

Möglichkeiten und Grenzen des europäischen Verbundsystems - eine empirische Analyse für den deutschen Kraftwerkspark

Christoph Pellingner, Manuel Sutter, Tobias Schmid

1	Ausgangssituation	2
2	Methodische Vorgehensweise	3
2.1	Bestimmung der Residuallast 2.0.....	4
2.1.1	Entwicklung der Kuppelstellenkapazitäten.....	5
2.1.2	Strukturelle Veränderungen des konventionellen Kraftwerksparks	6
2.1.3	Ausbau erneuerbarer Energien	7
2.2	Bestimmung der Vollaststunden und der Start-/Stop-Vorgänge.....	7
3	Ergebnisse	7
4	Fazit	10
5	Literatur	11

Auf den Transformationsprozess der Strommarktliberalisierung, in dem sich die deutsche Energiewirtschaft weiterhin befindet, wirkt sich auch die zunehmende Kopplung der Energiemärkte aus. Bisher ist die Umsetzung des sogenannten Market Couplings (MC) in Mitteleuropa signifikant vorangeschritten und soll nach den Beschlüssen des europäischen Rates von 2011 zunehmend ausgebaut werden. Mit dem Ziel, im Jahr 2014 grenzüberschreitende Übertragungskapazitäten europaweit am Day-Ahead-Markt auszuschreiben, sollen die Energiemärkte weiter geöffnet werden, woraus sich für Kraftwerks- und Netzbetreiber ein verändertes Marktumfeld ergibt.

Auf Basis einer Reihe von Datenquellen wird eine Methodik vorgestellt, um den zukünftig zu erwartenden Residuallastverlauf in Deutschland, unter Berücksichtigung des grenzüberschreitenden Handels, empirisch zu modellieren. Die Besonderheit des Ansatzes liegt darin, dass die Berechnungen auf frei verfügbaren Datenquellen beruhen und einfach modifizierbar sind. Somit wird ein Open-Source-Ansatz verfolgt.

Folgende Daten finden Eingang in die Berechnung:

- Kuppelstellenkapazitäten (entsoe.net)
- Lastverlauf (entsoe.eu)
- Einspeisung aus Wind und Photovoltaik (Transparenzplattform der EEX)
- Day-Ahead gehandelte grenzüberschreitende Lastflüsse (entsoe.net)

Der Residuallastverlauf wird für verschiedene Szenarien des grenzüberschreitenden Austauschs und Ausbaus erneuerbarer Energien ermittelt. Durch die Verknüpfung von Residuallastverlauf mit den Mindeststillstands- und Mindestbetriebszeiten für Kraftwerke kann die Anzahl der zu erwartenden Start-/Stop-Vorgänge und die Vollaststunden für verschiedenen Szenarien ermittelt werden. Aus den Ergebnissen

wird die Bedeutung des grenzüberschreitenden Austauschs für die deutsche Energiewirtschaft deutlich.

Die Arbeit entstand in dem Projekt „Merit Order der Energiespeicherung im Jahr 2030“, das vom BMWi im Rahmen der Förderinitiative Energiespeicher zusammen mit 13 Industriepartnern gefördert wird.

1 Ausgangssituation

Für die Modellierung der Residuallast rücken neben den Ausbauszenarien für erneuerbare Energien auch der internationale Stromhandel und der Ausbau der Kuppelstellenkapazitäten immer weiter in den Vordergrund. Der die Residuallast ausgleichende Effekt durch den internationalen Stromhandels lässt gut am Beispiel des 14.9.2012 analysieren. An diesem Freitag des vergangenen Jahres erreichte die eingespeiste Leistung aus Windkraft und Photovoltaik in Deutschland einen neuen Maximalwert in Höhe von 31,8 GW.

