

BEVOORRADINGSG- ZEKERHEIDSSSTUDIE VOOR BELGIË

Nood aan strategische reserve
voor de winter 2016-17



VOORWOORD

Beste lezer,

Een kort voorwoord bij de publicatie van dit rapport lijkt aangewezen gezien de snel evoluerende context van de bevoorradingszekerheid voor ons land.

Zoals door de wet voorzien, levert Elia op 15 november van elk jaar een probabilistische analyse van de bevoorradingszekerheid voor de volgende winters. Deze analyse is een belangrijk element dat in rekening wordt genomen door de minister bevoegd voor Energie om een beslissing te nemen over het aan te besteden volume aan strategische reserve. De termijn voor deze beslissing loopt tot 15 januari, het moment waarop ook het rapport van Elia publiek wordt gemaakt op de website van de FOD Economie.

In het kader van het debat rond de bevoorradingszekerheid en de transparantie van de Elia studies hierover, neemt Elia het initiatief om het rapport voor de winter 2016-17 vervroegd te publiceren. Bovendien heeft Elia de inhoud van het rapport aanzienlijk uitgebreid om een beter inzicht te geven in de hypothesen en de berekeningsmethodologie die voor deze studie gebruikt worden.

Bijgaand rapport voor de winter 2016-17 werd op 13 november 2015 ingediend bij de minister van Energie en de Algemene Directie Energie van de FOD Economie. Zoals algemeen bekend is, gebeurde dit in een context van zeer snelle veranderingen. Een aantal dagen later, op 17 november, werd immers de beslissing bekend gemaakt tot heropstart van Doel 3 en Tihange 2. Bovendien is op 30 november een akkoord bereikt over de verlenging van de levensduur van Doel 1 en Doel 2.

Zoals bepaald in overleg met de overheid op basis van de toestand bij het uitvoeren van de studie, is de basishypothese van dit rapport dat Doel 1 en Doel 2 tijdens de winter 2016-17 beschikbaar zouden zijn en dat Doel 3 en Tihange 2 dit niet zouden zijn. Niettemin werd een gevoeligheidsanalyse uitgevoerd voor verschillende afwijkingen ten opzichte van deze basishypothese. Ik trek de aandacht van de lezer op deze analyse betreffende de nucleaire beschikbaarheden.

Niet alleen in België, maar ook in de ons omringende landen evolueert de context van de energiebevoorrading bijzonder snel. Operatoren in de buurlanden kunnen voor de volgende winter nog beslissingen nemen tot sluiting of in bewaring stelling van centrales. Uiteraard kon hiermee, bij gebrek aan afdoende informatie, geen rekening gehouden worden bij het opstellen van dit rapport. Ook voor deze factor werd een gevoeligheidsanalyse uitgevoerd. Bij de definitieve beslissing over de gunning van contracten voor strategische reserve voor de winter 2016-17 zal eventueel ook met deze factor rekening moeten gehouden worden.

Met de publicatie van dit rapport wil Elia tegemoet komen aan de vraag naar verhoogde transparantie. Ik wens u een nuttige leeservaring.

