

# Modellierung der Vorhaltung und des Abrufs von Regelenergie mit dem EDisOn+Balancing Modell

Bettina Burgholzer\*

TU Wien - EEG, Gußhausstraße 25-29/E370-3, 1040 Wien, +43-(0)1-58801-370366,  
[burgholzer@eeg.tuwien.ac.at](mailto:burgholzer@eeg.tuwien.ac.at), [www.eeg.tuwien.ac.at](http://www.eeg.tuwien.ac.at).

**Kurzfassung:** Für die Erreichung des europäischen Energiebinnenmarktes (Internal Energy Market - IEM) wurden die Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden (ACER) und der Europäische Verbund der Übertragungsnetzbetreiber (ENTSO-E) gegründet. ACER wurde beauftragt, Rahmenrichtlinien vorzuschlagen, welche die Grundlage, für die von ENTSO-E entwickelten Network Codes (NCs) für ein grenzüberschreitendes Netzwerk und für die Marktintegration bildet. Die Rahmenrichtlinie, genannt Framework Guidelines on Electricity Balancing (FG EB), bildet die Grundlage für den Network Code on Electricity Balancing (NC EB), siehe [1, 2]. Dieser ist stark verknüpft mit dem Network Code on Load-Frequency Control & Reserves (NC LFCR): Während der NC LFCR die technischen Eigenschaften der Prozesse und der entsprechenden Reserven durch die Übertragungsnetzbetreiber beschreibt (siehe [3]), definiert der NC EB die gemeinsamen Grundsätze für die Regelenergieprodukte und der Marktdesigns. Der NC EB bietet allgemeine Richtlinien, während viele Fragen offen belassen werden.

Die hier vorgestellte Arbeit beschäftigt sich unter anderem mit diesen offenen Fragen und es werden mögliche zukünftige Marktmechanismen der Regelenergie simuliert und ausgewertet. Das entwickelte Modell ist erläutert und sowie dessen Validierung ist beschrieben. Da dieses Modell noch in der Entwicklung ist, gibt es noch keine finalen Ergebnisse. Die weiteren Analysen für das Jahr 2030 berücksichtigen die erwarteten installierten Kapazitäten von konventionellen Kraftwerken und von erneuerbaren Energiequellen. Das Hauptziel ist die quantitative und qualitative Auswertung der unterschiedlichen Ergebnisse, um damit ein Ranking der analysierten Regelenergie Marktdesigns zu erhalten. Insbesondere wird die Beschaffung von Regelleistungs- und Regelenergieprodukten, sowohl positiver als auch negativer Regelenergie analysiert. Beide können entweder gemeinsam oder separiert organisiert werden. Darüber hinaus werden die Auswirkungen der unterschiedlichen Mindestgebotsgrößen (von <1 MW bis >5 MW), der Produktpreisgestaltung (Pay-as-bid vs. marginal), des Preissystems (Dual, Single, kombiniert) und des Abrechnungszeitraumes (15 Minuten bis zu einer Stunde) analysiert.

**Keywords:** Marktdesign, Regelenergie, Modellierung

## 1 Einführung

Die Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden (ACER, englisch Agency for the Cooperation of Energy Regulators) wurde 2009 gegründet und hat die Aufgabe, die europäischen Energiemärkte im Sinne von Transparenz und Stabilität zu überwachen und zu regulieren. Die notwendigen Regeln für den Betrieb des Netzes (sogenannten Network Codes) werden vom Verband Europäischer Übertragungsnetzbetreiber (kurz ENTSO-E, englisch European Network of Transmission System Operators for Electricity) formuliert. In der Erreichung und Umsetzung des europäischen Energiebinnenmarktes sind die Europäische Kommission, ACER und ENTSO-E involviert. ACER wurde beauftragt Rahmenrichtlinien vorzuschlagen, welche die Grundlage, für die von ENTSO-E entwickelten Network Codes (NCs) bildet. Für die Regelenergiemärkte besonders relevant ist die Rahmenrichtlinie genannt Framework Guidelines on Electricity Balancing (FG EB). Diese bildet die Grundlage für den Network Code on Electricity Balancing (NC EB), siehe [1, 2]. Zusätzlich ist dieser noch stark verknüpft mit dem Network Code on Load-Frequency Control & Reserves (NC LFCR). Wobei der NC LFCR die technischen Eigenschaften der Prozesse und der entsprechenden Reserven durch die Übertragungsnetzbetreiber beschreibt und der NC EB die gemeinsamen Grundsätze für die Regelenergieprodukte und der Marktdesigns definiert. Der Hauptzweck des NC EB ist die Erreichung eines gut funktionierenden, integrierten Regelenergiemarktes. Der NC EB bietet allgemeine Richtlinien, während er viele Fragen offen lässt.