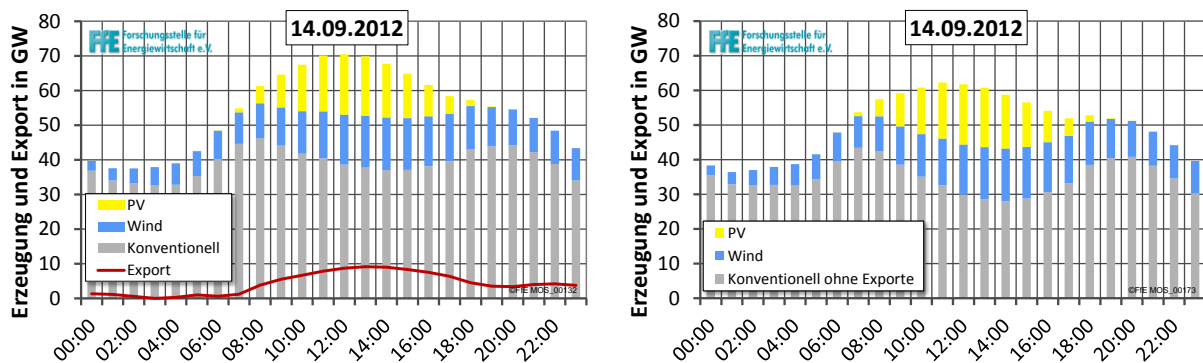


Abbildung 1: Erzeugung am 14.09.2012 mit Exporten (links) und hypothetisch ohne Exporte (rechts)

Der Saldo der Cross Border Schedules erreichte knapp 10 GW. Eine Nichtbetrachtung dieser Exportmengen bei der Berechnung der Residuallast würde bedeuten, dass die Erzeugung der konventionellen Kraftwerke um den Betrag der exportierten Energiemenge zu gering ausgewiesen werden würde (Abbildung 1, rechts). Das Profil dieser hypothetischen Residuallast bei Nichtbetrachtung der Import- und Exportzahlen weist eine deutlich verstärkte Mittagssenke auf. Die Unterschiede der beiden Residuallasten stellt somit die Bedeutung des Handels mit dem Ausland für den Verlauf der Residuallast heraus.

Die über das Jahr gemittelten Exportleistungen Deutschlands im Jahr 2012 zeigen, dass erhöhte Exporte vorrangig zu den Nacht- und Mittagsstunden stattfinden (Abbildung 2). Deutliche Unterschiede im tageszeitlichen Profil resultieren aus der Lastsituation und Erzeugungsleistung erneuerbarer Energien.

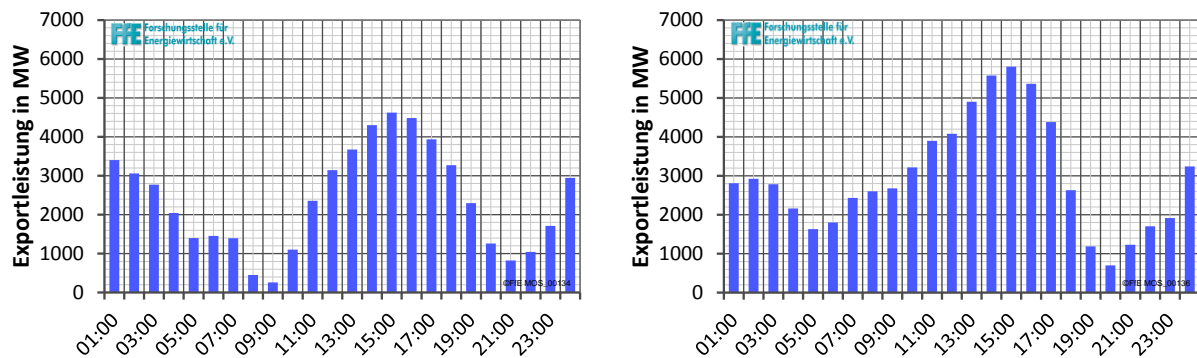


Abbildung 2: *Mittlere Exportleistungen 2012 an Wochentagen (links) und an Wochenenden (rechts)*

Die Differenz zwischen den maximalen Exportwerten – typischerweise um 15.00 Uhr - und den niedrigsten – gegen 9.00 Uhr - beträgt an Wochentagen über 4 GW und an Wochenenden mehr als 5 GW. Darüber hinaus wurde um 20.00 Uhr im Jahresmittel weniger als ein Gigawatt exportiert. Die volatilen Profile der Exportmengen und deren absolute Werte verdeutlichen abermals die Bedeutung des internationalen Handels für die Ausprägung der Residuallast.

Die Residuallast unter expliziter Berücksichtigung des Exports wird im Folgenden als Residuallast 2.0 bezeichnet.

