$$

$$P(KW2, t2) - P(KW2, t1) \leq \Delta P(KW2) \quad 0 - 0 \leq 33,33 \text{ MW}$$

$$\text{Gleichung (4.6): } P(KW2, t2) - P(KW1, t1) \leq \Delta P(KW1) - P(KW1, t2) + P(KW1, t1)$$

$$0 - 0 \leq 33,33 - 40 + 0$$

In diesem Fall wird die Gleichung (4.5) für das untere Kraftwerk verletzt (das Ergebnis der Ungleichung ist eine falsche Aussage). Das Kraftwerk wird seine Leistung also auf höchstens 33,33 MW erhöhen können. Das obere Kraftwerk könnte seine Leistung dadurch überhaupt nur verringern, nicht erhöhen (siehe Gleichung (4.6)).

$$\text{Gleichung (4.5): } P(KW1, t3) - P(KW1, t2) \leq \Delta P(KW1) \quad 60 - 33,33 \leq 33,33 \text{ MW}$$

$$P(KW2, t3) - P(KW2, t2) \leq \Delta P(KW2) \quad 10 - 0 \leq 33,33 \text{ MW}$$

$$\text{Gleichung (4.6): } P(KW2, t3) - P(KW1, t2) \leq \Delta P(KW1) - P(KW1, t3) + P(KW1, t2)$$

$$10 - 0 \leq 33,33 - 60 + 33,33 \quad 10 \leq 6,66 \text{ f.A.}$$

Die Leistungsgradienten jedes Teilkraftwerks werden eingehalten, aber der Leistungsgradient des Gesamtkraftwerks nicht. In diesem Fall wird jene Gleichung nicht erfüllt, die eine zu hohe Leistungssteigerung über die Maximalleistung des unteren Kraftwerks hinweg verhindern soll. Das obere Kraftwerk darf seine Leistung dadurch nur um 6,66 MW ändern, nicht um 10.

$$\text{Gleichung (4.5): } P(KW1, t4) - P(KW1, t3) \leq \Delta P(KW1) \quad 60 - 60 \leq 33,33 \text{ MW}$$

$$P(KW2, t4) - P(KW2, t3) \leq \Delta P(KW2) \quad 20 - 6,66 \leq 33,33 \text{ MW}$$

$$\text{Gleichung (4.6): } P(KW2, t4) - P(KW1, t3) \leq \Delta P(KW1) - P(KW1, t4) + P(KW1, t3)$$

$$20 - 6,66 \leq 33,33 - 60 + 60$$

In diesem Zeitschritt wird jede Gleichung erfüllt. Das obere Kraftwerk speist 20 MW ein, die Leistungsänderung beträgt nur 13,33 MW bei höchstzulässigen 33,33 MW.

4.4.5 Nebenbedingungen für die Speicherseen

Speicherkraftwerke haben im Kraftwerkspark eine besondere Stellung, die auch im Modell abgebildet werden muss, insbesondere die Einheit des Kraftwerks mit dem Speichersee muss beachtet werden. Dies wird durch zwei zusätzliche Gleichungen abgebildet.

4.4.5.1 Aktueller Füllstand

Für alle $t > 0$: $\text{Füllstand}(\text{See}, t+1) = \text{Füllstand}(\text{See}, t) + \text{Zufluss}(\text{KW}, t+1)$

$$\begin{aligned}
 & - \sum_{\text{verbundene KW}} P(\text{verbundenes KW}, t+1) \\
 & + \sum_{\text{verbundene KW}} [1 - \eta_{\text{Pump}}(\text{verbundenes KW})] \cdot P_{\text{Pump}}(\text{verbundenes KW}, t+1)
 \end{aligned} \tag{4.7}$$

Füllstand(See, t+1)	Variable, welche den Füllstand des Speichersees 'See' zum Zeitpunkt t+1 (in MWh) darstellt
Füllstand(See, t)	Variable, welche den Füllstand des Speichersees 'See' zum Zeitpunkt t (in MWh) darstellt
Zufluss(KW, t+1)	Parameter, der den natürlichen Zufluss in den Speichersee (in MWh) abbildet
$\eta_{\text{Pump}}(\text{verb. KW})$	Der Umwälzwirkungsgrad des gesamten Pumpzyklus, als Parameter festgelegt
$P(\text{verb. KW}, t+1)$	Variable: Leistung der, mit dem Speichersee verbundenen, Turbinen und Pumpen zum Zeitpunkt t+1
$P_{\text{Pump}}(\text{verb. KW}, t+1)$	Variable: Leistung der, mit dem Speichersee verbundenen, Pumpe zum Zeitpunkt t+1

Der Inhalt des Speichers nach einer Periode ist die Summe aus dem letzten Speicherstand, dem Zufluss und Pump-, sowie abzüglich Turbinenaktivitäten (4.7). Für den ersten Zeitpunkt gibt es keine Gleichung, aber dieser Pegel wird als IST-Größe dem Programm übergeben. Durch die Summenbildung werden alle mit dem See verbundenen Turbinen und Pumpen berücksichtigt. Die Leistung der hochgepumpten Leistung darf aber nicht voll eingehen, sondern muss um den Umwälzwirkungsgrad korrigiert werden.

4.4.5.2 Demonstrationsbeispiel

Simulationswerte:

$$\text{Anfangsstand} = 5000 \text{ MWh}$$

$$\text{Zufluss} = 10 \text{ MWh / Stunde}$$

$$P_{\text{Pump}}('t2') = -50 \text{ MWh}$$

$$P_{\text{Turbine}}('t3') = 100 \text{ MWh}$$

$$\eta_{\text{Pump}} = 0.8$$

zeitlicher Verlauf des Füllstands:

- $slevel(KW0,t1) = 5000 + 10 - 0 + (1 - 0.8) \cdot 0 = 5010$
- $slevel(KW0,t2) = 5010 + 10 - (-50) + (1 - 0.8) \cdot (-50) = 5060$
- $slevel(KW0,t3) = 5060 + 10 - 100 + (1 - 0.8) \cdot 0 = 4970$
- $slevel(KW0,t4) = 4970 + 10 - 0 + (1 - 0.8) \cdot 0 = 4980$

Im 1. Zeitschritt wird der Füllstand nur um den stündlichen Zufluss erhöht, im nächsten Zeitschritt wird der Füllstand des 1. Zeitpunkts um den Zufluss und die Pumpleistung erhöht, es werden jedoch die Verluste durch den Umwälzwirkungsgrad wieder abgezogen. Im 3. Zeitschritt wird der Zufluss zum aktuellen Füllstand addiert und die Turbinenleistung abgezogen. Im letzten Schritt wird zum Füllstand der Vorperiode wieder nur der Zufluss addiert.

4.4.5.3 Maximaler Speicherinhalt

Für alle $t > 0$: $Füllstand(See, t) \leq Volumen(See)$ (4.8)

Füllstand(See,t) ... Variable, welche den Füllstand des Speichersees 'See' (Welcher ein Set darstellt) zum Zeitpunkt t darstellt

Volumen(See) ... Ein Parameter, der den maximalen Füllinhalt des Speichersees (in Arbeitseinheiten – z.B. MWh) festlegt

Mit Gleichung (4.8) wird im Modell sichergestellt, dass nicht zu hohe Mengen an Wasser in den See gepumpt werden. Diese Energie würde sonst verloren sein. Da die Variable Füllstand als 'positiv' definiert wurde, kann es auch nicht passieren, dass der Füllstand negative Werte annimmt.

4.4.6 Nebenbedingung für Pumpspeicherkraftwerke

Da im Modell die Pumpen jeden möglichen Leistungswert annehmen dürfen, wurde so die Möglichkeit eines hydraulischen Kurzschlusses bereits abgedeckt und somit muss hier eine Einschränkung getroffen werden. Bei einem hydraulischen Kurzschluss sind die Pumpe und die Turbine gleichzeitig in Betrieb. Damit wird erreicht, dass die schlecht regelbare Pumpe im optimalen Leistungsbereich arbeitet und ein Teil des Wassers ständig zwischen Turbine und Pumpe zirkuliert. Nur das "Restwasser" wird in den Speichersee gepumpt. (vgl. Heninger, Spitzer 2009, S. 27). Aus Netzsicht ist somit eine Pumpe geschaffen, die eine beliebige Leistung aus dem Netz beziehen kann. Da in dieser Arbeit eine Pumpspeicherkraftwerksanlage im Bereich zwischen $-P_{Pump}$ und $+P_{Turbine}$ jeden Leistungswert annehmen kann (ausgenommen den Bereich um Null, der durch die Minimalleistungen definiert ist), ist es natürlich nicht zielführend, gleichzeitig zu turbinieren und zu pumpen. Wäre dies der Fall würde gleichzeitig Leistung im Netz benötigt werden und überschüssig sein. Diese Fälle schließen sich aber aus. Der Umwälzwirkungsgrad wirkt hier unterstützend, da bei gleichzeitigem Betrieb quasi Energie vernichtet wird. Der ausschließliche Betrieb wird durch diese Gleichung sichergestellt:

Für alle $t > 0$: $\sum_{verbundene\ KW} ein(t+1, verbundes\ KW) \leq 1$ (4.9)

$ein(t+1, verb. KW)$... Ein Flag, welches anzeigt, ob ein Kraftwerk zum Zeitpunkt ,t+1' eingeschaltet ist

Durch Gleichung (4.9) darf immer nur ein, mit dem gleichen Speichersee verbundenes, Kraftwerk eingeschaltet sein. Es wird erst bei $t+1$ zu zählen begonnen, da der Zeitpunkt Null vordefiniert ist darf hier auch keine Speicher- oder Pump-Aktivitäten optimiert werden. Falls ein Speicher- oder Pumpspeicherkraftwerk zu Simulationsbeginn laufen soll, so wird dies über die Eingangsbedingungen ('Anfang') festgelegt.

4.4.7 Nebenbedingung für leistungsabhängige Wirkungsgrade

Da Kraftwerke nicht über den kompletten Leistungsbereich den gleichen elektrischen Wirkungsgrad haben, soll diese Eigenschaft auch im Modell abgebildet werden. Der theoretischen Hintergrund dazu wurde in Abschnitt 5.1.1 aufgearbeitet. Es gibt also zwei Teilkraftwerke, welche das Gesamtkraftwerk repräsentieren. Das „obere“ der beiden Kraftwerke hat den höheren Wirkungsgrad und damit auch geringere variable Kosten (Beispiel siehe Abbildung 4.3). Um zu verhindern, dass dieses Kraftwerk bevorzugt eingeschaltet wird, muss zuerst das „untere“, also teurere, Kraftwerk 100% seiner Leistung liefern. Um zu verhindern, dass bei Kraftwerken mit längerer Anfahrzeit (größer eine Zeiteinheit) das Kraftwerk in einem Zug komplett hochgefahren wird, muss außerdem gelten, dass die gesamte Leistungsänderung beider Kraftwerke den Leistungsgradienten nicht übersteigen darf. Dafür sind zwei Gleichungen notwendig, die im Anschluss erklärt werden.

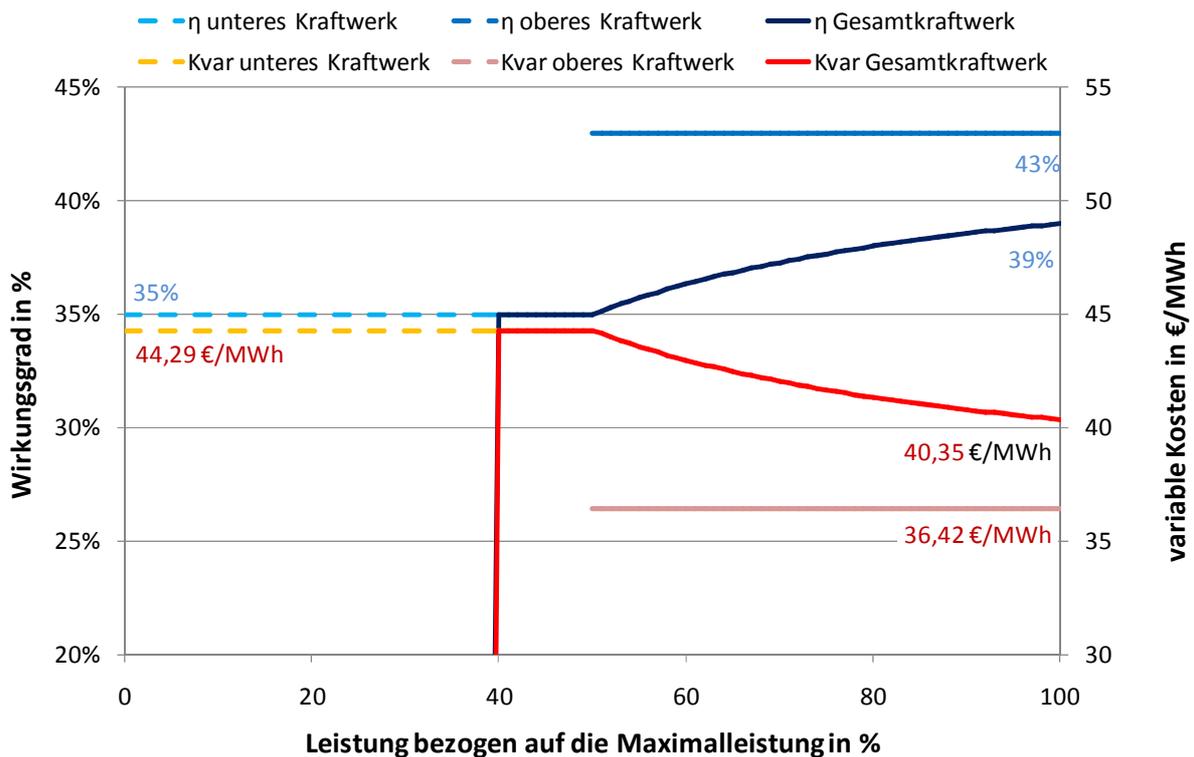


Abbildung 4.3 - Verlauf der variablen Kosten und des Wirkungsgrads zweier Teilkraftwerke einer Kraftwerksanlage

4.4.7.1 Feststellen des Vollastbetriebs des „unteren“ Kraftwerks

$$\text{Für alle } t > 0 \text{ und therm. KW: } P(KW, t) \geq P_{max}(KW) \cdot \text{Max}(KW, t) \quad (4.10)$$

$\text{Max}(KW, t)$ Ein Flag, welches anzeigt, ob ein Kraftwerk zum Zeitpunkt 't' auf 100% läuft

Diese Gleichung (4.10) ist zweckmäßigerweise nur für die thermischen Kraftwerke definiert, also solche, bei denen der Wirkungsgradverlauf über den Leistungsbereich einer erheblichen Kostenänderung (durch erhöhten Brennstoffeinsatz) gegenübersteht. Nur wenn die aktuelle Leistung des Kraftwerks die Maximalleistung erreicht wird das Flag gesetzt. Unter der Maximalleistung in diesem Zusammenhang versteht man das Maximum des jeweils betrachteten Kraftwerks und nicht die Leistung der Kraftwerksanlage bei Vollast.

Hervorzuheben ist, dass das Setzen dieses Flags nur eine "Kann-Option" für die Optimierung darstellt. 'Max' wird aber gesetzt werden, wenn es die günstigste Option darstellt, die Leistung durch zuschalten des oberen Kraftwerks zu erhöhen. Da das untere Kraftwerk immer höhere variable Grenzkosten hat als das obere, wird dies durch den Kostenminimierungsansatz sichergestellt. Wie durch die Theorie in Abschnitt 3.2.2, S. 41 erläutert, führt dies dazu, dass eine Kraftwerksanlage nach Möglichkeit im Vollastbetrieb (also mit beiden fiktiven Kraftwerken auf Maximalleistung) gefahren wird.

4.4.7.2 Einschaltbedingung für die „oberen“ Kraftwerke

Für alle $t > 0$ und "obere" therm. KW:

$$\text{ein}(t, KW) \leq \text{Max}(\text{verbundenes "unteres" KW}, t) \quad (4.11)$$

Ein "oberes" Kraftwerk darf nur eingeschaltet sein, wenn sein "unteres" Kraftwerk (also jenes mit der gleichen ID) im aktuellen Zeitschritt auf 100% läuft (4.11).

4.4.7.3 Demonstrationsbeispiel

Simulationswerte:

Maximalleistung des Kraftwerks: 100 MW

Grenze für den Teillastbetrieb: 60%

⇒ Aufspaltung in zwei Kraftwerke: „unteres“ Kraftwerk: $P_{\max}(KW1) = 60$ MW

„oberes“ Kraftwerk: $P_{\max}(KW2) = 40$ MW

Betrachtung des Leistungsverlaufs über vier Perioden

Ablauf:

$$P(t1) = 30 \text{ MW}$$

Gleichung (4.10): $30 \geq 60 * \text{Max}(KW1, t1)$ 'Max' muss Null sein

Gleichung (4.10): $0 \geq 40 * \text{Max}(KW2, t1)$ 'Max' muss Null sein

Gleichung (4.11): $\text{ein}(KW2, t1) \leq 0$ 'ein' muss Null sein

Da das untere Kraftwerk seine Maximalleistung noch nicht erreicht hat, darf das obere Kraftwerk nicht eingeschaltet werden.

P(t2) = 60 MW

Gleichung (4.10): $60 \geq 60 * \text{Max}(KW1, t2)$ 'Max' darf Null oder Eins sein

Gleichung (4.10): $0 \geq 40 * \text{Max}(KW2, t2)$ 'Max' muss Null sein

Gleichung (4.11): $\text{ein}(KW2, t2) \leq 0$ 'ein' ist abhängig vom Wert von 'Max'

Das untere Kraftwerk läuft mit seiner maximalen Leistung, damit darf das obere Kraftwerk eingeschaltet werden. Sollte das 'Max'-Flag nicht gesetzt werden obwohl das untere Kraftwerk auf maximaler Leistung läuft, gibt es wohl eine günstigere Alternative in diesem Zeitschritt Energie zu erzeugen.

P(t3) = 80 MW

Gleichung (4.10): $60 \geq 60 * \text{Max}(KW1, t3)$ 'Max' muss Eins sein

Gleichung (4.10): $20 \geq 40 * \text{Max}(KW2, t3)$ 'Max' muss Null sein

Gleichung (4.11): $\text{ein}(KW2, t3) \leq 1$ 'ein' darf Eins sein

Wenn eine Leistung gebraucht wird, die höher ist als jene des unteren Kraftwerks, so wird das 'Max'-Flag gesetzt und damit darf das obere Kraftwerk eingeschaltet werden. Es wird auch eingeschaltet werden, da die Leistung benötigt wird.

P(t4) = 50 MW

Gleichung (4.10): $50 \geq 60 * \text{Max}(KW1, t4)$ 'Max' muss Null sein

Gleichung (4.10): $0 \geq 40 * \text{Max}(KW2, t4)$ 'Max' muss Null sein

Gleichung (4.11): $\text{ein}(KW2, t4) \leq 0$ 'ein' muss Null sein

Sollte die Leistung wieder unter P_{\max} des unteren Kraftwerks fallen, so muss das obere Kraftwerk automatisch ausgeschaltet werden. Damit das obere Kraftwerk eine Leistung verschieden von Null einspeisen kann, muss gleichzeitig das untere Kraftwerk die Maximalleistung erreicht haben.

4.4.8 Nebenbedingung für den Zeitverzug

Durch diese Nebenbedingung wird es ermöglicht, dass ein Kraftwerk eingeschaltet ist, aber keine Leistung ans Netz liefert (durch Gleichung (4.3) müsste ein eingeschaltetes Kraftwerk immer die Minimalleistung ins Netz einspeisen). Ein derartiges Verhalten tritt z.B. bei einem Kaltstart auf. Da die 'ein'-Variable direkt an die Leistungslieferung ins Netz gebunden ist, muss hier eine neue Variable geschaffen werden.

$$\text{Für alle } t > \Delta t_{K-H}: \text{an}(t - \Delta t_{K-H}, KW) = \text{ein}(t, KW) \quad (4.12)$$

$\text{an}(t - \Delta t_{K-H}, KW)$... Dieses Flag zeigt an, ob das Kraftwerk hochfährt oder bereits läuft. Es ist Null, falls das KW aus ist. Die letzten Δt_{K-H} -Perioden der Laufzeit ist es bereits auf Null, obwohl das Kraftwerk noch eingeschaltet ist.

Die Gleichung (4.12) stellt ebenso sicher, dass die Kraftwerke am Anfang des Programms ihre Kaltstartzeit brauchen, um hochzufahren (nicht nur die Heißstartzeit), da ja keine Aussage darüber getroffen werden kann und somit von der längeren Hochfahrzeit ausgegangen werden muss. Diese Gleichung ist über sämtliche Zeitpunkte, also auch über die negativen, definiert. Dadurch wird erreicht, dass am Anfang keine Einschaltkosten verrechnet werden, da Kosten nur für positive

Zeitpunkte anfallen. Dieses Flag bildet die Grundlage für die Verrechnung der Anfahrkosten, wie in Kapitel 4.4.9 ausgeführt.

4.4.9 Nebenbedingungen für die Anfahrkosten

Mit diesen Gleichungen soll festgestellt werden, wann ein Kraftwerk ein- oder ausschaltet. Beim Einschalten soll ein Flag gesetzt werden, um die Anfahrkosten (des Kaltstarts) dieses Kraftwerks zu verrechnen. Dafür sind drei Gleichungen notwendig.

$$\text{Für alle } t \text{ und } KW: an(KW, t) - an(KW, t - 1) = einschalten(KW, t) \quad (4.13)$$

$$\text{Für alle } t \text{ und } KW: an(KW, t - 1) - an(KW, t) \leq ausschalten(KW, t) \quad (4.14)$$

$$\text{Für alle } t \text{ und } KW: start(KW, t) = einschalten(KW, t) + ausschalten(KW, t) \quad (4.15)$$

$an(KW, t)$...	Ein Flag, welches anzeigt, ob ein Kraftwerk zum Zeitpunkt 't' anfährt oder läuft. Es ist Null, falls das KW aus ist
$einschalten(KW, t)$...	Eine 3-wertige Variable, bei der '1' bedeutet, dass ein Kraftwerk zum Zeitpunkt 't' eingeschaltet wird, '0' einen unveränderten Zustand widerspiegelt und '-1' anzeigt, dass das Kraftwerk ausgeschalten wird
$ausschalten(KW, t)$...	Ein Flag, welches anzeigt, dass ein Kraftwerk zum Zeitpunkt 't' ausgeschalten wird
$start(KW, t)$...	Flag, das anzeigt, wenn in dieser Periode eingeschaltet wird.

Sämtliche Gleichungen ((4.13), (4.14), (4.15)) dienen nur der Verrechnung der Anfahrkosten. Es muss also ein Weg gefunden werden, zuverlässig festzustellen, wenn ein Kraftwerk eingeschalten wird. Wenn allerdings nur die erste Gleichung (4.13) verwendet werden würde, werden im Falle des Ausschaltens negative Kosten verrechnet (da 'an' den Wert '-1' annimmt). Wird der Wertebereich der Einschaltvariable mit $[0 / 1]$ eingeschränkt, so würde ein Ausschalten des Kraftwerks nicht mehr möglich sein, da Gleichung (4.13) einen Wert von '-1' für 'einschalten' fordern würde. Aus diesem Grund wurde für den Fall des Ausschaltens ein Kompensator geschaffen, der durch Gleichung (4.14) definiert wird. Die 'ausschalten' – Variable stellt den inversen Wert zu 'einschalten' dar. Durch die Ungleichung muss diese Variable aber nicht dreiwertig sein. Das 'ausschalten'-Flag ist damit Eins, wenn 'einschalten' den Wert '-1' annimmt und Null bei unverändertem Zustand und beim Einschalten. Zu betonen ist hier, dass dies nicht zum Zeitpunkt des Ausschaltens passiert, sondern um Δt_{k-H} versetzt. Das Setzen dieses Flags stellt nur eine KANN-Bedingung dar, reduziert aber die Kosten und wird somit durch die Optimierung gesetzt.

Zur besseren Übersicht über diese verbal beschriebenen Verknüpfungen der Gleichungen miteinander; im Anschluss die Wahrheitstabelle aller beteiligten Zustandsvariablen.

Tabelle 4.5 - Wahrheitstabelle zur Verrechnung der Anfahrkosten

Aktion	'einschalten'	'ausschalten'	'start'	Kommentar
Ausschalten	-1	0	-1	unmöglicher Zustand
Unverändert	0	0	0	keine Kosten
Einschalten	1	0	1	Anfahrkosten fallen an
Ausschalten	-1	1	0	keine Kosten
Unverändert	0	1	1	Anfahrkosten fallen an
Einschalten	1	1	2	unmöglicher Zustand

Das Flag 'start' ist multiplikativ mit den Anfahrkosten verknüpft und ein Wert von eins führt aus diesem Grund zur Verrechnung der Anfahrkosten. "Unverändert" bedeutet in diesem Zusammenhang, dass sich der Zustand des Kraftwerks nicht ändert, es bleibt von einem Zeitschritt zum nächsten entweder ein- oder ausgeschaltet. Die beiden unmöglichen Zustände können nicht auftreten, da sie die Gleichungen nicht erfüllen. Sie sind aber Teil einer vollständigen Wahrheitstabelle und können damit nicht weggelassen werden.

4.4.9.1 Demonstrationsbeispiel

Simulationswerte:

Zeitversatz: $\Delta t_k = 3$

angenommener Betrieb des Kraftwerks:

t	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9
'ein'	0	0	0	0	0	1	1	1	0	0
'an'	0	0	1	1	1	0	0	x	x	x

Ausführung der Variablengleichungen:

t = 0:

$$\text{Gleichung (4.13): } an(KW1, 't0') - an(KW1, ?) = einschalten('t0') \quad 0 - x = x$$

$$\text{Gleichung (4.14): } an(KW1, ?) - an(KW1, 't0') \leq ausschalten('t0') \quad x - 0 \leq x$$

$$\text{Gleichung (4.15): } start(KW1, 't0') = einschalten('t0') + ausschalten('t0') \quad x = x + x$$

x stellt dabei einen undefinierten Zustand dar. In diesem Fall ist dies eine Referenz auf einen nicht vorhandenen Zeitpunkt. Somit sind die Werte von 'einschalten' und 'ausschalten' nicht definiert und daraus ergibt sich ein undefinierter Zustand für 'start'. Aus diesem Grund ist es auch wichtig, die Gleichungen bereits bei negativen Zeiten beginnen zu lassen. Alles das zu diesen Zeitpunkten passiert hat keine Auswirkung auf die Kostengleichung.

t = 1:

$$\text{Gleichung (4.13): } an(KW1, 't1') - an(KW1, 't0') = einschalten('t1') \quad 0 - 0 = 0$$

$$\text{Gleichung (4.14): } an(KW1, 't0') - an(KW1, 't1') \leq ausschalten('t1') \quad 0 - 0 \leq [0/1]$$

$$\text{Gleichung (4.15): } start(KW1, 't1') = einschalten('t1') + ausschalten('t1') \quad [0/1] = 0 + [0/1]$$

In diesem Fall ist durch Gleichung (4.14) nicht festgelegt, welchen Wert 'ausschalten' annehmen muss. Die Ungleichung ist für beide Zustände erfüllt. Da ein gesetztes 'start' Flag aber Kosten verursacht, wird dieses nicht gesetzt werden.

t = 2:

$$\text{Gleichung (4.13):} \quad an(KW1, 't2') - an(KW1, 't1') = \text{einschalten}('t2') \quad 1 - 0 = 1$$

$$\text{Gleichung (4.14):} \quad an(KW1, 't1') - an(KW1, 't2') \leq \text{ausschalten}('t2') \quad 0 - 1 \leq [0/1]$$

$$\text{Gleichung (4.15):} \quad \text{start}(KW1, 't2') = \text{einschalten}('t2') + \text{ausschalten}('t2') \quad 1 = 1 + [0/1]$$

Auch hier ist 'ausschalten' nicht fix bestimmt. Da 'start' aber nur die Werte Null und Eins annehmen kann, ist damit indirekt auch 'ausschalten' mit Null fixiert.

An dieser Stelle ist zu erwähnen, dass Gleichung (4.15) eingespart werden könnte, da die Minimierungsbedingung für 'start' in diesem Fall auch zu Wert Eins führen würde. Hier wäre aber der letzte Eintrag in der Wahrheitstabelle (Tabelle 4.5) zulässig. Diese Gleichung erhöht aber die Übersichtlichkeit und führt außerdem zu einer Reduktion der Freiheitsgrade der Optimierung. Dies sollte zu einer schnelleren Ausführungszeit führen.

t = 3:

$$\text{Gleichung (4.13):} \quad an(KW1, 't3') - an(KW1, 't2') = \text{einschalten}('t3') \quad 1 - 1 = 0$$

$$\text{Gleichung (4.14):} \quad an(KW1, 't2') - an(KW1, 't3') \leq \text{ausschalten}('t3') \quad 1 - 1 \leq [0/1]$$

$$\text{Gleichung (4.15):} \quad \text{start}(KW1, 't3') = \text{einschalten}('t3') + \text{ausschalten}('t3') \quad [0/1] = 0 + [0/1]$$

Für diesen Zeitschritt gilt das Gleiche, wie für Zeitschritt 1. Da keine Zustandsänderung eintritt, ist 'einschalten' Null und damit 'ausschalten' nur durch die Minimierungsbedingung mit Null bestimmt.

t = 4:

Dieser Zeitschritt ist ident mit dem dritten.

t = 5:

$$\text{Gleichung (4.13):} \quad an(KW1, 't5') - an(KW1, 't4') = \text{einschalten}('t5') \quad 0 - 1 = -1$$

$$\text{Gleichung (4.14):} \quad an(KW1, 't4') - an(KW1, 't5') \leq \text{ausschalten}('t5') \quad 1 - 0 \leq 1$$

$$\text{Gleichung (4.15):} \quad \text{start}(KW1, 't5') = \text{einschalten}('t5') + \text{ausschalten}('t5') \quad 0 = -1 + 1$$

In diesem Zeitschritt treten zwei Besonderheiten der Variablenzustände gleichzeitig auf. Erstens sieht man, dass das 'ausschalt'-Flag nicht beim Ausschalten gesetzt wird, sondern um Δt_k Zeitschritte früher (und damit nicht den Zeitpunkt des Ausschaltens anzeigt) und zweitens, dass zu diesem Zeitpunkt das 'ausschalten'-Flag dazu benutzt wird, um das 'einschalten'-Flag zu kompensieren. Dies führt dazu, dass in diesem Fall keine negativen Kosten anfallen. Negative Kosten würden dazu führen, dass die Optimierung so oft wie möglich versuchen würde ein Kraftwerk auszuschalten. Negative Kosten werden nicht nur durch diese Kombination der Gleichungen (4.13) und (4.14) (wird die erste Gleichung negativ, so muss die zweite zwingend Eins sein), sondern auch durch den Definitionsbereich der 'start'-Variable verhindert. Da diese nur Null oder Eins sein kann, ist minus

Eins kein gültiger Wert. Auch hier gilt für Gleichung (4.15) das Selbe, das schon in Zeitschritt zwei erläutert wurde.

t = 6:

Gleichung (4.13): $an(KW1, 't6') - an(KW1, 't5') = einschalten('t6')$ $0 - 0 = 0$

Gleichung (4.14): $an(KW1, 't5') - an(KW1, 't6') \leq ausschalten('t6')$ $0 - 0 \leq [0/1]$

Gleichung (4.15): $start(KW1, 't6') = einschalten('t6') + ausschalten('t6')$ $[0/1] = 0 + [0/1]$

Dieser Zeitpunkt repräsentiert die gleichen Umstände wie t1.

t = 7:

Gleichung (4.13): $an(KW1, 't7') - an(KW1, 't6') = einschalten('t7')$ $x - 0 = x$

Gleichung (4.14): $an(KW1, 't6') - an(KW1, 't7') \leq ausschalten('t7')$ $0 - x \leq x$

Gleichung (4.15): $start(KW1, 't7') = einschalten('t7') + ausschalten('t7')$ $x = x + x$

Auch in den letzten Δt_k Zeitschritten tritt wieder das gleiche Problem auf wie am Anfang. Dies wird damit abgefangen, dass die Optimierung nicht über sämtliche Zeitpunkte die Kosten ermittelt, sondern nur über jene, zu denen ein Verbrauchswert existiert. Außerdem sind die Kraftwerke ab diesem Zeitpunkt schon die komplette Laufzeit in ihren Zuständen definiert. Somit muss nicht mehr berücksichtigt werden, dass Kraftwerke eingeschaltet werden können sollen. Durch die Kostenminimierung würden hier all diese Variablenwerte auf Null gesetzt werden.

t = 8 - 9:

Diese Zeitschritte sind ident mit dem siebten.