Die hier vorgestellte Arbeit beschäftigt sich unter anderem mit diesen offenen Fragen und ist Teil eines europäischen Projektes des Intelligent Energy - Europe (IEE) Programmes (genannt Market4RES<sup>1</sup>), welches mögliche zukünftige Strommarktdesigns analysiert, um eine effiziente Integration von Strom aus erneuerbaren Energien im europäischen Elektrizitätssystem zu gewährleisten. Dies ist auch im Einklang mit den EU Klimazielen bis 2020<sup>2</sup> und jenen bis 2030<sup>3</sup>.

In dem nachfolgenden Kapitel sind die Methode und das verwendete Modellierungstool beschrieben. Zusätzlich sind die wichtigsten Funktionsweisen genauer erklärt. Kapitel 3 behandelt die verwendeten Daten für die Modellvalidierung und die anschließende Analyse für das Jahr 2030. Im letzten Kapitel wird noch ein Ausblick auf die zukünftigen Analysen beziehungsweise weiteren Modellierungsschritte gegeben.

---

<sup>1</sup> "Post 2020 framework in a liberalised electricity market with large share of Renewable Energy Sources" (IEE/13/593/SI2.674874), [www.market4res.eu](http://www.market4res.eu).

<sup>2</sup> COM(2010) 639 final.

<sup>3</sup> COM(2014) 15 final.

## 2 Methode

EDisOn (**E**lectricity **D**ispatch **O**ptimization) ist ein fundamentales Strommarktmodell, welches im Zuge des europäischen Projektes, genannt GridTech<sup>4</sup>, in MATLAB (basierend auf [4, 5]) entwickelt wurde. Das Modell berechnet den optimalen (kostenminimalen) Einsatz der Kraftwerke um die Stromnachfrage zu decken. Des Weiteren werden auch erneuerbare Energiequellen, wie Wind, PV und Laufwasserkraft zur Stromerzeugung berücksichtigt. Es ist ein lineares Programmierungsproblem mit stündlicher Auflösung über das betrachtete Jahr und ist deterministisch. Es geht von einem perfekten Wettbewerbsmarkt mit perfekter Voraussicht aus. Die binären Ein-/Aus-Entscheidungen wurden linearisiert, siehe [6]. Darüber hinaus ist die Berücksichtigung eines detaillierten Übertragungsnetzes und von Pumpspeicherkraftwerken möglich.

EDisOn+Balancing ist eine Erweiterung des oben genannten Modells. In zwei weiteren Schritten werden die Regelenergiemarktmechanismen simuliert. Im ersten Schritt erfolgt die stündliche Vorhaltung der Regelleistung. Anschließend der Abruf der Regelenergie zum Ausgleich der Ungleichgewichte, welche in den Regelzonen auftreten. Diese Optimierung basiert auf viertelstündlichen Werten. Abbildung 1 zeigt einen Überblick der Modellierung.

