

# Innehalten und Ausblick: Optimierung/Flexibilisierung der konventionellen Kraftwerkseinsatzplanung mit Hilfe von gesellschaftlicher Akzeptanz

Mark Erndt\*

Professur für Wasserstoff- und Kernenergietechnik der TU Dresden, 01069 Dresden,  
+49 351 463-32520, mark.erndt@tu-dresden.de, [http://tu-dresden.de/die\\_tu\\_dresden/fakultaeten/fakultaet\\_maschinenwesen/iet/wket](http://tu-dresden.de/die_tu_dresden/fakultaeten/fakultaet_maschinenwesen/iet/wket)

## **Kurzfassung:**

Die Energiewende in Deutschland erhöht sukzessive den Anteil der fluktuierenden Stromerzeugung mit ihren zeitabhängigen Einflussfaktoren. Dies verursacht gesteigerte Anforderungen an die Flexibilität der Kraftwerke zur konventionellen Stromerzeugung (vgl. Beckmann, Hurtado 2012). Die Grenzen und Risiken der bestehenden sowie der zukünftigen Kraftwerke liegen aus technischer Sicht in den möglichst geringen Mindestleistungen<sup>1</sup>, kurzen An-/Abfahrzeiten und hohen zulässigen Lastgradienten. Weiter verkürzt die zukünftig notwendige dynamische Betriebsweise die Lebensdauer der thermischen Kraftwerke. Aus wirtschaftlicher Sicht liegen Grenzen in der sinkenden Auslastung und steigender Anzahl der Startvorgänge und aus sozialer/politischer Sicht in der Akzeptanz von Kraftwerkstypen mit entsprechenden spezifischen CO<sub>2</sub>-Emissionen, in dem gewählten Errichtungsort sowie in der Versorgungssicherheit. Um diese Vielzahl von Faktoren in einer ganzheitlichen Analyse bzw. Optimierung berücksichtigen zu können, erfolgt die Betrachtung der Flexibilität des Kraftwerksparks in einem mathematischen Modell, das die Überprüfung von zukünftigen Kraftwerksparkvarianten im Hinblick auf deren Eignung, Optimierung und gesellschaftlicher Akzeptanz ermöglicht. Weiter wurden An-/Abfahr- und Stillstandszeiten, Mindestlasten und maximal zulässige Lastgradienten modelliert, die in deutschen Kraftwerkseinsatzplanungen nur bedingt berücksichtigt werden (vgl. Spliethoff 2011). Die Ergebnisse aus dem Modell zeigen, dass bereits im Jahr 2020 bei Erreichen der Ausbauziele<sup>2</sup> der alternativen Energien die Residuallast zu bestimmten Zeitpunkten auf wenige GW absinken kann. Abschließend kann die Bedeutung einzelner Akzeptanzfaktoren anhand von Randbedingungen für die Kraftwerkseinsatzplanung dargestellt werden.

**Keywords:** Kraftwerkseinsatzplanung, Gesellschaftliche Akzeptanz, Flexibilisierung, Optimierung

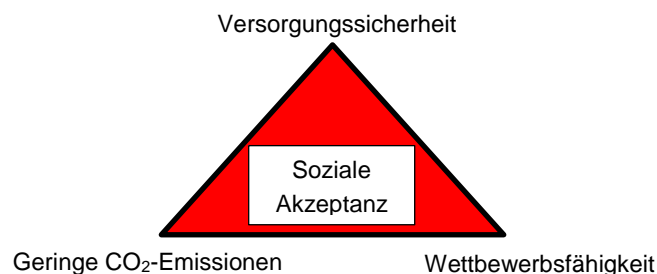
---

<sup>1</sup> Die zukünftig notwendige dynamische Betriebsweise verkürzt die Lebensdauer der thermischen Kraftwerke. Eine geringere Auslastung senkt die Bereitschaft in neue Anlagen zu investieren bzw. für Ersatz- und Ergänzungsinvestitionen zu sorgen und steht damit im Zielkonflikt zur Forderung nach Erhöhung der Versorgungssicherheit.

<sup>2</sup> Installierte Leistung 2020 von PV 53.500 MW und Wind 49.000 MW laut BMU Leitstudie 2011 S.130 (Vergleich: Installierte Leistung 2011 von PV 25.000 MW und Wind 29.100 MW)

## 1 Zielsetzung

Das Forschungsprojekts mit dem Projekttitel „Grenzen und Risiken von Energiesystemen zur Sicherstellung einer wettbewerbsfähigen und CO<sub>2</sub>-armen Energieversorgung“ ist Teil des Boysen-TUD-Graduiertenkollegs, welches durch die Friedrich-und-Elisabeth-Boysen-Stiftung sowie der TU Dresden finanziert wird. Das Projektziel kann mit der Frage: „Wie sollte ein Modell für Entscheidungsträger (z.B. Politiker) aussehen, das in erster Linie geplante, zukünftige Kraftwerksparkvarianten ad hoc im Hinblick auf deren Umsetzbarkeit und Eignung prüft und optimierte Varianten erstellt als auch gesellschaftliche Akzeptanzfaktoren berücksichtigt.“ formuliert werden. Die Zielsetzung ist daher, mit prozentual regelbaren Inputwerten (z.B. Erhöhung des Windkraftanlagenanteils) Aussagen über die erforderlichen Fahrpläne/Kapazitäten der konventionellen Kraftwerke zu gewinnen, aus denen letztendlich Rückschlüsse auf die Versorgungssicherheit, CO<sub>2</sub>-Emissionen und Kosten gezogen werden können, ohne dabei die gesellschaftliche Akzeptanz des Kraftwerksparks außer Acht zu lassen. Dies beschreibt die nachfolgende Graphik 1:



**Abb. 1: Zieldreieck der Kraftwerkseinsatzplanung**

## 2 Problembeschreibung anhand eines Regelkreises

Zur Beschreibung von interagierenden Einflüssen auf die Kraftwerkseinsatzplanung wird der Regelkreis als Grundgerüst für die regelungstechnische Problembeschreibung verwendet. Der Regelkreis aus Abbildung 2 veranschaulicht den zu optimierenden Ablauf der deutschen Elektrizitätsversorgung. Dabei ist es wichtig die vorgegebene, physikalische Regelgröße „Output konventioneller KW in MWh“ [*Control variable (x) Non-volatile power plants*] auf einen gewünschten Lastgangkurvenwert „Gesamte Nachfrage abzüglich dem Input erneuerbarer KW“ [*Given value → Time-dependent power plants*] zu bringen und dort zu halten. Dies muss unabhängig von auftretenden Störungen/Störgrößen, wie KW-Ausfälle, Nachfrageveränderungen, fluktuierender Input EE [*Disturbance → Volatile power plants → Demand fluctuation*], gesichert sein.

