

B E T

Energie. Weiter denken

GUTACHTEN

Diskussionsbeitrag zur Stromversorgung Belgiens im Falle eines Atomausstieges

Aachen, 09.12.2016

IMPRESSUM

Dieses Gutachten ist im Auftrag des Ministeriums für Klimaschutz, Umwelt, Landwirtschaft, Natur- und Verbraucherschutz des Landes Nordrhein-Westfalen entstanden.

Das Gutachten wurde im Dezember 2016 erstellt von:

B E T

Energie. Weiter denken

B E T Büro für Energiewirtschaft und technische Planung GmbH

Alfonsstraße 44, D-52070 Aachen,

Telefon +49 241 47062-0

Telefax +49 241 47062-600

www.bet-aachen.de

Bearbeiter: Dr. Michael Ritzau, Dominic Nailis, Lukas Schuffelen, Bastiaan Milatz



Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft, Lehrstuhl Univ.-Prof. Dr.-Ing. Albert Moser

Schinkelstraße 6, D-52062 Aachen,

Telefon +49 241 80-97652

Telefax +49 241 80-92197

www.iaew.rwth-aachen.de

Bearbeiter: Dr. Tim Drees, Niklas van Bracht, Philipp Baumanns, Christian Bredtmann

INHALTSVERZEICHNIS

Impressum.....	2
1 Einleitung und Aufgabenstellung.....	8
2 Metastudie und Umfeldanalyse	9
2.1 Übersicht über das belgische Stromversorgungssystem	9
2.2 Metastudie ausgewählter Dokumente	12
2.2.1 CREG: Study on the measures to be taken in order to ensure an adequate volume of conventional production means to assure Belgium's electricity security of supply.....	13
2.2.2 Elia - Adequacy report 2017-2027	14
2.3 Fazit	18
3 Szenariendefinition	20
3.1 Methodendiskussion	20
3.1.1 Marktsimulationsverfahren.....	22
3.1.2 Netzbetriebs- und Redispatchsimulation	24
3.2 Basisfall.....	26
3.3 Abbildung höherer Belastung („Stresstests“).....	27
3.4 Mögliche Maßnahmen zur Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit	28
3.5 Ausgestaltung konkreter Parameter	30
3.5.1 Erzeugungssystem	30
3.5.2 Verbrauch	32
3.5.3 Übertragungskapazitäten.....	32
3.5.4 Entwicklung der Netzinfrastruktur	33
3.5.5 Brennstoffpreise	34
3.5.6 Stresstest	34
4 Systemanalytische Untersuchung	36
4.1 Szenario 2015.....	36
4.2 Szenario 2020A	37
4.2.1 Marktsimulation	37
4.2.2 Netzbetriebs- und Redispatchsimulation	38
4.3 Szenario 2020B	41
4.3.1 Marktsimulation	41
4.3.2 Netzbetriebs- und Redispatchsimulation	42
4.4 Szenario 2025.....	45
4.4.1 Marktsimulation.....	45
4.4.2 Netzbetriebs- und Redispatchsimulation	47

4.5	Stresstest	50
4.5.1	Szenario 2020A	50
4.5.2	Szenario 2020B	51
4.5.3	Szenario 2025.....	51
4.6	Sensitivitäten.....	52
4.6.1	Sensitivität „ALEGrO +2 GW“	53
4.6.2	Sensitivität „ALEGrO +0 GW“	54
4.6.3	Netzbetriebs- und Redispatchsimulation	55
4.7	Gegenmaßnahmen.....	57
4.7.1	Neubauprojekte in Belgien.....	58
4.7.2	Erhöhte installierte Leistung in Deutschland	58
4.7.3	„Re-Aktivierung“ von Claus C in den Niederlanden.....	58
4.8	Auswirkungen eines belgischen Ausstiegs aus der Kernkraft auf die Marktpreise	59
5	Ergebnisbewertung und Interpretation	60
5.1	Zusammenfassung der Handlungsoptionen	60
5.2	Notwendige flankierende Maßnahmen	61
5.3	Bewertung von Preiseffekten.....	62
6	Zusammenfassung und Handlungsempfehlung	63
7	Literaturverzeichnis.....	66
8	Anhang	67
8.1	Historie der belgischen Kernkraft.....	67
8.2	Untersucht Studien	69
8.2.1	Bundesnetzagentur: Netzentwicklungsplan 2024 / 2025.....	69
8.2.2	Bundesnetzagentur: Szenariorahmen 2030	69
8.2.3	CREG: Study on the impact of price zones in different configurations in Europe	70
8.2.4	Elia: „Federaal Ontwikkelingsplan 2010-2020“:.....	70
8.2.5	IAEW / Elia: Einfluss der Nichtverfügbarkeit belgischer Kernkraftwerke auf das europäische Energieversorgungssystem	70
8.2.6	ENTSO-E: Ten-Year Network Development Plan (TYNDP 2016)	71
8.2.7	TenneT: Market Review 2015.....	71

ABBILDUNGSVERZEICHNIS

Abbildung 1: Belgische installierte Erzeugungskapazität	9
Abbildung 2: Stromerzeugung Belgien	10
Abbildung 3: Import -Export-Saldo Belgien 2015-2016	11
Abbildung 4: Einsatz Doel und Tihange.....	12
Abbildung 5: Entwicklung des belgischen Kernkraftausstiegs (Elia - Adequacy Report 2017-2027).....	15
Abbildung 6: Entwicklung des strukturellen Blocks im Basisszenario (Elia - Adequacy Report 2017-2027)	16
Abbildung 7: Verteilung der benötigten Kapazitäten im Basisszenario in 2027 (Elia - Adequacy Report 2017-2027)	17
Abbildung 8: Zusammensetzung der Versorgungslücke nach durchschnittlicher Inanspruchnahme in 2027 (Elia - Adequacy Report 2017-2027)	17
Abbildung 9: Übersicht der benötigten installierten Leistung und Vollbenutzungsstunden in den verschiedenen Szenarien im Jahr 2027(Elia - Adequacy Report 2017-2027)	18
Abbildung 10: Unterscheidung Basisszenario - Stresstest.....	21
Abbildung 11: Vergleich der Inputparameter	22
Abbildung 12: Verfahrensübersicht der Marktsimulation	24
Abbildung 13: Verfahrensablauf zur Lösung von SCOPF-Problemen	26
Abbildung 14: Geographischer Betrachtungsbereich der Untersuchungsrahmens	27
Abbildung 15: Basisszenario und Stressszenario.....	27
Abbildung 16: Gegenmaßnahmen und ihr zeitlicher Vorlauf	30
Abbildung 17: Installierte Kapazitäten des Fokusbereichs (Deutschland, Belgien, Frankreich, Niederlande)	31
Abbildung 18: Entwicklung des Jahresverbrauchs und der Spitzenlast	32
Abbildung 19: Net Transfer Capacities als Eingangsdatum der Marktsimulation.....	33
Abbildung 20: Parametrierung des Stresstests – Erhöhung der Last.....	34
Abbildung 21: Veränderung der Jahresenergiemengen (links) und Im-/Exporte (rechts) – 2015	36
Abbildung 22: Darstellung der produzierten Jahresenergiemengen – 2020A.....	37
Abbildung 23: Darstellung der kommerziellen Handelssalden – 2020A.....	38
Abbildung 24: Veränderung der Leitungsauslastung vor Redispatch im Vergleich zu der mit Kernkraftwerken und Redispatchvolumen im Szenario 2020A.....	39
Abbildung 25: Leitungsauslastung nach Redispatch und Redispatchvolumen in Belgien im Szenario 2020A	40
Abbildung 26: Dauerlinie der Leitungsauslastung nach Redispatch in Belgien für ausgewählte Leitungsabschnitte im Szenario 2020A	40
Abbildung 27: Änderung der Stromerzeugung durch den vollständigen Ausstieg aus der Kernenergie in Belgien im Szenario 2020B im Vergleich zu 2020A	41
Abbildung 28: Auslastung der Übertragungskapazität der Ärmelkanalleitung (links) und ALEGrO-Leitung (rechts) als Dauerlinie.....	42
Abbildung 29: Veränderung der Leitungsauslastung vor Redispatch und Redispatchvolumen im Szenario 2020B	43
Abbildung 30: Leitungsauslastung nach Redispatch und Redispatchvolumen in Belgien im Szenario 2020B	44

Abbildung 31: Dauerlinie der Leitungsauslastung nach Redispatch in Belgien für ausgewählte Leitungsabschnitte im Szenario 2020B	44
Abbildung 32: Darstellung der Jahresenergiemengen – 2025	45
Abbildung 33: Auswertung der stündlich noch verbleibenden thermischen Kapazität nach Deckung der Residuallast (Dauerliniendarstellung)	46
Abbildung 34: Auswertung er noch stündlichen freien thermischen Kapazität (Dauerliniendarstellung)	47
Abbildung 35: Auswertung der stündlichen Nettoimporte.....	47
Abbildung 36: Leitungsauslastung vor Redispatch und Redispatchvolumen im Szenario 2025.....	48
Abbildung 37: Leitungsauslastung nach Redispatch und Redispatchvolumen in Belgien im Szenario 2025	49
Abbildung 38: Leistungsbilanz (links) und Importsituation (rechts) Belgiens in der kritischsten Stunde – 2020A	50
Abbildung 39: Ganglinie und Dauerlinie (100h) der Leistungsdefizite in Belgien – 2020B	51
Abbildung 40: Leistungsbilanz (links) und Importsituation (rechts) Belgiens in der kritischsten Stunde – 2025	52
Abbildung 41: Veränderung der Stromerzeugung in Sensitivität „ALEGrO +2GW“ (Differenzdarstellung)...	53
Abbildung 42: Auslastung der Übertragungskapazitäten zwischen Belgien und Deutschland in 2025 (Dauerlinie)	53
Abbildung 43: Leistungsbilanz (links) und Importsituation (rechts) Belgiens in der kritischsten Stunde – 2025 „2GW“	54
Abbildung 44: Veränderung der Stromerzeugung durch Wegfall des zweiten Interkonnektors (Differenzdarstellung)	55
Abbildung 45: Leitungsauslastung nach Redispatch und Redispatchvolumen in Belgien in den Untersuchungen des Szenarios 2025 in der Variante Sensitivität „ALEGrO +2 GW“	56
Abbildung 46: Dauerlinie der Leitungsauslastung nach Redispatch in Belgien für ausgewählte Leitungsabschnitte in den Sensitivitäten des Szenarios 2025	57
Abbildung 47: Auswertung der fundamentalen Marktpreise (Belgien und Deutschland)	59
Abbildung 48: Übersicht wesentlicher Szenarien und ihrer Umsetzbarkeit (schematisch)	60
Abbildung 49: Einflussfaktoren auf die Versorgungssicherheit (schematisch)	65

TABELLENVERZEICHNIS

Tabelle 1:	Installierte Kapazitäten im Basisszenario 2017-2027 in [MW]	15
Tabelle 2:	Übersicht der vorgestellten Sensitivitäten in 2027.....	16
Tabelle 3:	Volllastbetriebsstunden Deutschland [h/a] [9]	32
Tabelle 4:	Annahmen zu Brennstoffpreisen und EUA	34
Tabelle 5:	Überblick über Kennzahlen der Untersuchungsergebnisse für die Stützjahre 2020 und 2025	50
Tabelle 6:	Überblick über Kennzahlen der Untersuchungsergebnisse im Basisfall und den Sensitivitäten	56
Tabelle 7:	Kennzahlen Kernkraftwerk Doel	67
Tabelle 8:	Kennzahlen Kernkraftwerk Tihange	67
Tabelle 9:	Entwicklung der Laufzeitveränderungen	68
Tabelle 10:	Laufzeit [in Jahren] der Kernkraftwerke in den unterschiedlichen Ausstiegsszenarien	69

ABKÜRZUNGSVERZEICHNIS

ALEGrO	Aachen Lüttich Electricity Grid Overlay
ARegV	Anreizregulierungsverordnung
B E T	Büro für Energiewirtschaft und technische Planung GmbH
BNetzA	Bundesnetzagentur
CREG	Commission for electricity and gas regulation (belgische Regulierungsbehörde)
CRM	Capacity Remuneration Mechanism
CWE	Central West Europe
DSM	Demand-Side-Management
EE	Erneuerbare Energien
ENTSO-E	European network of transmission system operators for electricity
EOM	Energy-Only-Markt
FANC	federaal agentschap nucleaire controle (Atomaufsichtsbehörde)
GuD	Gas- und Dampfkraftwerk
GW	Gigawatt
HGÜ	Hochspannungsgleichstromübertragung
HVDC	High-voltage direct current
IAEW	Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
LOLE	Loss of Load Expectation für ein statistisch gewöhnliches Jahr
MAF2016	Mid-term Adequacy Forecast 2016
MW	Megawatt
NEP	Netzentwicklungsplan
NRW	Nordrhein-Westfalen
NTC	Net Transfer Capacity
PV	Photovoltaik
SB	Struktureller Block
SCOPF	Security-Constrained Optimal Power Flow
SR	Strategische Reserve
TWh	Tera Wattstunde
TYNDP	Ten-Year Network Development Plan
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber

1 EINLEITUNG UND AUFGABENSTELLUNG

Die Landesregierung NRW setzt sich vor dem Hintergrund großer Sorgen der deutschen Bevölkerung vor allem in der Grenzregion zu Belgien für eine möglichst schnelle Stilllegung der belgischen Kernkraftwerke Tihange 2 und Doel 3 ein. Hingegen wurde in Belgien die Laufzeit der beiden Kernkraftwerksstandorte zunächst bis zum Jahr 2025 festgelegt. Ein wichtiges Argument bei dieser Festlegung betrifft Einschätzungen, dass die Versorgungssicherheit in Belgien ohne die Kernkraftwerke nicht gewährleistet werden könne. Dabei ist weiterhin ein ausreichender Planungszeitraum erforderlich, um Maßnahmen zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit ohne die Kernkraftwerke Belgiens zukünftig sicherzustellen.

Eine wesentliche Herausforderung besteht darin, wie bei einem schrittweisen oder möglichst schnellen Kernenergieausstieg Belgiens die Versorgungssicherheit in Belgien im europäischen Stromverbund nachhaltig gewährleistet werden kann. Derzeit ist Belgien über jeweils zwei Kuppelleitungen mit Frankreich bzw. den Niederlanden in den europäischen Verbund integriert; zwischen Deutschland und Belgien hingegen bestehen derzeit keine Verbindungen. Eine neu zu errichtende Verbindung zwischen Belgien und Deutschland befindet sich in der Planung. Die Landesregierung NRW, als Auftraggeber dieses Gutachtens, hat ein hohes Interesse daran, die Herausforderungen bei der auch mittelfristig in Belgien beabsichtigten Stilllegung der Kernkraftwerke Tihange und Doel zu verstehen sowie zu untersuchen, welche Beiträge von deutscher Seite für die Gewährleistung der Versorgungssicherheit sinnvoll sein können.

Allgemein ist der Netzausbau eine der kostengünstigen Optionen zur Überwindung von Netzengpässen und zur Gewährleistung eines großräumigen Stromaustausches. Die Realisierung der neuen Kuppelleitung zwischen Deutschland und Belgien mit dem Namen ALEGrO und einer Übertragungskapazität von 1 GW erscheint derzeit bis 2020 realistisch. Ob bereits diese Netzausbaumaßnahme ausreichend ist, um die skizzierten Ausstiegsszenarien zu beherrschen, ist eine wesentliche Fragestellung im Rahmen dieses Gutachtens.

Dazu wird in diesem Gutachten eine systematische, modellgestützte Analyse durchgeführt,

- in welchem Umfang eine weitere Kuppelleitung zwischen Deutschland und Belgien, für die bereits Vorüberlegungen bestehen, sinnvoll und erforderlich ist (Auslegung und Dimensionierung dieser Verbindung);
- ob ggf. weitere Kuppelleitungen zukünftig eine sinnvolle Ergänzung darstellen;
- welche Leitungen des innerbelgischen Netzes häufig belastet sind;
- ob zusätzliche Kapazitätsreserven erforderlich sind;
- welche weiteren ergänzenden Maßnahmen, wie Lastmanagement, insb. im Fall eines möglichst schnellen Kernenergieausstiegs sinnvoll und umsetzbar erscheinen.

Dieses Gutachten soll somit den Blick in die Zukunft des europäischen Strommarktes werfen, um rechtzeitig gemeinsam die notwendigen Weichen für eine zuverlässige Stromversorgung zu stellen. Mittelfristig wird sich sowohl das Stromsystem Belgiens als auch Deutschlands ändern, da die Kernkraftwerke das Ende ihrer technisch-wirtschaftlichen Betriebszeit bzw. Betriebserlaubnis erreichen. Aufgrund der teilweise langen Bauzeiten von z. B. Stromleitungen ist es notwendig, sich frühzeitig mit der Thematik zu beschäftigen. Da Versorgungssicherheit im weiter zusammenwachsenden, europäischen Binnenmarkt zunehmend eine gemeinsame, länderübergreifende Aufgabe darstellt, ist ein intensiver Austausch über die Ländergrenzen hinweg sehr empfehlenswert und zielführend. Dieses Gutachten soll daher eine fachliche Basis für einen länderübergreifenden Dialog bilden. Es ist ausdrücklich nicht Aufgabe dieses Gutachtens, nationale energiepolitische Ziele der jeweiligen Länder in irgendeiner Weise zu bewerten.

2 METASTUDIE UND UMFELDANALYSE

2.1 Übersicht über das belgische Stromversorgungssystem

Die Verwirklichung des Strombinnenmarktes ist ein wesentliches Ziel der europäischen Energiepolitik. Dabei bedeutet Strombinnenmarkt einen möglichst ungehinderten, volkswirtschaftlich optimalen Handel elektrischer Energie auch über die nationalstaatlichen Grenzen hinweg. Die historisch nationalstaatlich entwickelten Märkte sind zunehmend durch Marktkopplungen miteinander verbunden, um den volkswirtschaftlichen Nutzen zu maximieren; so z. B. seit 2010 im CWE (Central West Europe) Gebiet, zu dem auch Deutschland zählt. Dadurch wird die Stromerzeugung in einem größeren Gebiet untereinander optimiert und somit kostengünstiger.

Die Märkte von Deutschland und Österreich bilden ein besonderes Beispiel, denn sie sind bisher derselben Gebotszone zugeordnet. Händler, Erzeuger und Verbraucher agieren am selben Großhandelsmarkt und zum selben Preis. Dies erhöht insgesamt die Liquidität, erfordert aber – sofern das Netz innerhalb einer Gebotszone engpassbehaftet ist – das Erlauben von Maßnahmen zum Redispatch oder die Vorhaltung von Netzreserven. Größere Gebotszonen mit internen Netzengpässen können auch unerwünschte Auswirkungen auf benachbarte Gebotszonen haben wie z. B. Ringflüsse (so genannte Loop-Flows).

Belgien ist aufgrund seiner geografischen Lage und insbesondere seiner Erzeugungsstruktur auf verschiedenste Weise von den anstehenden Veränderungen betroffen. Daher sollen zunächst die wesentlichen aktuellen Rahmenparameter des Erzeugungssystems beschrieben werden. Die in Belgien installierte Leistung an Erzeugungskapazität umfasst in 2015 (vgl. Abbildung 1):

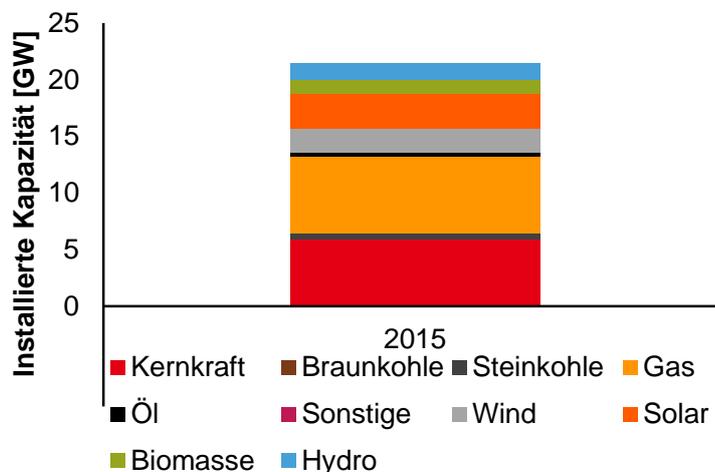
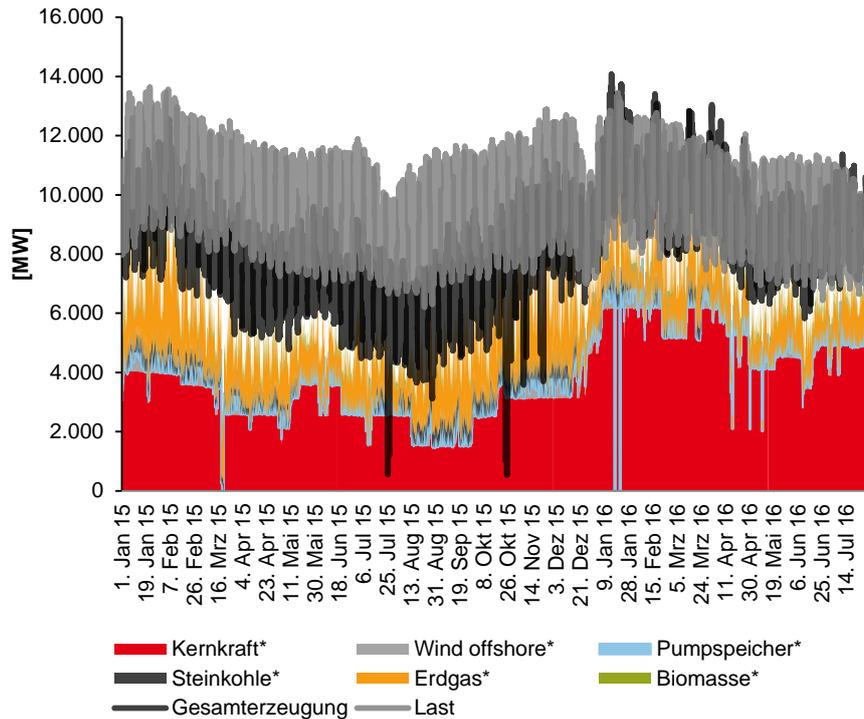


Abbildung 1: Belgische installierte Erzeugungskapazität

Das belgische Erzeugungssystem ist von einem großen Anteil Kernenergie in der Grundlast geprägt und hat zudem wesentliche Mengen installierter Leistung an gasgefeuerten Kraftwerken. Die belgischen Steinkohle-Kraftwerksblöcke haben mittlerweile seit dem Jahr 2015 endgültig ihre Betriebserlaubnis verloren, da sie den neusten Emissionsrichtlinien nicht mehr genügen. Des Weiteren existieren wesentliche Gaskraftwerkskapazitäten. Aufgrund niedriger Margen (clean spark spread) werden diese aber vor allem nur wärmegeführt eingesetzt, soweit es sich um Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen handelt. Die Anteile fluktuierender Erneuerbarer Energie betragen 3 GW installierter PV-Anlagen und 2,1 GW Windenergieanlagen. Neben dem vorhandenen Erzeugungspotential ist für den tatsächlichen Betrieb auch deren Wirtschaftlichkeit (im europäischen Vergleich) entscheidend. Daher wurde der Einsatz des belgischen Erzeugungsparks entsprechend der Transparenzdaten der ENTSO-E (Verbund der europäischen Übertragungsnetzbetreiber) ausgewertet (vgl. Abbildung 2).



*Summe der Kraftwerksblöcke

Abbildung 2: Stromerzeugung Belgien¹

Anhand der Grafik wird deutlich, dass innerhalb Belgiens die Gesamterzeugung und die Last nicht immer übereinstimmen. In diesen Situationen erfolgt ein Austausch zwischen Ländern bzw. Gebotszonen, wobei die Austauschkapazitäten zwischen Gebotszonen über die verfügbare Netzkapazität bemessen sind. Diese „Net Transfer Capacity“ (NTC) genannte Größe ist das Maß, in welchem Umfang eine Gebotszone von einer anderen Strom beziehen kann bzw. in diese exportieren kann. Belgien hat derzeit Austauschkapazität mit den Niederlanden (ca. 1 - 1,5 GW Import und Export) und Frankreich (ca. 1,4 – 1,6 GW Export bzw. 2 – 2,5 GW Import). Hingegen existiert aktuell noch keine Verbindung nach Deutschland. Im europäischen Stromverbund können auch gebotszonenübergreifend Handelsgeschäfte getätigt werden, indem im Rahmen verfügbarer Übertragungskapazitäten elektrische Energie im- bzw. exportiert wird. Dieser kommerzielle Handel über Gebotszonen hinweg kann jedoch in weiträumigen physikalischen Stromflüssen resultieren. Obwohl keine direkte Verbindung zwischen Belgien und Deutschland vorliegt, ist über Ringflüsse auf diese Weise auch eine Beeinflussung möglich. So können z. B. Stromflüsse von Deutschland über die Niederlande nach Belgien gelangen.

¹ Entso-E, Transparenzplattform

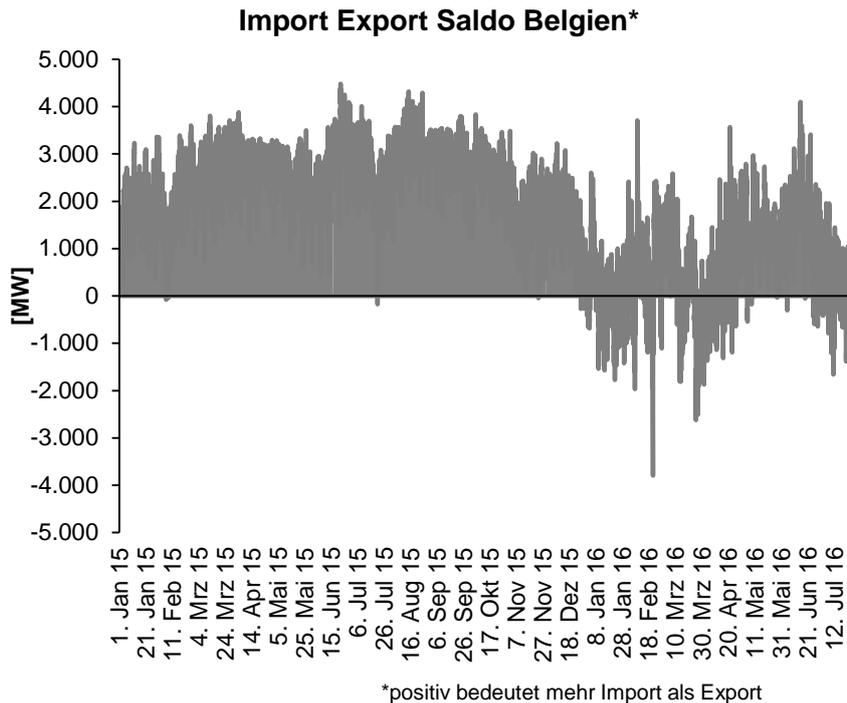


Abbildung 3: Import -Export-Saldo Belgien 2015-2016²

Belgien importiert in weiten Teilen des Jahres Strom aus anderen Ländern, weil dies kostengünstiger als die heimische Erzeugung ist. Die Spitzenlast in Höhe von 13,14 GW muss in Belgien nach diesem Verständnis des gebotszonenübergreifenden Strommarktes auch nicht alleine gedeckt werden, stattdessen kann aus dem Ausland Leistung importiert werden. Dies gilt solange die Übertragungskapazitäten zwischen den Gebotszonen nicht ausgereizt sind und in den angrenzenden Ländern ein ausreichendes Kapazitätsangebot verfügbar ist.

Weiterhin unterliegt die bisherige Betrachtung dem Gedanken der ‚Kupferplatte‘ innerhalb einer Gebotszone, also der Engpassfreiheit. In der Realität unterliegen die Stromnetze technischen Restriktionen, auf die in späteren Kapiteln vertieft eingegangen wird.

Im Fokus des Gutachtens stehen die beiden belgischen Kernkraftwerksstandorte Doel und Tihange. Die Einsatzweise und Verfügbarkeit dieser Blöcke in den letzten Monaten zeigt die nachfolgende Grafik.

² ENTSO-E, Transparenzplattform

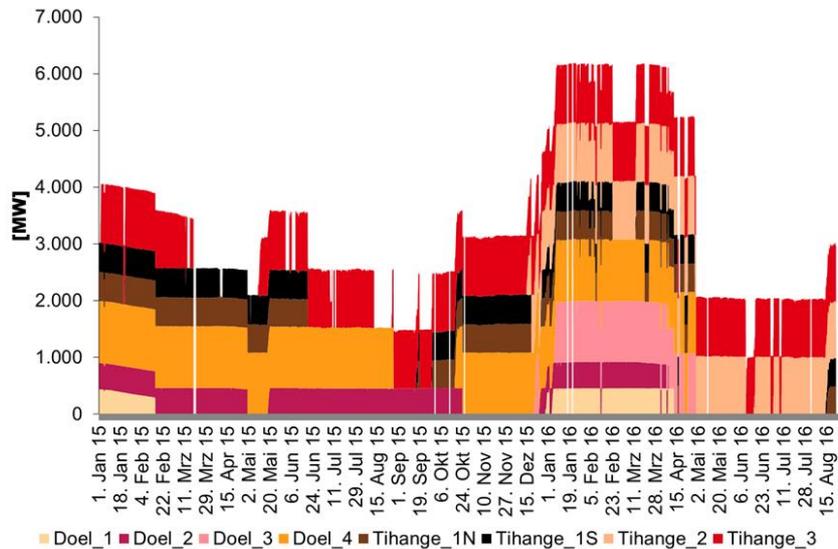


Abbildung 4: Einsatz Doel und Tihange

Die Analyse zeigt, dass die einzelnen Blöcke nicht zu jeder Zeit in den letzten Monaten in Betrieb waren, sondern von teilweisen erheblichen wartungsbedingten und störungsbedingten Nichtverfügbarkeiten gekennzeichnet waren. Da es nicht zu massiven dauerhaften Stromabschaltungen in Belgien gekommen ist, deutet dies darauf hin, dass in vielen Situationen nicht die vollständige Erzeugungskapazität aus Kernenergie notwendig war, um die Versorgungssicherheit aufrecht zu erhalten. Allein aus einer Analyse der Vergangenheit heraus lassen sich per se keine Rückschlüsse auf die Versorgungssicherheit der Zukunft ziehen. Außerdem ist unklar, wie die Versorgungssicherheit gewesen wäre, wären Extremsituationen aufgetreten.

2.2 Metastudie ausgewählter Dokumente

Im Rahmen einer Meta-Studie wurden verschiedene Studien und Gutachten zum belgischen Strommarkt untersucht. Der Fokus der Untersuchung lag hierbei auf dem Ausstieg aus der belgischen Kernenergie, dem damit verbundenen Umbau des Energieversorgungssystems sowie des internationalen Stromübertragungsnetzes und der Identifikation von Maßnahmen, welche diesen Paradigmenwechsel ermöglichen bzw. erleichtern.

In diesem Rahmen wurden folgende Studien untersucht:

- Bundesnetzagentur: Netzentwicklungsplan 2024 / 2025
- Bundesnetzagentur: Szenariorahmen für die Netzentwicklungspläne Strom 2017-2030
- CREG: Study on the impact of price zones in different configurations in Europe, 2016
- Elia: „Federaal Ontwikkelingsplan 2010-2020“
- IAEW / Elia: Einfluss der Nichtverfügbarkeit belgischer Kernkraftwerke auf das europäische Energieversorgungssystem
- ENTSO-E: Ten-Year Network Development Plan (TYNDP 2016)
- TenneT: Market Review 2015
- CREG: Study on the measures to be taken in order to ensure an adequate volume of conventional production means to assure Belgium's electricity security of supply, 2016
- Elia: Adequacy report 2017-2027

Die betrachteten Studien, welche während der Untersuchung analysiert wurden, haben zum Teil andere Fragestellungen im Fokus. Nichtsdestotrotz vermitteln sie dennoch wertvolle Eindrücke bzgl. der Gesamtzu-

sammenhänge und Hintergrundinformationen der Energiemärkte und ihrer Akteure. Auf die beiden wesentlichen aktuellen Studien zur belgischen Versorgungssicherheit von CREG und Elia wird im Folgenden genauer eingegangen.

2.2.1 CREG: Study on the measures to be taken in order to ensure an adequate volume of conventional production means to assure Belgium's electricity security of supply³

Die vorliegende Studie (vom Januar 2016) welche von der belgischen Regulierungsbehörde CREG in Auftrag gegeben wurde, untersucht die Handlungsoptionen welche den politischen und energiewirtschaftlichen Akteuren zur Verfügung stehen, um die elektrische Versorgungssicherheit in Belgien zu gewährleisten. Hierzu wurden in einer öffentlichen Konsultation Marktakteure befragt und verschiedene Entwicklungen in den europäischen Mitgliedsländern betrachtet.

Der Inhalt der Studie teilt sich in vier Bereiche auf. Diese beziehen sich auf die Funktionsweise des Marktes, die strategische Reserve, die Grenzen des derzeitigen Systems sowie weitere denkbare Maßnahmen. Jeder der vier Abschnitte beinhaltet einen Kommentar der CREG sowie Vorschläge für Verbesserungsmaßnahmen, welche nachfolgend kurz erläutert werden:

In der Kommentierung der belgischen Regulierungsbehörde zur „Funktionsweise des Marktes“ werden verschiedene Punkte der derzeitigen Energiepolitik kritisch hinterfragt. Unter anderem sind dies:

- Die Unsicherheiten bzgl. Laufzeitverlängerungen der Kernkraftwerksblöcke Doel 1 - 3 und Tihange 2 werden kritisiert, da diese potentiellen Investitionen entgegenstehen.
- Weiterhin wird auf die Wahrnehmung der Marktteilnehmer eingegangen, welche das kurzfristige Risiko bzgl. Angemessenheit des Kapazitätsangebotes („adequacy problems“) deutlich niedriger einstufen, als die Elia. Daher werden verschiedene Maßnahmen vorgeschlagen, welche die Transparenz der Modelle und getroffenen Annahmen erhöhen sollen, um die Marktkommunikation zu verbessern.
- Die niedrige Wettbewerbsfähigkeit der belgischen Gaskraftwerke im Vergleich zu den Erzeugungskosten von Kapazitäten in Nachbarländern wird betont.
- Der Umgang mit Preisspitzen, welcher als natürliche Reaktion des Marktes auf Knappheitssignale erachtet werden muss, ist relevant.

