



Auswirkungen einer Abschaltung des Kernkraftwerks Cattenom auf die Versorgungssicherheit in der Region



Studie

im Auftrag von

Ministère de l'Énergie et de l'Aménagement du territoire du Grand-Duché de Luxembourg

Ministerium für Umwelt, Energie, Ernährung und Forsten Rheinland-Pfalz

Ministerium für Wirtschaft, Arbeit, Energie und Verkehr Saarland

15. April 2021

Auswirkungen einer Abschaltung des Kernkraftwerks Cattenom auf die Versorgungssicherheit in der Region

Studie

im Auftrag von

Ministère de l'Énergie et de l'Aménagement du territoire du Grand-Duché de Luxembourg

Ministerium für Umwelt, Energie, Ernährung und Forsten Rheinland-Pfalz

Ministerium für Wirtschaft, Arbeit, Energie und Verkehr Saarland

15. April 2021

Consentec GmbH

Grüner Weg 1

52070 Aachen

Deutschland

Tel. +49 (2 41) 93 83 6-0

E-Mail: info@consentec.de

<http://www.consentec.de>

Executive Summary

Frankreich hat das Ziel, den Anteil der Kernenergie an der nationalen Stromerzeugung bis 2035 von ca. 75 % auf 50 % zu senken. Hierzu sollen zwölf bestehende Kernreaktoren abgeschaltet werden.

Jüngst vorgelegte Untersuchungen der internationalen Energieagentur IEA und des französischen Übertragungsnetzbetreibers RTE zeigen zudem Wege zu einer 100 % auf Erneuerbaren Energien basierenden Stromversorgung in 2050 ohne Kernenergie auf. Dabei werden Flexibilitäten und überregionale Ausgleichseffekte sowohl durch den massiven Ausbau unterschiedlicher erneuerbarer Erzeugungstechnologien an Land und auf dem Meer als auch durch eine verstärkte europäische Vernetzung genutzt. Steuerbare Erzeugungsleistung insbesondere auf Basis klimaneutraler Gase (wie z.B. grünem Wasserstoff) würde in einem solchen Szenario als Absicherungstechnologie dienen.

Die Regierungen des Großherzogtums Luxemburg und der Länder Rheinland-Pfalz und Saarland befürworten vor diesem Hintergrund eine zeitnahe Stilllegung des in der Grenzregion zu Luxemburg und Deutschland gelegenen Kraftwerks Cattenom. Die vorliegende Studie untersucht im Rahmen von qualitativen Analysen und quantitativen Simulationen mögliche Auswirkungen auf die Versorgungssicherheit und diskutiert, welche flankierenden Maßnahmen notwendig und sinnvoll sind.

Kurz- und mittelfristig wären bei einer Abschaltung des Kraftwerks Cattenom vor allem die Konsequenzen für die sichere Deckung des Bedarfs an elektrischer Energie (Resource Adequacy) und die Systemsicherheit zu bedenken.

Dabei hängt die sichere Bedarfsdeckung nicht vom Betriebszustand eines einzelnen Kraftwerks, sondern von der insgesamt in Frankreich und den umliegenden Ländern verfügbaren Erzeugungskapazität und Lastflexibilität ab. Aktuelle Studien zeigen weitgehend übereinstimmend in der zweiten Hälfte der laufenden Dekade – auch aufgrund des Zubaus erneuerbarer Erzeugung – eine über dem für eine sichere Bedarfsdeckung notwendigen Mindestniveau liegende Erzeugungskapazität. Entscheidender noch: Der in Frankreich bestehende Kapazitätsmarkt erlaubt – falls notwendig – eine rechtzeitige Ersatzbeschaffung steuerbarer Erzeugungskapazität zur Kompensation der geplanten Außerbetriebnahme von Kraftwerken.

Aus Systemperspektive wären durch die Außerbetriebnahme von Cattenom zwar Änderungen in der Belastungssituation im europäischen Übertragungsnetz zu erwarten. Diese können sich allerdings auch netzentlastend auswirken und wären im Rahmen des zukünftig grenzüberschreitenden Engpassmanagements jedenfalls ohne Gefahren für die Systemsicherheit beherrschbar.

Auch wegfallende Systemdienstleistungen durch eine geplante Abschaltung von Cattenom können ohne Gefahr für die Systemsicherheit ersetzt werden. Hierfür können unterschiedliche Technologien zum Einsatz kommen. Eine denkbare Möglichkeit bestünde in der Umrüstung der Maschinen im nicht-nuklearen Teil des Kraftwerks Cattenom zu so genannten rotierenden Phasenschiebergeneratoren, so wie beispielsweise in Deutschland beim abgeschalteten Kernkraftwerk Biblis bereits praktiziert.

Insgesamt zeigt sich, dass Versorgungssicherheitsbelange einer Stilllegung des Kernkraftwerks Cattenom nicht im Wege stehen, da geeignete Abhilfemaßnahmen technisch bekannt sind und in vergleichsweise kurzer Zeit verfügbar gemacht werden können.

Inhalt

Executive Summary	i
1 Hintergrund und Ziel der Studie	1
2 Auswirkungen auf die sichere Bedarfsdeckung	2
2.1 Grundlagen	2
2.2 Vorliegende Untersuchungen	3
2.3 Gewährleistung der sicheren Bedarfsdeckung ohne Cattenom	8
3 Systemsicherheit	11
3.1 Regionale und überregionale Netzbelastung	11
3.1.1 Grundlagen	11
3.1.2 Sicherer Netzbetrieb ohne Cattenom	11
3.2 Erbringung von Systemdienstleistungen	14
3.2.1 Grundlagen	14
3.2.2 Gewährleistung der Systemsicherheit ohne Cattenom	16
4 Fazit	21
5 Referenzen	22

1 Hintergrund und Ziel der Studie

Frankreich hat das Ziel, den Anteil der Kernenergie an der nationalen Stromerzeugung bis 2035 von ca. 75 % auf 50 % zu senken. Darüber hinaus zeigen kürzlich veröffentlichte Langfristszenarien des französischen Übertragungsnetzbetreibers RTE (RTE, 2021b) und der internationalen Energieagentur IEA (IEA und RTE, 2021) Wege zu einer 100 % auf Erneuerbaren Energien basierenden Stromversorgung in 2050 ohne Kernenergie auf.

Die Regierung des Großherzogtums Luxemburg sowie der deutschen Bundesländer Rheinland-Pfalz und Saarland haben Interesse daran, dass im Zuge dieser Pläne das nahe der luxemburgischen und deutschen Grenze gelegene Kernkraftwerk Cattenom abgeschaltet wird. Gleichzeitig wird befürchtet, dass in der politischen Diskussion eine zeitnahe Stilllegung des Kraftwerks Cattenom mit dem Argument abgelehnt wird, eine solche Stilllegung gefährde die Versorgungssicherheit in der Region und darüber hinaus. Auch Luxemburg, Rheinland-Pfalz und Saarland halten die Gewährleistung von Versorgungssicherheit für herausragend wichtig. Gleichzeitig sind sie daran interessiert, die Debatte zu diesem Thema nicht pauschal und abstrakt, sondern konkret und lösungsorientiert zu führen.

Zu diesem Zweck untersucht die vorliegende Studie die Auswirkungen einer Abschaltung des Kernkraftwerks Cattenom alle relevanten Aspekte der Versorgungssicherheit und diskutiert, ob und in welchem Zeithorizont flankierende Maßnahmen notwendig und sinnvoll sind.

Hierbei wird zwischen zwei Aspekten unterschieden (Consentec, 2021)¹:

- Zunächst erfordert Versorgungssicherheit eine *sichere Bedarfsdeckung* (engl. Resource Adequacy), d. h. ausreichende Stromerzeugungskapazitäten zur Deckung der Nachfrage.
- Unter dem Begriff *Systemsicherheit* wird diskutiert, ob das Stromnetz für den Netzbetreiber sicher betrieben werden kann, d. h. ohne Grenzwertverletzungen bzgl. Strömen, Spannungen und Netzfrequenzen, auch unter Berücksichtigung möglicher Störungen.

Diese Aspekte der sicheren Bedarfsdeckung und Systemsicherheit ohne Cattenom werden nachfolgend im Detail analysiert und wo möglich auch quantifiziert. Dabei wird auch diskutiert, ob und ggf. welche Auswirkungen eher regional oder systemweit auftreten und welche Maßnahmen ergriffen werden können, um eventuellen Versorgungssicherheitsbedenken zu begegnen und eine Abschaltung von Cattenom dementsprechend zu ermöglichen.

¹ Zusätzlich zu den zwei genannten Aspekten wird häufig die Versorgungszuverlässigkeit betrachtet, die insbesondere verteilnetzbezogene Fragen betrifft. Dieser Aspekt wird durch die Abschaltung eines an das Übertragungsnetz angeschlossenen Kernkraftwerks nicht berührt und bleibt deshalb in den nachfolgenden Betrachtungen außen vor.

2 Auswirkungen auf die sichere Bedarfsdeckung

2.1 Grundlagen

Unter sicherer Bedarfsdeckung wird allgemein die Frage verstanden, ob jederzeit ausreichend Erzeugungsleistung zur Verfügung steht, um die Nachfrage der Verbraucher nach Strom zu decken. Die Nachfrage ist dabei nicht nur zeitabhängig variabel, sondern sie ändert sich auch preisabhängig.

Im Gebiet der Europäischen Union und des EU-Strombinnenmarkts wird der Ausgleich von Angebot und Nachfrage über den Strommarkt koordiniert. Dabei ist der Strommarkt in sogenannten Gebotszonen organisiert, die i. W. den Nationalstaaten entsprechen und auf diesem Niveau Angebot und Nachfrage in Einklang bringen. Eine bemerkenswerte Ausnahme bildet die deutsch-luxemburgische Gebotszone, die als einzige Gebotszone in der europäischen Union grenzüberschreitend organisiert ist. Für die sichere Bedarfsdeckung in der Gebotszone Frankreich zum Beispiel, in der das Kernkraftwerk Cattenom liegt, ist demnach die gesamte verfügbare Erzeugungsleistung unabhängig vom konkreten Erzeugungsstandort innerhalb Frankreichs relevant. Das heißt auch, dass mit Blick auf die sichere Bedarfsdeckung eine Stilllegung eines Kraftwerks kompensiert werden kann durch die Errichtung bzw. Verfügbarkeit anderer Erzeugungskapazitäten an einem anderen Standort in der gleichen Gebotszone.²

Allerdings reicht die Betrachtung auf Ebene einer Gebotszone nicht aus, da diese über grenzüberschreitende Übertragungsleitungen miteinander elektrisch verbunden sind und Strom auch grenzüberschreitend gehandelt wird. Ein Erzeugungsmangel in einer Gebotszone kann deshalb möglicherweise auf effiziente Art und Weise durch noch vorhandene freie Erzeugungsleistung in einer anderen Gebotszone ausgeglichen werden. Darüber hinaus sind bei der Beurteilung der sicheren Bedarfsdeckung eine Vielzahl weiterer Faktoren zu berücksichtigen. Dazu gehören z. B. die zeitliche und von den Umgebungsbedingungen abhängige Variabilität sowohl des Verbrauchs als auch der Erzeugungsmöglichkeiten für Strom aus erneuerbaren Energien, die jeweilige technische Verfügbarkeit von Stromerzeugungsanlagen sowie die Erschließung von Lastflexibilität auf der Verbrauchsseite.