Ein mathematisches Modell soll als Regler [*Regulator → Mathematical model (Computer)*] des Outputs der konventionellen Kraftwerke eingesetzt werden, um die Menge der Stromleistung aus erneuerbaren Energien zu berücksichtigen und hochzurechnen. Diese Extrapolation ist notwendig, da vor allem technische Restriktionen (Minimale Stillstandszeiten, Anfahrtsgeschwindigkeiten) eine kurzfristige Anpassung an unerwartete Residuallasten erschweren oder sogar unmöglich machen (→ Netzzusammenbruch / Black-Out). Die aus dem Modell gewonnenen Informationen könnten bspw. von den System- und

Kraftwerksbetreibern [*Adjusting device* → *Transmission system operator*] genutzt werden, um die Stromversorgung noch sicherer zu gestalten.

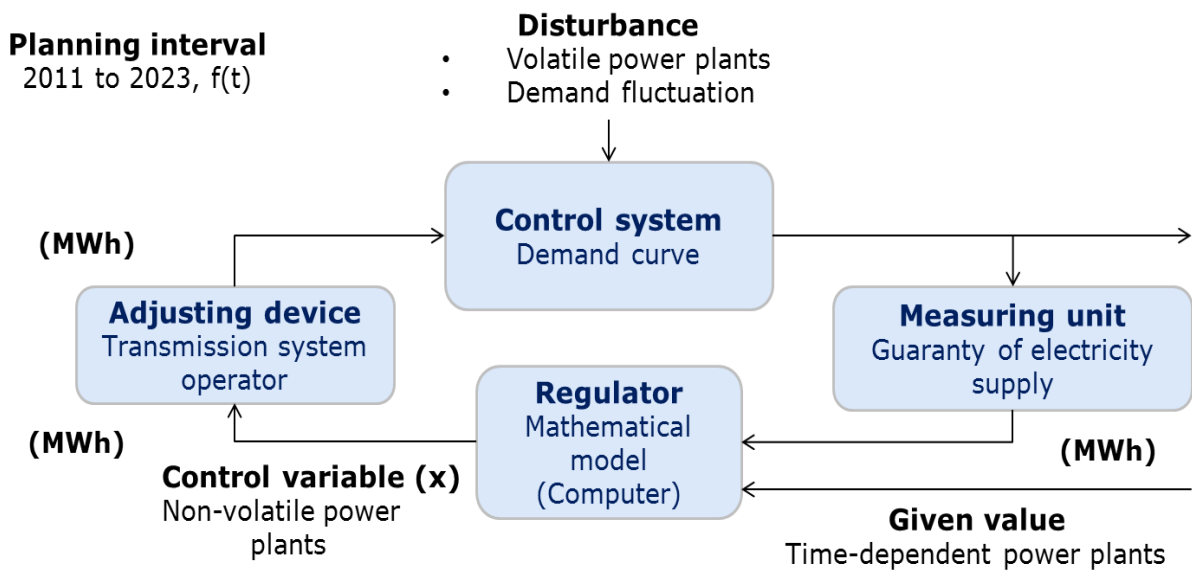


Abb. 2: Regelkreis zur Problembeschreibung des Zusammenspiels der Kraftwerke

### 3 Rahmenbedingungen

Die Forschungsgruppe des Boysen-TUD-Graduiertenkolleg führt technik- und naturwissenschaftliche Fächer mit geistes- und sozialwissenschaftlichen Disziplinen zusammen. Im Mittelpunkt steht die Interdependenz zwischen technischer Machbarkeit und gesellschaftlicher Akzeptanz von nachhaltigen Energiesystemen und deren Rahmenbedingungen der in Deutschland politisch, initiierten Energiewende. Die Vorgaben für den gesamten Betrachtungszeitraum dieses Teilprojekt sind wie folgt definiert:

Das Laufzeitenende der Kernkraftwerke wird in diesem Projekt, das den Zeitraum 2011 bis 2022 umfasst, gemäß dem Atomgesetz vom 6.8.2011 berücksichtigt. Zusätzlich wird der weitere Ausbau von Biomassekraftwerken sowie die vorrangige Einspeisung der volatilen Kraftwerke (PV/Wind) laut dem Energiewendekonzept als Rahmenbedingung festgelegt. Die Stromerzeugung der konventionellen Kraftwerke wird immer stärker abhängig von der PV-/Windeinspeisung. Damit wird der Ausbau der PV/Windkraftanlagen zunehmend zum wichtigsten Parameter der Stromerzeugungsstruktur.

## 4 Modellbeschreibung und mathematische Formulierung

### 4.1 Methodik

Der deutsche Kraftwerkspark wurde in erster Linie auf technisch, physikalische Machbarkeit evaluiert. Technische Parameter wurden, einer Literaturrecherche folgend, für jeden Kraftwerkstyp, abhängig vom spezifischen Kraftwerkalter (Retrofit-Maßnahme), festgelegt (vgl. Schröder 2013). Anhand von Kraftwerkseinsatzplanungsmodellen wurden Funktionen für Leistungsänderungsgeschwindigkeit, Überlastverhalten, An-/Abfahr-/Stillstandszeiten, etc. aufgestellt oder weiterentwickelt. Die Funktionen wurden zuerst anhand der Zielfunktion

Kostenminimierung optimiert. Dabei wurde sowohl eine viertelstundenbezogene als auch eine minutenbezogene Berechnung implementiert und durchgeführt. Anschließend wurden die Zielfunktionen Versorgungssicherheitsmaximierung und CO<sub>2</sub>-Emissionsminimierung laut Zieldreieck aufgestellt. Im nächsten Schritt (von Januar bis Februar 2014) erfolgt eine Optimierung der drei Zielfunktionen die durch Akzeptanzfaktoren<sup>3</sup> weiter ergänzt werden. Da der Ausbau, der weitere Betrieb beziehungsweise der Rückbau von bestimmten Kraftwerkstypen (PV/Wind, Kohlekraftwerke, Kernkraftwerke, etc.) politisch und durch die gesellschaftliche Akzeptanz beeinflusst wird, wird dieser Faktor neben Kosten, CO<sub>2</sub>-Emissionen und der Versorgungssicherheit in dem mathematischen Modell aufgenommen.