Tabelle 4.6 - Zeitverlauf aller Variablen des Demonstrationsbeispiels

t	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9
'ein'	0	0	0	0	0	1	1	1	0	0
'an'	0	0	1	1	1	0	0	x	x	x
'einschalten'	x	0	1	0	0	-1	0	x	x	x
'ausschalten'	x	0/1	0/1	0/1	0/1	1	0/1	x	x	x
'start'	x	0/1	1	0/1	0/1	0	0/1	x	x	x

In diesem Beispiel wurde jeder möglich Fall einer Zustandskombination abgedeckt. Es soll zur Veranschaulichung der Gleichungen (4.12) bis (4.15) und deren Auswirkungen auf die Programmmechanik dienen. Vor allem die Bedeutung der ersten und letzten Zeitschritte sowie die Möglichkeit zur Verrechnung der Anfahrkosten, falls sich der Zustand des Kraftwerks zwischen zwei Zeitschritten nicht ändert soll hervorgehoben werden. Außerdem ist auf jeden Fall daran zu denken, dass die Einschaltkosten zum Beginn der Betriebsbereitschaft des Kraftwerks verrechnet werden, die Variable 'ausschalten' aber keine reale (zeitliche) Bedeutung hat, sondern nur der Kompensation dient.

4.5 Die Auswerteparameter

In diesem Kapitel werden die Parameter zur Auswertung und Verarbeitung der Ergebnisse im Detail erläutert.

4.5.1 Übersicht über die verwendeten Parameter

Hier werden die einzelnen Parameter kurz erklärt. Die Details, vor allem der Berechnung folgen in den anschließenden Unterkapiteln.

Tabelle 4.7 - Übersicht über die Auswerteparameter

Bezeichnung	Beschreibung
$\text{Anteil}(KW, t)$	Anteil dieses Kraftwerks am Gesamtverbrauch zum Zeitpunkt t in Prozent
$\text{Kosten}_{\text{Durchschnitt}}(t)$	Dies stellt die durchschnittlichen variablen Erzeugungskosten pro Zeitpunkt (in € / MWh) dar
$\text{Istein}(KW, t)$	zeigt an, ob ein Kraftwerk in Betrieb ist
$\text{Gesamtkosten}(t)$	sämtliche aufgetretene Kosten von $t' = 0$ bis $t' = t$ (in €)
$\text{Teillast}(KW, t)$	die Auslastung, falls ein Kraftwerk in Teillast fährt
$\text{Betriebsstunden}(KW)$	Betriebsstunden eines Kraftwerks über die Simulationsdauer (in h)
$\text{Gesamtarbeit}(KW)$	aufsummierte Arbeit eines Kraftwerks über die Simulationsdauer (in MWh)
$\text{Residual}(t)$	Residuallast ¹ eines Zeitpunkts (in MW)
$\text{Residuallast}_{\text{Speicher}}(t)$	Residuallast eines Zeitpunkts, bereinigt um den Speichereinsatz (in MW)
$P_{MO}(KW, t)$	Leistung der Kraftwerksanlage in der Merit Order (in MW)
$k_{\text{var}, MO}(KW)$	variable Kosten eines Kraftwerks bei Vollast (in € / MWh)
$p_{M-P}(t)$	Kosten des teuersten eingeschalteten Kraftwerks (in € / MW)
$\text{Kosten}_{\text{Durchschnitt}+\text{Aufschlag}}(t)$	Durchschnittskosten des Kraftwerkseinsatzes inkl. Anfahrkosten (in € / MWh)
$p_{M+A}(t)$	Marktpreis der Merit Order unter Berücksichtigung der Anfahrkosten (in € / MWh)

4.5.2 Zeitlicher Verlauf der Zusammensetzung der Erzeugung

Mit diesem Parameter soll ein schneller Überblick über die Zusammensetzung des Kraftwerksparks zu einem Zeitpunkt möglich sein. Dazu wird der Parameter 'Anteil' benutzt. Dieser drückt den prozentuellen Anteil eines Kraftwerks an der Gesamtaufbringung aus.

Für alle $t > 0$: $\text{Anteil}(KW, t)$

(4.16)

¹ Unter Residuallast versteht man die Last zu einem Zeitpunkt verringert um die Einspeisung von Wind und Solarkraftwerken (vgl. Von Roon, Huck 2010, S. 3)

$$= 100 * \frac{P(KW, t)}{\sum_{\text{Verbraucher}} \text{Last}(\text{Verbraucher}, t) + \sum_{\text{Pumpen}} P(KW, t)}$$

Da diese Summe der eingespeisten Leistung aller Kraftwerken zum Zeitpunkt 't' der Gesamtlast entsprechen muss (diese beinhaltet bereits alle Im- und Exporte), wird hier berechnet, welches Kraftwerk welchen Anteil an der Aufbringung liefert. Da sich die Summe der Anteile aller einspeisenden Kraftwerke auf 100% ergänzen sollte, wird zur Last im Nenner noch die gesamte Pumparbeit addiert. Dies führt dazu, dass dieser Wert dem prozentualen Anteil eines Kraftwerks an der Gesamtaufbringung der elektrischen Energie zu einem Zeitpunkt entspricht. Im Falle von Pumpen hat dieser Parameter einen negativen Wert.

4.5.3 Zeitlicher Verlauf der durchschnittlichen, variablen Kosten

Durch diesen Wert soll gezeigt werden, wie hoch die spezifischen Kosten des eingesetzten Kraftwerksparks im Durchschnitt sind. Dazu wird der Parameter 'Kosten_{Durchschnitt}' verwendet.

$$\text{Für alle } t > 0: \text{Kosten}_{\text{Durchschnitt}}(t) = \frac{\sum_{KW} [P(KW, t) \cdot k_{\text{var}}(KW)]}{\sum_{KW} P(KW, t)} \quad (4.17)$$

Dazu wird die Arbeit eines Kraftwerks während eines Zeitschritts mit seinen variablen Kosten multipliziert und dieser Wert über alle Kraftwerke addiert. Wenn nun durch die Gesamtaufbringung dividiert wird, erhält man die gewichteten variablen Einspeisekosten pro, z.B., MW. Die Einschaltkosten werden also nicht berücksichtigt.

4.5.4 Zeitlicher Verlauf der Kraftwerke im Betrieb

Dieser Parameter dient dazu festzustellen, welche Kraftwerke zum fraglichen Zeitpunkt in Betrieb waren, das heißt nicht nur jene, die Leistung ins Netz einspeisen, sondern auch diese, die am Anfang des Anfahrprozesses sind.

$$\text{Für alle } t > 0 \text{ und } KW: \text{istein}(KW, t) = \text{ein}(KW, t) \vee \text{an}(KW, t) \quad (4.18)$$

4.5.5 Gesamtkosten

Mit dieser Funktion sollen die Gesamtkosten der Simulation bis zum Zeitpunkt t erfasst werden. Also sämtliche variablen Kosten und Anfahrkosten aller Kraftwerke aller vorhergehenden Zeitpunkte. Dies wird mit dem Parameter 'Gesamtkosten' ausgedrückt. Dieser Parameter eignet sich gut, um zu zeigen, zu welchen Zeitpunkten die höchsten gesamten Anfahrkosten anfallen.

$$\text{Gesamtkosten}(t) = \sum_{t'=0}^t \sum_{KW} P(KW, t') \cdot k_{\text{var}}(KW) + \text{start}(KW, t') \cdot k_{\text{Anfahr}}(KW) \quad (4.19)$$

4.5.6 Zeitlicher Verlauf der Teillast

Durch diesen Wert soll aufgezeigt werden, wie viele Kraftwerke im Teillast-Betrieb fahren und mit welcher Auslastung. Da hier nur diese Kraftwerke erfasst werden, gibt es einen schnellen Überblick, wie viele Kraftwerke zu welchem Zeitpunkt nicht ihre Maximallast einspeisen. Dies wird durch den Parameter 'Teillast' ausgedrückt.

$$\text{Für alle } t > 0 \text{ und } KW \text{ mit } 0 < P < P_{max}: \text{Teillast}(KW, t) = \frac{P(KW, t)}{P_{max}(KW)} \quad (4.20)$$

4.5.7 Gesamte Betriebsstunden eines Kraftwerks

Mit diesem Parameter soll herausgefunden werden, welche Kraftwerke vom Programm zu Grund-, welche zu Mittellast- und welche zu Spitzenlastkraftwerken gehören.

$$\text{Für alle } KW: \text{Betriebsstunden}(KW) = \sum_{t>0} \text{ein}(t) \quad (4.21)$$

4.5.8 Gesamtarbeit eines Kraftwerks

Durch diesen Wert soll herausgefunden werden, welche Kraftwerke am Meisten zur Leistungsdeckung beitragen. Dieser Parameter dient der schnellen Erfassung und Vergleichbarkeit.

$$\text{Für alle } KW: \text{Gesamtarbeit}(KW) = \sum_{t>0} P(KW, t) \quad (4.22)$$

4.5.9 Zeitlicher Verlauf der Residuallast

Diese Berechnung dient vor allem zum Vergleich der Zusammenhänge zwischen Residuallast und Preis der Merit Order.

4.5.9.1 Residuallast

Der Parameter Residual wird berechnet durch die Verringerung der Aufbringung um die Einspeisewerte der (stark volatilen) Wind- und Solarkraftwerke.

$$\text{Für alle } t > 0: \text{Residual}(t) = \sum_{\text{Knoten}} \text{Last}(\text{Knoten}, t) - P_{\text{Wind}}(t) - P_{\text{Solar}}(t) \quad (4.23)$$

4.5.9.2 Residuallast weniger Speicher

Der Parameter Residual_{Speicher} ist die Bereinigung der Residuallast um den Speichereinsatz. Dies führt zu einer Vergleichmäßigung dieser Größe und sollte damit direkt proportional zum Merit Order Preis sein.

$$\text{Für alle } t > 0: \text{Residual}_{\text{Speicher}}(t) = \text{Residual}(t) - \sum_{\text{Pump-}\&\text{Speicher-KW}} P(KW) \quad (4.24)$$

4.5.10 Generierung der Merit Order

Um eine nachfolgende Auswertung zu erleichtern, wurde bereits in GAMS aus den vorliegenden Einsatzdaten eine Merit Order zu jedem Zeitpunkt berechnet. Da eine tiefere Analyse des Modells möglich sein soll, werden an dieser Stelle einige Fälle unterschieden: Die klassische, statische Merit Order, jene mit den Anfahrkosten über die Laufzeit des Kraftwerks verteilt und abschließend diejenige mit den Anfahrkosten auf den Einschaltzeitpunkt aufgeschlagen. Berücksichtigung finden muss vor allem die Reihung der Teilkraftwerke und der Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke. Details bezüglich dieser Fragestellung werden in Abschnitt 5.1.1 abgehandelt.

4.5.10.1 Die statische Merit Order

Da sich die Merit Order aus Leistung und Preis eines Kraftwerks zu einem Zeitpunkt zusammensetzt, muss aus den Kraftwerken im System eine Reihung der realen Kraftwerksanlagen entstehen. Ein Flussdiagramm stellt den Ablauf dar, der im Anschluss verbal erläutert wird.

1. Setzen der variablen Kosten von Kraftwerken mit $k_{\text{var}} = 0$ auf einen sehr geringen Wert, z.B. $k_{\text{var}}(\text{KW}) \leq 0,01 \cdot \text{Min}(k_{\text{var}})$.
2. Kraftwerke mit dargebotsabhängiger Erzeugung und (Pump-) Speicherkraftwerke:
 $P_{\text{MO}}(\text{KW}, t) = P(\text{KW}, t)$
 Dies gilt, da hier keine Aufspaltung in zwei Leistungsbereiche erfolgen kann.
3. Für alle thermischen Kraftwerke gilt: $P_{\text{MO}}(\text{KW}, t) = \sum_{\text{verbundene KW}} P(\text{verb. KW}, t)$
4. Die Berechnung der variablen Kosten einer thermischen Kraftwerksanlage ergibt sich durch Formel (4.25). Alle anderen Kraftwerke (solche mit dargebotsabhängiger Erzeugung oder Pumpspeicherkraftwerke) werden direkt $k_{\text{var,MO}}(\text{KW}, t) = k_{\text{var}}(\text{KW})$ gesetzt.
5. Für die "Upper"-Kraftwerke muss natürlich dann gelten: $P_{\text{MO}}(\text{oberes KW}, t) = 0$
 Damit diese Kraftwerke aber auch in der Reihung nicht berücksichtigt werden, werden die variablen Kosten auf ein Vielfaches der höchsten vorkommenden gesetzt.
 $k_{\text{var,MO}}(\text{oberes KW}, t) \geq 100 \cdot \text{Max}(k_{\text{var}})$
6. Reihenfolge der Merit Order: Die Kraftwerksanlagen werden nach den variablen Kosten bei Volllast gereiht. Diese Reihung wird bei einem negativen Zeitpunkt vorgenommen, da dann alle positiven (relevanten) Zeitpunkte zur Ausgabe danach gereiht werden können. Dazu wird folgender Indikator berechnet:

$$k_{\text{var,MO}}(\text{KW}) = \frac{\sum_{\text{verbunde Kraftwerke}} [k_{\text{var}}(\text{KW}) \cdot P_{\text{max}}(\text{KW})]}{\sum_{\text{verbunde Kraftwerke}} P_{\text{max}}(\text{KW})}$$

Dies gilt für alle Kraftwerke, welche keine Pumpspeicher sind.

7. Nach dieser Operation müssen auch für diesen Fall die Kosten der "Upper" Kraftwerke erhöht werden.
8. Die sehr geringen Kosten müssen wieder auf ihren Ausgangswert (Null) zurückgesetzt werden.

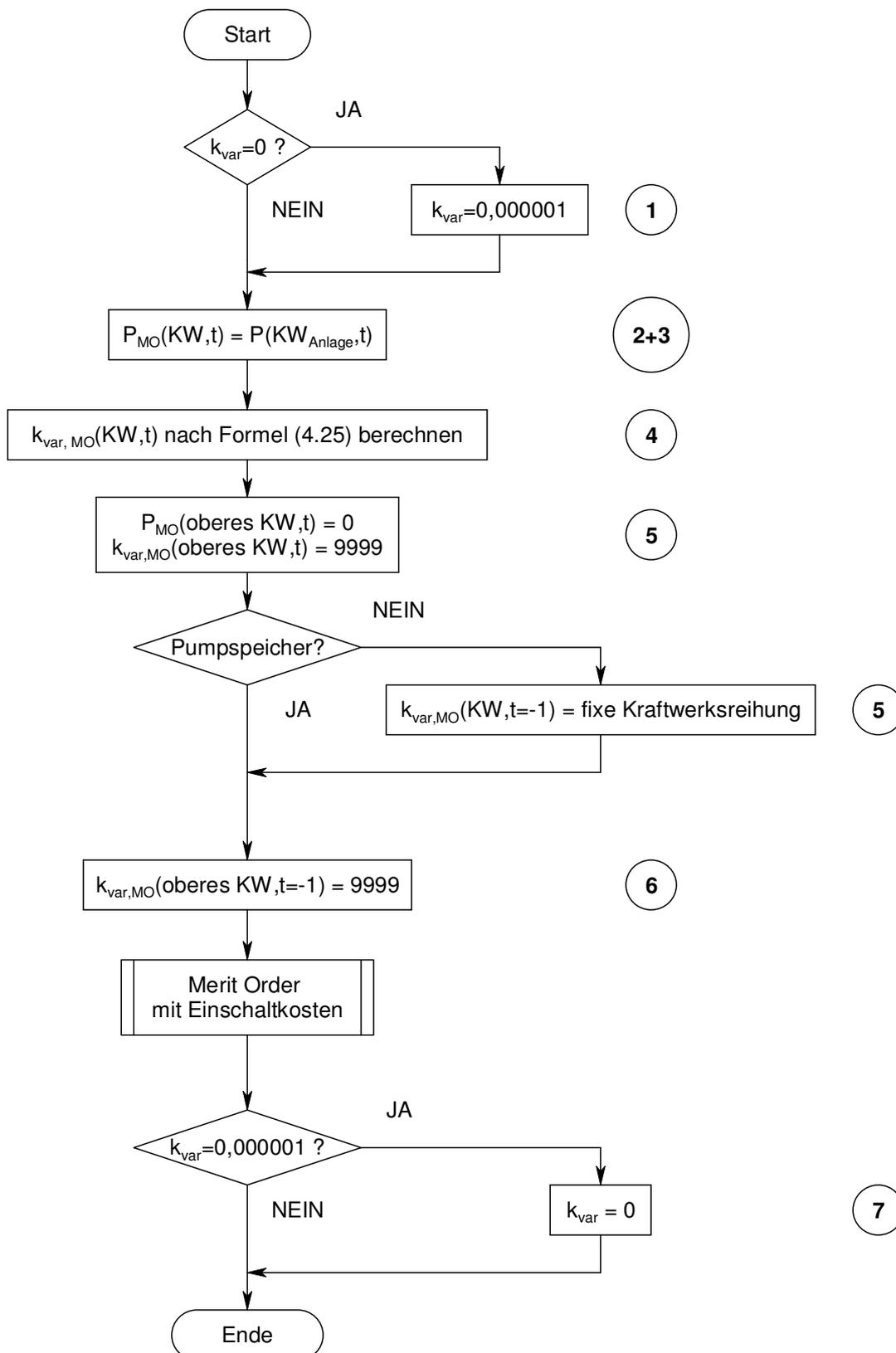


Abbildung 4.4 - Flussdiagramm der Merit Order Erstellung

Für alle KW mit $P(KW, t) > 0$, die keine Pumpspeicherkraftwerke sind:

$$k_{var,MO}(KW, t) = \frac{\sum_{verbunde\ Kraftwerke} [k_{var}(verb. KW) \cdot P(verb. KW, t)]}{\sum_{verbunde\ Kraftwerke} P(verb. KW, t)} \quad (4.25)$$

Nach all diesen Schritten ist sichergestellt, dass eine korrekte statische Merit Order erzeugt wurde. Dies stellt die Ausgangsbasis für alle folgenden Berechnungen dar. Anzumerken ist, dass im Ablauf des Programms an der bezeichneten Stelle die Berechnung der Merit Order mit Anfahrkosten ausgeführt wird. Das Flussdiagramm des hier eingebetteten Codes wird im späteren Unterkapitel dargestellt.

4.5.10.2 Merit Order des eingesetzten Kraftwerksparks

Hier wird aufgrund der Preiskurve der vorher bestimmten statischen Merit Order der Marktpreis 'p_{M-P}' lt. Gleichung (4.26) ermittelt. Dies sind die höchsten variablen Kosten unter allen laufenden Kraftwerke, also die spezifischen, variablen Kosten des teuersten noch eingesetzten Kraftwerks.

$$\text{Für alle } t: p_{M-P}(t) = \text{Max}[ein(KW, t) \cdot k_{var,MO}(KW, t)] \quad (4.26)$$

4.5.10.3 Merit Order mit aufgeteilten Anfahrkosten

In diesem Fall werden zu den variablen Kosten der statischen Merit Order noch die Anfahrkosten addiert. Diese werden allerdings gleichmäßig über alle Zeitpunkte verteilt, an denen das Kraftwerk eingeschaltet ist. Dies muss natürlich nur für Kraftwerke durchgeführt werden, welche keine Must-Run Kraftwerke sind.

Im ersten Schritt wird geprüft, ob das Kraftwerk zum Betrachtungszeitpunkt eingeschaltet wird. Nur wenn dies der Fall ist und das Kraftwerk keines vom Typ Must-Run ist, folgt ein weiterer Bearbeitungsschritt, ansonsten wird der nächste Zeitschritt untersucht (Abbildung 4.7 - 1).

Danach wird für alle nachfolgenden Zeitschritte überprüft (über das Durchlaufen aller Zeitpunkte t' ab dem aktuellen Zeitpunkt), wann das Kraftwerk das nächste Mal eingeschaltet wird. Falls das zu diesem Zeitpunkt noch nicht bekannt ist ('Nächste' = 0), so wird eine Variable ('Nächste') auf den entsprechenden Indexwert gesetzt. Wenn das Ende der Simulation erreicht ist, so wird diese Variable auf den Maximalwert gesetzt (siehe Abbildung 4.5) (Abbildung 4.7 - 2).

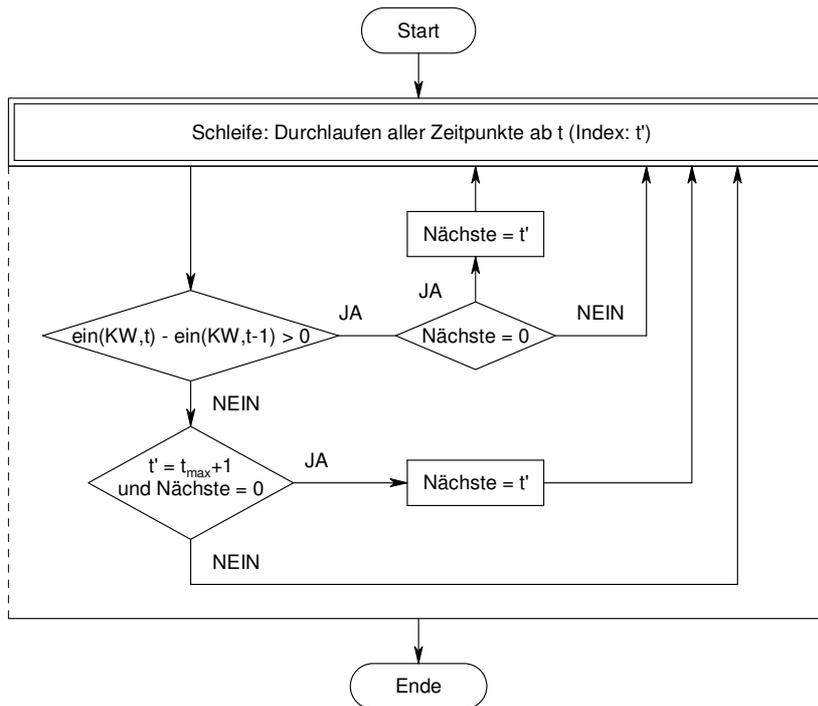


Abbildung 4.5 – Schleife zur Erkennung des nächsten Einschaltzeitpunktes

Nun ist es notwendig festzustellen, wie lange das betreffende Kraftwerk in Betrieb war. Dazu wird jede Stunde in der das Kraftwerk zwischen zwei Anfahrvorgängen eingeschaltet war, aufsummiert (siehe Abbildung 4.6). Die Variable 'zählen' wird daher jedes Mal um eins erhöht, wenn das Kraftwerk zum betreffenden Zeitpunkt eingeschaltet war. Es werden nur alle Zeitpunkte zwischen dem aktuellen Zeitpunkt und dem vor dem nächsten Einschalten durchlaufen. Danach muss die Variable 'Nächste' wieder zurückgesetzt werden (auf Null), um die Ermittlung des nächsten Anfahrzeitpunktes zu ermöglichen. Die ununterbrochene Laufzeit des Kraftwerks (Endstand der Variable 'Nächste') wird in einer extra Variable 'Dauer' unter Zuweisung zum richtigen Kraftwerk und Zeitpunkt abgespeichert. Damit ist zu jedem Einschaltzeitpunkt auch die Laufzeit eines Kraftwerks bekannt (Abbildung 4.7 - 3).

Im vierten Schritt werden alle "Upper"-Kraftwerke aussortiert und damit erreicht, dass bei diesen keine aufgeteilten Anfahrkosten ermittelt werden (Abbildung 4.7 - 4). Diese Kosten sind bereits in den unteren Kraftwerken dieser Kraftwerksanlage berücksichtigt. Im Anschluss werden die spezifischen, zeitpunktsabhängigen Kosten des Kraftwerks l_t Formel (4.27) berechnet. Mit dieser Formel werden zu den variablen Kosten der Kraftwerke laut Merit Order noch die spezifischen Anfahrkosten auf die Laufzeit aufgeteilt addiert. Die spezifischen Anfahrkosten sind die Anfahrkosten in € dividiert durch die installierte Leistung, ergeben also € / MW (Abbildung 4.7 - 5).

$$\begin{aligned}
 k_{var,Aufschlag-T}(KW, t + \text{zählen}) \\
 = k_{var,MO}(KW, t) + \frac{Start(KW)}{Dauer(KW, t) \cdot P_{max}(KW, t)}
 \end{aligned}
 \tag{4.27}$$

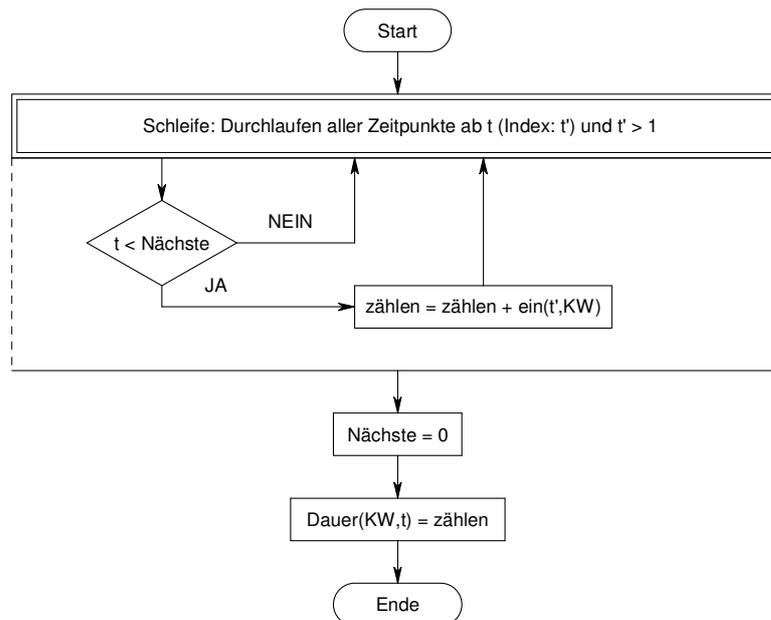


Abbildung 4.6 - Schleife zum Feststellen der ununterbrochenen Laufzeit eines Kraftwerks

Im letzten Schritt werden die spezifischen Kosten der Kraftwerke berechnet und die Anfahrkosten dermaßen aufgeschlagen, dass jede eingespeiste MWh zum Einschaltzeitpunkt einen äquivalenten Zuschlag erhält (Abbildung 4.7 - 6). Diese Berechnung erfolgt mit dem Zusammenhang in Formel (4.28).

$$k_{var,Aufschlag-0}(KW, t) = k_{var,MO}(KW, t) + \frac{Start(KW)}{P_{MO}(KW, t)} \quad (4.28)$$

Nach Abschluss des zuvor erläuterten Programmteils werden mit diesen spezifischen Kosten nach den folgenden Zusammenhängen zwei Parameter berechnet.

Für alle $t > 0$:

$$Kosten_{Durchschnitt+Aufschlag}(t) = \frac{\sum_{KW} P(KW, t) * k_{var,Aufschlag-T}(KW, t)}{\sum_{KW} P(KW, t)} \quad (4.29)$$

$$Für\ alle\ t > 0: p_{M+A}(t) = Max[ein(KW, t) * k_{var,Aufschlag-T}(KW, t)] \quad (4.30)$$

Im Falle einer Berücksichtigung der Anfahrkosten zu Beginn der Anfahrzeit ändern sich nur die variablen Kosten in: $k_{var, Aufschlag-0}$.

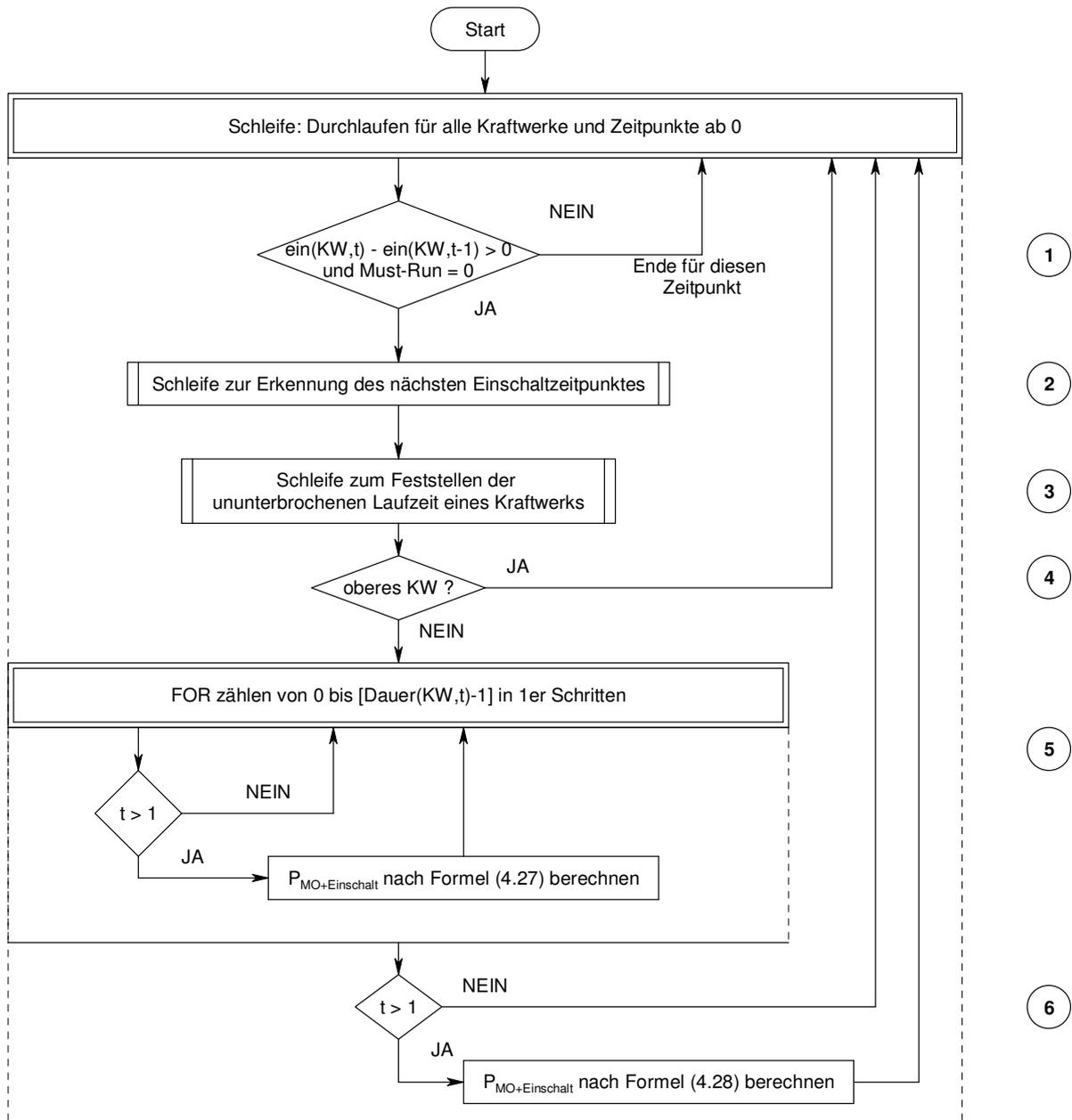


Abbildung 4.7 - Merit Order Erstellung unter Berücksichtigung von Anfahrkosten

4.6 Erweiterungs- und Verbesserungspotentiale in der Optimierung

Natürlich birgt dieses Modell, wie jedes andere auch, noch Potential für Verbesserungen. Die meisten dieser Erweiterungen wurden nicht implementiert, da am betreuenden Institut (Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation der TU Graz) bereits Modelle für diese Fälle vorliegen.