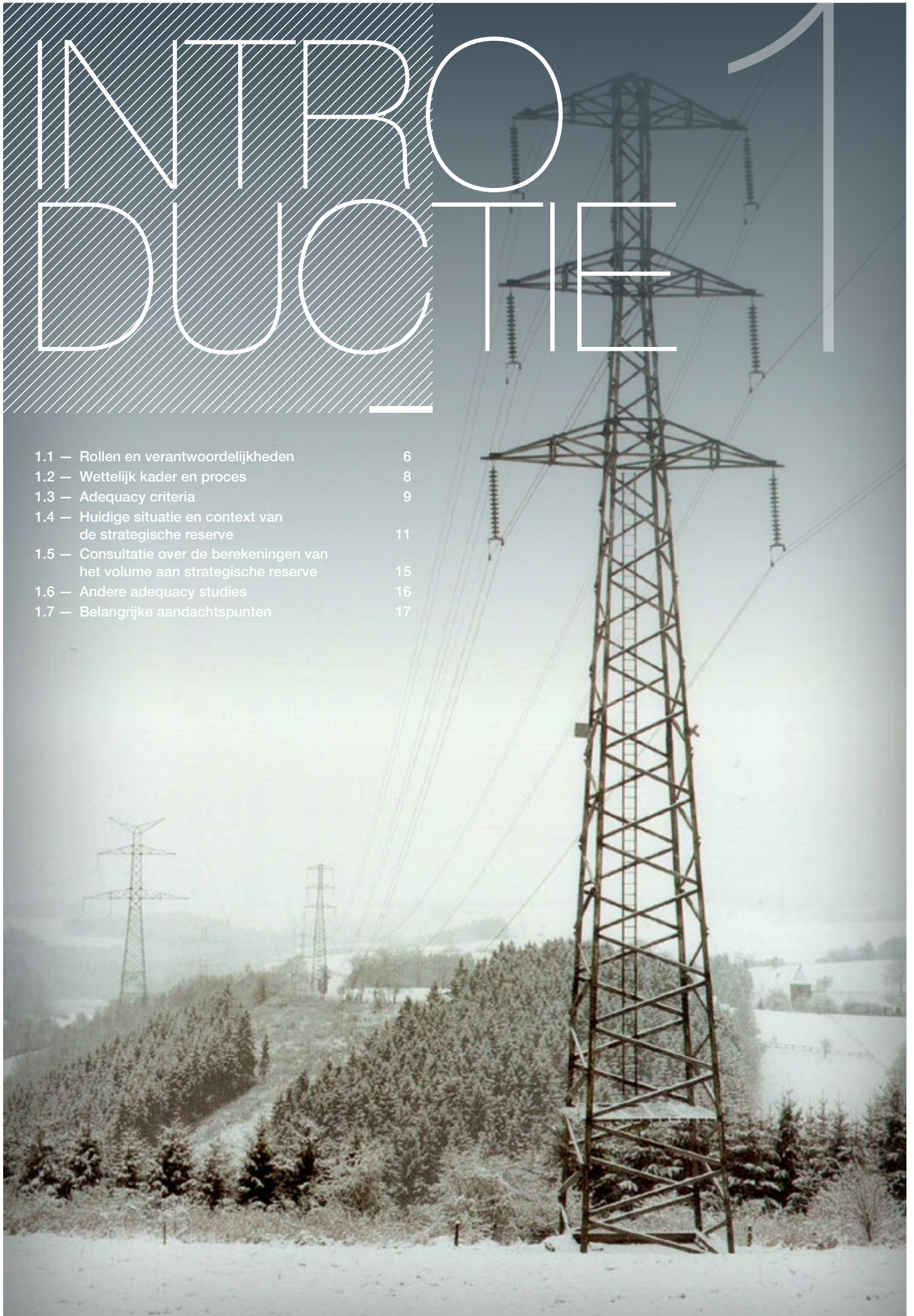
Chris Peeters
CEO Elia

INHOUD

| | | | |
|--|-----------|--|--|
| 1 — INTRODUCTIE | 5 | | |
| 1.1 — Rollen en verantwoordelijkheden | 6 | | |
| 1.2 — Wettelijk kader en proces | 8 | | |
| 1.3 — Adequacy criteria | 9 | | |
| 1.4 — Huidige situatie en context van de strategische reserve | 11 | | |
| 1.4.1 — Hoe wordt een risico voor de bevoorradingzekerheid gedetecteerd? | 12 | | |
| 1.4.2 — Wat wordt er gecommuniceerd indien er een risico voor de bevoorradingzekerheid gedetecteerd wordt? | 12 | | |
| 1.4.3 — Welke maatregelen worden er genomen als een risico voor de bevoorradingzekerheid zich voordoet? | 13 | | |
| 1.4.4 — Wanneer treedt het afschakelplan in werking? | 14 | | |
| 1.5 — Consultatie over de berekeningen van het volume aan strategische reserve | 15 | | |
| 1.5.1 — Feedback van stakeholders | 15 | | |
| 1.5.2 — Gevolg van de consultatie | 15 | | |
| 1.6 — Andere adequacy studies | 16 | | |
| 1.6.1 — ENTSO-E: “Scenario Outlook & Adequacy Forecast” | 16 | | |
| 1.6.2 — ENTSO-E: “Outlook Reports” | 16 | | |
| 1.6.3 — Pentilateral Energy Forum (PLEF): “Regional Generation Adequacy Assessment” | 17 | | |
| 1.7 — Belangrijke aandachtspunten | 17 | | |
| 2 — METHODOLOGIE | 18 | | |
| 2.1 — Bepalen van toekomstige jaarsituaties | 20 | | |
| 2.1.1 — Random variabelen en tijdsreeksen | 20 | | |
| 2.1.2 — Monte Carlo trekkingen en samenstelling van de klimatologische jaren | 25 | | |
| 2.1.3 — Aantal toekomstige jaarsituaties | 26 | | |
| 2.2 — Identificatie van momenten van structureel tekort | 27 | | |
| 2.2.1 — De simulatieperimeter omvat 19 landen | 27 | | |
| 2.2.2 — Input en output van het model | 28 | | |
| 2.2.3 — Gebruikte model | 29 | | |
| 2.3 — Evaluatie van het volume aan strategische reserve | 29 | | |
| 3 — HYPOTHESES VOOR BELGIË EN DE BUURLANDEN | 30 | | |
| 3.1 — Productiemiddelen in België | 32 | | |
| 3.1.1 — Vooruitzicht van hernieuwbare energiebronnen tegen 2020 | 32 | | |
| 3.1.2 — Wind en zon | 33 | | |
| 3.1.3 — WKK & biomassa | 34 | | |
| 3.1.4 — Thermisch productiepark (uitgezonderd WKK en biomassa) | 36 | | |
| 3.1.5 — Beschikbaarheid van het thermisch productiepark | 37 | | |
| 3.1.6 — Hydro | 38 | | |
| 3.1.7 — Balancingreserve | 38 | | |
| 3.1.8 — Samenvatting van de productiemiddelen voor België | 39 | | |
| 3.2 — Verbruik in België | 40 | | |
| 3.2.1 — Groei van de totale Belgische belasting | 41 | | |
| 3.2.2 — Belastingsprofiel genormaliseerd voor de temperatuur | 42 | | |
| 3.2.3 — Gevoeligheid van de belasting voor temperatuur | 42 | | |
| 3.2.4 — Markt response | 45 | | |
| 3.3 — Hypotheses voor de omliggende landen | 47 | | |
| 3.3.1 — Frankrijk | 47 | | |
| 3.3.2 — Nederland | 49 | | |
| 3.3.3 — Duitsland | 50 | | |
| 3.3.4 — Luxemburg | 51 | | |
| 3.3.5 — Andere gemodelleerde landen | 51 | | |
| 3.4 — Interconnecties tussen landen | 52 | | |
| 3.4.1 — Importcapaciteit van België | 54 | | |
| 3.4.2 — Flow-based methode toegepast voor de CWE-zone | 56 | | |
| 3.4.3 — Vaste commerciële capaciteit op de grenzen voor de landen buiten de CWE-zone | 58 | | |
| 4 — RESULTATEN: WINTER 2016-17 | 59 | | |
| 4.1 — Referentiescenario winter 2016-17 | 60 | | |
| 4.1.1 — Berekening LOLE en ENS | 60 | | |
| 4.1.2 — Import op momenten van structureel tekort | 61 | | |
| 4.1.3 — Correlatie met problemen van bevoorradingzekerheid in Frankrijk | 61 | | |
| 4.1.4 — Wat zijn de momenten van risico op structureel tekort? | 62 | | |
| 4.1.5 — Aantal activiteiten van de strategische reserve | 63 | | |
| 4.1.6 — Het inzetten van markt response | 63 | | |
| 4.1.7 — Capaciteit van de buurlanden om energie te leveren in geval van structureel tekort in België | 64 | | |
| 4.1.8 — Bepalende factoren voor het risico op structureel tekort | 65 | | |
| 4.2 — Sensitiviteit : beschikbaarheid nucleaire eenheden | 68 | | |
| 4.3 — Sensitiviteit: langdurig verlies van een netelement | 70 | | |
| 4.4 — Sensitiviteit: beschikbare productiecapaciteit in Frankrijk | 71 | | |
| 4.5 — Sensitiviteit: 0% groei van de totale Belgische belasting | 72 | | |
| 4.6 — Sensitiviteit: situatie voor België zonder import | 73 | | |
| 5 — RESULTATEN: VOORUITBLIK NAAR DE TOEKOMST | 74 | | |
| 5.1 — Winter 2017-18 | 75 | | |
| 5.1.1 — Sensitiviteit: beschikbare productiecapaciteit in België | 76 | | |
| 5.2 — Winter 2018-19 | 77 | | |
| 5.2.1 — Sensitiviteit: beschikbare productiecapaciteit in België | 77 | | |
| 6 — CONCLUSIE | 78 | | |
| 7 — AFKORTINGEN | 81 | | |
| 8 — BRONNEN | 83 | | |

INTRO DUCTIE

| | |
|--|----|
| 1.1 — Rollen en verantwoordelijkheden | 6 |
| 1.2 — Wettelijk kader en proces | 8 |
| 1.3 — Adequacy criteria | 9 |
| 1.4 — Huidige situatie en context van de strategische reserve | 11 |
| 1.5 — Consultatie over de berekeningen van het volume aan strategische reserve | 15 |
| 1.6 — Andere adequacy studies | 16 |
| 1.7 — Belangrijke aandachtspunten | 17 |



De Belgische bevoorradingszekerheid inzake elektriciteit staat sinds enige tijd hoog op de agenda en heeft ertoe geleid dat enkele wettelijke en regulatoire aanpassingen werden doorgevoerd. Zo werd een mechanisme van strategische reserve voor België gecreëerd. Dit houdt ook voor Elia System Operator ("Elia") nieuwe taken en verantwoordelijkheden in. Eén van deze taken is de bepaling van de nood aan strategische reserve aan de hand van een probabilistische analyse met betrekking tot de bevoorradingszekerheid van België, die Elia elk jaar, uiterlijk op 15 november, dient uit te voeren. Dit rapport voorziet in deze analyse.

Elia heeft al dergelijke analyses uitgevoerd voor de winterperiodes 2014-15 en 2015-16. Deze zijn voor het publiek beschikbaar op de website van de Algemene Directie Energie van de Federale Overheidsdienst Economie [1].

De analyse voor de winterperiode 2016-17, zoals beschreven in onderhavig rapport, voorziet echter in een meer uitgebreide en gedetailleerde beschrijving aan de hand van 6 hoofdstukken.

Hoofdstuk 1 geeft de nodige achtergrond en context, een overzicht van de rollen en verantwoordelijkheden van de verschillende betrokken partijen en een beschrijving van de interactie met de stakeholders over dit rapport.

Hoofdstuk 2 beschrijft de gehanteerde methodologie en het kader voor de probabilistische analyse. De toepassing wordt beschreven in **hoofdstuk 3**, waarbij in detail een toelichting gegeven wordt van de belangrijkste parameters en hypothesen van de analyse. De focus ligt hierbij op de beschikbare productiemiddelen en het verbruik in België, de situatie in de omringende landen en de interconnecties.

Hoofdstukken 4 en 5 zijn gewijd aan de resultaten van de analyse voor de winters 2016-17, 2017-18 en 2018-19, zie Figuur 1. In **hoofdstuk 4** worden de resultaten voor de winterperiode 2016-17 weergegeven en in detail toegelicht voor het referentiescenario. Een aantal sensitiviteiten worden doorgerekend om de impact van een aantal belangrijke hypothesen te capteren, zoals bijvoorbeeld de beschikbaarheid van de nucleaire eenheden. In **hoofdstuk 5** volgt een vooruitblik op de volgende winterperiodes: 2017-18 en 2018-19.

Ten slotte volgt de conclusie in **hoofdstuk 6**.

DE ANALYSE FOCUST OP DE VOLGENDE 3 WINTERS (FIG. 1)

2016-17

2017-18

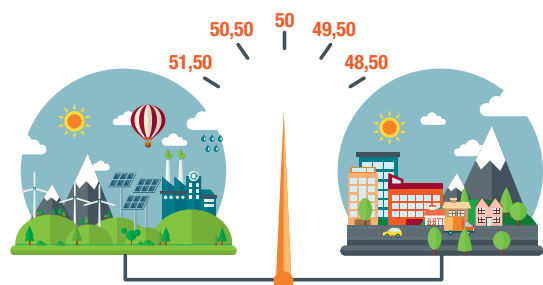
2018-19

1.1 ROLLEN EN VERANTWOORDELIJKHEDEN

Elia is de beheerder van het Belgische hoogspanningsnet van 30000 tot 380000 Volt. De opdracht van Elia als transmissienetbeheerder is van cruciaal belang voor de gemeenschap en bestaat er hoofdzakelijk in om een betrouwbaar hoogspanningsnet ter beschikking te stellen voor het vervoer van elektriciteit in België, maar ook voor de import/export naar de buurlanden. Daarnaast bewaakt de netbeheerder 24 uur per dag, 7 dagen op 7, het constante evenwicht tussen productie en verbruik.

EVENWICHT TUSSEN VRAAG EN AANBOD (FIG. 2)

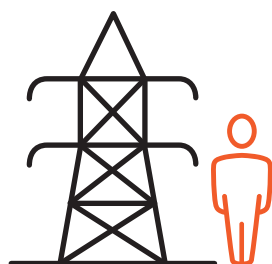
In een elektrisch systeem moet op ieder moment de opgewekte energie gelijk zijn aan het verbruik. Als er verschillen zijn, zal de frequentie van het netwerk stijgen (overproductie) of dalen (meer verbruik dan productie). Het is de rol van Elia is om dit evenwicht op ieder moment in stand te houden.



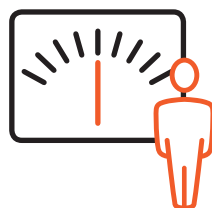
Aan de hand van Elia's **3 kernactiviteiten**, zie Figuur 3, voorziet Elia in een betrouwbare elektriciteitstransmissie, nu en in de toekomst:

- **Het elektriciteitssysteem beheren.** Dit is een opdracht die steeds moeilijker wordt. Er is dan ook nood aan geavanceerde tools en processen en specifieke competenties om het systeem 24 uur per dag in elk seizoen in evenwicht te houden. Omdat energie niet massaal opgeslagen kan worden, moet dit evenwicht in real-time gehandhaafd worden met het oog op een betrouwbare bevoorrading en een efficiënt operationeel beheer van het hoogspanningsnet. De nieuwe rol voor het beheer van de strategische reserve valt onder deze taak.
- **De infrastructuur beheren.** In het verleden werden elektriciteitscentrales altijd gebouwd in de buurt van steden en industriegebieden. Sinds de opkomst van de hernieuwbare energiebronnen liggen de productievestigingen veel verder van de verbruikscentra (vb. windmolenpark in zee). Om deze bronnen te integreren en de productie te laten circuleren van noord naar zuid en van oost naar west moeten de distributienetten uitgebreid worden en is er ook voldoende transmissiecapaciteit nodig.
- **De markt faciliteren.** Elia stelt zijn infrastructuur ter beschikking van de markt op een transparante en niet-discriminerende manier, ontwikkelt nieuwe producten en diensten om de liquiditeit van de Europese elektriciteitsmarkt te verhogen en bouwt nieuwe aansluitingen om nieuwe mogelijkheden aan te reiken aan de markt. Op die manier probeert Elia de concurrentie tussen de marktspelers aan te wakkeren en aan te zetten tot een efficiënter gebruik van de energiebronnen die beschikbaar zijn in Europa, om zo de economie en het welzijn van alle burgers te verbeteren.