Vorschläge für Verbesserungen beinhalten insbesondere:

- Stärkungen von kurz- und langfristigen Preissignalen durch Erhöhung der Marktliquidität
- Beseitigung von Wettbewerbshürden in der strategischen Reserve
- Entwicklung weiterer Kapazitäten im internationalen Stromtransport unter Berücksichtigung der Importabhängigkeit Belgiens
- (Weiter-)Entwicklung des Demand-Side-Managements
- Optimierung der Netzauslastung
- Aufforderung an die Marktteilnehmer zur Einhaltung ihrer Pflichten

Der zweite Abschnitt, welcher die strategische Reserve (SR) betrifft, beinhaltet eine Beschreibung der Funktionsweise und Vorzüge des Systems für einen kurz- bis mittelfristigen Zeithorizont. Bzgl. der weiteren Ausgestaltung und Verbesserung des Energy-Only-Marktes (EOM) mit der strategischen Reserve wird auf folgende Punkte eingegangen:

- Verbesserung der kurzfristigen Analyse und Wirkungszusammenhänge für einen detaillierten Marktüberblick
- Definition von Bedingungen, welche es den Teilnehmern der SR ermöglichen, diese zu verlassen und wieder im Strommarkt teilzunehmen.

³ <http://www.creg.info/pdf/Studies/F1422EN.pdf>

- Erweiterung der strategischen Reserve um weitere Entwicklungen wie z. B. DSM, um neue Erzeugungskapazitäten anzureizen.
- Erhöhung der Einsatzflexibilität der SR (durch Anpassung des kontrahierten Volumens etc.)

Die fehlende Planungssicherheit bzgl. der Kernkraftwerke, die hohen Investitionen in Erneuerbare Energie, die Außerbetriebnahme von belgischen Kohleblöcken sowie der Ausbau der Interkonnektoren haben dazu geführt, dass der belgische thermische Kraftwerkspark sich einem zunehmenden hohen Wettbewerbsdruck konfrontiert sieht. Dies führt dazu, dass die Versorgungssicherheit unter dem derzeitigen Regime gefährdet ist. In diesem Kontext ist die CREG daher der Meinung, dass die Einführung eines „CRM“ („Capacity Remuneration Mechanism“) eine potentielle Maßnahme darstellt, um die strategische Reserve zu ersetzen.

Der vierte und letzte Abschnitt bzgl. der weiteren denkbaren Maßnahmen geht auf kurz- und mittelfristige Maßnahmen ein, welche zum Teil bereits in den vorherigen Abschnitten beschrieben worden sind. Allerdings wird insbesondere der CRM im Detail in den unterschiedlichen Ausgestaltungsformen und -varianten beschrieben. Wie im vorherigen Abschnitt dargestellt, bezieht sich diese Handlungsoption explizit nicht auf die Problematik der derzeitigen Marktsituation, sodass an dieser Stelle nicht weiter darauf eingegangen wird.

2.2.2 Elia - Adequacy report 2017-2027⁴

Der Bericht der Elia aus dem April 2016 bzgl. der Versorgungssicherheit im Zeitraum 2017 bis 2027 stellt aufgrund der Detailliertheit und des Informationsgehaltes ein Kernelement der Metastudie dar. Unter Berücksichtigung verschiedener Szenarien und Sensitivitäten werden die notwendigen Kapazitäten ausgewiesen, welche bis 2027 benötigt werden, um die Funktionsfähigkeit des Strommarktes aufrechtzuerhalten.

Das Gutachten beschreibt detailliert anhand von Modelluntersuchungen die Auswirkungen verschiedener Sensitivitäten auf den belgischen Strommarkt. Als Kenngröße für die zu erwartende flexible Leistung, welche bis 2027 benötigt wird, wird der Begriff „*structurele blok*“ eingeführt. Dieser *strukturelle Block* („SB“) ist die Differenz zwischen der Nachfrage und den bestehenden thermischen Kraftwerkskapazitäten (ohne Gaskraftwerke), Kraft-Wärme-Kopplung-Anlagen (KWK), Pumpspeicherkraftwerken, Erneuerbaren Energien (EE), Importen sowie des potentiellen Demand-Side-Managements (DSM), welches kontrahiert werden kann.

Struktureller Block = Nachfrage – Thermische Kapazitäten (ohne Gaskraftwerke) – KWK-Anlagen – Pumpspeicherkraftwerken – EE – Importe – DSM

Die nicht zugerechneten Gaskraftwerke können einen Teil des strukturellen Blockes ausmachen. Die in dem Gutachten gewählte Prämisse legt fest, dass die Erzeugungseinheiten welche den strukturellen Block ausmachen, eine Verfügbarkeit von 100 % haben. Der strukturelle Block ist somit die flexible, jederzeit verfügbare Leistung, welche benötigt wird, um die ggf. auftretende Kapazitätslücke zu bedienen.

Der Fokus des Betrachtungszeitraumes liegt auf den folgenden Stützjahren:

- **2017:** Beschreibung des Ist-Zustandes
- **2021:** Interkonnektoren (ALEGrO (Deutschland – Belgien) und NEMO (Großbritannien - Belgien) in Betrieb (Inbetriebnahme 2019)
- **2023:** Außerbetriebnahme der ersten Blöcke der Kernkraftwerke (Doel 3 und Tihange 2) mit einer Gesamtleistung von ca. 2 GW
- **2027:** Außerbetriebnahme der restlichen noch in Betrieb befindlichen Kernkraftwerke mit einer Gesamtleistung von ca. 4 GW

Die Entwicklung des Kernkraftwerksausstieges auf der Zeitachse sowie mit der verfügbaren Leistung wird in der nachfolgenden Abbildung ersichtlich (Vergleiche auch Kapitel 2.1).

⁴ <http://www.elia.be/en/about-elia/newsroom/news/2016/20-04-2016-Adequacy-study-flexibility-Belgian-electricity-system>

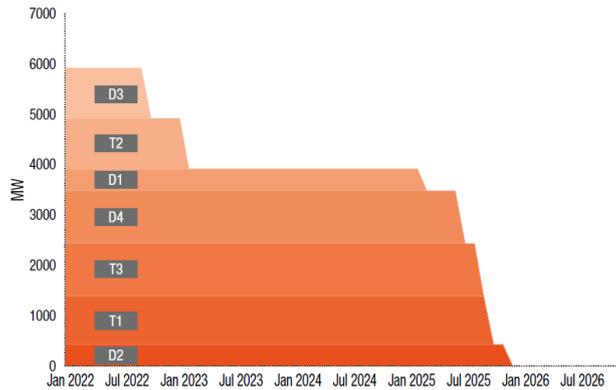


Abbildung 5: Entwicklung des belgischen Kernkraftausstiegs (Elia - Adequacy Report 2017-2027)

Die Versorgungssicherheit des belgischen Energiemarktes wird über ein probabilistisches Marktmodell quantifiziert. Hierbei kommen entsprechende wahrscheinlichkeits- bzw. erwartungswertbasierte Indikatoren zum Einsatz. Zur Bewertung dienen in Belgien zum einen die Kennzahl „LOLE“ („Loss of Load Expectation“ für ein statistisch gewöhnliches Jahr) und zum anderen die Kennzahl „LOLE95“ („Loss of Load Expectation“ für ein statistisch ungewöhnliches Jahr mit einer Wahrscheinlichkeit von 1 zu 20 (95-Perzentil)).

Die Größe „LOLE“ beschreibt die (statistische) Anzahl an Stunden, in denen die Last nicht von der bestehenden Erzeugung inkl. möglicher Importe gedeckt werden kann. In Belgien gilt hierbei eine LOLE < 3 Stunden (für ein statistisch normales Jahr) und ein LOLE95 < 20 Stunden (für ein statistisch ungewöhnliches Jahr). Werden diese Werte in den Berechnungen überschritten, so ist die Versorgungssicherheit nach belgischer Definition nicht mehr gewährleistet.

Ausgehend von einem Basisszenario wurden Untersuchungen durchgeführt, um die absolute Höhe des strukturellen Blockes zu bestimmen. Basierend auf dem Basisszenario wurden zudem verschiedene Sensitivitäten formuliert, welche einzelne Parameter des Szenarios anpassen, um die Auswirkungen auf den strukturellen Block zu identifizieren. Die gewählten Annahmen zu den installierten Kapazitäten im Basisszenario werden in der nachfolgenden Tabelle dargestellt.

[MW]	2017	2021	2023	2027
Kraft-Wärme-Koppelung	1.938	1.938	1.938	1.938
Kernkraft	5.926	5.926	3.912	0
Pumpspeicher-Turbinen	1.308	1.308	1.308	1.308
Biomasse	1.281	1.881	1.881	1.881
Summe	10.453	11.053	9.639	5.727
			+ 600 MW Biomasse	+ 600 MW Biomasse
Wind (On- und Offshore)	2.742	4.847	5.183	5.864
Photovoltaik	3.363	4.013	4.338	4.968
Wasserkraft (Laufwasser)	114	114	114	114
Summe	6.219	8.974	9.635	10.946
Nachfrage in [TWh]	85,50	85,50	85,50	85,50

Tabelle 1: Installierte Kapazitäten im Basisszenario 2017-2027 in [MW]

Die im Gutachten betrachteten Sensitivitäten für das Jahr 2027, welche im Ergebnisteil detailliert erläutert werden, betreffen unter anderem die Anpassung der / des:

- Nachfrage (Basisszenario mit 85,5 TWh und „IHS-Cera“-Szenario Anstieg zwischen 2015 und 2027 um 0,59 % auf 92,0 TWh) [Seite 41]
- Erneuerbare Energien (Basisszenario und „High-Res“ (Res = Renewable energy sources) Anstieg der EE um das 1,5-fache (für Zeitraum 2014 - 2020)) [Seite 39]
- Erzeugungspark im Ausland (Basisszenario und „Low-Capacity“-Szenario mit einer Außerbetriebnahme von 44 GW Steinkohlekapazitäten in den europäischen Nachbarländern) [Seite 46]
- DSM (Basisszenario inkl. Berücksichtigung DSM und ohne Berücksichtigung des DSM)
- Weitere Sensitivitäten sind z. B. Erhöhung der Pumpspeicherkapazitäten, Erhöhung der Interkonnektoren (von 6.500 auf 8.500 MW), Anpassung der Brennstoffpreise, Importunabhängigkeit Belgiens von den Nachbarländern

	Basisszenario	2027 Sensitivität	Bezeichnung
Nachfrage in [TWh]	85,50	92,00	IHS
Erneuerbare Energien (PV und Wind) in [MW]	10.832	13.725	High Res
Steinkohlekapazitäten Ausland in [MW]	-	- 44 .000	Low Capacity
Demand-Side-Management (Market-Response)	Ja	Nein	Storage / Market Response

Tabelle 2: Übersicht der vorgestellten Sensitivitäten in 2027

Die Auswirkungen des im Gutachten beschriebenen Basisszenarios auf den strukturellen Block weisen für die Stützjahre eine unterschiedliche Höhe aus, welche den Umfang an benötigten Kapazitäten beschreibt. Ersichtlich wird dies in der nachfolgenden Grafik:



Abbildung 6: Entwicklung des strukturellen Blocks im Basisszenario (Elia - Adequacy Report 2017-2027)

Im Jahr 2017 (1) beträgt die Höhe des strukturellen Blockes ca. 2.500 MW, welcher allerdings mit den bestehenden Kapazitäten, welche zu dem Zeitpunkt in Belgien zur Verfügung stehen, gedeckt werden können. Aufgrund des Zubaus von 600 MW Biomasse, Offshore-Windparks und der Inbetriebnahme der beiden Kuppelleitungen ALEGrO und NEMO mit 2.000 MW fällt der Bedarf nach zusätzlichen flexiblen Erzeugungseinheiten zwischen 2017 und 2021 (2) auf 0 MW ab. Durch die schrittweise Außerbetriebnahme der ersten Kernkraftblöcke steigt der strukturelle Block in 2023 (3) erst auf 500 MW und anschließend durch den vollständigen Kernausstieg in 2027 (4) auf ca. 4.000 MW an. Dies ist die Summe an Kapazitäten, welche bis spätestens 2027 (insbesondere in den Wintermonaten (vgl. Abbildung 7) zusätzlich benötigt wird, um die Versorgungssicherheit in Belgien zu gewährleisten.

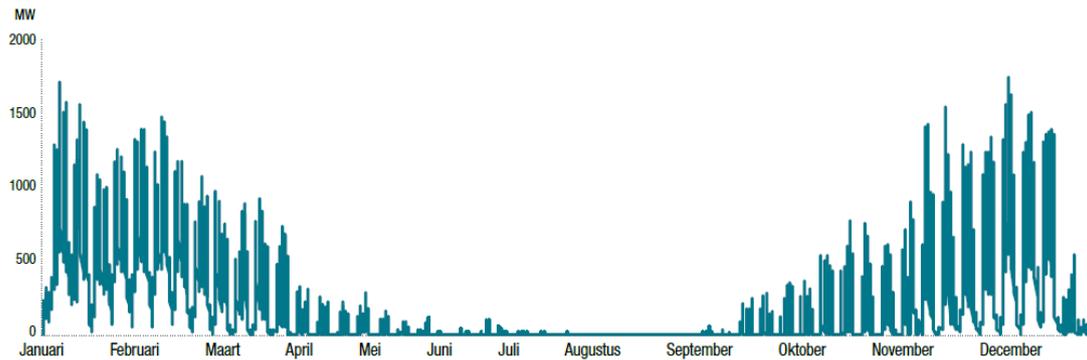


Abbildung 7: Verteilung der benötigten Kapazitäten im Basisszenario in 2027 (Elia - Adequacy Report 2017-2027)

Die zeitliche Inanspruchnahme des strukturellen Blocks in 2027 wird aus der Abbildung 87 deutlich. Dort wird dieser in 3 unterschiedliche Zeitfenster eingeteilt, die sich wie folgt einordnen lassen:

- 2.000 MW werden im Durchschnitt ca. 500 – 2000 Stunden benötigt. Die Einsatzzeiten sind nicht limitiert auf die Wintermonate und können über mehrere Tage und Wochen gehen.
- 1.000 MW werden ca. 200 Stunden benötigt, wobei sie mindestens einmal im Jahr aktiviert werden - vorrangig im Winter.
- Weitere 1.000 MW werden ca. 15 Stunden benötigt für 1 bis 2 Wochen im Jahr. Die Aktivierungswahrscheinlichkeit liegt bei ca. 50 %.

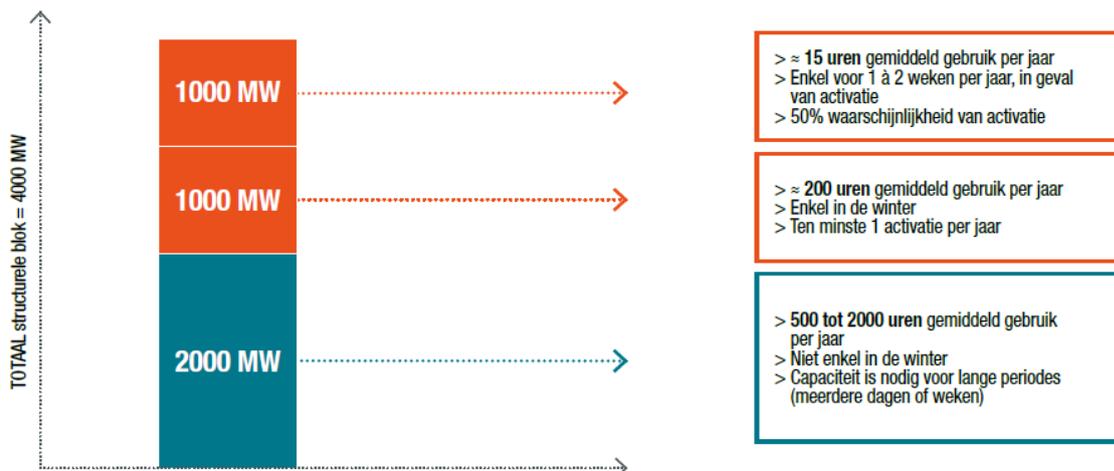


Abbildung 8: Zusammensetzung der Versorgungslücke nach durchschnittlicher Inanspruchnahme in 2027 (Elia - Adequacy Report 2017-2027)

Die Einordnung der Kapazität nach Stunden und Wahrscheinlichkeit ist dem stochastischen Modellierungsansatz der Elia geschuldet, welcher mit Hilfe einer Monte-Carlo-Simulation ca. 200 Jahre mit einem stochastischen Prozess zieht und anhand der Ergebnisse die Wahrscheinlichkeit einer Erzeugungslücke bzw. deren Erwartungswert als „Loss of load expectation“ (LOLE) ausgibt.

Eine Gesamtübersicht der zeitlichen Zusammensetzung des strukturellen Blockes, der Höhe in [MW], der Aktivierungswahrscheinlichkeit sowie den verschiedenen Szenarien wird in der nachfolgenden Abbildung 9 dargestellt.

Die dort gezeigten Szenarien bzw. Sensitivitäten entsprechen den weiter oben bereits geschilderten. Die Systematik der Aktivierungswahrscheinlichkeit und Dauer der durchschnittlichen Aktivierung wird am Beispiel der Sensitivität „Low-Capacity“ (mittlere Säule) erläutert. In dieser Sensitivität sind die Steinkohlekapazitäten in den europäischen Nachbarländern deutlich reduziert. Dies führt dazu, dass es der strukturelle Block im Jahr 2027 auf 8.000 MW steigt und somit die obere Bandbreite der betrachteten Sensitivitäten darstellt. Von diesen 8.000 MW werden:

- 1.000 MW in 1.500 – 2.000 (orange markiert) Stunden mit 100 % Wahrscheinlichkeit über mehrere Monate hin benötigt.
- 1.000 MW mit einer 100 % Wahrscheinlichkeit für ca. 500 – 1.000 Stunden (türkis markiert) über einen Zeitraum von mehreren Wochen benötigt.
- 1.000 MW mit einer Wahrscheinlichkeit kleiner als 100 % für ca. 200 Stunden (dunkelrot markiert) benötigt, davon nur im Winter, bei kaltem Wetter, ohne Wind und ohne unerwartete Ausfälle von anderen Erzeugungseinheiten.
- 1.000 MW mit einer Wahrscheinlichkeit kleiner als 50 % für ca. 15 Stunden (dunkelgrau markiert) benötigt, davon nur im Winter bei Kältewellen von ca. ein bis zwei Wochen.
- 4.000 MW mit einer Wahrscheinlichkeit kleiner als 25 % aktiviert für ca. 5 Stunden (grau markiert). Dieser Extremfall tritt auf, falls die Nachbarländer keinen Strom nach Belgien exportieren können.

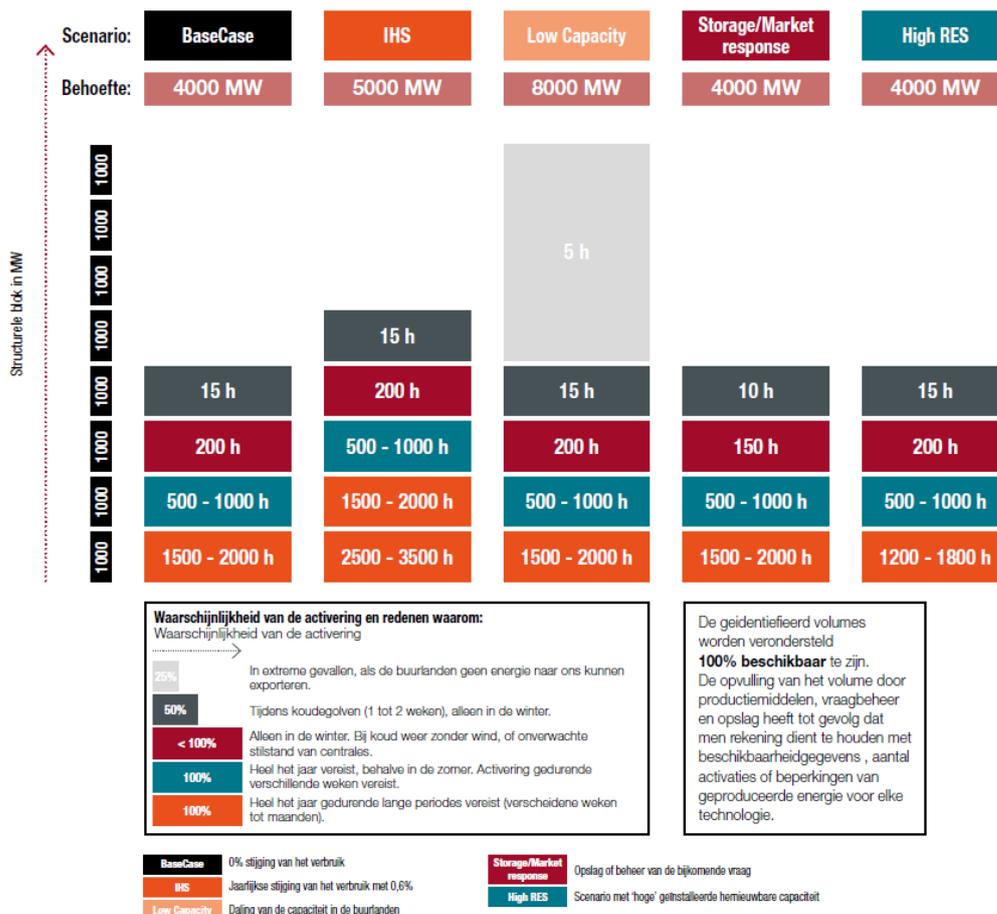


Abbildung 9: Übersicht der benötigten installierten Leistung und Vollbenutzungsstunden in den verschiedenen Szenarien im Jahr 2027 (Elia - Adequacy Report 2017-2027)

Aus der Abbildung wird ersichtlich, dass nicht nur die Leistungshöhe des strukturellen Blockes relevant ist sondern auch die Aktivierungswahrscheinlichkeit und die zeitlichen Dauer der in Anspruch genommen Leistung. Mit einer Wahrscheinlichkeit von 100 % werden 2.000 MW (3.000 MW im Falle einer erhöhten Nachfrage) in jeder Sensitivität benötigt. Anschließend nimmt sowohl die Wahrscheinlichkeit als auch die Anzahl der aktivierten Stunden ab, wobei insbesondere die Wintermonate maßgeblich für die Aktivierungsdauer, -höhe und -wahrscheinlichkeit sind.

2.3 Fazit

Die aufgezeigten Studien beschreiben, dass es bis zum Jahr 2022 im belgischen Energiemarkt keine Probleme bzgl. der Versorgungssicherheit gibt, wobei bis dahin kein Ausstieg aus der belgischen Kernkraftnutzung unterstellt ist. Untersuchungen zu den Auswirkungen einer längeren ungeplanten Nichtverfügbarkeit

der belgischen Kernkraftwerksblöcke oder zum Ausstieg aus der Kernenergienutzung sind nicht Gegenstand der anderen Studien. Daher ist der grundsätzliche Fokus der Studien ein anderer als in dieser Untersuchung.

Ab 2023 kommt es in Folge der Stilllegung der ersten Kernkraftblöcke zu einem Defizit in Höhe von 500 MW, welches durch zusätzliche inländische Kapazitäten gedeckt werden muss. Die Situation verschärft sich zunehmend bis zu dem Jahr 2027. Bis dahin steigt der strukturelle Block auf ca. 4.000 MW an, wovon zu 1.000 MW im Mittel 1500 – 2000 Stunden und 1.000 MW in 500 – 1.000 Stunden aktiviert werden müssen. Die betrachteten Sensitivitäten weisen unterschiedliche Höhen des SB auf, sodass dieser auf bis zu 8.000 MW ansteigen kann.

Die Kernaussagen der Ergebnisse lassen sich wie folgt beschreiben:

- Trotz einer niedrigen Wahrscheinlichkeit von hohen Erzeugungsdefiziten haben diese eine eminente Wirkung auf die Versorgungssicherheit.
- Die internationale Zusammenarbeit und Harmonisierung bei der Einführung von Kapazitätsmechanismen ist für den belgischen Energiemarkt von hoher Bedeutung.
- Es herrscht ein hoher Einfluss des ausländischen Erzeugungsparks auf den belg. Energiemarkt, da die derzeitigen belg. Erzeugungseinheiten aufgrund von Ineffizienzen nur eingeschränkt mit den ausländischen Kraftwerken konkurrieren können.
- Die Abhängigkeit Belgiens von ausländischen Importen, insbesondere nach dem Kernausstieg, ist von hoher Bedeutung.

Die Kernaussagen in den Studien zeichnen zum einen ein angespanntes Bild in der belgischen Stromversorgung. Zum anderen formulieren sie bereits auch mögliche Lösungen. Der ganz klare Fokus liegt dabei wohl auf der internationalen Kooperation, um den heimischen belgischen Stromerzeugungspark zu unterstützen. Somit sind sich die beiden zentralen belgischen Institutionen des mittelfristig anstehenden Wandels bewusst und setzen auf eine stärkere Kopplung der Gebotszonen.

3 SZENARIENDEFINITION

3.1 Methodendiskussion

Zur Analyse der Zukunft ist es notwendig Modelle zu verwenden, die den europäischen Strommarkt abbilden. Belgien bevorzugt dazu probabilistische Modelle, die eine große Anzahl von Variation von Inputparametern miteinander kombiniert. So werden z. B. unterschiedlichste Einspeise- und Lastsituationen miteinander verschnitten, wodurch sehr viele Ergebnisse entstehen. Dafür müssen für alle Inputparameter Eintrittswahrscheinlichkeiten hinterlegt werden. Die Ergebnisse ergeben dann für die Parameter Wahrscheinlichkeitsverteilungen. Auf diese Weise werden viele Kombinationen analysiert, die auftreten könnten. In Deutschland werden hingegen komplexe deterministische Computermodelle verwendet, die für 8760 h des Jahres die Erzeugungs- und Lastsituation wiedergeben. Dabei wird grundsätzlich davon ausgegangen, dass die Zukunft bekannt ist (perfect foresight) und für diese zukünftige Situation eine Modellrechnung durchgeführt. Dieses Verfahren ist in Deutschland State-of-the-Art und wird auch von der BNetzA und den Übertragungsnetzbetreibern z. B. im Rahmen der Netzentwicklungsplanung so verwendet. Es lässt eine detailliertere Modellierung auch von zeitkoppelnden Restriktionen (z. B. Mindestbetriebs- und Stillstandsdauern) sowie andere komplexere Zusammenhänge zwischen Beziehungen zu und ergibt z. B. einen genaueren Einblick in die Fahrweise von Erzeugern. Die Gutachter haben sich dafür entschieden das deterministische Verfahren anzuwenden, das in Deutschland üblicherweise verwendet wird.

Für die Untersuchung des Einflusses der belgischen Kernkraftwerke auf die belgische Versorgungssicherheit ist es notwendig, energiewirtschaftliche Szenarien zu definieren. In dieser Studie sind seitens des Auftraggebers vier Szenarien definiert worden. Diese sind aufgeteilt auf die drei verschiedenen Zeitpunkte 2015, 2020 und 2025. Für das Jahr 2020 wurde ein Szenario A mit einer teilweisen vorzeitigen Stilllegung definiert als auch ein Szenario B mit vollständigem Ausstieg aus der Kernenergie in Belgien.

Szenario	2015	2020 A	2020 B	2025
Stilllegung Tihange 2 & Doel 3	X	X		
Vollständiger Kernenergieausstieg			X	X

Die notwendigen Annahmen beruhen auf anerkannten öffentlichen Quellen, die als realistische Projektionen der Zukunft erachtet werden bzw. im Falle von 2015 die Vergangenheit darstellen. Die für die Berechnungen notwendigen Parameter basieren auf Studien aus Deutschland, Belgien und Europa:

- Bundesnetzagentur: Netzentwicklungsplan 2024 / 2025
- Bundesnetzagentur: Szenariorahmen 2030
- IAEW / Elia: Einfluss der Nichtverfügbarkeit belgischer Kernkraftwerke auf das europäische Energieversorgungssystem
- CREG: Study on the impact of price zones in different configurations in Europe
- CREG: Study on the measures to be taken in order to ensure an adequate volume of conventional production means to assure Belgium's electricity security of supply
- Elia: „Federaal Ontwikkelingsplan 2010-2020“
- Elia: Adequacy Study 2017-2027
- ENTSO-E: Ten-Year Network Development Plan (TYNDP 2016)
- ENTSO-E: Midterm-Adequacy Forecast, 2016
- TenneT: Market Review 2015

Grundsätzlich wurden weiterhin diverse Netzinfrastrukturparameter festgelegt, die sich in den kommenden Jahren verändern werden. Dazu zählen u. a.:

Szenario	2015	2020 A	2020 B	2025
Umsetzung ALEGrO		X	X	X
HVDC Verbindung Belgien - England		X	X	X
Weitere Inter- konnektoren				X
Neue Kraftwerke und Großspeicher				X

Die Auswahl der Parameter dient der Definition eines Basisszenarios, das einen im langjährigen Mittel eher gewöhnlichen Zustand der Systembelastung für 8760 Stunden des Betrachtungsjahres widerspiegeln soll. Explizit sind in dieser Konstellation keine Extremsituationen enthalten. Eine extreme Systembelastung kann auftreten, wenn z. B. mehrere Effekte wie hohe Last, geringe Erzeugung und/oder eine schlechte räumliche Verteilung von beidem zeitgleich auftreten.

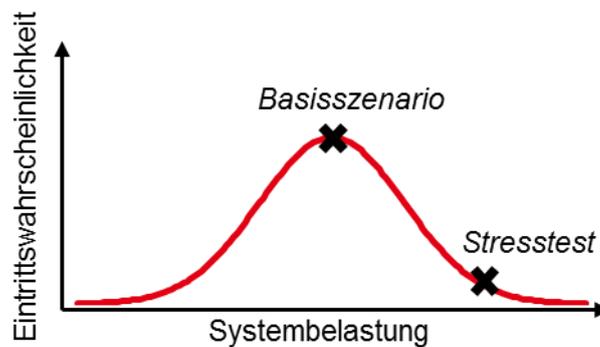


Abbildung 10: Unterscheidung Basisszenario - Stresstest

Für die Auslegung der zukünftigen Energieversorgung sind auch bzw. in besonderem Ausmaß die Betrachtung von Extremsituationen wichtig. Daher werden zusätzlich besondere Ereignisse in einem sogenannten Stresstest abgebildet. In den Stresstests werden Parameter verändert, die in Kombination die Versorgungssituation stressen. Das gleichzeitige Eintreten dieser Einflussfaktoren ist sehr unwahrscheinlich, aber dennoch möglich. Die gewählte Vorgehensweise ermöglicht dadurch auch Aussagen zur Robustheit der gewonnenen Ergebnisse.

Ziel dieses Vorgehens ist im ersten Schritt zu überprüfen, ob mit den im jeweiligen Szenario vorhandenen Erzeugungskapazitäten Versorgungssicherheit gewährleistet ist. Falls dies nicht der Fall sein sollte, würden in einem zweiten Schritt dann notwendige Gegenmaßnahmen aufgezeigt werden und in ihrem Umfang bestimmt. Dieses Vorgehen unterscheidet sich dahingehend von dem der Elia. Elia hat in ihrer aktuellsten Studie zur Versorgungssicherheit alle nicht ‚Grundlasterzeugungskapazitäten‘ als sicher bzw. vorhanden definiert. Gleichzeitig wurden alle anderen thermischen Kapazitäten dem System entzogen, da diese als in Zukunft nicht sicher als vorhanden angesehen werden. Basierend auf diesem verringerten Erzeugungspark wurde dann ein Bedarf ermittelt, der ‚struktureller Block‘ genannt wird. Elia ermittelt diese flexible Kapazität als notwendig für die Versorgungssicherheit. Die Gutachter wählen hingegen ein anderes Vorgehen. Hier wird eine fundierte Einschätzung über Vorhandensein von bestehenden Flexibilitäten z. B. Gaskraftwerke in den Input-Parametern mit berücksichtigt.

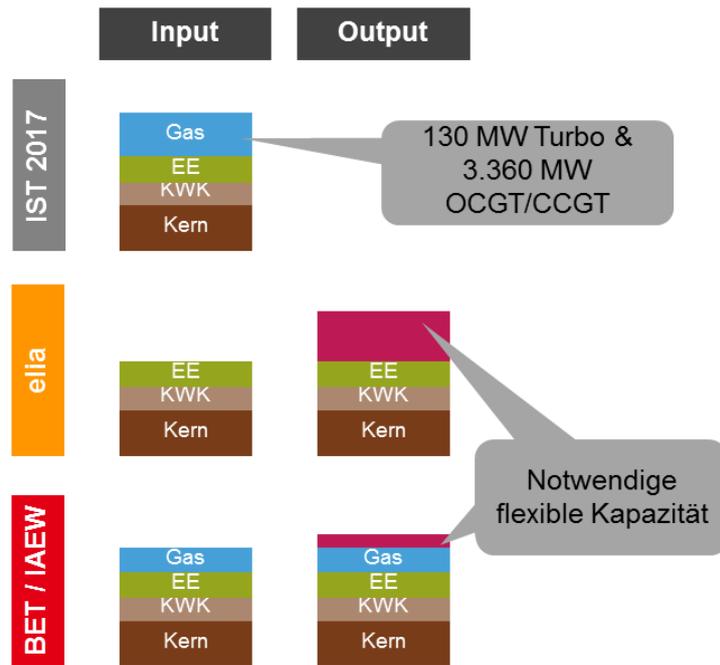


Abbildung 11: Vergleich der Inputparameter

Entsprechend den Ausführungen des ENTSO-E MAF ist die Gewährleistung der Vorhaltung von Regelreserveleistung nicht zwingend in allen durchgeführten Untersuchungen Bestandteil der Simulationen, da insbesondere in Szenarien mit geringer Wahrscheinlichkeit häufig auf diese verzichtet wird [4]. Für den sicheren Netzbetrieb sind Regelreserven maßgeblich und würden daher zusätzlich benötigt werden. Ein Zugriff auf diese letzte verbleibende „Sicherheitsmarge“ in einem langfristigen Planungsprozess scheint im Rahmen der Untersuchungen dieser Studie nicht zielführend. In den Berechnungen dieses Gutachtens ist deshalb in allen Untersuchungen die Vorhaltung von Regelreserveleistung, deren Bedarf auf öffentlich verfügbaren Daten basiert, als Nebenbedingung enthalten. Kraftwerke die Regelleistungen stellen, stehen nur dann für Redispatchmaßnahmen zur Verfügung, wenn hierdurch die Regelleistungsbereitstellung des Kraftwerks nicht verletzt wird. Im Rahmen der gewählten Methodik ist das Aufzeigen dieses Unterschiedes wichtig, da so in allen Simulationsergebnissen eine entsprechende Sicherheitsmarge vorhanden ist.

In den folgenden Kapiteln werden die Vorgehensweisen für die Basisfälle (Kap. 3.2) und die Stresstests (Kap. 3.3) genauer erläutert sowie mögliche Gegenmaßnahmen (Kap. 3.4) dargestellt. Die konkreten Parameter sind dann Bestandteil des Kapitels 3.5.