4.6.1 Implementieren von unterschiedlichen Kalt- und Warmstartzeiten und -kosten

Die Unterscheidung zwischen verschieden langen Stillstandszeiten konnte nicht implementiert werden. Verschiedene Lösungsansätze führten zu keinem befriedigendem Ergebnis. Das Hauptproblem in diesem Zusammenhang stellen Zirkelbezüge dar. In diesem Modell werden Anfahrkosten zwar zu Beginn der Anfahrzeit des Kaltstarts verrechnet, aber dies hat sonst keinerlei Auswirkungen. Es wird also weder in der Anfahrzeit noch in den Anfahrkosten unterschieden, ob ein Kalt- ein Warm- oder ein Heißstart durchgeführt wird. Die Anfahrkosten fallen immer um die Kaltstartzeit verschoben vor Leistungsbereitstellung an das Netz an. Die auftretenden Kosten sind immer jene eines Heißstarts.

4.6.2 Minimale Einspeiseleistung

Da im Modell die Zeitpunkte des Anfahrens eines Kraftwerks nicht gesondert identifiziert und behandelt werden, gelten bestimmte Restriktionen für alle Zeitpunkte. Vor allem ist es nicht möglich, ein Kraftwerk anzufahren und im ersten Zeitschritt eine geringere Leistung ins Netz einzuspeisen, als als Minimalleistung des Kraftwerks definiert ist. Ein Kraftwerk, welches eine Anfahrzeit von fünf Stunden aufweist und aber 80 % seiner Maximalleistung als minimale Ausgangsleistung definiert hat, kann diese Minimalleistung nicht innerhalb eines Zeitschritts erreichen und damit ist es nicht möglich, es einzuschalten.

4.6.3 Einbindung von Exporten und Importen in das Modell

Das Modell umfasst nur eine Region mit einheitlicher Preissetzung und koordiniertem Kraftwerkeinsatz. Für eine Simulation des europäischen Verbundnetzes müsste ein Energieaustausch zwischen den einzelnen Regionen möglich sein. Dies wird im vorliegenden Modell nur indirekt durch den Verlauf der Last berücksichtigt.

4.6.4 Netzmodell

Eine Modellierung des Netzes und seiner Restriktionen würde den Austausch von Energie zwischen Erzeugern und Verbrauchern beschränken. Bei dessen Berücksichtigung würden die Kosten einzelner Kraftwerke auch von der Entfernung vom Erzeugungs- zum Verbrauchsort abhängen und damit Engpässe berücksichtigt werden.

4.6.5 Datenqualität

Essentiell für das Modell sind die Daten, die den Kraftwerkspark beschreiben. Vor allem die Berücksichtigung einzelner Kraftwerksanlagen und nicht aggregierter Daten ist hier zu nennen. Dies würde den Umfang des Modells und die Rechenintensität aber erheblich erhöhen. Dadurch würde es aber möglich sein, den genauen Einsatz einzelner Kraftwerke zu planen. Die entstehende Merit Order des simulierten Kraftwerksparks würde damit Anlagenwirkungsgrade und Brennstoffpreise von Einzelanlagen repräsentieren.

5 Anwendung des Optimierungsprogramms mit realitätsnahen Daten

Dieses Kapitel behandelt die Eingabe von Rohdaten in die Simulation und die Aufbereitung dieser für eine Weiterverarbeitung mit dem Optimierungsprogramm GAMS. Ebenfalls Gegenstand sind die konkreten Eingangsdaten für die Optimierung und deren Datenherkunft. Abschließend werden auch die Simulationsergebnisse interpretiert.

5.1 Beschreibung der Inputdaten

Um die Parameter der Optimierung aus leichter verfügbaren Rohdaten zu gewinnen, wurde auf das Programm Microsoft Excel zurückgegriffen. Diese Tabellenverarbeitung ermöglicht die Aufbereitung für GAMS und die Auswertung der Daten in Form von Diagrammen nach erfolgter Optimierung in einer Datei. In diesem Kapitel soll darauf eingegangen werden, wie die eingegebenen Daten verarbeitet werden und aus welchen Quellen die Werte stammen, mit denen das Modell gespeist wird. Dies ist sehr essentiell, um nachvollziehen zu können, wie die Ausgangsdaten des Modells entstehen. Das gesamte Modell, und im Speziellen die Ergebnisse, sind nur so gut wie die verarbeiteten Daten, hängt also stark von den verwendeten Daten und deren Robustheit ab. Am Ende dieses Prozesses stehen die in Abschnitt 4.3.5 angeführten Eingangsdaten; vor allem eine genauere Beschreibung, welchen Zweck die einzelnen Werte der Eingangsdaten haben und welche Formatierung erwartet wird. Hier wird vor allem auf die Art der Daten (in diesem Kapitel) und deren Quelle (im Kapitel 5.2) eingegangen.

5.1.1 Teilkraftwerke

In dieser Arbeit wird oft von Teilkraftwerken gesprochen, damit ist eine feinere Untergliederung des Kraftwerksparks gemeint, als durch die eingegebenen Rohdaten spezifiziert. Teilkraftwerke dienen als Konstrukte, um reale Eigenschaften von Kraftwerken im Modell besser abbilden zu können. Diese Unterscheidung wird bei thermischen Kraftwerken und Pumpspeicherkraftwerken verwendet. Im ersten Fall werden damit zwei Teillastbereiche des Kraftwerks dargestellt, im zweiten Fall eine Turbine und eine Pumpe. Im Falle der Teillastbereiche stellt das erste Teilkraftwerk den Lastbereich eines Kraftwerks bis z.B. 40% dar und das zweite Teilkraftwerk den restlichen Lastbereich, als z.B. von 40 bis 100% Auslastung. Für die Unterscheidung zwischen Kraftwerken und Teilkraftwerken, werden zusammengehörende Teilkraftwerke (im obigen Beispiel die beiden Teillastbereiche) gemeinsam als Kraftwerksanlage bezeichnet und der Begriff Kraftwerk wird synonym für ein Kraftwerk im Sinne des Optimierungsprogramms, also auch ein Teilkraftwerk, verwendet. Auf den Modellansatz von Wirkungsgradverläufen im Teillastbetrieb von Kraftwerksanlagen geht dieses Kapitel ein.

5.1.1.1 Kraftwerke im Teillastbetrieb

Bei Kraftwerken im Teillastbetrieb besteht ein nichtlinearer Zusammenhang zwischen dem Ausmaß der Teillast und dem Wirkungsgrad (siehe dazu Abbildung 3.6, S. 42). Für eine Simulation wird aus Stabilitätsgründen und auch wegen dem Ressourcenverbrauch (Rechenzeit, Arbeitsspeicher,...) ein lineares Modell einem nichtlinearen vorgezogen und deswegen wurde eine Methode zur Linearisierung dieses Verlaufs gesucht.

Die gewählte Methode war, eine Kraftwerksanlage in zwei Teilbereiche aufzuspalten. Der untere Teilbereich repräsentiert den ersten Teil der Kraftwerksleistung ($P_{KW,unten}$ bis $x\%$ ¹), der obere Teilbereich den zweite Teil des Kraftwerks. Wenn also ein Kraftwerk auf sehr geringer Leistung läuft, liefert nur der erste Teil des Kraftwerks Leistung ans Netz. Bei voller Auslastung speisen beide Teile gemeinsam ein. Dabei ist es wichtig, dass damit natürlich nur der obere Teil des Kraftwerks auf den unteren aufbauen darf, es muss also das untere Kraftwerk voll ausgelastet sein, damit das obere Kraftwerk zum Tragen kommt. In Abbildung 5.1 ist eine beispielhafte Aufteilung der installierten Leistung eines Kraftwerks ersichtlich.

Für die Simulation wird von einer Kraftwerksanlage mit einem Wirkungsgradverlauf bei Teillastbetrieb ausgegangen, wo das untere (Teil-) Kraftwerk einen niedrigeren Wirkungsgrad hat als das obere. Jedes Kraftwerk hat nur einen fixen Wirkungsgrad, doch zusammengenommen ergibt sich für das Gesamtkraftwerk ein (nichtlinearer) Verlauf, welcher den realen Zusammenhang sehr gut wiedergibt. Wo dabei die Grenze zwischen unterem und oberem Kraftwerk (also x aus dem letzten Absatz) gewählt wurde ist in Kapitel 5.2 aufgeführt.

Es gelten also folgende Zusammenhänge:

$$P_{KW,gesamt}(t) = P_{KW,unten}(t) + P_{KW,oben}(t) \quad (5.1)$$

$$f_{Teil} = \frac{\max(P_{KW,unten})}{P_{KW,installiert}} \quad (5.2)$$

$$\eta_{Oben} = \frac{(\eta_{Vollast} - f_{Teil} \cdot \eta_{unten})}{1 - f_{Teil}} \quad (5.3)$$

$$k_{var,gesamt} = \frac{P_{KW,unten}}{P_{KW,gesamt}} \cdot \frac{k_{Brennstoff}}{\eta_{unten}} + \frac{P_{KW,oben}}{P_{KW,gesamt}} \cdot \frac{k_{Brennstoff}}{\eta_{oben}} + k_{Betrieb} \quad (5.4)$$

$P_{KW,gesamt}(t)$	Gesamte Leistung einer Kraftwerksanlage zu einem Zeitpunkt in MW
$P_{KW,unten}(t)$	Leistung des "unteren" Kraftwerksteils, also von 0% Auslastung bis zu einer definierten Grenze in MW
$P_{KW,oben}(t)$	Leistung des "oberen" Kraftwerksteils, also ab der Auslastungsgrenze bis zur Vollast in MW

¹ x stellt einen Prozentsatz der installierten Leistung eines Kraftwerks dar. Z.B. 50 %

$P_{KW,installiert}$	installierte Leistung einer Kraftwerksanlage, also die maximal abgebbare Leistung im Volllastbetrieb in MW
f_{Teil}	Aufteilungsverhältnis: Unterhalb dieses Anteils der Volllast wird das Kraftwerk als "unteres" Kraftwerk bezeichnet; darüber als "oberes" Kraftwerk
$\eta_{Volllast}$	Gesamtwirkungsgrad des Kraftwerks bei 100 % abgegebener Leistung
η_{Unten}	Gesamtwirkungsgrad des Kraftwerks bei der abgegebener Leistung, welche durch f_{Teil} festgelegt wird
η_{Oben}	sich ergebender Gesamtwirkungsgrad des oberen Kraftwerks bei Volllast, damit in Summe der Volllast-Wirkungsgrad erreicht wird (siehe dazu Abbildung 5.2 – Verlauf der variablen Kosten und des Wirkungsgrad eines Gesamtkraftwerks)
$k_{Brennstoff}$	spezifische Brennstoffkosten des Kraftwerks (bezogen auf thermische MWh) inklusive CO_2 -Kosten
$k_{Betrieb}$	nicht brennstoffabhängige Kosten wie beispielsweise Wartungskosten und Hilfsstoffe

Hierbei ist zu beachten, dass die Leistungen (P) über den Simulationsverlauf variabel sind, während die Wirkungsgrade (η), sowie f_{Teil} Konstanten darstellen.

Beispiel zu Teilkraftwerken

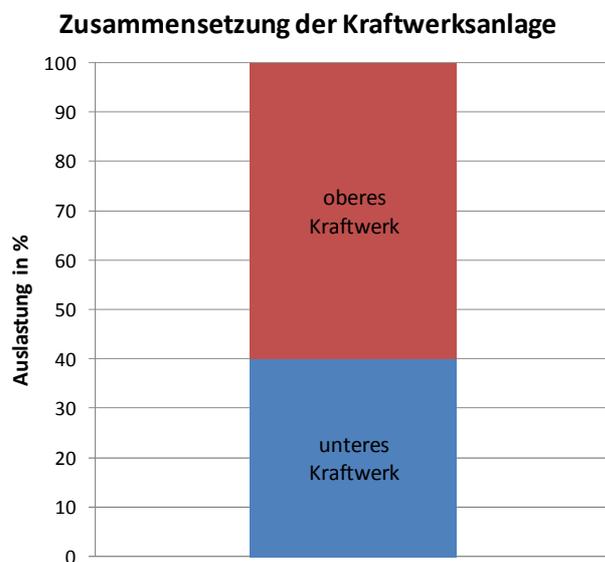


Abbildung 5.1 - Zusammensetzung einer Kraftwerksanlage

Die vorgegeben Parameter seien:

- $\eta_{Volllast} = 39\%$
- $\eta_{unten} = 35\%$
- $k_{Brennstoff} = 14,8 \text{ € / MWh}$
- $k_{Betrieb} = 2 \text{ € / MWh}$
- $f_{Teil} = 0,5$
- $Min = 40\%$

Damit ergibt sich lt. Gleichung (5.3) ein $\eta_{oben} = \frac{(\eta_{Vollast} - f_{Teil} \cdot \eta_{unten})}{1 - f_{Teil}} = \frac{0,39 - 0,5 \cdot 0,35}{1 - 0,5} = 0,43$.

Die variablen Kosten des oberen Kraftwerks betragen (vgl. Gleichung (5.4)):

$$k_{oben} = \frac{k_{Brennstoff}}{\eta_{oben}} + k_{Betrieb} = \frac{14,8}{0,43} + 2 = 36,42 \text{ €/MWh}$$

Die variablen Kosten der Kraftwerksanlage betragen lt. Gleichung (5.4) bei Minimalauslastung (40%):

$$k_{40\%} = \frac{P_{KW,unten}}{P_{KW,gesamt}} \cdot \frac{k_{Brennstoff}}{\eta_{oben}} + k_{Betrieb} = \frac{0,4}{0,4} \cdot \frac{14,8}{0,35} + 2 = 44,29 \text{ €/MWh}$$

sowie bei Vollast:

$$k_{100\%} = \frac{P_{KW,unten}}{P_{KW,gesamt}} \cdot \frac{k_{Brennstoff}}{\eta_{unten}} + \frac{P_{KW,oben}}{P_{KW,gesamt}} \cdot \frac{k_{Brennstoff}}{\eta_{oben}} + k_{Betrieb}$$

$$= \frac{0,5}{1} \cdot \frac{14,8}{0,35} + \frac{0,5}{1} \cdot \frac{14,8}{0,43} + 2 = 40,35 \text{ €/MWh}$$

In Abbildung 5.2 wird der Verlauf der Kosten und des Wirkungsgrads des gesamten Kraftwerks sowie beider Teilkraftwerke über die Kraftwerksleistung veranschaulicht. Dies soll zeigen, dass dieses lineare Modell bei Nachbildung des Wirkungsgradverlaufs keine Gerade nachfährt, sondern sich über eine Kurve vom Start- dem Endpunkt nähert und somit eine gute Nachbildung der Realität darstellt.

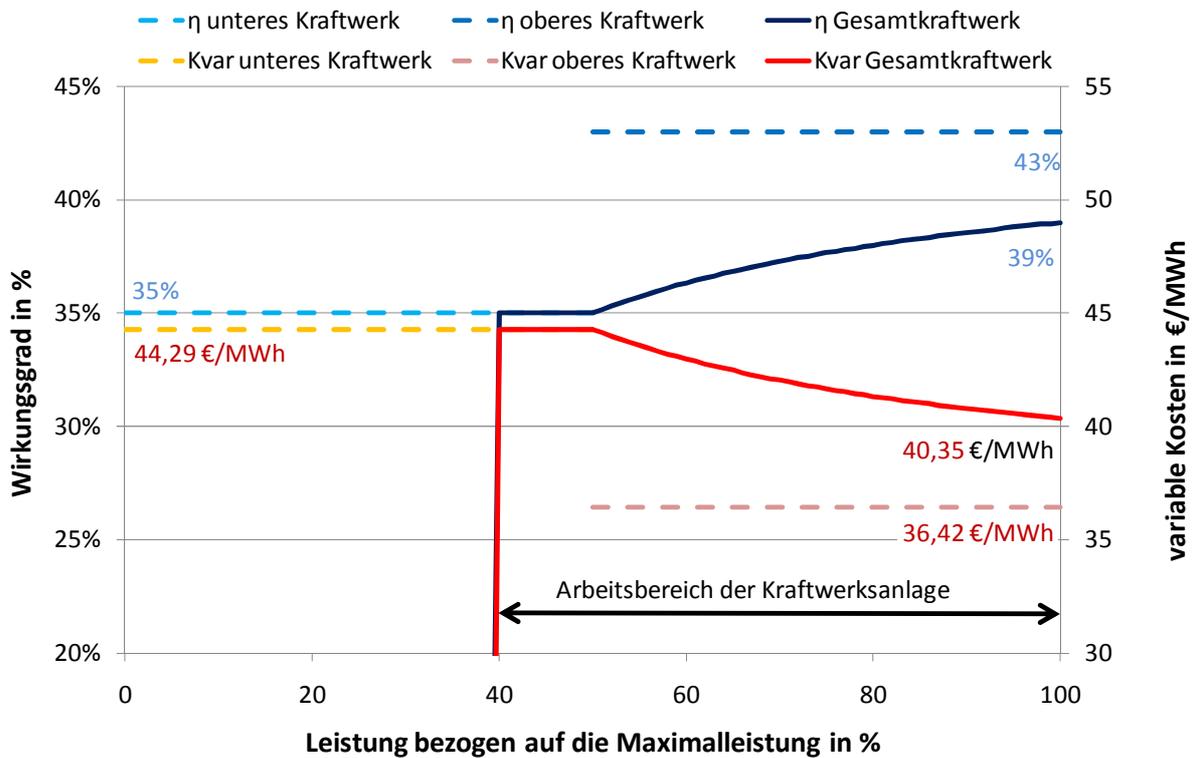


Abbildung 5.2 – Verlauf der variablen Kosten und des Wirkungsgrad eines Gesamtkraftwerks

5.1.2 Eigenschaften der Kraftwerke mit dargebotsabhängiger Einspeisung

Kraftwerke mit dargebotsabhängiger Einspeisung sind im Modell mit folgenden Eigenschaften beschrieben:

Bezeichnung	Leistung	ID	var. Kosten	min. Auslastung	Must- Run	Anfahr- kosten	Kaltstart- zeit	eingeschalten	Heißstart- zeit
-------------	----------	----	----------------	--------------------	--------------	-------------------	--------------------	---------------	--------------------

Von diesen Eigenschaften ist es bei einem Teil sinnvoller, sie regelmäßig an die Daten des existierenden Kraftwerksparks anzupassen und beim anderen Teil nicht, da diese eher die Natur dieser Kraftwerke beschreiben. Eigenschaften, die also nicht durch das Modell, sondern durch den Anwender vorgegeben werden, sind in *Veränderbare Eigenschaften* näher beschrieben, der andere Teil in *Kennwerte*. Da die hier beschriebenen Eigenschaften Eigenschaften eines Kraftwerkstyps darstellen, sind sie über die Simulationsdauer unverändert, nur die Leistung stellt hier eine Ausnahme dar. Dies ist auch der Unterschied zu Kraftwerken mit bedarfsgerechter Einspeisung, da sich bei Kraftwerken diesen Typs kein Parameter über die Laufzeit ändert.

Die Kraftwerkstypen, die in diese Kategorie fallen sind jene, die dargebotsabhängig sind. Dies sind für diese Simulation:

- Laufwasserkraftwerke
- Windkraftwerke
- Photovoltaik-Kraftwerke

5.1.2.1 Kennwerte

Bezeichnung

Hierbei wird eine eindeutige Kraftwerksbezeichnung vergeben. Diese muss eine bestimmte Form haben, nämlich: $KW_a.tb$.

a und b stehen in diesem Zusammenhang als Platzhalter für Zahlen. a bezieht sich auf die Nummer des Kraftwerks, b auf einen Zeitpunkt. "KW5.t200" wäre ein Beispiel für das 5. Kraftwerk im Kraftwerkspark im Zeitschritt 200. Es ist zu erwähnen, dass b mit 1 beginnen muss. Jedes Kraftwerk besitzt also so viele Einträge, wie Zeitpunkte simuliert werden sollen. Dies wird verwendet, um die verfügbaren Einspeisewerte zu den unterschiedlichen Zeitpunkten nachbilden zu können.

ID

Alle Kraftwerksanlagen sind fortlaufend mit einer Zahl nummeriert, dies ist die ID. Mehrere Kraftwerke können sich eine ID teilen und tun dies im Falle von Teilkraftwerken. Kraftwerke sind also durch die Bezeichnung eindeutig identifizierbar, Kraftwerksanlagen hingegen durch die ID.

Kalt- und Heißstartzeit

Diese sind mit dem Wert Null fixiert. Da das Modell auf stündlichen Daten basiert und alle diese Kraftwerkstypen eine Einschaltzeit haben, welche deutlich unter einer Stunde liegen, ergibt es wenig Sinn diese Zeiten zu ändern. Weiters kommt hinzu, dass eine Unterscheidung dieser beiden Zeiten keinen Nutzen hat, da beide Zeiten immer gleich sein werden, da ihre Anfahrzeit nicht von vorhergehender Stillstandszeit abhängt (zur Theorie von Anfahrzeiten siehe Abschnitt 3.2.3).

5.1.2.2 Veränderbare Eigenschaften

Leistung

In diesem Parameter wird der stündliche Durchschnittswert der eingespeisten Leistung des Kraftwerks festgehalten. Damit ändert sich dieser Wert als einziger nicht nur in Abhängigkeit der Daten des Kraftwerksparks, sondern auch über die Simulationsdauer.

variable Kosten

Diese werden ins Modell als Grenzkosten eingespeist und als reine "variable Betriebskosten" (k_{var} , siehe dazu Formel (3.1)) betrachtet, da hier kein Brennstoff zum Einsatz kommt.

minimale Auslastung

Diese Eigenschaft beinhaltet f_{Teil} (siehe Formel (5.2)) in % und muss direkt durch den Anwender vorgegeben werden.

Must-Run

Dieses Flag sagt aus, ob ein Kraftwerk als "Must-Run" definiert ist, es also während der gesamten Simulationsdauer eingeschaltet ist und nicht ausgeschaltet werden darf. Das muss direkt durch den Anwender vorgegeben werden.

Anfahrkosten

Diese werden in [$\text{€}/\text{MW}_{\text{installiert}}$] durch den Nutzer angegeben ($k_{Anfahr, \text{spezifisch}}$) und lt. Formel mit dem Maximum aller Einspeisewerte über die Zeit multipliziert, um damit die installierte Leistung möglichst gut abzubilden. Dann werden sie bei jedem Einschalten des Kraftwerks fällig.

$$K_{Anfahr} = k_{Anfahr, \text{spezifisch}} \cdot \max_t \{P(t)\} \quad (5.5)$$

eingeschalten

Dieses Flag muss durch den Nutzer angegeben werden. Damit wird beschrieben, ob dieses Kraftwerk zum Startzeitpunkt der Simulation eingeschalten ist.

5.1.3 Eigenschaften der Kraftwerke mit bedarfsgerechter Maximaleinspeisung

Kraftwerke mit bedarfsgerechter Maximalleistung sind im Modell durch folgende Eigenschaften gekennzeichnet:

Bezeichnung	Leistung	ID	var. Kosten	min. Auslastung	Must-Run	Anfahrkosten	Kaltstartzeit	eingeschalten	Heißstartzeit	"Oben"
-------------	----------	----	-------------	-----------------	----------	--------------	---------------	---------------	---------------	--------

Auch bei diesen Kraftwerken werden die gleichen Unterscheidungen getroffen, wie bei jenen im Abschnitt zuvor. Es ist also bei einem Teil der Eigenschaften sinnvoller, sie regelmäßig an die Daten des existierenden Kraftwerksparks anzupassen und beim anderen Teil nicht. Durch den Nutzer veränderbare Eigenschaften sind in *Veränderbare Eigenschaften* näher beschrieben, fixe Zusammenhänge in *Kennwerte*. Sämtliche Eigenschaften sind über die gesamte Simulationsdauer fix.

Die Kraftwerkstypen, die auf diese Weise im Modell beschrieben werden sind thermische Kraftwerke. Dies sind in der durchgeführten Simulation:

- Kernkraftwerke
- Biomasse-Kraft-Wärme-Kopplungs-Kraftwerke
- Gasturbinen-Kraftwerke
- Braunkohle-Kraftwerke
- Steinkohle-Kraftwerke
- Öl-Kraftwerke und deren Derivate
- Gas- und Dampfturbinen-Kraftwerk

5.1.3.1 Kennwerte

Bezeichnung

Hierbei wird eine eindeutige Kraftwerksbezeichnung vergeben. Diese muss eine bestimmte Form haben, nämlich: KWc

c steht in diesem Zusammenhang als Platzhalter für Zahlen und bezieht sich auf den Namen des Kraftwerks. Als Beispiel dafür wäre "KW20" das 20. Kraftwerk im Park. Da hier keine zeitliche Variation der Werte vorliegt, ist dies ausreichend. Es muss allerdings beachtet werden, dass diese Zahl die bereits vergebenen Zahlen für die dargebotsabhängigen Kraftwerke nicht beinhalten darf. Es darf also nicht Kraftwerk mit "KW5.t1" und ein weiteres mit "KW5" vorhanden sein, da jede Bezeichnung (genau wie die ID) eindeutig sein muss damit es nicht zu Ambiguitäten kommt.

ID

Alle Kraftwerksanlagen sind fortlaufend mit einer Zahl nummeriert, dies ist die ID. Mehrere Kraftwerke können sich eine ID teilen und tun dies im Falle von Teilkraftwerken.

"Oben"

Über dieses Flag wird gekennzeichnet, ob ein Kraftwerk den oberen Leistungsbereich einer Kraftwerksanlage darstellt, welche in zwei Teile geteilt wurde (also ein Teilkraftwerk ist). Die Methodik der Aufteilung einer Kraftwerksanlage in zwei Teilkraftwerke ist in den Kapiteln 5.1.1 und 5.2.7 nachzulesen.

5.1.3.2 Veränderbare Eigenschaften

Kaltstartzeit

Unter der Kaltstartzeit versteht man jene Zeit, die das Kraftwerk nach längerer Stillstandszeit braucht, bis es auf Vollast läuft. Sie wird pro Kraftwerkstyp angegeben und die Eingabe des Nutzers wird unverändert an das GAMS Modell übergeben.

Heißstartzeit

Diese wird im Verhältnis der Leistung des Kraftwerks zur Gesamtleistung der Kraftwerksanlage aufgeteilt, sodass jedes Teilkraftwerk anteilig die Heißstartzeit zugeordnet bekommt. Wenn dieser Wert also drei Stunden beträgt und der untere Kraftwerksteil 60% der Leistung einnimmt, so ergibt sich folgende Aufteilung:

Heißstartzeit_{unteres KW} = 0,6 * 3 = 1,8 h und Heißstartzeit_{oberes KW} = 0,4 * 3 = 1,2 h

Leistung

In diesem Parameter wird die höchste Leistung festgehalten, die ein Kraftwerk imstande ist, ins Netz einzuspeisen. Sie ist während der gesamten Simulation konstant. Die Aufteilung der Anlagenleistung in Kraftwerksleistungen erfolgt mit einem fixen Satz, welcher für alle Kraftwerke gleich ist, wenn dieser z.B. 50% ist, so hat jedes Teilkraftwerk die halbe Leistung der Kraftwerksanlage. Die Aufteilmethodik ist in Kapitel 5.1.1 erklärt. Die Aufspaltung in zwei Teilkraftwerke erfolgt für alle thermischen Kraftwerke, mit Ausnahme der Kernkraftwerke. Da Kernkraftwerke laut den eingespeisten Daten die geringsten variablen Kosten aller thermischen Kraftwerke besitzen, werden diese während der gesamten Simulationsdauer mit voller Leistung einspeisen. Diese Unterscheidung würde nur die Rechenzeit erhöhen (siehe dazu die Daten in Kapitel 5.2.7).

variable Kosten

Diese Grenzkosten setzen sich laut Formel (3.1) aus den variablen Betriebskosten und den Brennstoff- sowie den CO₂-Kosten zusammen. Da meist die gesamten variablen Kosten (also die angenommenen Grenzkosten) bei Volllast bekannt sind, werden die Brennstoff- und CO₂-Kosten von den Grenzkosten ausgehend berechnet. Dies erfolgt über folgende Berechnung:

$$k_{\text{Brennstoff}} = (k_{\text{Grenz}} - k_{\text{Betrieb,variabel}}) \cdot \eta_{\text{Volllast}} \quad (5.6)$$

$k_{\text{Brennstoff}}$	Kosten für Brennstoff und CO ₂ in [€ / MWh].
k_{Grenz}	Grenzkosten des Kraftwerks in [€ / MWh].
$k_{\text{Betrieb,variabel}}$	Kosten, die nicht vom Brennstoff abhängen in [€ / MWh].

Die Kosten im Modell werden dann mit der Formel (3.1) in Kombination mit dem vorgestellten Modell aus Kapitel 5.1.1 berechnet (für ein Beispiel siehe 5.2.7).

minimale Auslastung

Dadurch wird diejenige Auslastungs-Schwelle gekennzeichnet, ab der ein Kraftwerk einschaltet und ins Netz einspeist. Sie wird in Prozent der Maximalleistung angegeben.

$$\text{Min}_{\text{Anlage}} = \frac{P_{\text{minimal}}}{P_{\text{KW,installiert}}} \cdot 100 \quad (5.7)$$

P_{minimal}	Minimale Kraftwerksleistung in [MW].
$\text{Min}_{\text{Anlage}}$	Mindestauslastung der Kraftwerksanlage in [%].

Dieser Parameter (5.7) ist für alle oberen Kraftwerke Null, da dafür bereits ein unteres Kraftwerk laufen muss und somit keine Beschränkung durch eine Minimalauslastung gegeben sein kann. Die Voraussetzung, dass dieser Wert unter dem der Aufteilung liegt, wird getroffen. Sollte die erforderliche Minimalleistung einer Kraftwerksanlage die Leistung des unteren Kraftwerks unterschreiten, so kann dieses nie eingeschaltet werden (siehe dazu Abschnitt 4.4.2). Dass dieser Umstand erfüllt ist, ist auch für die weitere Simulation erforderlich. Für alle unteren Kraftwerke wird die minimal ins Netz einspeisbare Leistung mit $\text{Min}_{\text{KW}}[\%] = \frac{\text{Min}_{\text{Anlage}}}{f_{\text{Teil}}} \cdot 100$ festgelegt.