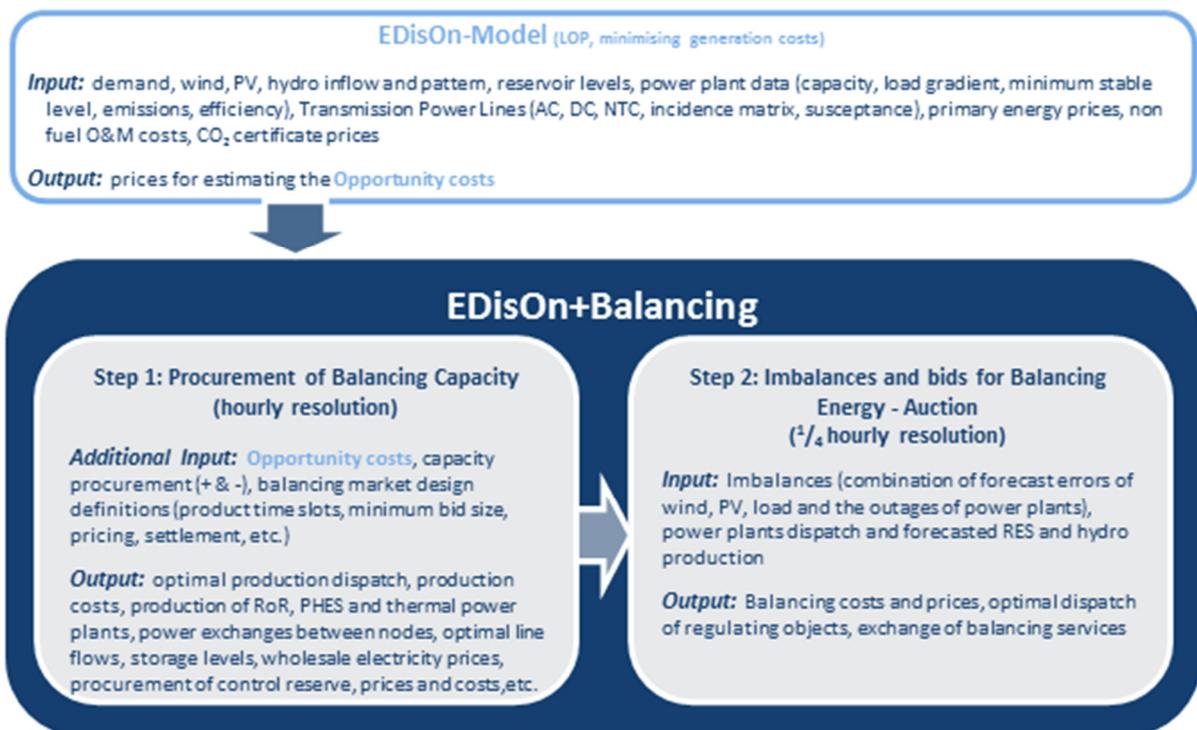


Abbildung 1: Überblick des EDisOn+Balancing Modells.

---

<sup>4</sup> "Impact Assessment of New Technologies to Foster RES-Electricity Integration into the European Transmission System" (IEE/11/017/SI2.616364), [www.gridtech.eu](http://www.gridtech.eu).

## 2.1 Step 1: Vorhaltung der Regelleistung

In der Zielfunktion von Step 1, der Vorhaltung von Regelleistung, werden im Vergleich zur Kraftwerkseinsatzoptimierung noch zusätzlich die Kosten für die Reservierung der thermischen Kapazitäten für den Ausgleich von Ungleichgewichten bezüglich Nachfrage und Erzeugung berücksichtigt. Somit werden nicht nur die Kosten der Kraftwerkserzeugung minimiert sondern auch die Kosten der Vorhaltung. Die wichtigste Nebenbedingung des Minimierungsproblems ist die zu erfüllende Untergrenze der Vorhaltung für Sekundär- und Tertiärregelleistung, welche auf europäischer Ebene automatic und manually activated Frequency Restoration Reserve (kurz: aFRR bzw. mFRR) genannt wird.

$$\begin{aligned}
 \min \quad & \sum_{\substack{h \in H, \\ ca \in CA, i \in I_{ca}}} \sum_{th \in TH_i} thP_{h,th} \cdot SRMC_{h,th} + Str_{h,th} \cdot C_{h,th}^{Start} + hyP_{h,i} \cdot C^{Hydro} \\
 & + (PV_{h,i} - Spill_{h,i}^{PV}) \cdot C^{PV} + (Wind_{h,i} - Spill_{h,i}^{Wind}) \cdot C^{Wind} + NSE_{h,i} \cdot VoLL \\
 & + \sum_{j \in a,m} \overline{thFRR}_{h,th}^j \cdot \overline{TC}_{h,th}^j + \underline{thFRR}_{h,th}^j \cdot \underline{TC}_{h,th}^j \\
 \text{s.t.} \quad & \sum_{th \in TH_i \wedge i \in I_{ca}} \overline{thFRR}_{h,th}^j + \overline{tuFRR}_{h,i}^j \geq \overline{FRR}_{ca}^j \quad \forall ca \in CA \quad : \lambda_{ca}^{\overline{FRR}^j} \\
 & \sum_{th \in TH_i \wedge i \in I_{ca}} \underline{thFRR}_{h,th}^j + \underline{puFRR}_{h,i}^j \geq \underline{FRR}_{ca}^j \quad \forall ca \in CA \quad : \lambda_{ca}^{\underline{FRR}^j} \\
 & \overline{thFRR}_{h,th}^j, \underline{thFRR}_{h,th}^j \geq 0, \overline{tuFRR}_{h,i}^j \geq 0, \underline{puFRR}_{h,i}^j \geq 0
 \end{aligned} \tag{1}$$

Für  $j = \{a, m\}$  automatisch und manuell aktivierte FRR,  $h \in H = \{1, \dots, 8760\}$  Stunden,  $th \in TH_i = \{gas, coal, lignite, \dots\}$  thermische Einheiten,  $i \in I_{ca} = \{BG_1, BG_2, \dots, BG_n\}$  Bilanzgruppen der Regelzone  $ca \in CA = \{APG, TenneT, TransnetBW, \dots\}$ .