Es herrscht heute ein weitgehender wissenschaftlicher Konsens, dass alle diese Faktoren bei der Beurteilung der sicheren Bedarfsdeckung einzubeziehen sind. Dies geschieht in sogenannten Resource Adequacy Assessments. Dabei handelt es sich um probabilistische Simulationsverfahren, die die Möglichkeiten der Lastdeckung unter Berücksichtigung o. g. und weiterer Einflüsse untersuchen. Die im Jahr 2019 novellierte Strombinnenmarktverordnung (EU) 943/2019 schreibt zukünftig die Durchführung eines solchen Resource Adequacy Assessments mit europaweitem Betrachtungsbereich und einem Prognosehorizont von bis zu zehn Jahren nach einer von der Agentur für die Zusammenarbeit der Regulierungsbehörden ACER festgelegten Methode (ACER, 2020b) vor. Mit der Durchführung wurde der Verband der Stromübertragungsnetzbetreiber ENTSO-E beauftragt.

Die Ergebnisse des ersten Assessments nach den Anforderungen der Strombinnenmarktverordnung liegen noch nicht vor. Allerdings haben in den vergangenen Jahren verschiedene Akteure (Übertragungsnetzbetreiber, Verbände, Regierungen) bereits Assessments durchgeführt und

² Natürlich muss der erzeugte Strom auch zum Verbraucher transportiert werden. Das wird unter dem Aspekt der Systemsicherheit betrachtet.

veröffentlicht, die methodisch den jeweiligen Stand der wissenschaftlichen Erkenntnis widerspiegeln und die Anforderungen aus o. g. Verordnung zumindest teilweise erfüllen.

Auf solche vorliegenden Assessments wird nachfolgend zurückgegriffen, um die Möglichkeiten einer Stilllegung des Kernkraftwerks Cattenom innerhalb der laufenden Dekade zu analysieren. Dabei wird insbesondere die Situation in Frankreich betrachtet, denn denkbare Folgen einer Stilllegung des Kernkraftwerks Cattenom wären in der französischen Gebotszone besonders unmittelbar.

Für die Beurteilung bietet sich dabei insbesondere der Indikator Loss of Load Expectation (LOLE) an, der in allen ausgewerteten Assessments berechnet oder zumindest implizit betrachtet wird und europaweit als geeignetster Indikator für die Untersuchung der sicheren Bedarfsdeckung angesehen wird. Der LOLE-Wert beschreibt, in wie vielen Stunden im Jahr im Erwartungswert aller simulierten Entwicklungen die Nachfrage am Strommarkt nicht vollständig gedeckt werden kann. In solchen Situationen müssten dann, soweit keine Reserven außerhalb des Strommarktes oder andere Maßnahmen zur Verfügung stehen, einzelne Verbraucher unfreiwillig vom Netz getrennt werden. Nicht jedes Auftreten eines positiven LOLE-Wertes führt aber zwingend unmittelbar zu einer Versorgungsunterbrechung (RTE, 2021b).

Eine hundertprozentige Versorgungssicherheit – entsprechend einem LOLE von Null – ist weder technisch noch ökonomisch erstrebenswert, da die zusätzlichen Kosten ab einem gewissen Niveau gesellschaftlich inakzeptabel sind.

Die Mitgliedsstaaten der Europäischen Union können gemäß Strommarktverordnung nach einer von ACER festgelegten Methode (ACER, 2020a) über den jeweils anwendbaren Versorgungssicherheitsstandard entscheiden. Frankreich gehört zu den Mitgliedsstaaten, die einen solchen Versorgungssicherheitsstandard bereits seit einiger Zeit festgelegt haben und bei der Bewertung der sicheren Bedarfsdeckung berücksichtigen. Dabei liegt der französische Versorgungssicherheitsstandard aktuell bei einem LOLE-Wert von maximal drei Stunden pro Jahr, wobei die Definition jüngst ergänzt und geschärft wurde (RTE, 2019, S. 4, 2021a). Siehe hierzu auch Kapitel 2.3.

2.2 Vorliegende Untersuchungen

Nachfolgend werden die Ergebnisse aus drei in jüngerer Vergangenheit vorgelegten Resource Adequacy Assessments mit Fokus auf Frankreich oder auf eine Ländergruppe, zu der Frankreich gehört, miteinander verglichen und darauf basierend Schlüsse zu den möglichen Konsequenzen einer Stilllegung des Kernkraftwerks Cattenom abgeleitet. Es handelt sich um

- den sogenannten Mid-Term Adequacy Forecast (MAF) 2020 des europäischen Übertragungsnetzbetreiberverbands ENTSO-E, der zukünftig durch das neue European Resource Adequacy Assessment abgelöst werden wird (ENTSO-E, 2020);
- das 2020 veröffentlichte Generation Adequacy Assessment des Pentalateralen Energieforums (PLEF GA), zu dem neben Deutschland, Frankreich und den Benelux-Staaten auch Österreich und die Schweiz gehören (Pentalateral Energy Forum SG 2, 2020);
- die Vorausschau des französischen Übertragungsnetzbetreibers RTE aus dem Jahr 2019 auf die Entwicklung der sicheren Bedarfsdeckung und anderer Aspekte der Versorgungssicherheit (RTE, 2019) sowie die jüngste Aktualisierung vom Frühjahr 2021 (RTE, 2021a)³;

³ Die Aktualisierung vom Frühjahr 2021 ist nach Abschluss der wesentlichen Analysen für diese Studie, aber vor deren Veröffentlichung, erschienen und betrachtet einen erweiterten Zeitraum bis 2030. In den nachfolgenden Betrachtungen wird deshalb zunächst

Der RTE-Bericht von 2019 sowie das Assessment des Pentalateralen Energieforums untersuchen die Entwicklung bis 2025, der ENTSO-Bericht sowie die jüngste Aktualisierung des RTE-Berichts betrachten den Zeitraum bis 2030.

Die Studien unterscheiden sich im Detail in der Methodik. Alle Studien basieren aber auf Szenarien, die aus der Zusammenführung von Daten und Annahmen der jeweiligen nationalen Übertragungsnetzbetreiber entstanden sind.

Speziell für Frankreich sind diese Daten und Annahmen für den Horizont bis 2025 in den drei Berichten weitgehend identisch. Sie unterstellen insbesondere einen Ausbau von erneuerbaren Energien und Übertragungsnetzkapazitäten bei weitgehend gleichbleibender Spitzenlast. Im konventionellen Erzeugungssystem wird von einer Stilllegung der letzten Kohlekraftwerke in Frankreich bis 2022 sowie einer Inbetriebnahme des im Bau befindlichen GuD-Kraftwerks in Landivisiau in 2021 ausgegangen. Bzgl. des nuklearen Erzeugungssystems beinhalten die Szenarien die aktuellen Pläne der französischen Regierung. Im Mid-Term-Adequacy Forecast wird zusätzlich davon ausgegangen, dass zwischen 2025 und 2030 vier Kernkraftwerksblöcke mit einer Gesamtleistung von ca. 3,6 GW stillgelegt werden. Allerdings wird nicht genau benannt, um welche Blöcke es sich handelt, was, wie oben beschrieben, innerhalb der Gebotszone für diese Art der Analyse jedoch auch nicht relevant ist. Auch das Update des Assessments von RTE aus 2021 (RTE, 2021a) geht in der zweiten Hälfte der Dekade von einer Stilllegung von Kernkraftwerken in Übereinstimmung mit dem Mehrjahresplan der französischen Regierung und der angestrebten Reduktion des Kernenergieanteils an der Stromerzeugung auf 50% bis 2035 aus.

auf die Analyse aus 2019 Bezug genommen und dann jeweils kurz diskutiert, ob und inwieweit sich die Aussagen zwischen der dieser Untersuchung zugrundeliegenden Fassung aus 2019 und der Aktualisierung unterscheiden.

Auswirkungen auf die sichere Bedarfsdeckung

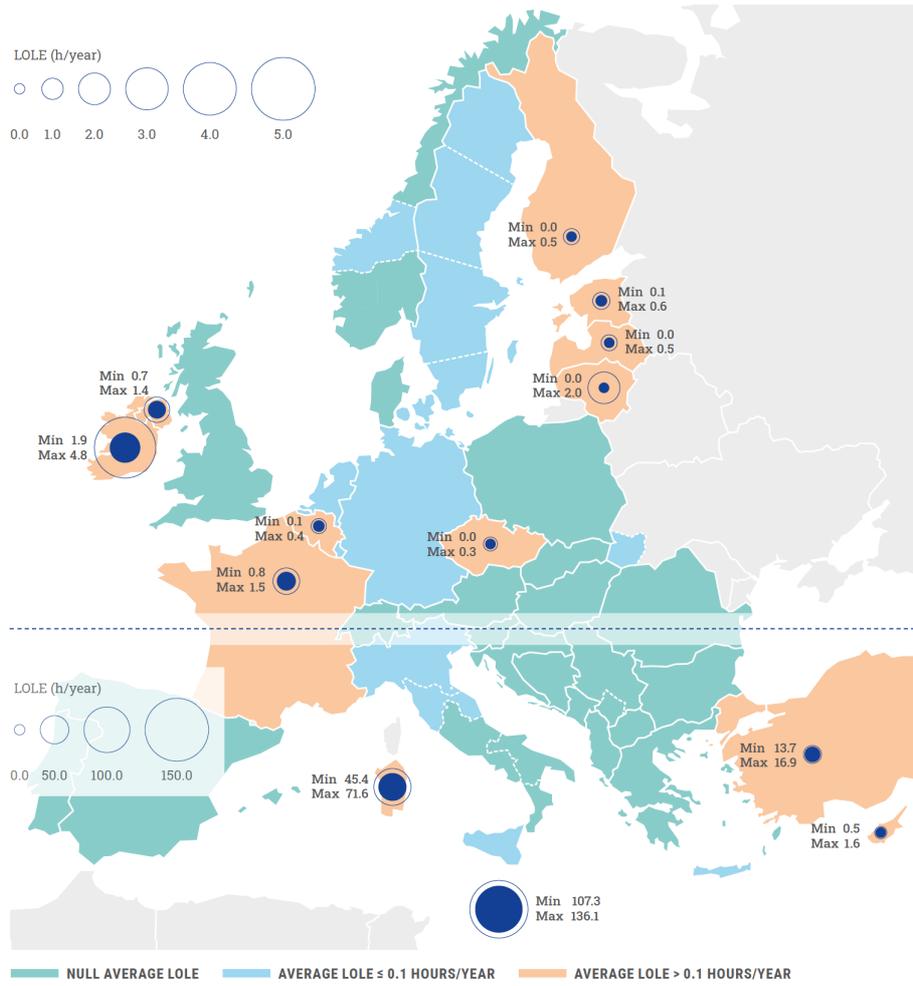


Abbildung 1 Mid-Term Adequacy Forecast für 2025: Ergebnisse LOLE, Bildquelle: (ENTSO-E, 2020)