Ein Anschauungsbeispiel:

$$P_{\text{KW,installiert}} = 1 \text{ MW} \quad P_{\text{min}} = 0,4 \cdot P_{\text{KW,installiert}} = 400 \text{ kW} \quad P_{\text{unteres KW}} = 0,5 \cdot P_{\text{KW,installiert}}$$

Damit ist Min_{KW} mit $\text{Min}_{\text{KW}} = 0,4 / 0,5 \cdot 100 = 80$ [%] festgelegt und es folgt eine Minimalleistung der gesamten Kraftwerksanlage mit $P_{\text{min}} = 0,8 \cdot 0,5 \cdot 1 \text{ MW} = 400 \text{ kW}$.

Must-Run

Dieses Flag drückt aus, dass ein Kraftwerk während der gesamten Simulation eingeschalten ist. Es muss direkt durch den Anwender vorgegeben werden.

Anfahrkosten

Diese teilen sich in Verschleißkosten und Brennstoffkosten auf. Die Verschleißkosten gehen dabei direkt in die Anfahrkosten ein. Die Brennstoffkosten stellen nur einen Faktor dar, der in $MWh_{\text{therm}} / MW_{\text{installiert}}$ angegeben wird. Für eine detaillierte Beschreibung siehe Abschnitt 3.2.4. Als Wirkungsgrad wurde (bei Aufteilung in zwei Kraftwerke), der des unteren Kraftwerksteils herangezogen (η_{unten}). Dieser wurde gewählt, da der größte Teil der Anfahrzeit im Falle des Kaltstarts (der ja die Grundlage für die Kosten bildet) in diesem Leistungsbereich anfällt. Vergleiche dazu auch Tabelle 5.8. Die Kaltstartkosten werden erst nachträglich um einen Korrekturfaktor für den Heißstart berichtigt. Dieser Faktor ist in der Literatur angegeben als Abschätzung der auftretenden Kosten, da in vielen Fällen nur die Kaltstartkosten bekannt (bzw. abgeschätzt) sind (vgl. Grimm 2007, S. 58).

Die Kaltstartkosten werden in $[\text{€}/MW_{\text{installiert}}]$ angegeben und mit der Maximalleistung und dem Unterschiedsfaktor zwischen Kalt- und Heißstart multipliziert (siehe dazu Gleichung (5.8)). Dann werden sie bei jedem Einschalten des Kraftwerks fällig. Dabei ist anzumerken, dass die Anfahrkosten von oberen Kraftwerken immer Null sind. Dies wurde so gewählt, da die Kraftwerksanlage in diesem Fall bereits in Betrieb ist und somit keine weiteren Kosten anfallen, die mit "Anfahrkosten" kategorisiert werden können.

$$\text{Anfahrkosten}(KW) = \text{Kaltstartkosten}(KW) \cdot P_{\text{max}}(KW) \cdot \text{Unterschiedsfaktor}_{\text{Heißstart/Kaltstart}} \quad (5.8)$$

Das eingeklammerte "KW" drückt die Abhängigkeit dieser Werte vom betrachteten Kraftwerk aus. Der Unterschiedsfaktor ist hingegen eine Näherung, die für alle Kraftwerke in gleichem Maße gilt.

eingeschalten

Dieses Flag muss vom Benutzer direkt eingegeben werden. Damit wird gekennzeichnet, dass eine Kraftwerksanlage zu Beginn der Simulation bereits läuft. Dabei kann immer nur eine gesamte Anlage eingeschalten sein, da es nicht als zweckmäßig erachtet wurde, ein Kraftwerk zu Simulationsbeginn nur teilweise einzuschalten und damit seine Maximalleistung auf das des unteren Kraftwerks zu beschränken.

Aufteilungsverhältnis "unteres" zu "oberes" Teilkraftwerk (f_{Teil})

Mit diesem Faktor wird das Verhältnis der Leistung des unteren Kraftwerks zur Gesamtleistung ausgedrückt (siehe dazu 5.1.1). Unterhalb und oberhalb dieser Grenze ist der Wirkungsgrad des jeweiligen Teilkraftwerks konstant.

Unterschiedsfaktor Heißstart zu Kaltstart

Da in der Literatur nur Kosten für einen Kaltstart angegeben sind, werden durch diesen Faktor die niedrigeren Anfahrkosten repräsentiert, falls ein Heißstart durchgeführt wird.

5.1.4 Eigenschaften von Speicher- und Pumpspeicher-Kraftwerken

Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke haben Eigenschaften, die auf andere Kraftwerke nicht zutreffen, aus diesem Grund werden sie in diesem Abschnitt separat behandelt. Für GAMS sind sie

Teil der Kraftwerke mit zeitkonstanter Maximaleinspeisung (siehe Kapitel 5.1.3). Es gibt jedoch einige wichtige Unterschiede, vor allem kommt eine zusätzliche Eigenschaft hinzu, nämlich "Eta" (welche den Umwälzwirkungsgrad repräsentiert).

ID

Es haben Turbine und Pumpe der Pumpspeicherkraftwerksanlage die gleiche ID. Diese ID muss auch einem Speichersee zugewiesen sein, um es diesen Kraftwerken zu ermöglichen ihn zu bewirtschaften. Es erfolgt also die Aufspaltung in zwei Teilkraftwerke, die in diesem Fall jedoch die Turbine und Pumpe einer gemeinsamen Kraftwerksanlage zuordnen und keinen Teillastverlauf repräsentieren, wie in Kapitel 5.1.1 erklärt.

Kalt- und Heißstartzeit

Diese sind mit dem Wert Null fixiert. Die Erklärung dazu siehe Kennwerte in Kapitel 5.1.2.

variable Kosten

Der Turbinensatz wird behandelt wie ein Kraftwerk mit dargebotsabhängiger Erzeugung, es werden also direkt Grenzkosten ohne Brennstoffkosten durch den Nutzer angegeben, Pumpen hingegen haben festgeschriebene variable Kosten von Null. Die Kosten fallen nur indirekt durch die Pumpverluste und die Folgen der quasi erhöhten Last (durch den Pumpbetrieb und der Energieentnahme aus dem Netz muss diese Zusatzenergie durch andere Kraftwerke zur Verfügung gestellt werden) an. Der Pumpbetrieb "kostet" also gleich viel wie das letzte eingesetzte Kraftwerk. Die Kosten fallen jedoch auch beim erzeugenden Kraftwerk an und nicht bei der Pumpe (Kosten = 0), da im Gesamtsystem diese Kosten sonst doppelt verrechnet werden würden (Kosten der Erzeugung und zusätzlich Kosten durch den Betrieb der Pumpe).

minimale Auslastung

Grundsätzlich ist diese gleich definiert wie für andere Kraftwerke. Sie sollte zudem ungleich Null (aber sehr klein) sein, da das Programm ansonsten keinen Anreiz hat sie auszuschalten und damit nur noch erschwert festgestellt werden könnte, wann ein (Pump-) Speicherkraftwerk läuft (siehe 4.4.2).

Must-Run

Dieses Flag ist bei Kraftwerken dieses Typs fix auf Null gesetzt. Es würde die Aufgabe dieses Kraftwerkstyps nicht widerspiegeln, wenn die Kraftwerke über den gesamten Zeitraum eingeschalten wären.

"Oben"

Dieses Flag kommt bei Speicher- und Pumpspeicherkraftwerken nicht zum Einsatz.

Pumpe

Diese zusätzliche Eigenschaft beschreibt den Umwälzwirkungsgrad und muss direkt vom Benutzer angegeben werden. Unter dem Umwälzwirkungsgrad versteht man das Verhältnis der Energie, die aus dem Netz aufgenommen wird, zu jener Energie, die mit dieser gespeicherten Wassermenge wieder ins Netz eingespeist werden kann (siehe Formel (5.9)) (vgl. Huber 2010, S. 47).

$$\begin{aligned} \text{Gespeicherte Energie} &= \text{in das Netz einspeisbare Energie} \\ &= \text{Umwälzwirkungsgrad} \cdot \text{aus dem Netz entnommene Energie} \end{aligned}$$

(5.9)

5.2 Beschreibung der Datenbasis

5.2.1 Grundsätzlicher Rahmen

Die Simulation beinhaltet den Kraftwerkspark des geographischen Gebietes von Österreich und Deutschland im Jahr 2008. Die Daten werden auf stündlicher Basis verarbeitet; eine Simulation umfasst die Dauer eines Monats.

Da das Jahr 2008 ein Schaltjahr darstellt, wurde der 29. Februar herausgenommen, um die Universalität des Modells sicherzustellen. Die Zeitumstellung zwei Mal jährlich wurde bei vorliegenden stündlichen Daten so gehandhabt, dass die fehlende Stunde am 30. März durch den arithmetischen Mittelwert der vorangegangenen und der folgenden Stunde ergänzt wurde. Die überzählige Stunde am 26. Oktober wurde durch einen arithmetischen Mittelwert der Einspeisung (bzw. Last) aus dem doppelt vorhandenen Zeitintervall von zwei bis drei Uhr morgens berücksichtigt.

Die Kraftwerke wurden nach verwendetem Energieträger kategorisiert. Eine Unterteilung nach verwendeter Technologie wurde nicht vorgenommen, da hierfür keine Daten in ausreichender Qualität vorlagen. Eine Ausnahme stellen Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke dar, welche zwar Wasser als Energieträger verwenden, sich von Laufkraftwerken in der Rolle im Systembetrieb (Spitzenlastabdeckung aus Energiespeichern zu dargebotsabhängiger Grundlastbereitstellung) aber so stark unterscheiden, dass hier eine Trennung vorgenommen wurde.

5.2.2 Lastgang

Hierbei wurden die Daten der europäischen Gesellschaft der Übertragungsnetzbetreiber ("European Network of Transmission System Operators for Electricity") verwendet [ENTSO-E 2011a und b]. Die Nettoim- bzw. -exporte wurden ebenfalls berücksichtigt. Diese Information wurde aus dem statistischem Jahrbuch 2008 gewonnen [ENTSO-E 2008a, S. 14-16 bzw. 32-34]. Dabei ist zu beachten, dass die Verbrauchswerte stündlich, die Nettoexporte jedoch monatlich vorliegen. Aus diesem Grund wurden die Exporte auf die jeweiligen Monatsstunden gleichmäßig aufgeteilt. Da die Daten zu umfangreich zur Darstellung sind, wird auf das Kapitel 5.3 verwiesen, in dem die Lastkurve abgebildet ist.

5.2.3 Verlauf der Photovoltaik-Einspeisung

Tabelle 5.1 - Werte der Eigenschaften der Photovoltaik-Anlagen (Quelle: BMU 2011, OeMAG 2008)

Bezeichnung	Leistung	ID	var. Kosten	min. Auslastung	Must- Run	Anfahr- kosten	Kaltstart- zeit	einge- schalten	Heißstart- zeit
KW3.tx	Max: 2571 MW	3	1 €/MWh	100%	ja	448,4 €	0 h	ja	0 h

Die Grundlage bildet hier ein direkteinstrahlungsproportionales Modell des Instituts für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation. Das Maximum der zur Verfügung stehenden Leistung wird mit 43% der installierten Leistung festgelegt. Dieser Wert wurde aufgrund der Gleichzeitigkeit der Einspeisung gewählt (es sind nicht alle Anlagen direkt in die Sonne gerichtet). Der Verlauf des Einspeisefaktors über das Jahr ist in Abbildung 5.3 dargestellt. Der aus diesem Modell gewonnene Einspeisefaktor wird mit der installierte Leistung der Photovoltaik in den beiden Ländern laut [BMU 2011, S. 21] für Deutschland (5'979 MW) und [OeMAG 2008] für Österreich (21,7 MW) multipliziert. Dies ergibt die Grundlage des Einspeisewertes. Um das Wetter in diese Überlegungen mit einzubeziehen (und somit eine gewisse Zufälligkeit hinzuzufügen), wurde angenommen, dass an jedem vierten Tag eine Bewölkung vorherrscht und damit an diesen Tagen nur 50% der berechneten Leistung eingespeist wird. Insgesamt wird so eine jährliche Einspeiseenergie erreicht, die der gesamten Einspeiseleistung beider Länder sehr nahe kommt (4'426 GWh im Vergleich zu 17,3 GWh in Österreich [OeMAG 2008a] und 4'420 GWh in Deutschland [BMU 2011, S. 21]).

Mit diesen modifizierten Einspeiseleistungen (P_{PV} , siehe Gleichung (5.10)) wird dann im Optimierungsprogramm gearbeitet. Da dies bereits eine Einspeiseleistung darstellt und diese dargebotsabhängig ist, wurde die minimale Leistung auf 100% gesetzt. Das bedeutet, dass diese Leistung durch die Optimierung nicht mehr verändert werden darf. Diese Annahme spielt aber keine allzu große Rolle, da diese Kraftwerke mit sehr niedrigem Preis in die Merit Order einspeisen und deswegen die volle Leistung sicher einspeisen werden (EEG in 2008). Da Photovoltaikanlagen in Deutschland unter das Erneuerbare Energien Gesetz (EEG) fallen und in Österreich im Ökostromgesetz (ÖSG) berücksichtigt werden, bekommen sie einen fixen Einspeisetarif pro kWh. Das bedeutet auch, dass sie ihre Energie auf jeden Fall ins Netz einspeisen und die Kosten am Markt und damit in der Merit Order die geringsten sind (vgl. Feichtinger 2010, S. 67ff). Damit verschiebt jede erzeugte MWh Energie aus Photovoltaik die aktuelle Merit Order nach rechts (im Vergleich zu einer Situation ohne Photovoltaik, siehe auch Abschnitt 3.1.4).

Dieser Kraftwerkstyp wurde als Must-Run-Kraftwerk angenommen, da der Energieträger kostenlos zur Verfügung steht und auch nicht speicherbar ist.

$$P_{PV}(t) = 0,43 \cdot P_{installiert} \cdot f_{Globalstrahlung}(t) \cdot f_{Bewölkung} \rightarrow \text{zu } \frac{1}{4} \text{ der Zeitpunkte} \tag{5.10}$$

STUNDE:	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
Jänner	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.29	0.36	0.45	0.42	0.36	0.27	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Februar	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.27	0.45	0.49	0.55	0.60	0.45	0.38	0.22	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
März	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.27	0.45	0.64	0.67	0.73	0.84	0.60	0.47	0.40	0.27	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
April	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.27	0.44	0.64	0.78	0.82	0.85	0.93	0.82	0.58	0.49	0.36	0.27	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Mai	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.27	0.42	0.64	0.78	0.91	0.85	0.93	1.00	0.93	0.76	0.56	0.45	0.27	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Juni	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.27	0.42	0.64	0.78	0.85	0.89	0.95	1.00	0.95	0.76	0.58	0.47	0.29	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Juli	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.27	0.38	0.64	0.78	0.89	0.91	0.96	1.00	0.95	0.76	0.62	0.47	0.29	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
August	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.29	0.44	0.65	0.84	0.85	0.89	0.93	0.76	0.60	0.53	0.36	0.27	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
September	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.29	0.45	0.67	0.71	0.73	0.76	0.58	0.49	0.36	0.33	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Oktober	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.29	0.51	0.56	0.60	0.56	0.45	0.36	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
November	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.33	0.45	0.58	0.40	0.35	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Dezember	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.25	0.36	0.40	0.33	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00

Abbildung 5.3 - Direkteinstrahlungsproportionales Modell (Quelle: institutseigenes Modell)

Die variablen Kosten für den Betrieb wurden mit 1 €/MWh, also gering angenommen. Die Anfahrkosten wurden ebenfalls als sehr gering angenommen mit 0,1 €/MW_{Maximum}. Da es sich hier um ein

Must-Run Kraftwerk handelt spielt dies auch keine Rolle, da in der Simulation nie Kosten anfallen werden. Sie wurden trotzdem angegeben, um mit den Daten eine vollständige Beschreibung dieses Kraftwerkstyps zu geben.

5.2.4 Verlauf der Windeinspeisung

Tabelle 5.2 - Einspeisedaten Wind in GAMS (Quelle: BDEW 2009, OeMAG 2008b)

Bezeichnung	Leistung	ID	var. Kosten	min. Auslastung	Must-Run	Anfahrkosten	Kaltstartzeit	eingeschalten	Heißstartzeit
KW2.tx	Max: 19750 MW	2	1 €/MWh	100%	ja	1975 €	0 h	ja	0 h

Für die Daten der Windkraftwerke gilt das Gleiche, wie für Solaranlagen (Kapitel 5.2.3), außer natürlich bei der Einspeiseleistung. Die viertelstündlichen Einspeisewerte wurden für Deutschland von [BDEW 2009] und für Österreich von [OeMAG 2008b] bezogen und mit je vier aufeinanderfolgenden Viertelstundenwerten wurde über den arithmetischen Mittelwert eine stündliche Einspeisung ermittelt. Auch hier unterbleibt die Aufführung aller Stundenwerte, da die Einspeisewerte direkt in die Diagramme in Kapitel 5.3 eingehen.

5.2.5 Verlauf der Laufwasser-Einspeisung

Tabelle 5.3 - Einspeisedaten Laufwasser in GAMS (Quelle: Schüppel 2010)

Bezeichnung	Leistung	ID	var. Kosten	min. Auslastung	Must-Run	Anfahrkosten	Kaltstartzeit	eingeschalten	Heißstartzeit
KW1.tx	Max: 7099 MW	2	1 €/MWh	100%	ja	709,9 €	0 h	ja	0 h

Die Leistungsdaten für Laufwasserkraftwerke liegen monatlich aufgeschlüsselt vor. Aus diesem Grund wird über einen Monat mit einem konstanten Einspeisewert gerechnet. Für die restlichen Eigenschaften gilt das Gleiche wie für Photovoltaik und Wind. Durch die Must-Run Annahme wird allerdings implizit ebenfalls angenommen, dass die Laufwasserkraftwerke nicht im Schwellbetrieb betrieben werden. Durch den Schwellbetrieb können geringe Wassermengen (und damit geringe Energiemengen) zeitlich verschoben werden (in der Regel innerhalb eines Tages). Da in der Simulation alle Laufwasserkraftwerke zu einem Kraftwerk zusammengefasst und nicht alle Laufwasserkraftwerke schwellbetriebsfähig sind, ist die allgemeine Beschreibung dieses Verhaltens im Modell, unter Berücksichtigung der vorliegenden Daten, nicht möglich. Aus diesen Gründen wird diese Vereinfachung in Kauf genommen (vgl. Huber 2010, S. 44f und 155). Die monatlichen Einspeisewerte für das Modell können Tabelle 5.4 entnommen werden.

Tabelle 5.4 – Durchschnittliche Einspeiseleistung der Laufwasserkraft je Monat über das Jahr 2008
(Quelle: Schüppel 2010)

Monat	durchschnittlich verfügbare Leistung
Jänner	3'655 MW
Februar	3'717 MW
März	4'171 MW
April	4'909 MW
Mai	5'823 MW
Juni	6'069 MW
Juli	5'719 MW
August	5'232 MW
September	4'532 MW
Oktober	4'022 MW
November	3'750 MW
Dezember	3'746 MW

5.2.6 Verwendete Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke

Tabelle 5.5 - Eingabedaten Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke in GAMS (Quelle:BMU 2011, Huber 2010)

Bezeichnung	Leistung in MW	ID	var. Kosten in €/MWh	min. Auslastung in %	Must-Run	Anfahrkosten in € / MW	Kaltstartzeit in h	eingeschalten	Heißstartzeit in h	Eta
KW65	82	40	1,6	5	0	8,2	0	0	0	0
KW66	109,9	41	1,6	5	0	10,99	0	0	0	0
KW67	107,3	41	0	5	0	10,73	0	0	0	0,58
KW68	396	42	1,6	5	0	39,6	0	0	0	0
KW69	208	42	0	5	0	20,8	0	0	0	0,68
KW70	2109	43	1,6	5	0	210,9	0	0	0	0
KW71	1805	43	0	5	0	180,5	0	0	0	0,65
KW72	4078	44	1,6	5	0	407,8	0	0	0	0
KW73	4014	44	0	5	0	401,4	0	0	0	0,8
KW74	3634	45	1,6	5	0	263,4	0	0	0	0
KW75	344,8	46	1,6	5	0	34,48	0	0	0	0
KW76	354	46	0	5	0	35,4	0	0	0	0,65
KW77	711	47	1,6	5	0	71,1	0	0	0	0
KW78	716	47	0	5	0	71,6	0	0	0	0,75
KW79	826	48	1,6	5	0	82,6	0	0	0	0
KW80	700	48	0	5	0	70,0	0	0	0	0,8
KW81	707,5	49	1,6	5	0	70,75	0	0	0	0
KW82	308,6	49	0	5	0	30,86	0	0	0	0,7
KW83	361,5	50	1,6	5	0	36,15	0	0	0	0
KW84	268	50	0	5	0	26,8	0	0	0	0,6
KW85	227,7	51	1,6	5	0	22,77	0	0	0	0
KW86	62,9	51	0	5	0	6,29	0	0	0	0,7

Der real vorhandene Kraftwerkspark wurde hier in viele Kraftwerke unterteilt, da die Simulation mit mehreren Kraftwerken verschiedener Pumpspeicherwirkungsgrade die Priorisierung der Verwendung von effizienteren (neueren) Anlagen zeigen soll.

Die Leistung wurde aus der institutsinternen Datenbank bezogen und stimmt im Wesentlichen mit den Daten von [BMU 2011] überein. Die variablen Kosten wurden hier mit 1,6 €/MWh angenommen, also leicht höher als die der erneuerbaren Energieträger. Diese Schätzung wurde wegen programmiertechnischer Gründe so getroffen, um den bevorzugten Einsatz der Erneuerbaren

darstellen zu können. Warum die Kosten der Pumpen mit Null angenommen werden ist in Kapitel 5.1.4 erklärt. Die Minimale Auslastung wird mit fünf Prozent angenommen, dies stellt eine Schätzung dar [vgl. Huber 2010]. Der Grund warum sie nicht mit Null angenommen werden dürfen liegt in der Simulation (siehe Abschnitt 4.4.2 und 5.1.4). Der Umwälzwirkungsgrad wird nach Entstehungsjahr und in Bezugnahme auf vorhandene Werte (65 bis 80%, vgl. Huber 2010, S. 47) geschätzt. Die Anfahrkosten werden gleich angenommen wie für Laufwasserkraftwerke.

Der existierende Kraftwerkspark wurde aggregiert und zu je einem Speicherkraftwerk für Deutschland und Österreich zusammengefasst (Kraftwerke 65 und 74). Die Pumpspeicherkraftwerke werden in je einem Jahres- und Monatsspeicher und zusätzlich zwei Tagesspeichern¹ für Deutschland (Kraftwerke 66 bis 73) repräsentiert. Aufgrund der höheren Kapazität in Österreich wurde hier eine feinere Unterteilung vorgenommen. Es gibt hier zwei Jahres-, einen Monats-, einen Wochen- und zwei Tagesspeicher (Kraftwerke 75 bis 86). Damit sollte die Aufgliederung für den Einsatzzweck (und im Vergleich zum restlichen Kraftwerkspark) fein genug sein. Vor allem auf die verschiedenen Einsatzarten und Wirkungsgrade kann damit näher eingegangen werden. Da Speicherkraftwerke außer mit dem stromerzeugenden Teil auch mit den Speicherseen beschrieben werden, folgen die Charakteristika dieser im nächsten Abschnitt.

5.2.6.1 Speicherseen

Tabelle 5.6 - Eingabedaten Speicherseen für GAMS (Quelle: Energie-Control GmbH 2009a, Schüppel 2010)

Bezeichnung	ID	Zufluss in MWh / Stunde	Füllstand Monatsanfang in %	Füllstand Monatsende in %	Speichervolumen in MWh
KW65.t1	40	2,9	50	50	51.750
KW66.t1	41	3,88	50	50	53.450
KW68.t1	42	13,98	50	50	102.921
KW70.t1	43	74,48	50	50	11.734
KW72.t1	44	144,01	50	50	27.016
KW74.t1	45	223,93	61,4	51,8	789.419
KW75.t1	46	34,29	61,4	51,8	290.573
KW77.t1	47	17,10	61,4	51,8	480.465
KW79.t1	48	3,34	61,4	51,8	132.325
KW81.t1	49	23,70	61,4	51,8	22.547
KW83.t1	50	10,82	61,4	51,8	1.245,7
KW85.t1	51	8,05	61,4	51,8	639,42

¹ Die Unterscheidung der Speicher erfolgt aufgrund des Speichervolumens und des mittleren Pegelstands (vgl. Huber 2010, S. 45).

Die Zuflussdaten liegen hier auf monatlicher Basis vor. Der angenommene stündlich Zufluss ergibt sich durch Division dieser Werte durch die jeweiligen Monatsstunden. Die in Tabelle 5.6 angegebenen Werte sind für Jänner 2008 angeführt, entsprechen also den Jänner-Zuflusswerten dividiert durch 744 Stunden (31 Tage á 24 Stunden). Die österreichischen Speicherfüllstände entsprechen dem Durchschnitt aus den Füllstandswerten zum Monatsletzten von 2006 bis 2009 (vgl. Energie-Control GmbH 2009a). Dabei wird ein systematischer Fehler gemacht, da alle Füllstandslevel österreichweit als gleich angenommen werden. Aufgrund mangelnder Daten wurde zu dieser Näherung gegriffen. Die Zuflüsse ergeben sich durch die Erzeugung aus Speicherkraftwerken abzüglich der geleisteten Pumpsarbeit und korrigiert um die Füllstandsänderung der Speicher. Für deutsche Kraftwerke lagen keine ausreichenden Daten über den Verlauf von Füllständen vor, aus diesem Grund wurde dieser als konstant angenommen. Die sich ergebenden Zuflüsse entsprechen den natürlichen Zuflüssen ohne Speicherbewirtschaftung. Die Speichervolumina wurden auf Datenbasis von [Schüppel 2010] aggregiert und zu diesen Einheiten zusammengefasst.

5.2.7 Parameter der thermischen Kraftwerke

5.2.7.1 Übersicht über die Eingabedaten für das GAMS Modell

Tabelle 5.7 - Eingabedaten der thermischen Kraftwerke für GAMS (Quelle:DENA 2005, Posch 2010, Feichtinger 2010, Institutsdatenbank)

Kraftwerkstyp	Bezeichnung	Leistung in MW	ID	var. Kosten in € / MWh	min. Auslastung in %	Must-Run	Anfahr-kosten in € / MW	Kaltstart-zeit in h	eingeschalten	Heißstart-zeit in h	"Oben"
Kern-Kraftwerk	KW10	3594	10	9	60	0	199647	25	1	3	0
	KW11	3594	11	9,25	60	0	199647	25	1	3	0
	KW12	3594	12	9,5	60	0	199647	25	1	3	0
	KW13	3594	13	9,75	60	0	199647	25	1	3	0
	KW14	3594	14	10	60	0	199647	25	1	3	0
Biomasse-Kraftwerk	KW15	1761,5	15	33,624	100	1	146627	3	1	0,5	
	KW16	1761,5	15	30,087	0	0	0	0	1	0,5	1
Gasturbinen-Kraftwerk	KW17	507,25	16	78,242	100	0	35923	0		0,2	
	KW18	507,25	16	63,366	0	0	0	0		0,2	1
	KW19	507,25	17	102,64	100	0	35923	0		0,2	
	KW20	507,25	17	78,242	0	0	0	0		0,2	1
Braunkohle-Kraftwerk	KW25	1874,5	20	38,439	100	0	315827	10	1	1,0	
	KW26	1874,5	20	32,154	0	0	0	0	1	1,0	1
	KW27	1874,5	21	40,119	100	0	315827	10	1	1,0	
	KW28	1874,5	21	33,247	0	0	0	0	1	1,0	1
	KW29	1874,5	22	41,799	100	0	315827	10	1	1,0	
	KW30	1874,5	22	34,340	0	0	0	0	1	1,0	1
	KW31	1874,5	23	43,478	100	0	315827	10	1	1,0	
	KW32	1874,5	23	35,433	0	0	0	0	1	1,0	1
	KW33	1874,5	24	45,158	100	0	315827	10	1	1,0	
KW34	1874,5	24	36,526	0	0	0	0	1	1,0	1	

Steinkohle-Kraftwerk	KW35	2297	25	38,187	100	0	429782	7	1	1,0	
	KW36	2297	25	32,329	0	0	0	0	1	1,0	1
	KW37	2297	26	39,712	100	0	429782	7	1	1,0	
	KW38	2297	26	33,352	0	0	0	0	1	1,0	1
	KW39	2297	27	41,237	100	0	429782	7	1	1,0	
	KW40	2297	27	34,374	0	0	0	0	1	1,0	1
	KW41	2297	28	42,762	100	0	429782	7	1	1,0	
	KW42	2297	28	35,397	0	0	0	0	1	1,0	1
	KW43	2297	29	44,287	100	0	429782	7	1	1,0	
	KW44	2297	29	36,420	0	0	0	0	1	1,0	1
Öl-Kraftwerk	KW45	394,1	30	58,975	100	0	110663	2,5	0	0,0	
	KW46	394,1	30	51,543	0	0	0	0	0	0,0	1
	KW47	394,1	31	66,645	100	0	110663	2,5	0	0,0	
	KW48	394,1	31	56,962	0	0	0	0	0	0,0	1
	KW49	394,1	32	74,314	100	0	110663	2,5	0	0,0	
	KW50	394,1	32	62,381	0	0	0	0	0	0,0	1
	KW51	394,1	33	81,984	100	0	110663	2,5	0	0,0	
	KW52	394,1	33	67,800	0	0	0	0	0	0,0	1
	KW53	394,1	34	89,654	100	0	110663	2,5	0	0,0	
	KW54	394,1	34	73,219	0	0	0	0	0	0,0	1
GuD-Kraftwerk	KW55	968,4	35	49,962	100	0	177992	3	0	0,5	
	KW56	968,4	35	40,969	0	0	0	0	0	0,5	1
	KW57	968,4	35	54,823	100	0	177992	3	0	0,5	
	KW58	968,4	35	43,951	0	0	0	0	0	0,5	1
	KW59	968,4	35	59,683	100	0	177992	3	0	0,5	
	KW60	968,4	35	46,933	0	0	0	0	0	0,5	1
	KW61	968,4	35	64,544	100	0	177992	3	0	0,5	
	KW62	968,4	35	49,916	0	0	0	0	0	0,5	1
	KW63	968,4	35	69,405	100	0	177992	3	0	0,5	
	KW64	968,4	35	52,898	0	0	0	0	0	0,5	1

5.2.7.2 Übersicht über die Eigenschaften der Kraftwerke nach Typ

Tabelle 5.8 - Kraftwerkseigenschaften fossiler Kraftwerke nach Typ (Quelle: DENA 2005, Posch 2010, Feichtinger 2010, Institutsdatenbank)

Kraftwerks -Typ	Anzahl Kraftwerke	Aufteilung in Teillast-KW	variable Kosten in €/MWh	sonstige Kosten in €/ MWh	Must-Run	Anfahrkosten Verschleiß in €/ MW	Anfahrkosten-Faktor Brennstoff in MWh_{th} / MW	Kaltstartzeit in h	Heißstartzeit in h
Kern-KW	5	nein	9 - 10	3	nein	2	17	25	3
GuD-KW	5	ja	45,5 – 61,2	2	nein	10	3,5	3	1
Gasturbinen-KW	2	ja	70,8 – 90,4	2	nein	10	1,1	0	0,33
Braunkohle-KW	5	ja	35,3 – 40,8	2	nein	2	6,2	10	2
Steinkohle-KW	5	ja	35,3 – 40,4	2	nein	4,8	6,2	7	2
Öl-KW	5	ja	55,3 – 81,4	2	nein	4	6,2	2,5	0
Biomasse-KW	1	ja	30,1 – 33,6	2	ja	10	6,2	3	1

5.2.7.3 Aufteilungsverhältnis

Dieses wurde mit 50% gewählt, jedes thermische Teilkraftwerk hat also die halbe Leistung der Kraftwerksanlage. Dabei wurde auf die verfügbaren Daten zu den Wirkungsgraden Rücksicht genommen, da diese für 50% und 100% gut verfügbar sind.