3.1.1 Marktsimulationsverfahren

In diesem Abschnitt wird das am IAEW entwickelte Optimierungsverfahren zur Simulation der Strommärkte vorgestellt, das im Rahmen der Analysen dieser Studie angewandt wurde. Zunächst werden dazu die Eingangsdaten und Ergebnisse sowie der Betrachtungsbereich dargestellt. Anschließend wird auf das methodische Vorgehen sowie den Optimierungsalgorithmus des Marktsimulationsverfahrens eingegangen.

Das Marktsimulationsverfahren fußt auf Methoden der Kraftwerkseinsatz- und Handloptimierung, die am IAEW im Rahmen der vergangenen Jahrzehnte entwickelt wurden [1]. Das Verfahren ist erprobt und wurde in verschiedenen Studien mit Übertragungsnetzbetreibern (NEP 2012 & 2013, Bedarfsanalysen, etc.), Kraftwerksbetreibern und Regulatoren sowohl aus Deutschland, als auch aus dem europäischen Ausland, angewendet [2] [3].

Eingangsdaten, Ergebnisse und Betrachtungsbereich

Das in dieser Studie eingesetzte Marktmodell umfasst eine detaillierte Abbildung eines Großteils der europäischen Marktgebiete. Zur Parametrierung dienen dazu folgende Eingangsdaten:

- Stündliche Zeitreihen der Nachfrage nach elektrischer Energie
- Stündliche Zeitreihen der Erzeugung aus Kraftwerken mit Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) sowie anderer Must-run Erzeugung wie Laufwasser, Windkraft, Photovoltaik oder Concentrated-Solar-Power (CSP)
- Primärenergiepreise (einschließlich Transportkosten und Steuern) sowie Preise für CO₂-Emissionszertifikate
- Falls notwendig: Einschränkungen in der Bereitstellung von Primärenergieträgern (bspw. maximale Förderungsbegrenzungen von Braunkohlegruben)
- Bereitstellende Regelleistung für jedes Marktgebiet
- Beckengrößen, Zuflüsse, Fallhöhen und Maschinentyp von (Pump-) Speicherkraftwerken sowie Wirkungsgrade für Pumpen und Turbinen.
- Maximale Leistung, eingesetzter Primärenergieträger, Maschinentyp (Gasturbine, Dampfturbine, Gas-und-Dampfturbine), Verfügbarkeit, Wärmeverbrauchskurve, Minimalleistung, minimale Betriebs- und Stillstandszeit und Startkosten aller thermischen Kraftwerke
- Stündliche Austauschzeitreihen mit Marktgebieten außerhalb des Simulationsbereiches (bspw. Iberische Halbinsel)
- Einschränkung der Austauschkapazitäten zwischen Marktgebieten über NTC oder flussbasierten Restriktionen

Ergebnis der Simulation sind der stündliche blockscharfe Kraftwerkseinsatz jeder Erzeugungseinheit im Betrachtungsbereich, stündliche Im- und Exporte der Marktgebiete sowie stündliche Marktpreise für elektrische Energie unter der Annahme von perfekter Voraussicht, vollkommener Markttransparenz und unter Vernachlässigung von Gebotsstrategien der Marktteilnehmer.

Alle oben aufgeführten Eingangsdaten, die im Rahmen dieser Studie verwendet wurden, stammen aus öffentlich verfügbaren Daten.

Methodischer Ansatz der Marktsimulation

Die Simulation des Strommarkts erfolgt dabei auf Basis der oben aufgeführten Eingangsdaten. Unter den getroffenen Annahmen eines vollkommenen Marktes werden dazu die gesamten Kosten der Stromerzeugung unter den modellierten technischen Restriktionen minimiert. Im Folgenden werden die grundlegenden Eigenschaften dieses Ansatzes zusammengefasst:

- Explizite Modellierung der zeitkoppelnden Füllstandsrestriktionen der Becken von (Pump-)Speicherkraftwerken und vernetzten hydraulischen Gruppen
- Optimierung unter perfekter Voraussicht; Berechnung des kostenminimalen Einsatzes der Erzeugungseinheiten unter Vernachlässigung von Unsicherheiten der Last und dargebotsabhängiger Erzeugung
- Simulation von Überspeisung durch Erzeugung auf Basis Erneuerbarer Energien (EE) sowie marktbasierter Abregelung
- Unter der Annahme vollkommener Märkte werden Day-Ahead- und Intraday-Markt nicht separat modelliert, da das Simulationsergebnis das Marktergebnis nahe zum Erfüllungszeitpunkt widerspiegelt.
- Regelleistungsbedarf ist als bindende Nebenbedingung in der Optimierung modelliert. Wasserkraftwerke und schnellstartbare Gasturbinen sowie andere thermische Kraftwerke, die sich im regelfähigen Betrieb befinden, können im Rahmen ihres Betriebsbereichs Regelleistung bereitstellen. Negative Regelleistung kann dabei nur durch Kraftwerke, die sich in Betrieb befinden, sowie durch Speicher bereitgestellt werden.
- Der Abruf vorgehaltener Regelleistung wird im Rahmen dieser Studie vernachlässigt.
- Die Simulation erfolgt in stündlichem Zeitraster.

Optimierungsalgorithmus

Die Ermittlung des europaweiten, kostenminimalen Kraftwerkseinsatzes stellt eine komplexe Aufgabe dar, die nur mittels mathematischer Optimierungsverfahren gelöst werden kann. Insbesondere aufgrund der Ganzzahligkeitsentscheidungen beim Einsatz thermischer Kraftwerke sowie der zeitlichen Kopplungen hydraulischer Erzeugungsanlagen und Gruppen kann das Problem für ein Simulationsjahr nicht mithilfe standardisierter mathematischer Verfahren gelöst werden. Die am IAEW entwickelte Marktsimulation nutzt eine sogenannte Lagrange-Relaxation, wozu die Gesamtaufgabe in Teilprobleme zerlegt wird, die jeweils mit spezialisierten Algorithmen gelöst werden können. An Stelle der Einbindung der Nebenbedingungen als additive Terme der Optimierungsfunktion werden gewichtete Multiplikatoren, sogenannte Lagrange-Multiplikatoren, verwendet.

Ausgehend von einer Startlösung erfolgt die Koordination der einzelnen Aufgaben mithilfe von Lagrange-Multiplikatoren, die die Einhaltung der systemkoppelnden Nebenbedingungen wie Nachfrage- und Reservedeckung gewährleisten. Abbildung 12 veranschaulicht das gewählte Vorgehen.

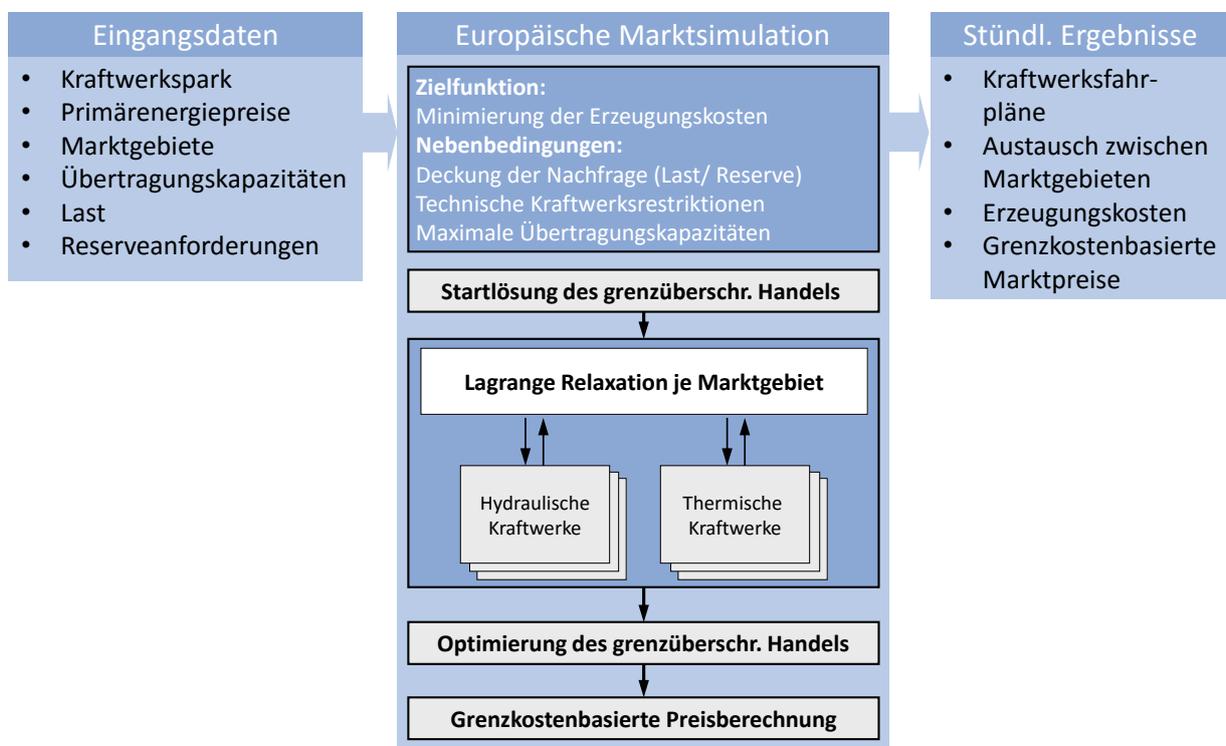


Abbildung 12: Verfahrensübersicht der Marktsimulation

Mit der Übernahme der ermittelten Ganzzahligkeitsentscheidungen als Ergebnis der Lagrange-Relaxation wird in einem weiteren Verfahrensschritt das Restproblem der Lastaufteilung unter Berücksichtigung des nun bekannten Betriebszustands aller Erzeugungsanlagen gelöst und anschließend eine grenzkostenbasierte Preisberechnung durchgeführt. Wesentliche Ergebnisse der Marktsimulation sind somit der systemweite, blockscharfe und kostenminimale Kraftwerkseinsatz, die resultierenden Gesamtkosten der Stromerzeugung zur Nachfragedeckung und Regelleistungsvorhaltung, die Im- und Exporte sowie die grenzkostenbasierten stündlichen Marktpreise für Fahrplanenergie für jedes Marktgebiet.

3.1.2 Netzbetriebs- und Redispatchsimulation

Aufgrund der verwendeten räumlich hoch-aufgelösten Last- und EE-Modelle sowie der Zuordnung der blockscharf ermittelten Kraftwerkseinspeisungen zu Netzknoten im Übertragungsnetz ist eine knotenscharfe Netzbetriebs- und Redispatchsimulation möglich. Da in dieser Studie die Stromversorgung Belgiens im Vordergrund steht, wird die koordinierte Optimierung des Netzbetriebs und Redispatches für Belgien und die

Anrainerländer Niederlande und Deutschland unter Berücksichtigung der Leistungsflüsse im gesamten europäischen Verbundsystem durchgeführt.

Die Bestimmung der Arbeitspunkte leistungsflusssteuernder Betriebsmittel unter Berücksichtigung der Grenzwerteinhaltung im ungestörten Betrieb wie auch in möglichen Situationen mit Betriebsmittelausfällen stellt mathematisch gesehen ein sogenanntes Security-Constrained Optimal Power Flow (SCOPF)-Problem dar. Derartige Probleme umfassen eine Optimierung von Betriebsmitteln unter Berücksichtigung der Leistungsflussgleichungen sowie der Redundanzanforderungen im Sinne des (N-1)-Kriteriums. Zur Lösung dieser Probleme im Rahmen dieser Studie ist ein am IAEW entwickeltes, zeitkoppelndes, netzbezogenes Optimierungstool (ZKNOT) angewendet worden, das speziell für die Anwendung auf komplexe und betriebsnahe Übertragungsnetzmodelle ausgelegt worden ist.

Die Entwicklungen des ZKNOT-Optimierungsframeworks fanden unter anderem auch im Rahmen des FP7-Projektes Umbrella unter Beteiligung der TSO Security Corporation (TSC) Initiative statt, in dem die Optimierungsumgebung für den Einsatz im Rahmen der Betriebsplanungsprozesse und des Echtzeitbetriebs von Übertragungsnetzen hin konzeptioniert wurde.

Das Optimierungsframework selbst stellt eine modulare, objektorientierte Umgebung zur Verfügung, die eine direkte Formulierung verschiedenster Optimierungsaufgaben ermöglicht. Diese umfassen auf der Seite der Freiheitsgrade neben leistungsflusssteuernden Betriebsmitteln auch marktbezogene Eingriffe in den Fahrplan von Erzeugungseinheiten im Rahmen des Redispatchs sowie Maßnahmen zur Spannungshaltung. Dabei können Stromgrenzen, Spannungsgrenzen und Spannungsphasenwinkeldifferenzen berücksichtigt werden. Als gängige Zielfunktionsformulierungen sind die Minimierung des Umfangs an Grenzwertverletzungen, die Minimierung oder Maximierung von Betriebsmitteleinsätzen, eine Verlustminimierung oder auch eine Kostenminimierung direkt vorgesehen. Eine weitere Anforderung bei der Entwicklung des Optimierungsframeworks war die Möglichkeit zur Berücksichtigung von Steuerungseingriffen im Anschluss an das Eintreten von Ausfallsituationen, die häufig auch als kurative oder korrektive Maßnahmen bezeichnet werden. Dabei wird die kurzfristige Überlastfähigkeit der Strombelastbarkeit der Zweige elementscharf abgebildet.

Die Lösung des OPF-Problems innerhalb des beschriebenen Optimierungsframeworks erfolgt durch einen sukzessiven Ansatz mit einer überlagerten Koordination der zu berücksichtigenden kritischen Ausfallsituationen, wie in Abbildung 13 dargestellt. Dazu werden zunächst durch eine Ausfallrechnung die relevanten Ausfallsituationen und Betriebsmittel identifiziert. Darauf aufbauend wird ein – je nach Anwendung – lineares oder quadratisches Optimierungsproblem im aktuellen Arbeitspunkt formuliert und gelöst. Dabei ist hervorzuheben, dass alle Linearisierungen stets im aktuellen Arbeitspunkt durchgeführt und nicht vorberechnet werden, sodass auch eine Anpassung der Netztopologie in Zeitreihenrechnungen problemlos möglich ist. Die Lösung des Optimierungsproblems wird in das Netzmodell übertragen; anschließend wird zur Kompensation der Nichtlinearitäten des Leistungsflussproblems der Optimierungsvorgang auf Basis einer erneuten Leistungsflussberechnung iterativ wiederholt. Nach Abschluss dieses Optimierungsvorgangs wird das formulierte Optimierungsproblem unter Berücksichtigung der zuvor identifizierten Ausfallsituationen gelöst. Hierbei werden explizit die Nichtlinearität der Leistungsflussgleichungen berücksichtigt und auch besondere Kontrollschemas zur Wirkleistungsbilanzierung, wie beispielsweise eine Merit-Order-basierte Regelzonenbilanzierung, abgebildet.

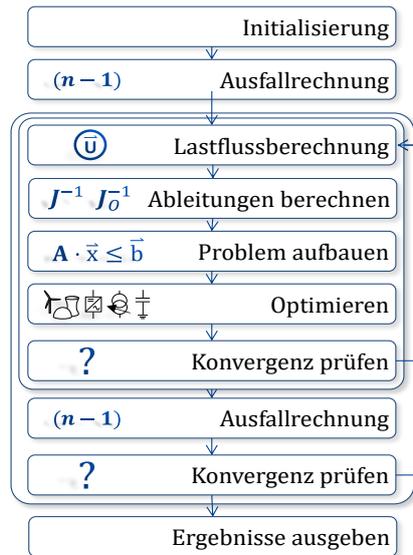


Abbildung 13: Verfahrensablauf zur Lösung von SCOPF-Problemen

Die in dieser Studie zur Anwendung gekommene Optimierung besteht aus Einzelstundenbetrachtungen jeder Stunde der jeweiligen Untersuchungsjahre. Dabei werden die Stromgrenzen aller Leitungen im Optimierungsbereich sowohl im (N-0)-Grundfall, dessen Kraftwerkseinsätze zu Beginn aus den Ergebnissen der Marktsimulation resultieren, und aller relevanten (N-1)-Situationen zu dieser Last-/Einspeisesituation berücksichtigt. Mögliche Freiheitsgrade in der Optimierung sind neben den marktbasieren Maßnahmen, wie Kraftwerksredispatch und Abregelung von EE-Anlagen, auch die Anpassung der Einspeisungen von HGÜ-Anlagen und die Stufung von Phasenschiebertransformatoren als leistungsflusssteuernde netzbezogene Betriebsmittel. Durch geeignete Parametrierung von betriebsmittelspezifischen Strafkosten bzgl. der Abweichung vom marktbasieren Kraftwerkseinsatz bzw. dem Grundzustand der HGÜ-Leitungen und Transformatoren ist eine bedingte Priorisierung der Maßnahmen erfolgt.

Zentrale Ergebnisse der Simulationen, die mit Hilfe des Optimierungsframeworks durchgeführt worden sind, sind Leitungsauslastungen unter Berücksichtigung des (N-1)-Kriteriums sowie benötigte Redispatchvolumen zur Sicherstellung eines sicheren Netzbetriebes. Auf Basis dieser Ergebnisse können Engpässe innerhalb des belgischen und deutschen Stromnetzes identifiziert und der erwartete Redispatchbedarf in den jeweiligen Szenarien bestimmt werden. Des Weiteren ergeben sich neben den kommerziellen auch die erwarteten physikalischen Importe und Exporte. Darüber hinaus ist eine Auswertung der physikalischen Flüsse im (N-0)- und (N-1)-Fall auf allen Leitungen – im Rahmen dieser Studie insbesondere den belgischen Leitungen – möglich, sodass eine Abschätzung der Netzsicherheit anhand der verbleibenden Engpässe nach dem durch die Optimierung ermittelten Redispatcheinsatz erfolgen kann. In diesem Zusammenhang wird jeweils ausgewertet, ob in Belgien alle Überlastungen durch Redispatch zu beheben sind, oder ob auch nach Durchführung der Simulation Überlastungen verbleiben.

3.2 Basisfall

Der Basisfall ist der Normalfall und bildet die im langjährigen Mittel zu erwartenden Rahmenbedingungen ab. Es wird ein normales Wetterjahr mit einer Laststruktur betrachtet, die in der Vergangenheit eingetreten ist und als durchschnittlich repräsentativ gilt. Des Weiteren werden mittlere wartungs- und störungsbedingte Nichtverfügbarkeiten von Kraftwerken auf Basis langjähriger Verfügbarkeitsstatistiken angenommen. Außergewöhnliche Ereignisse, wie z. B. eine besonders kalte Winterperiode mit stark erhöhter Nachfrage werden hierin zunächst ausgeklammert. Der Basisfall erlaubt somit eine Aussage dahingehend, ob das System bei üblichen Randbedingungen stabil betrieben werden kann. Es erlaubt auch eine Aussage über den im Durchschnitt zu erwartenden Kraftwerkseinsatz, Import- und Exportmengen usw.

Im Rahmen der Simulationen wird der in Abbildung 14 dargestellte Betrachtungsbereich berücksichtigt. Dieser umfasst das gesamte Gebiet der ENTSO-E mit Ausnahme von Island, Zypern und der Türkei. Marktgebiete sind orientiert an Ländergrenzen.



Abbildung 14: Geographischer Betrachtungsbereich der Untersuchungsrahmens

Sämtliche Simulationen werden dabei immer für ein gesamtes Jahr mit stündlicher Auflösung durchgeführt.

3.3 Abbildung höherer Belastung („Stresstests“)

Dass ein elektrisches Versorgungssystem im Normalfall funktioniert, ist eine notwendige aber nicht hinreichende Feststellung. Normale, also durchschnittliche Situationen entstehen durch die Kombination einzelner normaler Verläufe aus Eingangsparametern. Auch diese Kombinationen enthalten Stunden hoher und sehr hoher Belastung für das Versorgungssystem, auch hier kommen ungünstige Parameter zusammen und die 8.760 Stunden des normalen Rechen-Jahreslaufes, den wir Basisfall nennen, geben bereits Auskunft über die Belastbarkeit des Systems.

Doch die Anforderungen an das Versorgungssystem einer hoch entwickelten Industrienation und Dienstleistungsgesellschaft sind höher. Auch in seltenen Situationen, die nicht jedes Jahr auftreten, sondern nur beim ungünstigen Zusammentreffen besonderer Umstände, soll die Versorgung sichergestellt werden. Zugleich wäre es abwegig, alle ungünstigen Umstände miteinander zu kombinieren, da dieses Ereignis so unwahrscheinlich oder gar unmöglich ist, dass es nicht vom System aufgefangen werden können muss. Die folgende Abbildung verdeutlicht dies:

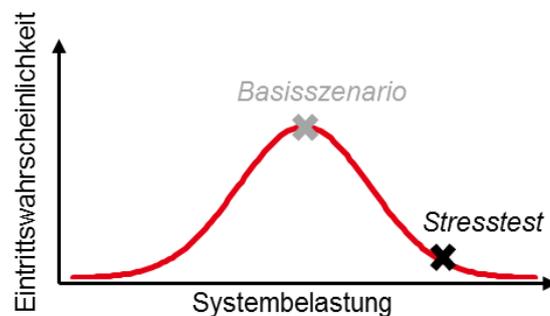


Abbildung 15: Basisszenario und Stressszenario

Das Basisszenario führt zu einer Systembelastung, wie sie in den meisten Fällen, also in der Regel eintritt. Die geringeren Belastungszustände (weiter links im Schaubild) sind für das System im Hinblick auf die Versorgungssicherheit eher unproblematisch. Der Stresstest aber ist so zu wählen, dass er das System besonders stark belastet, also weit rechts auf der roten Linie liegt, zugleich aber nicht so unwahrscheinlich ist, dass er nicht der Betrachtung bedarf.

Um diese Situation zu generieren ist es ratsam, die relevanten Hauptparameter des untersuchten Systems zu variieren. Im Falle des belgischen Versorgungssystems sind dies die folgenden:

- **Lastsituation in Belgien**

Da das belgische Versorgungssystem in den untersuchten Szenarien eher knappe Erzeugungskapazitäten ausweist, sind Situationen hoher Last grundsätzlich potentiell kritisch. Denn in diesen Stunden müssen viele Erzeuger liefern, um die Last zu decken. Folglich ist eine hohe Last im Inland, wie sie typisch zu Herbst- und Frühjahrs-Nachmittagen ab 18:00 h auftritt, Bestandteil des Stressszenarios.

- **Lastsituation in Frankreich**

Dieselben Situationen sind auch für das Nachbarland Frankreich kritisch. Hier spielen die Elektro-Direktheizungen eine große Rolle, denn in vielen Haushalten werden gerade diese bei kaltem Wetter zur Heimkehrzeit angeschaltet und sorgen für eine zusätzliche Lastspitze. Dies war im Jahre 2012 in extremer Ausprägung zu beobachten. Für Belgien bedeutet eine angespannte Situation in Frankreich, dass von dort kein Import zu erhoffen ist, der die belgische Situation entspannen könnte. Dies ist folglich der zweite Teil des Stressszenarios.

- **Verfügbarkeit der Kraftwerke**

Eine zeitgleiche höhere Nichtverfügbarkeit von Kraftwerken wurde bereits in Kapitel 2.1 exemplarisch dargelegt. Derartige Ausfallsituationen sind also nicht von vorne herein auszuschließen. Sollten somit zeitgleich Nichtverfügbarkeiten, also Kraftwerksausfälle, größere Anteile der Erzeugung ausfallen als statistisch normal, verschärft dies die Versorgungssituation zusätzlich.

Die quantitative Ausprägung der genannten Parameter wird in Abschnitt 3.5 beschrieben. Das Zusammenreffen all dieser Umstände ist unwahrscheinlich, aber keineswegs ausgeschlossen. Die geringe Zuverlässigkeit der belgischen Atomkraftwerke erhöht die Wahrscheinlichkeit zeitgleicher Ausfälle, Situationen hoher Last treten in mehr oder weniger ausgeprägter Form jedes Jahr auf. Das hier skizzierte Stressszenario ist daher ein realer, wenn auch extremer und seltener Versorgungsfall. Er erlaubt vor allem eine Aussage dahingehend, inwieweit das System an die Grenze seiner Reserven kommt.

Der geographische und zeitliche Betrachtungsbereich bleibt im Rahmen der Stresstests unberührt.

3.4 Mögliche Maßnahmen zur Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit

Um in normalen und in gestressten Systemzuständen die Versorgungssicherheit zu gewährleisten und besonders, um sich auf absehbare besondere Extremsituationen vorzubereiten, kommen unterschiedliche Maßnahmen, im Folgenden zusammenfassend „Gegenmaßnahmen“ genannt, in Frage. Diese können in zweierlei Hinsicht hilfreich sein. Zum einen können sie ein Erzeugungsdefizit ausgleichen helfen, also Marktseitig wirken. Zum anderen kann ein Problem der Versorgungssicherheit darin bestehen, dass das Übertragungsnetz nicht ausreichend in der Lage ist, die vorhandene Erzeugungleistung und die Lastschwerpunkte in Verbindung zu bringen, also existiert ein Netzengpassproblem. Unterschiedliche Gegenmaßnahmen adressieren einen oder beide Aspekte, wie im Folgenden dargestellt werden wird.

- **Neue Gaskraftwerke**

Der Neubau von Gaskraftwerken, GuD oder GT-Einheiten, ist aus systemanalytischer Sicht eine Art „Allheilmittel“. Richtig positioniert können diese Einheiten theoretisch nicht nur das bilanzielle, marktseitige Problem wirksam bekämpfen, sondern zugleich das Übertragungsnetz entlasten, indem sie in

Knappheitssituationen in der Nähe des Lastschwerpunktes elektrische Energie erzeugen. Auch auf einen potentiellen Ausstieg aus der Kernenergienutzung bieten sie die triviale Lösungsoption, die wegfallenden Erzeugungskapazitäten im erforderlichen Umfang zu ersetzen⁵.

Dennoch beinhaltet diese Gegenmaßnahme zugleich auch ein Problem: In der derzeitigen und absehbaren Marktsituation ist die Rentabilität (Vollkostendeckung) eines Gaskraftwerksneubaus nicht gegeben. Es wird sich also allein durch Marktanreize getrieben voraussichtlich kein Investor für Neubaukraftwerke finden, sofern nicht besondere Umstände (Nutzung anderer Marktstufen, Auskopplung von Prozesswärme, etc.) einen nennenswerten und sicher planbaren Zusatzerlös in Aussicht stellen.

Sofern also der Neubau von konventionellen Erzeugungsanlagen als Gegenmaßnahme eingeplant werden soll, ist mit hoher Wahrscheinlichkeit eine staatliche Einflussnahme durch Schaffung zusätzlicher Anreize unumgänglich. Dies gilt auch für die von uns angenommenen Neubauten.

- **Verlängerung des Betriebs bestehender Gaskraftwerke**

Einen Teil der heutigen Versorgungsaufgabe decken bestehende konventionelle Kraftwerke ab, deren wirtschaftliche Situation in vielen Fällen kritisch sein dürfte, soweit sie nicht über die erwähnten besonderen Umstände / Zusatzerlöse verfügen. Damit sind diese Bestandskraftwerke, auch die von uns angenommenen Bestandskraftwerke, ein Lösungsbestandteil, der nur unter Vorbehalt als sicher angesehen werden kann. Die Situationsanalyse stellt sich ähnlich den Neubauprojekten dar. Ein Wegfall dieser Bestandskraftwerke würde die Markt- und ggf. auch die netzseitige Situation verschlechtern. Umgekehrt kann die Verlängerung ihrer technischen Lebensdauer – soweit technisch-wirtschaftlich darstellbar und genehmigungsrechtlich möglich - einen Beitrag zur Lösung darstellen.

- **Netzausbau im belgischen Netz**

Insbesondere die angespannte Netzsituation kann durch Netzausbau im belgischen Netz adressiert werden. Dieser ist teilweise bereits in Planung⁶. Je nach Inanspruchnahme anderer Gegenmaßnahmen kann zusätzlicher Netzausbaubedarf notwendig werden, z. B. wenn zusätzliche Interkonnektoren eingebunden werden müssen oder diese Interkonnektoren durch ihre Einspeisung den Lastfluss im belgischen Netz verändern.

- **Internationale Verknüpfung / Interkonnektoren**

Belgien ist bereits heute von Stromimporten abhängig. Ein weiterer Rückgang der Binnenerzeugung würde diese Situation verschärfen. Jedoch sind dem Import natürliche bzw. technische Grenzen gesetzt, da die internationalen Kuppelleitungen nur eine begrenzte Übertragungskapazität haben. Der Zubau neuer Kuppelleitungen stellt eine wichtige Option dar, auch zwischen Belgien und Deutschland eine Stärkung des internationalen Stromhandels zu ermöglichen. Die bereits in Umsetzung befindliche ALEGrO Leitung zwischen Belgien und Deutschland ist ein Beispiel hierfür, auch zu anderen Nachbarstaaten (NL, GB) sind weitere Leitungsprojekte in Planung. Außerdem werden in diesem Gutachten weitere Verbindungsoptionen nach Deutschland untersucht.

- **Aktivierung ausländischer Erzeugungseinheiten**

Bei grenznaher, geeigneter Lage können derzeit stillstehende ausländische Erzeugungseinheiten wie z. B. der Kraftwerksblock „Claus C“ in den Niederlanden einen Beitrag zur bilanziellen Problemlösung liefern. Je nach Lage muss die netztechnische Anbindung dieser Einheiten untersucht werden, zudem gelten dieselben wirtschaftlichen Bedenken wie unter den erstgenannten Punkten. Die Option scheint dennoch beachtenswert, da der Einsatz eines vorhandenen Kraftwerks tendenziell wirtschaftlich günstiger ist als ein Neubau.

- **Lastreduzierung / Flexibilisierung**

Lastreduzierung im Allgemeinen („Effizienz“) und Lastmanagement bzw. Lastflexibilisierung im Be-

⁵ Das Vorhandensein entsprechender Gaskapazitäten wurde im Rahmen dieser Studie nicht untersucht und muss im Einzelfall geprüft werden.

⁶ Vgl. <http://www.elia.be/en/projects/grid-projects>

sondern sind probate Mittel, um Versorgungsengpässen zu begegnen. Eine Erschließung von Potentialen des Lastmanagements über die hier getroffenen Annahmen hinaus kann daher einen relevanten Beitrag zur Lösung von marktseitigen und bei geeigneter Allokation auch netzseitigen Problemen liefern.

Eine zusätzliche Schwierigkeit bezüglich der Gegenmaßnahmen liegt darin, dass sie einen zeitlichen Vorlauf benötigen, wie die folgende Graphik veranschaulicht.

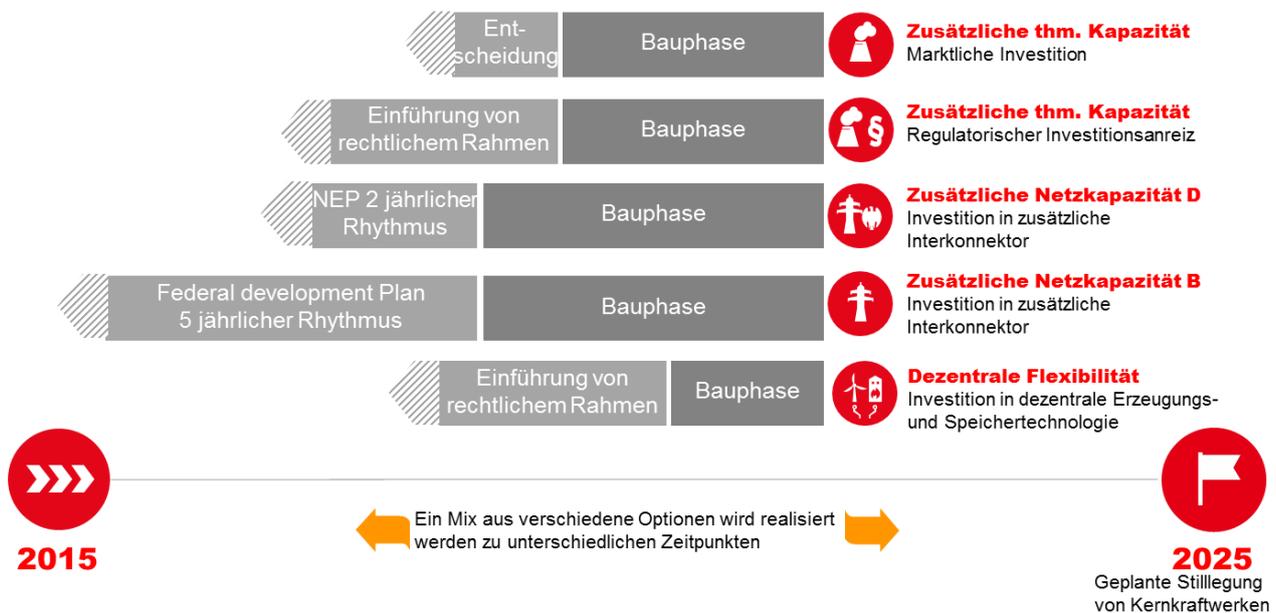


Abbildung 16: Gegenmaßnahmen und ihr zeitlicher Vorlauf

Sowohl für Erzeugungsanlagen als auch für Netzausbau werden mehrere Jahre der Planung und Realisierung bis zur Inbetriebnahme vergehen. Auch gesetzliche Änderungen oder die Schaffung neuer Anreizsysteme brauchen einen Vorlauf.

Wie diese Auflistung verdeutlicht, ist keine der Gegenmaßnahmen alleine geeignet, die Herausforderungen einer möglichen Knappheitssituation infolge eines Atomausstieges zu bewältigen, weil technische oder wirtschaftliche Aspekte dies erschweren. Eine Kombination von geeigneten Maßnahmen und ein hoher bilateraler Umsetzungswille sind also Voraussetzung für eine gelingende Umsetzung.

3.5 Ausgestaltung konkreter Parameter

In diesem Abschnitt werden die den Simulationen zugrunde liegenden Eingangsdaten näher beschrieben. Dazu gehören insb. Erzeugungskapazitäten und Verbrauch, Im- und Exportkapazitäten, Primärenergiepreise sowie der angenommene Netzausbau in Europa.

3.5.1 Erzeugungssystem

Die Parameter des europäischen Speicher- und Kraftwerksparks basieren für die beiden Stützjahre (2020 und 2025) auf dem Mid-term Adequacy Forecast 2016 (MAF2016) der ENTSO-E [4], dessen Parametrierung konsistent mit den Szenarien des Ten-Year Network Development Plan 2016 (TYNDP2016) ist.