KERNACTIVITEITEN VAN ELIA (FIG. 3)



Het elektriciteitssysteem
beheren



De infrastructuur
beheren



De markt
faciliteren

Naast Elia zijn er in België nog tal van andere spelers die een rol vervullen in de organisatie van de elektriciteitsmarkt. Samen zorgen deze ervoor dat er in de energiebehoefte van het land kan worden voorzien, zowel die van de ondernemingen als die van de inwoners. Hieronder wordt een kort overzicht gegeven van de belangrijkste spelers:

- De **producenten/leveranciers** verbinden zich ertoe om in de energiebehoefte van hun klanten te voorzien. Ze zien erop toe dat ze over voldoende productie- of importcapaciteit beschikken om hun verplichtingen tegenover de klanten na te komen.
- De **evenwichtsverantwoordelijken** (ARP¹) zorgen voor een evenwicht binnen het kwartier tussen alle injecties en alle afnames door hun klanten.
- De **distributienetbeheerders** (DNB) brengen de stroom vervolgens tot bij de instellingen, KMO's en de particulieren die op hun net zijn aangesloten.
- De **federale overheid** bepaalt het globale beleid inzake energiebevoorradingzekerheid.
- De **federale regulator** (CREG²) is enerzijds belast met een raadgevende taak ten behoeve van de overheid wat betreft de organisatie en werking van de elektriciteitsmarkt, en anderzijds met een algemene taak van toezicht en controle op de toepassing van de betreffende wetten en reglementen.



Meer informatie over de weg die elektriciteit aflegt en de uitdagingen en rollen van de spelers op de elektriciteitsmarkt is beschikbaar op www.elektriciteit-in-evenwicht.be

1. ARP: Access Responsible Party. Dit kan een producent, een grootverbruiker, een leverancier van elektriciteit, een trader, enz. zijn.
2. CREG: Commissie voor de Regulering van de Elektriciteit en het Gas

1.2 WETTELIJK KADER EN PROCES

In art.7bis van de wet betreffende de organisatie van de elektriciteitsmarkt van 29 april 1999 ("Elektriciteitswet") worden volgende **tijdsstappen** opgenomen over de volumebepaling aan strategische reserve, zie ook Figuur 4:

- **Vóór 15 oktober:** de Algemene Directie Energie³ stelt alle nuttige informatie ter beschikking van de netbeheerder voor de probabilistische analyse.
- **Uiterlijk op 15 november:** de netbeheerder voert een probabilistische analyse uit en de analyse wordt overgemaakt aan de Algemene Directie Energie.
- **Uiterlijk op 15 december:** de Algemene Directie Energie maakt een advies over aan de minister, aangaande de noodzaak tot het aanleggen van een strategische reserve voor de volgende winterperiode. Indien het advies besluit dat er een noodzaak bestaat om zulke reserve aan te leggen, bevat het eveneens een voorstel van volume voor deze reserve, uitgedrukt in MW. Desgevallend, kan de Algemene Directie Energie een advies uitbrengen tot aanleg van de reserve tot drie opeenvolgende winterperiodes. Indien het voorstel van volume betrekking heeft op twee of drie opeenvolgende winterperiodes, bepaalt het voorstel van volumes voor de laatste (twee) periode(s) de minimaal vereiste niveaus, die opwaarts herzien kunnen worden in de loop van de volgende jaarlijkse procedures.
- **1 maand na advies van de Algemene Directie Energie:** de minister kan de instructie geven aan de netbeheerder om een strategische reserve aan te leggen voor een periode van één tot drie jaar, vanaf de eerste dag van de komende winterperiode, en legt de omvang van deze reserve in MW vast. De minister stelt de commissie op de hoogte van deze beslissing. De beslissing, de analyse van de netbeheerder en

het advies van de Algemene Directie Energie worden gepubliceerd op de website van de Algemene Directie Energie.

Verder omvat de wet de volgende **elementen** waarmee rekening gehouden dient te worden in de **probabilistische analyse** met betrekking tot de bevoorradingszekerheid van België voor de komende winterperiode:

- het niveau van bevoorradingszekerheid dat moet worden bereikt;
- de productie- en opslagcapaciteiten die voor de geanalyseerde periode beschikbaar zullen zijn in de Belgische regelzone, op basis onder meer van de buitenwerkingstellingen geprogrammeerd in het ontwikkelingsplan bedoeld in artikel 13, en van de ontvangen mededelingen in toepassing van artikel 4bis;
- de vooruitzichten inzake elektriciteitsverbruik;
- de mogelijkheden tot invoer van elektriciteit, rekening houdend met de capaciteiten van de interconnectoren waarover het land zal beschikken, en, desgevallend, met een schatting van de beschikbaarheid van elektriciteit op de Centraal-West-Europese elektriciteitsmarkt in het licht van 's lands energiebevoorrading;
- de netbeheerder kan, op gemotiveerde wijze, de elementen opgenomen in het eerste lid aanvullen met ieder element dat hij nuttig acht.

3. Algemene Directie Energie van de Federale Overheidsdienst Economie (FOD)

PROCES VASTGELEGD DOOR ART.7BIS VAN DE ELEKTRICITEITSWET (FIG. 4)



1.3 ADEQUACY CRITERIA

De Elektriciteitswet beschrijft het niveau van bevoorradingszekerheid dat moet worden bereikt. Gezien het ontbreken van geharmoniseerde normen op Europees of regionaal niveau, wordt dit niveau bepaald door een **tweeledig “Loss of Load Expectation” criterium** (zie Figuur 5).

ADEQUACY CRITERIA (FIG. 5)

LOLE < 3 uren

LOLE95 < 20 uren

Het model dat Elia hanteert voor de probabilistische analyse laat toe de indicatoren zoals voorgeschreven in de Elektriciteitswet te berekenen:

- **“LOLE⁴”**: de statistische berekening op basis waarvan het voorziene aantal uren wordt bepaald gedurende dewelke de lading⁵ niet gedekt zal kunnen worden door het geheel van de productiemiddelen ter beschikking van het Belgische elektriciteitsnet, rekening houdend met de interconnectoren, voor een statistisch normaal jaar.

- **“LOLE95”**: een statistische berekening op basis waarvan het voorziene aantal uren wordt bepaald gedurende dewelke de lading niet gedekt zal kunnen worden door het geheel van de productiemiddelen ter beschikking van het Belgische elektriciteitsnet, rekening houdend met de interconnectoren, voor een statistisch uitzonderlijk jaar⁶.

Bovenop bovenstaande indicatoren die enkel naar het aantal uren kijken dat de energievoorziening niet volledig voorzien kan worden, geeft het model ook een inzicht in de ontbrekende energie tijdens deze uren en de kans op voorkomen van een situatie van “Loss of load”:

- **“ENS⁷”**: de hoeveelheid energie die tijdens de LOLE uren niet geleverd kan worden. Er is dus ENS (statistisch normaal jaar) en ENS95 (statistisch uitzonderlijk jaar), uitgedrukt in GWh per jaar.
- **“LOLP⁸”**: de kans dat op een bepaald moment een situatie van “Loss Of Load” zich zal voordoen, uitgedrukt in %.

4. LOLE: Loss Of Load Expectation

5. Lading: elektriciteitsvraag

6. Een statistisch uitzonderlijk jaar komt voor met een probabiliteit van 1 op 20 (percentiel 95).

7. ENS: Energy Not Served

8. LOLP: Loss Of Load Probability



ONTBREKEN VAN GEHARMONISEERDE NORMEN VOOR DE BEVOORADINGSZEKERHEID OP EUROPEES EN REGIONAAL NIVEAU

CEER⁹ heeft in 2014 een rapport gepubliceerd dat een overzicht geeft van de adequacy assessments in de verschillende Europese landen [2]. Uit dit rapport blijkt dat er geen harmonisatie is van de methodologie die gehanteerd wordt in de verschillende landen. Hiermee hangt samen dat er geen geharmoniseerde adequacy criteria worden gehanteerd.

In 7 landen (Groot-Brittannië, Frankrijk, Nederland, Finland, Hongarije, België en Ierland) zijn de indicatoren gebaseerd op een probabilistische analyse van de bevoorradingsekerheid. Desondanks zijn de criteria verschillend (LOLE 3h in België, Frankrijk en Groot-Brittannië, 4h in Nederland en 8h in Ierland). In Zweden en Spanje wordt dan weer gewerkt met een balans in vermogen (capaciteitsmarge).

Een overzicht van de resultaten betreffende niet-geleverde energie (ENS) en het aantal uren per winter dat dit verschijnsel zich voordoet (LOLE), zijn weergegeven in hoofdstuk 4 en 5. Afhankelijk van het resultaat van de LOLE berekening wordt de nood aan strategische reserve bepaald zodanig dat voldaan is aan de LOLE criteria opgenomen in de Elektriciteitswet.

De bijkomende capaciteit aan strategische reserve berekend in deze studie, wordt als 100% aanwezig beschouwd, waarbij geen onderscheid gemaakt wordt tussen vraagbeperking (SDR¹⁰) of productiecapaciteit (SGR¹¹):

- Voor SGR impliceert 100% beschikbaarheid dat de strategische reserve nooit in onderhoud is tijdens de winter en dat deze nooit ongepland stilligt. Dit is verschillend aan de modellering van de eenheden beschikbaar in de markt, zie paragraaf 2.1.1.
- Voor SDR impliceert 100% beschikbaarheid dat de strategische reserve gedurende de hele winter op ieder uur aangesproken kan worden, zonder beperking in aantal activaties en duur van activatie.