Die in der Zielfunktion berücksichtigten Kosten für die Kapazitätsreservierung setzen sich aus den Opportunitätskosten und der erwarteten Kosten bei Lieferung zusammen, basierend auf [7] und [8]. Hierfür muss ex-ante eine Wahrscheinlichkeit für den Abruf angenommen werden. Die Gesamtkosten für die Vorhaltung von positiver und negativer Regelleistung sind in Gleichung (2) und (3) mathematisch beschrieben.

$$\overline{TC}^j = \begin{cases} (SRMC - p^{DA}) \cdot \frac{CAP^{Min}}{CAP^{Reserve}} + h \cdot SRMC & , \text{ if } SRMC > p^{DA} \\ p^{DA} - SRMC + h \cdot SRMC & , \text{ if } SRMC \leq p^{DA} \end{cases} \tag{2}$$

$$\underline{TC}^j = \begin{cases} (SRMC - p^{DA}) \cdot \frac{CAP^{Min} - CAP^{Reserve}}{CAP^{Reserve}} & , \text{ if } SRMC > p^{DA} \\ 0 & , \text{ if } SRMC \leq p^{DA} \end{cases} \tag{3}$$

Mit  $CAP^{Reserve} = \min\{\Delta CAP \cdot t^*; CAP^{Max} - CAP^{Min}\}$  und  $h \in [0, 1]$  der ex-ante Wahrscheinlichkeit, dass die akzeptierte Kapazität abgerufen wird.

In Abbildung 2 sind exemplarisch die Kostenkurven der Kapazitätsreserve von positiver und negativer Regelleistung für die berücksichtigten Technologien, wie Gas, Steinkohle und Öl dargestellt.

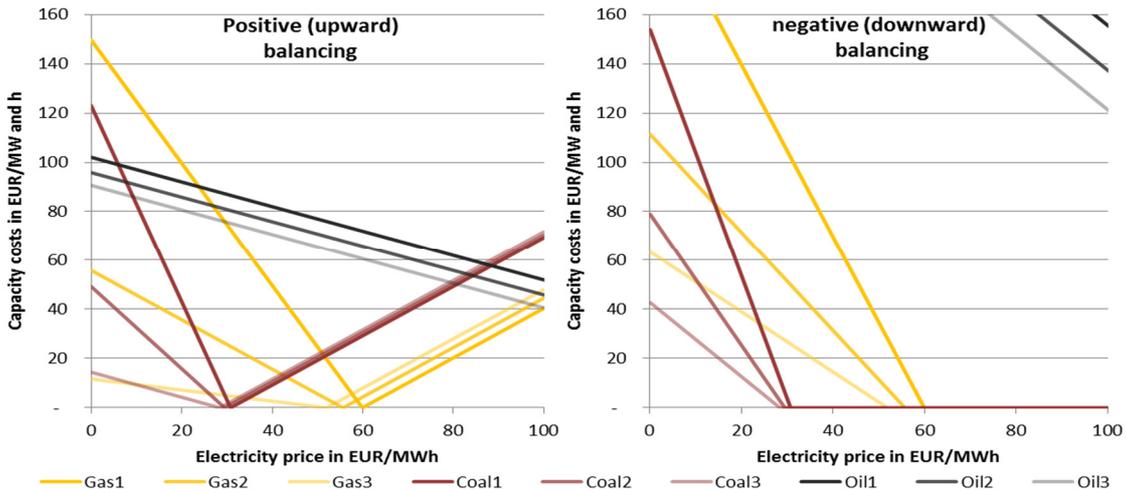


Abbildung 2: Kapazitätskosten für positive und negative Regelleistung der Technologien Gas, Steinkohle und Öl.