Da für Deutschland detailliertere Informationen in Form eigener Datenbanken sowie Veröffentlichungen der Bundesnetzagentur (BNetzA) [5] vorliegen, wird der deutsche Entwicklungspfad um entsprechende Ab- und Zubauten⁷ angepasst. Dies beinhaltet u. a. die Berücksichtigung der Sicherheitsbereitschaft im Stützjahr

⁷ Es wird angenommen, dass das Steinkohlekraftwerk Datteln 4 bis 2020 in Betrieb geht.

2020, in welche Braunkohlekapazitäten in Höhe von rd. 2,7 GW überführt werden, bevor sie langfristig (bis zum Jahr 2025) endgültig stillgelegt werden. Des Weiteren bilden rd. 2 GW der gasgefeuerten Kraftwerke in Deutschland in beiden Stützjahren die Kapazitätsreserve. Die Auswahl der Kraftwerke⁸ orientiert sich dabei an [6]. Dabei werden die größten Kraftwerke südlich der Main-Linie ausgewählt, welche von den deutschen Übertragungsnetzbetreibern als systemrelevant angezeigt wurden. Sowohl Sicherheitsbereitschaft als auch Kapazitätsreserve werden im Rahmen der Marktsimulation ausschließlich im Falle eines Leistungsdefizites aktiviert und stehen somit dem regulären Strommarkt nicht zur Verfügung.

Darüber hinaus fließen in die Parametrierung des belgischen Stromerzeugungssystems aktuelle Informationen aus dem aktuellen Konsultationsprozess „Strategic reserves for winter 2017-18“ [15] von Elia für das Stützjahr 2020 ein. Gemäß der Szenariendefinition aus Abschnitt 3.1 wird für 2020A eine Stilllegung der Blöcke Tihange 2 und Doel 3 unterstellt sowie für 2020B und 2025 der vollständige Kernenergieausstieg in Belgien angenommen. Abbildung 17 stellt zusammenfassend die sich daraus resultierenden installierten Kapazitäten für den Fokusbereich Deutschland, Belgien, Frankreich und die Niederlande dar.

Der Ausbau von Anlagen auf Basis Erneuerbarer Energien basiert ebenfalls auf den Annahmen des MAF2016, wobei für Windenergieanlagen der Offshore-Anteil des Scenario Outlook & Adequacy Forecast (2015) [7] unterstellt wird. Für Deutschland werden die Ausbauziele für Erneuerbare Energien um die Zielvorgaben des EEG2017⁹ erweitert. Dabei werden sowohl erwartete Stilllegungen nach Ende der EEG-Vergütung als auch Zubauraten zum Erreichen des politisch angestrebten Ausbaukorridors berücksichtigt. Die belgischen Erzeugungskapazitäten basieren für 2020 auf den veröffentlichten Daten von [15] und für 2025 auf dem Langfristszenario nach [8] (vgl. Abbildung 17).

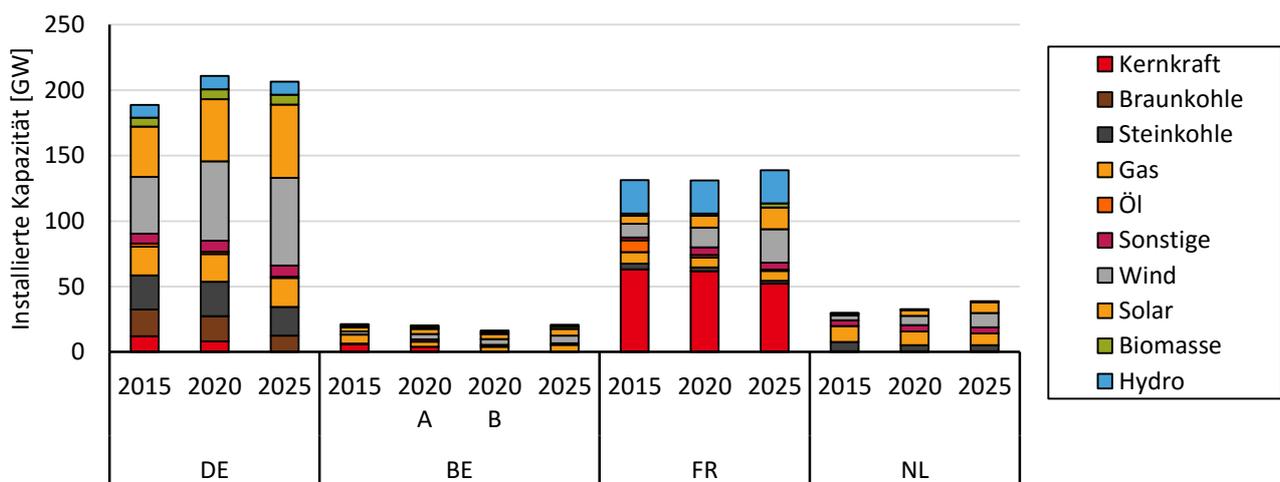


Abbildung 17: Installierte Kapazitäten des Fokusbereichs (Deutschland, Belgien, Frankreich, Niederlande)

Hinsichtlich der Dargebotsabhängigkeit wird für die Simulationen der zukünftigen Stützjahre 2020 und 2025 das meteorologische Wetterjahr 2012, welches in [9] als charakteristisch bewertet wird, unterstellt. Bei Neuanlagen (Inbetriebnahme nach 31.12.2015) wird eine Verbesserung der Anlagenkennlinien unterstellt, so dass sich für Deutschland die in Tabelle 3 dargestellten Volllaststunden gemäß [9] ergeben. Zudem wird für deutsche Biomasse-Anlagen durch eine Anpassung der Volllaststunden und Fahrweise die Flexibilitätsprämie entsprechend berücksichtigt.

⁸ Staudinger 4, Ulrich Hartmann (Irsching 4), Irsching 5

⁹ Ausbauziele entsprechend den aktuell gültigen Ausbauzielen der Bundesregierung veröffentlicht vom BMWi.

	Bestandsanlage	Neuanlage
Wind onshore	1700	2300
Wind offshore	4300	4300
Photovoltaik	920	950
Biomasse	6200	5000

Tabelle 3: Volllastbetriebsstunden Deutschland [h/a] [9]

3.5.2 Verbrauch

Die Entwicklung der europäischen Nachfrage nach elektrischer Energie (Jahresenergiemenge sowie Spitzenlast) basiert ebenfalls auf dem MAF2016. Die Last Deutschlands hingegen wird konform der Datengrundlage des NEP 2017-2030 (Szenario B) [9] mit einer Jahresenergiemenge von 547 TWh und einer Spitzenlast von 84 GW angenommen. Des Weiteren werden für die Annahmen zur belgischen Last die Annahmen des Konsultationsdatensatzes des [15] (Jahresenergiemenge: 86,6 TWh; Spitzenlast: 12.98 GW) für beide Stützjahre zugrunde gelegt. Für Deutschland, Belgien, Frankreich und die Niederlande ergibt sich damit die in Abbildung 18 dargestellte Entwicklung der elektrischen Nachfrage.

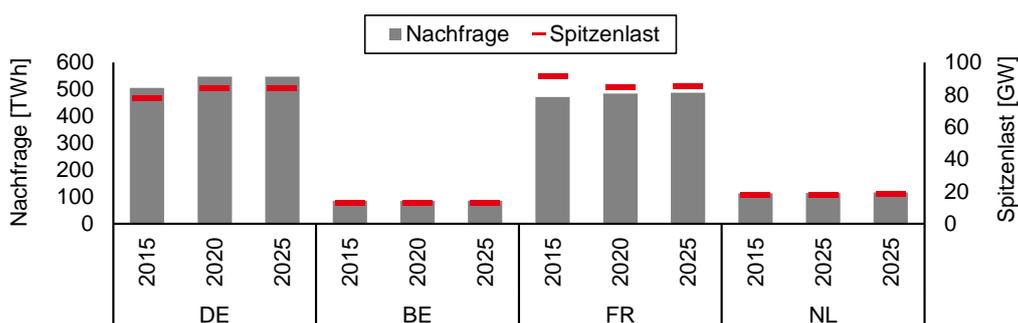


Abbildung 18: Entwicklung des Jahresverbrauchs und der Spitzenlast

In Belgien wird zudem eine Nachfrageflexibilität in Höhe von 826 MW berücksichtigt, deren Parametrierung (Potential und Profil) auf Basis von Pöry¹⁰ erfolgt ist. Dabei wird die Nachfrageflexibilität als Möglichkeit einer Lastabschaltung im Rahmen der Untersuchungen modelliert, welche sowohl in Markt- als auch Netzbetriebs- bzw. Redispatchsimulation berücksichtigt wird.

3.5.3 Übertragungskapazitäten

Im Rahmen dieser Studie werden die kommerziellen Handelsflüsse mittels Net Transfer Capacities (NTC) innerhalb der Marktsimulation beschränkt. Diese entstammen [4], wobei auch zwischen Deutschland und Österreich eine Engpassbewirtschaftung eingeführt wird [10], die mit 5.600 MW angesetzt wird. Da 2025 im Basisfall die Realisierung des zweiten HGÜ-Interkonnectors zwischen Belgien und Deutschland unterstellt wird, wird der entsprechende NTC auf 2.000 MW erhöht. Gemäß [8] wird zudem ein koordinierter NTC für Belgien eingeführt, welcher den maximalen (zeitgleichen) Import für die Jahre 2020 und 2025 auf

¹⁰ Pöry, OVERVIEW OF NET OFF-TAKE REDUCTION POTENTIALS IN BELGIUM, 06.10.2015

6.500 MW¹¹ beschränkt. Unter Berücksichtigung dieser Annahmen ergeben sich die in Abbildung 19 dargestellten Im- und Exportkapazitäten zwischen Deutschland, Belgien und deren Anrainern¹².

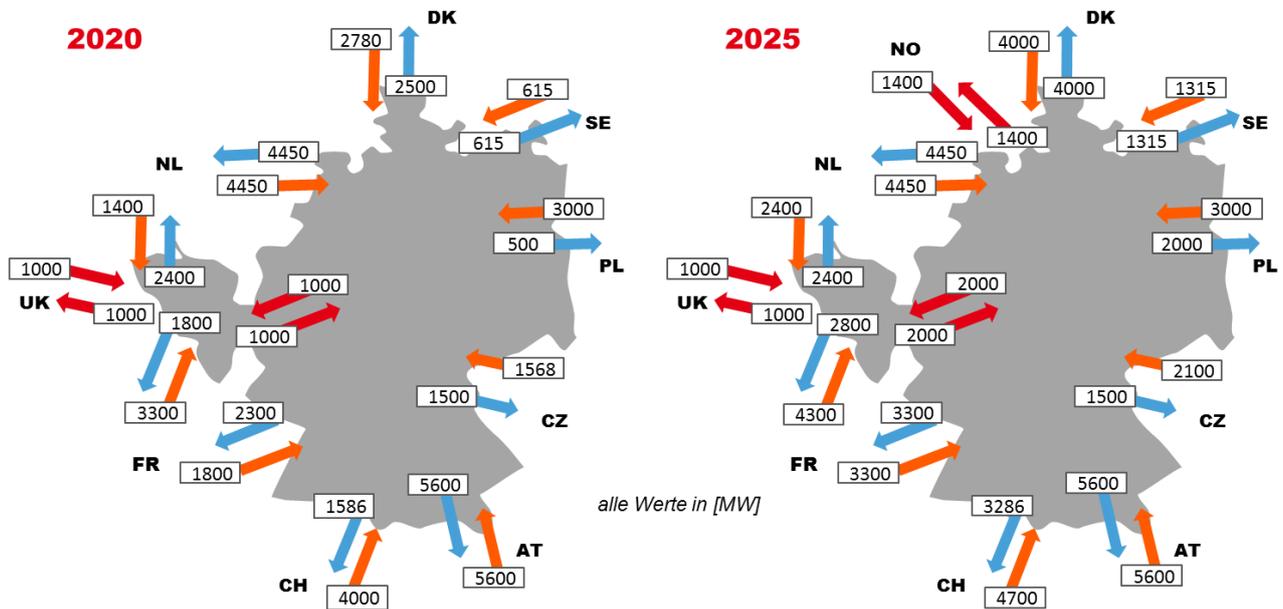


Abbildung 19: Net Transfer Capacities als Eingangsdatum der Marktsimulation

3.5.4 Entwicklung der Netzinfrastruktur

Das IAEW hat in den vergangenen Jahren ein Modell des Übertragungsnetzes der ehemaligen UCTE-Länder entwickelt, das alle für Leistungsfluss- und Ausfallrechnungen notwendigen Parameter enthält. Dieses auf Basis öffentlich verfügbarer Informationen entwickelte Modell ist für Grundsatzuntersuchungen geeignet und ist bereits in zahlreichen Studien eingesetzt worden. In dem Netzmodell nicht enthalten sind Informationen, die den Übertragungsnetzbetreibern nur intern vorliegen, wie beispielsweise exakte Typen und Belastungsgrenzen einzelner Betriebsmittel sowie Schaltzustände. Soweit öffentlich keine detaillierteren Angaben zu Betriebsmitteln vorliegen, sind an dieser Stelle Standardtypen berücksichtigt worden. In dieser Studie werden darüber hinaus für das belgische Netz die von Elia veröffentlichten Netzdaten zu Leitungen und deren Parameter herangezogen [11].

Auf Basis dieses Netzmodells sind die geplanten Projekte (Mid- und Long-Term) für Europa gemäß aktuellem Stand des TYNDP 2016 [12] und die Zubaumaßnahmen für Deutschland gemäß dem letzten Stand des Netzentwicklungsplans 2025 [13] mit den anvisierten Inbetriebnahmejahren in das Netzmodell eingepflegt worden. Zudem ist der belgische Netzentwicklungsplan „Federal Development Plan 2015-2025“ [16] bei der Entwicklung des Netzmodells mit berücksichtigt worden.

Für den in 2025 geplanten zweiten HGÜ-Interkonnektor zwischen Belgien und Deutschland sind die Standorte Dahlem (DE) und Gramme (BE) für die Anbindung zum Drehstromnetz genutzt worden. Eine darüber hinausgehende Modifikation der sich aus den nationalen Netzentwicklungsplänen ergebenden Projekte, insbesondere zur Integration des zusätzlichen Interkonnektors, ist nicht erfolgt.

¹¹ Im Jahr 2015 wurde der maximale zeitgleiche Import auf 4.500 MW begrenzt.

¹² Aus Gründen der Übersichtlichkeit werden die NTC zwischen Luxemburg und dessen Anrainern nicht dargestellt. Eine Berücksichtigung dieser Beschränkungen im Rahmen der Marktsimulation findet statt.

3.5.5 Brennstoffpreise

Für die Brennstoffpreise werden bis 2021 die Future-Notierungen der nächsten sechs Frontjahre (mit Stichtag: 07. Juni 2016) unter Berücksichtigung eines Inflationsausgleichs von 2 % herangezogen. Für das Stützjahr 2025 wird zwischen den kurzfristigen Future-Notierungen sowie den langfristigen 2030-Prognosen des World Energy Outlook 2016 von IEA [17] linear interpoliert. Für die zu erwartenden CO₂-Preise ist das Vorgehen äquivalent und orientiert sich zunächst an den Future-Notierungen und später am World Energy Outlook.

	Wechselkurs	Gas HO TTF Preis Ho [€2016/MWh]	Gas HU TTF Preis Hu [€2016/MWh]	Kohle API#2 [€2016/MWh _{th}]	Brent [\$2016/bbl]	HEL [€2016/MWh]	EUA [€2016/EUA]
2020	1,22	15,52	17,23	5,94	54,23	40,59	5,90
2025	1,28	21,28	23,62	8,16	80,62	54,66	15,55

Tabelle 4: Annahmen zu Brennstoffpreisen und EUA

3.5.6 Stresstest

Um die Belastbarkeit des europäischen Energieversorgungssystems bzw. die erzeugungsseitige Versorgungssicherheit in Belgien bewerten zu können, wird wie in Abschnitt 3.1 erläutert neben einem Basisszenario auch ein Stresstest für alle Szenarien durchgeführt. Dieser Stresstest geht mit einer signifikant höheren Belastung für die belgische Versorgungssicherheit einher, auch wenn der Eintritt derartiger Extremsituation als unwahrscheinlich eingestuft werden kann. Im Rahmen dieser Studie beinhaltet der Stresstest zwei Anpassungen der Basisparametrierung, auf die im Folgenden genauer eingegangen wird.

Erhöhung der Last

Im Gegensatz zu der zuvor eingeführten Last-Parametrierung (vgl. Abschnitt 3.5.2) wird im Rahmen des Stresstests von einer Erhöhung der Nachfrage nach elektrischer Energie in Deutschland, Belgien und Frankreich ausgegangen. Hierzu wird für Deutschland auf die Prognosen des MAF2016 zurückgegriffen und für Belgien die „high sensitivity total demand“ gemäß [15] unterstellt. Für Frankreich wird die Jahresenergie- menge sowie Spitzenlast des historischen Extremjahres 2012 angenommen. Die starke Temperaturabhängigkeit der elektrischen Last hat in Frankreich 2012 zu einer Spitzenlast von rd. 103 GW geführt, welches auch in der Vergangenheit mit einer immensen Belastung für das französische (und belgische) Energieversorgungssystem verbunden war. Abbildung 20 stellt diese Veränderung zum Basisfall noch einmal zusammenfassend dar.

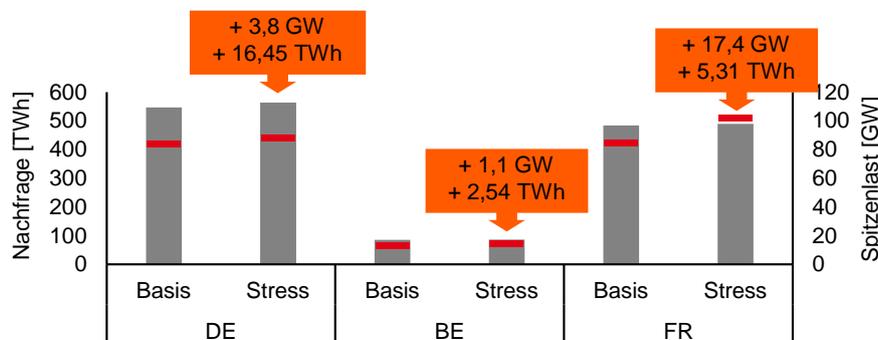


Abbildung 20: Parametrierung des Stresstests – Erhöhung der Last

Erhöhung der Nicht-Verfügbarkeit thermischer Kraftwerke

Neben einer Erhöhung der Last wird das System zudem auf der Angebotsseite belastet. Dies wird durch eine „Verknappung“ der Erzeugungsleistung in Belgien sowie dessen Anrainer realisiert. Um dies zu errei-

chen, werden für den Stresstest die Nicht-Verfügbarkeiten thermischer Kraftwerke angepasst. In der Parametrierung der Basisszenarien wird von einer mittleren (statistischen) Verfügbarkeit der verschiedenen thermischen Erzeugungstechnologien ausgegangen, die sich an historischen Verfügbarkeiten der Technologien und jeweiligen Länder orientiert. Die Verfügbarkeit wird in der Parametrierung des Stresstestes im Fokusbereich Deutschland, Belgien, Frankreich und den Niederlanden um 5 Prozentpunkte heruntermgesetzt, womit eine überdurchschnittlich hohe Anzahl ungeplanter Ausfälle modelliert wird.

4 SYSTEMANALYTISCHE UNTERSUCHUNG

Im Folgenden wird auf die Ergebnisse von Markt-, Netzbetriebs- und Redispatchsimulation eingegangen. Dazu werden zunächst die Ergebnisse des historischen Szenarios 2015, nachfolgend die Ergebnisse der mittelfristigen 2020-Szenarien und anschließend des langfristigen 2025-Szenarios analysiert. Darauf aufbauend werden zwei Sensitivitäten zum Langfristszenario (2025) eingeführt und untersucht. Abschließend erfolgt die Darstellung möglicher Gegenmaßnahmen.

4.1 Szenario 2015

Im Gegensatz zu den anderen betrachteten Szenarien handelt es sich beim Szenario 2015 um ein historisches Szenario. Um den Einfluss von Tihange 2 und Doel 3 auf Europa näher zu verdeutlichen, wird dabei ein vollständiges Backtesting des Jahres 2015 ohne die beiden kritischen Blöcke simuliert und dies mit einem Simulationslauf verglichen, in dem Tihange 2 und Doel 3 mit Standard-Verfügbarkeiten bzw. mittleren statistischen Ausfallhäufigkeiten parametrisiert werden. Es ist darauf hinzuweisen, dass dies nicht den historischen Nicht-Verfügbarkeiten des Jahres 2015 entspricht, da 2015 beide Blöcke überaus hohe Nicht-Verfügbarkeiten aufwiesen (vgl. Abschnitt 2.1).

Abbildung 21 (links) stellt dazu die Veränderung der Jahresenergiemengen durch eine vorzeitige Stilllegung von Tihange 2 und Doel 3 im Vergleich zu einem Szenario dar, in welchem beide Blöcke mittlere statistische Verfügbarkeiten aufweisen. Es zeigt sich, dass der Wegfall der Einspeisung aus Tihange 2 und Doel 3 teilweise durch einen erhöhten Einsatz von mit Erdgas befeuerten Kraftwerken in Belgien als auch durch Mehrerzeugung insbesondere in den Niederlanden, Frankreich, Großbritannien sowie Deutschland kompensiert wird. Dies spiegelt sich auch in den Handelssalden der betroffenen Länder wider (vgl. Abbildung 21 – rechts). Während in Belgien der Import signifikant ansteigt (+4,8 TWh/a) und der Export zurückgeht (-3,7 TWh/a), erhöht sich in den Niederlanden, in Frankreich sowie in Deutschland der Export sichtbar. Zudem ist ein verringerter Import (-2,6 TWh/a) in den Niederlanden zu erkennen, welcher sich zuvor aus der Kernenergie in Belgien ergeben hat.

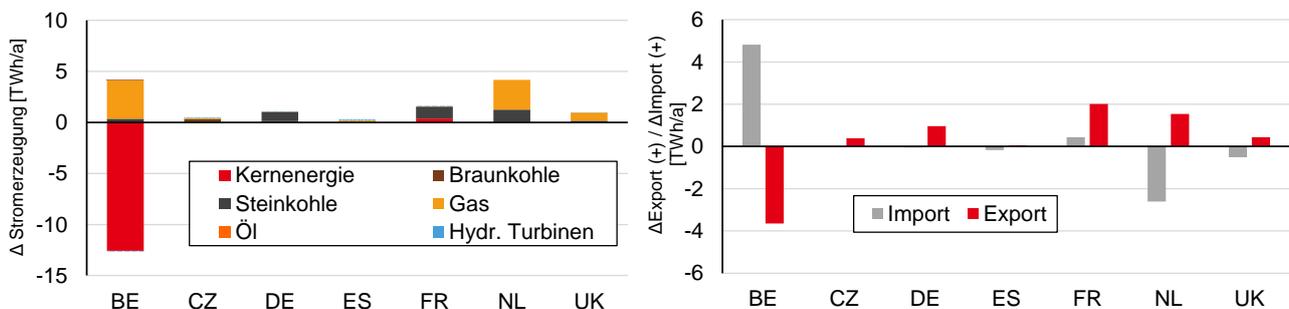


Abbildung 21: Veränderung der Jahresenergiemengen (links) und Im-/Exporte (rechts) – 2015

Zusammenfassend lässt sich festhalten, dass im betrachteten Szenario das belgische System die fehlende Erzeugung der beiden kritischen Blöcke vollständig durch Mehrerzeugung und Importe ausgleicht und es im betrachteten Jahr marktseitig in keiner Stunde zu einer Gefährdung der Versorgungssicherheit kommt. Diese Betrachtung des Jahres 2015 lässt noch keine eindeutigen Schlüsse auf zukünftige Jahre zu. Daher werden auch für die Stützjahre 2020 und 2025 analoge Überlegungen und Berechnungen angestellt, wie im Folgenden ausgeführt werden wird.

Da diese Studie die Auswirkungen eines möglichen Kernenergieausstiegs auf die europäische Versorgungssicherheit thematisiert, werden im Folgenden der mittelfristige Zeithorizont mit dem Stützjahr 2020 und ein langfristiger Ausblick bis 2025 betrachtet.

4.2 Szenario 2020A

Wie bereits in Kapitel 3.1 beschrieben, beinhaltet Szenario 2020A die Stilllegung der beiden Blöcke Tihange 2 und Doel 3 („kleiner“ Kernenergieausstieg); die anderen Blöcke der beiden Kraftwerke verbleiben am Netz.

4.2.1 Marktsimulation

Abbildung 30 stellt als Ergebnis des Marktsimulationsverfahrens die Stromerzeugung je Technologie sowie die elektrische Nachfrage für das Jahr 2020 ohne Berücksichtigung von Tihange 2 und Doel 3 dar. Wie zu erkennen ist, entfällt ein signifikanter Anteil der Stromerzeugung in Europa auf Kernkraft- sowie Braun- und Steinkohlekraftwerke. Insbesondere in Belgien macht die Erzeugung aus den verbleibenden Kernkraftwerken mit 27,4 TWh/a mehr als 40 % der Gesamterzeugung aus, wohingegen Windenergie- (12,8 TWh/a) und Photovoltaikanlagen (3,5 TWh/a) mittelfristig noch eine untergeordnete Rolle spielen. Die deutsche Erzeugung wird weitestgehend durch Braun- (113 TWh/a) und Steinkohlekraftwerke (173 TWh) dominiert, obwohl ein Teil der Braunkohlekapazitäten in Höhe von rd. 2,7 GW bis zum Jahr 2020 bereits in die Sicherheitsbereitschaft übergeht. Wie auch in der Historie basiert in Frankreich die Erzeugung größtenteils (74 %) auf Kernenergie, da gemäß der Parametrierung des MAF2016 lediglich 1,39 GW an Kernkraftwerken bis 2020 stillgelegt werden.

Im Rahmen der Basisrechnung des Szenarios 2020A kann die Last jederzeit gedeckt werden, sodass keine Leistungsdefizite auftreten. Des Weiteren wird die Kapazitätsreserve sowie die Sicherheitsbereitschaft in Deutschland in keiner Stunde eingesetzt, was darauf schließen lässt, dass keine Knappheitssituation auftritt.

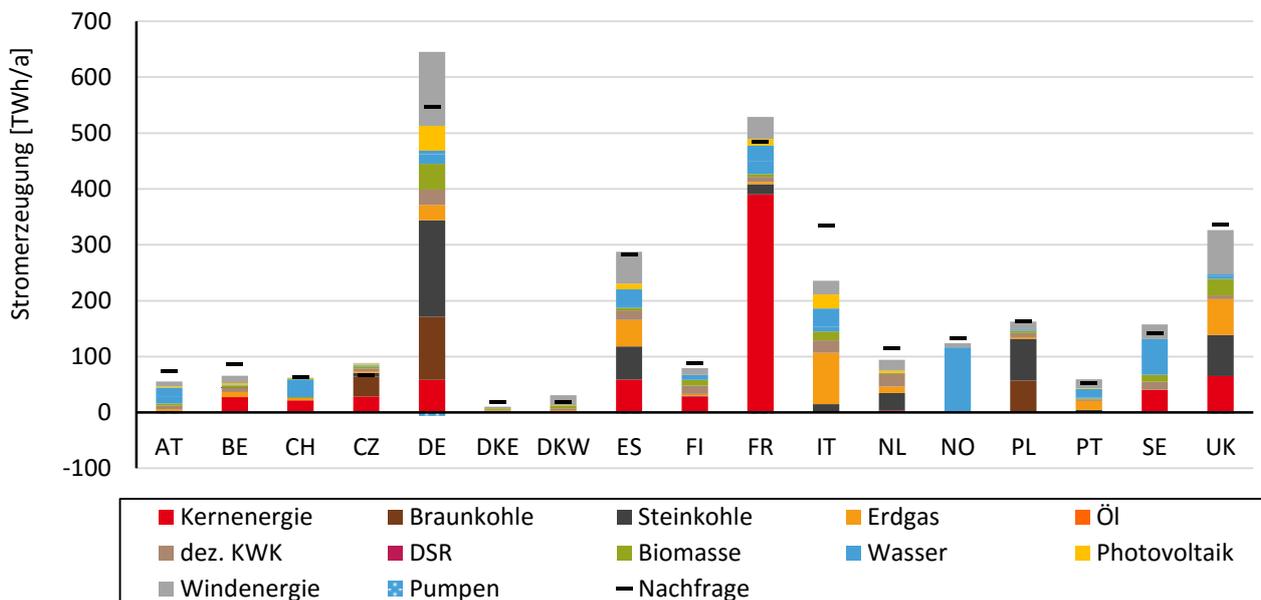


Abbildung 22: Darstellung der produzierten Jahresenergemengen – 2020A

Nichtsdestotrotz wird bei Betrachtung der Handelssalden deutlich, dass Belgien die eigene Last nur zu einem gewissen Anteil selber decken kann und stattdessen zunehmend auf Importe angewiesen ist (vgl. Abbildung 223). Bei einer Jahresnachfrage von 86,6 TWh/a importiert Belgien im betrachteten Szenario 28,3 TWh/a und weist damit einen (saldierte) Nettoimport von 20,6 TWh/a auf, welches rd. 24 % des Jahresenergieverbrauchs entspricht. Im Gegensatz dazu weisen insbesondere Frankreich und Deutschland positive Handelssalden auf, sodass im Jahr 2020 beide Länder zu den Hauptexporteuren in Europa gehören (Frankreich: 43,12 TWh/a; Deutschland: 91,04 TWh/a).

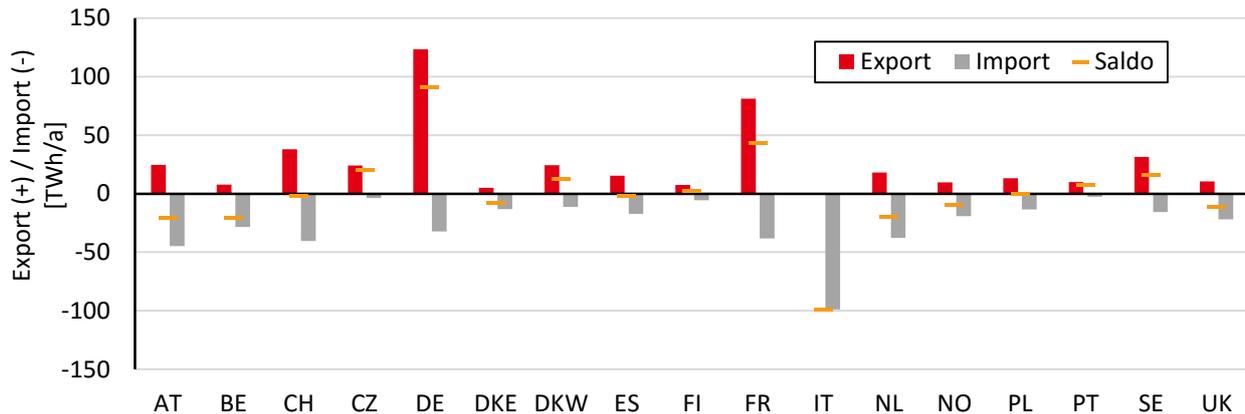


Abbildung 23: Darstellung der kommerziellen Handelssalden – 2020A

Im Rahmen der Marktsimulation wird unterstellt, dass innerhalb der Marktgebiete zunächst eine engpassfreie Erzeugung ermittelt wird. Es bedarf somit weiterer Netzbetriebs- und Redispatchsimulationen, um die Versorgungssicherheit abschließend bewerten zu können.

4.2.2 Netzbetriebs- und Redispatchsimulation

Basierend auf den Marktsimulationsergebnissen des Basisfalls 2020A wird eine stundenscharfe Netzbetriebs- und Redispatchsimulation unter Annahme eines koordinierten Redispatches für Belgien, Deutschland und die Niederlande durchgeführt. Der Fokus der Untersuchung liegt auf der technischen Bewertung der Netzsicherheit in dieser Region, insbesondere in Belgien. Als Referenz dient eine ebenfalls durchgeführte, aber im Folgenden nicht detailliert erläuterte Simulation des Jahres 2020 mit allen belgischen Kernkraftwerken.

Die Leitungen von Deutschland in die südlichen Niederlande werden durch den Ausstieg höher belastet. Die Netzsituation ist in den untersuchten Stunden in Deutschland angespannt, ist aber in den meisten simulierten Stunden beherrschbar. Zur Behebung der Netzengpässe wird neben dem Einsatz von belgischen, niederländischen und deutschen marktbasierend eingesetzten Kraftwerken auch eine Reduktion der Einspeisung von Windenergieanlagen im Norden Deutschlands genutzt. Abbildung 24 zeigt die Veränderung der Leitungsauslastung vor Redispatch gegenüber dem Referenzfall mit Kernkraftwerken und die Verteilung des Redispatchvolumens.