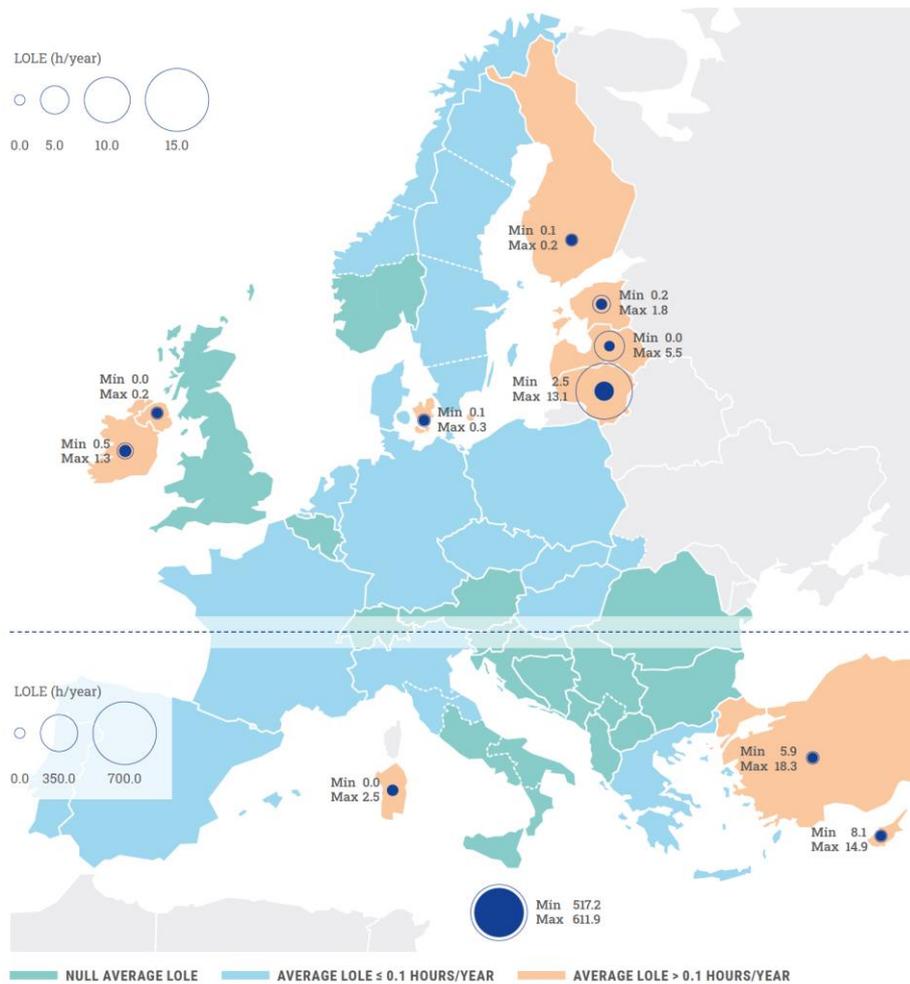


Abbildung 2 Mid-Term Adequacy Forecast für 2030: Ergebnisse LOLE, Bildquelle: (ENTSO-E, 2020)

In den Abbildungen 1 bis 3 sind Hauptergebnisse der europaweiten und der regionalen Analyse dargestellt. Diese weisen Gemeinsamkeiten, aber auch einige Unterschiede auf:

- Gemeinsam ist beiden Analysen insbesondere, dass die Risiken für eine sichere Bedarfsdeckung in 2025 in Frankreich und Belgien höher eingeschätzt werden als in den anderen Ländern der Region.
- Dabei liegen die Prognosen für die Versorgungssicherheit im MAF über dem in Frankreich geltenden Versorgungssicherheitsstandard von maximal 3 h/a, im Basisszenario des PLEF GA hingegen mit 3,3 h/a leicht darunter.
- Das PLEF GA berechnet zudem Sensitivitäten, in denen eine Verschärfung der Situation angenommen wird. In einer Sensitivität wird die verfügbare Leistung aus Kernkraftwerken um insgesamt 2,9 GW, davon 1,7 GW in Frankreich, reduziert. In dieser Sensitivität liegt der LOLE-Wert für Frankreich bei 4,6 h/a.
- Der MAF zeigt für 2030 systemweit eine deutliche Verbesserung der Möglichkeiten zur sicheren Bedarfsdeckung. Insbesondere treten – trotz der angenommenen Außerbetriebnahme von vier Kernkraftwerken – in Frankreich und anderen zentraleuropäischen Ländern keine nennenswerten Versorgungssicherheitsrisiken mehr auf.

PENTA Pentalateral Energy Forum		PLEF 2025 Base Case		PLEF 2025 Low Gas (-7,5GW)		PLEF 2025 Low Nuclear (-2,9GW) / Low NTC CH	
Area	ENS [MWh]	LOLE [h]	ENS [MWh]	LOLE [h]	ENS [MWh]	LOLE [h]	
AT	819	1,7	2004	3,8	1055	2,3	
BE	3706	3,3	15290	8,1	5328	4,6	
CH	98	0,2	1178	1,4	4001	2,9	
DE	5245	2,1	13405	4,3	6760	2,7	
FR	9766	3,3	22543	7,1	15847	4,6	
LU	66	2,1	170	4,3	86	2,7	
NL	0	0,0	0	0,0	0	0	

Table 11: Average ENS and LOLE for the base case and the two sensitivities

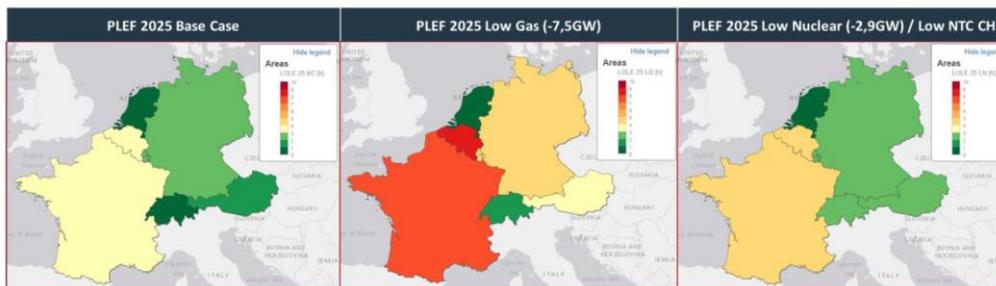


Figure 24: Average LOLE for the base case and the two sensitivities in the geographical context

Abbildung 3 PLEF GA für 2025: Ergebnisse LOLE, Bildquelle: (Pentalateral Energy Forum SG 2, 2020)

Das nationale Assessment des französischen Übertragungsnetzbetreibers RTE bestätigt und ergänzt die Analysen von ENTSO-E und dem Pentalateralen Forum für den Zeithorizont 2025. Die Analyse von RTE ist allerdings detaillierter und führt aus, dass insbesondere kurzfristig das französische System nahe dem definierten Versorgungssicherheitsstandard operiert und – gerade auch vor dem Hintergrund des bevorstehenden Kohleausstiegs und anstehender größerer Revisionen bei einem Teil der Kernkraftwerksflotte – aktuell keine nennenswerten Kapazitätsreserven vorhanden sind. Gleichzeitig betont RTE, dass durch die Inbetriebnahme neuer Erzeugungskapazitäten von einer Verbesserung der Lage auszugehen ist (RTE, 2019, S. 5f.). Das Update von 2021 bestätigt die kurzfristige Einschätzung und spricht ab 2024 von einer Besserung der Situation. Es weist darüber hinaus im Zeitbereich 2030 – trotz zwischenzeitlicher Stilllegung von Kernkraftwerken – deutlich gestiegene Margen gegenüber der für eine Einhaltung von Versorgungssicherheitsstandards minimal notwendigen Leistung (RTE, 2021a) aus.

Zusätzlich zu oben genannten Studien wurde auch das nicht schwerpunktmäßig auf Frankreich bezogene, die Situation dort jedoch ebenfalls betrachtende Monitoring der Versorgungssicherheit an den europäischen Strommärkten im Auftrag des deutschen Bundeswirtschaftsministeriums (r2b energy consulting et al., 2019) ausgewertet. Diese Studie unterstützt auf Basis einer probabilistischen Betrachtung und einer wahrscheinlichen Entwicklung des Stromerzeugungssystems, die alle relevanten Erlösquellen von Kraftwerksbetreibern betrachtet, o. g. Befund. Gemäß der Studie ist die sichere Bedarfsdeckung in Frankreich sogar bei einem deutlichen Rückgang der in Betrieb befindlichen Kernkraftleistung und gleichzeitiger Erschließung von Lastflexibilität gewahrt.

Es ergibt sich somit ein weitgehend übereinstimmendes Bild einer aktuell möglicherweise etwas angespannten Situation, die sich allerdings gegen Mitte des Jahrzehnts zu entspannen

beginnt und in der zweiten Hälfte der Dekade auch Raum für weitere Stilllegungen von Kernkraftwerken bieten sollte. Dies passt auch zu den in einer Konsultation zu langfristigen Entwicklungsszenarien für das französische Stromsystem jüngst von RTE geäußerten Erwartung einer Stilllegung von 12 Kernkraftwerksblöcken im Zeitraum 2028 - 2035 zur Erreichung des politischen Ziels einer Reduktion des Kernenergieanteils an der Stromerzeugung auf 50 % bis 2035 (RTE, 2021b, S. 9).