Bei thermischen Kraftwerken spielt die Anfahrsgeschwindigkeit eine wichtige Rolle. Diese wird mit Hilfe der nachfolgenden zwei Ungleichungen im Modell berücksichtigt. Die Ungleichungen (4) beschreiben die mögliche thermische Kapazität für positive und negative aFRR (Sekundärregelleistung). Für Tertiärregelleistung werden anstatt der fünf Minuten 15 verwendet in den Ungleichungen. Die Variablen  $X^Z$  und  $X^Y$  resultieren aus der Linearisierung der An-/Aus-Bedingung thermischer Kraftwerke, siehe (5).

$$\begin{aligned} \overline{\text{thFRR}}_{h,th}^a &\leq X_{h,th}^Z \cdot \min \left\{ \text{ThCap}_{th}^{max}, \frac{\text{rampLimit}_{th}}{60} \cdot 5 \right\} \\ \underline{\text{thFRR}}_{h,th}^a &\leq X_{h,th}^Y \cdot \min \left\{ \text{ThCap}_{th}^{max} - \text{ThCap}_{th}^{min}, \frac{\text{rampLimit}_{th}}{60} \cdot 5 \right\} \\ \overline{\text{thFRR}}_{h,th}^a, \underline{\text{thFRR}}_{h,th}^a &\geq 0 \end{aligned} \quad (4)$$

$$\begin{aligned} \text{thP}_{h,th} &= X_{h,th}^X \cdot \text{ThCap}_{th}^{min} + X_{h,th}^Y \cdot (\text{ThCap}_{th}^{max} - \text{ThCap}_{th}^{min}) \quad \forall h, th \\ X_{h,th}^X - X_{h-1,th}^X &\leq \text{Str}_{h,th} \leq 1 \quad \forall h > 1, th \\ X^Y + X^Z &\leq X^X \\ X^Y + X^Z &\leq 1 \\ X^X &\in [0, 1] \\ X^Y \geq 0, X^Z \geq 0, \text{Str} &\geq 0 \end{aligned} \quad (5)$$

Zusätzlich zu den thermischen Kraftwerken können auch Pumpspeicherkraftwerke positive und negative Regelleistung anbieten. Nicht nur die Turbinen- und Pumpenleistung spielt eine wichtige Rolle, sondern auch die Speicherstände der Ober- und Unterbecken. Somit müssen zusätzlich zur Speicherniveaugleichung noch zwei weitere Gleichungen berücksichtigt werden. Auf der einen Seite ein fiktiver Speicherstand für die positive Vorhaltung und andererseits ein fiktiver Speicherstand für die negative Vorhaltung. Die im Modell implementierten Gleichungen und Ungleichungen sind in (6) dargestellt.

$$\begin{aligned}
 storLv_{h,i} &= storLv_{h-1,i} - tuP_{h,i}/\eta^{tu} + puP_{h,i} \cdot \eta^{pu} + Inflow_{h,i} & : \lambda^{H2O} \\
 storLv_{h,i}^{RV+} &= storLv_{h-1,i}^{RV+} - \overline{tuFRR}_{h,i}^a / \eta^{tu} \\
 storLv_{h,i}^{RV-} &= storLv_{h-1,i}^{RV-} + \underline{puFRR}_{h,i}^a \cdot \eta^{pu} \\
 EnMin_i &\leq storLv_{h,i} + storLv_{h,i}^{RV+} \\
 storLv_{h,i} + storLv_{h,i}^{RV-} &\leq EnMax_i \\
 tuP_{h,i} + \overline{tuFRR}_{h,i}^a &\leq InstCap_i \\
 puP_{h,i} + \underline{puFRR}_{h,i}^a &\leq PuCap_i \\
 0 \leq tuP_{h,i}, \quad 0 \leq puP_{h,i}, \quad 0 \leq \overline{tuFRR}_{h,i}^a, \quad 0 \leq \underline{puFRR}_{h,i}^a
 \end{aligned} \tag{6}$$

Des Weiteren ist die implizite Allokation von Übertragungsnetzkapazitäten für die Kapazitätsvorhaltung noch geplant und die Möglichkeit von Windanlagen im Regelenergiemarkt teilzunehmen. Beides ist derzeit noch nicht in der Modellierung implementiert.