De aanname van 100% beschikbaarheid van SGR is een belangrijke veronderstelling, zeker bij grote volumes, vermits een koudegolf (wanneer de nood aan strategische reserve het grootst is) kan leiden tot opstartproblemen bij oude eenheden. De aanname van 100% beschikbaarheid van SDR is eveneens een belangrijke veronderstelling gezien beperkingen rond aantal activaties en duur van activatie opgenomen zijn in de contracten.

In het rapport wordt telkens de totale nood aan strategische reserve bepaald, ongeacht het feit of er al een deel gecontracteerd is aan de hand van meerjarencontracten als gevolg van eerder georganiseerde aanbestedingen, zie paragraaf 1.4.

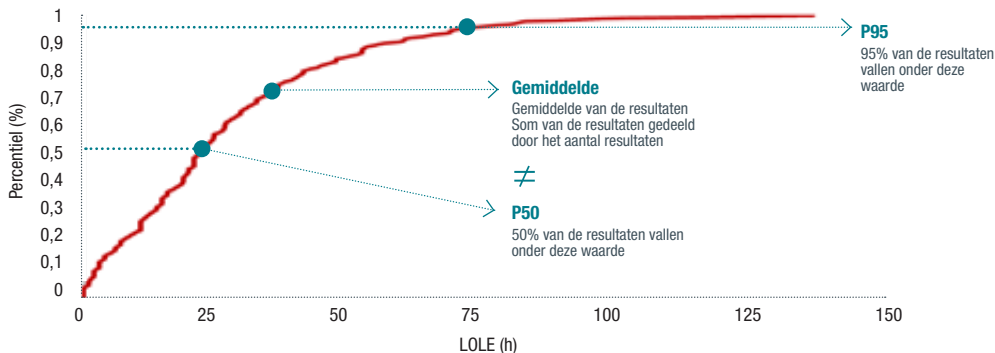
9. CEER: Council of European Energy Regulators
 10. SDR: Strategic Demand Reserve
 11. SGR: Strategic Generation Reserve
 12. Het gemiddelde van een reeks getallen (LOLE per toestand) wordt berekend door de getallen bij elkaar op te tellen en vervolgens het totaal te delen door het aantal getallen in de reeks.

HOE DE ADEQUACY CRITERIA TE INTERPRETEREN

Onderstaande indicatieve figuur (Figuur 6) geeft weer hoe de adequacy criteria te interpreteren. In een probabilistische analyse worden er verschillende toekomstige jaarsituaties doorgerekend voor een bepaalde winter, zie paragraaf 2.1. Voor iedere jaarsituatie berekent het model de indicator LOLE. Voor het eerste criterium wordt het gemiddelde¹² berekend van al deze LOLE-resultaten. Voor het tweede criterium (percentiel 95) worden alle LOLE-resultaten gerangschikt. De hoogste waarde na het niet beschouwen van de 5% hoogste waarden, geeft het percentiel 95. Dit is een belangrijk criterium om ook in een uitzonderlijk jaar het aantal uren van LOLE binnen de perken te houden.

Op onderstaande figuur wordt ook het percentiel 50 weergegeven. Er dient opgemerkt te worden dat deze niet hetzelfde is dan de gemiddelde LOLE.

VOORBEELD VAN EEN VERDELINGSFUNCTIE (CUMULATIVE DISTRIBUTIEFUNCTIE) (FIG. 6)



1.4 HUIDIGE SITUATIE EN CONTEXT VAN DE STRATEGISCHE RESERVE

De strategische reserve is een concept dat voor de eerste maal in de winter 2014-15 werd ingevoerd. Deze reserve is aangelegd om het hoofd te kunnen bieden aan het structurele productietekort in België veroorzaakt door de definitieve of tijdelijke sluiting van centrales en moet specifiek bijdragen aan het veilig stellen van de bevoorradingszekerheid tijdens de winterperiode.

Voor elke winterperiode schrijft Elia, op instructie van de minister van Energie, een openbare aanbesteding uit bestemd voor centrales die hun sluiting hebben aangekondigd en via offertes van vraagzijdebeheer. De reserve die zo wordt opgebouwd, kan aangesproken worden tussen 1 november en 31 maart en wordt buiten de markt geopereerd. Ieder jaar wordt deze reserve opnieuw bepaald.

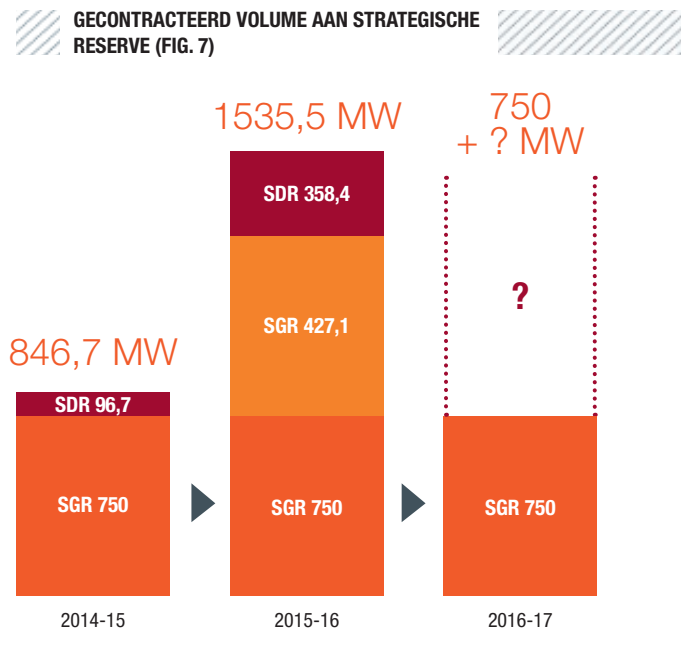
De **strategische reserve die voor de winter 2014-15** gecontracteerd werd:

- 750 MW aan productiecapaciteit, gecontracteerd voor 3 jaar;
- 96,7 MW capaciteit door de vermindering van het verbruik, gecontracteerd voor 1 jaar.

De **strategische reserve voor de winter 2015-16** is deels opgebouwd uit de capaciteit die al sinds 2014 gecontracteerd is (contract 3 jaar) en deels uit een nieuwe reserve. Tegen 1 november 2015 is de volgende capaciteit beschikbaar als strategische reserve:

- 750 MW aan productiecapaciteit, gecontracteerd sinds 2014;
- 427,1 MW bijkomende productiecapaciteit, gecontracteerd voor 1 jaar;
- 358,4 MW capaciteit door de vermindering van het verbruik, gecontracteerd voor 1 jaar.

Figuur 7 geeft een overzicht van de gecontracteerde strategische reserve voor de winter 2014-15 en 2015-16.



Een activatie van de strategische reserve vindt plaats wanneer er op basis van de vooruitzichten van de markt of van de TNB¹³, dat kan in day-ahead of enkele uren op voorhand zijn, een structureel tekort¹⁴ wordt gedetecteerd. De strategische reserve onderscheidt zich van de gebruikelijke evenwichtsmechanismen met balancing-reserve, die onmiddellijke en onverwachte onevenwichten het hoofd bieden en zo op elk moment het evenwicht in de Belgische zone bewaren, zie paragraaf 3.1.7.

De strategische reserve van 1535,5 MW, waarvan 1177,1 MW via centrales en 358,4 MW via afnemers (meestal industrie) die hun verbruik verminderen, draagt bij om de bevoorradingszekerheid in de winter 2015-16 te kunnen garanderen.



Meer informatie over het product strategische reserve kan geraadpleegd worden op de website van Elia [3].

13. TNB: Transmissienetbeheerder, in dit geval Elia

14. Een structureel tekort zoals gedefinieerd in de werkingsregels voor de strategische reserve [6], is een situatie waarin het totale verbruiksniveau in de Belgische regelzone niet gedekt kan worden door de beschikbare productiecapaciteit in deze regelzone, zonder de balancingreserve, rekening houdend met importmogelijkheden en de beschikbare energie op de markt.

1.4.1 Hoe wordt een risico voor de bevoorradsingszekerheid gedetecteerd?

Op dagelijkse basis wordt voor de komende zeven dagen het mogelijke risico op een tekort aan productiemiddelen in België geanalyseerd. Om in te schatten of er een verhoogd risico is, worden verschillende elementen samengebracht in een deterministische analyse:

- voorspellingen van productie uit hernieuwbare energie;
- de laatste informatie die Elia ter beschikking heeft over de beschikbaarheid van de klassieke productie-eenheden;
- een inschatting van de mogelijke importniveaus;
- voorspellingen van het totale elektriciteitsverbruik in België.

Deze inschattingen worden herhaald met steeds nauwkeurigere voorspellingen naarmate men dichterbij de realiteit komt. Vermits het mogelijk risico bepaald wordt op basis van hypothesen en voorspellingen, is er geen absolute zekerheid dat een tekort zich zal voordoen. Omgekeerd kan het onverwachts verlies van een productie-eenheid of netelement wel tot een verhoogd risico leiden.

1.4.2 Wat wordt er gecommuniceerd indien er een risico voor de bevoorradsingszekerheid gedetecteerd wordt?

Indien de analyses wijzen op een mogelijk risico voor de bevoorradsingszekerheid, wordt dit transparant gecommuniceerd aan de betrokken instanties en aan het grote publiek via de Elia-website. De Elia-app “Stroomindicator” is speciaal met het oog op deze communicatie ontwikkeld [4], zie Figuur 8.