2.3 Gewährleistung der sicheren Bedarfsdeckung ohne Cattenom

Im vorangegangenen Abschnitt wurde die sichere Bedarfsdeckung in Westeuropa und speziell in Frankreich aus heutiger Sicht bis ca. 2030 beschrieben. Dabei gehen alle Studien von einer Entwicklung aus, in der der Bedarf an konventioneller Erzeugungsleistung sinkt und zunehmend durch Erzeugungsanlagen auf Basis erneuerbarer Energien und gesteigerter Vernetzung auf europäischer Ebene substituiert wird.

Nachfolgend wird ergänzend diskutiert, mit welchen Maßnahmen und in welchem Zeitbereich auf die sichere Bedarfsdeckung u. a. im Zuge von Kraftwerksstilllegungen Einfluss genommen werden kann.

Die Frage, ob die forcierte Außerbetriebnahme eines Kraftwerks (oder gar einer ganzen Kraftwerkstechnologie wie in Deutschland der Kern- und der Kohlekraftwerke) aus der Perspektive einer sicheren Bedarfsdeckung möglich ist, hängt entscheidend vom betrachteten Zeithorizont und den sonstigen Entwicklungen ab.

Kurzfristig sind die Möglichkeiten in Stromversorgungssystemen, ergänzende Flexibilitäten zur sicheren Bedarfsdeckung zur Verfügung zu stellen, begrenzt. Zumindest steuerbare Erzeugungsanlagen wie Kraftwerke haben mehrjährige Planungs- und Realisierungszeiten. Für gasbasierte Spitzenlast-Kraftwerke (Gasmotorkraftwerke, offene Gasturbinen) werden hier typischerweise vier bis fünf Jahre angesetzt. Lastseitige Flexibilitäten können zwar schneller erschlossen werden, stehen aber häufig nur in begrenztem Umfang oder für begrenzte Zeitdauern zur Verfügung.

Im Zeitrahmen, der für die Realisierung neuer steuerbarer Erzeugungskapazitäten benötigt würde, sind Außerbetriebnahmen mit Blick auf die sichere Bedarfsdeckung deshalb nur dann möglich, wenn letztere auch ohne die abzuschaltenden Kraftwerke bzw. zusammen mit bereits bekannten laufenden Zubauprojekten, insbesondere auch aus erneuerbaren Energien, gewährleistet werden kann.

Mittel- und langfristig wird zur Erreichung der Ziele des EU Green Deal in der kommenden Dekade europaweit ein beschleunigter Ausbau der erneuerbaren Energien stattfinden. Gleichzeitig werden die europäischen Stromsysteme durch den Ausbau von grenzüberschreitenden Leitungen immer enger miteinander verknüpft (siehe z. B. die Darstellung von Ausbauprojekten mit grenzüberschreitender Bedeutung entsprechend dem Zehn-Jahres-Netzentwicklungsplan von ENTSO-E in Abbildung 4)



Abbildung 4 Übertragungsprojekte mit grenzüberschreitender Bedeutung im Zehn-Jahres-Netzentwicklungsplan von ENTSO-E, Bildquelle: (ENTSO-E, 2021)

Der Ausgleich von (ggf. schwankendem) Angebot und Nachfrage erfolgt deshalb zunehmend grenzüberschreitend. Der Ausbau der erneuerbaren Energien wird zumindest energetisch zur Bedarfsdeckung beitragen. Bei Technologien mit besonders hohen Volllaststundenzahlen wie Offshore-Windenergie sind darüber hinaus auch die (probabilistisch zu bewertenden) Beiträge zu sogenannter „gesicherter Erzeugungsleistung“ nennenswert. Wegfallende konventionelle Erzeugungsleistung muss daher nicht vollumfänglich ersetzt werden.

Dennoch kann bei Wegfall erheblicher Leistungen installierter konventioneller Erzeugungskapazität zusätzlich zum Ausbau der erneuerbaren Energien ein Zubau von steuerbarer Erzeugungsleistung und/oder Stromspeichern notwendig werden, wobei derartige Anlagen dann insbesondere im Spitzenlastbetrieb eingesetzt würden und somit wegen geringer Betriebsstunden auch nur geringe Umweltexternalitäten mit sich brächten.

Hieraus ergibt sich aber kein grundsätzliches Problem für die sichere Bedarfsdeckung. Vielmehr wäre mit einer Vorlaufzeit von wenigen Jahren parallel zur Planung der Außerbetriebnahme von Bestandsanlagen wie Cattenom eine gezielte Errichtung neuer Erzeugungsanlagen möglich. Potenziale auf Herstellerseite sind angesichts von Weltmärkten für verschiedenste Erzeugungstechnologien mit Sicherheit nicht begrenzend, da die hier in Frage stehende Leistung des Kernkraftwerks Cattenom „nur“ in etwa 5 GW beträgt.

Es stellt sich evtl. die Frage, wie die Errichtung neuer Erzeugungskapazitäten zum Ersatz von Außerbetriebnahmen gesteuert wird. Bei transparenter Planung der Außerbetriebnahme können Ersatzinvestitionen im Grundsatz dezentral und marktbasiert durch die Preiserwartungen an den Stromgroßhandelsmärkten koordiniert werden. So dürfte eine bekannte Außerbetriebnahme des Kraftwerks Cattenom erhebliche Anreize schaffen, in neue Erzeugungskapazitäten zu investieren, um von steigenden Großhandelsstrompreisen zu profitieren.

Neben der Koordination über den dezentralen Preismechanismus, der stark auf Anreize setzt, bei dem aber letztendlich keine Gewissheit besteht, wie die Marktakteure auf diese Anreize reagieren, haben viele Mitgliedsstaaten der Europäischen Union in den vergangenen Jahren sogenannte Kapazitätsmechanismen eingeführt. Das sind spezielle Instrumente, häufig spezielle Segmente des Energiemarkts, die dafür eingeführt werden, eine sichere Bedarfsdeckung zu gewährleisten. Kennzeichnend ist dabei, dass nicht nur der Einsatz, sondern auch die Vorhaltung von Erzeugungskapazitäten entlohnt werden. Ein wesentliches Merkmal von Kapazitätsmechanismen ist eine meist regulatorische Festlegung und Beschaffung/Beanreizung des Bedarfs an Erzeugungskapazität bzw. Lastflexibilität. Dieser Mechanismus ist u. a. in der Lage, Stilllegungen zu Bestandsanlagen durch gezielte Anreize für die Errichtung von Neuanlagen zu kompensieren.

Auch in Frankreich wird die sichere Bedarfsdeckung seit 2017 über einen solchen Kapazitätsmechanismus unterstützt. Anders als die meisten derartigen Mechanismen im Gebiet der EU funktioniert der französische Kapazitätsmechanismus nicht über eine zentrale Beschaffung benötigter Erzeugungskapazitäten, sondern über eine dezentrale Verpflichtung der Versorger, den Verbrauch ihrer Kunden über Kapazitätsgarantien abzusichern. Dabei hat sich Frankreich im Rahmen der beihilferechtlichen Genehmigung des Kapazitätsmarktes über den dezentralen Mechanismus hinaus auch verpflichtet, ein zusätzliches System mit mehrjährigen Verträgen speziell zur Förderung von Investitionen in neue Erzeugungskapazitäten einzuführen. Diese mehrjährigen Verträge können vier Jahre vor dem Beginn des ersten Lieferjahres abgeschlossen werden, so dass genügend Zeit für die Errichtung neuer Anlagen bleibt.

Insofern bestehen in Frankreich – das bestimmungsgemäße Funktionieren des Kapazitätsmarktes – die institutionellen Voraussetzungen, um mit einer Vorlaufzeit von einigen Jahren gezielt für ausreichende Ersatzkapazitäten zu sorgen und eine sichere Bedarfsdeckung auch bei Außerbetriebnahme des Kraftwerks Cattenom zu ermöglichen.

3 Systemsicherheit

Mögliche Folgen der Stilllegung des Kernkraftwerks Cattenom betreffen neben dem zuvor diskutierten Bereich der sicheren Bedarfsdeckung das Themenfeld der Systemsicherheit, also des sicheren und – auch bei Fehlerereignissen – stabilen Betriebs der Übertragungsnetze.

In der Analyse wird nachfolgend zwischen den ggf. auch überregional spürbaren direkten Folgen einer Stilllegung für die Netzbelastung im Übertragungsnetz und sonstigen, teilweise eher lokalen Konsequenzen für die Systemsicherheit speziell durch den Wegfall der Synchrongeneratoren⁴ des Kraftwerks Cattenom und der eventuell von diesen erbrachten Systemdienstleistungen unterschieden.

3.1 Regionale und überregionale Netzbelastung

3.1.1 Grundlagen

Neben dem Aspekt der bereits diskutierten sicheren Bedarfsdeckung (Resource Adequacy), die sich mit der Fragestellung beschäftigt, ob insgesamt ausreichend Stromerzeugungskapazitäten zur Deckung der Nachfrage existieren, muss zusätzlich der Aspekt betrachtet werden, ob der erzeugte Strom auch sicher zum Verbraucher transportiert werden kann.

Im europäischen Verbund der Übertragungsnetzbetreiber ENTSO-E ist es die Pflicht eines jeden Übertragungsnetzbetreibers, strenge Sicherheitsrichtlinien im Rahmen des operativen Netzbetriebes einzuhalten. Dazu zählt die Anforderung, auch bei Ausfall einer Systemkomponente den sicheren Betrieb aufrecht zu erhalten (n-1 Kriterium).

Gleichzeitig kann auch ein engpassbehaftetes Übertragungsnetz in der Lage sein, Versorgungssicherheit zu gewährleisten, sofern dem Übertragungsnetzbetreiber ausreichende Möglichkeiten zur Engpassentlastung zur Verfügung stehen. Neben Anpassungen an der Netztopologie, beispielsweise in Form von Schaltmaßnahmen, können auch korrektive Eingriffe der Übertragungsnetzbetreiber in die Fahrweise von Erzeugungskapazitäten die Systemsicherheit wiederherstellen. Bei diesem sogenannten Redispatch werden sowohl Leistungsanpassungen an thermischen Kraftwerken wie Cattenom als auch an Stromerzeugungsanlagen auf Basis erneuerbarer Energien vorgenommen.