## 4.2 Aufbau des Modells

Nach anfänglichen Versuchen mit Optimierungsverfahren mittels eines heuristischen Ansatzes und nicht linearer Programmierung wurde die Einsatzplanung mit Hilfe einer ganzzahligen linearen Programmierung gelöst, so dass Vorteile infolge einer kürzeren Rechenzeit, einer einfacheren Berücksichtigung nicht-linearer Zusammenhänge sowie einer Übereinstimmung gegenüber realen Werten erreicht werden konnten. Ganzzahlig lineare Funktionen bilden das Optimierungsproblem nicht durch verschiedene Regeln (Heuristiken) ab, sondern wenden mathematische Formeln an, die aufgrund plausibler Parameter eine exakte Lösung liefern. Ausgehend von der zu Beginn festgelegten Lastkurve und PV- und Windeinspeisung wird der Kraftwerkspark gemäß folgender Kriterien unter möglichst wirtschaftlichen Bedingungen optimiert:

- Auswahl der verfügbaren und gesetzten Kraftwerksblöcke unter Berücksichtigung von Revisionen, Ausfällen sowie An-/Abfahr- und Stillstandszeiten
- Laständerungsfall: Die auftretende Nachfrage wird in Abhängigkeit der variablen Betriebskosten (Merit Order Prinzip) durch eine Lasterhöhung/-senkung der eingeteilten Kraftwerksblöcke sowie gegebenenfalls durch weitere verfügbare Blöcke unter Berücksichtigung der Laständerungsgradienten sowie Mindestlast und Teillast gedeckt. Somit werden häufige An- und Abfahrvorgänge zugunsten des vermehrtem Teillastbetriebs vermieden. (vgl. Steck 2008)

Zur Abbildung der ganzheitlichen Bewertung sowie zur kraftwerksspezifischen Modellierung wurde das System GAMS (General Algebraic Modeling System) aus folgenden Gründen gewählt und anderen energiewirtschaftlichen Analyseprogrammen bevorzugt:

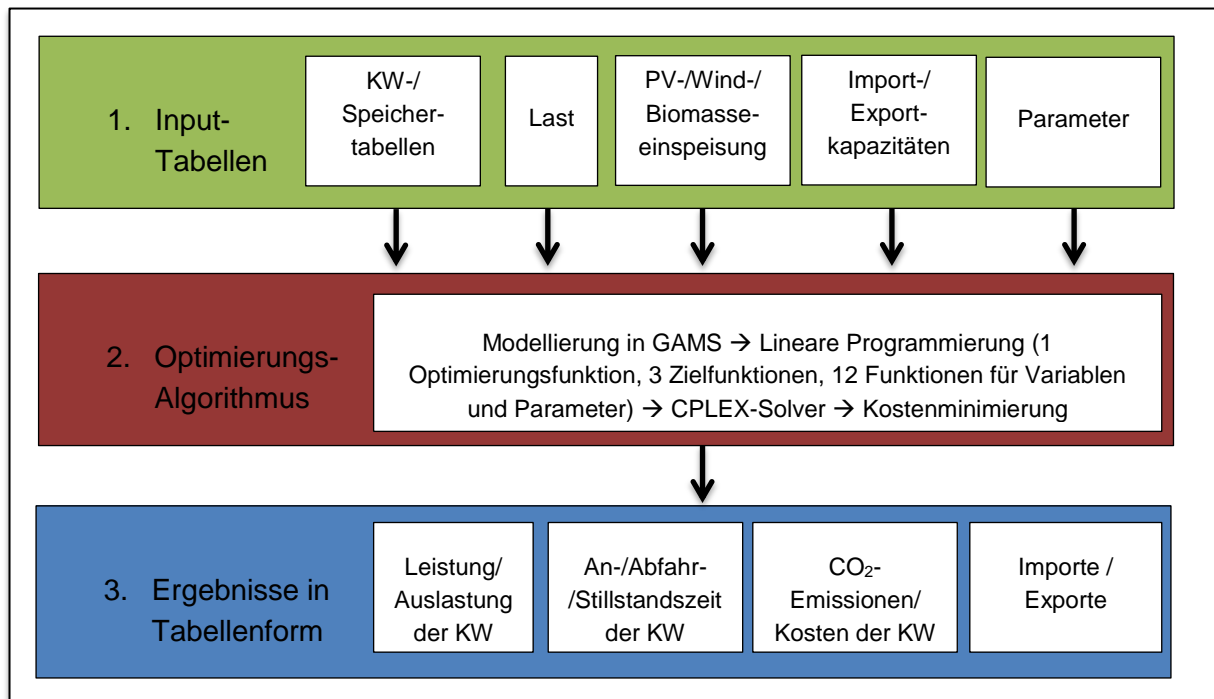
- GAMS ist ein erprobtes System, das als „high level system“ zur Optimierung von energiewirtschaftlichen Fragestellungen eingesetzt wird.
- Große Datenmengen die durch nichtlinearen Zusammenhängen (410 Stromkraftwerke und vier Energiespeichertechnologien mit ihren spezifischen Eigenschaften) entstehen können auf einfachem Weg durch eine Linearisierung der Gleichungen in GAMS verringert werden und dabei entsprechende Charakteristika (CO<sub>a</sub>-Ausstoß, Kosten, Akzeptanz von Kraftwerken und politische Kraftwerksausbauvorgaben) berücksichtigen.

---

<sup>3</sup> Detaillierte Werte zu den Akzeptanzfaktoren des Kraftwerksparks werden anhand einer repräsentativen Bevölkerungsbefragung (rund 1.000 Befragte/Zeitraum: 1. Quartal 2014) sowie der anschließende Gewichtung der Daten anhand amtlicher Bevölkerungsstatistiken sichergestellt.

Das Kraftwerkseinsatzplanungsmodell besteht aus drei Hauptteilen, die wiederum selbst aus Einzelkomponenten zusammengesetzt sind (siehe nachfolgende Abbildung 3):

- Eingangswerte
- GAMS-Modellierung
- Ergebnisse in Tabellenform



**Abb. 3: Modellstruktur: Im ersten Abschnitt werden die Daten in Form von Tabellen zur Verfügung gestellt. Der nächste Teilbereich beinhaltet die Optimierung in GAMS mit dem CPLEX-Solver und der dritte Abschnitt gibt die Ergebnisse aus (vgl. Krämer 2002)**

Zu 1. Input-Tabellen: Die Eingangswerte bilden die Datengrundlage für das Modell. Hierbei sind die Werte unter anderem zur PV-/Windeinspeisung, Lastkurve, Kraftwerkparameter, Import-/Exportkapazitäten eingetragen.

Zu 2. Optimierungs-Algorithmus: Der in GAMS erstellte Algorithmus berechnet durch die lineare Verknüpfung der Inputparameter und der Implementierung von Randbedingungen anhand Un-/Gleichungen das strukturelle LP-Problem. Darin ist die zu minimierende Zielgröße Gesamtkosten definiert. Dabei gilt neben einer Reihe von spezifischen Randbedingungen als Hauptrestriktion die Einhaltung von vorgegebenen CO<sub>2</sub>-Emissionswerten. Der verwendete Optimierungsalgorithmus ist durch den Solver CPLEX gegeben, in dem durch ein Barrier-Verfahren die Lösung des Problems auf einem handelsüblichen PC berechnet wird.