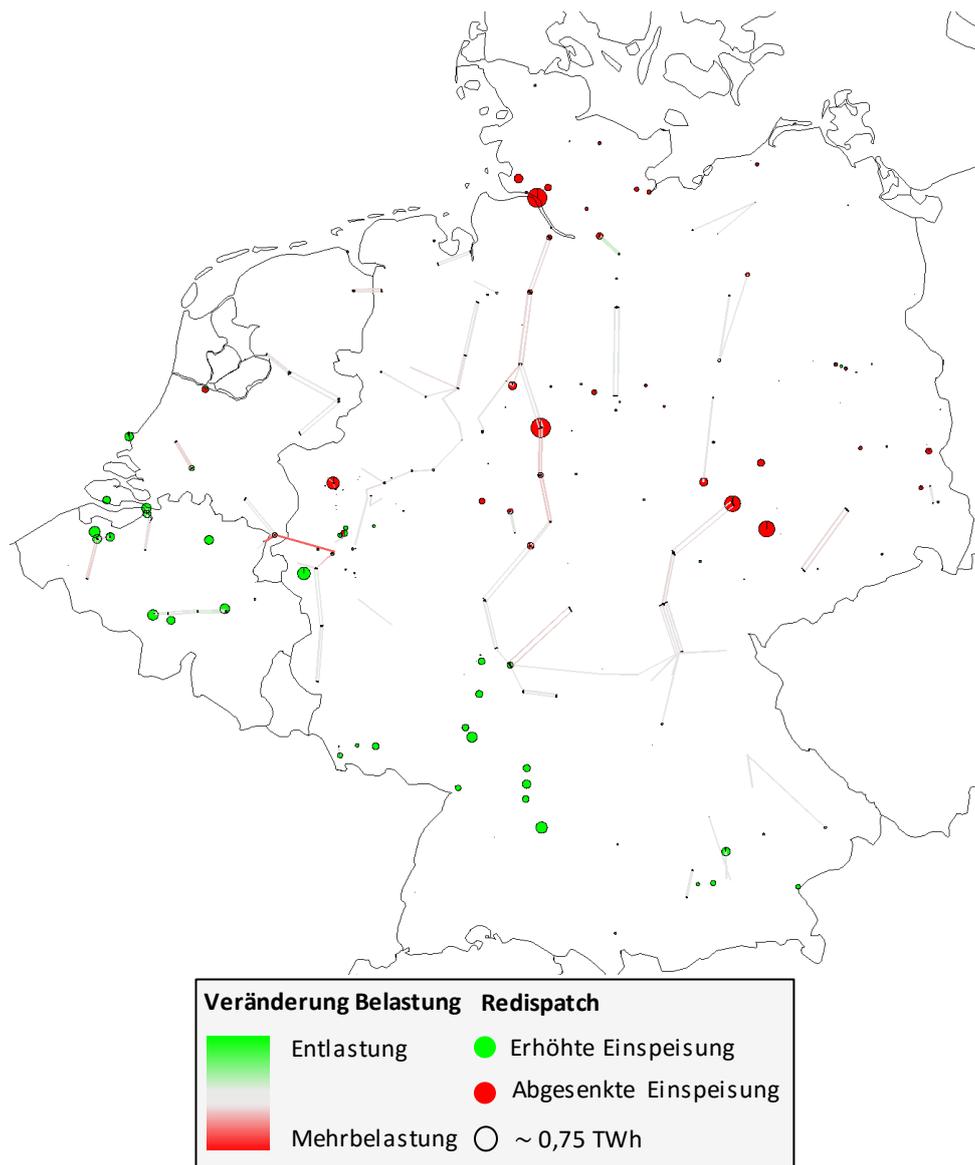


Abbildung 24: Veränderung der Leitungsauslastung vor Redispatch im Vergleich zu der mit Kernkraftwerken und Redispatchvolumen im Szenario 2020A

Der Redispatchbedarf ist neben Engpässen im belgischen Netz vor allem auf den im Jahr 2020 unvollständigen Netzausbau in Deutschland zurückzuführen. Das Netz des Netzentwicklungsplans ist erst für das Jahr 2025 engpassfrei geplant.

Mit Blick auf Belgien stellt Abbildung 25 vorliegende Leitungsüberlastungen sowie den Einsatz von Redispatchmaßnahmen dar. Die kritischen Leitungen sind hierbei farblich unterteilt in behebbare und nicht-behebbare Überlastungen. Deutlich wird eine hohe Belastung des Ringes von Doel über Brüssel nach Tihange sowie verbleibende Überlastungen auf der Verbindung Horta – Avelgem (A). Gegenüber dem Basisfall ergibt sich keine signifikante Veränderung der Gesamtsituation; es zeigen sich keine signifikanten negativen Rückwirkungen auf Deutschland. Zwar können im (N-0)-Fall alle Lasten ohne verbleibende Leitungsüberlastungen versorgt werden, im (N-1)-Fall ergeben sich jedoch auf der Verbindung Horta – Avelgem verbleibende Leitungsüberlastungen in einer Höhe von bis zu 140 %. Diese Überlastungen treten in weniger als 0,05 % der Stunden im Jahr auf und sind auch im Referenzfall ohne Teilausstieg in Belgien vorhanden. Ihre Ursache ist in Ringflüssen und hohen Auslastungen paralleler Leitungen in Deutschland zu finden. Aufgrund der angewandten Untersuchungsmethodik eines koordinierten Redispatches ergeben sich einzelne Situationen, bei der mehrere deutsche Leitungen durch eine Belastung der belgischen Leitungen entlastet werden können. Im realen Netzbetrieb könnten diese Überlastungen innerhalb von Deutschland beispielsweise durch die Anfahrt deutscher Netzreservekraftwerke gelöst werden, ohne die belgische Netzsicherheit

durch Ringflüsse zu gefährden. Darüber hinaus sieht der TYNDP Ausbaumaßnahmen in diesem Bereich für den Zeithorizont 2025 vor, die diese Engpässe auch langfristig beheben werden.

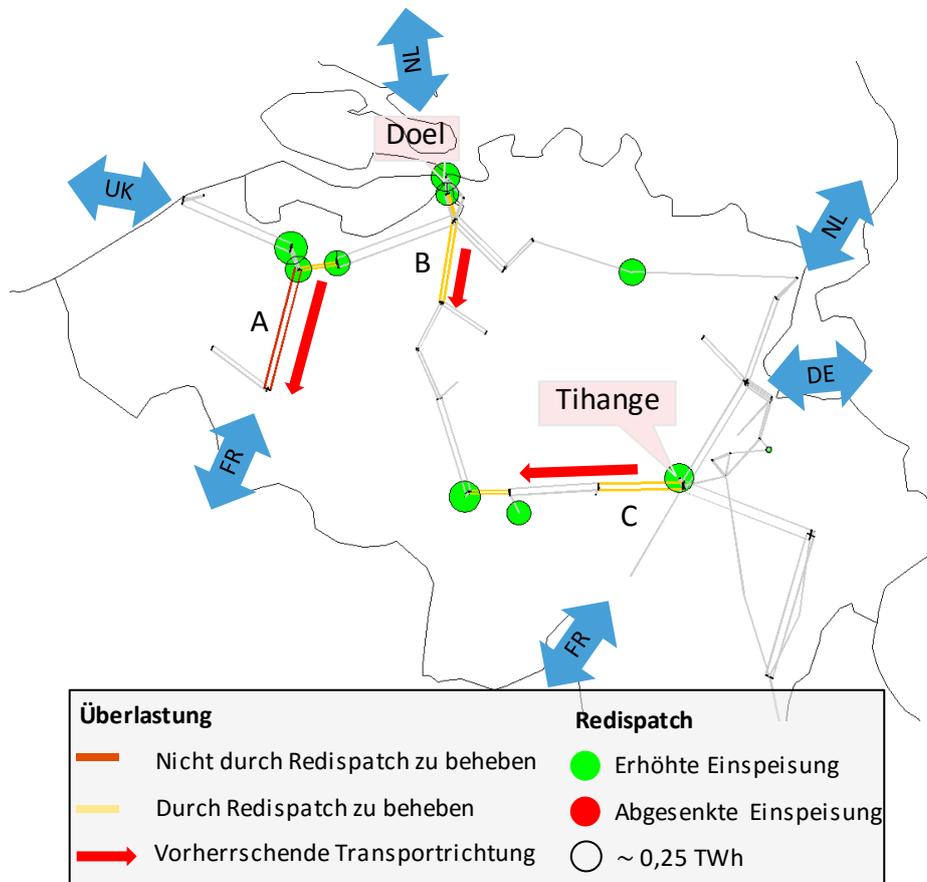


Abbildung 25: Leitungsauslastung nach Redispatch und Redispatchvolumen in Belgien im Szenario 2020A

Aufgrund des koordinierten Redispatches stellen die Einspeiseerhöhungen die in Belgien vorherrschende Redispatchmaßnahme dar. Diese dient neben der Entlastung belgischer und nach Belgien führender Leitungen in vielen Stunden auch einer Entlastung des deutschen Übertragungsnetzes. Die (N-1)-Auslastung exemplarischer Leitungsabschnitte ist in Abbildung 26 als Dauerlinie dargestellt.

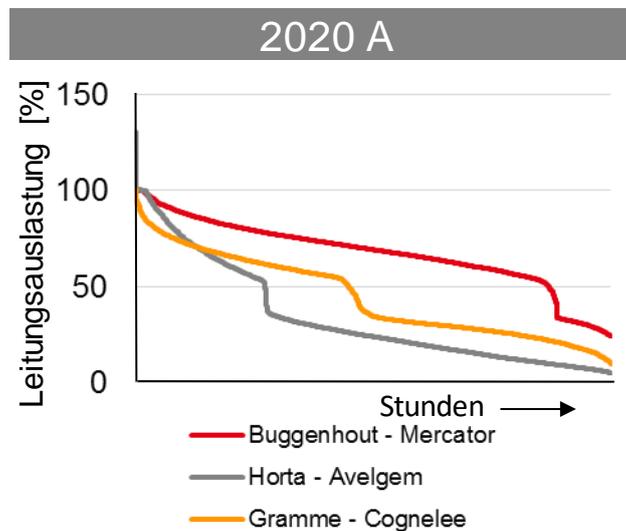


Abbildung 26: Dauerlinie der Leitungsauslastung nach Redispatch in Belgien für ausgewählte Leitungsabschnitte im Szenario 2020A

Gegenüber dem Referenzfall steigt vor allem die Auslastung der Verbindung Buggenhout – Mercator (B). In keiner der simulierten Stunden verbleiben jedoch Überlastungen nach Redispatch auf dieser Verbindung. Durch die zur Verfügung stehenden Redispatchpotentiale können etwaige Überlastungen vermieden und der Bereich um Brüssel (N-1)-sicher versorgt werden.

Auch wenn in den Simulationen die Netzsituation in Belgien angespannt ist und in einzelnen Stunden die Sicherheitsreserven fast ausgereizt sind, zeigen sich durch die Abschaltung der Blöcke Tihange 2 und Doel 3 keine großen Einflüsse auf die Gewährleistung der markt- und netzseitigen Versorgungssicherheit. Vielmehr sind neben den Phasenschiebertransformatoren an den nördlichen Landesgrenzen die mit Erdgas befeuerten Kraftwerke essentiell zur Gewährleistung der Netzsicherheit. Die sich in den Simulationen zum Basisszenario 2020A ergebenden Redispatchpotentiale sind zur Behebung strombedingter Netzengpässe in Belgien ausreichend.

4.3 Szenario 2020B

Szenario 2020B stellt den vollständigen („großen“) Kernenergieausstieg in Belgien dar welcher mit einer zusätzlichen Reduktion der installierten Leistung um 3,9 GW in Belgien im Vergleich zu Szenario 2020A einhergeht. Mit Ausnahme des vollständigen Kernenergieausstiegs in Belgien sind die Szenarien 2020A und 2020B kongruent.

4.3.1 Marktsimulation

Abbildung 27 stellt die marktseitigen Auswirkungen auf die Stromerzeugung durch den vollständigen Ausstieg aus der Kernenergie in Belgien dar. Es ist zu erkennen, dass ein signifikanter Anteil der belgischen Erzeugung in Szenario 2020B wegfällt (-27,4 TWh/a), welcher durch anderweitige Mehrerzeugung kompensiert wird. Dies geschieht zum einen durch Mehreinspeisung von mit Erdgas befeuerten Kraftwerken in Belgien selber (+4,1 TWh/a) als auch in Deutschland, Spanien, Frankreich, den Niederlanden sowie insb. in Großbritannien. Darüber hinaus ist eine geringfügige Mehreinspeisung deutscher und polnischer Steinkohlekraftwerke zu verzeichnen (Deutschland: +1,5 TWh/a; Polen: +2,0 TWh/a). Die erhöhte Einspeisung aus Braunkohlekraftwerken ist mit einer Erhöhung um 0,4 TWh/a gering, da die im Jahr 2020 verbleibenden Braunkohlekapazitäten in Deutschland bereits im Szenario 2020A sehr hoch ausgelastet sind und somit deren Volllaststunden nur marginal gesteigert werden können.

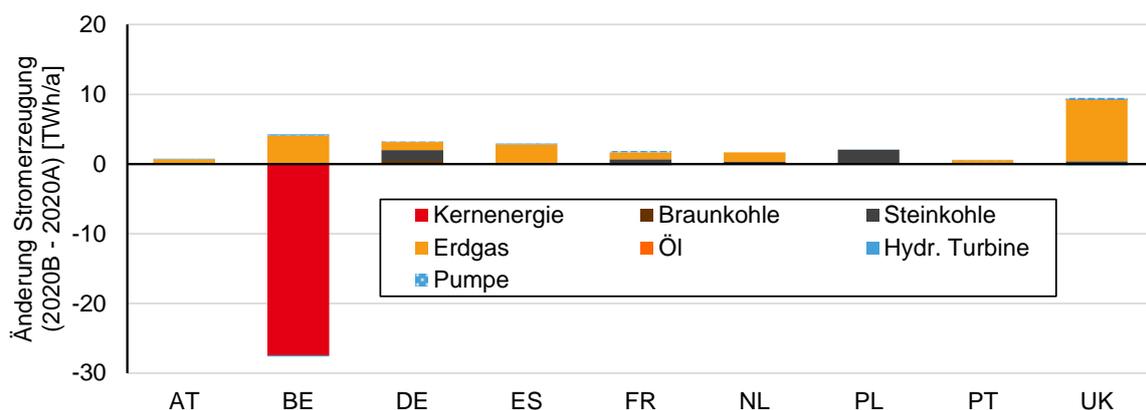


Abbildung 27: Änderung der Stromerzeugung durch den vollständigen Ausstieg aus der Kernenergie in Belgien im Szenario 2020B im Vergleich zu 2020A

Es ist festzuhalten, dass im Basisszenario auch der vollständige Ausstieg aus der Kernenergie marktseitig möglich ist und keine Defizite in Belgien auftreten. Zudem werden auch im Szenario 2020B weder Kapazitätsreserve noch Sicherheitsbereitschaft in Deutschland zur Wahrung der Systemsicherheit eingesetzt.

Da insbesondere die Bedeutung der neuen HGÜ-Leitungen für Belgien im Interesse dieser Studie steht, wird im Folgenden die Auslastung der ALEGrO- sowie der Ärmelkanalleitung näher betrachtet. Abbildung 28 stellt

dazu die Dauerlinie der Auslastung der Leitung als Handelsergebnis dar. Ein positiver Ordinatenachsenabschnitt stellt dabei einen Export aus Belgien und ein negativer Achsenabschnitt einen Import nach Belgien dar. Insbesondere die Betrachtung der ALEGrO-Leitung zeigt, dass der Handelsfluss aus Sicht Belgiens eine deutliche Importcharakteristik aufweist. Nur in wenigen Stunden exportiert Belgien in Richtung Deutschland (Szenario A: 134 h/a; Szenario B: 12 h/a). Dieser Effekt der einseitigen Auslastung zeigt sich auch in abgeschwächter Form bei Betrachtung der Ärmelkanalleitung. Insbesondere die jeweilige Auslastung der Übertragungskapazitäten in Szenario 2020B unterstreicht die starke Importabhängigkeit Belgiens.

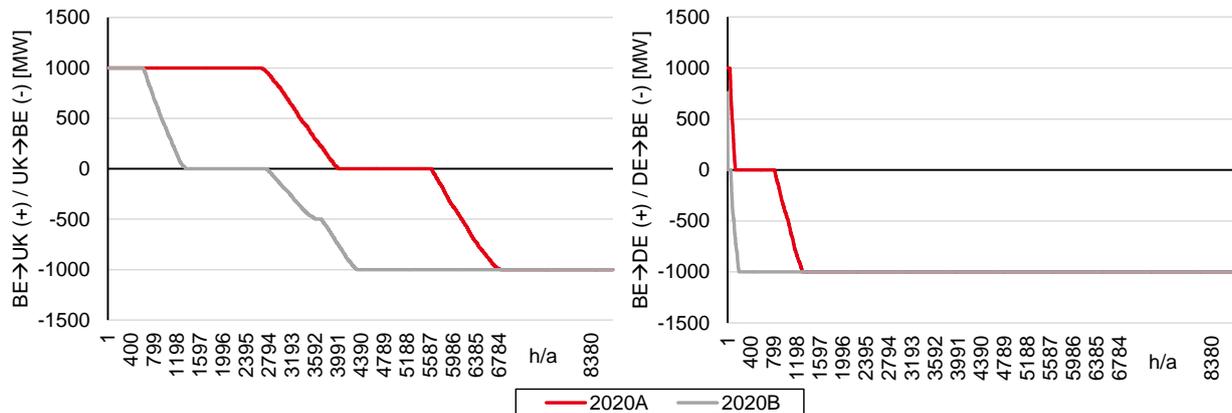


Abbildung 28: Auslastung der Übertragungskapazität der Ärmelkanalleitung (links) und ALEGrO-Leitung (rechts) als Dauerlinie

4.3.2 Netzbetriebs- und Redispatchsimulation

Bei vollständigem Kernenergieausstieg im Jahr 2020 stellt sich die Netzsituation in Belgien deutlich kritischer dar als im Szenario 2020A. Die Anzahl der Stunden mit nicht (N-1)-sicherem Netzbetrieb in Belgien steigt auf fast den dreifachen Wert an und betrifft nun zunehmend kritische Regionen.

Die Netzsituation ist in den untersuchten Stunden in Deutschland angespannter. Auch wenn das gesamte Redispatchvolumen mit 9 TWh/a nahezu unverändert bleibt – die Redispatchpotentiale waren in Belgien bereits im Szenario 2020A zwar ausreichend, jedoch weitestgehend ausgeschöpft – sind in einzelnen Stunden die Rückwirkungen durch Mehrbelastungen zunehmend auch in Deutschland zu spüren. Dennoch ist die Situation aus deutscher Sicht beherrschbar. Abbildung 29 zeigt wiederum die Veränderung der Leitungsauslastung vor Redispatch gegenüber dem Referenzfall mit Kernkraftwerken und die räumliche Verteilung des Redispatchabrufs. Der gesamte Redispatchbedarf ist weiterhin vor allem auf den unvollständigen Netzausbau in Deutschland zurückzuführen.

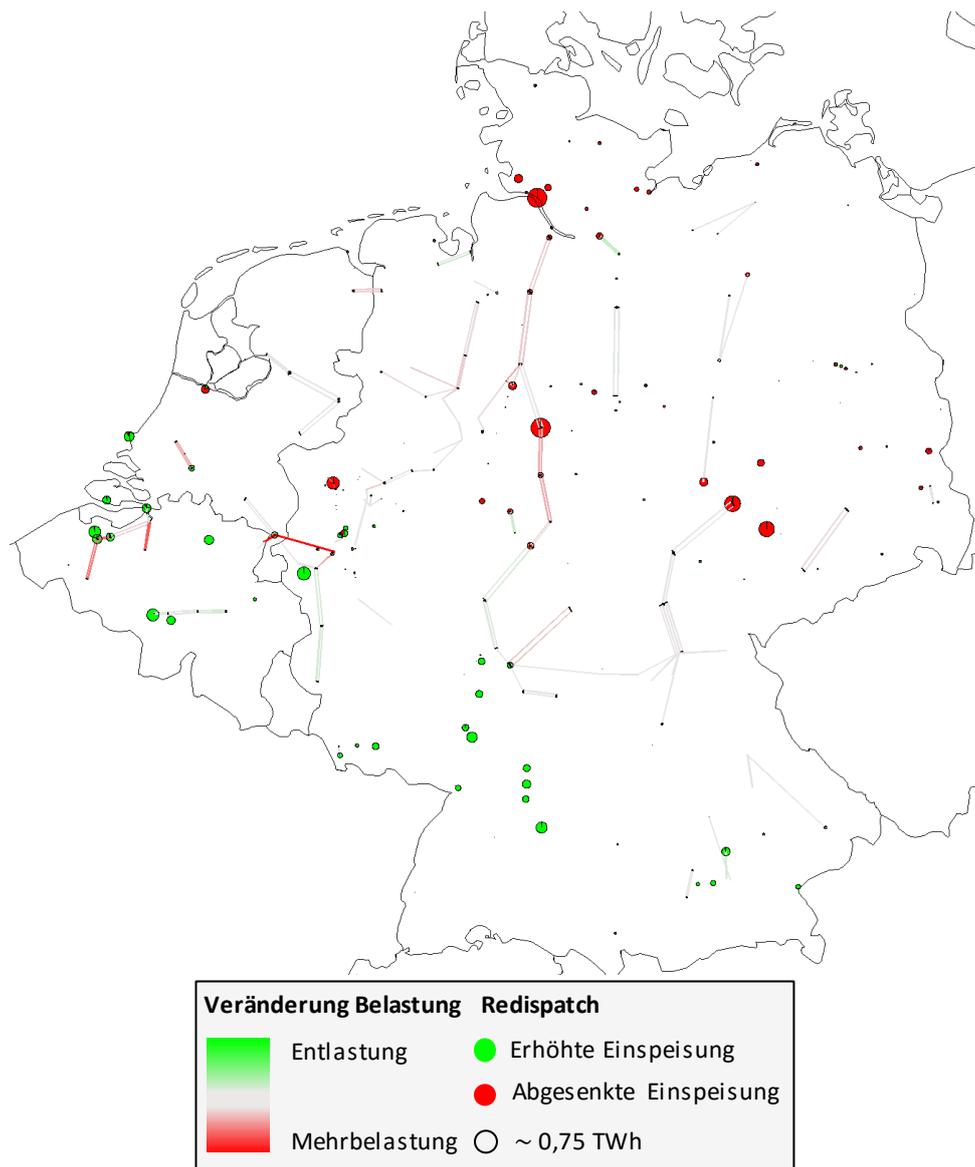


Abbildung 29: Veränderung der Leitungsauslastung vor Redispatch und Redispatchvolumen im Szenario 2020B

Zunächst können im (N-0)-Fall auch in Belgien alle Lasten ohne verbleibende Leitungsüberlastungen versorgt werden. Im (N-1)-Fall kommt es jedoch durch den vollständigen Kernenergieausstieg in Belgien auf der Verbindung Buggenhout – Mercator zu verbleibenden Leitungsüberlastungen in einer Höhe von knapp 120 %. Diese Überlastungen treten in etwa 0,15 % der Stunden im Jahr auf. Zur Entlastung von Überlastungen in diesem Bereich werden in über 1.600 Stunden einzelne belgische Kraftwerke für Redispatchmaßnahmen abgerufen. Mit Blick auf Belgien stellt Abbildung 30 vorliegende Leitungsüberlastungen sowie den Einsatz von Redispatchmaßnahmen dar. Die kritischen Leitungen sind hierbei farblich unterteilt in behebbare und nicht-behebbare Überlastungen. Durch veränderte Einspeiseorte und steigende Importe nach Belgien – bspw. aus Frankreich – sowie damit veränderte Flussrichtungen ergibt sich für einzelne Leitungen eine sinkende Belastung. Zu nennen ist hier die im Szenario 2020A durch Ringflüsse stark belastete Verbindung Horta – Avelgem (A), deren Auslastung im Szenario 2020B soweit sinkt, dass alle (N-1)-Überlastungen durch den Einsatz von Redispatch behoben werden können. Gegenüber dem Referenzfall steigt jedoch die Auslastung der Verbindung Buggenhout – Mercator (B) so stark an, dass auf Basis der Untersuchungsergebnisse nicht von einer steigenden oder unveränderten Netzsicherheit in Belgien gesprochen werden kann. Vielmehr sinkt die Netzsicherheit, da nun zunehmend kritische Regionen, etwa der Bereich Brüssel betroffen sind.

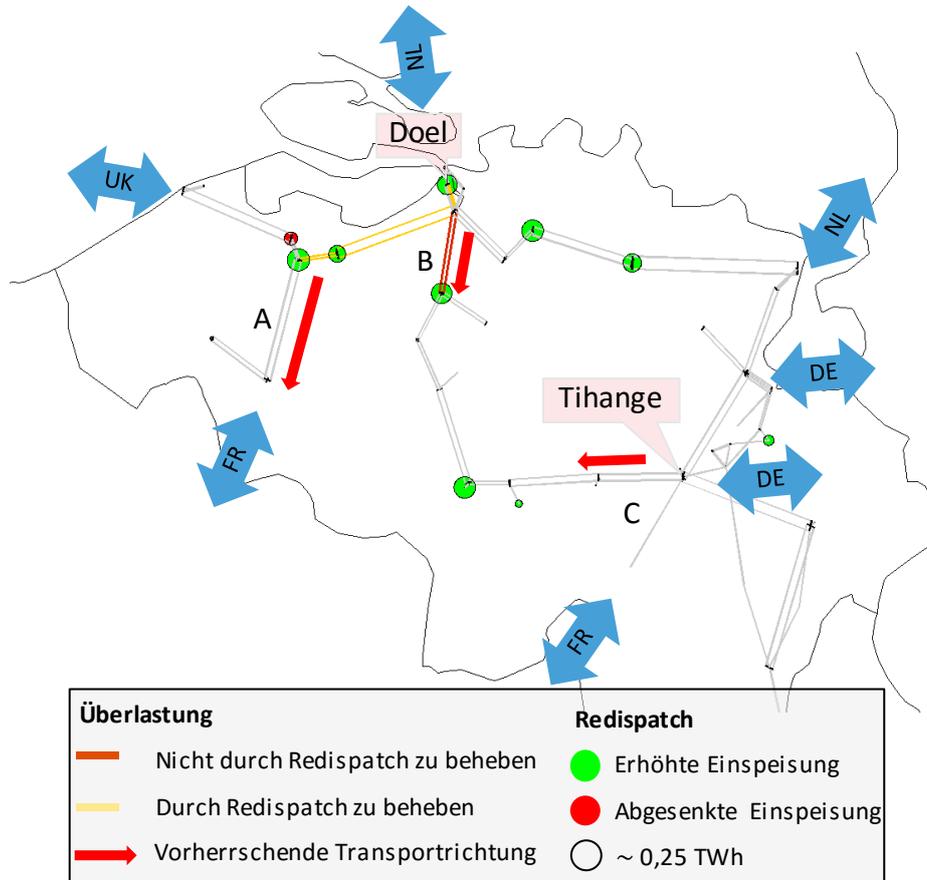


Abbildung 30: Leitungsauslastung nach Redispatch und Redispatchvolumen in Belgien im Szenario 2020B

Abschließend ist die (N-1)-Auslastung exemplarischer Leitungsabschnitte in Abbildung 31 als Dauerlinie dargestellt.

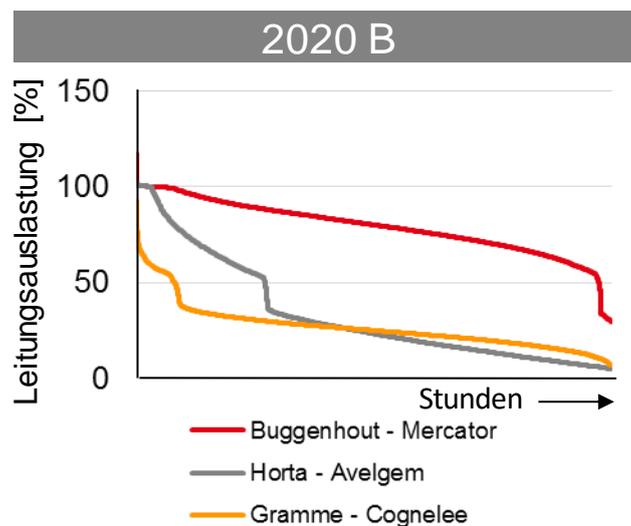


Abbildung 31: Dauerlinie der Leitungsauslastung nach Redispatch in Belgien für ausgewählte Leitungsabschnitte im Szenario 2020B

Der vollständige Kernenergieausstieg ist in den Untersuchungen des Szenarios 2020B netzseitig ohne weitere Maßnahmen nicht möglich. Vor allem die zunehmende Belastung der Verbindung Buggenhout – Mercator (B) verhindert eine (N-1)-sichere Versorgung des Bereichs um Brüssel, da die zur Verfügung stehenden Redispatchpotentiale vollständig ausgeschöpft sind. Dies bedeutet, dass für den „großen“ Ausstieg bis zum Jahr 2020 Gegenmaßnahmen getroffen werden müssten, bspw. die vorzeitige Inbetriebnahme von Neubau-

gaskraftwerken unter sorgfältiger Planung der Standorte oder die Schaffung ausreichender Flexibilitätspotentiale an kritischen Netzknoten (vgl. Kapitel 0).

4.4 Szenario 2025

Das Szenario 2025 als Langfristszenario soll klären, inwieweit Belgien langfristig von der Kernenergie abhängig ist, um die Versorgungssicherheit auch zukünftig gewährleisten zu können. Daher wird im Rahmen der Simulationen unterstellt, dass bis zum Jahr 2025 der vollständige Kernenergieausstieg Belgiens vollzogen ist.

4.4.1 Marktsimulation

In Folge einer zunehmenden Durchdringung von Anlagen auf Basis Erneuerbarer Energien sowie einem Rückgang thermischer Erzeugungskapazitäten zeichnet sich eine deutliche Veränderung der Jahresenergiemengen im Vergleich zum Stützjahr 2020 ab (vgl. Abbildung 32). So zeichnet sich der vollständige Kernenergieausstieg in Deutschland und Belgien deutlich ab. Dies führt zu reduzierten Exporten des deutschen Marktgebietes und höheren Importerfordernissen im belgischen Marktgebiet. Ähnliches lässt sich auch in Frankreich erkennen, wo die installierte Leistung der Kernenergie zwischen 2020 und 2025 gemäß [4] um rd. 9,5 GW sinkt und die Stromerzeugung auf 330 TWh/a, und somit auch in Frankreich die Exportüberschüsse kleiner werden.

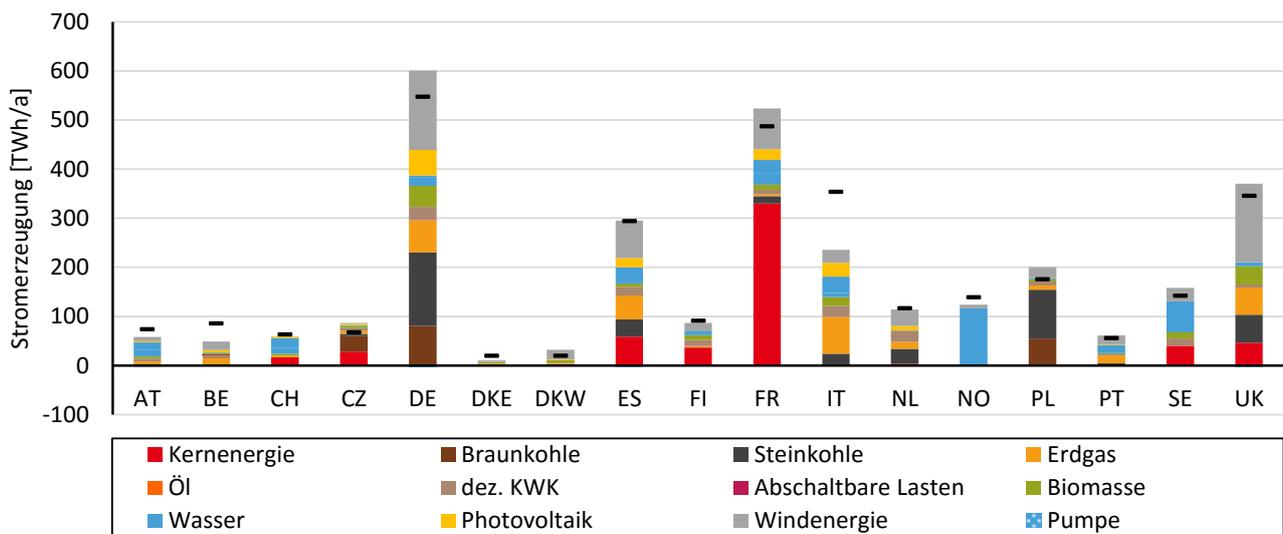


Abbildung 32: Darstellung der Jahresenergiemengen – 2025

Nichtsdestotrotz führt im Basisfall der vollständige Ausstieg aus der Kernenergie in Belgien im Jahr 2025 zu keiner Gefährdung der erzeugungsseitigen Versorgungssicherheit, da die Last jederzeit gedeckt werden kann und es keiner Aktivierung der Kapazitätsreserve in Deutschland bedarf.

Vor diesem Hintergrund stellt sich die Frage, inwiefern Belgien bei der Sicherstellung der Versorgungssicherheit auf Importe angewiesen ist. Dazu wird in einem ersten Schritt eine „Inselbetrachtung“ vorgenommen, bei der das Ausland zunächst nicht berücksichtigt wird. Abbildung 33 stellt eine entsprechende Auswertung der thermischen Erzeugungsleistung (als Dauerlinie) dar, die nach Deckung der Residuallast¹³ in der jeweiligen Stunde des Jahres noch verfügbar wäre. Es zeigt sich, dass die Kurve des Szenarios 2020A in 5364 h/a einen positiven Wert aufweist. Dies bedeutet, dass in rd. 60 % der Stunden eines Jahres der (thermische) belgische Kraftwerkspark in der Lage ist, die elektrische Nachfrage ohne Importe zu decken

¹³ Hierbei werden vereinfachend Pumpspeicherkraftwerke und abschaltbare Lasten nicht berücksichtigt.

und darüber hinaus noch freie Leistung verfügbar ist. Auf der anderen Seite ist das belgische Erzeugungssystem in rd. 40 % der Stunden auf Importe aus dem Ausland angewiesen, um die erzeugungsseitige Versorgungssicherheit zu gewährleisten. Da Szenario 2020A über die höchsten installierten Leistungen verfügt (vgl. Abbildung 17), verschiebt sich in den Szenarien 2025 und insbesondere 2020B der Schnittpunkt mit der Abszisse signifikant nach links. Im Langfristszenario 2025 schneidet die Kurve die Abszisse bei 2038 h/a und im kurzfristigen Vollausstiegsszenario 2020B bereits bei 311 h/a. Bei dieser (isolierten) Inselbetrachtung wäre Belgien in Szenario 2020B somit in lediglich 3,5 % der Stunden eines Jahres (in Szenario 2025: 23,3 %) fähig, mit dem eigenen thermischen Kraftwerkspark die Last zu decken. Dies macht deutlich, dass ein vollständiger Kernenergieausstieg mit immensen Herausforderungen bzw. Risiken für die Versorgungssicherheit einhergeht. Zudem zeigt sich, dass aus Sicht Belgiens Szenario 2020B den kritischen Fall darstellt. Dies ist darauf zurückzuführen, dass zwischen 2020 und 2025 ein Zubau thermischer Kraftwerke in Höhe von 1,4 GW sowie von Windenergieanlagen in Höhe von 1,6 GW und Photovoltaikanlagen in Höhe von 1,1 GW unterstellt wird. Dies führt langfristig zu einer leichten Entspannung der Situation im Basisfall.