5.2.7.4 Unterschiedsfaktor Heißstart zu Kaltstart

Dieser wird mit 0,3 angenommen, ein Heißstart verursacht also nur 30% der Kosten eines Kaltstarts. Diese Wahl erfolgte in Bezugnahme auf [Grimm 2007, S. 58].

5.2.7.5 Minimale Einspeiseleistung

Diese wurde mit 50% gewählt. Diese Wahl wird beispielsweise durch die Diagramme von [Grimm 2007, S. 49f] unterstützt, welche einen Verlauf des Wirkungsgrades über die Auslastung ab 50% Auslastungsgrad zeigen. Dampfkraftwerke (wie z.B. Kohlekraftwerke) haben eine technische Beschränkung aufgrund der Mindestlastflüsse durch die Hilfsaggregate des Kraftwerks von etwa 35 bis 40%, je nach verwendeter Technologie (vgl. Strauß 2009, S. 113, 194f).

5.2.7.6 Wirkungsgrade der Kraftwerkstypen in den verschiedenen Lastbereichen

Die verschiedenen Kraftwerkstypen haben unterschiedliche Wirkungsgrade und –verläufe. Der hier aufgeführt maximale Wirkungsgrad (bei 50% und 100% Auslastung) soll ein Kraftwerk nach aktuellem Stand der Technik widerspiegeln und wurde nach [Posch 2010] gewählt. Ähnliche Werte zeigt auch eine Übersicht in [Panos 2009, S. 280], die Biomasse (Holz) mit 30 %, Steinkohle mit 38-42 %, Braunkohle mit 42 % und Nuklearkraftwerke mit 29% angibt. Der minimale Wirkungsgrad soll jenen der ältesten eingesetzten Technologie darstellen. Dieser ergibt sich aus dem Bereich für die variablen Kosten, welche im Kapitel 5.2.7, Seite 110 zu finden sind. Aus den höchsten variablen Kosten wurden die minimalen Wirkungsgrade und aus den niedrigsten variablen Kosten die maximalen Wirkungsgrade berechnet. Wie die Wirkungsgrade in die Grenzkosten einfließen ist in Abschnitt 3.1.1 und Kapitel 5.1.1 nachzulesen. Bei Ölkraftwerken wurde aufgrund von Erfahrungswerten angenommen, dass ihr Verhalten denen von Kohlekraftwerken ähnelt und aus diesem Grund wurden ähnlich Werte angenommen.

Tabelle 5.9 - Wirkungsgrade der verschiedenen Kraftwerkstypen (Quelle: Posch 2010)

Kraftwerkstyp	min. el. Wirkungsgrad bei 50% Last	max. el. Wirkungsgrad bei 50% Last	min. el. Wirkungsgrad bei 100% Last	max. el. Wirkungsgrad bei 100% Last	Quelle Posch 2010
Kernkraftwerk	-	-	30 %	35 %	S. 36
GuD-Kraftwerk	37 %	52 %	43 %	58 %	S. 12
Gasturbinen-Kraftwerk	25 %	33 %	29 %	37 %	S. 7
Braunkohle-Kraftwerk	32 %	38 %	36 %	42 %	S. 23
Steinkohle-Kraftwerk	35 %	41 %	39 %	45 %	S. 23
Öl-Kraftwerk	26 %	40 %	29 %	43 %	-
Biomasse-Kraftwerk	15 %	17 %	16 %	18 %	S. 54

5.2.7.7 Verfügbare Leistung

Die verfügbare Leistung der Kraftwerke im Modell wurde ermittelt, indem die monatlich verfügbare Nettoleistung aus dem SAR (System Adequacy Retrospect) 2008 der ENTSOE [ENTSOE 2008a] mit der mittleren Verfügbarkeit dieses Kraftwerkstyps multipliziert wurde. Die mittlere Verfügbarkeit¹ wurde dabei aus [Fath 2011, S. 13] entnommen. Damit erhält man, monatlich aufgeschlüsselt, eine durchschnittlich verfügbare Leistung der Kraftwerke nach Typ. Da keine stundenweise aufgeschlüsselten verfügbaren Kraftwerksleistungen zur Verfügung standen, wurde diese Methode gewählt. Die errechneten Werte sind in Tabelle 5.10 angeführt, der jeweilige Wert ist in MW angegeben. Für die Simulation wurden die Typen "Erdgas" sowie "Erdgas_CC" zur Kategorie "GuD-Kraftwerk" sowie "Öl" und "ÖL: GT+BHKW" (Gasturbine und Blockheizkraftwerk) zu "Öl-Kraftwerk" zusammengefasst. Ebenso wurde mit den beiden Typen von Nuklearkraftwerken verfahren. Diese Vereinfachung wurde getroffen, da im simulierten Kraftwerkspark nur nach Brennstoff unterschieden wurde und Technologieunterschiede zwischen den einzelnen Kraftwerkstypen im Modell gesondert berücksichtigt werden.

¹ Die mittlere Verfügbarkeit berechnet sich aus der verfügbaren Arbeit im Jahresmittel durch die Nennarbeit dividiert (vgl. Fath 2011, S. 9).

Tabelle 5.10 - verfügbare Leistung der Kraftwerkstypen 2008 (Quelle: Institutsdatenbank)

2008 Typ	Jan 01	Feb 02	März 03	Apr 04	Mai 05	Jun 06	Jul 07	Aug 08	Sept 09	Okt 10	Nov 11	Dez 12
Biomasse+Abfall	3'523	3'512	3'440	3'318	3'147	3'169	3'193	3'208	3'201	3'311	3'444	3'539
Braunkohle	18'745	18'770	18'454	17'915	17'063	17'234	17'380	17'485	17'374	17'871	18'479	18'861
Erdgas	2'409	2'435	2'414	2'383	2'311	2'354	2'385	2'398	2'364	2'386	2'417	2'433
Erdgas_CC	7'275	7'419	7'410	7'431	7'338	7'531	7'671	7'699	7'533	7'476	7'428	7'375
Erdgas: GT+BHKW	2'029	2'035	2'003	1'957	1'886	1'911	1'934	1'939	1'925	1'961	2'006	2'044
Nuc_BWR	5'677	5'665	5'554	5'356	5'064	5'098	5'131	5'163	5'148	5'334	5'558	5'704
Nuc_PWR	12'293	12'268	12'026	11'598	10'967	11'040	11'111	11'181	11'148	11'551	12'036	12'352
Öl	3'287	3'316	3'280	3'241	3'165	3'222	3'267	3'269	3'236	3'256	3'285	3'316
ÖL: GT+BHKW	654	653	640	617	584	588	592	595	594	615	640	657
Steinkohle	22'970	23'157	22'909	22'498	21'705	22'071	22'347	22'472	22'187	22'507	22'936	23'179
Gesamtergebnis	95'146	94'720	94'238	94'095	92'031	93'834	94'244	93'976	91'205	92'598	94'346	96'248

Die Daten für die Anfahrzeiten und Anfahrkosten sind direkt aus der dena-Netzstudie 2005 entnommen [Dena 2005, S. 280]. Die gesamten Anfahrkosten ergeben sich laut Formel (3.3). Wie die Anfahrzeiten behandelt werden ist den Abschnitten 5.1.3 sowie 3.2.4 und 4.4.4 zu entnehmen.

Tabelle 5.11 - Anfahrkosten und -zeiten für therm. Kraftwerke (Quelle: DENA 2005)

Kraftwerkstyp	Anfahrkosten Verschleiß in € / MW	Anfahrkosten-Faktor Brennstoff in MWh _{th} / MW	Kaltstartzeit in h	Heißstartzeit in h
Kern-KW	1,7	16,7	25	3
GuD-KW	10	3,5	3	1
Gasturbinen-KW	10	1,1	0	0,33
Braunkohle-KW	3	6,2	10	2
Steinkohle-KW	4,8	6,2	7	2
Öl-KW	4	6,2	2,5	0
Biomasse-KW	10	6,2	3	1

5.2.7.8 Variable Kosten

Die Grundlage für die variablen Kosten bilden Schätzwerte der Grenzkosten. Diese werden in sonstige Kosten und Brennstoffkosten aufgeteilt. Die sonstigen Kosten sind hauptsächlich als Wartungs- und Betriebskosten zu sehen und damit relativ konstant über die relative Ausgangsleistung (also auch pro MWh erzeugte Energie). Sie sind mit zwei €/MWh für alle Typen außer für Kernkraftwerke angenommen. Deren Kosten werden leicht erhöht aufgrund der für die zusätzlichen Sicherheitsmaßnahmen notwendigen Wartungen. Als Schätzgrundlage wurde das Praxisbuch Energiewirtschaft herangezogen (Kosten für Hilfsstoffe etwa 1,5 €/MWh, vgl. Panos 2009, S. 290ff).

Die Brennstoffkosten werden lt. Formel (5.6) ermittelt, dabei wird mit der unteren Grenze der variablen Grenzkosten und dem maximalen Wirkungsgrad gerechnet. Es wird also angenommen, dass das effizienteste Kraftwerk die günstigsten variablen Brennstoffkosten besitzt. Mit diesen ermittelten Kosten kann über Formel (5.4) auf die variablen Grenzkosten der weniger effizienten Kraftwerke zurückgerechnet werden (siehe dazu das Berechnungsbeispiel). Zu dieser Methodik wurde gegriffen, da diese universeller ist, als eine Berechnung mit aktuellen Brennstoffpreisen, welche wegen Lagerhaltung und älterer Verträge auch verfälscht würde (vgl. Dena 2005, S. 278). Des Weiteren soll mit dieser Simulation die Auswirkung von gewissen Effekten (wie Anfahrzeiten, Anfahrkosten und Teillastbetrieb) auf den Kraftwerkeinsatz untersucht werden und damit ist die Bedeutung der absoluten Brennstoffkosten nicht so relevant, wie eine Reihung der Kraftwerke nach diesen.

Die Spannweite der variablen Kosten wird gleichmäßig auf die Anzahl der Kraftwerke aufgeteilt. Als Beispiel können die fünf Kernkraftwerke mit Preisen zu 9 / 9,25 / 9,5 / 9,75 / 10 €/MWh angeführt werden. Somit entsteht ein Kraftwerkspark mit einer homogenen Technologieverteilung der Anlagen auf Basis der variablen Kosten. Es wird somit angenommen, dass eine Gleichverteilung der angeführten variablen Kosten (von den geringsten zu den höchsten) vorliegt.

Tabelle 5.12 - angenommene variable Kosten von thermischen Kraftwerken

Kraftwerkstyp	variable Kosten in €/ MWh _{el}	sonstige Kosten in €/ MWh _{el}	Brennstoffkosten in €/ MWh _{therm}
Kernkraftwerk	9 - 10	3	2,1
GuD-Kraftwerk	45,5 – 61,2	2	25,0
Gasturbinen-Kraftwerk	70,8 – 90,4	2	25,0
Braunkohle-Kraftwerk	35,3 – 40,8	2	13,8
Steinkohle-Kraftwerk	35,3 – 40,4	2	14,8
Öl-Kraftwerk	55,3 – 81,4	2	22,8
Biomasse-Kraftwerk	30,1 – 33,6	2	5,0

Berechnungsbeispiel Kernkraftwerke

variable Kosten: 9 €/ MWh_{el}

variable Kosten: 3 €/ MWh_{el}

minimaler Vollast-Wirkungsgrad: 30 %

maximaler Vollast-Wirkungsgrad: 35 %

Daraus ergeben sich die Brennstoffkosten lt. Formel (5.6) zu

$$k_{\text{Brennstoff}} = (k_{\text{Grenz}} - k_{\text{Betrieb,variabel}}) \cdot \eta_{\text{Vollast}} = (9 - 3) \cdot 0,35 = 2,1 \text{ €/MWh}_{\text{therm}}$$

für das effizienteste Kraftwerk.

Für das am wenigsten effiziente Kraftwerk können dann die Grenzkosten analog zu Formel (5.4) ermittelt werden (keine Aufspaltung in zwei Teilkraftwerke):

$$k_{\text{var,gesamt}} = \frac{k_{\text{Brennstoff}}}{\eta_{\text{oben}}} + k_{\text{Betrieb}} = \frac{2,1}{0,3} + 3 = 10 \text{ €/MWh}_{\text{therm}}$$

5.2.7.9 Must-Run

Von den thermischen Kraftwerken werden nur Biomasse-Kraftwerke als Must-Run definiert, da diese durch die Kraft-Wärme-Kopplung eingeschalten sein müssen, um Wärme zu erzeugen. Diese Annahme stützt sich auf das Ökostromgesetz in Österreich und das EEG- sowie das KWK-Gesetz in Deutschland, da die meisten dieser Anlagen nach diesen als Ökostrom behandelt werden (vgl. Feichtinger 2010, S. 67ff).

5.3 Ergebnisse der Simulation

Dieses Kapitel widmet sich der Auswertung der Ergebnisse der Simulation. Dabei werden repräsentative Tages- und Wochenverläufe der Kraftwerksleistungen graphisch dargestellt und auf Plausibilität untersucht.

5.3.1 Untersucher Zeitraum und durchgeführte Simulationen

5.3.1.1 Auswahl des Betrachtungszeitraums

Die untersuchten Monate sind Jänner und Mai, da hier die stärksten Auswirkungen auf den Kraftwerkseinsatz aufgrund von Verbraucherverhalten, Wasserführung und Sonnenenergie zu erwarten sind. Die Region für die Simulation setzt sich, wie bereits erwähnt, aus Deutschland und Österreich zusammen.

Im Jänner ist die durchschnittliche Last sehr hoch, zudem ist die Wasserführung gering. Dies wirkt sich auf die Erzeugung durch Laufwasserkraftwerke und die natürlichen Zuflüsse der Speicherkraftwerke aus. Unter anderem aus diesem Grund sinken die Speicherfüllstände während dieser Periode. Es kommt außerdem dazu, dass die Windeinspeisung hoch und die Photovoltaikausbeute gering ist. Damit ist dieser Monat sehr gut geeignet starke Volatilität aufzuzeigen (vgl. E-Control GmbH 2008b).

Im Mai hingegen ist die Durchschnittslast eher gering, bei hohen Wasserzuflüssen. In Österreich wird vor allem die Schneeschmelze bemerkbar. Dies führt dazu, dass die Speicher aufgefüllt werden. Da die Einspeiseleistungen für Wind gering sind und diese die hauptsächliche Quelle für stark volatile Erzeugung darstellt, ist der Einfluss auf das Gesamtsystem nicht so hoch. Es ist damit der Fall gegeben, dass eine hohe Einspeiseleistung einem geringen Verbrauch gegenübersteht (vgl. E-Control GmbH 2008b).

5.3.1.2 Durchgeführte Simulationen

Für beide Zeiträume wurden je zwei verschiedene Simulationen durchgeführt. Eine mit Gesamtkraftwerken sowie eine mit Aufteilung der thermischen Kraftwerke in zwei Teilkraftwerke. In der ersten Simulation wird der Verlauf des Wirkungsgrades über die Teilauslastung nicht berücksichtigt, Kraftwerke werden nur mit ihrem Volllast-Wirkungsgrad simuliert. Diese beiden getrennten Simulationen haben den Zweck, die Auswirkungen dieses Ansatzes auf den Kraftwerkeinsatz betrachten zu können. Die Farbzurordnung zu den einzelnen Kraftwerkstypen ist in der

Legende ersichtlich. Die Last wurde als Linie aufgetragen, darauf aufgesetzt wurde die Pumpleistung. Dadurch wird verdeutlicht, dass der Pumpbetrieb die Summe der Aufbringungen erhöht. Die Reihenfolge der Auftragung ist so gewählt, dass bei der Summe der Aufbringungen bei den Grundlastkraftwerken begonnen wurde. Speicherkraftwerke sind also sehr nahe an der Last angesiedelt, nur die Einspeisung durch Erneuerbare (Wind und Photovoltaik (PV)) liegt noch dazwischen.

5.3.2 Simulationen für Jänner 2008

5.3.2.1 Simulation 1 – Ohne Wirkungsgradverlauf

In dieser Simulation wurde ohne Aufspaltung der thermischen Kraftwerksanlagen in Teilkraftwerke gearbeitet.

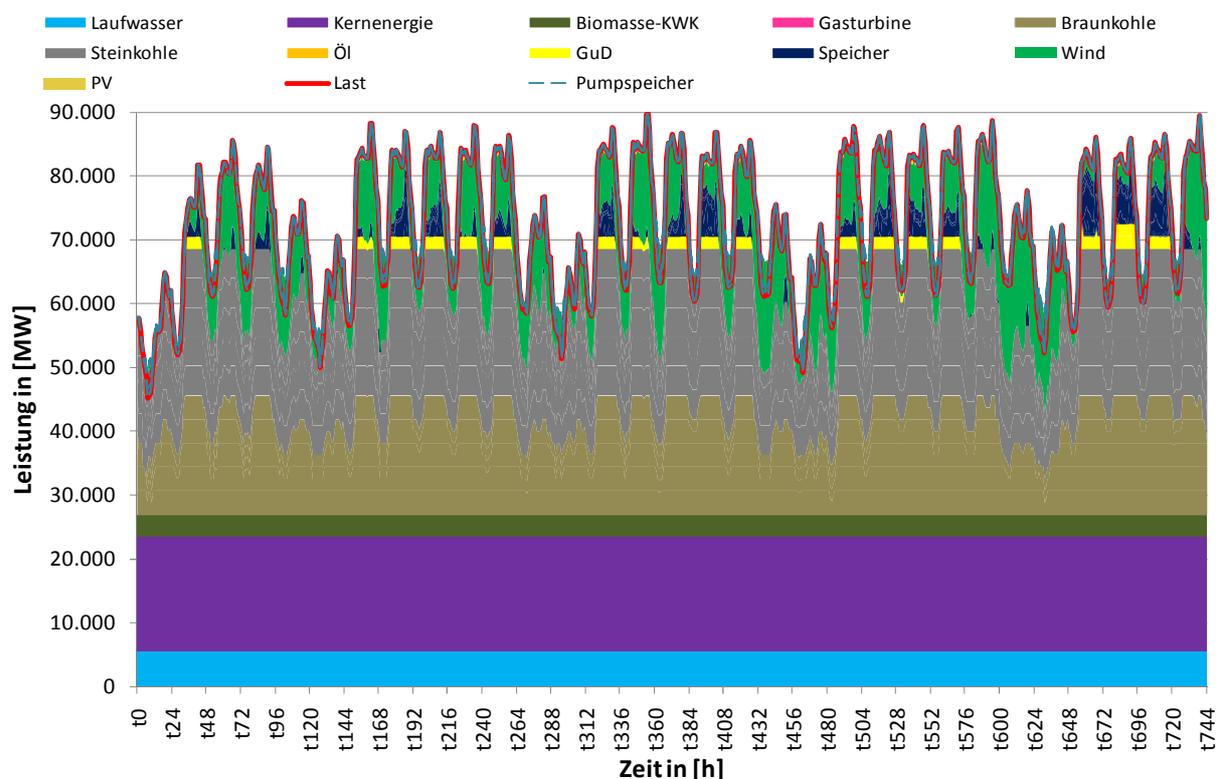


Abbildung 5.4 – Monatsgangkurve im Jänner 2008 ohne Berücksichtigung von Teillast-Wirkungsgraden

In Abbildung 5.4 ist die Monatsganglinie dargestellt, wenn therm. Kraftwerke keine Wirkungsgradverschlechterungen im Teillastbetrieb aufweisen. Dabei zeigt sich, dass die Last hauptsächlich ständig durch die Must-Run-Kraftwerke Laufwasserkraft, Biomasse, Wind und Photovoltaik gedeckt werden. Kernenergie läuft durchgehend auf Vollast. Steinkohle läuft praktisch durch und bei Braunkohle sind Leistungsreduktionen und Abschaltungen durch den täglichen Lastgang zu erkennen. Zur Spitzenlastdeckung werden unter der Woche zur Mittagszeit GuD-Kraftwerke verwendet, durch die Speicherkraftwerke werden Einspeisungsdifferenzen in der Windenergie ausgeglichen. Pumpbetrieb ist hauptsächlich am Wochenende in geringem Ausmaß vorhanden (siehe Abbildung 5.5) und Ölkraftwerke sowie Gasturbinen kommen nie zum Einsatz. In der Wochenganglinie (Abbildung 5.5) ist der Pumpbetrieb zu Schwachlastzeiten besonders gut ersichtlich.

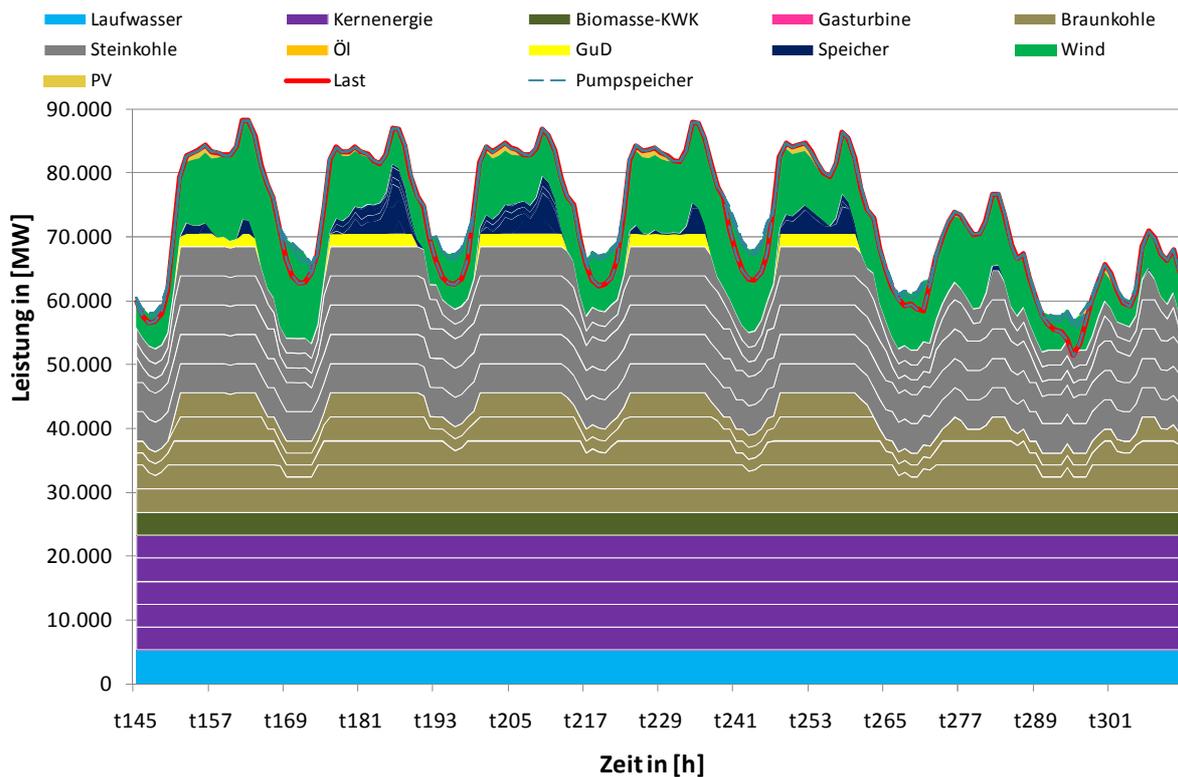


Abbildung 5.5 - Wochengangkurve im Jänner 2008 (7. bis 13.) ohne Berücksichtigung von Teillast-Wirkungsgraden

Die aufgezeigte Kurve spiegelt das wider, was laut Abschnitt 5.3.1 erwartet wurde. Vor allem die Windeinspeisung und ihre hohe Volatilität ist gut sichtbar.

Für die detaillierte Betrachtung wurde der 7. Jänner (ein Montag) herausgegriffen. Es zeigt sich, dass über das Wochenende ein Braunkohlekraftwerk ausgeschaltet wurde und die meisten Kohlekraftwerke in der Nacht auf Minimallast vorgehalten wurden. Auch ein geringer Pumpeinsatz in der Nacht ist erkennbar. Der tägliche Lastanstieg gegen acht Uhr morgens führt zu einer Einschaltung eines GuD-Kraftwerks und gegen Mittag ist ein Ausgleich der geringen Mittagsspitze durch die Photovoltaik und Turbineneinsatz der Pumpspeicherkraftwerke erkennbar. Die höhere Abendspitze wird komplett durch die Pumpspeicher gedeckt.

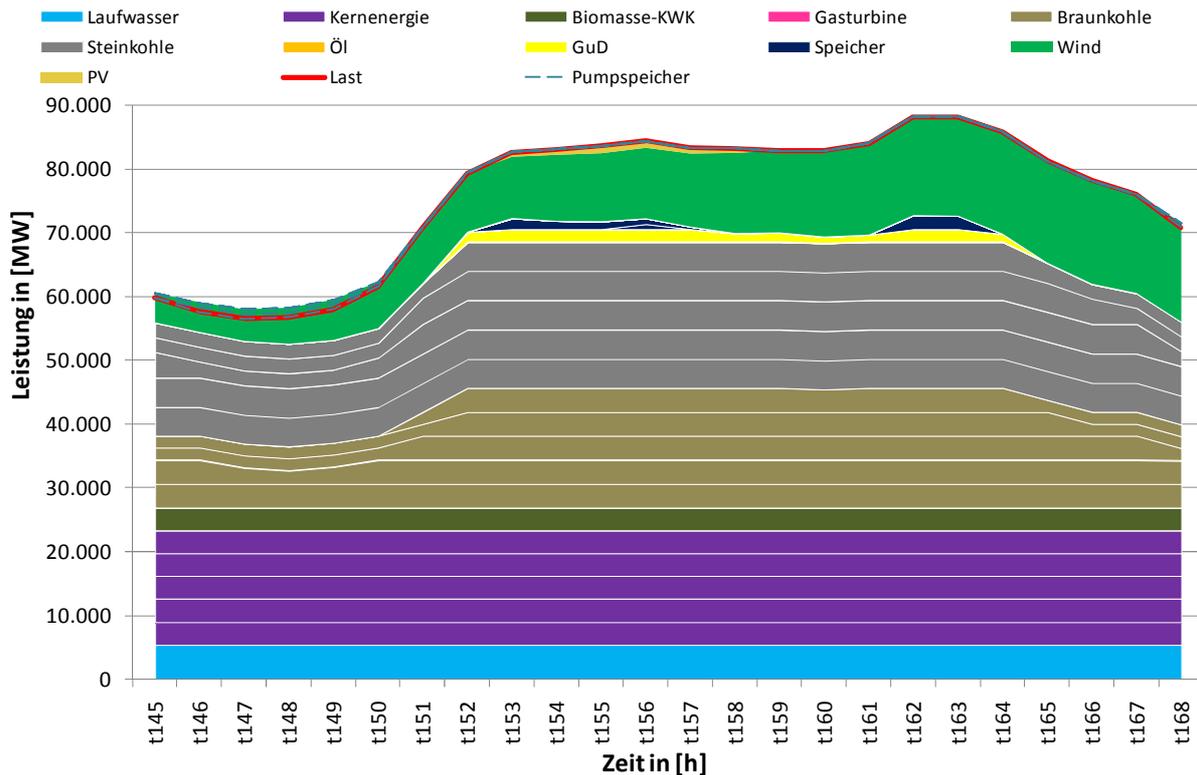


Abbildung 5.6 - Tagesgangkurve für den 7. Jänner 2008 ohne Berücksichtigung von Teillast-Wirkungsgraden

In Abbildung 5.7 wird der Einsatz der Kraftwerke über das Monat Jänner in Bezug auf erzeugte Energie und eingesetzte Stunden gezeigt. Dabei stechen vor allem die hohen Einsatzstunden der Speicherkraftwerke heraus, da diese täglich zur Deckung der Last eingesetzt werden, da damit die Einschaltkosten thermischer Kraftwerke vermieden werden. Bei den Kohlekraftwerken ist gut erkennbar, dass die erzeugte Energie und die Einsatzstunden direkt mit den Kosten korrelieren (die teureren Kraftwerke werden weniger eingesetzt). Hervorstreichen ist die Windeinspeisung, die die höchste Einspeiseenergie aller simulierten Kraftwerke aufweist. Da alle Windkraftanlagen als ein Kraftwerk simuliert werden, fossile Kraftwerke aber typischerweise in fünf Kraftwerke untergliedert werden, heißt dies nicht, dass mehr Windenergie zur Stromerzeugung genutzt wird, als fossile Rohstoffe. Allerdings stellt damit ein erneuerbarer Primärenergieträger nahezu die Hälfte der Energie zur Verfügung, die ein beliebiger fossiler Brennstoff liefert.