Zu 3. Ergebnisse in Tabellenform: Als Ergebnisse werden Listen mit den berechneten Verteilungen der je nach Modell-Kraftwerkspark-Technologie installierten Leistung, entsprechender zeitlicher Auslastung und u. a. die Gesamtkosten des Kraftwerksparks zur Stromerzeugung und gesamten CO<sub>2</sub>-Emissionen

ausgegeben. Die erhaltenen Tabellen/Werte werden in unserem Fall mit Microsoft Excel graphisch dargestellt. Anhand der Tabellen lassen sich Erkenntnisse über den Einsatz des Kraftwerksparks ableiten. (vgl. Krämer 2002)

### 4.3 Optimierungsfunktion und Zielfunktionen (Kosten, Emissionen, Versorgungssicherheit)

Die nachfolgende Gleichung (4.1) beschreibt die Optimierung der drei Ziele Kosten, Emissionen und Versorgungssicherheit. Eine Gewichtung kann beispielsweise nach einer zukünftigen Bevölkerungsumfrage stattfinden.

- OBJ\_all..  

$$\text{OBJ} = \sum_t (\text{par1} * \text{Cost}(t) + \text{par2} * \text{VS}(t) + \text{par3} * \text{CO2Z}(t))$$

$$\text{OBJ} \leq \sum_t \text{par1} * \text{Cost}_t + \text{par2} * \text{VS}_t + \text{par3} * \text{CO2Z}_t \quad (4.1)$$

- OBJ: kumulierte Zielfkt.
- par: Gewichtungen der drei Zielfkt.
- Cost: Kostenzielfkt. in Zeitpunkt t
- VS: Versorgungszielfkt. in Zeitpunkt t
- CO2Z: Emissionszielfkt. in Zeitpunkt t

Die Zielfunktion Kostenminimierung beschreibt alle Kosten, die zur Bereitstellung der nachgefragten elektrischen Energie durch konventionelle Kraftwerke anfallen. Dabei setzen sich die Gesamtkosten aus den variablen und fixen Kosten des Kraftwerksparks zusammen. Diese Kosten werden anhand des CPLEX-Solvers minimiert.

- OBJ\_C(t)..  

$$\text{Cost}(t) = 1 - (\sum_k (P(k,t) * c(k) * 0.25 + s\_cost(k,t) + \text{CO2}(k) * 0.25 * \text{CO2\_P} * P\_net(k,t) + b(k) * 0.25 * P\_net(k,t) + \text{UEC}(k,t) + v\_cost1(k,t) + v\_cost2(k,t)) - \text{Ex\_P} * \text{EX\_Q}(t)) / C\_Max$$

$$\text{Cost}_t \leq 1 - (\sum_k \frac{c_k}{4} * P_{k,t} + \text{scost}_{k,t} + \frac{\text{CO2}_k}{4} * P_{net,k,t} * \text{CO2}_{Price} + \frac{b_k}{4} * P_{net,k,t} + \text{UEC}_{k,t} + \text{vcost}_{k,t} - \text{Export}_{Price} * \text{Export}_t) / C_{Max} \quad (4.2)$$

- c: Brennstoffkosten in KW k
- P: thermische Verbrennungsleistung in Zeitpunkt t des KW k
- scost: Start-Up-Kosten in Zeitpunkt t (des Anfahrens) des KW k
- CO2<sub>Price</sub>: aktueller CO<sub>2</sub>-Preis
- b: zusätzliche Lebenszykluskosten während des Betriebs in KW k
- UEC: Überlastungskosten in Zeitpunkt t des KW k
- vcost: Verschleißkosten (bei Laständerungen der KW) in Zeitpunkt t des KW k

Export<sub>Price</sub>: aktueller Exportpreis

Export: Export im Zeitpunkt t

C<sub>max</sub>: maximale Kosten die für zu vergleichende Szenarien festgelegt werden (bisher durch Vergleich mit vorheriger Kostenoptimierung)

Die Zielfunktion Emissionsminimierung setzt sich wie folgt zusammen:

- OBJ\_CO2(t)..  
CO2Z(t) = 1 - sum(k, CO2(k)\*0.25\*P\_net(k,t))/CO2\_Max

$$CO2Z_t \leq 1 - (\sum_k \frac{CO2_k}{4} * Pnet_{k,t}) / CO2_{Max} \quad (4.3)$$

CO2: Emissionsmenge in KW k

Pnet: Nettoleistung (elektrische Leistung) in Zeitpunkt t des KW k

CO2<sub>Max</sub>: maximale Emissionen die für zu vergleichende Szenarien festgelegt werden (bisher durch Vergleich mit vorheriger Kostenoptimierung)

Die Zielfunktion Versorgungssicherheit setzt sich wie folgt zusammen:

- OBJ\_VS(t)..  
VS(t) = 1 - (P\_net('k352',t)/np('k352'))

$$VS_t \leq 1 - \left( \frac{Pnet_{Import,t}}{Pmax_{Import}} \right) \quad (4.4)$$

Pnet<sub>Import</sub>: Import in Zeitpunkt t

Pmax<sub>Import</sub>: Maximale Importkapazität (4053 MW)

#### 4.4 Randbedingungen zur Implementierung von An-/Abfahr- und Stillstandszeiten, Mindestlasten und maximal zulässigen Lastgradienten

Anhand der nachfolgenden Gleichungen lassen sich detaillierte Aussagen über das Verhalten des Kraftwerksparks treffen. Beispielsweise können anhand der An-/Abfahrzeiten Rückschlüsse unter Anderem auf die Auslastung des Kraftwerksparks gezogen werden. Die nachfolgenden Gleichungen stellen die Modellierung der An-/Abfahr- bzw. Stillstandszeiten in GAMS dar:

- Min\_Uptime(k,t)..  
up(k,t)\*t\_on(k) = sum(tt \$ (ord(tt) ge ord(t)+t\_on(k)-1), on(k,tt))

$$up_{k,t} * ton_k \leq \sum_{tt=1}^{t+ton_k-1} on_{k,t} \quad (4.5)$$

up: Binärvariable für Anfahrt eines KW k zum Zeitpunkt t (1 wenn KW anfährt, sonst 0)

ton: minimale Laufzeit des KW k

on: Binärvariable ob KW k zum Zeitpunkt t läuft (1 wenn KW produziert, sonst 0)

- $\text{Min\_Downtime}(k,t) \dots$   
 $\text{off}(k,t) * t_{\text{off}}(k) = \sum_{tt=1}^{\text{ord}(t)} (\text{ord}(tt) - \text{ord}(t) + t_{\text{off}}(k) - 1) * (1 - \text{on}(k,tt))$

$$\text{off} * \text{toff}_k \leq \sum_{tt=1}^{t+\text{toff}_k-1} 1 - \text{on}_{k,t} \quad (4.6)$$

off: Binärvariable ob KW k zum Zeitpunkt t stillsteht (0 wenn KW produziert, sonst 1)

toff: minimale Stillstandszeit des KW k (in dieser Zeit sind Abfahrts- und Anfahrtszeit bereits eingerechnet)