2 Methodische Vorgehensweise

Im Gegensatz zur klassischen Residuallast, die sich aus der Differenz zwischen Last und unflexibler Erzeugung ergibt, kann die Residuallast 2.0 im Allgemeinen nicht durch eine einfache Differenzbildung berechnet werden. Die Exportleistung für ein zu untersuchendes aus Kraftwerken und erneuerbaren Energien ergibt sich erst nach einer Kraftwerkseinsatzplanung unter Berücksichtigung der Kapazitäten der Kuppelstellen. Für diese ist es jedoch nötig den Kraftwerkspark, die Last und die Erzeugung der erneuerbaren Energien im untersuchten Land und dessen Nachbarländern zu kennen.

Sofern diese Daten nicht vorliegen, besteht die Möglichkeit auf Basis historischer Zeitreihen wiederum über eine Differenzbildung für unterschiedliche Ausbauszenarien von erneuerbaren Energien den Verlauf der Residuallast 2.0 abzuschätzen. Daraus können dann beispielsweise die zu erwartende Anzahl der Start-/Stop-Vorgänge und die Vollaststunden für konventionelle Kraftwerke abgeleitet werden.

Nachfolgend werden die Bestimmung der Residuallast und der Residuallast 2.0 sowie die getroffenen Annahmen dargelegt. Anschließend wird erläutert, wie für ein Steinkohle und ein Gaskraftwerk die Anzahl der Start-/Stop-Vorgänge und die Vollaststunden auf Basis der Residuallast und der Residuallast 2.0 in dieser Studie ermittelt wurden.

2.1 Bestimmung der Residuallast 2.0

In den folgenden Formeln ist die Vorgehensweise zur Bestimmung des Residuallastgangs bzw. Residuallast (RLG) und der Residuallast 2.0 (RLG 2.0) dargestellt. In

Tabelle 2-1 sind die Abkürzungen erläutert und verfügbare Datenquellen aufgeführt.

$$\text{RLG} = \text{Last} - \text{Wind} - \text{PV} - \text{Sonstige} \quad (1)$$

$$\text{RLG 2.0 (Sz)} = \text{Last}(\text{Basisjahr}) - \text{Wind}(\text{Sz}) - \text{PV}(\text{Sz}) - \text{Sonstige} + \text{CBS-Saldo}(\text{Sz}) \quad (2)$$

Wobei CBS(Sz) wie folgt berechnet wird:

$$\text{Maximaler CBS-Saldo} = \text{CBS}(\text{Basisjahr}) - \Delta\text{AKW}(\text{Sz}) + \text{PV}(\text{Sz}) - \text{PV}(\text{Basisjahr}) + \text{Wind}(\text{Sz}) - \text{Wind}(\text{Basisjahr}) \quad (3)$$

$$\text{CBS-Saldo}(\text{Sz}) = \min(\max(\text{Maximaler CBS-Saldo}, K_{\text{kup}}(\text{Sz})^*, -K_{\text{kup}}(\text{Sz})^*)) \quad (4)$$

Tabelle 2-1: Erläuterungen der Abkürzungen aus Formeln 1-4

Abkürzung	Erläuterung	Quelle
CBS	Cross-Border-Schedules, wobei sich der Saldo aus Export minus Import ergibt.	/ENTSO-E/
ΔAKW	Änderung der installierten AKW-Leistung im Vergleich zum Ausgangsjahr	§ 7 AtG und /BFS-01 13/
K_{kup}	Kuppelstellenkapazität	-
Last	Zeitreihe der Last	https://www.entsoe.eu/data/data-portal/country-packages/
PV	Zeitreihe der Photovoltaikerzeugung	www.transparency.eex.com
RLG	Residuallastgang	-
Sz	Szenario	
Sonstige	Weitere Must-Run Kapazitäten, werden im Folgenden vernachlässigt	-
Wind	Zeitreihe der Windkraftenerzeugung	www.transparency.eex.com

Im Unterschied zur RLG ergibt sich die Residuallast 2.0 (RLG 2.0) insgesamt durch die zusätzliche Addition des Exportsaldos. Die Basis für die Bestimmung des Exportsaldos bilden die Cross-Border-Schedules (CBS) und die Wind- und PV-Erzeugungsgänge eines realen Jahres. Zusätzlich werden Szenarien für die Abschaltung der Atomkraftwerke (ΔAKW) und die installierte Leistung von Wind- und PV-Anlagen zugrunde gelegt.