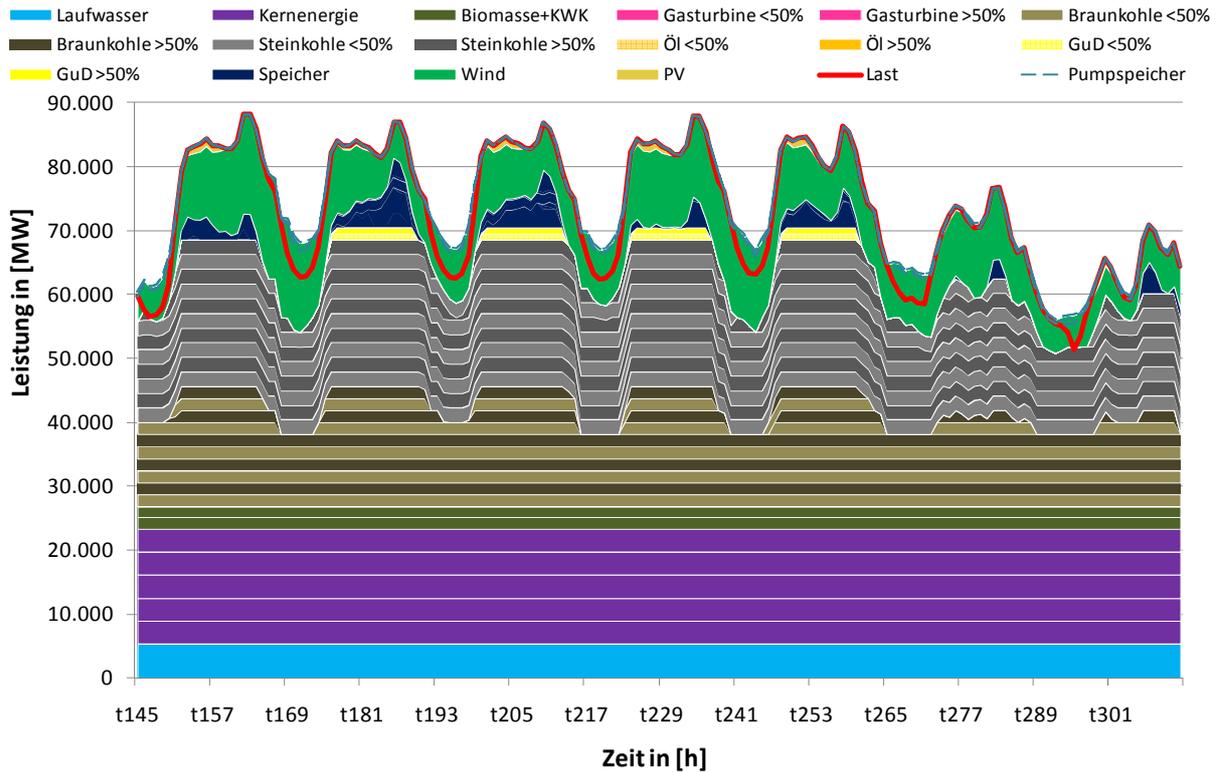


Abbildung 5.8 - Wochengangkurve im Jänner 2008 (7. bis 13.) bei Berücksichtigung von Teillast-Wirkungsgraden

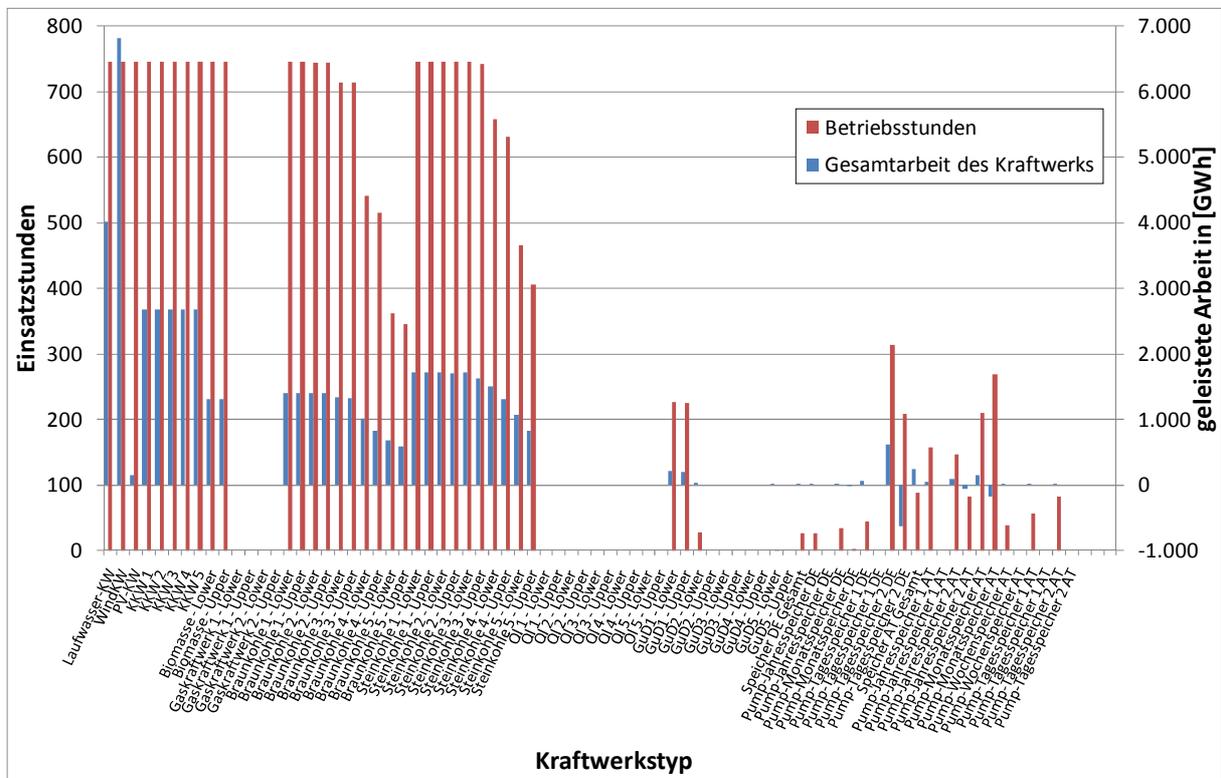


Abbildung 5.9 - Einsatzstunden und erzeugte Energie nach Kraftwerkstyp im Jänner 2008 bei Berücksichtigung von Teillast-Wirkungsgraden

Aus Abbildung 5.8 und Abbildung 5.9 ist herauszulesen, dass sich durch eine Berücksichtigung der Teillastwirkungsgrade in der Merit Order vor allem die Einsatzstunden der Kohlekraftwerke verringern. Dies liegt daran, dass es nun viel unwirtschaftlicher ist, ein Kraftwerk auf halber Leistung vorzuhalten, um Einschaltkosten zu vermeiden. Die erhöhten Kosten durch den Wirkungsgradverlust überschreiten früher die notwendigen Einschaltkosten.

Für den gleichen Tag des Beobachtungszeitraumes wie in der ersten Simulation (7. Jänner) kann nun erkannt werden, dass auch Steinkohlekraftwerke über das Wochenende ausgeschaltet wurden und die verbliebenen Kohlekraftwerke in Volllast durchgelaufen sind (Abbildung 5.10). Die dadurch überschüssig produzierte Energie wurde durch Pumpspeicher verwendet. Dadurch ist es möglich während des Tages die erhöhte Last durch Pumpspeicherkraftwerke auszugleichen und auf GuD-Kraftwerke zu verzichten. Dies ist auch durch den Vergleich der Einsatzstunden beider Simulationen ersichtlich, wo GuD Kraftwerke in der zweiten Simulation etwa 20 % weniger Betriebsstunden aufweisen als in der ersten. Der Zugewinn der erbrachten Pumarbeit über diesen Zeitraum entspricht sehr gut dieser Differenz.

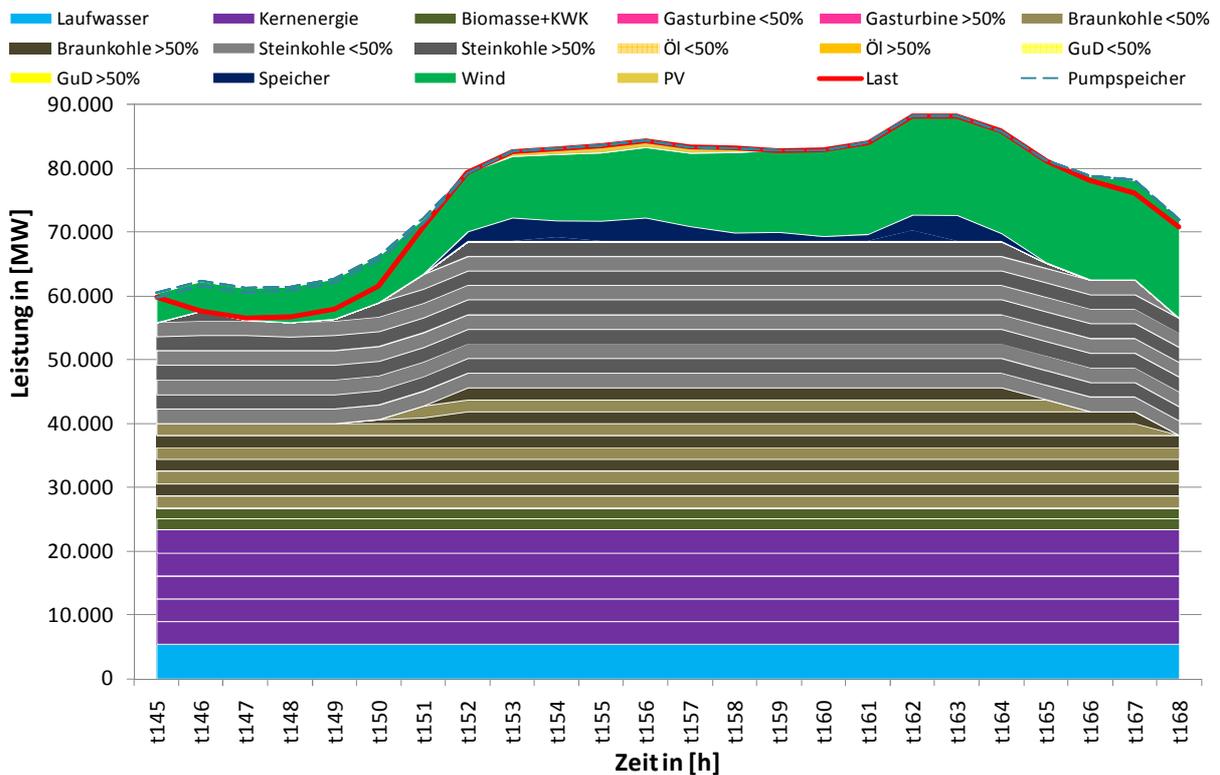


Abbildung 5.10 - Tagesgangkurve für den 7. Jänner 2008 bei Berücksichtigung von Teillast-Wirkungsgraden

5.3.2.3 Diskussion über die verwendeten Merit Order Preise

An dieser Stelle ist es angebracht, auf die Entstehung der Merit Order Preise einzugehen. Es wurde für die folgenden Auswertungen davon ausgegangen, dass die variablen Kosten der teuersten eingesetzten Einheit den Merit Order Preis darstellen. Es werden also nur jene Stromgestehungskosten einer MWh herangezogen, denen Betriebskosten gegenüberstehen. Anfahrkosten werden gesondert berücksichtigt und auf zwei verschiedene Varianten auf diese Kosten aufgeschlagen. Der

Preis der teuersten Einheit hängt nun aber davon ab, welcher Preis von den Kraftwerksbetreibern für ihre Energie verlangt wird. Die Errechnung der Grenzkosten kann nach der vorgestellten Formel (3.1) erfolgen, oder noch mehr Faktoren berücksichtigen. Je nachdem, welche Einflussfaktoren für den Stromgestehungspreis herangezogen werden, spiegeln diese die realen Kosten des Kraftwerksbetreibers wider oder nicht. Der Grenzpreis eines Anbieters kann höher liegen, als seine Grenzkosten, wenn beispielsweise Anfahrkosten berücksichtigt werden.

5.3.2.4 Gegenüberstellung beider Simulationen

Eine Analyse der beiden Simulationsergebnisse zeigt, dass die Berücksichtigung der Teillastwirkungsgrade bei wöchentlicher Betrachtung im Jänner folgende Auswirkungen auf den Kraftwerkseinsatz hat:

- Es befinden sich im Durchschnitt zwei Kraftwerksanlagen weniger im Teillastbetrieb.
- Die durchschnittliche Auslastung der Kraftwerksanlagen steigt um etwa sieben Prozent.
- Die durchschnittliche Laufzeit sinkt um zehn Prozent.

Speicherkraftwerke wurden in dieser Betrachtung nicht berücksichtigt, da hier kein Vollastbetrieb angestrebt wird.

Die erforderliche Energie zur Lastdeckung wird also auf einen kleineren Teil der Kraftwerke konzentriert. Da eine Kostenminimierung durchgeführt wurde, bedeutet dies, dass sich bei gleichbleibendem Kraftwerkspark durch die Berücksichtigung von niedrigeren Wirkungsgraden im Teillastbetrieb eine Reduktion der Gesamtsystemkosten durch einen veränderten Kraftwerkseinsatz ergibt.

Durch die Einbeziehung von Teillastwirkungsgraden in die Simulation verschiebt sich die Spitzenlastdeckung von Gaskraftwerken zu Speicherkraftwerken. Die Möglichkeit Energie zu speichern (durch Pumpspeicherkraftwerke) gewinnt also als Systemkomponente sehr an Bedeutung. Wichtig ist hier die Erwähnung, dass die Füllstandspegel über den Monat Jänner abnehmen. Damit steht mehr Energie zur Lastdeckung zur Verfügung, als durch den Pumpeinsatz und die natürlichen Zuflüsse der Speicher entsteht.

Im nachstehenden Diagramm (Abbildung 5.11) ist die sich ergebende Merit Order des Kraftwerksparks für eine Stunde mit wenig Last (Montag, 7. Jänner, drei Uhr morgens) eingezeichnet. Dabei steht die kräftige rote Linie für den verfügbaren Kraftwerkspark im Modell. Die bedarfsgerechten Kraftwerksanlagen wurden mit ihrer vollen installierten Leistung und den Kosten in diesem Fall berücksichtigt. Die dargebotsabhängigen Kraftwerke sind hingegen mit ihren Einspeisewerten zu diesem Zeitpunkt abgebildet. Die graue Linie stellt die Merit Order des eingesetzten Kraftwerksparks aus dem Ergebnis der ersten Simulation (also ohne die Berücksichtigung einer Wirkungsgradkurve) zum betrachteten Zeitpunkt dar. Die grüne Linie spiegelt die variablen Erzeugungskosten des eingesetzten Kraftwerksparks mit Berücksichtigung von Teillastwirkungsgraden wider (zweite Simulation). Die blau strichlierte Linie bildet schließlich eine Situation ab, in der die Anfahrkosten anteilig auf die Laufzeit aufgeteilt werden. Auch in der blau gepunkteten Linie werden die Anfahrkosten berücksichtigt, sie werden jedoch voll zum Einschaltzeitpunkt aufgeschlagen.

Der vermeintliche Unterschied in der Last rührt daher, dass durch den Einsatz von Pumpen in der zweiten Simulation die notwendige eingespeiste Leistung erhöht wird. Dieser Effekt entsteht dadurch, dass die beiden Simulationen den Kraftwerkseinsatz unabhängig gestalten.

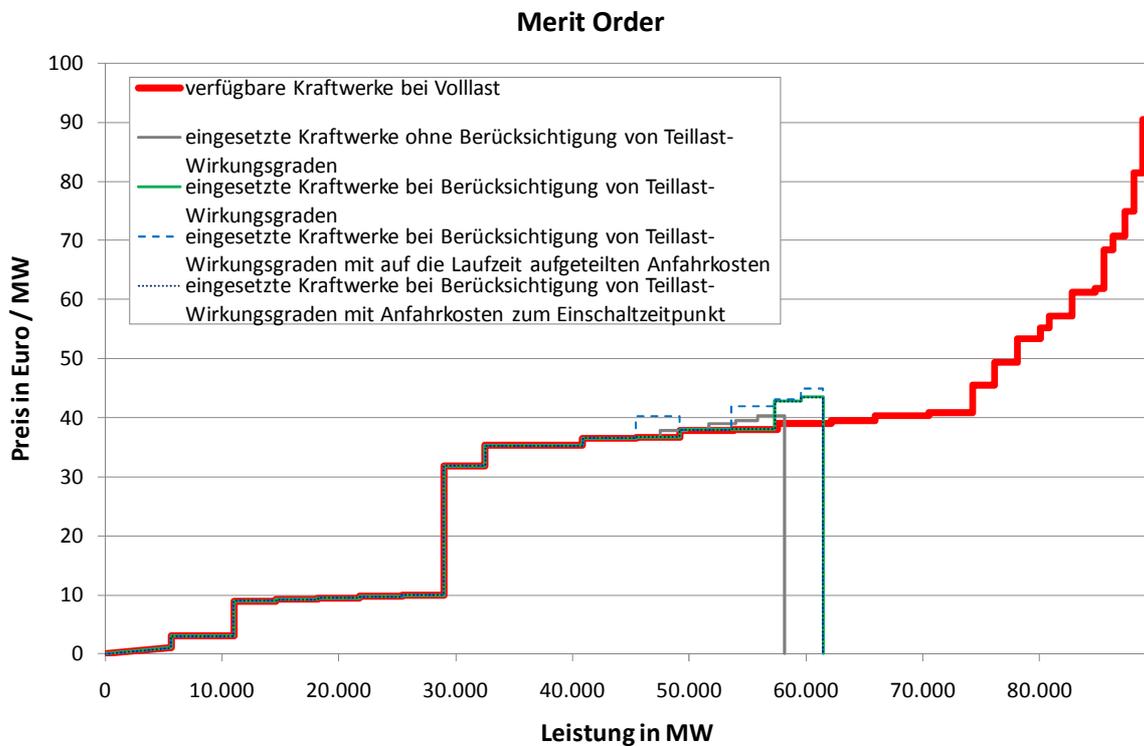


Abbildung 5.11 - Merit Order am 7. Jänner um 03.00

Die Veränderung der Merit Order durch Teillastbetrieb, Teillastwirkungsgrade und Anfahrkosten verhält sich genau wie in der Theorie erklärt (siehe dazu Kapitel 3). Dabei sind die Abstufungen in den Kosten der einzelnen Kraftwerkstypen gut erkennbar. Die Anfahrkosten sind natürlich nur bei jenen Kraftwerken sichtbar, die zu Simulationsbeginn nicht bereits liefen (zum betrachteten Zeitpunkt sind dies vier). Es ist auch erkennbar, dass sich die Anfahrkosten immer weniger auswirken, je länger ein Kraftwerk eingeschaltet ist (da sich fixe Kosten auf eine höhere Laufzeit verteilen). Für Grundlastkraftwerke stimmen alle Kurven überein, erst im Bereich der Mittellast beginnen die Abweichungen zwischen den betrachteten Szenarien.

Nach der Betrachtung einer Nachtstunde und damit sehr geringer Last wird nun die Situation zur Abendspitze untersucht (Abbildung 5.12). Im Unterschied zur Situation bei niedriger Last sind hier die Kurven mit und ohne Berücksichtigung der Wirkungsgrade praktisch deckungsgleich. Nur der Ausgleich der hohen Last durch GuD-Kraftwerke in Kombination mit Turbineneinsatz bei der ersten Simulation im Vergleich zur Deckung der kompletten erhöhten Last durch Turbinieren im Falle der zweiten Simulation verschiebt die notwendige Aufbringung. Die Anfahrkosten sind viel deutlicher sichtbar, als zu Niedriglastzeiten, da viele der eingesetzten Kraftwerke nicht durchlaufen, sondern nur untertags eingeschaltet werden.

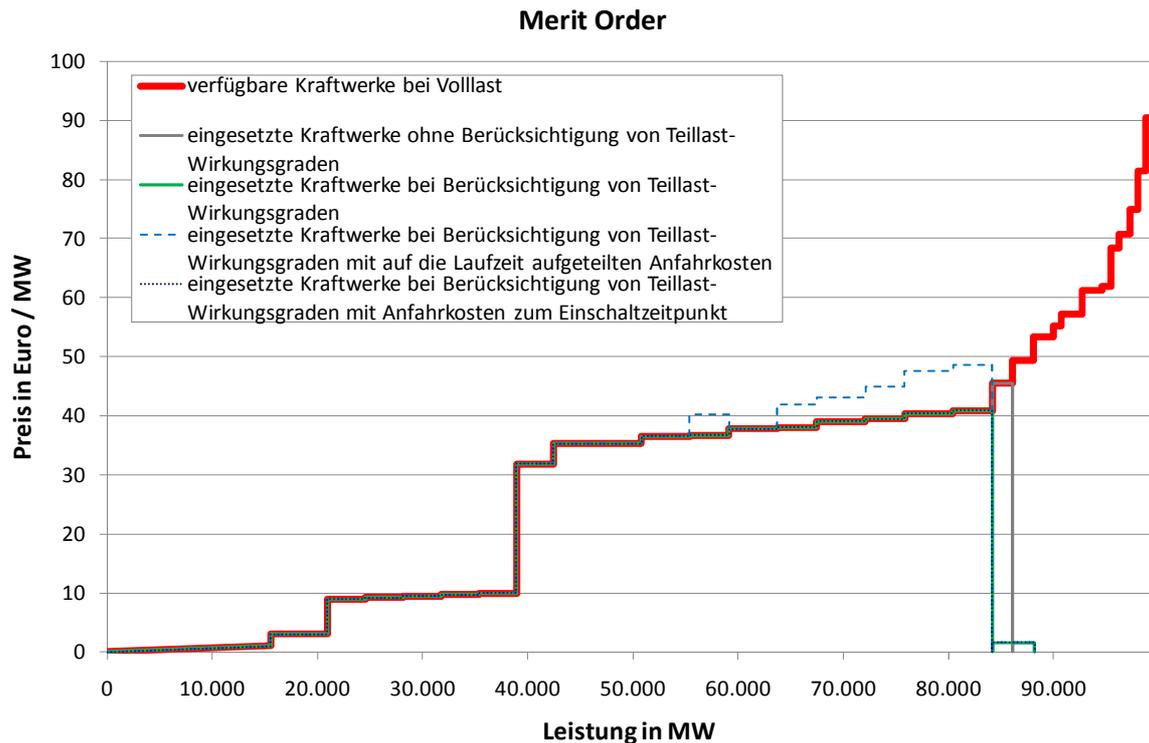


Abbildung 5.12 - Merit Order am 7. Jänner um 18.00

5.3.2.5 Auswertung der Kosten der teuersten Einheit zu Peak- und Off-Peak-Zeiten

Um die Unterschiede im Kraftwerkseinsatz unter Berücksichtigung der Teillastwirkungsgrade und Anfahrkosten zu verdeutlichen, wurden die Kosten der teuersten Einheit in diesen beiden Fällen gegenübergestellt. Als Peak-Periode wurde die Zeit zwischen 8 und 20 Uhr von Montag bis Freitag festgelegt, die restliche Zeit ist Off-Peak. Dabei handelt es sich um eine Dauerlinie, in der die betreffenden Kosten absteigend aufgetragen sind. Die ausgewiesenen Kosten stellen immer jene einer kompletten Kraftwerksanlage dar, wie in Abschnitt 4.5.10 ausgeführt. Durch die Gegenüberstellung von Hochlast- und Niederlast-Zeiten wird der Effekt dieser unterschiedlichen Berechnungen gezeigt. Bei Berücksichtigung von Teillastwirkungsgraden und Anfahrkosten sind die entstehenden Kosten immer höher als beim Vergleichsszenario ohne diese Effekte. Dies liegt daran, dass in diesem Szenario die variablen Kosten der Simulation jene bei Volllast darstellen.

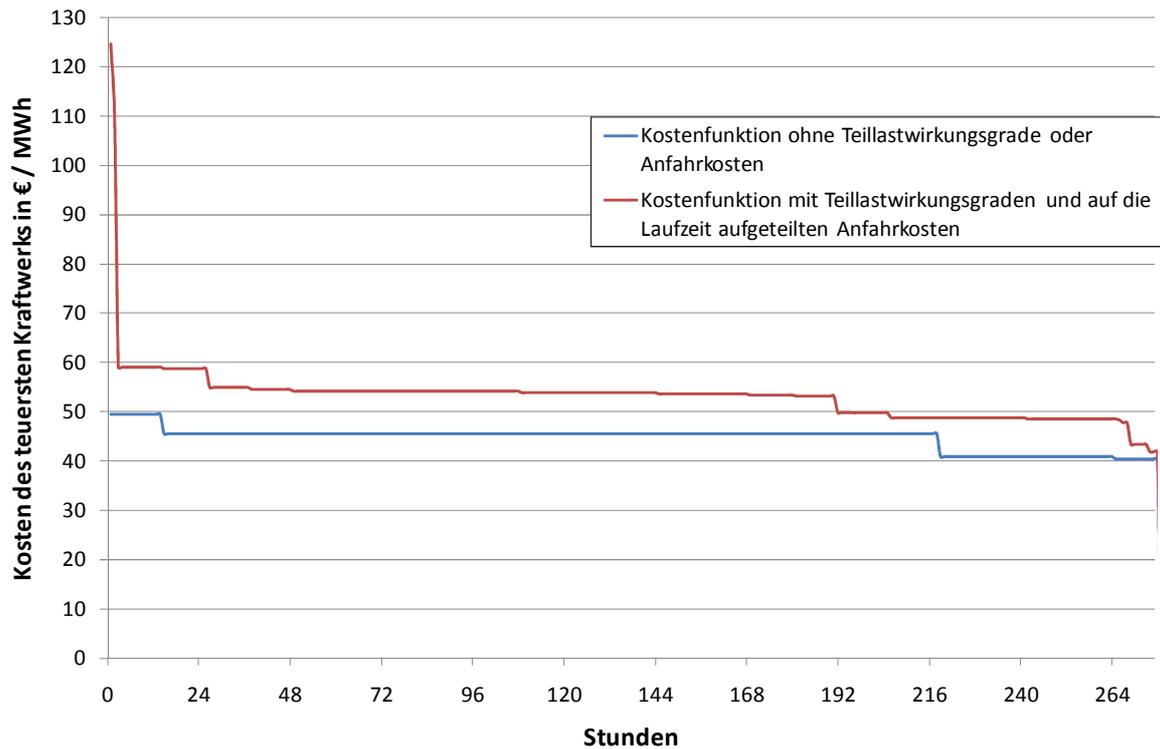


Abbildung 5.13 - Dauerlinie der Erzeugungskosten in der Peak-Periode (8 - 20 Uhr) im Jänner 2008

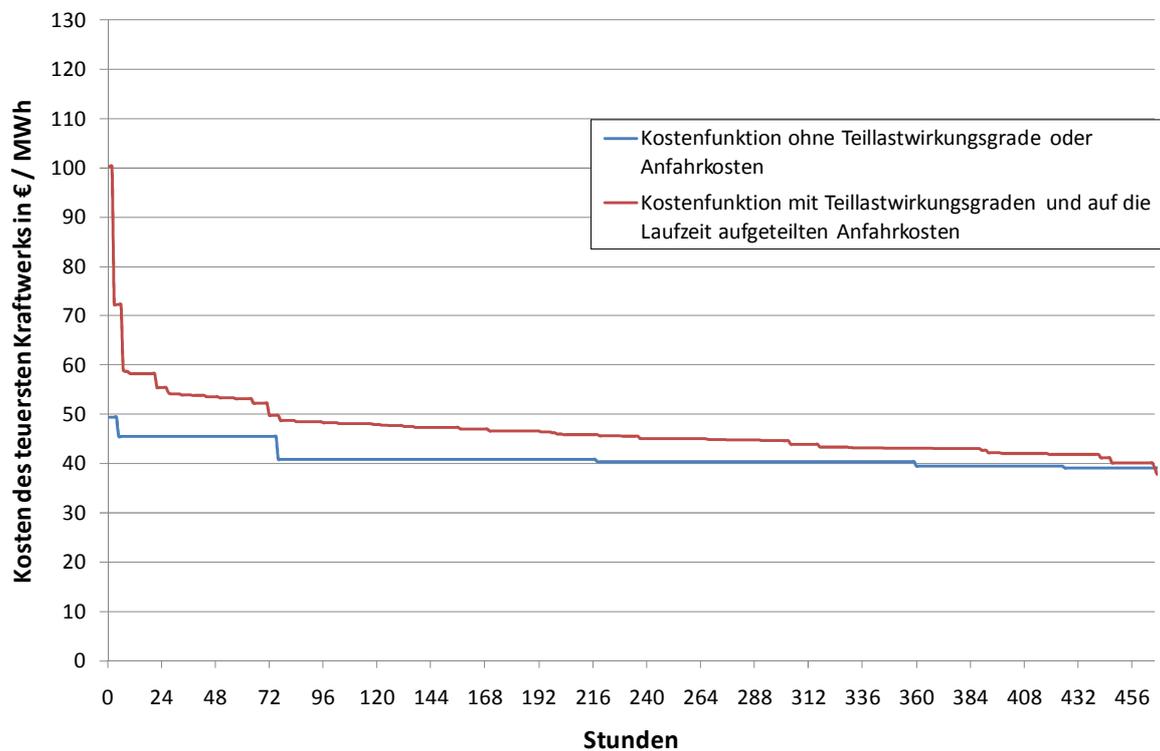


Abbildung 5.14 - Dauerlinie der Erzeugungskosten in der Off-Peak-Periode (20 – 8 Uhr) im Jänner 2008

Die Gegenüberstellung der Diagramme (Abbildung 5.13 und Abbildung 5.14) zeigt, dass die Stromerzeugungskosten der Peak Zeit (untertags – 8 bis 20 Uhr) höher sind als jene der Off-Peak Zeit (in der Nacht – 20 bis 8 Uhr). Dies ist damit zu begründen, dass bei höherer Last teurere Kraftwerke länger

eingesetzt werden. Die Differenz zwischen den Kosten bei Berücksichtigung von Teillastwirkungsgraden und Anfahrkosten zu jenen ohne diese, ist in der Off-Peak Periode ebenfalls geringer als zu Peak-Zeiten. Die Begründung dafür liegt in den verwendeten Kraftwerken. Zu Schwachlastzeiten werden hauptsächlich Grundlastkraftwerke eingesetzt. Diese sind meistens voll ausgelastet und durchlaufen selten Anfahrprozesse. Aus den genannten Gründen tritt auch die Spitze der Erzeugungskosten während der Peak-Periode auf.

Die Kostenwirkung des Teillastbetriebs wird deutlich, wenn man die Dauerlinie der Kosten unter Berücksichtigung der Anfahrkosten und Teillastwirkungsgrade mit jener der reinen variablen Kosten vergleicht (Abbildung 5.13). Da sich die Kosten eines Kraftwerks im Teillastbetrieb kontinuierlich ändern (der Wirkungsgrad ändert sich kontinuierlich und steht reziprok mit den Kosten in Zusammenhang, die geringsten spezifischen Kosten treten bei Volllast, die höchsten bei Minimallast auf - siehe Abschnitte 3.1.1 und 3.2.2) und nur das teuerste Kraftwerk in Teillast betrieben wird, ändern sich auch die Kosten der teuersten Einheit (die preissetzend für die Merit Order sind) kontinuierlich mit. Eine sprunghafte Änderung der Kosten ist immer noch vorhanden, sie wird jedoch geringer. Vor allem in der Off-Peak Periode wird dies sehr deutlich, die Sprünge sind nur noch sehr schwach ausgeprägt (Abbildung 5.14). Die Kosten ohne Berücksichtigung von Teillastwirkungsgraden und Anfahrkosten sind in großen Teilen der Dauerlinie konstant, während jene, in denen diese Einflussfaktoren berücksichtigt werden, im gleichen Bereich der Kurve langsam fallen. Das teuerste eingesetzte Kraftwerk wird also in sämtlichen Teillastgraden betrieben. Dadurch tritt der Fall ein, dass bei Einsatz derselben Kraftwerksanlagen zur Lastdeckung die Erzeugungskosten bei Laständerung nicht konstant sind.