In parallel kan een detectie van een structureel tekort leiden tot een activatie van de strategische reserve. Een dergelijke activatie wordt gepubliceerd op de Elia-website [5]. De activering van de strategische reserve kan gebeuren op basis van een van de volgende twee impulsen: een economische of een technische trigger. Meer informatie over deze triggers is beschikbaar in de werkingsregels voor de strategische reserve [6].

“ De activatie van de strategische reserve betekent op geen enkele manier dat er afgeschakeld wordt of zal worden. De strategische reserve is net een extra maatregel die in het leven geroepen is om afschakeling te vermijden. ”

STROOMINDICATOR: VOORUITZICHT VOOR DE KOMENDE 7 DAGEN (FIG. 8)



GROEN

Er is genoeg stroom beschikbaar om in ons verbruik te voorzien. Er is geen reden tot ongerustheid!



ORANJE

Het risico dat er niet voldoende stroom is om ons verbruik te voorzien. Laten we allemaal minder verbruiken, vooral tijdens de piekperiode (in principe tussen 17.00 en 20.00 uur) om zo afschakeling te voorkomen.



ROOD

Er is niet genoeg stroom beschikbaar om op elk moment in ons verbruik te voorzien. De overheid neemt verbodsmaatregelen om het verbruik alsnog te doen dalen.



ZWART

Indien het echt niet anders kan, zal een deel van de verbruikers tijdelijk geen stroom krijgen, om zo een langdurige algemene en ongecontroleerde stroompanne te vermijden.



1.4.3 Welke maatregelen worden er genomen als een risico voor de bevoorradingzekerheid zich voordoet?

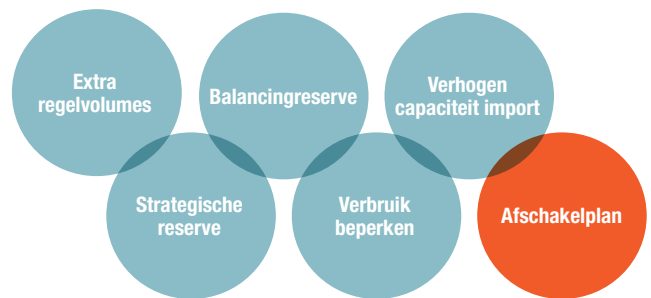
Wanneer er zich een situatie voordoet waarbij de marges qua bevoorrading in België sterk verminderd of mogelijk tot nul gereduceerd zijn, zal Elia een aantal acties ondernemen om deze situatie het hoofd te bieden, zie Figuur 9:

- Een vraag om mogelijke **extra regelvolumes** aan te bieden, zal verstuurd worden naar alle evenwichtsverantwoordelijken. Hierdoor kan Elia een beroep doen op de eventuele resterende productiecapaciteit op alle beschikbare centrales of op extra regelmogelijkheden van het elektriciteitsverbruik. Dit gebeurt via een boodschap verzonden via internet via RSS¹⁵ feed, ook wel de “balancing warnings” genoemd [7].
- Indien nodig zal Elia haar **gecontracteerde balancingreserve** inzetten. Dit gaat van activatie van specifieke snel-startende gaseenheden, het afroepen van contracten met aggregatoren¹⁶, het gecontroleerd en gecontracteerd verminderen van het verbruik bij industriële klanten tot het invoeren van assistentie van naburige transmissienetbeheerders.
- Indien de situatie het vereist, zal Elia analyseren of uitzonderlijke acties mogelijk zijn in coördinatie en samenwerking met de andere transmissienetbeheerders van de CWE-zone¹⁷, om de mogelijke **importcapaciteit** van België verder te verhogen.
- Als gevolg van een economische of technische trigger kunnen de **strategische reserve** in België geactiveerd worden.
- Als de marktmechanismen en de reserves niet volstaan, beslissen de overheden om het **elektriciteitsverbruik** te beperken. Sensibiliseringsmaatregelen, mogelijk gecombineerd met verbodsmaatregelen, worden eerst genomen om het evenwicht op het net te verzekeren voor de komende uren of dagen.

- Het laatste middel om te vermijden dat België in een situatie van black-out terechtkomt, is het gecontroleerd inschakelen van het **afschakelplan**. Deze beslissing wordt genomen door de ministers van Energie en Economie op de vooravond van een eventuele afschakeling, a priori tijdens de verbruikspitsuren.

Het dient vermeld dat deze maatregelen niet noodzakelijk na elkaar geactiveerd worden, de ene na de andere. Een bepaalde maatregel kan eens ingevoerd worden en dan afwisselend weer een andere.

MAATREGELEN INDIEN ER ZICH SCHAARSTE VOORDOET (FIG. 9)



15. RSS: Really Simple Syndication (eenvoudige gelijktijdige publicatie)

16. Een aggregator is een dienstverrichter aan de vraagzijde die meerdere consumentenbelastingen van korte duur combineert om in georganiseerde energiemarkten te verkopen of te veilen.

17. CWE: Centraal-West-Europese zone

1.4.4 Wanneer treedt het afschakelplan in werking?

Het afschakelplan is de allerlaatste toevlucht indien alle mechanismen om de bevoorradingszekerheid te verzekeren niet volstaan om de vraag in evenwicht te brengen met het aanbod en om te vermijden dat het blijvend onevenwicht escaleert naar een algemene black-out situatie. Het afschakelplan is in feite een crisisplan dat - zoals elk crisisplan - op elk ogenblik van toepassing is, winter en zomer, dit jaar en komende jaren. Het treedt pas in werking als ultieme maatregel, waarbij heel gericht bepaalde zones voor een beperkte tijd worden afgekoppeld van het net, om een daling te bekomen in het verbruik van elektriciteit. Een dergelijke maatregel dient om te voorkomen dat het elektriciteitsnet in elkaar stuikt en evolueert naar een algemene black-out situatie die alle verbruikers in het land spanningsloos zet.

Meer praktische informatie over het afschakelplan (bijvoorbeeld bepaalde straat, duur van de interventies, communicatie bij afschakeling) staat op de website van de FOD Economie [8].



WAT IS EEN AFSCHAKELPLAN?

Ela heeft een globaal afschakelplan uitgewerkt dat enerzijds automatisch kan worden geactiveerd in geval van een plots probleem met de frequentie op het hoogspanningsnetwerk of anderzijds manueel, bijvoorbeeld in geval van een verwachte situatie van schaarste. Zo'n afschakeling heeft als doel om een bepaald gedeelte van het verbruik af te koppelen van het net om het evenwicht van het systeem in stand te houden en om een algemene black-out van de elektriciteitsbevoorrading van het land te vermijden.

Bij een afschakeling moeten een aantal hoogspanningsposten afgekoppeld worden. Deze handeling gebeurt voor meerdere hoogspanningsposten tegelijkertijd die elk deel uitmaken van een afschakelingsschijf. Sinds de aanpassing van het afschakelplan in 2015 bestaan er in België 8 schijven (vroeger 6) die elk overeenstemmen met 500 à 750 MW. Samen is dat ongeveer 40% van het totale piekverbruik. Het nieuwe afschakelplan, het resultaat van een recente bijsturing, is operationeel sinds 1 november 2015.

Deze 8 schijven komen niet met regionale of plaatselijke geografische zones overeen. Gemeenten uit verschillende delen van het land behoren tot een bepaalde schijf en dezelfde gemeente - of zelfs dezelfde straat - kan worden bevoorrad door verschillende distributiepunten die niet eens tot dezelfde schijf behoren. De toestand kan verder veranderen naargelang precieze factoren, zoals werken op het distributienetwerk.

Het afschakelplan heeft een **wettelijke basis** in het ministerieel besluit van 3 juni 2005 tot vaststelling van het afschakelplan van het transmissienet van elektriciteit, dat een onderdeel is van de Reddingscode overeenkomstig artikel 312 van het koninklijk besluit van 19 december 2002 houdende een technisch reglement voor het beheer van het transmissienet van elektriciteit en de toegang ertoe.

1.5 CONSULTATIE OVER DE BEREKENINGEN VAN HET VOLUME AAN STRATEGISCHE RESERVE

De winterproblematiek voor België, de bevoorradingszekerheid en het mechanisme van strategische reserve nemen een steeds belangrijker plaats in de energiedebatten. Binnen de rollen en verantwoordelijkheden die aan Elia zijn toegewezen, in het bijzonder wat betreft het mechanisme van strategische reserve, komt Elia tegemoet aan de vraag van de marktspelers voor een beter begrip en meer inspraak in de volumeberekeningen voor de strategische reserve.

In dat opzicht heeft Elia een **publieke consultatie** gelanceerd opdat een duidelijk en volledig beeld gevormd kan worden van alle aspecten die voor verbetering vatbaar zijn. Deze consultatie omvat verschillende aspecten, gaande van gegevens en hypothesen, methodologie, het formaat van de resultaten, de manier van communiceren, tot het rapporteren van de resultaten.

De consultatie is aangekondigd tijdens de “Working Group Belgian Grid” van 1 juni 2015 aan de hand van een presentatie [9]. Kort daarna is een e-mail uitgestuurd

aan alle leden van de “Working Group Belgian Grid”, de “Task Force Implementation Strategic Reserve” en de regulator CREG om open feedback rond de verschillende aangehaalde aspecten te delen tegen 26 juni 2015.

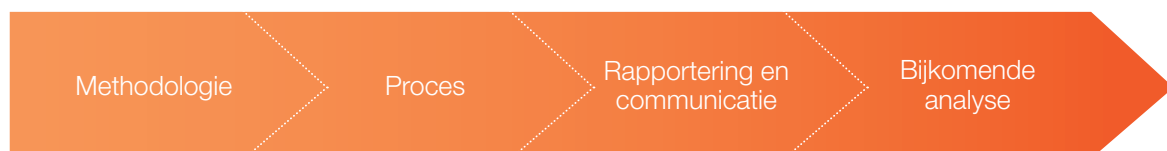
1.5.1 Feedback van stakeholders

Elia heeft tijdens de consultatieperiode **4 antwoorden** van stakeholders ontvangen. Deze antwoorden zijn terug te vinden op de website van Elia [10].