Die Mindestleistung der Kraftwerke wurde wie folgt in GAMS modelliert:

- $\text{power\_low}(k,t) \dots$   
 $P(k,t) = \text{on}(k,t) * \text{lp}(k) * \text{np}(k)$

$$P_{k,t} \geq \text{on}_{k,t} * \text{lp}_k * \text{np}_k \quad (4.7)$$

np: Maximale thermische Verbrennungsleistung eines KW k

lp: Mindestlast des KW k (Wert zwischen 0-1)

Da die maximal zulässigen Lastgradienten der Kraftwerke sowohl bei Leistungszunahme als auch bei Leistungsabnahme definiert werden müssen ergeben sich folgende Gleichungen in GAMS:

- $\text{powerchange\_high}(k,t) \dots$   
 $\text{pc\_high}(k) = (P(k,t) - P(k,t-1)) / \text{np}(k)$

$$p_{\text{high}_k} \geq \frac{P_{k,t} - P_{k,t-1}}{\text{np}_k} \quad (4.8)$$

pchigh: Maximale positive Lastgeschwindigkeit (Wert zwischen 0-1)

- $\text{powerchange\_low}(k,t) \dots$   
 $\text{pc\_low}(k) = (P(k,t) - P(k,t-1)) / \text{np}(k)$

$$p_{\text{low}_k} \leq \frac{P_{k,t} - P_{k,t-1}}{\text{np}_k} \quad (4.9)$$

pclow: Maximale negative Lastgeschwindigkeit (bei 0,5 könnte ein KW bspw. 50% seiner maximalen Nennleistung herunterfahren)

#### 4.5 Randbedingungen zur Implementierung von Akzeptanzfaktoren

Die nachfolgenden Gleichungen (4.10-4.12) beschreiben die Restriktionen der Zielfunktionen. Diese sollen unter Berücksichtigung der erhaltenen Werte aus einer geplanten deutschlandweiten Bevölkerungsumfrage verwendet werden, um Aussagen über die von der Bundesregierung vorgegebenen Szenarien zu treffen.

Die Begrenzung der Kosten setzt sich wie folgt zusammen:



- C\_Aim..  
 $\text{sum}((t), \text{sum}((k), P(k,t)*c(k) + s\_cost(k,t) + \text{CO2}(k)*\text{CO2\_P}*P\_net(k,t) + b(k)*P\_net(k,t) + \text{UEC}(k,t) + v\_cost1(k,t) + v\_cost2(k,t)) - \text{Ex\_P}*EX\_Q(t)) = 50000000$

$$C\_Aim \geq \sum_k \frac{c_k}{4} * P_{k,t} + scost_{k,t} + \frac{CO2_k}{4} * Pnet_{k,t} * CO2_{Price} + \frac{b_k}{4} * Pnet_{k,t} + UEC_{k,t} + vcost_{k,t} - \text{Export}_{Price} * \text{Export}_t \quad (4.10)$$

C\_Aim: Maximalwert der Gesamtkosten

Die Begrenzung der Emissionen setzt sich wie folgt zusammen:

- CO2\_Aim..  
 $\text{sum}((k,t), \text{CO2}(k)*P\_net(k,t)) = 900000$

$$CO2\_Aim \geq \sum_{k,t} CO2_k * Pnet_{k,t} \quad (4.11)$$

CO2\_Aim: Maximalwert der gesamten Emissionen

Die Begrenzung der Versorgungssicherheit setzt sich wie folgt zusammen:

- VS\_Aim(t)..  
 $VS(t) = g = 0.9$

$$VS\_Aim \leq VS_t \quad (4.12)$$

VS\_Aim: Minimalwert der Versorgungssicherheit in Zeitpunkt t

## 5 Ergebnisse aus den Szenarien

Anhand der PV- und Windeinspeisungsgradienten für 2011<sup>4</sup>, sowie in der Projektion auf 2020, lassen sich Anforderungen an die Lastdeckung durch nicht volatile Kraftwerke unter Berücksichtigung verschiedener Parameter wie z. B. gedrosselte Kraftwerke (z.B. Überdruck im Kessel) ableiten.

### 5.1 Szenario: Anforderungen an die Residuallasten in 2020

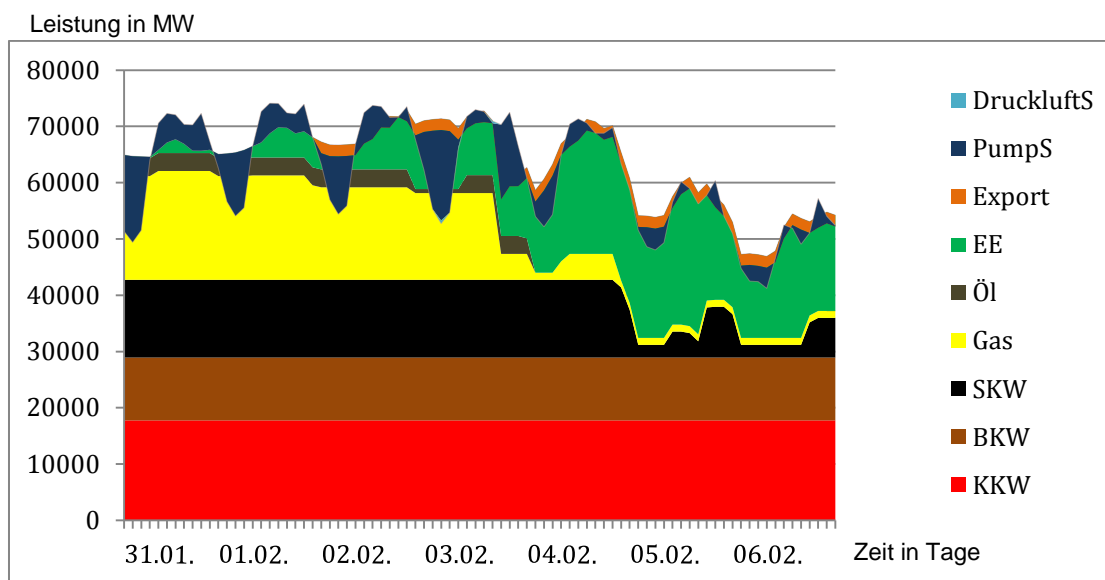
Der Bedarf an Regelenergie läuft in der zeitlich überlappenden Reihenfolge durch Primär-, Sekundär- und Tertiärregelung ab und wird durch den stark ansteigenden Anteil fluktuierender Netzeinspeisung in den kommenden Jahren deutlich ansteigen. Ein neutralisierender Effekt durch Importe aus den Anrainerstaaten ist nicht zu erwarten, da auch für das europäische Ausland ein Ausbau der Stromerzeugung auf alternativer Basis zu erwarten ist. Der Bedarf an Regelleistung belief sich z. B. für das Jahr 2011 (vgl. Bundesnetzagentur 2012) auf 5312 MW positive und 5482 MW negative Regelleistungsleistung (vgl. Regelleistung 2013) mit einer steigenden Tendenz für die

---

<sup>4</sup> Ausgewählter Tag am 5.2.2011 mit hohen Lastgradienten.

kommenden Jahre. Die Primärregelleistung nimmt dabei einen geringen Anteil von ca. +/- 612 MW ein. Die Bereitstellung positiver Regelleistung ist mit einer Leistungserhöhung verbunden, während negative Regelleistungen z. B. durch den Teillastbetrieb von fossilen Kraftwerken realisiert werden.