5.3.3 Simulationen für Mai 2008

5.3.3.1 Simulation 1 – Ohne Teillastwirkungsgrade

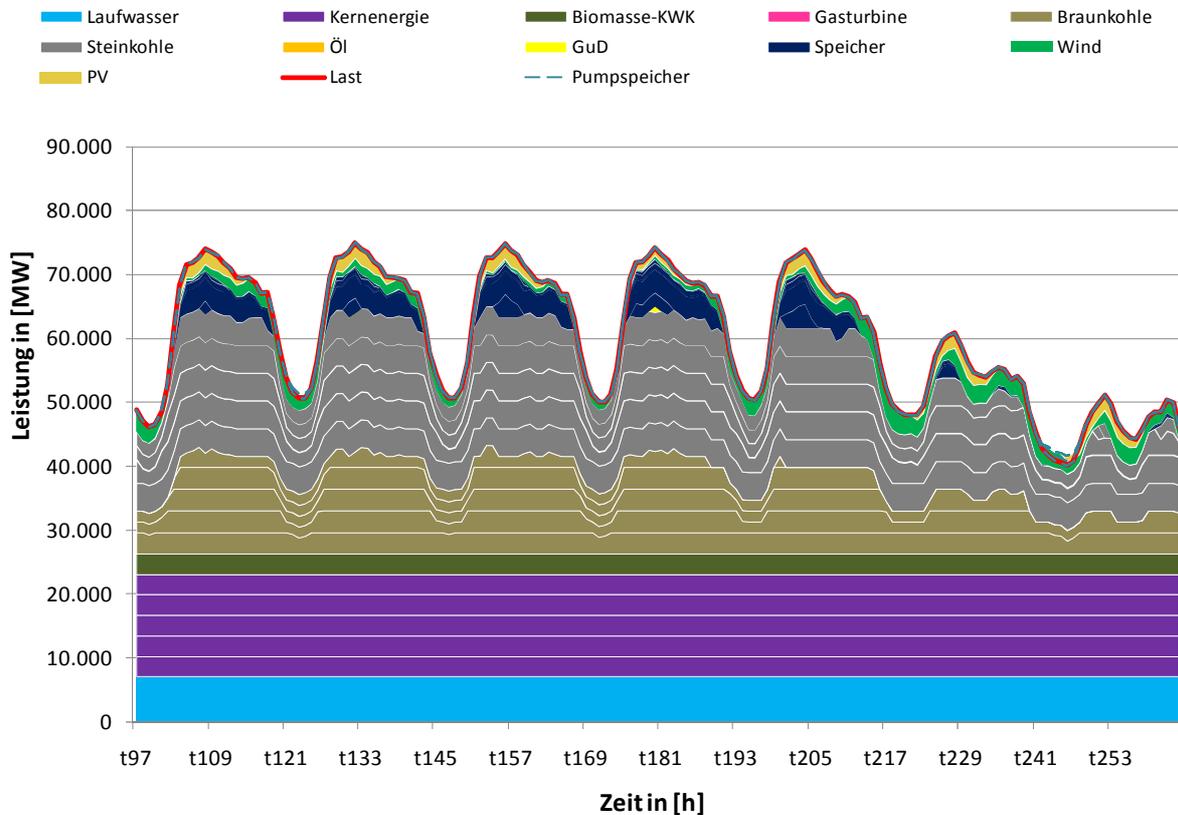


Abbildung 5.15 - Wochengangkurve im Mai 2008 (5. bis 11.) ohne Berücksichtigung von Teillast-Wirkungsgraden

Bei Betrachtung der Simulation des Mai (Abbildung 5.15) fällt auf, dass das Ausmaß der Windeinspeisung im Vergleich zum Jänner viel geringer ist und die Laufwasserkraft einen größeren Anteil an der Energieaufbringung aufweist. Durch die leicht verringerte Last (im Vergleich zum Jänner) ist es nun kaum mehr notwendig GuD-Kraftwerke einzusetzen. In Kombination mit Abbildung 5.16 lässt sich auch herauslesen, dass die Einspeisung durch Photovoltaik stark zugenommen hat. Das Diagramm belegt auch, dass hier kein Einsatz von GuD Kraftwerken mehr von Nöten sind. Die Charakteristik und Einspeisung der Speicherkraftwerke ist in einem ähnlichen Bereich wie im Jänner, allerdings bei stark erhöhten Zuflüssen, dies liegt daran, dass im Frühling die Speicher aufgrund der Schneeschmelze aufgefüllt werden. Aus diesem Grund ist es auch nicht notwendig, die Pumpen einzusetzen.

In der Tagesgangkurve (Abbildung 5.17) ist sichtbar, dass die Summe aus Wind- und Photovoltaik-Einspeisung an diesem Tag sehr konstant ist. An diesem Montag ist auch das Hochfahren der Kohlekraftwerke nach dem Wochenende zu sehen. Die Tag-Nacht-Schwankung wird komplett durch Kohlekraftwerke und Speichereinsatz abgedeckt. Da durch die hohen Speicherzuflüsse in jedem Fall Energie ans Netz abgegeben werden muss, wird dieser Umstand genutzt diese Energie zur Zeit der täglichen Höchstbelastung einzusetzen.

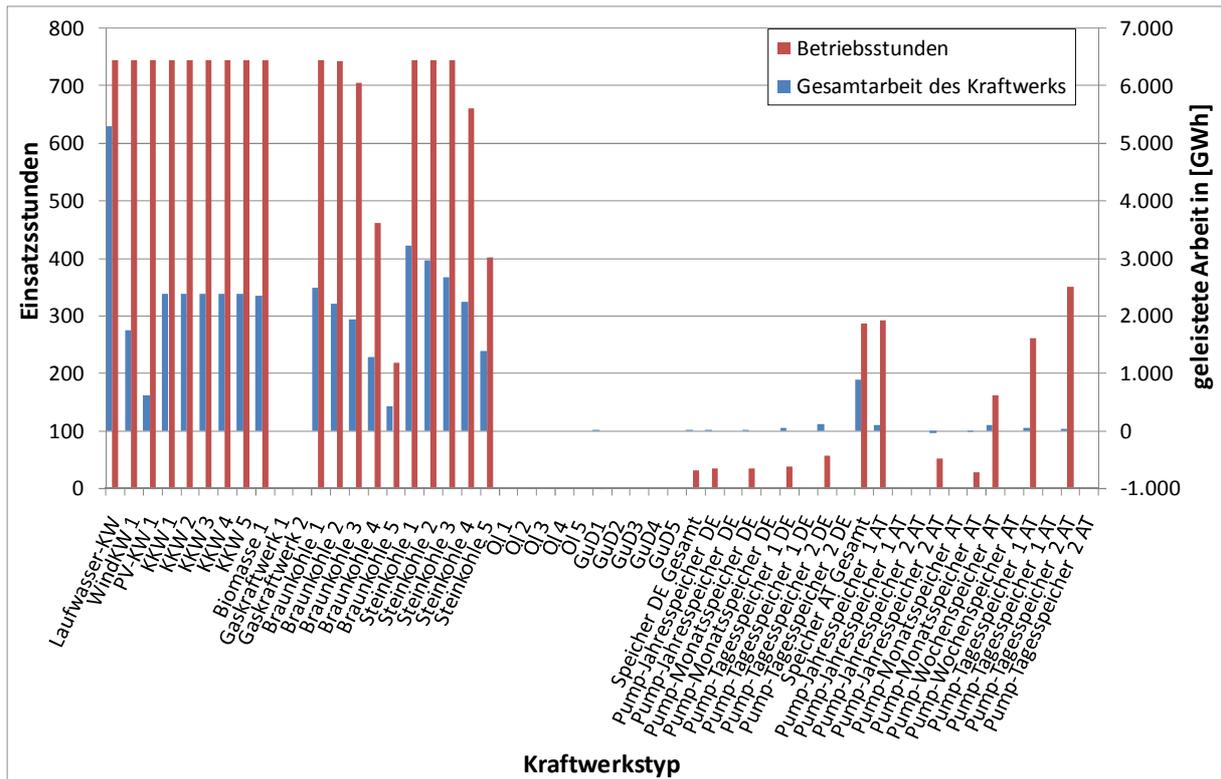


Abbildung 5.16 - Einsatzstunden und erzeugte Energie nach Kraftwerkstyp im Mai 2008 ohne Berücksichtigung von Teillast-Wirkungsgraden

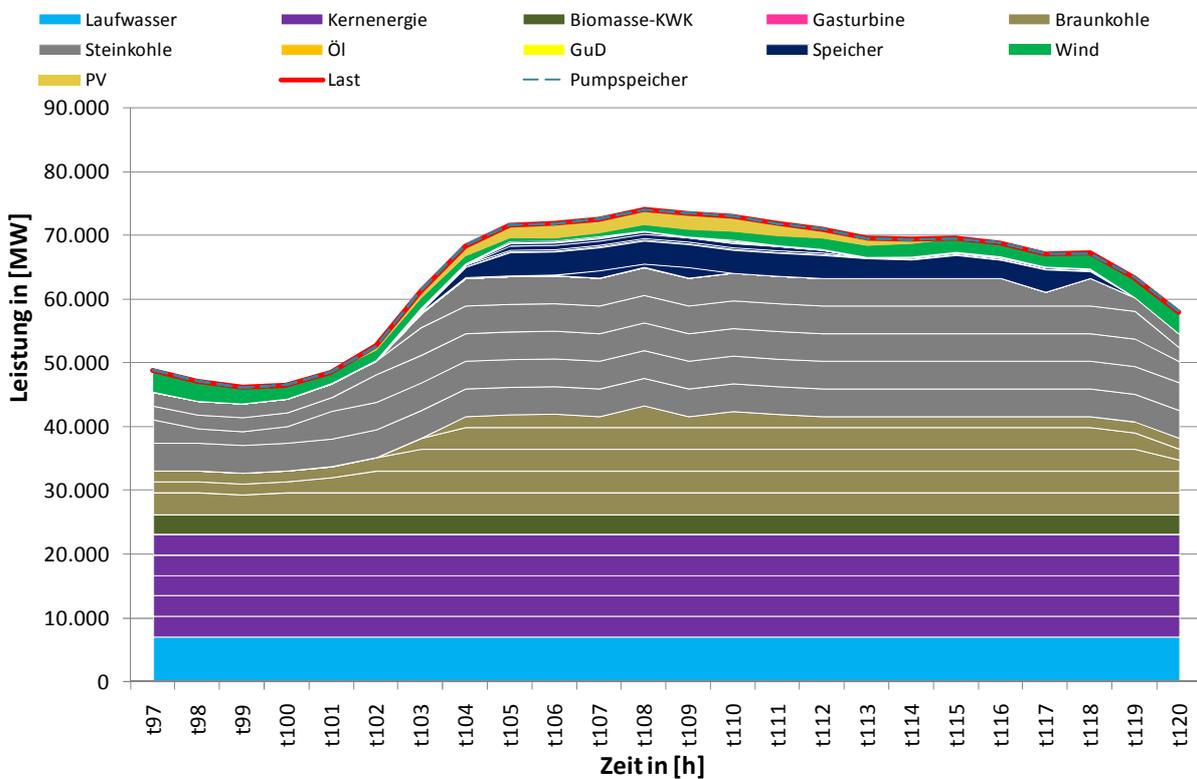


Abbildung 5.17 - Tagesgangkurve für den 7. Mai 2008 bei Berücksichtigung von Teillast-Wirkungsgraden

5.3.3.2 Simulation 2 – Mit Teillastwirkungsgraden

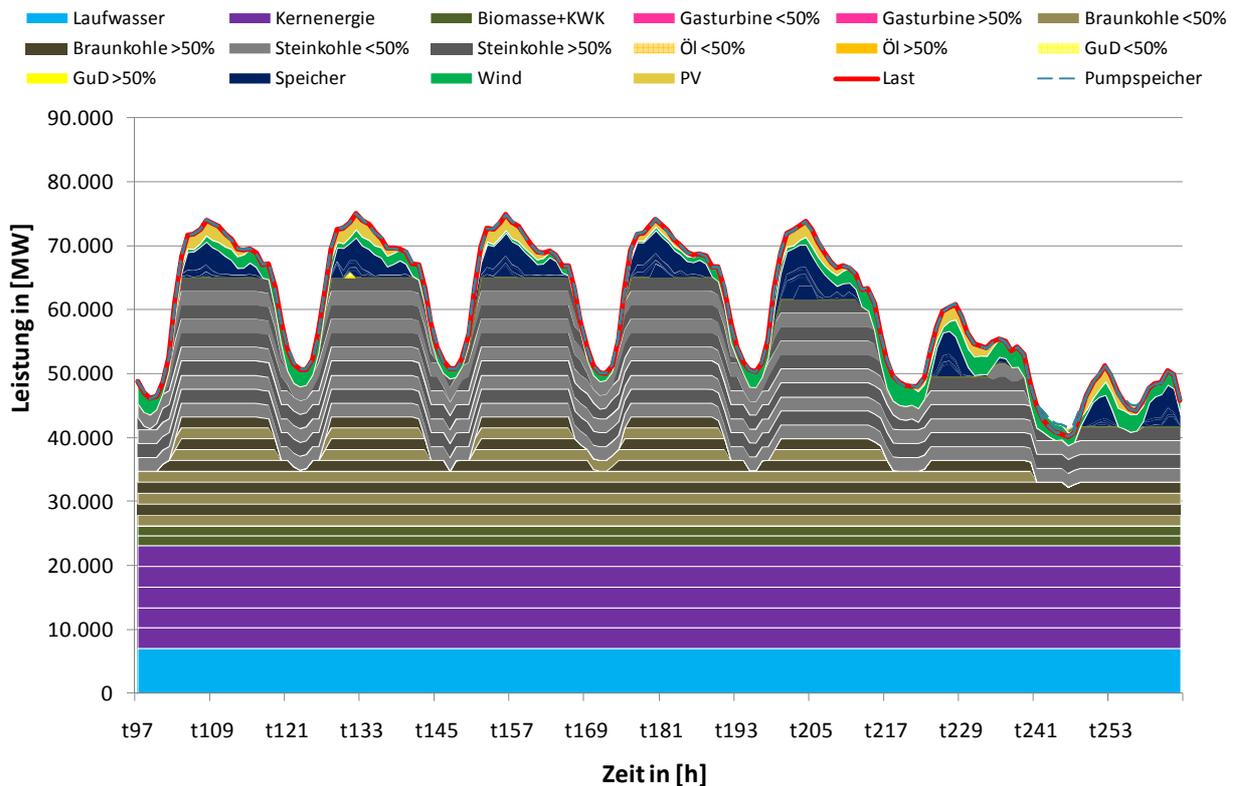


Abbildung 5.18 - Wochengangkurve im Mai 2008 (5. bis 11.) bei Berücksichtigung von Teillast-Wirkungsgraden

Für die Zusammensetzung der Einspeisung unter Berücksichtigung von Wirkungsgradverläufen im Teillastbetrieb lassen sich im Mai praktisch die gleichen Ergebnisse wie im Jänner ableiten. In diesem Fall sind die Effekte geringer, da die Einspeisung weniger stark volatil und die Last generell geringer ist.

Der Vergleich der Dauerlinien der Erzeugungskosten im Mai (Abbildung 5.19 und Abbildung 5.20) mit jenen im Jänner (Abbildung 5.13 und Abbildung 5.14) zeigt, dass die Kostenspitze ungefähr identisch ist, während die Erzeugungskosten den Großteil der Zeit deutlich niedriger ausfallen. Die Begründung ist wieder in der geringeren Mai-Last zu finden. Im Mai ist der Unterschied der Kosten zwischen Peak- und Off-Peak Periode bei Nicht-Berücksichtigung von Anfahrkosten und Teillastwirkungsgraden wenig ausgeprägt. Zieht man diese Aspekte in Betracht, so wird deutlich, dass die Kosten der Peak-Periode in weiten Teilen doch deutlich höher liegen. Dies liegt daran, dass viele Kraftwerke länger im Teillastbetrieb arbeiten.

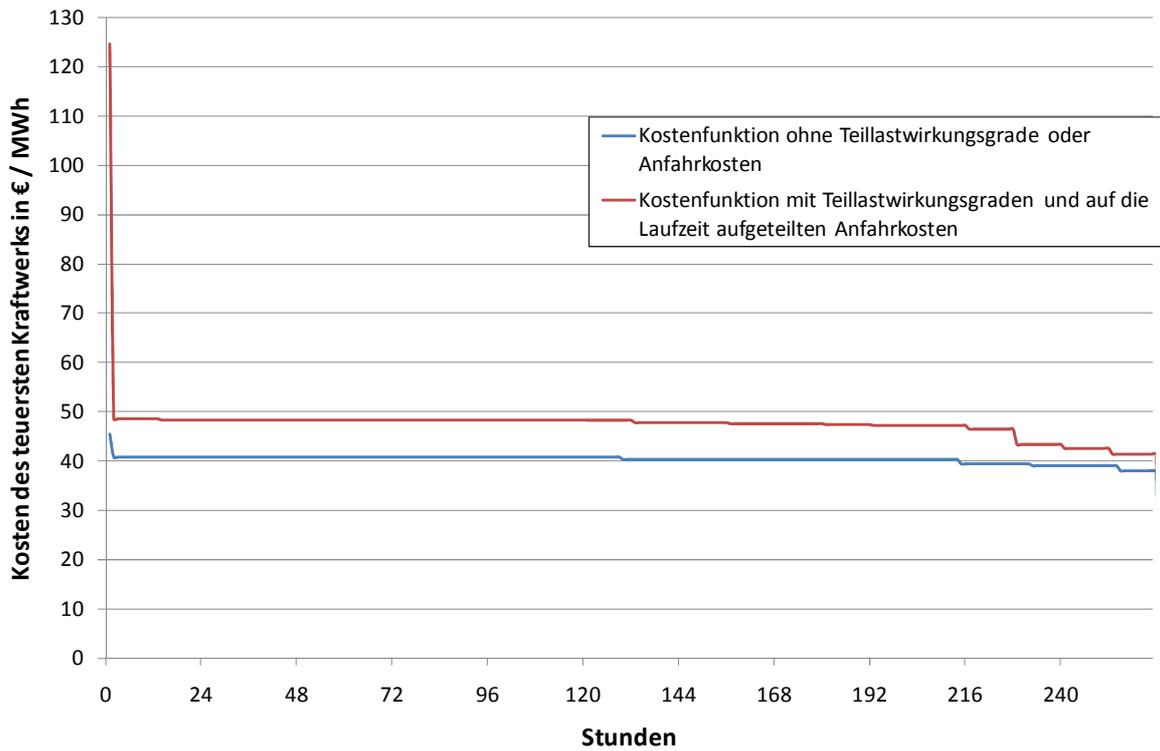


Abbildung 5.19 - Dauerlinie der Erzeugungskosten in der Peak-Periode (8 – 20 Uhr) im Mai 2008

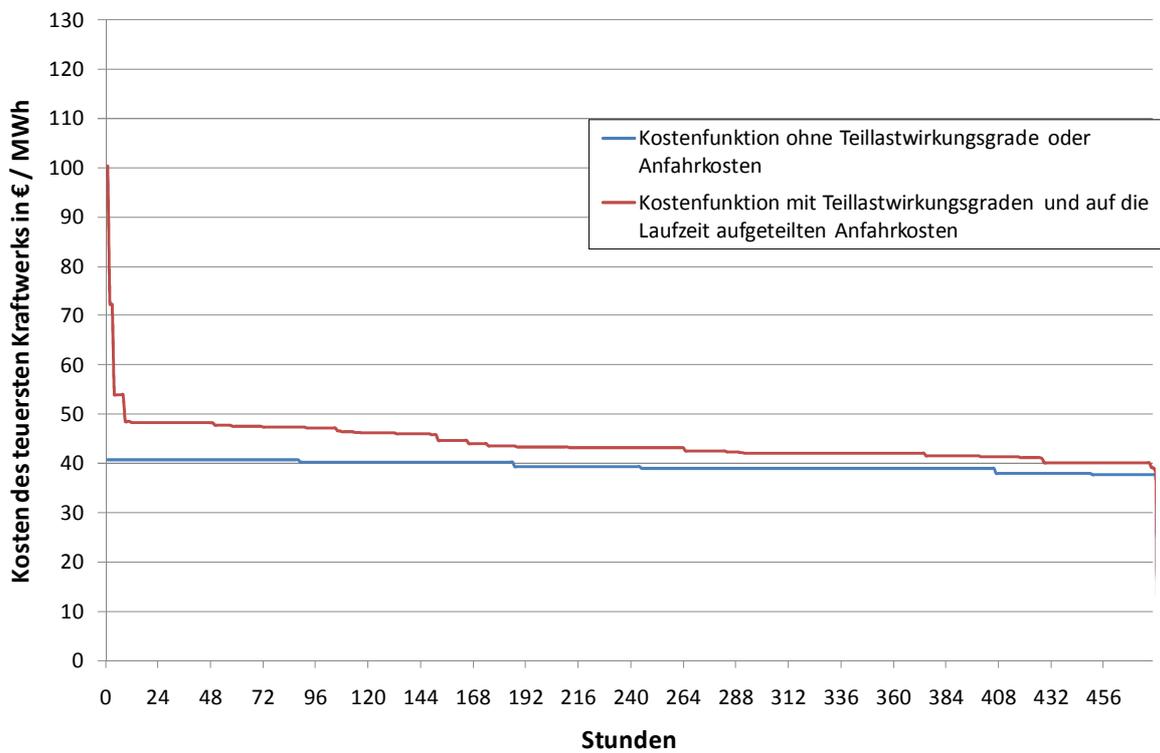


Abbildung 5.20 - Dauerlinie der Erzeugungskosten in der Off-Peak-Periode (20 – 8 Uhr) im Mai 2008

5.4 Interpretation der Simulationsergebnisse

Insgesamt lässt sich sagen, dass durch die Simulation die vorgestellten Effekte aus Kapitel 3 gut nachvollzogen werden können. Durch die Berücksichtigung von Anfahrkosten und Teillastwirkungsgrad-Verläufen thermischer Kraftwerke ändert sich die Zusammensetzung der Einspeisung erheblich gegenüber der Vernachlässigung dieser Effekte. Wenn Anfahrkosten in die Modellierung miteinbezogen werden, kommt es dazu, dass Kraftwerke nur noch eingesetzt werden, wenn sie lange genug betrieben werden um auch die Anfahrverluste decken zu können.

5.4.1 Berücksichtigung von Wirkungsgradverläufen

Zieht man zusätzlich den Einfluss von geringeren spezifischen Erzeugungskosten bei Volllast-gegenüber Teillast-Betrieb heran, so werden Kraftwerke stark bevorzugt voll ausgelastet eingesetzt. Es wird damit günstiger Kraftwerke bei längeren Niedriglastzeiten auszuschalten und neu hochzufahren. Damit reduziert sich die Anzahl eingesetzter Kraftwerke und ihre Auslastung erhöht sich. Dadurch wird unter anderem erreicht, dass zu Hochlastzeiten GuD-Kraftwerke nicht mehr eingesetzt werden, da ihre variablen Kosten zu hoch sind. Es ist kostenoptimaler, auch über längere Zeit Speicherkraftwerke zur Deckung einzusetzen. Die zusätzlich erforderliche gespeicherte Energie wird in der Nacht hochgepumpt, da die Kraftwerke auf Volllast einen Leistungsüberschuss produzieren.

5.4.2 Vergleich der Situation im Jänner und im Mai

Durch die hohe Last im Jänner ist es notwendig, auch GuD-Kraftwerke einzusetzen, um den täglichen Tag-Nacht-Unterschied auszugleichen, da die gespeicherte Energie in den Speichern nicht ausreicht diesen Zusatzbedarf vollständig abzudecken und die natürlichen Zuflüsse der Speicherseen gering sind. Im Mai ist durch die hohen Speicherzuflüsse ein Ausgleich dieser Tagesschwankungen durch Speicherkraftwerke ausreichend. Dadurch ist auch ein Pumpeinsatz nicht sehr vorteilhaft (da Energie durch den Umwälzwirkungsgrad verloren geht); die Speicher werden alleine durch die höheren natürlichen Zuflüsse ausreichend aufgefüllt. Durch die stark schwankende Windeinspeisung im Jänner ist hier ein flexiblerer Kraftwerkspark von Nöten. In Zusammenhang mit der Hochlastsituation ergibt sich so, dass in diesem Monat teurere Kraftwerke eingesetzt werden müssen.

6 Erkenntnisse

Durch die Einbeziehung von Anfahrkosten, Anfahrzeiten und Teillastwirkungsgradverläufen in die Reihung des Kraftwerkseinsatzes (Merit Order) ergibt sich eine Abweichung der Betrachtungsweise mit fixer Einschaltpriorisierung. Thermische Kraftwerke mit hohen Anfahrkosten brauchen eine längere prognostizierte Einspeisezeit, um die Gesteungskosten für den jeweiligen Einsatz abzudecken. In der Simulation führt dies dazu, dass thermische Spitzenlastkraftwerke durch Pumpspeicherkraftwerke substituiert werden. Zu Niedriglastzeiten werden dadurch oft keine Abschaltungen vorgenommen, sondern die Kraftwerke laufen auf minimaler Last weiter, um die Anfahrkosten eines erneuten Hochfahrens zu vermeiden. Dadurch werden die Marktpreise der Merit Order zu Spitzenlastzeiten geringer und zu Niedriglastzeiten leicht erhöht. Aufgrund der steigenden Zuwachsrate bei den Grenzkosten führt dieser Effekt dazu, dass die Stromgestehungskosten des Kraftwerksparks über einen längeren Beobachtungszeitraum sinken.

Durch die Veränderung der variablen Grenzkosten in Abhängigkeit der Auslastung eines Kraftwerks verschiebt sich bei Teillastbetrieb die Merit Order nach oben. Da der Wirkungsgrad mit der Auslastung zunimmt sinkt somit der spezifische Brennstoffbedarf zur Stromerzeugung und damit sinken auch die variablen Kosten. Durch den Teillastbetrieb werden also die Stromgestehungskosten, also das Reihungskriterium der Merit Order, dieses Kraftwerks erhöht im Vergleich zu einer Merit Order mit reiner Volllastbetrachtung. Die Bestrebung ist es also, möglichst viele Kraftwerke mit höchstmöglicher Leistung einspeisen zu lassen, da in diesem Fall die Kosten für das Gesamtsystem am Geringsten sind.

Die Bestrebung, möglichst viele Kraftwerke mit voller Auslastung zu betreiben, wird durch die Anfahrkostenbetrachtung erschwert, da dadurch Kraftwerke vorgehalten werden würden, um Anfahrkosten zu vermeiden. Es spielt also eine sehr entscheidende Rolle für den Kraftwerkseinsatz, wie das Verhältnis von Anfahrkosten zu Wirkungsgradverlusten im Teillastbetrieb gestaltet ist. Eine zu grobe Überschätzung eines Parameters (im Vergleich zur Realität) kann dazu führen, dass die Schlussfolgerungen in die falsche Richtung gehen. Damit werden besonders hohe Anforderungen an die Güte dieser beiden Eingangsdaten gestellt.

Durch die erwartete Zunahme der Windeinspeisung in ganz Europa und damit auch einer zunehmenden Volatilität der Erzeugung, wird ein zunehmend flexiblerer Kraftwerkspark erwartet, um kostenoptimal den Bedarf regeln zu können. Vor allem die Anfahrzeiten spielen hierbei eine große Rolle. Damit sind Pumpspeicherkraftwerke der ideale Kraftwerkstyp, um den Ausgleich zwischen Erzeugung und Verbrauch zu ermöglichen. Durch die stärker volatile Einspeisung gewinnen auch die betrachteten Effekte der Anfahrkosten und Teillastwirkungsgrade an Bedeutung (Vergleich der Jänner und Mai Situation). Für einen zukünftigen Kraftwerkspark mit einem hohen Anteil an Erneuerbaren spielen diese Kostenfaktoren damit eine immer größere Rolle.

7 Zusammenfassung

In der vorliegenden Arbeit wurde im ersten Teil die Situation des Kraftwerksparks in Europa mit Fokus auf erneuerbare Energien dargelegt. Dabei wurde auf die historische Entwicklung und den geplanten Ausbau des Netzes und des Kraftwerkspark eingegangen. Die Zusammensetzung des europäischen Kraftwerkspark hat sich seit der Jahrtausendwende verändert. Da die zugebaute Kapazität zu einem sehr großen Teil aus Erneuerbaren besteht, wurde durch diese ein Anstieg der NGC verursacht. Laut den Prognosen der ENTSO-E werden diese hohen Zuwachsraten anhalten und dadurch vor allem Windkraftanlagen einen wichtigen Teil der Energieversorgung darstellen. Aufgrund der hohen Volatilität, in Kombination mit Dargebotsabhängigkeit und geringen Volllaststunden, dieser Technologie wird auch ein erhöhtes Transportvolumen im Höchstspannungsnetz erwartet und darauf mit einer Kapazitätserweiterung vieler transnationaler Leitungen reagiert.

Im zweiten Teil ist die Zusammensetzung der variablen Erzeugungskosten und die Reihung von Kraftwerken in der Merit Order behandelt. Die theoretischen Überlegungen zu den Auswirkungen dynamischer Betriebsparameter auf die Merit Order werden erläutert. Anfahrkosten und Anfahrzeiten führen ebenso zu einer geänderten Merit Order wie Teillastwirkungsgrade von Kraftwerken. Die Verschiebungen der Kraftwerkseinsatzreihung durch diese auftretenden Effekte sowie die Auswirkung auf den Marktpreis sind aufgeführt.

Im Hauptteil der Arbeit wurde ein lineares Optimierungsmodell mit GAMS beschrieben. Die Umsetzung der Zusammenhänge der dynamischen Kraftwerkparameter in einem mathematischen Modell ist ausgeführt. Das Ergebnis ist ein Modell zur Gesamtkostenminimierung des Kraftwerkseinsatzes über einen Betrachtungszeitraum.

Im Auswertungsteil wird darauf eingegangen, welche Daten zur Simulation verwendet wurden und aus welchen Quellen diese stammen. Dabei wurde für das Jahr 2008 der Kraftwerkspark in Österreich und Deutschland betrachtet. Die Auswertung der Optimierungsergebnisse und die Analyse der Unterschiede im Kraftwerkseinsatz mit und ohne Berücksichtigung der dynamischen Betriebsparameter ist die zweite wichtige Komponente dieses Kapitels. Die Simulation zeigt die Vorhaltung von Kraftwerken zur Anfahrkostenvermeidung und die bevorzugte Vollausslastung von Kraftwerken sowie die Verdrängung von thermischen Spitzenlastkraftwerken durch Pumpspeichereinsatz.

Abschließend kann gesagt werden, dass dynamische Betriebsparameter in Kostenüberlegungen an Bedeutung gewinnen, je volatiler der Kraftwerkspark wird. Da sich der europäische Kraftwerkspark durch den verstärkten Ausbau der erneuerbaren Energien in diese Richtung entwickelt, wird die Einsatzoptimierung eine immer zentralere Fragestellung.

Literaturverzeichnis

- ABB2005 ABB Automation GmbH: "Spitzenbedarf umweltfreundlich sicherstellen". Mannheim 2005 [Online auf: [http://www05.abb.com/global/scot/scot221.nsf/veritydisplay/18b008e80c757689c125733f00482623/\\$file/3bdd013162_de_project_report_kaprun_speicherkraftwerk.pdf](http://www05.abb.com/global/scot/scot221.nsf/veritydisplay/18b008e80c757689c125733f00482623/$file/3bdd013162_de_project_report_kaprun_speicherkraftwerk.pdf), Zugriff am: 19.05.2011].
- AK Steiermark 2009 steirische Sozialpartner (Arbeiterkammer-, Industriellenvereinigung-, Landwirtschaftskammer-, Wirtschaftskammer, ÖGB Steiermark): "Energiestrategie 2020 - Möglichkeiten und Realitäten von erneuerbaren Energien und Energieeffizienz in der Steiermark". o.O. 2009 [Online auf: www.iv-steiermark.at/docs/dokument.php?id=257, Zugriff am: 18.05.2011].
- APG 2011 Austrian Power Grid AG: "APG-Masterplan 2020" (4. Auflage). Wien 2011 [Online auf: <http://www.apg.at/de/netz/netzausbau/masterplan>, Zugriff am: 18.05.2011].
- BDEW 2009 Informationsplattform der deutschen Übertragungsnetzbetreiber: "EEG-Windenergie-Einspeisung Januar bis Dezember 2008: ¼h-Leistungsprofile, vorläufige Ist-Werte". o.O. 2009 [Online auf: http://www.eeg-kwk.net/de/Archiv_2008.htm, Zugriff am: 23.5.2011].
- BMU 2011 Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit: "Erneuerbare Energien 2010". o.O. 2011 [Online auf: http://www.dlr.de/Portaldata/1/Resources/portal_news/newsarchiv2011_2/ee_in_zahlen_2010_bf.pdf, Zugriff am: 10.05.2011].
- Codd 1970 Codd, E.F.: "A relational model of data for large shared data banks". In: Communications of the ACM, Volume 13/Number 6, New York 1970 [Online auf: <http://delivery.acm.org/10.1145/370000/362685/p377-codd.pdf?key1=362685&key2=4777205031&coll=DL&dl=ACM&ip=129.27.130.190&CFID=20300983&CFTOKEN=55226275>, Zugriff am: 10.05.2011].
- Dell 2009 Dell Gerhard: "Energiezukunft 2030 - Die oberösterreichische Energiestrategie". Linz 2009 [Online auf: http://www.land-oberoesterreich.gv.at/cps/rde/xbcr/SID-5F58D065-1384CBD5/ooe/Ooe_Broschuere_Energiezukunft_2030_fin.pdf, Zugriff am: 18.05.2011].
- Dena 2005 Deutschen Energie-Agentur GmbH: "Energiewirtschaftliche Planung für die Netzintegration von Windenergie in Deutschland an Land und Offshore bis zum Jahr 2020". Köln 2005 [Online auf: http://www.dena.de/fileadmin/user_upload/Download/Dokumente/Projekte/ESD/netzstudie1/dena-Netzstudie_l.pdf, Zugriff am: 23.05.2011].