Die dargestellte Berechnungsvorschrift ist nur unter der Annahme gültig, dass die gesamte zusätzliche Leistung aus erneuerbaren Energien exportiert und die verringerte Leistung der Kernkraftwerke importiert wird.

Mögliche Erweiterungen und Modifikation des Ansatzes

Die Stilllegung und der Neubau von konventionellen Kraftwerken können ebenfalls berücksichtigt werden. Dazu wird in jedem Zeitschritt geprüft, ob die Last im Basisjahr die RLG 2.0 unterhalb oder oberhalb der Position des Kraftwerks in der Merit Order liegt. Sofern dieses Kriterium erfüllt wird, verringert bzw. erhöht sich der Export, wenn ein Kraftwerk stillgelegt bzw. gebaut wird. Dies ist jedoch das gleiche Vorgehen wie bei der Berücksichtigung der erneuerbaren Energien oder Kernkraftwerken mit der

Vereinfachung, dass bei diesen beiden Elementen die Position in der Merit Order klar definiert ist. Die vorgestellte Methodik entspricht damit einem Merit Order Ansatz.

Des Weiteren kann der Ansatz beispielsweise dadurch modifiziert werden, dass nur noch die Hälfte der jeweiligen Leistung Im- bzw. Exportiert wird. Dadurch wird dem Einfluss der geänderten Lastflüsse auf die Merit Order und damit auf die Preise Rechnung getragen.

Voraussetzung für die Anwendbarkeit

Ein sich verändernder Kraftwerkspark im Ausland wird bei der beschriebenen Vorgehensweise vernachlässigt. Dazu zählt auch, dass der Ausbau der erneuerbaren Energien im Ausland unberücksichtigt bleibt. Im EU-2020 Szenario der Entso-E nach /SOAF-01 13/ wird allerdings davon ausgegangen, dass in Deutschland bis 2020 in etwa die doppelte Leistung an Windkraft und Photovoltaik im Vergleich zu den Nachbarländern installiert wird. Daher wird dieses Vorgehen für Deutschland als hinreichend genau angenommen. Eine genaue Überprüfung dieser Annahme kann erst in einem Vergleich mit den Ergebnissen eines Fundamentalmodells erfolgen.

2.1.1 Entwicklung der Kuppelstellenkapazitäten

Wird die Summe der Maxima der gemessenen Austauschleistungen zwischen Deutschland und den Nachbarländern für das Jahr 2012 gebildet, so ergibt sich eine maximale Austauschleistung von 25 GW. Es ist zu erwarten, dass diese in Zukunft aufgrund von aktuellen und geplanten Netzausbaumaßnahmen weiter steigt.

Aktuelle Projekte umfassen beispielsweise den Neubau der 380 kV Leitung Wesel-Doetinchem (Kapazitätssteigerung 1-2 GW, DE/NL), die Umrüstung der Leitung Vierraden-Krajnik von 220 auf 380 kV (Kapazitätssteigerung 1 GW, DE/POL), den Bau der ersten direkten Netzverbindung zwischen Deutschland und Belgien auf der Strecke Aachen-Lixhe (Kapazitätssteigerung 1 GW, HGÜ-Verbindung), sowie innerdeutsche Netzausbaumaßnahmen im Hinterland der Grenzgebiete (z.B. Neubau Goldshöfe-Bünzwangen, 1-2 GW).

Durch solche im Netzentwicklungsplan /NEP-01 13/ bzw. Energieleitungsausbaugesetz /ENLAG-02 09/ festgeschriebene Maßnahmen wird die Kapazität der Grenzkuppelstellen in den nächsten Jahren nach eigenen Abschätzungen um etwa 8,5 GW gesteigert. Bis 2025 könnte es bei zusätzlicher Realisierung aller im /ENTSOE-03 12/ festgeschriebenen Projekte zu einer Steigerung um bis zu 18,5 GW kommen. Eine zusätzliche Kapazitätssteigerung ergibt sich durch die Einführung der Flow-Based-Capacity-Allocation. Nach /BMU-10 12/ ist davon auszugehen, dass sich die nutzbare Transportkapazität bis 2015 um etwa 20 bis 30 % erhöhen wird. Dies entspräche einer Erhöhung des maximalen zeitgleichen Saldos von 12 GW (vgl. **Tabelle 2-2**) auf etwa 14,4 GW.