3.1.2 Sicherer Netzbetrieb ohne Cattenom

Um die Auswirkungen der Stilllegung des Kraftwerks Cattenom auf die regionale und überregionale Netzbelastung zu beziffern, haben wir für diese Studie sogenannte Netzsicherheits- und Redispatchsimulationen durchgeführt. Mit diesen ist es möglich, die Auswirkungen einer Stilllegung des Kraftwerks Cattenom auf die Netzbelastung und auf das notwendige Engpassmanagement abzuschätzen.

Als Betrachtungszeitfenster wurde das Jahr 2026 gewählt. Zu diesem Zeitpunkt sind die Neuregelungen des Clean Energy Package zur Kapazitätsberechnung, insbesondere die sogenannte 70 % MinRAM-Regel⁵ für gebotszonenüberschreitenden Handel vollständig wirksam, wodurch

⁴ Die Stromerzeugung in konventionellen Kraftwerken erfolgt – anders als bei Wind- und Solaranlagen - durch Generatoren mit einem mit der Netzfrequenz synchron laufenden und durch die Turbine angetriebenen Rotor. Diese Generatorart ist besonders gut geeignet, um bestimmte für die Versorgungssicherheit relevante Hilfsleistungen, sogenannte Systemdienstleistungen, zu erbringen.

⁵ Diese mit der Novellierung der Strommarktverordnung 2019 eingeführte Regel besagt, dass bei der Berechnung grenzüberschreitender Übertragungskapazitäten im Strombinnenmarkt mindestens 70 % der Transportkapazität eines Netzelements für die Aufnahme von durch den grenzüberschreitenden Austausch hervorgerufenen Flüssen bereitstehen müssen. Nach einer möglichen Übergangsphase während der Laufzeit sogenannter Aktionspläne muss die Umsetzung spätestens ab 2026 vollumfänglich erfolgen.

sich die Belastungssituation im Übertragungsnetz gegenüber heute deutlich verändern kann. Das gesamte Energiesystem, wie beispielsweise die Entwicklung der Stromnachfragen der Länder, die Inbetriebnahme und Stilllegung von Erzeugungskapazitäten sowie die Umsetzungen von Netzausbau- und -verstärkungsmaßnahmen, wurde bis zum Jahr 2026, teils auf Basis eigener Expertenschätzung, im Wesentlichen aber gestützt auf öffentlich zugängliche Quellen und nationale Energiezielen, modelliert (Consentec et al., 2019; r2b energy consulting et al., 2019). Das zugrundeliegende Netzmodell basiert ausschließlich auf öffentlich verfügbare Quellen. Es erlaubt damit Abschätzungen zur Veränderung der Netzbelastung insbesondere im Szenariovergleich. Da leitungsspezifische Daten, Sonderschaltzustände etc. aber nicht enthalten sind, sind die Ergebnisse gleichzeitig nicht als exakte Prognosen zu interpretieren.

In Abbildung 5 ist die Netzbelastung mit und ohne Weiterbetrieb des Kraftwerks Cattenom dargestellt⁶. Die Darstellung basiert auf eigenen Berechnungen. Der abgebildete Bereich zeigt die Netzbelastung sowohl im direkten Umfeld von Cattenom als auch überregional. Farblich gekennzeichnet sind dabei die Verbindungen, die bei Ausfall eines Betriebselements überlastet sind und die durch korrektive Eingriffe von den Übertragungsnetzbetreibern behoben werden müssen.

⁶ In dem Szenario mit Stilllegung Cattenoms wird dessen Stromeinspeisung durch weitere französische Kraftwerke kompensiert.

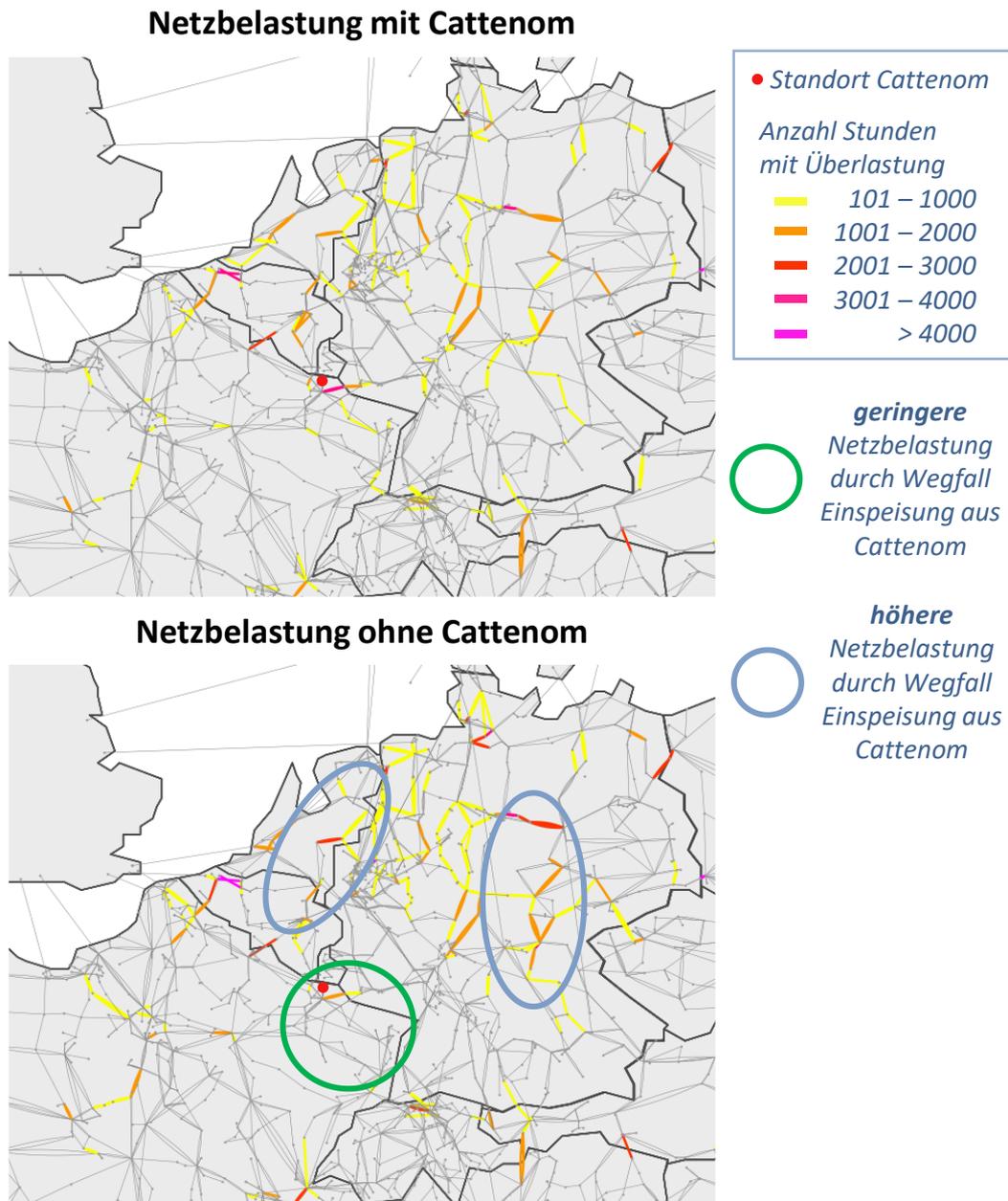


Abbildung 5 Entwicklung der Netzbelastung bis 2026 mit und ohne Weiterbetrieb des Kraftwerks Cattenom (eigene Berechnungen)

Im Szenario mit Einspeisung von Cattenom ist die Kuppelleitung zwischen Vigy und Ensdorf hoch ausgelastet. In diesen Situationen fließt der Strom in der Regel physikalisch von Frankreich nach Deutschland, wird also wesentlich auch durch die Einspeisung Cattenoms beeinflusst.

Geht man hingegen von einer Stilllegung des Kraftwerks aus, führt dies zu einer deutlichen Reduzierung dieser Stromflüsse und somit auch der Häufigkeit und der Höhe der Netzbelastung im nahen Umfeld. Unsere Analysen zeigen, dass die Häufigkeit von Überlastungen von Netzbetriebsmitteln in der näheren Umgebung von Cattenom durch eine Stilllegung des Kraftwerks deutlich abnimmt.

Gleichzeitig treten in einigen weiter entfernten Netzbereichen bei Stilllegung des Kraftwerks höhere Netzbelastungen und punktuell auch neue Netzüberlastungen auf. Im Wesentlichen betrifft dies Verbindungen innerhalb Deutschlands sowie in Belgien und in den Niederlanden. Der

Stromfluss in diesen Ländern weist – u. a. aufgrund der Konzentration von EE-Erzeugung in Norddeutschland - eine ausgeprägte Nord-Süd-Richtung auf. Die konzentrierte Einspeisung aus dem südlich dieses Erzeugungsschwerpunkts gelegenen Kraftwerk Cattenom wirkt diesem typischen Stromfluss bisher etwas entgegen und verringert somit indirekt die Netzbelastung der Nord-Süd-Leitungen. Die in den Simulationen bereits als umgesetzt angenommenen HGÜ-Verbindungen in Deutschland lindern zudem die Netzbelastung auf der Nord-Süd-Achse sowohl innerhalb Deutschlands als auch im unmittelbar umliegenden Ausland.

Den Effekt der dennoch ansteigenden Netzbelastung durch den Wegfall der Einspeisung aus Cattenom bestätigen auch unsere Redispatch-Untersuchungen, bei denen wir Anzahl und Umfang der von den Übertragungsnetzbetreibern zu ergreifenden korrektiven Maßnahmen bestimmen. Aus den Analysen geht hervor, dass der Umfang dieser Maßnahmen in der gesamten modellierten Region bei Wegfall der Einspeiseleistung aus Cattenom im oberen einstelligen Prozentbereich ansteigt. Es konnte allerdings auch gezeigt werden, dass die Systemsicherheit auch ohne Einspeisung Cattenoms mit Blick auf die regionale und überregionale Netzbelastung zu jeder Zeit mit verfügbaren Redispatchmaßnahmen gewahrt werden kann.

Zudem ist es nicht nur Aufgabe der Übertragungsnetzbetreiber, Netzengpässe laufend im operativen Betrieb zu detektieren und operativ zu beseitigen, sondern auch nachhaltig dafür Sorge zu tragen, dass diese durch geeignete Netzausbau- und -verstärkungsmaßnahmen behoben werden.