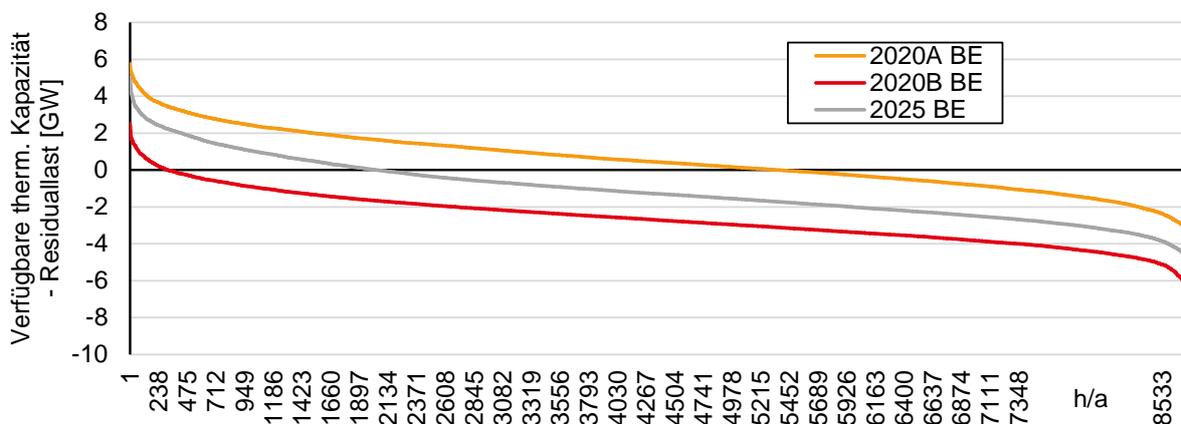


Abbildung 33: Auswertung der stündlich noch verbleibenden thermischen Kapazität nach Deckung der Residuallast (Dauerliniendarstellung)

In einem nächsten Schritt wird untersucht, wieviel thermische Erzeugungsleistung in Belgien in jeder Stunde des Jahres nach Durchlauf der Marktsimulation, d. h. unter Berücksichtigung der sich ergebenden Im- und Exporten, noch verfügbar ist (siehe Abbildung 34). Wie zuvor erwähnt, treten weder in 2020 noch in 2025 Versorgungsdefizite auf, sodass stets eine positive freie thermische Leistung vorliegt (alle Kurven befinden sich im positiven Ordinatenabschnitt). Beim Vergleich der drei Kurven sind im Langfristszenario 2025 fast über das gesamte Jahr hinweg die größten freien thermischen Leistungen verfügbar. Dies lässt sich durch die Erhöhung der Übertragungskapazitäten zwischen 2020 und 2025 erklären (vgl. Abschnitt 3.5.3). Der zweite Interkonnektor zwischen Belgien und Deutschland sowie ein Ausbau der Übertragungskapazitäten zwischen Frankreich und Belgien sowie den Niederlanden und Belgien hebt die Kurve des 2025-Szenarios geringfügig über das Niveau von Szenario 2020A. Nichtsdestotrotz sinkt die freie thermische Leistung in wenigen Stunden des Jahres signifikant ab. In Szenario 2020B verbleibt in rd. 40 h/a eine thermische Leistung kleiner 500 MW und in einer Stunde liegt diese sogar bei lediglich 270 MW. Es wird deutlich, dass bereits im Basisfall kaum noch Erzeugungsreserven verfügbar sind.

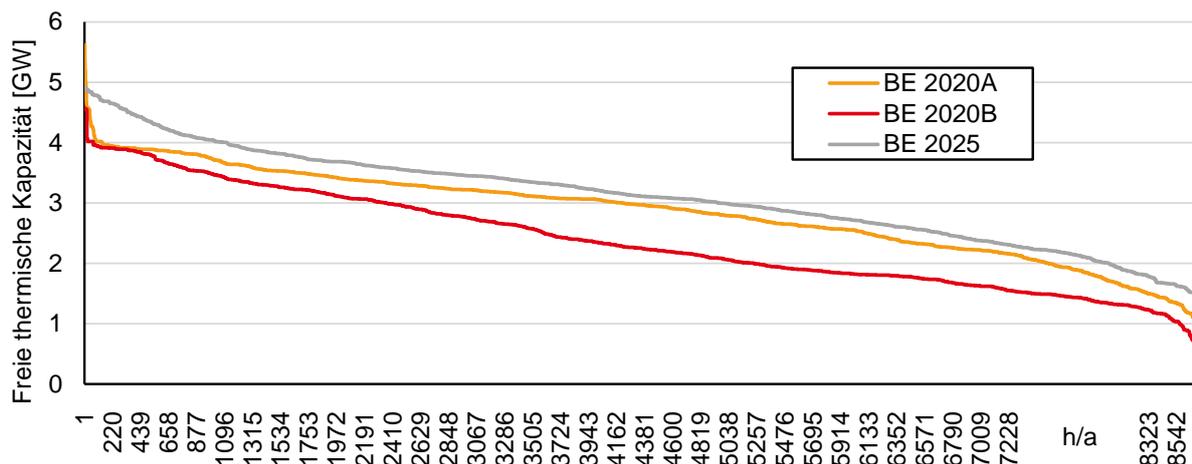


Abbildung 34: Auswertung der noch stündlichen freien thermischen Kapazität (Dauerliniendarstellung)

Dies unterstreicht zudem die Rolle und Wichtigkeit der Importe für Belgien, sodass nachfolgend die Häufigkeitsverteilung der stündlichen Nettoimporte¹⁴ in Abbildung 35 aufgezeigt wird. Bei näherer Betrachtung von Szenario 2020A fällt auf, dass Belgien in wenigen Stunden des Jahres (2,15 %) einen negativen Nettoimport – und somit einen Nettoexport – oder ein stündliches Handelssaldo von Null (0,49 %) aufweist. Dies ändert sich in den Szenarien 2020B und 2025, in denen sich für Belgien stets ein positiver Nettoimport ergibt. Darüber hinaus zeigen sich insgesamt wesentlich häufiger höhere Nettoimporte in Belgien.

Zudem wird der für Belgien angenommene koordinierte NTC¹⁵ sowohl in Szenario 2020B als auch Szenario 2025 durch den Ausstieg aus der Kernenergie häufiger zu einer bindenden Restriktion (6,03 % in 2020B bzw. 1,74 % in 2025). In Szenario 2020A erreicht der maximale Import in keiner Stunde des Jahres den Grenzwert in Höhe von 6,5 GW.

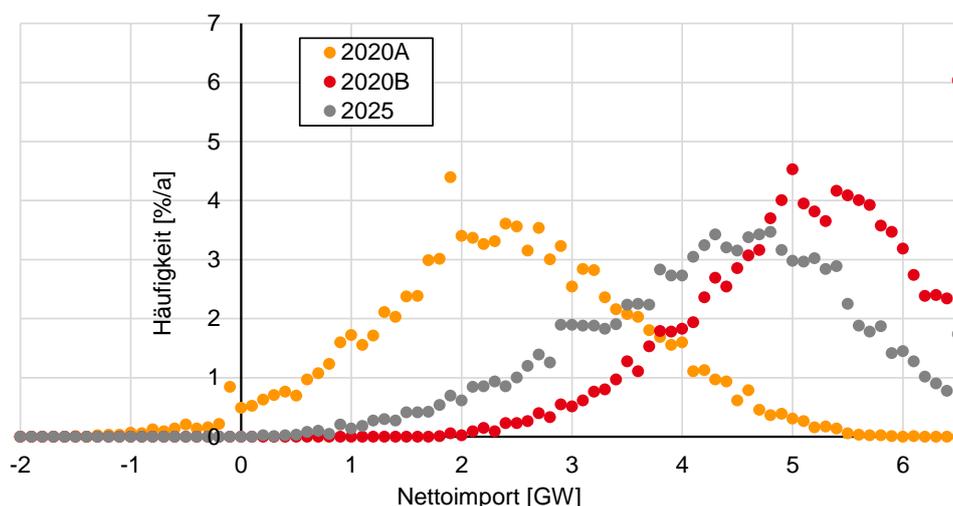


Abbildung 35: Auswertung der stündlichen Nettoimporte

4.4.2 Netzbetriebs- und Redispatchsimulation

Basierend auf den Marktsimulationsergebnissen des Basisfalls 2025 wird wiederum eine stundenscharfe Netzbetriebs- und Redispatchsimulation unter Annahme eines koordinierten Redispatches für Belgien, Deutschland und die Niederlande durchgeführt. Die Netzsituation entspannt sich vor allem durch den deutli-

¹⁴ Saldierung des stündlichen Im- und Exports. Ein positiver Wert entspricht dabei einem Nettoimport Belgiens.

¹⁵ Maximaler Import in Höhe von 6,5 GW.

chen Netzausbau in Deutschland, aber auch in den benachbarten Marktgebieten. Ein Großteil der durchgeführten Maßnahmen zur Wahrung der Netzsicherheit entfällt in den durchgeführten Simulationen auf Veränderungen der Arbeitspunkte der HGÜ-Verbindungen – insbesondere in Deutschland. Im Untersuchungsszenario ergibt sich darüber hinaus ein Redispatchvolumen von insgesamt 3,5 TWh/a für die Region Deutschland, Niederlande und Belgien. Ein Überblick über die Gesamtsituation zeigt Abbildung 36.

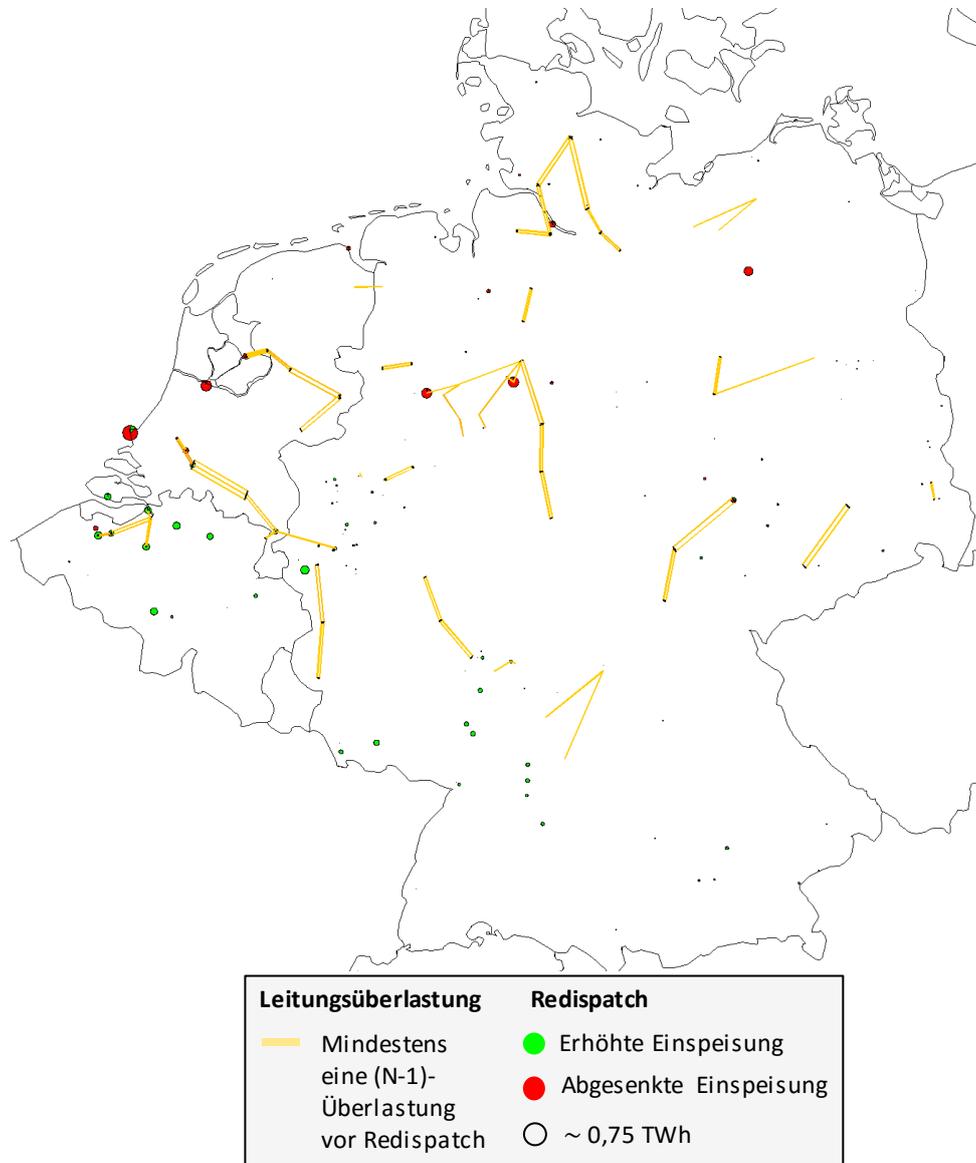


Abbildung 36: Leitungsauslastung vor Redispatch und Redispatchvolumen im Szenario 2025

Aus deutscher Sicht ergibt sich durch den zusätzlichen Interkonnektor (1 GW) nach Belgien punktuell eine Mehrbelastung des deutschen Netzes. Als Ursachen sind hier in erster Linie die steigende Belastung der Anschlussleitungen auf deutscher Seite – insbesondere die Verbindung Oberzier - Dahlem – und das durch den höheren NTC steigende Übertragungserfordernis in den Süd-Westen Deutschlands zu nennen. Die Anbindung des zweiten Interkonnectors ist in den Planungsprozessen der Netzentwicklungspläne aktuell nicht berücksichtigt, sodass die Integration der Verbindung ohne weitere Ausbaumaßnahmen eine zusätzliche Belastung für das Netz in beiden Ländern darstellt. Diese kann jedoch voraussichtlich durch geringe zusätzliche Netzausbaumaßnahmen (z. B. durch eine Netzverstärkung durch Hochtemperaturleiterseile) gelöst werden.

In Belgien können auch im Szenario 2025 im (N-0)-Fall alle Lasten ohne verbleibende Überlastungen versorgt werden. Analog zu den Ergebnissen des Szenarios 2020B wird der Bereich Mercator – Buggenhout (B) zunehmend durch die Leistungsflüsse Richtung Belgien belastet, sodass in über 3 % der Stunden Re-

dispatchmaßnahmen aufgrund von Überlastungen in diesem Bereich erforderlich sind. In einzelnen Stunden sind die Überlastungen trotz der zusätzlichen Redispatchpotentiale durch Neubaugaskraftwerke nicht zu beheben.¹⁶

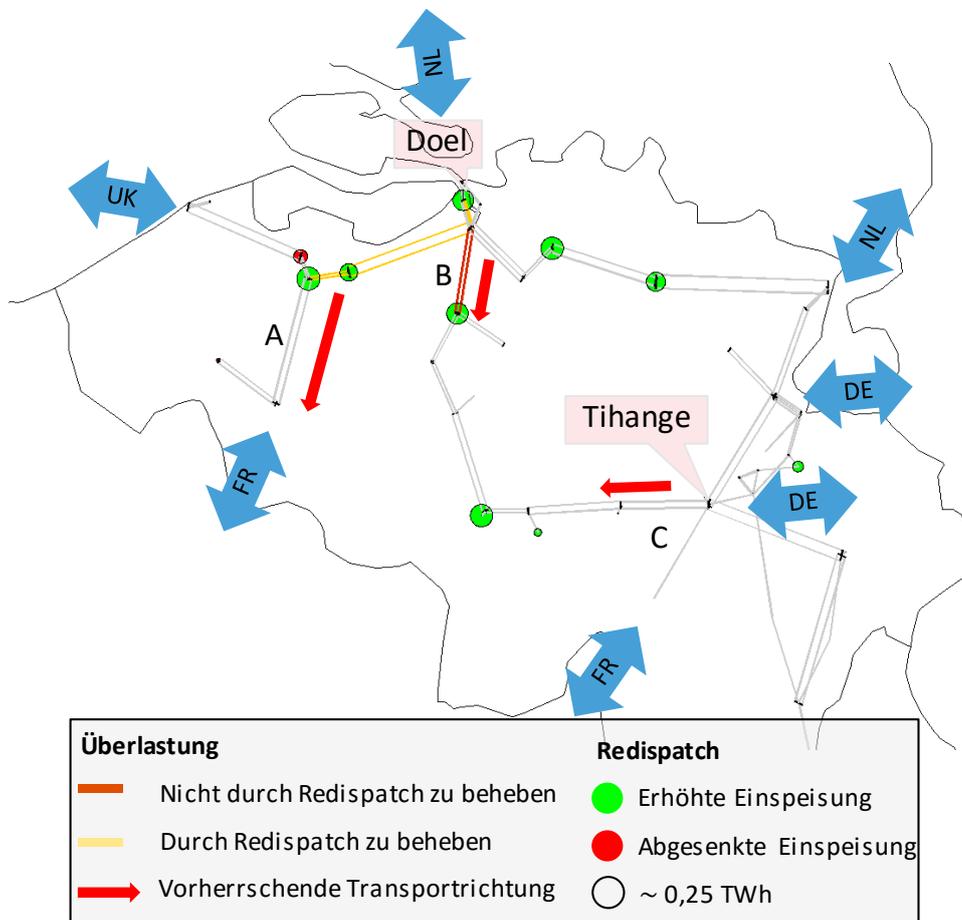


Abbildung 37: Leitungsauslastung nach Redispatch und Redispatchvolumen in Belgien im Szenario 2025

Der vollständige Kernenergieausstieg im Szenario 2025 ist in den durchgeführten Simulationen möglich, sofern die in Belgien geplanten Maßnahmen, insbesondere die Errichtung von Neubaugaskraftwerken, unter Beachtung netzplanerisch sinnvoller Standorte erfolgen und die Interkonnektoren nach Belgien engpassfrei in das deutsche Netz eingebunden werden.

Im Vergleich zu den Szenarien 2020A, 2020B, dem Referenzfall 2020 mit KKW kann das Szenario 2025 gemäß Tabelle 5 eingeordnet werden. Es zeigt sich, dass die Netzsituation in Belgien in allen Szenarien angespannt ist. Während jedoch für die Szenarien 2020A, 2025 und dem Referenzfall 2020 direkt durchführbare Maßnahmen zur Behebung – wie etwa der zuvor erwähnten verbesserten Einbindung des Interkonnektors im deutschen Netz (2025) oder die Anfahrt deutscher Reservekraftwerke (2020A) – aufgezeigt werden können, existieren solche Maßnahmen für den deutlich kritischeren Fall 2020B nicht.

¹⁶ Über die genauen Standorte von Neubaugaskraftwerken lag zum Zeitpunkt dieser Studie keine Kenntnis vor. Bei der Integration in das Netz wurden Technologien und Standorte gewählt, an denen sich auch in der Vergangenheit solche Kraftwerke befanden. Eine Optimierung der Standorte in Hinblick auf die Netzsicherheit erfolgte jedoch explizit nicht.

	Redispatch- volumen (BE-DE-NL)	Stunden mit verbleibenden Über- lastungen in Belgien	Höchste verbleibende Überlastung in Belgien
2025	≈3,5 TWh	< 0,07 %	≈119 % (Buggenhout – Mercator (B))
2020 ohne Kernenergieausstieg	≈9 TWh	< 0,07 %	≈118 % (Horta – Avelgem (A))
2020A	≈9 TWh	< 0,07 %	≈139 % (Horta – Avelgem (A))
2020B	≈9 TWh	< 0,15 %	≈117 % (Buggenhout – Mercator (B))

Tabelle 5: Überblick über Kennzahlen der Untersuchungsergebnisse für die Stützjahre 2020 und 2025

4.5 Stresstest

Die vorherig aufgezeigten Simulationsergebnisse stellen den erwarteten Basisfall dar, dessen Eintritt mit hoher Wahrscheinlichkeit verbunden ist und als typische Situation betrachtet wird. Wie in Abschnitt 3.3 aufgezeigt, soll zudem die Versorgungssicherheit Belgiens bei einem „Stresstest“ untersucht werden, um sicherzustellen, dass diese auch in weniger wahrscheinlichen, aber noch möglichen Situationen gewährleistet ist.

4.5.1 Szenario 2020A

Wie bereits in Abschnitt 0 eingeführt, beinhaltet die Parametrierung der Stresstests ceteris paribus eine Erhöhung der elektrischen Nachfrage und der Spitzenlast in Belgien, Deutschland und Frankreich sowie eine Reduktion der Verfügbarkeit thermischer Kraftwerke im Fokusbereich. Dies führt zu einer signifikanten Erhöhung der Kritikalität für Belgien, sodass in einer Stunde des Jahres die Last nicht mehr gedeckt werden kann. Die Leistungsbilanz Belgiens sowie die Importsituation dieser Stunde werden in Abbildung 38 dargestellt. Bei der genannten Stunde handelt es sich um eine Abendstunde im Februar, welche durch eine geringe Einspeisung aus Windenergieanlagen (291 MW) und keine Einspeisung aus Photovoltaikanlagen charakterisiert ist. Des Weiteren speisen sämtliche (noch verfügbaren) Kraftwerke auf voller Leistung ein und es kommt zu einer vollständigen Aktivierung der abschaltbaren Lasten. Trotz maximaler Importe aus Deutschland (1 GW), den Niederlanden sowie Luxemburg führen die Lasterhöhung sowie die Kraftwerksausfälle in Belgien (in Höhe von 1,8 GW) in dieser Stunde zu einem Leistungsdefizit von 84 MW, welches als vernachlässigbar gering bewertet werden kann.



Abbildung 38: Leistungsbilanz (links) und Importsituation (rechts) Belgiens in der kritischsten Stunde – 2020A

Es ist zudem anzumerken, dass die Parametrierung des Stresstests in 30 Stunden des Jahres zu einem Leistungsdefizit in Frankreich führt. Da die Versorgungssicherheit in Frankreich jedoch nicht im Fokus dieser Studie steht, soll an dieser Stelle nicht weiter auf diese Versorgungsdefizite eingegangen werden. Nichtsdestotrotz kann festgehalten werden, dass sich in kritischen Stunden bzw. Knappheitssituationen keine Exporte aus Frankreich Richtung Belgien einstellen werden¹⁷.

Es kann somit festgehalten werden, dass diese Ausgestaltung des Stresstests erzeugungsseitig die Grenze der Belastbarkeit für das belgische Energieversorgungssystem darstellt. Somit ist mit Blick auf die erzeugungsseitige Versorgungssicherheit in Belgien der „kleine“ Ausstieg im Jahr 2020 gemäß den hier untersuchten Szenarien möglich.

4.5.2 Szenario 2020B

Der vollständige Ausstieg aus der Kernenergie in Belgien führt zu einer deutlichen Erhöhung der Kritikalität in der Marktsimulation. Die Stilllegung der verbleibenden Kernkraftwerke mit einer installierten Kapazität von 3,9 GW geht im Stresstest mit Leistungsdefiziten in Belgien in 62 Stunden des Jahres einher, sodass sich für das gesamte Jahr eine Fehlmenge von 67 GWh für Belgien ergibt. Da die maximale Übertragungskapazität zwischen Belgien und Deutschland in diesen Knappheitssituationen bereits stets vollständig ausgelastet ist und somit keine weiteren freien Importkapazitäten verfügbar sind, kommt es zu keinem Hochfahren weiterer deutscher Kraftwerke, oder der Kapazitätsreserve bzw. der Sicherheitsbereitschaft in Deutschland. Abbildung 39 stellt die Höhe sowie das Auftreten der Defizite in Belgien als Ganglinie über den Jahresverlauf sowie die Dauerlinie noch einmal zusammenfassend dar. Es wird deutlich, dass ein vollständiger Kernenergieausstieg in Belgien bis zum Jahr 2020 zu einer signifikanten Gefährdung der erzeugungsseitigen Versorgungssicherheit führen kann und auch das Verbundsystem mangels freier Übertragungskapazitäten die Situation nur bedingt entschärft.

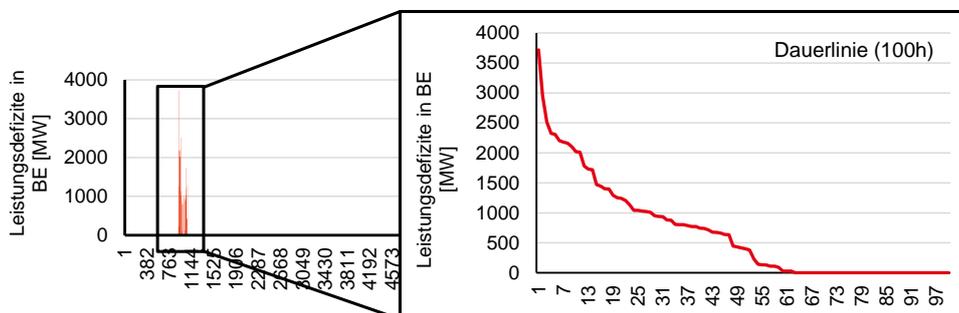


Abbildung 39: Ganglinie und Dauerlinie (100h) der Leistungsdefizite in Belgien – 2020B

Zwischenfazit

Die vorgezogene Stilllegung der weiteren Kraftwerksblöcke von Doel und Tihange ist somit ohne zusätzliche Gegenmaßnahmen, wie bspw. ein Zubau zusätzlicher thermischer Kapazitäten oder Aktivierung weiterer DSM-Potentiale in Belgien, nicht realisierbar. Aufgrund mangelnder Importkapazitäten sind dabei Gegenmaßnahmen in den benachbarten Marktgebieten nur bedingt zielführend.

4.5.3 Szenario 2025

Wie bereits in Szenario 2020A kann auch im Jahr 2025 die Last in Belgien in einer Stunde nicht gedeckt werden. Es ergibt sich in dieser Stunde, welche zugleich die Stunde maximaler Residuallast in Belgien ist, trotz vollständigem Einsatz der Kapazitätsreserve in Deutschland ein verbleibendes Defizit in Höhe von 339 MW, welches nicht mehr als vernachlässigbar gering bewertet werden kann. Ohne weitere Gegenmaß-

¹⁷ Es sei darauf hingewiesen, dass Versorgungsdefizite zwischen verschiedenen Marktgebieten im Rahmen des Day-Ahead-Marktes durch den Algorithmus EUPHEMIA aufgeteilt werden, sobald in mehreren Marktgebieten marktseitig die Last nicht gedeckt werden kann. Davon wird an dieser Stelle abgesehen.

nahmen erfordert somit ein vollständiger Ausstieg aus der Kernenergie in Belgien (marktseitig) in extremen Stress-Situationen zusätzliche Gegenmaßnahmen.

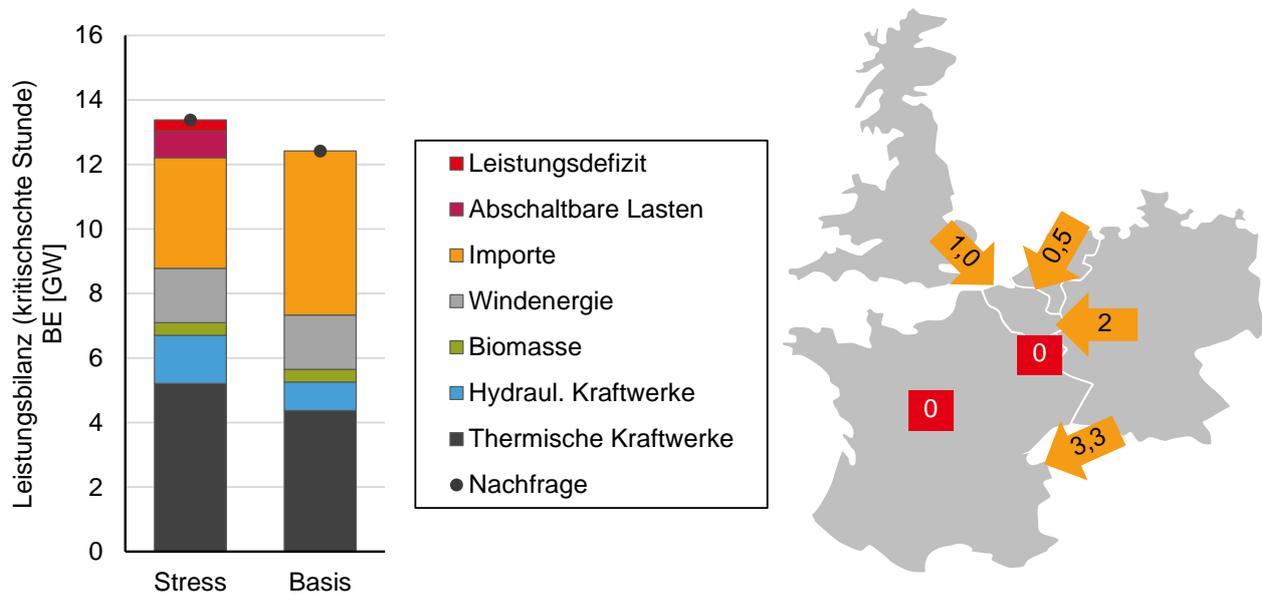


Abbildung 40: Leistungsbilanz (links) und Importsituation (rechts) Belgiens in der kritischsten Stunde – 2025

Es zeigt sich, dass die Übertragungskapazität zwischen Belgien und Deutschland (in Höhe von 2 GW) in dieser kritischen Stunde vollständig ausgeschöpft wird, welches die Wichtigkeit einer zusätzlichen Leitung auch für die Versorgungssicherheit unterstreicht. Des Weiteren ist nun auch ein nennenswerter Import über die Ärmelkanalleitung (von Großbritannien) zu erkennen, welcher insbesondere auf eine erhöhte Einspeisung aus Windenergieanlagen auf den britischen Inseln zu dieser Stunde zurückzuführen ist. Nichtsdestotrotz führt die Knappheit in Frankreich dazu, dass (wie auch im Szenario 2020A) in der kritischsten Stunde der maximale Summenimport in Höhe von 6,5 GW nicht bindend ist.

Zudem macht die vollständige Aktivierung der Kapazitätsreserve deutlich, dass auch in Deutschland in dieser Knappheitssituation keine weiteren Kapazitäten mehr verfügbar sind und somit auch in Deutschland in einer extremen Stress-Situation die Kapazitätsreserven ausgeschöpft sind.

Da eine Lastdeckung in Frankreich in keinem der obigen Stresstests möglich gewesen ist, führt dies bei den Netzberechnungen zunächst zu nicht-konvergenten Leistungsflussrechnungen. Um weitere Rechnungen durchführen zu können, hätten Annahmen zum Lastabwurf in Frankreich getroffen werden müssen. Da diese Annahmen, insbesondere zum Ort des Lastabwurfs, einen großen Einfluss auf die Leistungsflüsse in Belgien, Deutschland und den Kuppelleitungen haben, sind Netzbetriebs-/Redispatchsimulationen für die Stresstests nicht zielführend und daher im Rahmen dieser Studie nicht durchgeführt worden.

4.6 Sensitivitäten

Da der Ausbau des zweiten Interkonnektors zwischen Belgien und Deutschland eine wichtige Fragestellung dieser Studie darstellt, werden im Folgenden zwei Sensitivitäten ausgehend vom Szenario 2025 eingeführt, auf Basis derer mögliche Abweichungen zukünftiger Entwicklungen analysiert werden sollen.

Die erste Sensitivität beinhaltet dabei den Fall, dass der zweite Interkonnektor fristgerecht (bis 2025) fertiggestellt ist. Zum aktuellen Zeitpunkt ist jedoch die Dimensionierung dieses Interkonnektors noch offen, so dass abweichend unterstellt wird, dass sich die Höhe der Übertragungskapazität auf 2 GW (statt 1 GW) erhöht. Insgesamt liegt damit in diesem Fall unter Berücksichtigung von ALEGrO eine Übertragungskapazität von 3 GW zwischen Belgien und Deutschland vor. In der nachfolgenden Ergebnisdarstellung wird diese Sensitivität mit „ALEGrO +2 GW“ abgekürzt.

Durch die zweite Sensitivität wird hingegen untersucht, welcher Einfluss sich auf die Versorgungssicherheit in Belgien ergibt, wenn der zweite Interkonnektor zwischen Belgien und Deutschland nicht ausgebaut bzw. nicht fristgerecht bis 2025 fertiggestellt wird. Es verbleibt somit durch ALEGrO nur eine Übertragungskapazität von 1 GW zwischen Belgien und Deutschland. Nachfolgend wird diese Sensitivität mit „ALEGrO +0 GW“ benannt.

Wie bereits für die Szenarien 2020A, 2020B sowie 2025 wird für beide Sensitivität eine Basisrechnung sowie ein Stresstest durchgeführt. Im Folgenden wird zunächst genauer auf die erzeugungsseitigen Einflüsse im Basisfall und im Stresstest sowie anschließend auf die netzseitigen Auswirkungen eingegangen.

4.6.1 Sensitivität „ALEGrO +2 GW“

Eine erhöhte Dimensionierung des zweiten Interkonnectors führt im Basisfall nur zu einer geringfügigen Veränderung der jährlichen Stromerzeugung (vgl. Abbildung 41). Insbesondere kommt es zu einer Mehrerzeugung in Deutschland und Polen mit Steinkohle (geringfügig) und vor allem Erdgas, in Folge dessen die Erzeugung aus gasgefeuerten Kraftwerken in Belgien und Spanien zurückgeht.

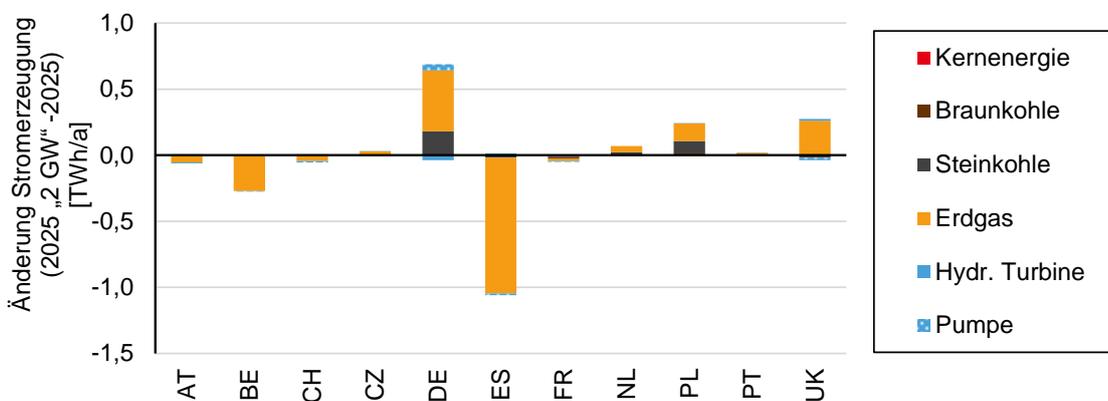


Abbildung 41: Veränderung der Stromerzeugung in Sensitivität „ALEGrO +2GW“ (Differenzdarstellung)

Da die Übertragungskapazität zwischen Deutschland und Belgien die Grundlage der Sensitivität darstellt, soll im Folgenden näher auf die Ausnutzung bzw. Bedeutung dieses Interkonnectors eingegangen werden. Wie in Abbildung 42 in Form von Dauerlinien dargestellt, weist die gesamte Übertragungskapazität zwischen Belgien und Deutschland (in Höhe von 3 GW) eine durchschnittliche Auslastung von 68 %¹⁸ auf, wobei in 4283 Stunden (BE→DE: 15 h/a; DE→BE: 4268 h/a) des Jahres die volle Kapazität von 3000 MW ausgeschöpft wird. Dies unterstreicht den Nutzen des zweiten geplanten Interkonnectors und erfüllt bei weitem das Erforderlichkeitskriterium der BNetzA im Zusammenhang mit der Prüfung von NEP-Maßnahmen.