Eine Übersicht zu Statistiken und Szenarien zum Energiehandel Deutschlands mit Nachbarstaaten ist in **Tabelle 2-2** dargestellt. Die insgesamt verfügbare physikalische Anschlussleistung an das Ausland weicht demnach erheblich von der tatsächlich nutz- und handelbaren Kapazität ab. In 2012 wurden physikalisch maximal 13 GW ausgelastet, gehandelt wurden maximal 14 GW. Für die nur teilweise Ausnutzung verfügbarer Kuppelstellen-Kapazitäten sind Gründe wie Beschränkungen in

nachgelagerten Netzen, regionale Energiebilanzunterschiede sowie Revisionszeiten, unvollkommene Marktkopplung und Sicherheitsbeschränkungen im Netzbetrieb verantwortlich.

Tabelle 2-2: *Daten /ENTSO-E/ und Szenarien /NEP-01 13/ zum internationalen Energiehandel*

	Summe der Maxima aller Länder in GW		Maximaler Wert jeweils unter Berücksichtigung der Gleichzeitigkeit in GW		
	Export	Import	Export	Import	Saldo
Phys. Lastfluss 2012	20	25	13	9	11
CBS 2012	18	20	14	12	12
NTC 2012 ¹	10	15	10	14	-
NTC 2023	29	31	-	-	-
NTC 2033	41	41	-	-	-

2.1.2 Strukturelle Veränderungen des konventionellen Kraftwerksparks

Der Bestand an Kraftwerken sowie der Zu- und Rückbau werden regelmäßig von der Bundesnetzagentur veröffentlicht. In Tabelle sind die Zu- und Rückbauten bis 2015 entsprechend /BNETZA-03 13/ nach den Energieträgern aufgelistet.

Tabelle 2-3: *Zu- und Rückbau konventioneller Kraftwerke bis 2015*

Energieträger	Zubau in MW	Rückbau in MW
Abfall	26	
Erdgas	1.867	136
Pumpspeicher	316	
Braunkohle	195	60
Steinkohle	7.946	1.579
Kernenergie		1.275
Sonstige		1.812
Summe	10.350	4.862

In Summe befinden sich 10.350 MW dargebotsunabhängige Erzeugungskapazitäten in Bau, die voraussichtlich bis 2015 fertig gestellt werden. Demgegenüber planen die Kraftwerksbetreiber 4.862 MW bis 2015 endgültig stillzulegen. Rückgebaut werden u.a. das Kernkraftwerk Grafenrheinfeld mit 1,275 GW, mehrere Steinkohleblöcke mit insgesamt 1,57 GW und Kraftwerke mit nicht näher spezifizierten Energieträgern mit 1,65 GW. Der Rest entfällt auf Erdgas und Braunkohlekraftwerke.

Eine Analyse des Zubaus zeigt, dass dieser in erster Linie durch etwa 6,4 GW Steinkohlekraftwerke und 1,7 GW Erdgaskraftwerke erzielt wird. Es kann davon ausgegangen werden, dass sich die neuen Steinkohlekraftwerke direkt hinter den

¹ NTC = Net Transfer Capacity, entspricht der Maximal am Vortag handelbaren Leistung zwischen zwei Ländern. Die Maxima sind geringer als die CBS, da Deutschland und Österreich ein Marktgebiet bilden und hierfür keine NTC ausgewiesen wird.

Braunkohlekraftwerken in der Merit Order einreihen werden. 929 MW der Gaskraftwerke sind KWK-Anlagen, die in Abhängigkeit von der Temperatur als Must-Run-Anlagen gewertet werden können und somit wie erneuerbare Energien als gesetzte Erzeugung gezählt werden können.

2.1.3 Ausbau erneuerbarer Energien

Die installierte Leistung erneuerbarer Energien betrug Ende 2012 für Wind 30,7 GW und PV 32,4 GW. Wie sich der Zubau in Zukunft darstellen wird ist in erster Linie von der Entwicklung der Vergütungszahlungen und der Herstellungskosten abhängig. Aus diesem Grund wurde in der Vergangenheit von einer Reihe von Studien eine große Spannbreite an Szenarien für den weiteren Ausbau von Windkraft- und PV-Anlagen ausgewiesen. Im Gegensatz zum Netzausbau und zur Entwicklung des Kraftwerksparks wird daher an dieser Stelle auf eine Diskussion der Szenarien verzichtet. Für die Berechnungen in **Kapitel 3** wird von einer installierten PV- und Windkraftleistung von jeweils 60 GW ausgegangen.