- E-Control Gmbh 2008a E-Control Gmbh: "Kraftwerkspark in Österreich". o.O. 2009
[Online auf: <http://www.e-control.at/de/statistik/strom/bestandsstatistik/VerteilungsErzeugungsanlagen2008>, Zugriff am: 18.05.2011].
- E-Control Gmbh 2008b E-Control Gmbh: "Betriebsstatistik 2008". o.O. 2010
[Online auf: <http://www.e-control.at/de/statistik/strom/betriebsstatistik/berichtsjaehr-2008>, Zugriff am: 23.05.2011].
- E-Control Gmbh 2009a E-Control Gmbh: "Erzeugungssituation in Österreich". o.O. 2008
[Online auf: http://www.e-control.at/de/statistik/strom/marktstatistik/kennzahlen_wasser_waerme, Zugriff am: 18.05.2011].
- E-Control Gmbh 2009b E-Control Gmbh: "Kraftwerkspark in Österreich". o.O. 2009
[Online auf: <http://www.e-control.at/de/statistik/strom/bestandsstatistik/VerteilungsErzeugungsanlagen2009>, Zugriff am: 18.05.2011].
- E-Control Gmbh 2010a E-Control Gmbh: "Ökostrombericht 2010". o.O. 2009
[Online auf: <http://www.e-control.at/de/marktteilnehmer/oeko-energie/berichte-und-studien/berichte/oekostrombericht>, Zugriff am: 18.05.2011].
- E-Control Gmbh 2010b E-Control Gmbh: "Gesamte Versorgung - Erzeugung elektrischer Energie in Österreich". Wien 2010 [Online auf: <http://www.e-control.at/de/statistik/strom/betriebsstatistik/jahresreihen>, Zugriff am: 18.05.2011].
- E-Control Gmbh 2011a E-Control Gmbh: "Entwicklung der Engpassleistung [in MW] jener Ökostromanlagen im Vertragsverhältnis mit Öko-BGV (bzw OeMAG) zum angegebenen Stichtag sowie Vergleich mit anerkannten Ökostromanlagen". o.O. 2011 [Online auf: http://www.e-control.at/portal/page/portal/medienbibliothek/oeko-energie/dokumente/pdfs/Anerkannte_Anlagen_vs_Vertragsverhaeltnis_Q4_Stand_31.12.2010_korr.pdf, Zugriff am: 18.05.2011].
- E-Control Gmbh 2011b E-Control Gmbh: "EINSPEISETARIFE FÜR NEUE ÖKOSTROMANLAGEN". Wien 2011 [Online auf: <http://www.e-control.at/de/industrie/oeko-energie/einspeisetarife>, Zugriff am: 25.05.2011].
- ENTSO-E 2008a union for the co-ordination of transmission of electricity: "System Adequacy Retrospect 2008". Brüssel o.J. [Online auf: <https://www.entsoe.eu/index.php?id=58>, Zugriff am: 10.05.2011].
- ENTSO-E 2009 European Network of Transmission System Operators for Electricity: "SYSTEM ADEQUACY RETROSPECT 2009". Brüssel o.J.
[Online auf: https://www.entsoe.eu/fileadmin/user_upload/_library/publications/entsoe/SAR/100630_SAR_2009.pdf, Zugriff am: 17.05.2011].
- ENTSO-E 2009a European Network of Transmission System Operators for Electricity: "SAR 2009: Data". o.O. o.J. [Online auf: <https://www.entsoe.eu/index.php?id=284>, Zugriff am: 18.05.2011].

- ENTSO-E 2009b European Network of Transmission System Operators for Electricity: "NET GENERATING CAPACITY ON DECEMBER 31st". o.O. 2010
[Online auf: <https://www.entsoe.eu/index.php?id=94>, Zugriff am: 25.05.2011].
- ENTSO-E 2010 European Network of Transmission System Operators for Electricity: "TEN-YEAR NETWORK DEVELOPMENT PLAN 2010-2020". Brüssel 2010
[Online auf: https://www.entsoe.eu/fileadmin/user_upload/_library/SDC/TYNDP/TYNDP-final_document.pdf, Zugriff am: 17.05.2011].
- ENTSO-E 2010a European Network of Transmission System Operators for Electricity: "ENTSO-E Report - System Adequacy Forecast 2010 – 2025". Brüssel o.J.
[Online auf: https://www.entsoe.eu/fileadmin/user_upload/_library/publications/entsoe/outlookreports/SAF_2010-2025_final.pdf, Zugriff am: 17.05.2011].
- ENTSO-E 2011 European Network of Transmission System Operators for Electricity.
[Online auf: www.entsoe.eu, Zugriff am: 16.05.2011].
- ENTSO-E 2011a European Network of Transmission System Operators for Electricity: "Hourly load values of a specific country". o.O. o.J. [Online auf: <https://www.entsoe.eu/resources/data-portal/consumption/>, Zugriff am: 10.05.2011].
- ENTSO-E 2011b European Network of Transmission System Operators for Electricity: "Hourly load values of a specific country". o.O. o.J. [Online auf: <https://www.entsoe.eu/resources/data-portal/consumption/>, Zugriff am: 10.05.2011].
- ENTSO-E 2011c European Network of Transmission System Operators for Electricity: "Detailed monthly production for all countries for a specific range of time ". o.O. 2011
[Online auf: <https://www.entsoe.eu/resources/data-portal/production/>, Zugriff am: 25.05.2011].
- Eurostat 2010a Europäische Kommission Eurostat: "nrg_1072a-Versorgung, Umwandlung, Verbrauch - erneuerbare Energien (Wasserkraft, Windenergie, photovoltaische Energie) - jährliche Daten". o.O. 2010 [Online auf: http://epp.eurostat.ec.europa.eu/statistics_explained/index.php/Consumption_of_energy, Zugriff am: 18.05.2011].
- Eurostat 2010b Europäische Kommission Eurostat: "[ten00082] - Primärerzeugung von erneuerbarer Energie - Biomasse, Wasserkraft, Erdwärme, Wind- und Solarenergie; Geothermische Energie". o.O. 2010 [Online auf: <http://epp.eurostat.ec.europa.eu/tgm/table.do?tab=table&init=1&plugin=1&language=de&pcode=ten00082>, Zugriff am: 18.05.2011].
- Fath 2011 Fath Jan: "Stochastischer Ansatz zur Bestimmung der gesicherten Leistung eines Kraftwerksparks". Graz 2010.
- Fechner H. et al 2007 Fechner H. et al.: "Technologie-Roadmap für Photovoltaik in Österreich". In: Berichte aus Energie- und Umweltforschung, 28 / 2007, Wien 2007.

[Online auf: [http://www.pvaustria.at/upload/269_Roadmap Oesterreich 2007.pdf](http://www.pvaustria.at/upload/269_Roadmap%20Oesterreich%202007.pdf),
Zugriff am: 18.05.2011].

- Feichtinger 2010 Feichtinger Nuri: "Implementation concept for renewable energy and combined heat and power for the Russian Federation based on German best practices and under consideration of the status quo". Graz 2010.
- GMK 2011 GMK - Gesellschaft für Motoren und Kraftanlagen mbH: "GEOCAL® ORC-Geothermie Kraftwerksfunktionsablauf". Bargeshagen, 2011 [Online auf: http://www.gmk.info/ORC_Geothermie.113.html, Zugriff am: 25.05.2011].
- Grimm 2007 Grimm Vanessa: "Einbindung von Speichern für erneuerbare Energien in die Kraftwerkseinsatzplanung – Einfluss auf die Strompreise der Spitzenlast". Bochum 2007 [Online auf: <http://www-brs.ub.ruhr-uni-bochum.de/netahtml/HSS/Diss/GrimmVanessa/diss.pdf>, Zugriff am: 10.05.2011].
- Gwisdorf, Reissaus 2009 Gwisdorf Björn, Reissaus Andreas: "Wirtschaftlich optimale Kraftwerkseinsatzplanung und Lastaufteilung eines Kraftwerksbetreibers". Dortmund 2009 [Online auf: http://www.esw.e-technik.tu-dortmund.de/cms/de/Lehre/Laborpraktika/Bachelor_Elektro-_u__Informationstechnik/Anleitungen/BENT_02.pdf, Zugriff am: 10.05.2011].
- Heninger, Spitzer 2009 Heninger L., Spitzer F.: "Innovationen bei Pumpspeichieranlagen". In: E&I Elektrotechnik und Informationstechnik 12 / 2009, Springer Verlag, Wien 2009.
- Heuk, Dettmann, Schulz 2007 Heuck Klaus, Dettmann Klaus-Dieter, Schulz Detlef: "Elektrische Energieversorgung - Erzeugung, Übertragung und Verteilung elektrischer Energie für Studium und Praxis" (7. Auflage). Friedr. Vieweg & Sohn Verlag, Wiesbaden 2007.
- Huber 2010 Huber Christoph: "Zukünftige Rahmenbedingungen der europäischen Wasserkraftwirtschaft". Graz 2010.
- Hüftle 2006 Hüftle Mike: "Ganzzahlige und gemischt-ganzzahlige Optimierung". o.O. 2006 [Online auf: www.ivh.uni-hannover.de/optiv/Methoden/GanzzOpt/GanzzOpt.pdf, Zugriff am: 10.05.2011].
- Hundt 2010 Hundt M. et al.: "Herausforderungen eines Elektrizitätsversorgungssystems mit hohen Anteilen erneuerbarer Energien". Stuttgart 2010 [Online auf: http://www.ier.uni-stuttgart.de/publikationen/pb_pdf/Hundt_HELIANE_Langfassung.pdf, Zugriff am: 19.05.2011].
- Kettner et al 2010 Kettner C. et al.: "Nationaler Aktionsplan 2010 für erneuerbare Energien für Österreich". Österreichisches Institut für Wirtschaftsforschung, Wien, 2010 [Online auf: http://www.wifo.ac.at/www/jsp/index.jsp?typeid=8&display_mode=2&fid=23923&id=40224, Zugriff am: 19.05.2011].

- Kim, Lee, Ro 2000 Kim T.S., Lee D.K., Ro S.T.: "Analysis of thermal stress evolution in the steam drum during start-up of a heat recovery steam generator". In: Applied Thermal Engineering 20, Elsevier Science Ltd., Amsterdam, 2000.
- Krämer 2002 Krämer Marcel: "Modellanalyse zur Optimierung der Stromerzeugung bei hoher Windeinspeisung". Oldenburg 2002 [Online auf: http://weser-modell.de/content/Diss_Marcel_Kraemer.pdf, Zugriff am: 19.05.2011].
- Lechner, Säume 2010 Lechner Christof , Seume Jörg: "Stationäre Gasturbinen" (2. Auflage). Springer Verlag, Berlin Heidelberg, 2010 [Online auf: <http://www.springerlink.com>, Zugriff am: 19.05.2011].
- MRB 2007 MRB: "Cplex 12". o.O. 2007 [Online auf: <http://www.gams.com/dd/docs/solvers/cplex.pdf>, Zugriff am: 10.05.2011].
- Nacht 2010 Nacht Thomas: "Lastflussbasierte Optimierungsalgorithmen in der Elektrizitätswirtschaft". Graz 2010.
- Nicolosi, Fürsch, Lindenberger 2010 Nicolosi Marco, Fürsch Michalea, Lindenberger Dietmar: "Bewertung energiepolitischer Optionen für eine sichere, wirtschaftliche und umweltgerechte Energieentwicklung in Deutschland – Analyse der Ursachen für negative Strompreise am 3./4. Oktober 2009 und möglicher Abhilfemaßnahmen". Köln 2010 [Online auf: <http://www.bmwi.de/Dateien/BMWi/PDF/studie-negative-strompreise.pdf>, Zugriff am: 19.05.2011].
- OEMAG 2008 OeMAG Abwicklungsstelle für Ökostrom AG: "Aktive Verträge und installierte Leistung - 2008 Quartal 4". Wien o.J. [Online auf: http://www.oem-ag.at/green_energy/statistics/Uebersicht_Anzahl_Vertraege.html, Zugriff am: 19.05.2011].
- OEMAG 2008a OeMAG Abwicklungsstelle für Ökostrom AG: "Ökostrom Einspeisemengen und - Vergütung in Österreich - 2008 gesamtes Jahr". Wien o.J. [Online auf: http://www.oem-ag.at/green_energy/statistics/Uebersicht_Anzahl_Vertraege.html, Zugriff am: 23.05.2011].
- OEMAG 2008b OeMAG Abwicklungsstelle für Ökostrom AG: "Winderzeugung in den Jahren 2003 bis 2009 - Winderzeugung 2008". Wien o.J. [Online auf: http://www.oem-ag.at/green_energy/statistics/Uebersicht_Anzahl_Vertraege.html, Zugriff am: 19.05.2011].
- OEMAG 2011a OeMAG Abwicklungsstelle für Ökostrom AG: "Kontingentbewirtschaftung". Wien 2011 [Online auf: http://www.oem-ag.at/static/cms/sites/oem-ag.at/media/downloads/cont/Erklaerung_Homepage_Kontingent_27_04_2011_erste_Aufrollung.pdf, Zugriff am: 25.05.2011].
- OEMAG 2011b OeMAG Abwicklungsstelle für Ökostrom AG: "AB-Öko". Wien 2011 [Online auf: http://www.oem-ag.at/static/cms/sites/oem-ag.at/media/downloads/law/2011_01_31_genehmigte_AB-Oeko.pdf, Zugriff am: 25.05.2011].

- OEMAG 2011c OeMAG Abwicklungsstelle für Ökostrom AG: "Ökostrom Grundlagen". Wien 2011 [Online auf: http://www.oem-ag.at/green_energy/index.html, Zugriff am: 25.05.2011].
- OEMAG 2011d OeMAG Abwicklungsstelle für Ökostrom AG: "Aktive Verträge und installierte Leistung – Summe 2010". Wien 2011 [Online auf: http://www.oem-ag.at/green_energy/statistics/Uebersicht_Anzahl_Vertraege.html, Zugriff am: 25.05.2011].
- OEMAG 2011e OeMAG Abwicklungsstelle für Ökostrom AG: "Einspeisemenge und Vergütung - Summe 2010". Wien 2011 [Online auf: http://www.oem-ag.at/green_energy/statistics/Uebersicht_Einspeisetarife, Zugriff am: 25.05.2011].
- Panos 2009 Panos Konstantin: "Panos Konstantin - Energieumwandlung, -transport und -beschaffung im liberalisierten Markt" (2. Auflage). Springer Verlag, Berlin Heidelberg 2009 [Online auf: <http://www.springerlink.com>, Zugriff am: 19.05.2011].
- Paparrizos, Samaras, Stephanides 2001 Paparrizos Konstantinos, Samaras Nikolaos, Stephanides George: "A new efficient primal dual simplex algorithm". In: Computers & Operations Research 30, Elsevier Science Ltd., Amsterdam, 2003.
- Popp 2010 Popp Matthias: "Speicherbedarf bei einer Stromversorgung mit erneuerbaren Energien". Springer Verlag, Heidelberg Dordrecht u.a. 2010 [Online auf: <http://www.springerlink.com>, Zugriff am: 19.05.2011].
- Posch 2010 Posch Christoph: "Energiewirtschaftliche Parameter konventioneller und innovativer Kraftwerkstechnologien". Graz 2010.
- Rosenthal 2010 Rosenthal Richard E.: "GAMS — A User's Guide - Tutorial". GAMS Development Corporation, Washington DC 2010 [Online auf: <http://www.gams.com/dd/docs/gams/Tutorial.pdf>, Zugriff am: 10.05.2011].
- RWE Power AG oJ RWE Power AG: "Pumpspeicherkraftwerk Herdecke: Elektrische Spitzenleistung". Essen Köln o.J. [Online auf: <http://www.rwe.com/web/cms/mediablob/de/346008/data/0/3/pumpspeicher-herdecke.pdf>, Zugriff am: 19.05.2011].
- Schröter 2004 Schröter Jochen: "Auswirkungen des europäischen Emissionshandelssystems auf den Kraftwerkseinsatz in Deutschland". Berlin 2004 [Online auf: http://www.ensys.tu-berlin.de/uploads/media/schroeter_2004_auswirkungen_co2_zertifikatehandel.pdf, Zugriff am: 19.05.2011].
- Schüppel 2010 Schüppel Andreas: "Modellierungsansätze zur Beschreibung dargebotsabhängiger Stromerzeugung". Graz 2010.

- Strauß 2009 Strauß Karl: "Kraftwerkstechnik - zur Nutzung fossiler, nuklearer und regenerativer Energiequellen" (4. Auflage). Springer Verlag, Berlin Heidelberg 2009
[Online auf: <http://www.springerlink.com>, Zugriff am: 19.05.2011].
- Terna 2010 Terna Rete Elettrica Nazionale: "Electricity production in Italy". Rom 2010
[Online auf: <http://www.terna.it/LinkClick.aspx?fileticket=EAHAIZAcMqs%3d&tabid=811>, Zugriff am: 18.05.2011].
- UCTE 2008 union for the co-ordination of transmission of electricity: "SAR 2008 - power data". o.O. 2009 [Online auf: <https://www.entsoe.eu/index.php?id=58>, Zugriff am: 25.05.2011].
- UCTE 2009 union for the co-ordination of transmission of electricity: "SYSTEM ADEQUACY METHODOLOGY". o.O. 2009
[Online auf: https://www.entsoe.eu/fileadmin/user_upload/_library/publications/ce/UCTE_System_Adequacy_Methodology.pdf, Zugriff am: 17.05.2011].
- VEÖ 2008 VEÖ: "Wasserkraftpotentialstudie Österreich - Endbericht". VEÖ, Wien 2008
[Online auf: <http://www.springerlink.com>, Zugriff am: 19.05.2011].
- VGB 2004 VGB Power Tech: "Richtlinie An- und Abfahrverluste bei Blockanlagen". Verlag technisch-wissenschaftlicher Schriften, Essen 2004.
- Von Roon, Huck 2010 Von Roon Serafin, Huck Malte: "Merit Order des Kraftwerkparcs". Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V., München 2010
[Online auf: http://www.ffe.de/download/wissen/20100607_Merit_Order.pdf, Zugriff am: 10.05.2011].
- Wiese 2008 Wiese Frauke: "Auswirkungen der Offshore-Windenergie auf den Betrieb von Kohlekraftwerken in Brunsbüttel". Flensburg 2008
[Online auf: http://www.die-klima-allianz.de/wp-content/uploads/duh_windenergie-kohlekraftwerke_brunsbuettel_wiese.pdf, Zugriff am: 19.05.2011].

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 2.1 – Mitglieder der ENTSO-E	3
Abbildung 2.2 - Historische Energieerzeugung der ENTSO-E Kontinentaleuropa - gesamt.....	8
Abbildung 2.3 - Historische Energieerzeugung der ENTSO-E Kontinentaleuropa - Erneuerbare	8
Abbildung 2.4 - Historische installierte Leistung der ENTSO-E Kontinentaleuropa - gesamt	10
Abbildung 2.5 - Historische installierte Leistung der ENTSO-E Kontinentaleuropa - Erneuerbare.....	10
Abbildung 2.6 - durchschnittliche Volllaststunden nach Kraftwerkstypen in der ENTSO-E Kontinentaleuropa von 2003 bis 2009	12
Abbildung 2.7 - Entwicklung des Konsum der ENTSO-E bis 2025, Jänner 19.00.....	14
Abbildung 2.8 - Entwicklung der installierten Leistung der ENTSO-E bis 2025, Jänner 19.00	14
Abbildung 2.9 – Entwicklung der verbleibenden Kapazität der ENTSO-E bis 2025, Jänner 19.00.....	15
Abbildung 2.10 - Entwicklung der Reliable Average Capacity der ENTSO-E, Jänner 19.00 bis 2025	15
Abbildung 2.11 - Entwicklung der Nicht verfügbaren Kapazität der ENTSO-E bis 2025 im Szenario B im Jänner um 19.00.....	16
Abbildung 2.12 - Zusammensetzung der Nettoerzeugungskapazität der ENTSO-E bis 2025 Szenario B, im Jänner um 19.00.....	17
Abbildung 2.13 - prognostizierte Entwicklung der installierten Leistung der Erneuerbaren (ohne Wasserkraft) in der ENTSO-E bis 2025, Jänner 19.00.....	18
Abbildung 2.14 - prognostizierte Entwicklung der installierten Leistung der Erneuerbaren der ENTSO- E bis 2025 nach Kategorie im Szenario B, Jänner 19.00.....	18
Abbildung 2.15 – Zusammensetzung der Strom-erzeugung in Österreich 1947	21
Abbildung 2.16 - Zusammensetzung der Stromerzeugung in Österreich 2009	21
Abbildung 2.17 - Historische Entwicklung der Einspeisung elektrischer Energie in Österreich - gesamt.....	22
Abbildung 2.18 - Historische Entwicklung der Einspeisung elektrischer Energie in Österreich - Erneuerbare.....	23
Abbildung 2.19 - Historische Entwicklung der installierten Leistung der Erneuerbaren in Österreich - gesamt	26
Abbildung 2.20 - Historische Entwicklung der installierten Leistung der Erneuerbaren in Österreich - Erneuerbare.....	26
Abbildung 2.21 - durchschnittliche Vollauslastung der Kraftwerke nach Typ in Österreich in Stunden pro Jahr.....	28
Abbildung 2.22 - Leistung der anerkannten Ökostromanlagen 2002 bis 2009 in MW.....	29
Abbildung 2.23 – Anzahl anerkannter Ökostromanlagen 2002 bis 2009 in MW.....	29
Abbildung 2.24 - Potentialbetrachtung der Wasserkraft in Österreich	30
Abbildung 2.25 - Ausbaupotentiale für Erneuerbare in der Steiermark bis 2020.....	32
Abbildung 3.1 - Beispiel für eine Merit Order	34
Abbildung 3.2 - Deckungsbeiträge und Erlöse in der Merit Order.....	37
Abbildung 3.3 - Marktpreisbildung der Merit Order bei Lastanstieg.....	38
Abbildung 3.4 - Merit Order mit und ohne Windeinspeisung.....	39
Abbildung 3.5 - Verschiebung der Merit Order durch Teillastbetrieb	41
Abbildung 3.6 - Wirkungsgradverlauf eines GuD-Kraftwerks	42
Abbildung 3.7 - Verschiebung der Merit Order durch Speichereinsatz bei Lasterhöhung	44

Abbildung 3.8 - Verschiebung der Merit Order am Ende der Anfahrzeit des neu eingesetzten Kraftwerks	45
Abbildung 4.1 - Abfolge des GAMS-Programms.....	52
Abbildung 4.2 - Modellierung eines Kaltstarts	59
Abbildung 4.3 - Verlauf der variablen Kosten und des Wirkungsgrads zweier Teilkraftwerke einer Kraftwerksanlage.....	72
Abbildung 4.4 - Flussdiagramm der Merit Order Erstellung	83
Abbildung 4.5 – Schleife zur Erkennung des nächsten Einschaltzeitpunktes	85
Abbildung 4.6 - Schleife zum Feststellen der ununterbrochenen Laufzeit eines Kraftwerks	86
Abbildung 4.7 - Merit Order Erstellung unter Berücksichtigung von Anfahrkosten	87
Abbildung 5.1 - Zusammensetzung einer Kraftwerksanlage.....	92
Abbildung 5.2 – Verlauf der variablen Kosten und des Wirkungsgrad eines Gesamtkraftwerks	93
Abbildung 5.3 - Direkteinstrahlungsproportionales Modell	101
Abbildung 5.4 – Monatsgangkurve im Jänner 2008 ohne Berücksichtigung von Teillast-Wirkungsgraden	113
Abbildung 5.5 - Wochengangkurve im Jänner 2008 (7. bis 13.) ohne Berücksichtigung von Teillast-Wirkungsgraden	114
Abbildung 5.6 - Tagesgangkurve für den 7. Jänner 2008 ohne Berücksichtigung von Teillast-Wirkungsgraden	115
Abbildung 5.7 - Einsatzstunden und erzeugte Energie nach Kraftwerkstyp im Jänner 2008 ohne Berücksichtigung von Teillast-Wirkungsgraden	116
Abbildung 5.8 - Wochengangkurve im Jänner 2008 (7. bis 13.) bei Berücksichtigung von Teillast-Wirkungsgraden	117
Abbildung 5.9 - Einsatzstunden und erzeugte Energie nach Kraftwerkstyp im Jänner 2008 bei Berücksichtigung von Teillast-Wirkungsgraden	117
Abbildung 5.10 - Tagesgangkurve für den 7. Jänner 2008 bei Berücksichtigung von Teillast-Wirkungsgraden	118
Abbildung 5.11 - Merit Order am 7. Jänner um 03.00	120
Abbildung 5.12 - Merit Order am 7. Jänner um 18.00	121
Abbildung 5.13 - Dauerlinie der Erzeugungskosten in der Peak-Periode (8 - 20 Uhr) im Jänner 2008	122
Abbildung 5.14 - Dauerlinie der Erzeugungskosten in der Off-Peak-Periode (20 – 8 Uhr) im Jänner 2008.....	122
Abbildung 5.15 - Wochengangkurve im Mai 2008 (5. bis 11.) ohne Berücksichtigung von Teillast-Wirkungsgraden	124
Abbildung 5.16 - Einsatzstunden und erzeugte Energie nach Kraftwerkstyp im Mai 2008 ohne Berücksichtigung von Teillast-Wirkungsgraden	125
Abbildung 5.17 - Tagesgangkurve für den 7. Mai 2008 bei Berücksichtigung von Teillast-Wirkungsgraden	125
Abbildung 5.18 - Wochengangkurve im Mai 2008 (5. bis 11.) bei Berücksichtigung von Teillast-Wirkungsgraden	126
Abbildung 5.19 - Dauerlinie der Erzeugungskosten in der Peak-Periode (8 – 20 Uhr) im Mai 2008 ..	127
Abbildung 5.20 - Dauerlinie der Erzeugungskosten in der Off-Peak-Periode (20 – 8 Uhr) im Mai 2008 ...	127

Tabellenverzeichnis

Tabelle 2.1 - Volllaststunden von Kraftwerken mit fossilen Brennstoffen der ENTSO-E	5
Tabelle 2.2 - Volllaststunden von Krafwerken mit erneuerbaren Energiequellen der ENTSO-E	5
Tabelle 2.3 – Historische Entwicklung der Energieerzeugung in der ENTSO-E Kontinentaleuropa in GWh.....	7
Tabelle 2.4 - Historischer Verlauf der Erzeugungskapazität in der ENTSO-E Kontinentaleuropa in MW9	
Tabelle 2.5 - Historischer Verlauf der Volllaststunden der ENTSO-E Kontinentaleuropa	12
Tabelle 2.6 - Installierte Kapazität der Erneuerbaren in der ENTSO-E 2009 und 2020.....	17
Tabelle 2.7 - Historische Entwicklung der Einspeisung el. Energie in Österreich in GWh.....	22
Tabelle 2.8 - Historische Entwicklung der installierten Leistung der Erneuerbaren in Österreich in MW....	25
Tabelle 2.9 - Volllaststunden nach Kraftwerkstyp in Österreich je Jahr	28
Tabelle 2.10 - Potentiale erneuerbarer Energien in Oberösterreich	31
Tabelle 3.1 - Übersicht über typische Grenzkosten verschiedener Kraftwerkstypen in der Merit Order	36
Tabelle 3.2 - Übersicht über Anfahrzeiten nach Kraftwerkstyp	43
Tabelle 4.1 - Eigenschaften von Kraftwerken im Modell	55
Tabelle 4.2 – Eigenschaften der Speicherseen im Modell.....	57
Tabelle 4.3 - Übersicht über die in GAMS verwendeten Variablen	59
Tabelle 4.4 - Parameter, die in die Ausgabedatei geschrieben werden.....	62
Tabelle 4.5 - Wahrheitstabelle zur Verrechnung der Anfahrkosten	76
Tabelle 4.6 - Zeitverlauf aller Variablen des Demonstrationsbeispiels.....	78
Tabelle 4.7 - Übersicht über die Auswerteparameter.....	79
Tabelle 5.1 - Werte der Eigenschaften der Photovoltaik-Anlagen.....	100
Tabelle 5.2 - Einspeisedaten Wind in GAMS (Quelle: BDEW 2009, OeMAG 2008b)	102
Tabelle 5.3 - Einspeisedaten Laufwasser in GAMS (Quelle: Schüppel 2010)	102
Tabelle 5.4 – Durchschnittliche Einspeiseleistung der Laufwasserkraft je Monat über das Jahr 2008	103
Tabelle 5.5 - Eingabedaten Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke in GAMS.....	104
Tabelle 5.6 - Eingabedaten Speicherseen für GAMS.....	105
Tabelle 5.7 - Eingabedaten der thermischen Kraftwerke für GAMS.....	106
Tabelle 5.8 - Kraftwerkseigenschaften fossiler Kraftwerke nach Typ	107
Tabelle 5.9 - Wirkungsgrade der verschiedenen Kraftwerkstypen	109
Tabelle 5.10 - verfügbare Leistung der Kraftwerkstypen 2008.....	110
Tabelle 5.11 - Anfahrkosten und -zeiten für therm. Kraftwerke.....	110
Tabelle 5.12 - angenommene variable Kosten von thermischen Kraftwerken.....	111

Abkürzungsverzeichnis

DB	Deckungsbeitrag
el.	elektrische
EU	Europäische Union
ENTSO-E	European Network of Transmission System Operators for Electricity
f.A.	falsche Aussage
GuD	Gas und Dampf
h	Stunden
km	Kilometer
KW	Kraftwerk
lt.	laut
max.	maximal
min.	minimal
MWh	Megawattstunde
o.ä.	oder ähnliche
o.J.	ohne Jahr
o.O.	ohne Ort
OeMAG	OeMAG Abwicklungsstelle für Ökostrom AG
ÖSG	Ökostromgesetz
PV	Photovoltaik
RES	Renewable Energy Sources (Erneuerbare Energiequellen)
restl.	restliche
u.a.	und andere
UCTE	union for the co-ordination of transmission of electricity
var.	variabel
verb.	verbunden
z.B.	zum Beispiel
zit.n.	zitiert nach ...