Een overzicht van de verschillende elementen van de consultatie is gepresenteerd op de “Task Force Implementation Strategic Reserve” van 2 september 2015 aan de hand van een presentatie [11].

De verschillende elementen aangehaald in de antwoorden kunnen onderverdeeld worden in 4 categorieën, zie Figuur 10. Voor de verschillende categorieën worden er suggesties voorgesteld ter verbetering.

CONSULTATIE: VERSCHILLENDE CATEGORIEËN VAN ANTWOORDEN (FIG. 10)



1.5.2 Gevolg van de consultatie

Elia heeft de verschillende suggesties bekeken en het merendeel van de suggesties meegenomen in de volumeberekening en het bijhorende rapport voor de winter 2016-17.

De methodologische verbeteringen worden verder toegelicht in dit rapport. Verder is het rapport ook uitgebreid op basis van elementen aangehaald in de consultatie. Dit omvat zowel bijkomende informatie rond de hypothesen, als meer achtergrond bij de resultaten.

Elia heeft eveneens een bijkomende toelichting voorzien bij alle elementen van de consultatie. Deze toelichting wordt samen met dit rapport gepubliceerd op de website van Elia en omvat:

- de elementen waarmee rekening is gehouden en op welke manier;
- de elementen waarmee geen rekening is gehouden en de reden waarom niet.

“Een publieke consultatie zal opnieuw gepland worden in 2016 om suggesties en commentaren te verzamelen aangaande het gepubliceerde rapport, de hypothesen en de methodologie voor de analyse van de winter 2016-17. De antwoorden zullen aangewend worden ter verbetering van de analyse en het rapport voor de winter 2017-18.”

1.6 ANDERE ADEQUACY STUDIES

Dit rapport omvat een probabilistische bevoorradingszekerheidsstudie voor België. Er zijn echter nog meerdere rapporten beschikbaar die handelen over deze materie, ieder met een eigen focus en methodologie, zie Figuur 11.

BESCHIBARE ADEQUACY STUDIES (FIG. 11)

| Paragraaf | Adequacy studie | Analyse | Indicatoren | Bronnen |
|-----------|------------------------|-----------------|----------------------------|---------|
| 1.6.1 | ENTSO-E SO&AF | Deterministisch | Balans - marge in vermogen | [12] |
| 1.6.2 | ENTSO-E Winter Outlook | Deterministisch | Balans - marge in vermogen | [13] |
| 1.6.3 | PLEF | Probabilistisch | LOLE, ENS | [14] |

1.6.1 ENTSO-E: “Scenario Outlook & Adequacy Forecast”

Op jaarlijkse basis publiceert ENTSO-E¹⁸ het SO&AF¹⁹ rapport. Dit document geeft stakeholders in de Europese energiemarkt een overzicht van de bevoorradingszekerheid in een nationale en Europese context. De analyse hanteert bottom-up scenario's en focust op een balans in vermogen als adequacy indicator. Het rapport gepubliceerd in 2015 omvat een analyse voor de jaren 2016, 2020 en 2025.

In het rapport van 2015 wordt een deterministische methode gehanteerd, zie paragraaf 2.1.2. De bedoeling is echter om op korte termijn naar een probabilistische marktanalyse van de Europese bevoorradingszekerheid over te gaan. Hiervoor zijn echter nog verdere ontwikkelingen vereist waaraan momenteel gewerkt wordt.

In de analyse worden twee bottom-up scenario's gehanteerd om de onzekerheid over de evolutie van het Europese productiepark te captureren. Deze twee scenario's, scenario A “conservative” en scenario B “best estimate”, worden volgens een vastgelegde methodologie samengesteld door iedere individuele transmissienetbeheerder.

De cijfers voor elektriciteitsvraag gaan uit van de hoogst mogelijke groeivoorzichten verondersteld door de transmissienetbeheerders. Deze cijfers betekenen niet steeds de meest waarschijnlijke groeivoorzichten, maar geven een indicatie van de meest kritieke voorspellingen. De hoge groeivoorzichten veronderstellen een verdere elektrificatie of toename van de elektriciteitsvraag van verschillende sectoren.

Op basis van de belasting- en productievoorzichten wordt de balans in vermogen voor ieder land afzonderlijk geëvalueerd. De derde woensdag van iedere maand om 19u is het referentiepunt voor deze analyse.

Onder de hypothesen zoals gemaakt en beschreven in het rapport, worden uit de deterministische analyse volgende conclusies afgeleid voor België:

- In 2016 is er een nood aan een strategische reserve om de bevoorradingszekerheid te waarborgen, ondanks import vanuit de buurlanden. Dit is in lijn met de conclusie van de probabilistische analyse.
- Een verhoging van de importcapaciteit en productiecapaciteit resulteert in een verbetering van de bevoorradingszekerheid voor België. Bij het uitblijven van voldoende productiecapaciteit (nieuwe eenheden of eenheden terug beschikbaar voor de markt) is er nog steeds een nood aan strategische reserve voor 2020.
- In 2025 kunnen er zich volgens scenario A adequacy problemen voordoen omwille van de nucleaire phase-out. Scenario B toont aan dat nieuwe productiecapaciteit vereist is om de nucleaire uitstap te compenseren.

1.6.2 ENTSO-E: “Outlook Reports”

Op jaarlijkse basis publiceert ENTSO-E het “Winter Outlook and Summer Review” rapport. Dit korte termijn adequacy rapport focust enerzijds op de belangrijkste risico's met betrekking tot de bevoorradingszekerheid voor de komende winter. Het rapport brengt verschillende onzekerheden in rekening zoals klimatologische omstandigheden, het uitvallen van productie-eenheden, belastingvoorzichten, load-management en stabiliteitsproblemen van het elektriciteitsnetwerk. Anderzijds voorziet het rapport ook een overzicht van de belangrijkste gebeurtenissen tijdens de afgelopen zomer.

De bedoeling van het document is om een platform te creëren waar transmissienetbeheerders informatie kunnen uitwisselen, transparantie creëren en stakeholders informeren over de mogelijke risico's voor de komende winter.

Het rapport geeft een overzicht van de nationale en regionale balans in vermogen tussen de beschikbare productie en de voorspelde belasting op wekelijkse basis voor de winterperiode. De informatie om deze deterministische analyse op te stellen wordt verzameld door ENTSO-E aan de hand van een kwalitatieve en kwantitatieve vragenlijst ingevuld door iedere individuele transmissienetbeheerder. Het rapport voor de winter 2015-16 zal in het najaar 2015 verschijnen.

18. ENTSO-E: European Network of Transmission System Operators for Electricity. Organisatie die 41 TNB's vertegenwoordigt uit 34 Europese landen.

19. SO&AF: Scenario Outlook and Adequacy Forecast

1.6.3 Pentalateral Energy Forum (PLEF²⁰): “Regional Generation Adequacy Assessment”

De transmissienetbeheerders die deel uitmaken van het PLEF hebben begin 2015 een regionale bevoorrading-zekerheidsstudie gepubliceerd. Hiervoor is een nieuwe methodologie ontwikkeld die toelaat om een probabilistische adequacy studie te maken op regionale schaal. In deze studie zijn de belangrijkste adequacy indicatoren geanalyseerd (LOLE en ENS) voor zowel de verschillende landen als voor de regio. In de studie is zowel de winter 2015-16 als de winter 2020-21 geanalyseerd.

De resultaten van de regionale studie zijn in lijn met de nationale analyse die is uitgevoerd in het kader van de strategische reserve voor 2015-16. Dit is mee te verklaren door het feit dat de methodologie die toegepast is voor de nationale analyse (winter 2015-16) sterk in lijn is met de methodologie die toegepast is voor de regionale analyse. In de studie zijn een aantal punten ter verbetering geïdentificeerd zoals het integreren van flow-

based methodologie, markt response en meerdere klimatologische jaren. Deze methodologische verbeterpunten en een update van de input data worden in rekening genomen in de huidige analyse, zie 3.2.4 en 3.4.2.

Uit de studie blijkt dat voor de winter 2015-16 adequacy problemen voorkomen in Frankrijk en België in het base case scenario. Met de strategische reserve opgenomen in het model wordt een LOLE van ongeveer 3h gemiddeld bekomen.

“Verbeterpunten die geïdentificeerd zijn in de regionale bevoorrading-zekerheidsstudie in het kader van het Pentalateraal Energieoverleg, zijn opgenomen in de verbeterde methodologie voor de nationale analyse voor de winter 2016-17. De nieuwe methodologische verbeteringen worden toegelicht in paragraaf 3.2.4 en 3.4.2.”

1.7 BELANGRIJKE AANDACHTSPUNTEN

Dit rapport geeft een inschatting van het volume dat nodig geacht wordt in het kader van strategische reserve voor de winters 2016-17, 2017-18 en 2018-19 op basis van een probabilistische analyse. Voor de berekeningen dient er rekening gehouden te worden met de volgende belangrijke hypothesen.

- In het berekende volume wordt geen onderscheid gemaakt tussen vraagbeperking of productiecapaciteit. Het volume wordt berekend in de veronderstelling dat dit volume 100% aanwezig is. Dit is een belangrijke hypothese, zeker voor grote volumes.
- De berekening van het volume wordt gedaan zonder rekening te houden met de mogelijkheid om dit volume effectief te kunnen vinden in de Belgische markt.

Elia wenst te benadrukken dat de conclusies van dit rapport onlosmakelijk verbonden zijn met de uitgangshypothesen die in dit rapport worden vermeld. Elia kan er niet voor instaan dat deze hypothesen gerealiseerd worden. Het betreft in de meeste gevallen ontwikkelingen die extern zijn aan de directe bevoegdheid van de netbeheerder.