2.2 Bestimmung der Vollaststunden und der Start-/Stop-Vorgänge

Aufbauend auf dem Konzept der Merit-Order kann aus den Grenzkosten und den dynamischen Kennwerten von Kraftwerken deren Anzahl an Vollaststunden und Start-/Stopp-Vorgängen errechnet werden. Hierzu sind in Tabelle 2-4 typische Kennwerte für den dynamischen Betrieb verschiedener Kraftwerkstypen zusammengefasst.

Tabelle 2-4: *Dynamische Merkmale konventioneller thermischer Kraftwerke / IER-01 09/*

Kraftwerkstyp	Anfahrzeit in h	Mindestleistung in %	Mindeststillstandszeit in h	Mindestbetriebszeit in h	Wirkungsgradverlust bei P_{\min} in %-Punkte	Leistungsänderungsgeschwindigkeit in %/min
Erdgas GT	0	20	0	1	22	20
Erdgas Kombi	1	33	2	4	11	6
Erdgas DT	1	38	2	4	6	6
Steinkohlen DT	2	38	2	4	6	4
Braunkohlen DT	2	40	6	6	5	3

Einem Algorithmus für die Bestimmung der Vollaststunden eines Kraftwerks wird eine statische Merit Order vorgegeben. Somit wird festgelegt ab welcher Höhe der Residuallast sich das Kraftwerk in Betrieb befinden kann. Ob das Kraftwerk im dynamischen Marktumfeld dann tatsächlich in Betrieb geht, hängt zusätzlich von den Randbedingungen Mindeststillstands- und Mindestbetriebszeit ab. Durch die Berücksichtigung dieser beiden Größen wird der dynamische Einfluss der Residuallast auf die Anzahl der Start-/Stop-Vorgänge und die Vollaststunden der Kraftwerke abgebildet.

3 Ergebnisse

Die Berechnung der Ergebnisse erfolgt mit den zugrunde gelegten Eingangsparametern, welche die Situation der Energieversorgung im Basisjahr 2012 widerspiegeln.

Zwischenwerte bis 2020 werden über eine lineare Abhängigkeit aus der installierten Kapazität und der erneuerbaren Erzeugung modelliert. Zu- und Rückbau von Kraftwerkskapazitäten werden entsprechen den Angaben aus /BNETZA-03 13/ berücksichtigt. Nach 2015 reduziert sich die konventionelle Kraftwerksleistung entsprechend dem Rückbau der Kernkraftwerke. Eine Übersicht der entsprechenden Parameter ist in Tabelle 3-1 dargestellt.

Tabelle 3-1: *Eingangsparameter zur Berechnung der Residuallast 2.0*

Parameter	Basiswert 2012	Zielwert 2020
Maximaler CBS-Saldo der Kuppelstellen	12,3 GW	17,7 GW ²
Konv. Kraftwerke Zu- und Rückbau		Bis 2015 Kraftwerksliste BNetzA, Sterbelinie AKW's
Inst. Leistung Wind	zum Monatsende	60 GW
Inst. Leistung PV	zum Monatsende	60 GW
Erzeugungsgang Wind und PV	Zeitreihe 2012	Zeitreihe 2012 skaliert nach Szenario
Lastgang	Zeitreihe 2012	Zeitreihe 2012, Annahme gleichbleibender Verbrauch

In Abhängigkeit der Berechnungsvorschrift stellt sich ein voneinander abweichender Residuallastverlauf ein. Für die Darstellung in Abbildung 3 links wurde die Berechnung der Residuallast nach der konventionellen Methodik (RLG) durchgeführt. Es zeigt sich, dass es zukünftig im Mittel zu einer Verringerung der Volllaststunden (ohne Berücksichtigung von Revisionszeiten oder Ausfällen sowie Teillastbetrieb) kommt, die hauptsächlich auf den Ausbau der erneuerbaren Energien zurückzuführen ist. Die Anzahl der Start/Stop-Vorgänge nimmt von 2012 bis 2020 in Summe um 35 % zu, wobei die größte Erhöhung in niedrigen Residuallastklassen auftritt.