Auch in der direkt das Kraftwerk Cattenom umgebenden Region sind mehrere Netzausbauprojekte, vornehmlich auf deutscher Seite, von den Übertragungsnetzbetreibern vorgesehen. Zum einen wird von den Netzbetreibern eine Netzverstärkung auf dem Interkonnektor von Uchtelfangen über Ensdorf nach Vigy vorgesehen. Dabei soll durch den Einsatz von Hochtemperaturleiterseilen diese Verbindung verstärkt werden. Das Projekt wurde allerdings bisher nicht von der Bundesnetzagentur als deutscher Regulierungsbehörde genehmigt. Zum anderen ist in Vigy die Installation eines Phasenschiebertransformators geplant. Dieses Projekt ist auch von der Bundesnetzagentur bestätigt. Aktuell gehen die Übertragungsnetzbetreiber von einer Inbetriebnahme des Phasenschiebertransformators in 2027 aus. Mit diesem kann dann eine gezielte Steuerung der Leistungsflüsse an der deutsch-französischen Grenze vorgenommen werden. Laut den Übertragungsnetzbetreibern sind diese Maßnahmen geeignet, das Übertragungsnetz nachhaltig zu verstärken und den Redispatchbedarf zu senken.

Die angesprochenen Projekte zeigen, dass es zur Behebung von Netzengpässen Alternativen zur Einspeisung aus dem Kraftwerk Cattenom gibt. Sollte die Stilllegung Cattenoms beschlossen werden, könnten die Übertragungsnetzbetreiber ihre Pläne entsprechend anpassen und umsetzen.

3.2 Erbringung von Systemdienstleistungen

3.2.1 Grundlagen

Neben der für die Stromverbraucher im Vordergrund stehenden Wirkleistungseinspeisung sind für den sicheren Systembetrieb weitere Hilfsleistungen notwendig, sogenannte Systemdienstleistungen. Hierzu zählen insbesondere die (in der Diktion der EU-Strommarktverordnung) nicht frequenzgebundenen Systemdienstleistungen wie Beiträge zur Spannungshaltung und Kurzschlussstromeinspeisung, Momentanreserve, Schwarzstart- und Inselbetriebsfähigkeit für den Netzwiederaufbau.

Während die Erbringung dieser Systemdienstleistungen aus den Generatoren konventioneller Kraftwerke bauartbedingt häufig automatisch erfolgt oder mit geringem Aufwand realisierbar ist, können über Umrichter angeschlossene erneuerbare Erzeugungsanlagen nur durch entsprechende technische Vorrichtungen zur Erbringung von Systemdienstleistungen beitragen. Insofern stellen erneuerbare Erzeugungsanlagen diesbezüglich kein perfektes Substitut für konventionelle Kraftwerke dar.

Zudem müssen diese Systemdienstleistungen mit Ausnahme der Momentanreserve lokal verteilt über das Netz bereitgestellt werden. Ein lokaler Mangel kann nicht oder nur sehr bedingt durch einen Überschuss an anderer Stelle kompensiert werden.

Allerdings müssen für einen sicheren Systembetrieb nicht alle Erzeugungsanlagen Systemdienstleistungen erbringen. Das Niveau der notwendigen Systemdienstleistungen hängt u. a. von der lokalen Netzstruktur und Netzbelastung ab. Der Bedarf wird in eng vermaschten Netzen mit hoher Übertragungskapazität regelmäßig geringer sein als in schwach vermaschten und möglicherweise hoch ausgelasteten Strukturen.

Die Region um das Kernkraftwerk Cattenom mit Ost-Frankreich, Luxemburg und den angrenzenden deutschen Bundesländern Rheinland-Pfalz und Saarland ist sehr gut in das europäische Übertragungsnetz eingebunden und weist außer Cattenom noch eine Vielzahl anderer steuerbarer Erzeugungsanlagen auf, die zur Erbringung von Systemdienstleistungen technisch grundsätzlich in der Lage sein sollten.

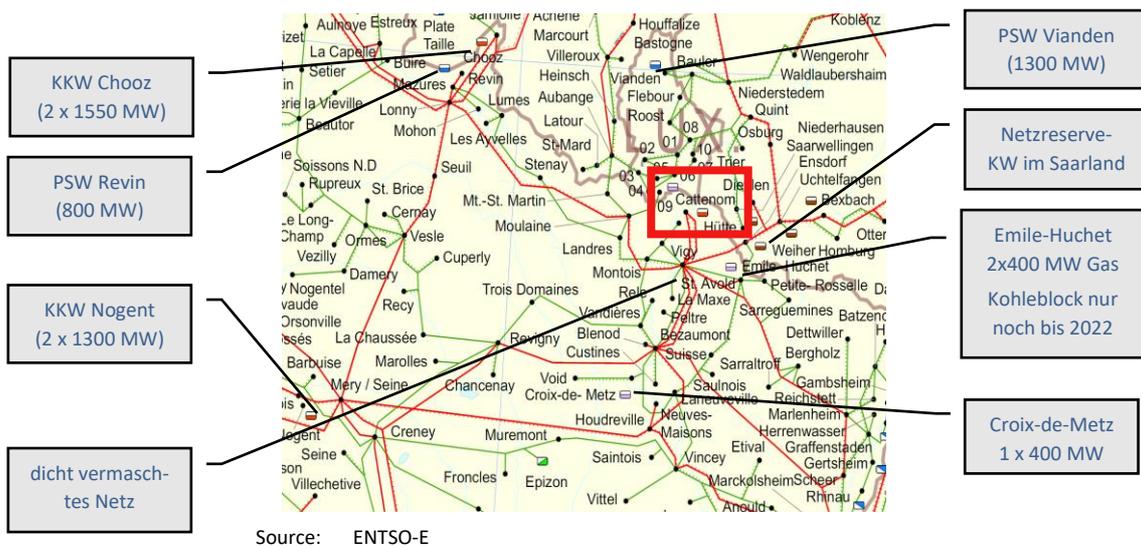


Abbildung 6 Übertragungsnetz und steuerbare Erzeugung in der Region (Bildquelle der Karte: ENTSO-E Grid Map, (ENTSO-E, o. J.)

Wie aus der Abbildung 6 ersichtlich, bestehen in der Region über mehrere Maschen verbundener 380-kV-Leitungen. Andererseits weist die Großregion auch ohne das Kraftwerk Cattenom eine Vielzahl steuerbarer Erzeugungseinheiten aus.

Vor diesem Hintergrund gibt es keine direkten Hinweise, dass in der Region durch eine Abschaltung des Kernkraftwerks Cattenom ein direkter Mangel an Systemdienstleistungen auftreten

könnte. Dies wird auch untermauert durch die Ausführungen des französischen Übertragungsnetzbetreibers RTE in (RTE, 2019)⁷. Dort wird einerseits erläutert, dass insbesondere in der Region Bretagne, in der im Vergleich sowohl das Netz weniger stark vermascht ist als auch weniger steuerbare Erzeugungsanlagen zur Verfügung stehen, lokale Systemsicherheitsfragen ein relevantes Problem darstellen. Im Gegensatz dazu erläutert RTE zur Region Ost-Frankreich: „*Eastern France is a region where electricity generation is very well developed, with a meshed grid: this means there are no local security of supply issues to report and consider here*”(RTE, 2019, S. 14).

Es ist allerdings anzuerkennen, dass dieser Feststellung vermutlich als Annahme ein Weiterbetrieb des Kraftwerks Cattenom zugrunde liegt. Die Schlussfolgerung kann also nicht einfach auf ein Szenario übertragen werden, in dem Cattenom für die Erbringung von Systemdienstleistungen nicht mehr zur Verfügung steht. Allerdings zeigen oben zitierte Aussagen sehr wohl, dass die Ausgangssituation in der Region vergleichsweise günstig ist, zumal auch länger andauernde Nichtverfügbarkeiten von Kernkraftwerken bei Systemsicherheitsanalysen typischerweise berücksichtigt werden und auch dann ein sicherer Betrieb gewährleistet ist.

Eine rechnerische Überprüfung, um einen Mangel an Systemdienstleistungen durch Abschaltung des Kraftwerks Cattenom definitiv auszuschließen, ist im Rahmen der vorliegenden Studie allerdings nicht möglich gewesen. Insbesondere sind die dafür notwendigen Daten nicht öffentlich verfügbar und liegen nur bei RTE vor.

Stattdessen werden nachfolgend Möglichkeiten diskutiert, die Systemsicherheit auch ohne Cattenom gezielt zu adressieren und zu gewährleisten.

3.2.2 Gewährleistung der Systemsicherheit ohne Cattenom

Beiträge zur Spannungshaltung und Kurzschlussstromeinspeisung

Eine der bedeutendsten aus Synchrongeneratoren erbrachten Systemdienstleistung stellen Beiträge zur Spannungshaltung durch Einspeisung oder Entnahme von Blindleistung dar.

Auch die Ausführungen in (RTE, 2019) zu lokalen Aspekten der Systemsicherheit konzentrieren sich nahezu ausschließlich auf Fragen der Spannungshaltung und Spannungsstabilität und damit der Bereitstellung von Blindleistung.

Auch wenn in der Vergangenheit ein großer Teil des Spannungs-Blindleistungsmanagements über die diesbezüglich flexibel steuerbaren Synchrongeneratoren von Großkraftwerken erfolgt ist, so sind alternative technische Optionen auch heute schon im großtechnischen Maßstab verfügbar. Sie werden u. a. in Süddeutschland, wo das Übertragungsnetz einen Wegfall der Kernenergie und eines Großteils der fossilen Erzeugung bewältigen muss, eingesetzt. Nachfolgend werden drei in diesem Zusammenhang besonders wichtige Technologien erwähnt.

- Auch über Umrichter an das Netz angeschlossene Erzeugungsanlagen wie Wind- und Solaranlagen können Blindleistung bereitstellen. In begrenztem Umfang wird das bereits heute in den Netzanschlussrichtlinien für solche Anlagen gefordert. Entsprechende Anreize und eine geeignete Auslegung der Umrichter vorausgesetzt, sind aber auch höhere Blindleistungsbereitstellungen möglich. Zwar sind erneuerbare Erzeugungsanlagen im Regelfall nicht direkt an das Höchstspannungsnetz angeschlossen, was die Blindleistungseinspeisung aus diesen Anlagen in ihrer Wirkung nicht direkt vergleichbar macht mit der aus konventionellen

⁷ Auch in der aktualisierten Fassung (RTE, 2021a) werden lokale Probleme lediglich in Westfrankreich angesprochen.

Großkraftwerken. Sie können aber sehr wohl signifikante Beiträge zur Spannungshaltung leisten (INA und OTH Regensburg, 2016).