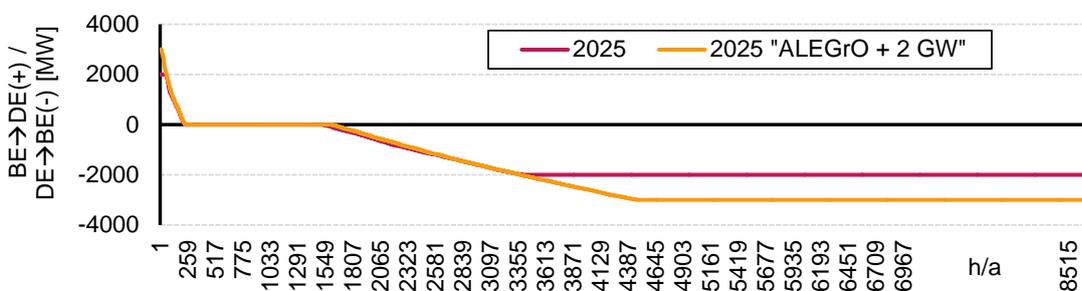


Abbildung 42: Auslastung der Übertragungskapazitäten zwischen Belgien und Deutschland in 2025 (Dauerlinie)

Wie bereits im Szenario 2025 kommt es auch unter Berücksichtigung einer höheren Übertragungskapazität zu einem Defizit in einer Stunde des Jahres. Die erhöhte Dimensionierung des Interkonnectors reduziert

¹⁸ Die durchschnittliche Auslastung der Übertragungskapazitäten im Szenario 2025 (in Höhe von 2 GW) beträgt 74 %.

dieses Defizit jedoch um rd. 70 % auf 105 MW (Szenario 2025: 339 MW). Die Leistungsbilanz sowie Import-situation Belgiens wird dazu in Abbildung 43 dargestellt. Es ist zu erkennen, dass in der kritischen Stunde die Übertragungskapazitäten zwischen Belgien und Deutschland mit 2,2 GW von verfügbaren 3 GW nicht vollständig ausgelastet ist. Dies ist darauf zurückzuführen, dass der langfristige Abbau der Überkapazitäten in Deutschland dazu führt, dass keine Kraftwerke in Deutschland mehr zur Verfügung stehen, um in angespannten Last-Erzeugungssituationen den Export noch weiter zu erhöhen. Dies impliziert zudem auch, dass in dieser kritischen Situation die Kapazitätsreserve in Deutschland bereits vollständig eingesetzt wird¹⁹, um Leistungsdefiziten entgegenzuwirken.

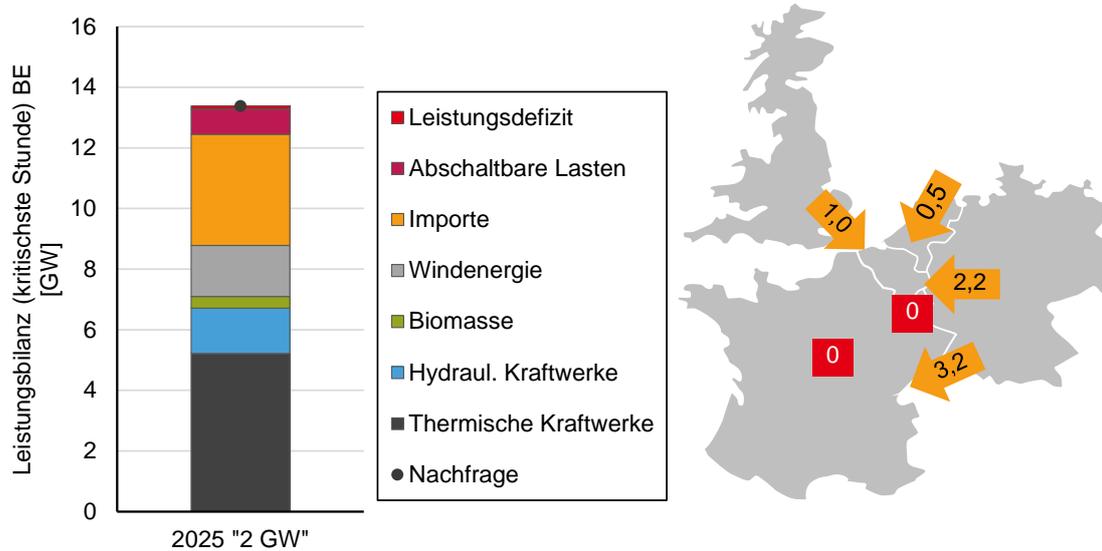


Abbildung 43: Leistungsbilanz (links) und Importsituation (rechts) Belgiens in der kritischsten Stunde – 2025 „2GW“

Die Sensitivität „2 GW“ zeigt somit auf, dass in kritischen Situationen ein erhöhter Ausbau der Übertragungskapazität zwischen Belgien und Deutschland nur einen bedingten zusätzlichen Nutzen zur erzeugungsseitigen Versorgungssicherheit Belgiens betragen kann. Nichtsdestotrotz zeigt die Marktsimulation des Basisfalls, dass eine erhöhte Dimensionierung des zweiten Interkonnectors durchaus in einem großen Teil des Jahres vollständig ausgenutzt wird und somit einen signifikanten Nutzen für das europäische Verbundsystem mit sich bringt.

4.6.2 Sensitivität „ALEGrO +0 GW“

Die Sensitivität „ALEGrO +0 GW“, in der ausschließlich ALEGrO als Interkonnecter zwischen Belgien und Deutschland berücksichtigt wird, spiegelt den Fall des verzögerten Ausbaus bzw. Nicht-Ausbaus eines zweiten Interkonnectors wider. Hinsichtlich der Basisrechnung ergibt sich für die Stromerzeugung ein nahezu gespiegeltes Ergebnis verglichen mit Sensitivität „ALEGrO +2 GW“: Eine alleinige Betrachtung von ALEGrO führt zu einer Reduzierung der Einspeisung aus Steinkohle- und Erdgaskraftwerke in Deutschland und Polen, welche durch eine Mehreinspeisung in Belgien sowie auf der Iberischen Halbinsel kompensiert wird (vgl. Abbildung 44). Trotzdem kann auch in dieser Variante im Basisfall in jeder Stunde die Last gedeckt werden, d. h. ein Wegfall des zweiten Interkonnectors zwischen Belgien und Deutschland kann im Basisfall anderweitig kompensiert werden, ohne dass es zu einer Gefährdung der Versorgungssicherheit kommt.

¹⁹ Die Braunkohlekraftwerke der Sicherheitsbereitschaft sind langfristig (bis zum Jahr 2025) stillgelegt.

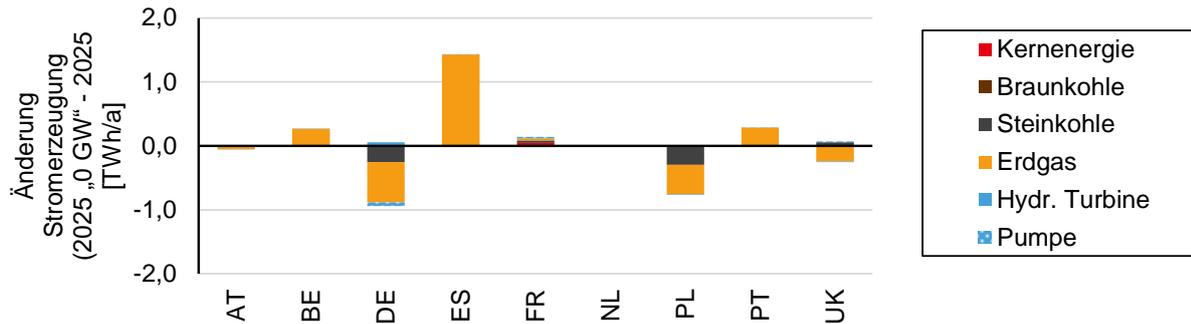


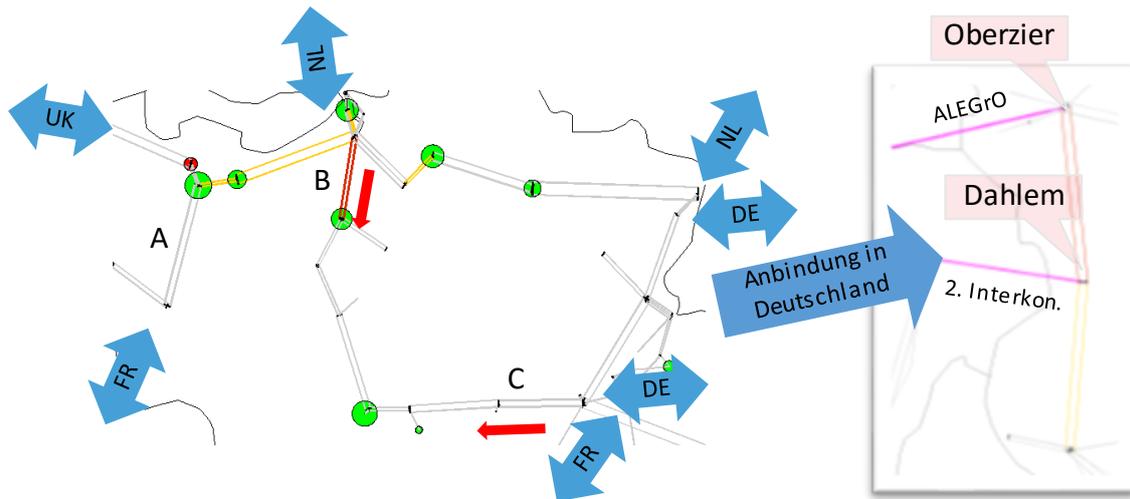
Abbildung 44: Veränderung der Stromerzeugung durch Wegfall des zweiten Interkonnektors (Differenzdarstellung)

Dies ändert sich jedoch im Stresstest, in welchem in zwei Stunden des Jahres die Last in Belgien nicht mehr gedeckt werden kann. Das maximal auftretende Defizit beträgt dabei 570 MW, sodass die erzeugungsseitige Versorgungssicherheit im Falle eines vollständigen Kernenergieausstiegs in Belgien als noch kritischer bewertet werden kann, falls der zweite Interkonnektor zwischen Belgien und Deutschland nicht bis zum Jahr 2025 realisiert wird.

4.6.3 Netzbetriebs- und Redispatchsimulation

Zur Bewertung des Einflusses des zweiten, südlichen Interkonnektors wurde – basierend auf den entsprechenden Marktsimulationsergebnissen – jeweils eine weitere Netzbetriebs- und Redispatchsimulation mit um 1 GW erhöhter (Sensitivität „ALEGrO +2 GW“) bzw. um 1 GW reduzierter (Sensitivität „ALEGrO +0 GW“) physikalischer Übertragungskapazität des südlichen Interkonnektors durchgeführt.

In vielen der untersuchten Stunden kann die Verbindung Buggenhout – Mercator (B) durch den zusätzlichen Interkonnektor entlastet werden, obwohl der belgische Netzausbau bisher nicht unter Berücksichtigung dieser Anbindung geplant wurde. Die Behebung aller verbleibenden (N-1)-Überlastungen ist jedoch nicht möglich. Dies ist vor allem auf die schwache Netzanbindung für den zweiten Interkonnektor in Deutschland zurückzuführen. Die steigende Belastung würde in Deutschland zeitweise zu einer hohen Überlastung auf der Verbindung Oberzier – Dahlem führen. Der Einsatz der HGÜ-Verbindung müsste in den entsprechenden Stunden reduziert werden, um hohe (N-1)-Auslastungen in diesem Bereich zu vermeiden. Entsprechend können auch in keiner der beiden Sensitivitäten die verbleibenden Überlastungen auf der Verbindung Buggenhout – Mercator (B) vollständig behoben werden, wie Abbildung 45 zu erkennen ist. Da in der Simulation der Sensitivität (Sensitivität „ALEGrO +0 GW“) die gleichen belgischen Leitungen von verbleibenden Überlastungen betroffen sind, wurde auf eine Darstellung dieser verzichtet.



Überlastung		Redispatch	
	Nicht durch Redispatch zu beheben		Erhöhte Einspeisung
	Durch Redispatch zu beheben		Abgesenkte Einspeisung
	Vorherrschende Transportrichtung		~ 0,25 TWh

Abbildung 45: Leitungsauslastung nach Redispatch und Redispatchvolumen in Belgien in den Untersuchungen des Szenarios 2025 in der Variante Sensitivität „ALEGrO +2 GW“

Die in vielen Stunden hoch ausgelastete Netzanbindung des Interkonnektors in Deutschland kann bei einer Erhöhung der Übertragungskapazitäten zu den in Tabelle 6 erkennbaren, steigenden, verbleibenden Überlastungen und einem höheren Redispatchbedarf führen. Zurückzuführen ist dies darauf, dass die steigenden marktseitigen Importe physikalisch nicht über den zusätzlichen Interkonnektor und die Verbindung Gramme – Cognelée (C), sondern über die bereits bestehenden AC-Leitungen und damit weiterhin über die Verbindung Buggenhout – Mercator (B) geführt werden müssen.

	Redispatch- volumen (BE-DE-NL)	Stunden mit verbleibenden Überlas- tungen in Belgien	Höchste verbleibende Überlastung in Belgien
Basisfall	≈3,5 TWh	< 0,07 %	≈119 % (Buggenhout – Mercator (B))
ALEGrO + 2 GW	≈4,4 TWh	< 0,1 %	≈115 % (Buggenhout – Mercator (B))
ALEGrO + 0 GW	≈3,3 TWh	< 0,07 %	≈110 % (Buggenhout – Mercator (B))

Tabelle 6: Überblick über Kennzahlen der Untersuchungsergebnisse im Basisfall und den Sensitivitäten

Anhand des Vergleiches in Abbildung 46 kann jedoch gezeigt werden, dass der zweite Interkonnektor in vielen der simulierten Stunden dennoch einen erkennbaren Beitrag zur Reduktion der Belastung im belgischen Netz, insbesondere auf der Verbindung Buggenhout – Mercator (B), leistet.

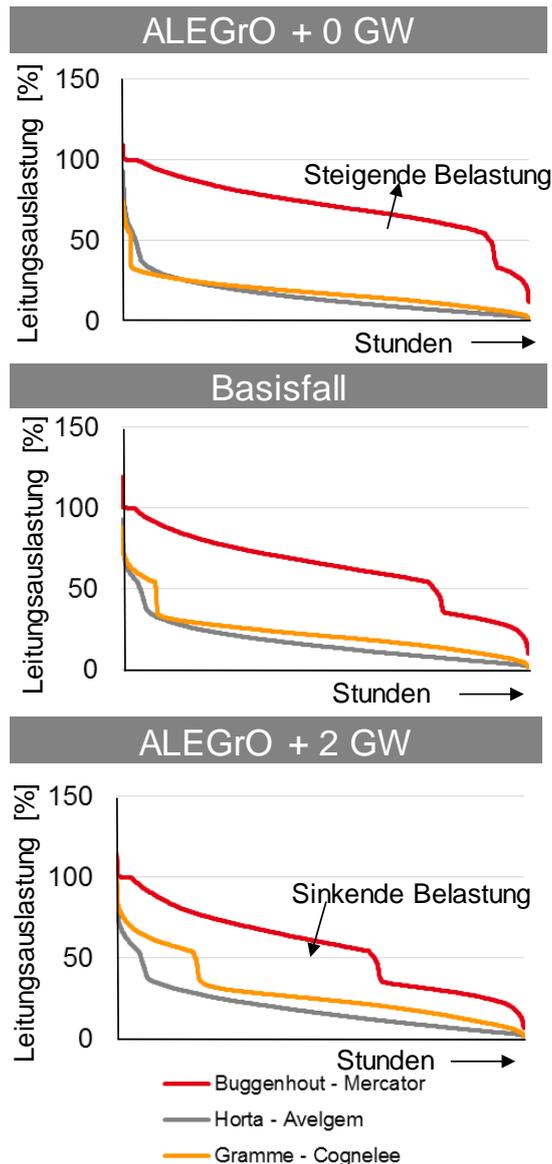


Abbildung 46: Dauerlinie der Leitungsauslastung nach Redispatch in Belgien für ausgewählte Leitungsabschnitte in den Sensitivitäten des Szenarios 2025

Der zweite Interkonnektor kann aus deutscher, vor allem jedoch aus belgischer Sicht netzbetrieblich also eine deutliche Verbesserung darstellen. Hierzu müssten jedoch entsprechende Transportkapazitäten auf den Anbindungsleitungen in Deutschland geschaffen werden. Hierdurch würde sich in der Sensitivität „ALEGrO +2 GW“ nicht nur der Redispatchbedarf reduzieren, sondern auch in allen Untersuchungen für das Jahr 2025 eine verbesserte Netzsituation in Belgien einstellen.

Um dies zu erreichen, müsste der Interkonnektor in die jeweiligen nationalen Ausbaupläne integriert werden. In Deutschland ließe sich eine verbesserte Integration aller Voraussicht nach bereits durch Netzverstärkungsmaßnahmen im Bereich der Verbindung Oberzier – Dahlem erreichen. Sofern dies unter Berücksichtigung einer Übertragungskapazität von 2 GW geschieht, ist davon auszugehen, dass der Interkonnektor seine volle Übertragungskapazität auch netzseitig in deutlich mehr Stunden zur Erhöhung der Netzsicherheit in Belgien einsetzen könnte.

4.7 Gegenmaßnahmen

Die Ergebnisse der langfristigen 2025er-Szenarien sowie des 2020B-Szenarios zeigen, dass in den Stress-Situationen in einzelnen Stunden Leistungsdefizite in Belgien verbleiben, sodass ein „großer“ Ausstieg mit

Risiken für die Versorgungssicherheit einhergeht. Im Folgenden wird dazu auf mögliche Gegenmaßnahmen eingegangen, die die zuvor aufgezeigten kritischen Last-Einspeisesituationen entspannen könnten.

4.7.1 Neubauprojekte in Belgien

Da die Leistungsdefizite in Belgien eine unmittelbare Folge mangelnder Erzeugungsleistung in Belgien sind, würde sich jede Art von Neubauprojekt sowie die Hebung weiterer Nachfrageflexibilität in Belgien als positiv für die Versorgungssicherheit erweisen.

So wird aktuell davon ausgegangen, dass bis 2020/2025 alte gasgefeuerte Kraftwerke in Belgien teilweise stillgelegt werden, jedoch werden erst bis zum Jahr 2025 Neubaukraftwerke in geringem Umfang erwartet. Vor dem Hintergrund des aktuellen Marktumfelds und der damit verbundenen Gefahr mangelnder Rentabilität ist die Investitionsbereitschaft in weitere gasgefeuere Anlagen in Belgien jedoch ungewiss, sodass ein weiterer Zubau fraglich erscheint.

Trotzdem sind neben den bereits geplanten Neubaukraftwerken weitere Erzeugungsanlagen insbesondere für einen Stressfall zu erwägen, um die erzeugungsseitige Versorgungssicherheit gewährleisten zu können. Um auch den Netzbetrieb sicherstellen zu können, sollten dabei netzdienliche Standorte unter Berücksichtigung verfügbarer zusätzlicher Gasleistungskapazitäten erwogen werden.

4.7.2 Erhöhte installierte Leistung in Deutschland

Als Einschränkung des „großen“ Ausstiegs hat sich im Jahr 2025 auch bei Berücksichtigung des groß ausgelegten zweiten Interkonnektors (Sensitivität „ALEGrO +2 GW“) im Stresstest gezeigt, dass ein Defizit in Höhe von 105 MW (vgl. Abschnitt 4.6.1) ausgeglichen werden müsste.

Dieses Defizit ergibt sich im Stresstest bei einer Parametrierung der installierten Kapazitäten gemäß Abschnitt 4.6.1. Sobald somit die installierte Leistung in Deutschland von der MAF-Parametrierung nach oben abweicht, führt die noch freie Übertragungskapazität zwischen Belgien und Deutschland (in Höhe von rd. 800 MW) dazu, dass selbst im Stresstest keine erzeugungsseitigen Versorgungsengpässe in Belgien mehr auftreten. Eine (positive) Abweichung des Kraftwerksbestandes kann dabei insbesondere aus einer verlängerten Betriebsweise einzelner Kraftwerksblöcke (bspw. Verlängerung eines Kraftwerksblocks der Kapazitätsreserve bzw. Aufstockung dieser) resultieren. Jedes zusätzliche deutsche Kraftwerk würde zu einer erhöhten Ausnutzung der noch freien Übertragungskapazität zwischen Belgien und Deutschland in kritischen Last-Einspeisesituationen führen und somit einen wesentlichen Beitrag zur Sicherstellung der Versorgungssicherheit leisten.

4.7.3 „Re-Aktivierung“ von Claus C in den Niederlanden

Die hier aufgezeigte Gegenmaßnahme beinhaltet eine „Re-Aktivierung“ des Kraftwerks Claus C. Bei Claus C handelt es sich um ein Gas- und Dampfkraftwerk mit einer installierten Leistung in Höhe von 1,309 MW, welches sich in Massbracht (NL) befindet und im Jahr 2014 aufgrund mangelnder Rentabilität stillgelegt wurde. Dieses könnte in eine strategische Reserve für Belgien überführt werden, welche im Falle eines Leistungsdefizits gezogen werden kann. Die Simulationen (des Stresstests) zeigen, dass mithilfe dieser zusätzlichen verfügbaren Leistung in den Niederlanden beide kritischen Stunden, in welchen Defizite auftreten (vgl. Abschnitt 4.6.2), entspannt werden können.

Eine Berücksichtigung von Claus C führt somit dazu, dass auch der Stresstest des Szenarios 2025 erzeugungsseitig beherrscht werden kann, welches ebenfalls auf die Sensitivität „ALEGrO + 0 GW“ übertragen werden kann. Diese Gegenmaßnahme bleibt somit von der Realisierung eines zweiten Interkonnektors zwischen Belgien und Deutschland unberührt und führt dazu, dass sämtliche Leistungsdefizite der Stresstests ausgeglichen werden können.

4.8 Auswirkungen eines belgischen Ausstiegs aus der Kernkraft auf die Marktpreise

Nachdem in den vorherigen Auswertungen ein Fokus auf die Versorgungssicherheit Belgiens gelegt wurde, sollen nun die Auswirkungen des belgischen Kernenergieausstiegs auf die Marktpreise näher betrachtet werden. Abbildung 47 stellt dazu die fundamentalen Spotmarktpreise der Marktsimulation als „Spread“-Abbildung dar: Die obere Grenze der Balken präsentiert dabei den Durchschnittspreis der 3.120 Stunden mit den höchsten Preisen („Höchste 3120 h“). Vice versa stellt das untere Ende des Balkens den Durchschnittspreis der verbleibenden 5.640 Stunden („Niedrigste 5640 h“) dar.

Der Vergleich der Szenarien 2020A und 2020B zeigt, dass der vorgezogene vollständige Kernenergieausstieg zu einem schnelleren Anstieg der Großhandelspreise in Belgien führt. Der jährliche Durchschnittspreis steigt von 32,53 EUR/MWh auf 38,29 EUR/MWh; zudem steigt der Durchschnitt der höchsten Spotpreise um fast 10 EUR/MWh. Diese Auswirkungen des vollständigen Kernenergieausstiegs beschränken sich weitgehend auf Belgien, sodass in Deutschland der Durchschnitt (der höchsten Preise) nur marginal um 0,40 EUR/MWh (0,23 EUR/MWh) ansteigt. Es sei darauf hingewiesen, dass der schnellere Anstieg der Großhandelspreise in Belgien durch einen vorgezogenen Kernenergieausstieg letztlich nur eine Vorwegnahme einer ohnehin zu erwartenden generellen Steigerung der Großhandelspreise darstellt. Die derzeit sehr niedrigen Großhandelspreise haben ihre Ursache vor allem in (noch) vorhandenen erheblichen Überkapazitäten und niedrigen Preisen für EUA. Sie reflektieren auch nicht die langfristig erforderlichen Preise für eine Vollkostendeckung sowohl konventioneller thermischer als auch erneuerbarer Erzeugungsanlagen.

In Folge steigender Brennstoff- und Zertifikatspreise (vgl. Abschnitt 3.5.5) sowie des signifikanten Rückgangs thermischer Kraftwerksleistungen (vgl. Abschnitt 3.5.1) steigt das Preisniveau in Europa, wie in Abbildung 47 für alle Szenarien des Stützjahres 2025 deutlich wird. Es fällt jedoch auf, dass die Veränderung der Preise zwischen der Basisrechnung und den darauf aufbauenden Sensitivitäten vernachlässigbar gering ist. Der Zubau eines weiteren Interkonnektors zwischen Belgien und Deutschland bzw. eine erhöhte Dimensionierung dieses Zubauprojektes auf 2 GW hat somit weder in Deutschland noch in Belgien einen nennenswerten Einfluss auf die Großhandelspreise.

In Abbildung 47 sind die Ergebnisse der Basisszenarien und Sensitivitäten dargestellt. Auf der linken Seite sind die Preise für Belgien ausgewiesen und auf der rechten Seite die deutschen.

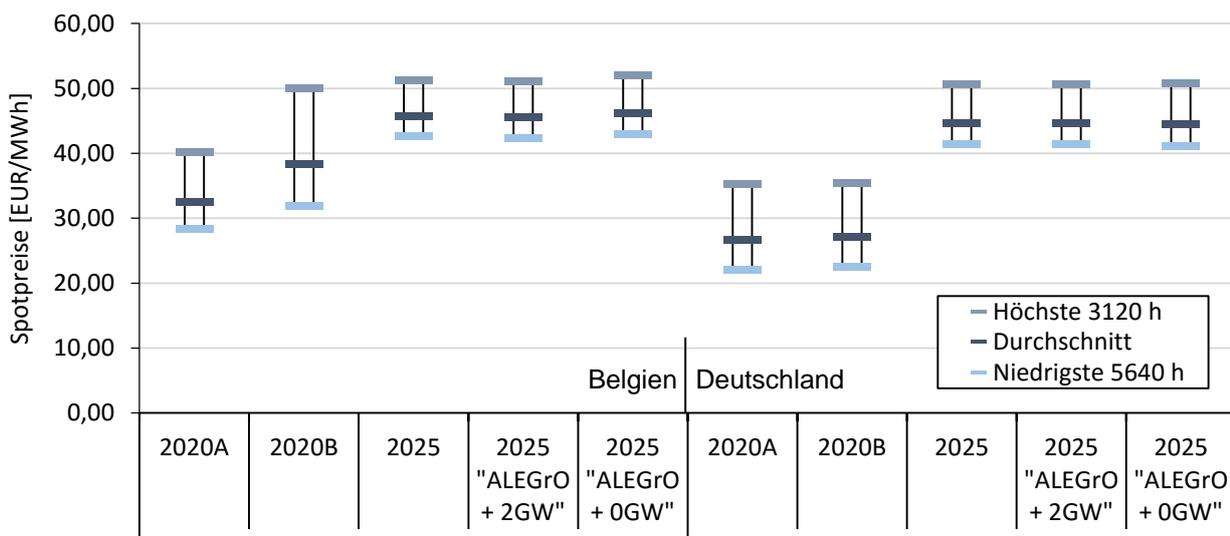


Abbildung 47: Auswertung der fundamentalen Marktpreise (Belgien und Deutschland)

5 ERGEBNISBEWERTUNG UND INTERPRETATION

Zur Analyse der Folgen eines vorzeitigen Kernenergieausstieges in Belgien wurden methodisch sowohl ein durchschnittliches „gewöhnliches“ Jahr als auch ein Stressszenario betrachtet, um die Robustheit der Ergebnisse zu analysieren. Die betrachteten Zeitpunkte sind die Jahre 2020 und 2025. Dabei wurden für 2020 ein vorgezogener teilweiser und vollständiger Kernenergieausstieg sowie für 2025 ein – wie derzeit geplant – vollständiger Kernenergieausstieg betrachtet. Ein Schwerpunkt der Analysen umfasst dabei die Untersuchung der erzeugungsseitigen Versorgungssicherheit im zentraleuropäischen Verbund sowie die Möglichkeiten zur Verbesserung der verfügbaren Netzkuppelkapazitäten insbesondere zwischen Belgien und Deutschland. Der energiewirtschaftliche Rahmen beruht im Wesentlichen auf anerkannten Parametern der internationalen Planungsprozesse der Übertragungsnetzbetreiber (MAF, Market Adequacy Forecast der ENTSO-E) sowie der Parameter im Rahmen der deutschen Netzentwicklungsplanung (u. a. aktueller Szenariorahmen der Bundesnetzagentur). Die betrachteten Szenarien enthalten bereits gegenüber dem Status quo einzelne wichtige Maßnahmen zur Verbesserung der Versorgungssicherheit. Zum einen betrifft dies insbesondere die fristgerechte Umsetzung des ALEGrO-Projektes (neue HVDC-Verbindung Belgien – Deutschland) bis 2020; zum anderen werden einzelne Neubauten von Gaskraftwerken in Belgien sowie weitere innerbelgische Netzverstärkungen unterstellt.

Im Ergebnis ist festzustellen, dass für einen vorgezogenen teilweisen oder vollständigen Kernenergieausstieg in Belgien die Versorgungssicherheit erzeugungsseitig sowohl in 2020 als auch in 2025 im Basisszenario sichergestellt werden kann. In Stressszenarien sind allerdings teilweise zusätzliche Gegenmaßnahmen erforderlich. Netzseitig ist die Versorgungssicherheit beim teilweisen oder vollständigen Kernenergieausstieg angespannt; es können einzelne Überlastungen auftreten. Auch hier sind Eingriffe ins Marktergebnis erforderlich, die zum einen idealerweise einen koordinierten europäischen Redispatch umfassen, sowie beispielsweise die Errichtung einzelner zusätzlicher Reservekapazitäten im Erzeugungsbereich zur gezielten Entlastung des Netzes.

5.1 Zusammenfassung der Handlungsoptionen

Die folgende Abbildung stellt die untersuchten Szenarien schematisch gegenüber, wobei jeweils durch eine „Ampel“ vermerkt ist, ob das Szenario im Umfeld der angenommenen Parameter (also innerhalb des Basis- oder Stressszenarios) problemlos umzusetzen (grün), schwierig aber zu lösen (gelb) oder nicht umzusetzen (rot) ist. Im Falle einer Gefährdung der Versorgungssicherheit im Szenario besteht grundsätzlich die Option, durch geeignete zusätzliche Gegenmaßnahmen eine Umsetzbarkeit zu erreichen.

Szenario	Markt	Netz	Stress
Basis 2015	●		
Basis 2020 A 'kleiner Ausstieg'	●	●	●
Basis 2020 B 'großer Ausstieg'	●	●	●
Basis 2025	●	●	●

Abbildung 48: Übersicht wesentlicher Szenarien und ihrer Umsetzbarkeit (schematisch)

Grundsätzlich ist festzuhalten, dass das belgische Stromversorgungssystem in hohem Maß von den Kernkraftwerken Doel und Tihange sowie vom Import elektrischer Energie abhängig ist. Ein (vorgezogener) Aus-

stieg führt daher trotz des Ausbaus der Erneuerbaren Energien in Belgien und der Neuerrichtung einzelner Gaskraftwerkskapazitäten zu einer weiter zunehmenden Importabhängigkeit. Thermische Ersatzkapazitäten wie z. B. Gasturbinen werden marktgetrieben nach aller Wahrscheinlichkeit nicht zugebaut. In den hier angesetzten Rahmenparametern ist dennoch ein geringfügiger Zubau unterstellt, wie in Kap. 3.5 dargestellt, um den im internationalen Kontext (ENTSO-E) getroffenen Annahmen Rechnung zu tragen.

Eine vorzeitige Abschaltung der besonders in der öffentlichen Diskussion stehenden Blöcke Tihange 2 und Doel 3 bis zum Jahr 2020 („**kleiner Ausstieg 2020**“) ist gleichwohl dennoch möglich. Die Marktsimulation zeigt im Basisszenario eine hinreichende Lastdeckung; im Stressszenario ist die Versorgungssicherheit erzeugungsseitig angespannt, aber noch beherrschbar. Eine wesentliche Voraussetzung für diesen Befund ist die termingerechte Fertigstellung des belgisch-deutschen Interkonnectors ALEGrO. Netzseitig wird die vorzeitige Abschaltung von Tihange 2 und Doel 3 trotz angespannter Situation noch beherrscht. Dazu ist die Vorhaltung ausreichender Redispatchpotentiale im In- und Ausland notwendig. Dieser bereits heute teilweise angewendeten Praxis käme bei einem Kernenergieausstieg eine zunehmende und hohe Bedeutung zu.

Ein vorzeitiger Vollausstieg in 2020 („**großer Ausstieg 2020**“) ist marktseitig im Basisfall möglich. Netzseitig ist der große Ausstieg im Basisfall kritisch. In einer Stress-Situation verschärft sich das Bild jedoch. Die Marktsimulation zeigt erhebliche Defizite, die nicht behoben werden können, da u. a. die vorhandenen Netzkuppelkapazitäten in 2020 nicht ausreichen, um mehr elektrische Energie nach Belgien zu importieren. Ohne weitere Gegenmaßnahmen ist der „große Ausstieg 2020“ somit nicht darstellbar. Die zur Unterstützung denkbaren weiteren Gegenmaßnahmen wurden in Kap. 4.7 analysiert und in Kapitel 5.2 zusammenfassend bewertet.

Der nach heutiger gesetzlicher Situation in Belgien für 2025 geplante Vollausstieg („**großer Ausstieg 2025**“) ist nach den vorliegenden Ergebnissen und unter den getroffenen Annahmen möglich. In extremen Stress-situationen sind allerdings alle Systemreserven ausgereizt und zusätzlich partielle Gegenmaßnahmen erforderlich, um die erzeugungsseitige Versorgungssicherheit zu gewährleisten.

5.2 Notwendige flankierende Maßnahmen

Grundlage für diese Befunde ist, wie in der Beschreibung der Methode ausgeführt, dass die angenommenen Parameter sich auch in etwa so einstellen wie angesetzt. Auf die getroffenen Annahmen wurde in Kap.3.5 ausführlich eingegangen, daher sollen an dieser Stelle nur drei Aspekte besonders betont werden:

Wie bereits ausgeführt, sind im Basisszenario **Neubauten von gasgefeuerten Kraftwerken** in Belgien in geringem Umfang unterstellt. Nach Einschätzung der Gutachter werden diese Kraftwerke aufgrund der anhaltend niedrigen Margen nicht marktgetrieben gebaut. Es bedarf also eines zusätzlichen Anreizes, um die Voraussetzungen für die obigen Befunde zu schaffen. Konkret bedeutet dies, dass auf europäischer oder nationaler belgischer Ebene ein Mechanismus zum Investitionsanreiz (z. B. ein selektiver Kapazitätsmechanismus) oder eine regulatorische Kapazitätsreserve an die Stelle der marktgetriebenen Neubauten treten muss. Dies umzusetzen bedarf eines entschlossenen und konzertierten Handelns der belgischen Regierung. Für die Kontrahierung von Kapazitäten im benachbarten Ausland oder den Ausbau von Interkonnectoren ist ein kooperatives und länderübergreifendes politisches Vorgehen abzustimmen. Zu bedenken ist, dass auch ein Festhalten an den zwei im Szenario „kleiner Ausstieg 2020“ vorzeitig stillgelegten Reaktorblöcken (also ein Nicht-Stilllegen) die Versorgungssicherheit nicht nachhaltig steigern würde, da sich die Verfügbarkeit beider Blöcke in der Vergangenheit als gering erwiesen hat.