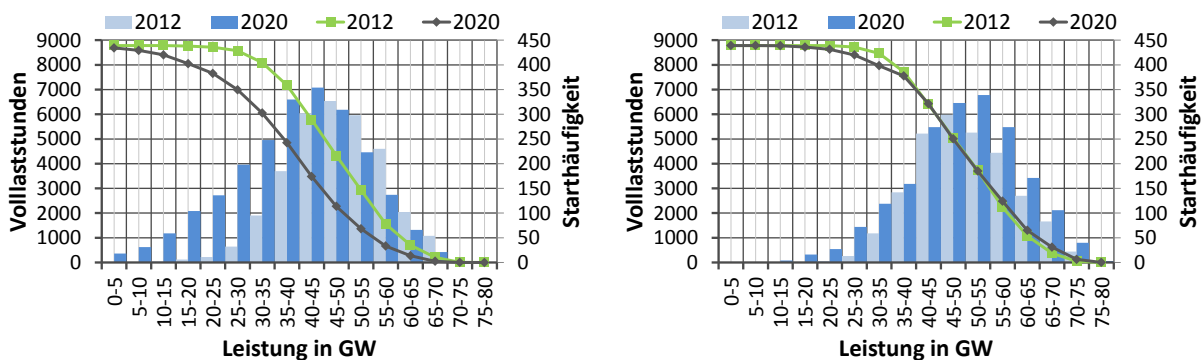


Abbildung 3: *Volllaststunden und Anzahl der Start/Stop-Vorgänge je Residuallastklasse mit Berechnungsmethode RLG (links) und RLG 2.0 (rechts).*

Die Berechnung der Residuallast nach der vorgestellten Methodik (RLG 2.0) ist in Abbildung 3 rechts dargestellt. Im Vergleich zur vereinfachten Methode (RLG)

² Berücksichtigt wurde eine neue Leitung nach Belgien mit 1 GW Transportkapazität ab 2017 und das NorGer-Kabel mit einer Transportkapazität von 1,4 GW ab 2018. Zusätzlich wird davon ausgegangen, dass der Flow-Based-Ansatz eine Erhöhung des Saldos von 20 % gegenüber 2012 bewirkt.

beinhaltet die Erweiterte den Einfluss des internationalen Energiehandels. In der Gegenüberstellung der Jahre 2012-2020 zeigt sich eine geringfügige Veränderung der Residuallast in den Leistungsbereichen 20-35 GW sowie 55-70 GW. Die Starthäufigkeit der Kraftwerke nimmt überwiegend in höheren Residuallastklassen zu.

Einen erhöhten Detaillierungsgrad der Analyse ergibt die Einbindung zusätzlicher Beschränkungen der Kraftwerke bezüglich ihrer Mindeststillstands- und Mindestbetriebszeiten. Eine exemplarische Auswertung für ein Braunkohlekraftwerk, das sich im Jahr 2012 bei 20 GW in der Merit Order befindet sowie ein steinkohlebefeuertes Kraftwerk, das sich im Jahr 2012 bei 40 GW in der Merit Order befindet, ist in Tabelle 3-2 dargestellt. Die Angabe der Volllaststunden und der Start/Stop-Häufigkeit je Kraftwerkstyp sind dort für drei Jahre auf Basis beider Berechnungsmethoden abgebildet. Revisionszeiten wurden dabei nicht Berücksichtigt.

Tabelle 3-2: *Entwicklung der Anzahl der Volllaststunden sowie der Start-/Stop-Häufigkeit ausgewählter Kraftwerkstypen (BK = Braunkohle, SK = Steinkohle)*

Methode	Parameter	Kraftwerkstyp	2012	2015	2020
RLG	Volllaststunden	BK (20 GW)	8709	8511	7840
		SK (40 GW)	5709	3318	2743
	Start-/Stop	BK (20 GW)	10	29	102
		SK (40 GW)	269	258	249
RLG 2.0	Volllaststunden	BK (20 GW)	8772	8772	8686
		SK (40 GW)	6330	6156	5715
	Start-/Stop	BK (20 GW)	3	3	16
		SK (40 GW)	234	245	261

Für beide Kraftwerke in Tabelle 3-2 muss in Zukunft von einer sinkenden Auslastung ausgegangen werden, da die Volllaststunden in jedem Fall abnehmen. Die Notwendigkeit für die explizite Berücksichtigung des internationalen Elektrizitätshandels geht aus dem Vergleich beider Berechnungsmethoden hervor. Ohne den internationalen Energieaustausch würde die Auslastung der Kraftwerke signifikant stärker abnehmen, als es tatsächlich der Fall sein wird. Darüber hinaus kann die Anzahl der Start/Stop-Vorgänge als Maß für die Flexibilitätsanforderungen der Kraftwerke herangezogen werden. Es zeigt sich hierbei, dass von den konventionellen Kraftwerken – trotz internationalem Energieaustausch – eine zunehmende Flexibilität gefordert wird.