- Weiterhin kann Blindleistung aus Netzbetriebsmitteln, sogenannten Kompensationseinrichtungen, bereitgestellt werden. Der Einsatz von Kondensatoren und Spulen (Drosseln) im Übertragungsnetz zu Bereitstellung und Entnahme von Blindleistung ist seit Jahrzehnten Stand der Technik. Allerdings sind solche Anlagen typischerweise nicht stufenlos regelbar und weniger flexibel nutzbar als Blindleistung aus Synchrongeneratoren. Mittlerweile stehen aber auch Kompensationselemente auf Basis von leistungselektronischen Bauelementen zur Verfügung (z. B. STATCOM), die, zumindest in Kombination mit netzbildenden Umrichtern, eine Synchrongeneratoren vergleichbar flexible Blindleistungssteuerung erlauben (50Hertz et al., 2020).
- Schließlich können sogenannte rotierende Phasenschiebergeneratoren (siehe Box) installiert werden, die ein identisches Blindleistungsverhalten wie Synchrongeneratoren von Kraftwerken aufweisen. Dabei könnte auch ein Umrüsten der Generatoren des Kraftwerks Cattenom zu solchen Phasenschiebergeneratoren ohne thermischen Antrieb in Frage kommen. Wie z. B. aus Deutschland von Kernkraftwerken mit Druckwasserreaktor bekannt, ist eine solche Umrüstung auch kurzfristig möglich..

Rotierende Phasenschiebergeneratoren

Phasenschiebergeneratoren oder auch „rotierende Phasenschieber“ sind elektrische Synchrongeneratoren, die mechanisch grundsätzlich im Leerlauf betrieben werden. Mit der Welle, die eventuell gar nicht nach außen geführt wird, ist dementsprechend auch keine Turbine verbunden.⁸ Da kein Antriebsmoment an der Welle anliegt, kann mit einem Phasenschiebergenerator keine von den Verbrauchern direkt nutzbare Wirkleistung erzeugt werden. Phasenschiebergeneratoren sind aber sehr flexibel in der Lage, Blindleistung in das Netz einzuspeisen oder aus ihm zu entnehmen.

Der Betrieb von hydraulischen Kraftwerken im Phasenschieberbetrieb ist bereits seit langem üblich. Auch werden auf dem Markt mittlerweile Gaskraftwerke angeboten, bei denen die Turbine über eine Kupplung vom Generator entkoppelt werden kann, um die netzstabilisierenden Eigenschaften des Generators auch dann nutzen zu können, wenn die Stromerzeugung der Anlage nicht benötigt wird bzw. nicht wirtschaftlich ist.

Mittlerweile werden aber rotierende Phasenschieber auch unabhängig von Kraftwerken ausschließlich zur Netzstabilisierung errichtet und betrieben. Der erste Anwendungsfall war die Umrüstung eines Generators des Kernkraftwerks Biblis nach dessen Stilllegung 2011. Biblis war ein Druckwasserreaktor, bei dem sich der Generator nicht im kontaminierten Bereich befindet. Er konnte deshalb für den Phasenschieberbetrieb umgerüstet werden und dazu beitragen, andernfalls denkbare kritische Situationen für die Spannungshaltung zu vermeiden (energate, 2012).

Inzwischen haben die deutschen Übertragungsnetzbetreiber u. a. im saarländischen Illingen-Uchtelfangen weitere neu errichtete Phasenschiebergeneratoren in Betrieb genommen, um wegfallende Systemdienstleistungen aus stillgelegten oder in die Netzreserve überführten Kraftwerken zu kompensieren. Der Einsatz derartiger Anlagen kann somit als Stand der Technik gelten. Vorteilhaft ist auch, dass die Errichtungsdauer in den bisherigen Fällen jeweils nur

⁸ Dementsprechend steht ein Antrieb auch nur als Hilfsantrieb für die Anfahrt zur Verfügung.

wenige Jahre betragen hat und damit deutlich unter der von Kraftwerken liegt. Eine Umrüstung bestehender Anlagen dürfte sogar in einem noch deutlich kürzeren Zeitraum technisch möglich sein.

Bei rechtzeitiger Planung stehen somit ausreichende und im Vergleich zu den Generatoren eines Kernkraftwerks mindestens gleichwertige technische Optionen zur Spannungshaltung und Blindleistungssteuerung zur Verfügung.

Gleichzeitig können diese technischen Lösungen, insbesondere der Einsatz von Phasenschiebegeratoren, auch dazu beitragen, eine eventuelle Problematik aufgrund zu geringer Kurzschlussströme zu entschärfen (Hendrik Vennegeerts et al., 2020, S. 35f). Kurzschlussstromprobleme sind allerdings vermutlich angesichts der hohen Vermaschung des Netzes und der weiterhin bestehenden Erzeugungsanlagen in der Region wenig relevant.

Netzwiederaufbau

Grundsätzlich benötigen Übertragungsnetzbetreiber für den Netzwiederaufbau eine ausreichende Zahl schwarzstart- und inselbetriebsfähiger Kraftwerke in geeigneter regionaler Verteilung (Consentec, 2020). Für den Netzwiederaufbau werden dabei besonders in der kritischen ersten Phase wegen ihrer schnellen Regelfähigkeit und vergleichsweise einfach umzusetzenden Schwarzstartfähigkeit (Möglichkeit zur Anfahrt ohne anstehende Netzverbindung) bevorzugt Wasserkraftwerke und sekundär Gaskraftwerke eingesetzt. Beide Erzeugungstechnologien sind in der Umgebung des Kernkraftwerks Cattenom mit Anschluss an das Netz von RTE verfügbar.

Kernkraftwerken kommt im Rahmen des Netzwiederaufbaus typischerweise keine ausgeprägte netzstabilisierende Funktion zu. Vielmehr stellt es für den Netzwiederaufbau eine Herausforderung dar, dass in Betrieb befindliche Kernkraftwerke (oder solche mit vor Ort zu kühlenden Brennelementen) prioritär wiederversorgt werden müssen, um die notwendige Kühlung unabhängig von der lokalen Notstromversorgung sicherzustellen.

Insofern werden bei einer Stilllegung des Kernkraftwerks Cattenom die Netzwiederaufbaupläne von RTE an die neue Situation zwar angepasst werden müssen. Es ist jedoch wegen dieser grundsätzlichen Nachteile von KKW eher zu erwarten, dass in diesen Netzsituationen des Wiederaufbaus eine Verbesserung durch den Wegfall dieser einschränkenden Eigenbedarfe von Cattenom eintritt.

Momentanreserve

Die Generatoren konventioneller Kraftwerke tragen in Verbindung mit den Schwungmassen der über die Welle gekoppelten Turbinen dazu bei, Leistungsungleichgewichte zwischen Last- und Erzeugung im System permanent auszugleichen. Dies erfolgt automatisch und unverzögert bis zum Eingreifen der Primärregelreserve als schnellster Regelleistungsqualität. Der Ausgleich wird bewerkstelligt durch automatische Ausspeicherung bzw. Einspeicherung in die Rotationsenergie der mit der Netzfrequenz synchron rotierenden Generatoren. Dabei werden diese beschleunigt oder abgebremst. In der Folge ändert sich auch die Netzfrequenz. Das Ausmaß der Frequenzänderung hängt von der Trägheit der rotierenden Masse ab. Je größer die rotierende Masse im Synchronverbund und damit die sogenannte Momentanreserve ist, desto geringer ist der Einfluss eines auftretenden Leistungsbilanzungleichgewichts auf die Netzfrequenz.

Die Netzfrequenz darf technisch nur in sehr begrenztem Maße vom Sollwert von 50 Hertz abweichen. Ansonsten drohen großflächige Versorgungsunterbrechungen oder gar ein Blackout.

Um bei sehr großen Leistungsbilanzungleichgewichten (das üblicherweise betrachtete Referenzereignis in Kontinentaleuropa ist der gleichzeitige Ausfall zweier großer Kraftwerksblöcke) die Frequenzänderung vor dem Einsetzen der Primärregelreserve (nach 5 bis 30 Sekunden) zu begrenzen, ist eine ausreichende Momentanreserve unabdingbar.

Mit zunehmendem Ersatz von Synchrongeneratoren durch über Umrichter angeschlossene Erzeugungsanlagen verringert sich die rotierende Masse im System. Perspektivisch muss daher über eine gezielte Sicherstellung ausreichender Momentanreserve nachgedacht werden. Es gibt aber mehrere Gründe, diese Frage nicht direkt mit der Stilllegung des Kernkraftwerks Cattenom zu verknüpfen:

- Zunächst müssen sowohl Problemanalyse als auch Lösungssuche auf Ebene des gesamten kontinentaleuropäischen Synchronverbundes stattfinden. Eine lokale oder nationale Betrachtung ist weder notwendig noch hinreichend.
- Erste Analysen des europäischen Übertragungsnetzbetreiberverbandes zeigen, dass auch 2030 der französische Kraftwerkspark in Europa eher überproportional zur Momentanreserve beiträgt (vgl. Abbildung 7).

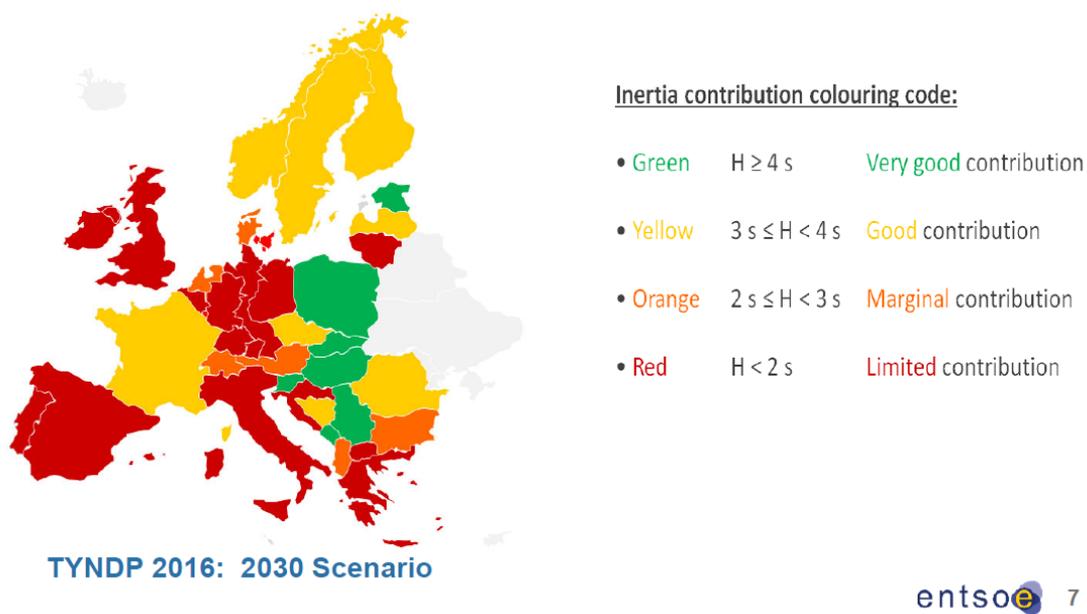


Abbildung 7 Trägheit im Synchronverbund Continental Europe 2030, Bildquelle (Mario Ndreko und ENTSO-E Technical Group on High Penetration, 2020)

- Zudem bestehen auch hier technische Lösungsoptionen bzw. können die o. g. Lösungsansätze zur Adressierung von Blindleistungsfragen auch genutzt werden, um zusätzliche Momentanreserve bereitzustellen. So tragen Phasenschiebergeneratoren – die z. B. aus einer Umrüstung bestehender Kernkraftwerke wie Cattenom entstehen könnten– nach dem gleichen Mechanismus wie Kraftwerksgeneratoren zur Momentanreserve bei, wobei ggf. ihre Trägheit durch Schwungmassen gezielt erhöht werden könnte. Auch netzbildende Umrichter z. B. von STATCOM-Anlagen, HGÜ-Verbindungen oder auch Stromerzeugungsanlagen auf Basis erneuerbarer Energien können Momentanreserve bereitstellen, wenn sie zusätzlich mit Kurzzeitspeichern (Schwungmassenspeicher, Batterien) ausgestattet werden.