20. Het Pentalateraal Energieoverleg omvat de landen België, Nederland, Duitsland, Luxemburg en Frankrijk en is uitgebreid met Zwitserland en Oostenrijk.

METHODOLOGIE

| | |
|---|----|
| 2.1 — Bepalen van toekomstige jaarsituaties | 20 |
| 2.2 — Identificatie van momenten van structureel tekort | 27 |
| 2.3 — Evaluatie van het volume aan strategische reserve | 29 |



De **eerste stap** in het bepalen van het volume aan strategische reserve voor een bepaalde winter bestaat uit het **creëren van diverse toekomstige jaarsituaties** die de onzekerheid van het productiepark en van de elektriciteitsvraag omvatten. Iedere toekomstige jaarsituatie wordt samengesteld op basis van historische gegevens van meteorologische omstandigheden (wind, zon, temperatuur, neerslag) en de onbeschikbaarheid van centrales.

De **tweede stap** bestaat uit het **identificeren van momenten van structureel tekort**, d.w.z. tijdstippen waarop de elektriciteitsproductie op de markt niet volstaat om aan de elektriciteitsvraag te voldoen. Hiervoor wordt een simulatie per uur uitgevoerd met behulp van een marktmodel voor de winterperiode (van november tot en met maart) en dit voor iedere toekomstige jaarsituatie die in de eerste stap is vastgelegd. Het model wordt onder andere ook gebruikt door RTE²¹ in de studie over de bevoorradingszekerheid voor Frankrijk en door andere TNB's in het kader van het PLEF, een regionale studie over de bevoorradingszekerheid, zie paragraaf 1.6.3.

Als **laatste stap** wordt het volume aan strategische reserve bepaald dat nodig geacht wordt om **te voldoen aan de wettelijke adequacy criteria**, zie paragraaf 1.3. Een iteratief proces wordt gebruikt om het totale volume aan strategische reserve te bepalen.

In dit hoofdstuk worden de verschillende stappen en de gebruikte tools in detail beschreven.



21. RTE: Réseau de Transport d'Electricité, de transmissienetbeheerder van Frankrijk

2.1 BEPALEN VAN TOEKOMSTIGE JAARSITUATIES

Voor een probabilistische risicoanalyse is het noodzakelijk om een groot aantal toekomstige jaarsituaties door te rekenen. Iedere jaarsituatie leidt tot een inschatting van het aantal uren van structureel tekort. De verschillende jaarsituaties maken het mogelijk de adequacy indicatoren te evalueren.

2.1.1 Random variabelen en tijdsreeksen

De verschillende variabelen die bepalend zijn in deze studie, kunnen onderverdeeld worden in twee categorieën: klimatologische variabelen en de beschikbaarheid van het productiepark, zie Figuur 12.

De **klimatologische variabelen** zijn onderling **gecorrleerd**:

- tijdsreeksen per uur van **windproductie**;
- tijdsreeksen per uur van **PV-zonnepductie**²²;
- tijdsreeksen per dag van **temperatuur** (waarmee de tijdsreeksen per uur van het **elektriciteitsverbruik** berekend kunnen worden);
- tijdsreeksen per maand van waterkrachtproductie.

Eén variabele is **niet gecorrleerd** aan de anderen:

- parameters van de **beschikbaarheid van het thermisch productiepark** waarmee trekkingen gedaan kunnen worden op de onbeschikbaarheid van centrales.

22. PV: fotovoltaïsch

VARIABELEN (FIG. 12)

40 historische winters worden gebruikt om de klimatologische variabelen te modelleren



Straling per uur, temperatuur



Productie zon per uur



Windsnelheid per uur



Productie wind per uur



Productie hydro per maand



Productie hydro per uur geoptimaliseerd door het model (minimalisatie kosten)



Temperatuur per dag



Verbruik per uur rekening houdend met thermosensitiviteit



Waarschijnlijkheid en duur van ongeplande uitdienstname



Willekeurige trekking door het model voor de beschikbaarheid per dag

CORRELATIE VAN KLIMATOLOGISCHE OMSTANDIGHEDEN

De verschillende meteorologische gegevens die een impact hebben op de hernieuwbare productie en het elektriciteitsverbruik zijn niet onafhankelijk van elkaar. De wind, de zon, de temperatuur en de neerslag staan met elkaar in verband voor een bepaalde regio. Over het algemeen worden hogedrukgebieden gekenmerkt door helder weer en weinig wind, terwijl depressies gepaard gaan met bewolking, meer wind en meer regen.

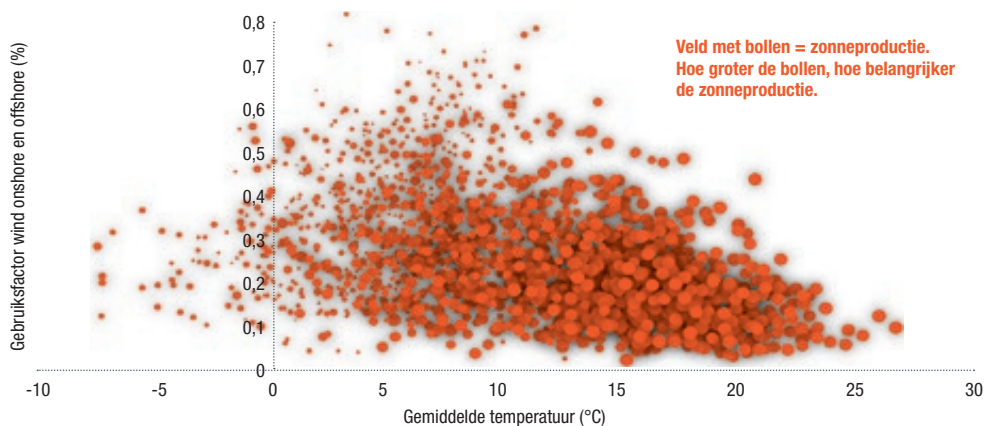
Figuur 13 toont de correlatie tussen windproductie, PV-zonneproductie en temperatuur voor België. De grafiek stelt het gemiddelde voor over zeven dagen van deze drie gegevens voor België. De trends per uur of per dag worden hier niet weergegeven. Verschillende trends zijn waar te nemen:

- Hoe hoger de temperatuur, hoe lager de windproductie. Dit kan ook afgeleid worden uit Figuur 14. In de winter is er meer wind dan in de zomer.
- Hoe hoger de temperatuur, hoe hoger de PV-zonneproductie. Dit is logisch gezien er meer zonneproductie is tijdens de zomermaanden, zie Figuur 16.
- Wanneer de windproductie heel hoog ligt, neemt de PV-zonneproductie af.
- In periodes van extreme koude neemt de windproductie af terwijl de PV-zonneproductie een lichte stijging vertoont.

De verschillende meteorologische gegevens zijn ook geografisch met elkaar gecorreleerd. Een typisch voorbeeld hiervan is een storing die eerst over het westen van Frankrijk trekt, vervolgens over België en daarna over Duitsland. Een ander voorbeeld van geografische correlatie is weergegeven in Figuur 58 die de correlatie tussen de temperatuur in Frankrijk en in België voorstelt. Er kan dus besloten worden dat het belangrijk is om ook de geografische correlatie tussen de weersomstandigheden te behouden.

Om een probabilistische studie te kunnen uitvoeren is het belangrijk om de verschillende geografische en in de tijd gecorreleerde weersomstandigheden te behouden.

CORRELATIE TUSSEN PRODUCTIE VAN WIND, ZON EN DE TEMPERatuur (GEMIDDELD OVER 7 DAGEN) (FIG. 13)



De grafiek is gebaseerd op de klimaatjaren gebruikt in deze studie. Iedere bol op de grafiek komt overeen met de gemiddelde productie of temperatuur over 7 dagen voor België.

40 historische winters worden gebruikt om de **klimatologische variabelen** te modelleren. Het gaat om de winters tussen 1973 en 2013. De historische data over temperatuur en neerslag²³ komen uit de databank van het Amerikaanse NCDC²⁴ [15]:

- De data over waterkrachtproductie komen van ENTSO-E en beslaan de periode 1991-2013. De data voor de overige jaren 1973 tot 1990 worden gereconstrueerd op basis van de historische neerslag voor elk land (NCDC).
- Een weging van de verschillende meteorologische stations per land wordt gebruikt om de gemiddelde temperatuur in elk land te berekenen (NCDC).

De data over de wind- en zonneproductie zijn de historische data gebruikt in het kader van ENTSO-E studies. Deze data beslaan de jaren 2000 tot 2013. Via een statistische methode wordt data gereconstrueerd voor de jaren 1973 tot 1999. Deze methode neemt de correlatie met andere klimatologische omstandigheden in rekening.

De data over de beschikbaarheid van het Belgisch thermisch productiepark komen uit een historische analyse gebaseerd op de jaren 2006-2014, zie paragraaf 3.1.5. Voor de andere landen worden de onbeschikbaarheids-cijfers uit de ENTSO-E studies gebruikt.



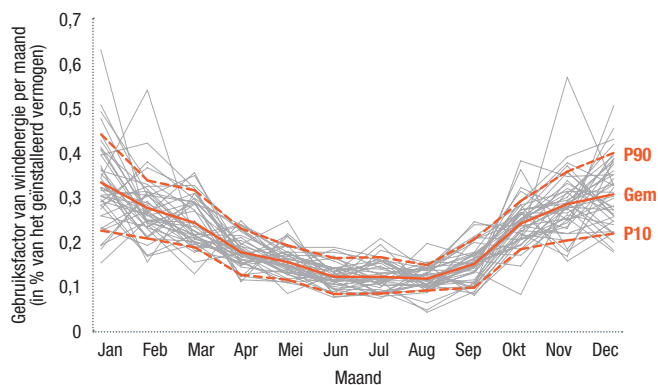
Variabiliteit van windproductie

Windproductie is afhankelijk van de windsnelheid op de plaatsen waar de windmolens zich bevinden. Figuur 14 toont de gebruiksfactor per maand²⁵ voor de 40 historische jaren gehanteerd in de analyse. Hierbij is per maand de gemiddelde waarde, P10 en P90 aangeduid op de grafiek. De grafiek toont aan dat de windproductie in de winter hoger is dan in de zomer.