Die Verläufe aus dem Modell (siehe nachfolgende Abbildungen 4) zeigen deutlich, dass bereits im Jahr 2020 bei Erreichen der Ausbauziele<sup>5</sup> der alternativen Energien die Residuallast zu bestimmten Zeitpunkten auf wenige GW absinken kann (z. B. am 05.02.2020 auf etwa 17 GW → siehe schwarzer Pfeil). Der weitere Ausbau der alternativen Energien (EE) über das Jahr 2020 hinaus wird voraussichtlich zu negativen Residuallasten führen und kann zur Folge haben, dass nahezu sämtliche konventionelle Kraftwerke auf Mindestlast abgesenkt bzw. abgeschaltet werden müssten. Weiter ergäbe sich die Anforderung nach möglichst geringen Mindestlasten konventioneller Kraftwerke. Aufgrund der Tatsache, dass dann die restlichen konventionellen Kraftwerke überwiegend die erforderliche Primär- und Sekundärregelleistung zur Verfügung stellen müssen, können weitere Anforderungen entstehen. So stellt sich für spätere Untersuchungen die Frage, inwieweit die verbleibenden Kraftwerke bei minimaler Residuallast einen nachfolgenden Leistungsanstieg bewältigen können (z. B. am 05.02.2020 auf etwa 27 GW → siehe roter Pfeil). (vgl. Spliethoff 2011)



<sup>5</sup> Installierte Leistung 2020 von PV 53.500 MW und Wind 49.000 MW laut BMU Leitstudie 2011 S.130 (Vergleich: Installierte Leistung 2011 von PV 25.000 MW und Wind 29.100 MW)

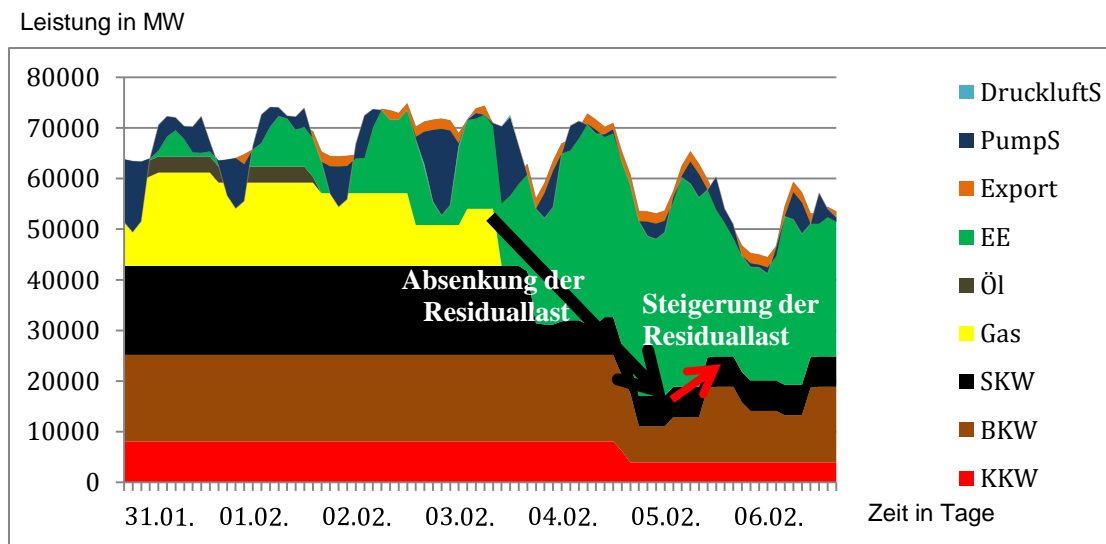


Abb. 4: Vergleich der Leistungsverläufe einer Winterwoche 2011 (oben) und 2020 (unten)<sup>6</sup>

## 5.2 Szenario: Gradienten der Erzeugung aus alternativen Energien in 2020

Aus den zuvor dargestellten Betrachtungen werden die zunehmenden Erfordernisse an die Flexibilisierung von konventionellen Kraftwerken deutlich. Die nachfolgenden Abbildungen (5 und 6) zeigen reale Einspeisungen von Wind und PV für den 19.08.2011 sowie prognostizierte für den 19.08.2020.

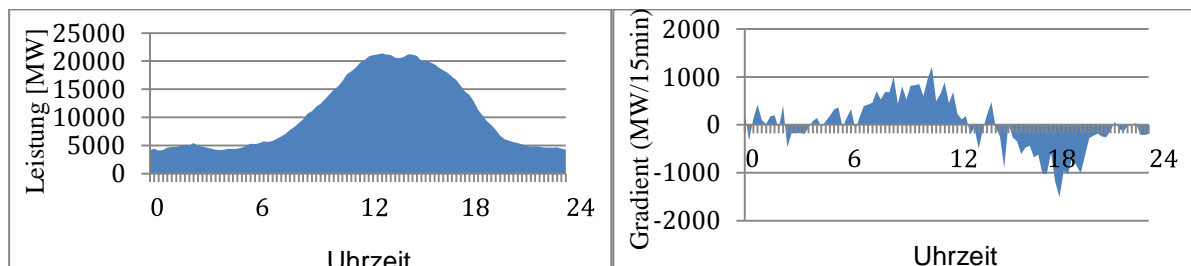
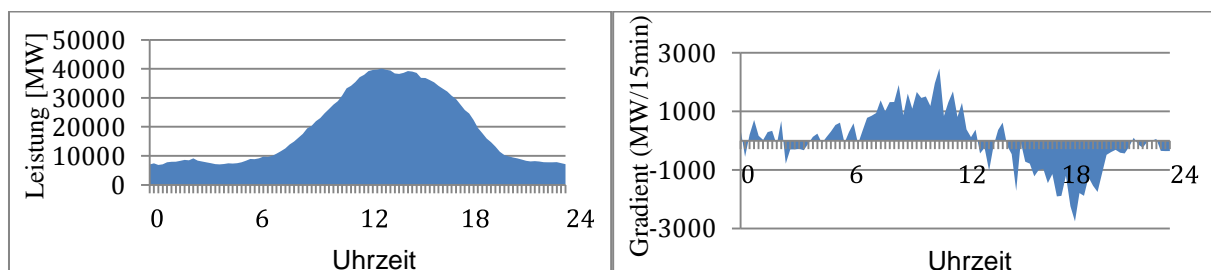