Wesentlichen Beitrag zur Entlastung der angespannten Versorgungssituation leisten darüber hinaus die geplanten **internationalen Netzausbauprojekte**. Diese sind für die Haltbarkeit des getroffenen Befundes unerlässlich.

Eine mögliche Gegenmaßnahme besteht in der **zweiten Verbindung** zwischen Belgien und Deutschland (das sogenannte „2. und 3. GW“, da das erste GW Übertragungsleistung bereits durch ALEGrO gestellt

wird). Dieser kommt eine für die deutsche Perspektive besondere Rolle zu, da sie auch in Deutschland im Rahmen der Netzausbauplanung rechtzeitig berücksichtigt werden muss. Dieser zweite Interkonnektor ist für das Szenario des Vollausstieges in 2025 als ausgesprochen hilfreich einzustufen. Die in der Netzberechnung beobachteten Lastflüsse weisen aus, dass der Interkonnektor in erheblichem Maße zur Versorgung Belgiens genutzt werden kann, wenn er entsprechend in das deutsche Netz eingebunden wird. Es wird daher empfohlen, die Planungen für einen zweiten Interkonnektor zwischen Belgien und Deutschland mit hoher Priorität voran zu treiben. Die Auslegung dieser Leitung sollte – vor dem Hintergrund der aufwändigen Genehmigungsverfahren – pro-aktiv auf 2 GW erfolgen. Die Analysen haben gezeigt, dass dieser zusätzliche zweite Interkonnektor mit einer Auslegung von 2 GW eine Gesamtauslastung von über 68 % hätte. Mit 1 GW wäre die Gesamtauslastung noch höher. Diese Auslastungen erfüllen bei weitem das Erforderlichkeitskriterium der BNetzA im Zusammenhang mit der Prüfung von NEP-Maßnahmen. Der planerische Aufwand, der durch die Leistungserhöhung verursacht wird, ist relativ gering im Vergleich zum zusätzlichen Transportvermögen. Ggfs. sollte auf Basis weiterer, detaillierter Untersuchungen die Umsetzung des zweiten Interkonnektors in 2 Bauphasen zeitversetzt erfolgen in Abhängigkeit des Kapazitätsangebotes, da absehbar die Auslastung bei einem weiter fortschreitenden EE-Ausbau in Deutschland steigen würde.

5.3 Bewertung von Preiseffekten

Die Entwicklung der Großhandelspreise stand nicht im Mittelpunkt dieser Untersuchung. Grundsätzlich hat sich aber gezeigt, dass der belgische Kernenergieausstieg in Belgien zu einem nennenswerten Anstieg der Stromgroßhandelspreise führt. Für die deutschen Strompreise sind sowohl der belgische Kernenergieausstieg als solcher, als auch die Frage der Interkonnektor-Ausführung (plus/minus 1 GW) fast folgenlos. Die Preisdelta in Deutschland sind deutlich unter 1 €/MWh.

6 ZUSAMMENFASSUNG UND HANDLUNGSEMPFEHLUNG

Das vorliegende Gutachten hat die Frage untersucht, welche Folgen ein belgischer Ausstieg aus der Kernenergie auf die künftige Gewährleistung der Versorgungssicherheit in Belgien hat und welche zusätzlichen Maßnahmen auf beiden Seiten der Grenze erforderlich oder sinnvoll sein können, um einen solchen Kernenergieausstieg nicht zu gefährden, sondern zu unterstützen. Dabei standen sowohl das Szenario eines kompletten Kernenergieausstieges im Jahr 2025, wie es derzeit in Belgien ohnehin geplant ist, als auch ein vorgezogener teilweiser oder sogar kompletter Ausstieg aus der Kernenergienutzung in Belgien bereits im Jahre 2020 im Fokus. Das letztere Szenario ist vor allem vom Interesse der Landesregierung NRW getrieben, die zahlreichen Sorgen der (grenznahen) deutschen Bevölkerung bezüglich der Sicherheit der Kernkraftwerke Tihange und Doel zu antizipieren und nach Lösungsmöglichkeiten zu suchen, ob und wie – im Falle eines länderübergreifenden Konsenses – ein schnellerer Kernenergieausstieg ggfs. realisiert werden könnte.

Methodisch wurden für die Untersuchungsjahre 2020 und 2025 sowohl der Basisfall, d. h. durchschnittliche Normalsituationen, als auch Stress-Situationen, z. B. wenn das Stromsystem aufgrund höherer Nichtverfügbarkeiten von Erzeugungsanlagen und hoher, kältebedingter Stromnachfrage besonders hohen Belastungen ausgesetzt ist, analysiert. Dazu wurde zum einen auf Basis anerkannter und zeitlich hoch aufgelöster Rechenmodelle eine detaillierte Simulation des europäischen Erzeugungssystems mit besonderem Fokus auf die Marktgebiete Belgien, Niederlande, Luxemburg, Frankreich und Deutschland vorgenommen. Zum anderen wurden detaillierte Netzberechnungen auf Basis ebenfalls anerkannter Lastflussmodelle durchgeführt, um die netztechnischen Auswirkungen und die Anforderungen an den länderübergreifenden Stromaustausch zu untersuchen. Die verwendeten Szenarien der energiewirtschaftlichen Randbedingungen beruhen im Übrigen auf den derzeit aktuell öffentlich verfügbaren Planungen und Projektionen (Market Adequacy Forecast, Netzentwicklungspläne, Kraftwerksdatenbanken) sowie dem derzeitigen regulatorischen Rahmen.

Die Untersuchung hat generell eindrucksvoll gezeigt, dass – historisch bedingt – das belgische Stromsystem stark auf die derzeitigen Kernkraftwerkskapazitäten ausgelegt ist. Es wurde deutlich, dass eine Transformation im Sinne eines vollständigen Kernenergieausstieges eine große Herausforderung darstellt, die nicht „über Nacht“ und „auf Knopfdruck“ vollständig umsetzbar ist. Eine solche Transformation bedarf vielmehr hoher innenpolitischer Anstrengungen in Belgien. Auch länderübergreifend erscheint ein vertrauensvoller Kooperationsansatz notwendig, da eine Vielzahl nationaler und länderübergreifender Maßnahmen sorgfältig geplant und ineinandergreifend umgesetzt werden müssen, um eine solche Transformation sicher umsetzen zu können.

Die im vorliegenden Gutachten durchgeführten Analysen kommen zu dem Ergebnis, dass zunächst zwischen durchschnittlichen Jahren und Stress-Situationen differenziert werden muss. Des Weiteren haben die Analysen gezeigt, dass sich die Ergebnisse bezüglich der Erzeugungsseite einerseits und der Netzseite andererseits teilweise unterscheiden.

Betrachtet man zunächst das (europäische) Erzeugungssystem einschließlich der Kuppelkapazitäten zwischen den einzelnen Marktgebieten, so haben die Untersuchungen dargelegt, dass für durchschnittliche Jahre die Nachfrage in 2020 und 2025 sowohl bei einem teilweisen als auch bei einem vollständigen Kernenergieausstieg Belgiens gedeckt werden kann. Unter normalen durchschnittlichen Randbedingungen wäre somit ein vollständiger Kernausstieg darstellbar, wenn die Prämissen jeweils eingehalten werden (siehe nachfolgend). Hingegen ist in einer Stress-Situation im Jahr 2020 nur ein teilweiser Kernenergieausstieg (Tihange 2 und Doel 3) möglich und auch im Jahr 2025 ist bei einem vollständigen Kernenergieausstieg die Mobilisierung aller Reserven erforderlich, um die Nachfrage in Belgien nahezu vollständig decken zu können. Die Untersuchungen haben ferner gezeigt, dass die wegfallende Kernenergieerzeugung in Belgien im Wesentlichen durch gasgefeuerte Kraftwerke im europäischen Verbund marktgetrieben substituiert würde und nur in sehr geringem Umfang in einer Mehrerzeugung deutscher (und polnischer) Steinkohle resultiert. Braunkohlekraftwerke sind auf Grund ihrer Lage in der Merit Order nicht beeinflusst, da sie ohnehin bereits laufen.

Netzseitig bestätigen die im vorliegenden Gutachten durchgeführten Analysen generell eine angespannte Situation in Belgien. Ein teilweiser oder vollständiger Kernenergieausstieg erfordert in zunehmendem Maße Netzeingriffe, um Überlastungen in bestimmten Versorgungssituationen zu vermeiden. Dazu zählt insbesondere auch ein länderübergreifender Redispatch (Veränderung der Fahrweise von Kraftwerken im Vergleich zu einer rein marktgetriebenen Einsatzweise). Des Weiteren haben die Untersuchungen auch gezeigt, dass teilweise das belgische Netz in einzelnen wenigen Stunden durch Ringflüsse belastet sein kann, die ihre Ursache auch in dem im Jahr 2020 noch nicht vollständig umgesetzten Netzausbau in Deutschland haben.

Im Ergebnis lässt sich festhalten, dass unter den angenommenen Randbedingungen

- ein teilweiser Kernenergieausstieg der Blöcke Tihange 2 und Doel 3 bereits in 2020 umsetzbar ist,
- ein vollständiger Kernenergieausstieg bereits in 2020 ohne erhebliche weitere Gegenmaßnahmen nicht möglich ist und
- ein vollständiger Kernenergieausstieg in 2025 möglich ist, wenn u. a. ein weiterer Interkonnektor zwischen Belgien und Deutschland errichtet wird.

Diese Ergebnisse sind allerdings an die Erfüllung bestimmter Voraussetzungen und Entwicklungen gebunden, die in diesem Gutachten als beste Schätzung zukünftiger Entwicklungen angenommen wurden. Dazu zählen insbesondere:

- Die termingerechte Inbetriebnahme der belgisch-deutschen Interkonnektorleitung ALEGrO in 2020
- Der Zubau neuer Gaskraftwerkskapazität in Höhe von mindestens 1,4 GW in Belgien an möglichst netzdienlichen Standorten (oder Retrofit-Maßnahmen zur Lebensdauererlängerung in vergleichbarem Umfang von sonst zur Stilllegung vorgesehenen belgischen Gaskraftwerken)
- Die Planung und Inbetriebnahme eines zweiten belgisch-deutschen Interkonnektors bis spätestens 2025 und die Aufnahme dieses Projektes in die jeweiligen Netzentwicklungspläne

Es wird darüber hinaus empfohlen, den zweiten deutsch-belgischen Interkonnektor zumindest planerisch auf eine Kapazität von 2 GW (2 DC-Stromkreise mit je 1 GW) auszulegen. Die Auslegung dieses Interkonnektors mit 1 GW führt in jedem Falle zu einer hohen Auslastung von 68 % und einem wichtigen Beitrag zur Versorgungssicherheit. Diese Auslastung erfüllt damit auch das Erforderlichkeitskriterium der BNetzA im Zusammenhang mit der Prüfung von NEP-Maßnahmen. Der Beitrag zur erzeugungsseitigen Versorgungssicherheit in Belgien durch eine Erhöhung der Interkonnektorleistung von 1 GW auf 2 GW ist auch davon abhängig, wieviel Kapazitätsreserven in Deutschland in 2025 tatsächlich noch verfügbar sein werden. Die im vorliegenden Gutachten zu Grunde gelegten Kapazitätsprojektionen liegen nach Auffassung der Gutachter eher am unteren Rand einer möglichen Bandbreite. Die tatsächliche Entwicklung wird maßgeblich von der Entwicklung der wirtschaftlichen Rahmenbedingungen abhängen, wobei ergänzende Mechanismen wie ein Kapazitätsmechanismus oder eine Aufstockung der Kapazitätsreserve hierzu zusätzliche Impulse liefern könnten.

Da die Untersuchungen gezeigt haben, dass insbesondere in Stress-Situationen teilweise sämtliche Systemreserven für einen vollständigen Kernenergieausstieg in Belgien beansprucht werden, empfehlen die Gutachter weitere, ergänzende Maßnahmen, wenn im länderübergreifenden Konsens ein vollständiger Kernenergieausstieg nicht nur in Deutschland, sondern auch in Belgien möglichst rasch vollzogen werden soll:

- Die Reaktivierung des derzeit stillgelegten Kraftwerks Claus C als zusätzliches Reservekraftwerk für Belgien
- Möglicherweise eine teilweise Verlängerung der Sicherheitsbereitschaft in Deutschland, um in Stress-Situationen die erforderlichen Erzeugungsreserven mobilisieren zu können

Die folgende Abbildung 49 zeigt die Einflussfaktoren auf die belgische und internationale Versorgungssicherheit über die Zeit auf.

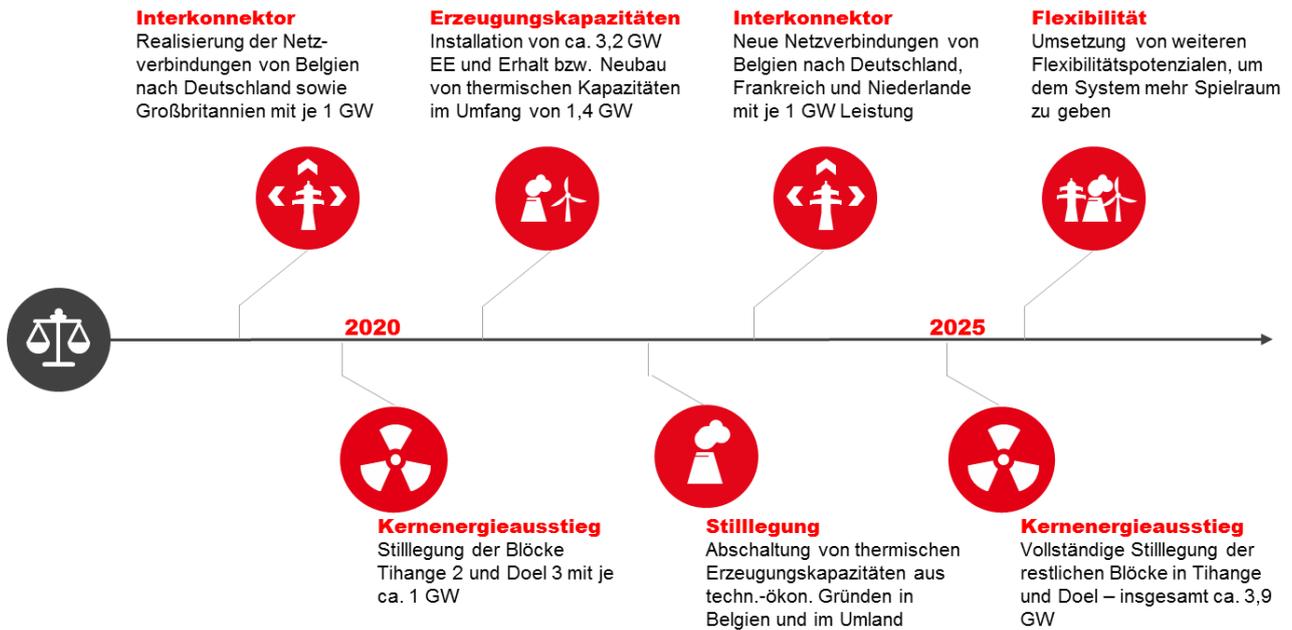


Abbildung 49: Einflussfaktoren auf die Versorgungssicherheit (schematisch)

Insgesamt zeigen die Untersuchungen im Rahmen dieses Gutachtens, dass die nationalen Transformationsprozesse sowohl in Belgien als auch in Deutschland und weiteren Nachbarländern unbedingt im Sinne eines länderübergreifenden Prozesses gestaltet werden sollten. Um eine optimale Versorgungssicherheit auch in Zukunft zu gewährleisten, regen die Gutachter an, eine länderübergreifende Expertenkommission zu gründen, um im länderübergreifenden Konsens die erforderlichen Maßnahmen im Rahmen des europäischen Binnenmarktes gemeinsam optimal zu planen und abzustimmen.

7 LITERATURVERZEICHNIS

- [1] T. Drees: Simulation des europäischen Binnenmarktes für Strom und Regelleistung bei hohem Anteil erneuerbarer Energien, Dissertation; printproduction M. Wolff GmbH; Aachen; 2016
- [2] Übertragungsnetzbetreiber, „Netzentwicklungsplan Strom 2012,“ 2012.
- [3] Übertragungsnetzbetreiber, „Netzentwicklungsplan Strom 2013,“ 2013.
- [4] ENTSO-E, „Mid-term Adequacy Forecast 2016 edition,“ Brüssel, 2016.
- [5] Bundesnetzagentur, 10 Mai 2016. [Online]. Available: http://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Erzeugungskapazitaeten/Kraftwerksliste/kraftwerksliste-node.html. [Zugriff am 7 August 2016].
- [6] Bundesnetzagentur, „Kraftwerksstilllegungsanzeigenliste der Bundesnetzagentur - Stand: 12.08.2016,“ Bonn, 2016.
- [7] ENTSO-E, „Scenario Outlook & Adequacy Forecast 2015,“ Brüssel, 2015.
- [8] elia, „Étude de l'adéquation et estimation du besoin de flexibilité du système électrique belge - Période 2017-2027,“ Brüssel, 2016.
- [9] Bundesnetzagentur, „Genehmigung des Szenariorahmens für die Netzentwicklungspläne Strom 2017-2030,“ Bonn, 2016.
- [10] Bundesnetzagentur, „www.bundesnetzagentur.de,“ 2016. [Online]. Available: http://www.bundesnetzagentur.de/cln_1411/SharedDocs/Pressemitteilungen/DE/2016/161028_DE_AU.html?nn=265778.
- [11] elia, „Elia Grid Technical Data,“ 09 2015. [Online]. Available: <http://www.elia.be/en/grid-data/Grid-Technical-Data>. [Zugriff am 10 2016].
- [12] ENTSO-E, „Ten-Year Network Development Plan 2016,“ 2016.
- [13] Übertragungsnetzbetreiber, „Netzentwicklungsplan Strom 2025 (Version 2015, zweiter Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber),“ 2015.
- [14] BET Aachen, 12 2015. [Online]. Available: <http://www.bet-aachen.de>.
- [15] elia, „Strategic reserves for winter 2017-18,“ 2016.
- [16] elia, „Plan de Développement fédéral du réseau de transport 2015-2025 (Version définitive),“ 2015.
- [17] IEA, World Energy Outlook 2016, 2016

8 ANHANG

8.1 Historie der belgischen Kernkraft

Die belgische Kernkraft fand ihre Anfänge in den 1950er Jahren mit der Errichtung und den Betrieb des „Studienzentrums für Kernenergie“ kurz SCK-CEN („Studiecentrum voor kernenergie / Centre d'étude de l'énergie nucléaire“)²⁰. Unter Verwendung des ersten belgischen Reaktors BR 1 wurden Untersuchungen und wissenschaftliche Experimente durchgeführt, um die Kernenergie nutzbar zu machen. Diese Forschungen mündeten schließlich in der Errichtung der ersten Druckwasserreaktoren im Jahr 1975 in Doel sowie in Tihange, welche aktuell von dem belgischen Energiedienstleister „Engie Electrabel“ betrieben werden.

Das Kernkraftwerk in Doel, in der Nähe der belgischen Hafenstadt Antwerpen, setzt sich aus vier Blöcken zusammen, welche insgesamt eine elektrische Leistung von ca. 2.905 MW haben und ca. 15 % des elektrischen Energiebedarfes Belgiens deckt.²¹

Bezeichnung	MW	Inbetriebnahme	Eigentümer
Doel 1	433	15.02.1975	Electrabel
Doel 2	433	01.12.1975	Electrabel
Doel 3	1.006	01.10.1982	Electrabel
Doel 4	1.033	01.07.1985	Electrabel

Tabelle 7: Kennzahlen Kernkraftwerk Doel

Das zweite Kernkraftwerk in Tihange liegt in der Nähe der belgischen Stadt Lüttich und ist nahe der deutschen Grenzregion. Insgesamt verfügt es über eine Leistung von ca. 3.008 MW und trägt zu 15 % zur Deckung der Stromnachfrage Belgiens bei.²²

Bezeichnung	MW	Inbetriebnahme	Eigentümer
Tihange 1	962	01.10.1975	Electrabel
Tihange 2	1.008	01.02.1983	Electrabel
Tihange 3	1.038	01.09.1985	Electrabel

Tabelle 8: Kennzahlen Kernkraftwerk Tihange

Dies findet sich in den Anpassung der Stilllegungsfristen wieder, welche von der belgischen Regierung in den letzten beiden Jahrzehnten verabschiedet worden sind. Insbesondere die Laufzeiten der in 1975 errichteten Blöcke Doel 1, Doel 2 sowie Tihange 1 wurden mehrmals verändert.

- Die erste Anpassung der Laufzeiten erfolgte im Jahr 2003 unter der **Regierung Verhofstadt I**, welche die ursprünglich geplanten Laufzeiten von 30 Jahre auf 40 Jahre an hob.²³
- Die zweite Anpassung erfolgte unter der **Regierung Van Rompuy** im Jahr 2009 und sah eine Verlängerung der Laufzeiten der drei ältesten Reaktorblöcke von 40 Jahre auf 50 Jahre vor. Kernelement dieser Laufzeitverlängerung war unter anderem, dass der Betreiber der Kraftwerksblöcke eine sog. Kernbrennstoffsteuer („Nucleaire rente“) an die belgische Regierung zu leisten hat. Aufgrund eines vorzeitigen Regierungswechsels wurde dieses Gesetz nicht verabschiedet.

²⁰ <http://www.sckcen.be/>

²¹ <http://corporate.engie-electrabel.be/nl/lokaal-producent/kernenergie/doel/>

²² <http://corporate.engie-electrabel.be/nl/lokaal-producent/kernenergie/tihange/>

²³ http://www.ejustice.just.fgov.be/cgi_loi/change_lg.pl?language=nl&la=N&cn=2003013138&table_name=wet

- Die dritte Anpassung („**Wathelet-Plan**“) im Jahr 2013 sah eine teilweise Umsetzung der von der Vorgängerregierung beschlossenen Pläne vor. Anstelle der Laufzeitverlängerung der drei ältesten Blöcke (Doel 1 und 2 sowie Tihange 1) von 40 auf 50 Jahre, sollten nur die Laufzeit von Tihange 1 auf 50 Jahre erhöht werden.^{24 25}
- Die derzeitige Regierung von **Charles Michel** rückte 2015 vom „Wathelet-Plan“ ab und verlängerte die Laufzeit der drei ältesten Blöcke unisono auf 50 Jahre. Das Gesetz wurde am 30.11.2015 verabschiedet. Zu diesem Zeitpunkt war Doel 1 bereits stillgelegt (nach Plan am 15.02.2015) und Doel 2 stand kurz davor (01.12.2015). Durch die Verabschiedung des Gesetzes wurde Doel 1 am 30.12.2015 hochgefahren und Doel 2 ging nach kurzer Unterbrechung bereits am 24.12.2015 wieder ans Netz.

Bezeichnung	Inbetriebnahme	Geplante Stilllegung	Verhofstadt (2003)	Van Rompuy (2009)	Wathelet (2013)	Michel (2015)²⁶
Doel 1	15.02.1975	15.02.2005	15.02.2015	15.02.2025	15.02.2015	15.02.2025
Doel 2	01.12.1975	01.12.2005	01.12.2015	01.12.2025	01.12.2015	01.12.2025
Doel 3	01.10.1982	01.10.2012	01.10.2022	01.10.2022	01.04.2022	01.10.2022
Doel 4	01.07.1985	01.07.2015	01.07.2025	01.07.2025	01.07.2025	01.07.2025
Tihange 1	01.10.1975	01.10.2005	01.10.2015	01.10.2025	01.10.2025	01.10.2025
Tihange 2	01.02.1983	01.02.2013	01.02.2023	01.02.2023	01.04.2023	01.02.2023
Tihange 3	01.09.1985	01.09.2015	01.09.2025	01.09.2025	01.09.2025	01.09.2025

Tabelle 9: Entwicklung der Laufzeitveränderungen

²⁴ http://www.ejustice.just.fgov.be/cgi_loi/change_lg.pl?language=nl&la=N&cn=2013121804&table_name=wet

²⁵ http://www.standaard.be/cnt/dmf20130705_00648398

^{26 26} http://www.elia.be/~media/files/Elia/Products-and-services/151202_ELIA_adequacy-report-NL.pdf (S.40)

Die absoluten jährlichen Veränderungen der jeweiligen politischen Entscheidungen sind in der nachfolgenden Tabelle aufgeführt.

Bezeichnung	Inbetriebnahme	Laufzeit nach "Verhofstadt (2003)"	Laufzeit nach "Van Rompuy (2009)"	Laufzeit nach "Wathelet (2012)"	Laufzeit nach "Michel (2015)"
Doel 1	15.02.1975	40	50	40	50
Doel 2	01.12.1975	40	50	40	50
Doel 3	01.10.1982	40	40	40	40
Doel 4	01.07.1985	40	40	40	40
Tihange 1	01.10.1975	40	50	50	50
Tihange 2	01.02.1983	40	40	40	40
Tihange 3	01.09.1985	40	40	40	40

Tabelle 10: Laufzeit [in Jahren] der Kernkraftwerke in den unterschiedlichen Ausstiegsszenarien

Die tagespolitische Diskussion ist geprägt von diversen Problemen mit den Blöcken in den beiden Standorten, der belgischen Atomaufsichtsbehörde „FANC“ („federal agentschap nucleaire controle“)²⁷ sowie der zunehmenden politischen Diskussion im Ausland bzgl. der Sicherheit der Kernkraftwerke in Belgien.

8.2 Untersucht Studien

8.2.1 Bundesnetzagentur: Netzentwicklungsplan 2024 / 2025

Der Netzentwicklungsplan (NEP) welcher von den vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) erstellt und von der Bundesnetzagentur geprüft wird, behandelt die Auswirkungen verschiedener Annahmen des zuvor aufgestellten Szenariorahmens auf den deutschen Übertragungsnetzausbau. Der NEP wird im 2-Jahres-Rythmus veröffentlicht, um den energiepolitischen Entwicklungen in Deutschland und Europa ausreichend Rechnung zu tragen.

Das Dokument berücksichtigt den belgischen Energiemarkt bzw. Netzausbau nur am Rand, so dass sich daraus keine direkten Handlungsempfehlungen ableiten lassen.

8.2.2 Bundesnetzagentur: Szenariorahmen 2030

Analog zum Netzentwicklungsplan wird der Szenariorahmen von den vier ÜNBs und der Bundesnetzagentur aufgestellt bzw. geprüft und dient als Grundlage für die Netzberechnungen im NEP. Die dort gewählten Annahmen der Modellparameter wirken direkt auf den dt. Energiemarkt sowie auf die innerdeutschen und europäischen Lastflüsse und Netzausbau.

Der Betrachtungsfokus des Szenariorahmens liegt auf den potentiellen Szenarien / Entwicklungen des Energiemarktes und betrachtet keine konkreten Handlungsmaßnahmen und -empfehlungen welche sich explizit auf den belgischen Energiemarkt beziehen.

²⁷ <http://www.killmybill.be/nl/fanc-de-nucleaire-waakhond-van-belgie/>

8.2.3 CREG: Study on the impact of price zones in different configurations in Europe²⁸

Die Studie der Universität Duisburg welche von der belgischen Regulierungsbehörde „CREG“ („Commission for electricity and gas regulation“) in Auftrag gegeben wurde, betrachtet die Wirkungszusammenhänge und Auswirkungen auf den europäischen Energiemarkt unter Einführung unterschiedlicher Preiszonen. Der Auftraggeber kommentiert die Untersuchungen eingangs und bewertet die gewonnenen Erkenntnisse als wertvoll für die Weiterentwicklung des europäischen Energiemarktes. Insbesondere volkswirtschaftliche Vorzüge welche mit der Einführung verschiedener Preiszonen einhergehen werden positiv hervorgehoben.

Die Resultate der Studie sind für die hier zu untersuchenden Fragestellungen nur eingeschränkt relevant, da sie eine detaillierte energiewirtschaftliche Untersuchung Belgiens außen vor lassen. Allerdings zeigt die Studie interessante Ansätze für die energiepolitische Diskussion in Europa auf.

8.2.4 Elia: „Federaal Ontwikkelingsplan 2010-2020“²⁹:

Der Netzentwicklungsplan der Elia ist das belgische Pendant zum deutschen Netzentwicklungsplan welchen die Übertragungsnetzbetreiber veröffentlichen. Dieser wird alle vier Jahre von der Elia in Kooperation mit den belgischen Behörden („Algemene Directie Energie“ und „Federaal Planbureau“) überarbeitet und betrachtet einen Zehnjahreshorizont des belgischen Übertragungsnetzes. Basierend auf den Szenarien des Ten-Year Network Development Plans (TYNDP) werden verschiedene Szenarien gebildet, für welche ein Netzausbau geplant wird.

Im Vergleich zu weiteren Studien und Gutachten der Elia werden in diesem Dokument systemtechnische Fragestellungen nur eingeschränkt betrachtet, so dass der Fokus der weiteren Untersuchung auf diesen Studien lag.

8.2.5 IAEW / Elia: Einfluss der Nichtverfügbarkeit belgischer Kernkraftwerke auf das europäische Energieversorgungssystem³⁰

Die vorliegende Studie, welche vom IAEW („Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft“) der RWTH Aachen University in Kooperation mit der FGH e.V. („Forschungsgemeinschaft für elektrische Anlagen und Stromwirtschaft“) im Auftrage der Elia erstellt worden ist, untersucht die Auswirkungen auf den Energiemarkt des Ausfalls der beiden Kernkraftwerksblöcke Tihange 2 und Doel 3 im Winter 2012 / 2013.

Unter Verwendung der IAEW-Toolchain wurde unter anderem untersucht, inwiefern die fehlende Erzeugungsleistung in Belgien durch Kapazitäten im Ausland bereitgestellt werden kann. Weiterhin wurde die Wirkung auf das Übertragungsnetz und die Interkonnektoren (Kuppelleitungen) zwischen den Nachbarländern und Belgien analysiert.

Trotz der spezifischen Fragestellung betrachtet die Untersuchung mehrere relevante Aspekte, welche beim Wegfall der beiden Kernkraftwerksblöcke für die Versorgungssicherheit in Belgien entscheidend sind. So wird insbesondere auf die energiewirtschaftliche Abhängigkeit Belgiens von Frankreich verwiesen. Kommt es aufgrund von Witterungsbedingungen und ungeplanten Ausfällen von Erzeugungseinheiten in Belgien zu einer Kapazitätslücke, so kann diese nicht zwingend mit Erzeugungseinheiten aus dem französischen Nachbarland kompensiert werden. Dies ist auf das besondere Verbraucherverhalten mit einem hohen Anteil an Stromheizungen in Frankreich zurückzuführen. Die Abhängigkeit Belgiens von Importen aus den weiteren Nachbarländern wird somit deutlich erhöht.

²⁸ <http://www.creg.info/pdf/Studies/F1530EN.pdf>

²⁹ <http://www.elia.be/nl/grid-data/grid-development/investeringsplannen/federaal-ontwikkelingsplan>

³⁰ RWTH Aachen, FGE Jahresbericht 2013

Die hohe Relevanz der Interkonnektoren und weitere Handlungsoptionen werden in den weiter unten vorgestellten Untersuchungen der Elia und CREG im Detail erörtert. Daher wird auf diese Studie an dieser Stelle nicht weiter eingegangen.

8.2.6 ENTSO-E: Ten-Year Network Development Plan (TYNDP 2016)

Der Ten-Year Network Development Plan (TYNDP) wird alle zwei Jahre von der europäischen Behörde ENTSO-E („European network of transmission system operators for electricity“) veröffentlicht, welche sich aus den Übertragungsnetzbetreibern (ÜNB) der Mitgliedsländer zusammensetzt. In dem Dokument werden verschiedene europäische Energiemarktentwicklungen betrachtet und Szenarien aufgestellt, welche diese entsprechend widerspiegeln. Die Daten dienen als Input für die Netzberechnungen der ÜNB, welche eine Abschätzung bzgl. des notwendigen Netzausbaus der Kuppelleitungen und der dahinter liegenden Infrastruktur vornehmen. Ziel der Veröffentlichung ist es, die Transparenz der energiepolitischen Entwicklungen zu erhöhen und Stakeholdern die Möglichkeit zu geben, sich im Gesamtprozess einzubringen.

Der Fokus des TYNDP 2016 ist für die Fragestellung bzgl. der Auswirkungen des belgischen Kernausstieges zu unspezifisch. Zwar geht ein Teil der Szenarien als Input in die Studie der Elia bzgl. der Versorgungssicherheit Belgiens, allerdings gibt es bis auf diese Ausnahme keine weiteren Inhalte, welche die hier betrachtete Fragestellung direkt betrifft.

8.2.7 TenneT: Market Review 2015³¹

Der Market Review 2015 welcher vom niederländischen Netzbetreiber TenneT jährlich veröffentlicht wird, beschreibt das Jahr 2015 aus der energiewirtschaftlichen Perspektive in Bezug auf Erzeugungskapazitäten, Lastflüssen und besonderen Zwischenfälle („special events“). Die Studie vermittelt einen Überblick über die Sachverhalte und Ereignisse in 2015. Neben der Auswirkungen der Sonnenfinsternis am 20. März 2015 auf das Einspeiseverhalten und die Preise in Deutschland wird insbesondere die Nichtverfügbarkeit von belgischen Erzeugungseinheiten und ihre Wirkung auf die Preise in Belgien beschrieben. Aufgrund der Höhe der unplanmäßig ausgefallenen Erzeugungseinheiten gab es im Oktober 2015 vereinzelt Preispeaks welche zum Teil mit 450 € / MWh deutlich über dem durchschnittlichen Marktniveau lagen. Dieser Zusammenhang verdeutlicht die Sensitivität des belgischen Energiemarktes bzgl. fehlender Erzeugungskapazitäten. Weitere relevante Punkte welche für diese Untersuchung direkt von Bedeutung sind, werden in dem Market Review 2015 nicht behandelt.

³¹ <http://www.tennet.eu/nl/bedrijf/publicaties/technische-publicaties/> (Market Review 2015)