Schließlich ließe sich wegfallende Momentanreserve auch durch eine höhere Dynamik der Primärregelung zumindest teilweise ersetzen.

4 Fazit

Die vorliegende Untersuchung hat mögliche Konsequenzen einer Stilllegung des Kernkraftwerks Cattenom für die Versorgungssicherheit in der Region und darüber hinaus betrachtet. Dabei wurden sowohl Fragen der sicheren Bedarfsdeckung (Resource Adequacy) wie der System-sicherheit analysiert.

Die wesentlichen Erkenntnisse unserer Analysen werden nachfolgend zusammengefasst:

- Die Anlage in Cattenom hat aufgrund ihrer hohen Leistung systemtechnische Relevanz für sichere Bedarfsdeckung, Netzbelastung und die Erbringung von Systemdienstleistungen in der Großregion und darüber hinaus.
- Versorgungssicherheitsbelange stehen einer Stilllegung des Kernkraftwerks Cattenom dennoch nicht im Wege, da geeignete Abhilfemaßnahmen technisch bekannt sind und in vergleichsweise kurzer Zeit verfügbar gemacht werden können.
 - Im Bereich der sicheren Bedarfsdeckung kann ein eventuell notwendiger Zubau steuerbarer Erzeugungsleistung mit wenigen Jahren Vorlauf über den in Frankreich bestehenden Kapazitätsmarkt adressiert werden. Zudem kann die wegfallende Erzeugungsleistung energetisch zumindest teilweise auch durch den Ausbau erneuerbarer Energien und Netzkapazitäten in der Region und darüber hinaus ersetzt werden.
 - Bei der Netzbelastung sind sowohl entlastende (eher regional) als auch belastende Effekte einer Abschaltung Cattenoms erkennbar, die aber über bestehende Mechanismen des Engpassmanagements (wie z. B. Redispatch) beherrscht werden können.
 - Verschiedene Systemdienstleistungen (d. h. insbesondere Beiträge zur Spannungshaltung und Momentanreserve) können auch bei Abschaltung der Reaktorblöcke durch neuartige Netzbetriebsmittel erbracht werden. Eine Option könnte dabei ein Umrüsten der Generatoren des Kraftwerks Cattenom zu sogenannten rotierenden Phasenschiebergeneratoren ohne thermischen Antrieb sein. Wie z. B. aus Deutschland bekannt, ist eine solche Umrüstung auch kurzfristig möglich.

5 Referenzen

- 50Hertz, Amprion, Tennet TSO und TransnetBW (2020), *Notwendigkeit der Entwicklung netzbildender Statcom-Anlagen*. Positionspapier der deutschen Übertragungsnetzbetreiber.
- ACER (2020a), Methodology for calculating the value of lost load, the cost of new entry and the reliability standard in accordance with Article 23(6) of Regulation (EU) 2019/943 of the European Parliament and of the Council of 5 June 2019 on the internal market for electricity. https://www.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Individual%20decisions%20Annexes/ACER%20Decision%20No%2023-2020_Annexes/ACER%20Decision%2023-2020%20on%20VOLL%20CONE%20RS%20-%20Annex%20I.pdf. Zugegriffen: 5. März 2021.
- ACER (2020b), Methodology for the European resource adequacy assessment in accordance with Article 23 of Regulation (EU) 2019/943 of the European Parliament and of the Council of 5 June 2019 on the internal market for electricity. https://www.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Individual%20decisions%20Annexes/ACER%20Decision%20No%2024-2020_Annexes/ACER%20Decision%2024-2020%20on%20ERAA%20-%20Annex%20I.pdf. Zugegriffen: 5. März 2021.
- Consentec (2020), *Netzwiederaufbaukonzepte vor dem Hintergrund der Energiewende*. Studie im Auftrag der deutschen Übertragungsnetzbetreiber. Consentec GmbH. https://www.netztransparenz.de/portals/1/Content/Weitere%20Ver%20C3%B6ffentlichungen/Consentec_%20C3%9CNB_NWA_Abschlussb_20200707.pdf. Zugegriffen: 11. März 2021.
- Consentec (2021), *Die Aspekte der Versorgungssicherheit in der Elektrizitätsversorgung*. Studie für Oesterreichs Energie. Aachen. https://oesterreichsenergie.at/files/FotosVeranstaltungen/Trendforen2021/Trendforum1-2021/Consentec_OE_Versorgungssicherheit_20210219_prefinal.pdf. Zugegriffen: 5. März 2021.
- Consentec, Fraunhofer ISI, Navigant und Stiftung Umweltenergierecht (2019), *Untersuchung zur Beschaffung von Redispatch: Quantitative Analysen zu Beschaffungskonzepten für Redispatch Analyse von Redispatch-Potenzialen Wettbewerbsrechtliche Einordnung des sog. Inc-Dec-Gamings*. Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWi). https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Studien/untersuchung-zur-beschaffung-von-redispatch.pdf?__blob=publicationFile&v=6.
- energate (2012), Amprion baut Phasenschieber in Biblis. *energate Messenger*, 24. Februar 2012. <https://www.energate-messenger.de/news/120513/amprion-baut-phasenschieber-in-biblis>. Zugegriffen: 11. März 2021.
- ENTSO-E (2020), *Mid-Term Adequacy Forecast 2020 Edition: Appendix 1 - Detailed Results and Input Data*. https://eepublicdownloads.entsoe.eu/clean-documents/sdc-documents/MAF/2020/MAF_2020_Appendix_1_Input_Data_Detailed_Results.pdf. Zugegriffen: 10. Februar 2021.
- ENTSO-E (2021), *Ten-Year Network Development Plan 2020 Main Report*. https://eepublicdownloads.blob.core.windows.net/public-cdn-container/tyndp-documents/TYNDP2020/Foropinion/TYNDP2020_Main_Report.pdf. Zugegriffen: 30. März 2021.
- ENTSO-E (o. J.), Grid Map. <https://www.entsoe.eu/data/map/downloads/>. Zugegriffen: 12. März 2021.
- Hendrik Vennegeerts, Fekadu Shewarega, Jens Denecke, und Carsten Graeve (2020), *Systemischer- und -stabilitätsaspekte im Rahmen der Langfristanalysen gemäß §34(1) des Kohleverstromungsbeendigungsgesetzes (KVBG)*. Studie im Auftrag der deutschen Übertragungsnetzbetreiber. Fachgebiet für Elektrische Energiesysteme der Universität Duisburg-Essen. https://www.netztransparenz.de/portals/1/Teilpaket%201_%20Abschlussbericht_Studie.pdf. Zugegriffen: 11. März 2021.

Referenzen

- IEA und RTE (2021), *Conditions and Requirements for the Technical Feasibility of a Power System with a High Share of Renewables in France Towards 2050*. https://assets.rte-france.com/prod/public/2021-01/RTE-AIE_rapport_complet_ENR_horizon_2050_EN.pdf. Zugegriffen: 30. März 2021.
- INA und OTH Regensburg (2016), *Zukünftige Bereitstellung von Blindleistung und anderen Maßnahmen für die Netzsicherheit*. Studie für das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie. https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Studien/zukuenftige-bereitstellung-von-blindleistung-und-anderen-massnahmen-fuer-die-netzsicherheit.pdf?__blob=publicationFile&v=9. Zugegriffen: 10. März 2021.
- Mario Ndreko und ENTSO-E Technical Group on High Penetration (2020), *Power System Stability Challenges with High Penetration of Power Electronic Interfaced Power Sources*. Brussels. https://www.entsoe.eu/Documents/Events/2020/200130-All_presentations.zip. Zugegriffen: 12. Februar 2021.
- Pentalateral Energy Forum SG 2 (2020), *Generation Adequacy Assessment*. <https://www.apg.at/markt/-/media/AB2E6C70929F48E48F7972BF042DCBC9.ashx>. Zugegriffen: 10. Februar 2021.
- r2b energy consulting, Consentec, Fraunhofer ISI und TEP Energy (2019), *Definition und Monitoring der Versorgungssicherheit an den europäischen Strommärkten*. Bericht im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie. https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Studien/definition-und-monitoring-der-versorgungssicherheit-an-den-europaeischen-strommaerkten.pdf?__blob=publicationFile&v=18.
- RTE (2019), *Bilan prévisionnel de l'équilibre offre-demande d'électricité en France*. https://assets.rte-france.com/prod/public/2020-06/bp2019_synthegse_12_1_0.pdf. Zugegriffen: 12. Februar 2021.
- RTE (2021a), *Bilan prévisionnel de l'équilibre offre-demande d'électricité en France Edition 2021*. https://assets.rte-france.com/prod/public/2021-03/BP2021_rapport_perspectives_electriques_2021-2030.pdf. Zugegriffen: 30. März 2021.
- RTE (2021b), *Bilan prévisionnel long terme « Futurs énergétiques 2050 » Consultation publique sur le cadrage et les hypothèses des scénarios*. <https://assets.rte-france.com/prod/public/2021-01/Bilan%20Previsionnel%202050-consultation-synthese.pdf>. Zugegriffen: 5. März 2021.