Abb. 5: Beispielhafte Einspeisung von PV und Wind am 19.8.2011 für einen Sommertag (links: Einspeisung von PV und Wind; rechts: Gradienten der PV- und Windeinspeisung)<sup>7</sup>



<sup>6</sup> Eigene Darstellung/Berechnung in Anlehnung an die Einspeisungswerte von Wind/PV (in Graphik zusammengefasst zu EE) laut 50 Hertz, EnBW, Amprion und Tennet. Festlegung der Lastkurve laut ENSO-E. Bestimmung der Kraftwerke/Kraftwerkparameter laut BMU und DIW. Veränderungen der Kraftwerkparameter wirken sich deutlich auf das Ergebnis aus. Daher wurden diese Werte umfangreich durch Literaturrecherche plausibilisiert.

<sup>7</sup> Eigene Darstellung/Berechnung in Anlehnung an die Einspeisungswerte von Wind/PV laut 50 Hertz, EnBW, Amprion und Tennet.

**Abb. 6: Beispielhafte Einspeisung von PV und Wind am 19.8.2020 für einen Sommertag (links: Einspeisung von PV und Wind; rechts: Gradienten der PV- und Windeinspeisung)<sup>8</sup>**

Es ist zu erkennen, dass die Auswirkungen bereits bei dem heutigen Anteil von alternativen Energieträgern beträchtlich sind. So steigt die Einspeisung von Elektrizität aus Wind- und PV-Anlagen binnen 6 h in der Zeit von 6 bis 12 Uhr von 5 auf 22 GW an. In der Spitze geht dies einher mit Gradienten von 1,5 GW binnen 15 min. Im Winter hingegen treten etwas flachere Gradienten auf (hier nicht abgebildet). Dies lässt sich darauf zurückführen, dass sich die alternative Stromerzeugung in den Sommermonaten eher in Richtung PV, deren Einspeiseschwankungen über denen von Wind liegen, verschiebt.<sup>9</sup>

In 2020 werden die Gradienten bei Annahme der Ausbauziele für 2020 im Verhältnis zu 2011 um das 3-fache steigen, was zu maximalen Gradienten von +/- 3000 GW/15 min führen kann. Negative Erzeugungsgradienten aus alternativen Energien erfordern positive Gradienten für konventionelle Kraftwerke. Wenn die maximalen negativen Gradienten (ca. 3 GW/15 min in 2011) aus PV/Wind bei minimaler Leistung der konventionellen Kraftwerke benötigt werden, sind damit enorme Ansprüche an den konventionellen Kraftwerkspark verbunden. Legt man bspw. eine in Betrieb befindliche Kraftwerksleistung von 10 GW und einen Teillastbetrieb von 50 % zugrunde, dann entspricht der geforderte Laständerungsgradient von 3 GW/15 min bzw. 200 MW/min einer Laständerungs-geschwindigkeit von durchschnittlich 2 % der in Betrieb befindlichen Kraftwerksleistung. Dieser Wert liegt unterhalb der aktuell technisch möglichen Gradienten moderner in Betrieb befindlicher Kraftwerke. Entgegen dem Merit-Order-Prinzip und den bisherigen Kraftwerksfahrplänen müsste an dieser Stelle auf schnell anfahrnde Gaskraftwerke zurückgegriffen werden, da der bestehende Kraftwerkspark in dieser Situation zu träge wäre. Weiter macht ein lang anhaltender Abfall der Einspeisung aus PV/Wind das Anfahren weiterer Kraftwerke nötig, was zu einer Erhöhung der Kraftwerksparkkosten führt. (vgl. Spliethoff 2011)

Ein langanhaltender Abfall der Einspeisung aus PV/Wind von 40 GW auf 10 GW (zwischen 14 und 20 Uhr) würde zunächst durch die Regelreserve bzw. Laststeigerung der betriebenen konventionellen Kraftwerke bewältigt werden. Nach Verbrauch der Regelreserve müssen weitere Kraftwerke angefahren werden. Wird ein geforderter Lastanstieg der konventionellen Kraftwerke von 16 auf 46 GW bei mittleren Lastgradienten von 5 GW/h zugrunde gelegt, so erreichen die betriebenen Kraftwerke innerhalb von 2 h ihre Volllast und verbrauchen ihre Regelleistung. Dies stellt wiederum große Anforderungen an die Anfahrzeiten von konventionellen Kraftwerken, die im o. g. Beispiel unterhalb von 2 h liegen müssen. Zudem steht einem plötzlichen Abflauen einer zuvor großen Wind-/PV-Einspeisung nur ein reduzierter Kraftwerkspark gegenüber, der sich aus Grundlastkraftwerken mit kleineren Leistungsgradienten zusammensetzt (vgl. Steck 2008).

---

<sup>8</sup> Eigene Darstellung/Berechnung in Anlehnung an die Einspeisungswerte von Wind/PV laut 50 Hertz, EnBW, Amprion und Tennet.

<sup>9</sup> Spliethoff untersuchte Einspeiseschwankungen des 10.8.2010 unter Verwendung der Ausbauziele von 2010

## 6 Validierung

Die anschließende Validierung zeigt eine große Übereinstimmung der Modellergebnisse mit der Realität. Zur Validierung wurden die in der Kraftwerkseinsatzplanung modellierten Ergebnisse mit den realen Daten aus Leistungsbilanzen (vgl. Transparency in Energy Markets 2013) vergangener Zeitpunkte verglichen. Abweichungen zwischen modellierten bzw. Leistungsbilanz-Werten können größtenteils durch KWK-Anlagen begründet werden, die in den Leistungsbilanzen mit enthalten sind, jedoch bei der Betrachtung des Restlastgangs als vorrangige Erzeugung abgezogen werden.

## 7 Schlussfolgerung und weitere Schritte

### Schlussfolgerung

Anhand des ganzheitlichen Optimierungsmodells kann festgestellt werden, ob der zukünftige Kraftwerkspark angemessen dimensioniert ist, ob neue Kraftwerke gebraucht werden und wenn ja welche und wie viele. Weiter kann eine Aussage getroffen werden wie viel volatile Kraftwerke durch nicht volatile Kraftwerke bei Einspeiseschwankungen ausgeglichen werden können. Ebenfalls kann die Bedeutung einzelner Akzeptanzfaktoren für die Kraftwerkseinsatzplanung aufgezeigt werden. Das Ergebnis der mathematischen Modellierung mit den integrierten Akzeptanzfaktoren stellt durch Implementierung von zusätzlichen Einflussparametern, die bisher noch nicht im Fokus der Kraftwerkseinsatzplanung standen eine wichtige Entscheidungsbasis zur Zusammenstellung eines optimalen Kraftwerksparks dar.