Zusammenfassend können folgende Schlussfolgerungen gezogen werden: Findet bei der Berechnung der Residuallast der internationale Energiehandel keine Berücksichtigung, kommt es zu einem maximalen Fehler in Höhe von 12,3 GW. Das europäische Verbundsystem sorgt für eine Vergleichmäßigung des Residuallastgangs. In Schwachlastzeiten und hoher Erzeugung aus erneuerbaren Quellen wirken die Energie-Exporte wie eine zusätzliche Last und ermöglichen dadurch die Integration höherer Anteile erneuerbarer Energien in das elektrische Energiesystem. Darüber hinaus müssen die Anforderungen zur Deckung der Residuallast, inklusive notwendiger Flexibilität, nicht ausschließlich vom konventionellen Kraftwerkspark im Inland erfüllt werden.

4 Fazit

Die Energiewirtschaft befindet sich im Wandel. Durch die Abschaltung der Kernkraftwerke in Deutschland, sowie den Ausbau der erneuerbaren Energien in Europa ändert sich die Erzeugerstruktur erheblich. Zusätzlich vernetzen sich europäische Länder in zunehmendem Maße: Einerseits physikalisch durch eine Erhöhung der internationalen Transferkapazitäten, andererseits durch die verstärkte Kopplung der Märkte.

Es wurde eine einfache Methodik vorgestellt, mit der schnelle und einfache Aussagen über die Auswirkungen verschiedener Marktumfelder auf die Anforderungen an den konventionellen Kraftwerkspark getätigt werden können. Hierfür wurde das Konzept der Residuallast 2.0 eingeführt.

Wird der Einfluss des europäischen Verbundsystems vernachlässigt, so zeigt sich, dass die Anforderungen an Kraftwerke überschätzt werden. Insgesamt wird dadurch die Bedeutung der Stärkung des europaweiten Stromnetzausbaus verdeutlicht.

Sollte sich der Ausbau der Erneuerbaren Energien im Ausland in dem gleichen Tempo entwickeln, wie es in Deutschland in den letzten Jahren der Fall war, so wird der Ausgleich der Schwankungen der Residuallast durch das europäische Verbundsystem jedoch deutlich geringer ausfallen. Die Voraussetzungen für die Anwendung der vorgestellten Methodik sind dann nicht mehr gegeben.

5 Literatur

- BFS-01 13** Elektrizitätsmengen der deutschen Kernkraftwerke in: Bundesanzeiger (BAnz AT 26.03.2013 B8). Berlin: Bundesministerium für Justiz, 2013
- BMU-10 12** Plattform Erneuerbare Energien, AG Interaktion: Potentiale und Hemmnisse der Flexibilitätsoptionen. Berlin: Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU), 2012
- BNETZA-03 13** Kraftwerkliste Bundesnetzagentur zum erwarteten Zu- und Rückbau - Stand 27.03.2013. Bonn: Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, 2013
- ENLAG-02 09** Gesetz zur Beschleunigung des Ausbaus der Höchstspannungsnetze. Berlin: Bundesrepublik Deutschland, 2009
- ENTSOE-03 12** 10-Year Network Development Plan 2012. Brüssel: ENTSO-E (ENTSOE), 2012
- IER-01 09** Hundt, Matthias; Barth, Rüdiger; Ninghong, Sun; Wissel, Steffen; Voß, Alfred: Verträglichkeit von erneuerbaren Energien und Kernenergie im Erzeugungsportfolio. Stuttgart: Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (IER), Universität Stuttgart, 2009
- NEP-01 13** Feix, Olivier; Obermann, Ruth; Strecker, Marius; Brötel, Angela: Netzentwicklungsplan Strom 2013 - Erster Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber. Berlin: CB.e Clausecker Bingel AG, 2013
- SOAF-01 13** Scenario Outlook & Adequacy Forecast 2013 – 2030. Brüssel: ENTSO-E (ENTSOE), 2013