## 2.2 Step 2: Abruf der Regelenergie

Der Abruf der Regelenergie ist ein weiteres Minimierungsproblem, welches die Aktivierungskosten der positiven und negativen Regelenergie (siehe [9]) minimiert basierend auf viertelstündlichen Werten. Die Zielfunktion und die relevantesten Nebenbedingungen sind in (7) angeführt. Eine der wichtigsten Bedingungen ist der Ausgleich der Ungleichgewichte durch positive und negative Regelenergie.

$$\begin{aligned}
 \min & \left\{ \sum_{\substack{h \in H, \\ ca \in CA, i \in I_{ca}}} \sum_{th \in TH_i} \sum_j thFRR_{h,th}^{j+} \cdot \overline{TC}_{h,th}^j + thFRR_{h,th}^{j-} \cdot \underline{TC}_{h,th}^j \right\} \\
 s.t. \quad Imb_{h,ca}^j &= \sum_{th \in TH_i \wedge i \in I_{ca}} thFRR_{h,th}^{j+} - thFRR_{h,th}^{j-} \quad \forall ca \quad : \lambda^{Imb} \\
 0 \leq thFRR_{h,th}^{a+} &\leq ThCap_{th}^{max} - thP_{h,th} \quad \forall h, th \\
 0 \leq thFRR_{h,th}^{a-} &\leq thP_{h,th} \quad \forall h, th
 \end{aligned} \tag{7}$$

Derzeit werden die tatsächlich aufgetretenen Regelzonenabweichungen von 2013 als Zeitreihe dem Modell übergeben, zukünftig wird sich diese Zeitreihe aus historischen Fahrplanabweichungen und Prognosefehlern von erneuerbaren Energiequellen als stochastischer Prozess zusammensetzen.

## 3 Daten und Modellvalidierung

Das Modell wird mit den Daten der Jahresstatistik aus dem Jahr 2013 von ENTSO-E (Yearly Statistics & Adequacy Retrospect YS&AR [10]) und den Regelenergiemarktdesigns validiert.

Der räumliche Geltungsbereich umfasst Mitteleuropa (siehe Abbildung 3), was bedeutet, dass die Regelzonen von Österreich, Deutschland, Belgien und den Niederlanden im Detail

betrachtet werden, während die angrenzenden Länder wie die Tschechische Republik, Slowakei (noch keine direkte Verbindung nach Österreich), Polen, Ungarn, Slowenien, Italien und Schweiz nur für den Day-Ahead-Markt berücksichtigt werden.

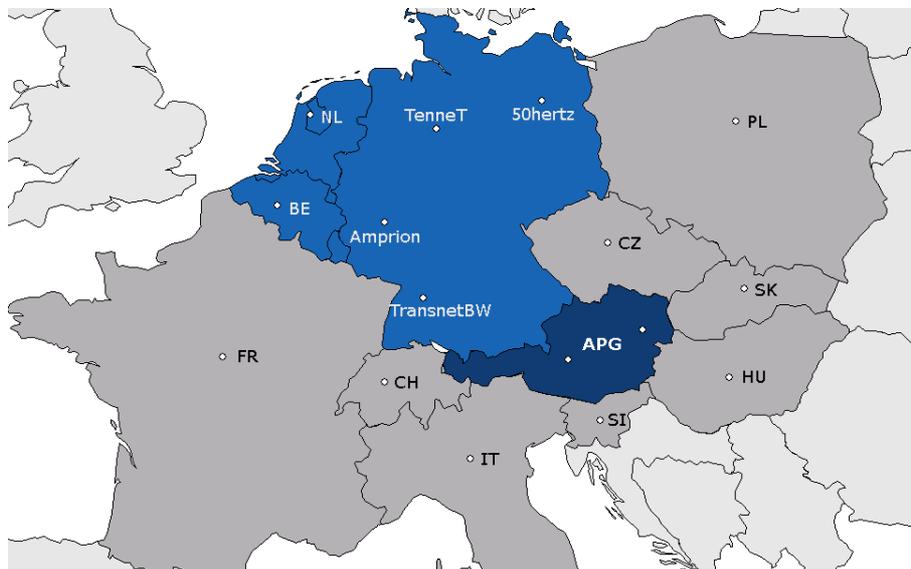


Abbildung 3: Berücksichtigte europäische Übertragungsnetzbetreiber, (dunkelgrau: nur Day-Ahead Markt Berücksichtigung).

In Abbildung 4 ist der Vergleich der Modellergebnisse und der Jahresstatistik dargestellt, wie in der Grafik ersichtlich, ist ein signifikanter Zusammenhang zwischen Kraftwerkseinsatz und der tatsächlichen Erzeugung gegeben.