### Weitere Schritte

Die aus den bisherigen Analysen gewonnenen Folgerungen für die Energiewende, mit Hinblick auf die wichtigsten Parameter, werden als nächster Schritt dargestellt und es wird ein Ausblick auf die gesellschaftliche Optimierung des Zieldreiecks gegeben. Im Anschluss wird das Modell mit Hilfe von Ergebnissen einer geplanten deutschlandweiten Bevölkerungsumfrage (Zeitraum Februar bis März 2014) zu Kraftwerkstypen in Bezug auf Akzeptanz, CO<sub>2</sub>-Emissionen und Kosten ergänzt und in den Kontext vorausgegangener Studien gestellt. Schließlich werden vorgegebene Szenarien der Bundesregierung mit Hilfe des Modells nachvollzogen, Aussagen über deren Umsetzbarkeit und Dimensionierung geliefert und Antworten auf die Frage gegeben, ob neue Kraftwerkskapazitäten benötigt werden und falls ja, mit welcher Technologie und in welcher Anzahl. Anschließend soll eine politische Bewertung der Szenarien nach drei Kategorien wie „juristisch im Einklang“, „politisch durchsetzbar“ und „politisch nachhaltig“<sup>10</sup> erfolgen. Dies soll zu einer verbesserten Einschätzung der möglichen Ausbauziele der Bundesregierung führen.

---

<sup>10</sup> Darunter soll ein dauerhaft mehrheitsfähiger Beschluss verstanden werden, der in der nächsten Legislaturperiode weiter besteht kann.

## Literatur

Amprion (2014). *Photovoltaikeinspeisung*.

Verfügbar unter: <http://www.amprion.de/photovoltaikeinspeisung> [21.01.2014]

Amprion (2014). *Windenergieeinspeisung*.

Verfügbar unter: <http://www.amprion.de/windenergieeinspeisung> [21.01.2014]

Beckmann, M., Hurtado, A. M. (2012). Sichere und nachhaltige Energieversorgung. In:

M. Beckmann & A.M. Hurtado (Hrsg.). *44. Kraftwerkstechnisches Kolloquium 2012*.  
Dresden: TK Verlag.

Bundesnetzagentur (2012). *Monitoring Bericht 2012*.

Verfügbar unter: [http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Allgemeines/Bundesnetzagentur/Publikationen/Berichte/2012/MonitoringBericht2012.pdf%3F\\_\\_blob%3DpublicationFile%26v%3D2](http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Allgemeines/Bundesnetzagentur/Publikationen/Berichte/2012/MonitoringBericht2012.pdf%3F__blob%3DpublicationFile%26v%3D2) [21.01.2014]

Bundesumweltministerium (2012). *Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global*.

Verfügbar unter: [http://www.erneuerbare-energien.de/fileadmin/ee-import/files/pdfs/allgemein/application/pdf/leitstudie2011\\_bf.pdf](http://www.erneuerbare-energien.de/fileadmin/ee-import/files/pdfs/allgemein/application/pdf/leitstudie2011_bf.pdf) [21.01.2014]

European Energy Exchange AG (2014). *Transparency in Energy Markets*.

Verfügbar unter: <http://www.transparency.eex.com/de/freiwillige-veroeffentlichungen-marktteilnehmer/stromerzeugung/Erzeugung-des-Vortages> [21.01.2014]

European Network of Transmission System Operators for Electricity. (2013). *Hourly load values of a specific country for a specific day*.

Verfügbar unter: <https://www.entsoe.eu/db-query/consumption/mhiv-a-specific-country-for-a-specific-day/> [21.01.2014]

Krämer, M. (2002). Modellanalyse zur Optimierung der Stromerzeugung bei hoher Einspeisung von Windenergie. *Energietechnik*, 492(132), 63-77

Lambertz, J. (2009). *Energieversorgung der Zukunft*. Tutzing: Nomos.

Regelleistung (2014). *Primärregelleistung*.

Verfügbar unter: <https://www.regelleistung.net/ip/action/static/ausschreibungPrl> [21.01.2014]

Regelleistung (2014). *Sekundärregelleistung*.

Verfügbar unter: <https://www.regelleistung.net/ip/action/static/ausschreibungSrl> [21.01.2014]

Schröder, A., Kunz, F., Meiss, J., Mendelewitsch, R., Hirschhausen, C. (2013). *Current and Prospective Costs of Electricity Generation until 2050*. Berlin: DIW Berlin.

Schubert, D., Selasinsky, A., Meyer, T., Schmidt, A., Thuß, S., Erdmann, N., Erndt, M., Möst,

D. (2013). Gefährden Stromausfälle die Energiewende? Einfluss auf Akzeptanz und Zahlungsbereitschaft. *Energiewirtschaftliche Tageszeitung*, 63(10), 35-39.

Spliethoff, H., Wauschkuhn, A., Schuhbauer, C. (2011). Anforderungen an zukünftige Kraftwerke. *Chemie Ingenieur Technik*, 83(11), 1792-1804.

Steck, M., Mauch, W., (2008). Technische Anforderungen an neue Kraftwerke im Umfeld dezentraler Stromerzeugung. *10. Symposium Energieinnovation Graz*, 1-13.

Tennet (2014). *Tatsächliche und prognostizierte Solarenergieeinspeisung*.

Verfügbar unter: <http://www.tennetso.de/site/Transparenz/veroeffentlichungen/netzkennzahlen/tatsaechliche-und-prognostizierte-solarenergieeinspeisung> [21.01.2014]

Tennet (2014). *Tatsächliche und prognostizierte Windenergieeinspeisung*.

Verfügbar unter: <http://www.tennetso.de/site/Transparenz/veroeffentlichungen/netzkennzahlen/tatsaechliche-und-prognostizierte-windenergieeinspeisung> [21.01.2014]

TRANSNET BW (2014). *Fotovoltaik*.

Verfügbar unter: <http://www.transnetbw.de/de/kennzahlen/erneuerbare-energien/fotovoltaik> [21.01.2014]

TRANSNET BW (2014). *Windenergie*.

Verfügbar unter: <http://www.transnetbw.de/de/kennzahlen/erneuerbare-energien/windenergie> [21.01.2014]

50hertz (2014). *Photovoltaics*.

Verfügbar unter: <http://www.50hertz.com/en/PV.htm> [21.01.2014]

50hertz (2014). *Wind power*.

Verfügbar unter: <http://www.50hertz.com/en/151.htm> [21.01.2014]