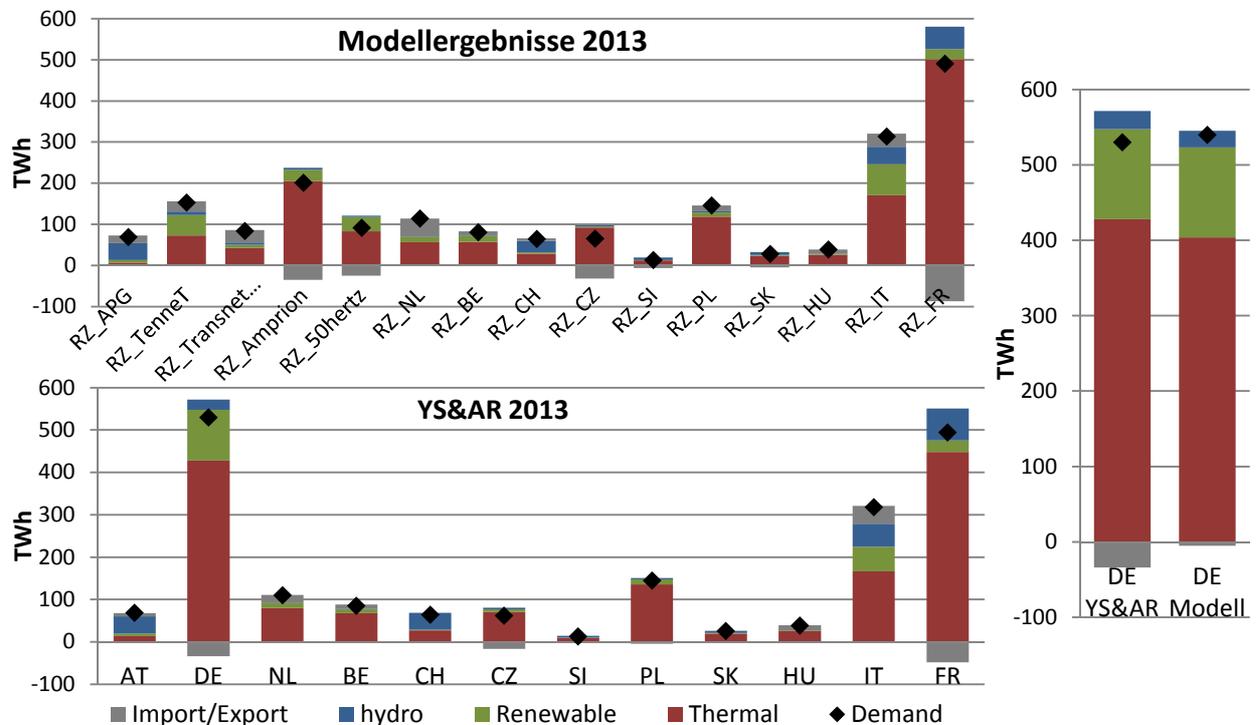


Abbildung 4: Validierung des modellierten Kraftwerkseinsatzes mit der Jahresstatistik 2013 von ENTSO-E.

## 4 Ausblick

Die Analysen im Zuge des Projektes Market4RES umfassen die gemeinsame beziehungsweise separierte Beschaffung von Regelleistung und –energie, die symmetrische und asymmetrische Vorhaltung von positiver und negativer Regelleistung, die Mindestgebotsgröße (von kleiner 1 MW bis größer 5 MW), die Produktpreisgestaltung (Pay-as-bid vs. marginal), das Preissystem (Dual, Single, kombiniert) und den Abrechnungszeitraum (15 Minuten bis zu einer Stunde). Eine erste qualitative Bewertung der einzelnen Möglichkeiten wurde im Zuge des Projektes bereits durchgeführt, siehe Tabelle 1. Im weiteren Schritt sollen diese durch die Simulationen mit Hilfe des hier vorgestellten Modells quantitativ bestätigt werden.

Für die Evaluierung des ersten Marktdesigns muss im Step 2 der Modellierung die Regelleistung durch die Leistungsvorhaltung beschränkt werden, um die gemeinsame Beschaffung von Regelleistung und –energie abbilden zu können, siehe Ungleichungen in (8).

$$\text{thFRR}_{h,th}^{j+} \leq \overline{\text{thFRR}}_{h,th}^j, \quad \text{thFRR}_{h,th}^{j-} \leq \underline{\text{thFRR}}_{h,th}^j \quad (8)$$

Bezüglich der symmetrischen Vorhaltung von positiver und negativer Regelleistung muss im Step 1 die Reserve für positive mit der von negativer übereinstimmen, siehe Gleichung (9).

$$\overline{\text{thFRR}}_{h,th}^j = \underline{\text{thFRR}}_{h,th}^j \quad (9)$$

Bei der Implementierung der Mindestgebotsgrößen im Step 1 ist nur eine geringe Sinnhaftigkeit gegeben, da die Kraftwerksdaten nicht Generatoren scharf hinterlegt sind, sondern je Knoten sind die Kapazitäten in drei Altersstufen je Kraftwerkstechnologie zusammengefasst. Außerdem wäre eine Berücksichtigung nur mit Hilfe der Einführung von Binärvariablen möglich. Somit würde das Modell ein Mixed-Integer Problem werden.

Regelleistung Marktdesign Analysen				
1	Procurement of balancing capacity and balancing energy products	Joint		Separated
		Poor		Good
2	Procurement of upward and downward balancing capacity products	Joint		Separated
		Poor		Good
3	Minimum bid size	Large (> 5MW)	Medium (1-5MW)	Small (≤1MW)
		Poor	Poor to fair	Good
4	Pricing of balancing products	Pay-as-bid		Marginal
		Poor to fair		Good
5	Imbalance pricing system	Dual	Single	Combined
		Poor to fair	Fair to good	Good
6	Settlement period	Long (1h)	Average (30min)	Short (15min)
		Poor	Fair	Good

Tabelle 1: Qualitative Bewertung der möglichen Designs des Regelleistungsmarktes, [11].

Die Simulation der Pay-as-bid oder marginalen Produktpreisgestaltung wird mittels Opportunitätskosten und Dualvariablen der zugehörigen Nachfragegleichungen durchgeführt.

Die ökonomischen Vor- und Nachteile der Preissysteme werden nach dem Step 2 auf Basis von Einnahmen und Ausgaben der Bilanzgruppenverantwortlichen berechnet. Der Abrechnungszeitraum wird im ersten Schritt nicht variiert, er wird mit 15 Minuten angenommen.

Zukünftig werden folgende Themen im Modell implementiert, beziehungsweise folgende Analysen durchgeführt:

- Windparks als Regelenergieanbieter (speziell für mFRR),
- implizite Allokation von Übertragungsnetzkapazitäten für die Regelleistung, Common Merit-Order und Imbalance Netting,
- erste Testläufe für 2030 Szenarien,
- Szenarien Analyse bezüglich zukünftiger Markt Designs im Jahr 2030,
- Weiterentwicklung des Step 2 inklusive Implementierung der zusammengesetzten stochastischen Prozesse und
- die Berücksichtigung der Regelenergiemarktabbildung in weiteren EU-Staaten.

## 5 Referenzen

- [1] ACER, *Framework Guidelines on Electricity Balancing*. Available: [www.acer.europa.eu](http://www.acer.europa.eu).
- [2] ENTSO-E, *Network Code on Electricity Balancing*. Available: [www.entsoe.eu](http://www.entsoe.eu).
- [3] ENTSO-E, *Network Code on Load-Frequency Control & Reserves*. Available: [www.entsoe.eu](http://www.entsoe.eu).
- [4] M. Shahidehpour, H. Yamin, and Z. Li, *Market operations in electric power systems: Forecasting, scheduling, and risk management*. [New York]: Institute of Electrical and Electronics Engineers, Wiley-Interscience, 2002.
- [5] M. Burger, B. Graeber, and G. Schindlmayr, *Managing energy risk: An integrated view on power and other energy markets*. Chichester and England and Hoboken and NJ: John Wiley & Sons, 2007.
- [6] H. Farahmand and G. L. Doorman, "Balancing market integration in the Northern European continent," *Applied Energy*, vol. 96, pp. 316–326, 2012.
- [7] F. Müsgens, A. Ockenfels, and M. Peek, "Economics and design of balancing power markets in Germany," *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 55, pp. 392–401, 2014.
- [8] L. Hirth and I. Ziegenhagen, "Balancing power and variable renewables: Three links," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 50, pp. 1035–1051, 2015.
- [9] J. M. Morales, *Integrating renewables in electricity markets: Operational problems*: Springer, 2014.
- [10] ENTSO-E, *ENTSO-E Yearly Statistics & Adequacy Retrospect 2013: European Electricity System Data*. Available: [www.entsoe.eu/publications/statistics/yearly-statistics-and-adequacy-retrospect/Pages/default.aspx](http://www.entsoe.eu/publications/statistics/yearly-statistics-and-adequacy-retrospect/Pages/default.aspx).
- [11] L. Olmos, and P. Rodilla et al, *Developments affecting the design of short-term markets: D3.2 of the EU project Market4RES*. Available: [http://market4res.eu/wp-content/uploads/D3.2\\_20151009\\_final.pdf](http://market4res.eu/wp-content/uploads/D3.2_20151009_final.pdf).