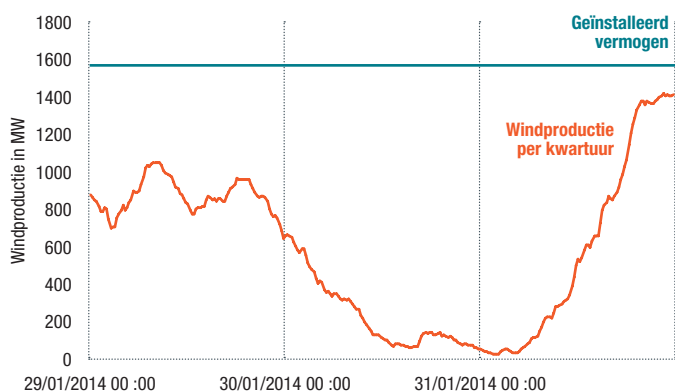
Naast de variabiliteit per maand kan de windproductie per uur op één en dezelfde dag sterk variëren zoals Figuur 15 illustreert.

Hoe groter het geïnstalleerde vermogen van het windpark, hoe sterker de bijdrage van windenergie om het systeem te helpen om adequaat te zijn. Indien er geen of weinig wind is, zullen andere productie-eenheden geactiveerd moeten worden om aan de elektriciteitsvraag te voldoen. **De afwezigheid van wind is dus een verzwarende factor voor de bevoorradingszekerheid.**

VARIABILITEIT VAN WINDENERGIE PER MAAND IN BELGIË OP BASIS VAN 40 HISTORISCHE JAREN (FIG. 14)



HISTORISCH VOORBEELD VAN DE VARIABILITEIT VAN WINDENERGIE PER DAG (FIG. 15)



23. Data van verschillende meteorologische stations per land.

24. NCDC: National Climatic Data Center

25. De gebruiksfactor is de verhouding tussen de effectief geproduceerde elektrische energie tijdens een bepaalde periode en de energie die geproduceerd zou zijn als de installatie tijdens dezelfde periode aan nominaal vermogen had gewerkt.



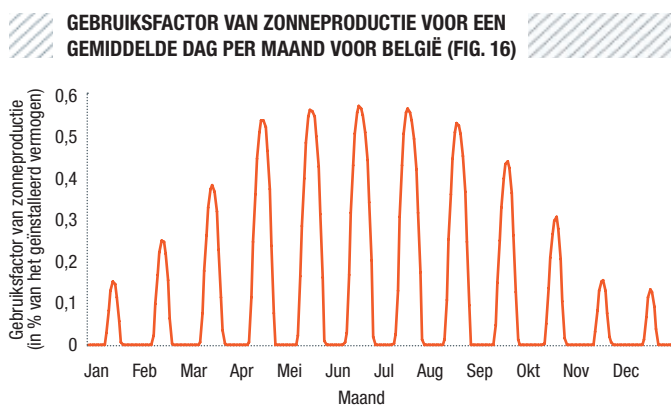
Variabiliteit van PV-zonneproductie

De PV-zonneproductie is onderhevig aan de variabiliteit van zonnestraling. De gemiddelde productie is hoger in de zomer dan in de winter:

- De dagelijkse duur van zonnestraling is langer in de zomer (maximaal op de zomerzonnewende rond 21 juni en minimaal op de winterzonnewende rond 21 december).
- De inkomende zonnestraling is groter op de zomerzonnewende dan op de winterzonnewende (de zon staat hoger aan de hemel).
- Het weer heeft een grote impact op de zonneproductie, zoals bijvoorbeeld bewolking.
- Het rendement hangt onder andere af van de buitentemperatuur. Het rendement is hoger als het koud is.

Figuur 16 toont de gebruiksfactor voor een gemiddelde dag per maand in België.

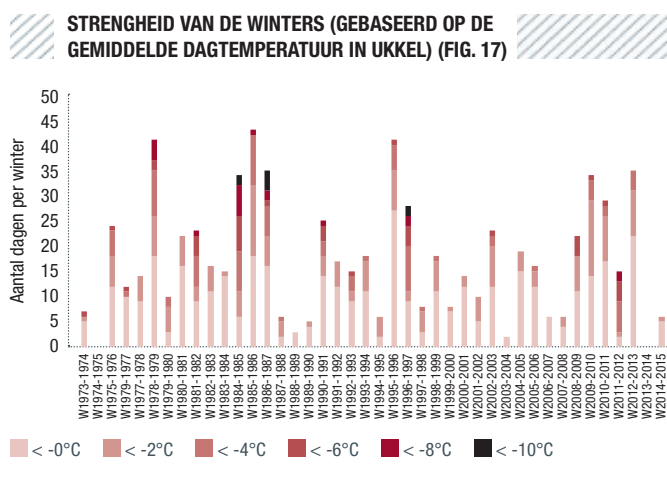
Omdat de PV-zonneproductie tijdens de winter laag is, is de bijdrage eerder beperkt in het kader van de bevoorradingszekerheid. Bovendien is de productie nihil tijdens de winterpieken omdat de zon dan al onder is.



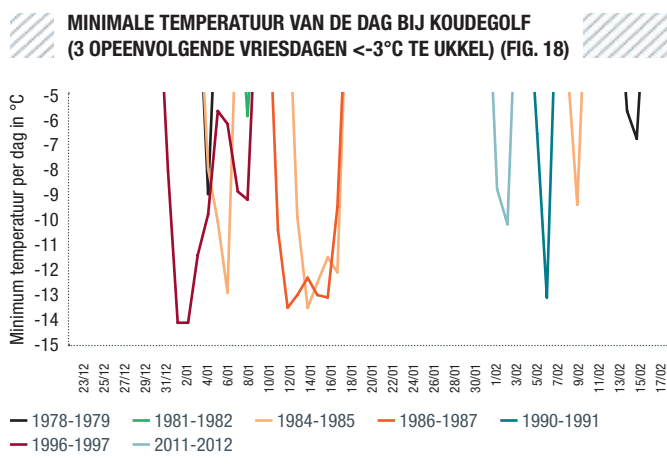
Variabiliteit van temperatuur

De temperatuur is een beslissend gegeven voor het risico op een structureel tekort gezien de gevoeligheid van de elektriciteitsvraag voor de temperatuur. Hoe kouder het weer, hoe hoger het elektriciteitsverbruik, zie paragraaf 3.2.3 voor België.

Figuur 17 toont voor elke winter sinds 1973 het aantal dagen waarop de gemiddelde dagtemperatuur onder 0°C lag in Ukkel. De kleurencode geeft een indicatie van hoeveel dit onder nul was (hoe donkerder de kleur, hoe lager de temperatuur).



Figuur 18 geeft een overzicht van de strengste winters uit de periode 1973 tot 2013 met een indicatie van de minimale temperatuur en de situering in de winter. Dit maakt het mogelijk om koudegolven te vergelijken.





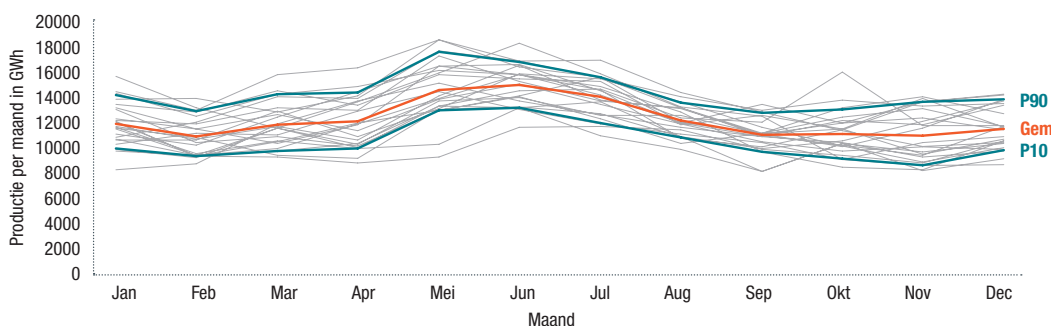
Variabiliteit van waterkrachtproductie

De waterkrachtproductie (pompcentrales niet meegeteld) is afhankelijk van de toevoer van water in de reservoirs (neerslag, smelten van sneeuw of gletsjers), van de grootte van de reservoirs, van het beheer van de reservoirs en van de ligging van de verschillende waterkrachtcentrales.

Een droog jaar beperkt de productiemogelijkheden van waterkrachtcentrales.

Figuur 19 toont dat de historische variabiliteit van waterkrachtproductie (pompcentrales niet meegerekend) in de CWE-zone (plus Zwitserland) overeenkomt met 4 TWh per maand (verschil tussen het percentiel 10 en het percentiel 90). Het verschil tussen de jaarlijkse productie in het droogste jaar (2011) en het jaar met de meeste neerslag (2001) bedraagt bijna 50 TWh in de beschouwde zone.

HISTORISCHE MAANDELIJKSE HYDRO PRODUCTIE VAN 1991 TOT 2013 VOOR DE CWE ZONE + ZWITSERLAND (ZONDER POMPCENTRALES) (FIG. 19)



Variabiliteit in de beschikbaarheid van het thermisch productiepark

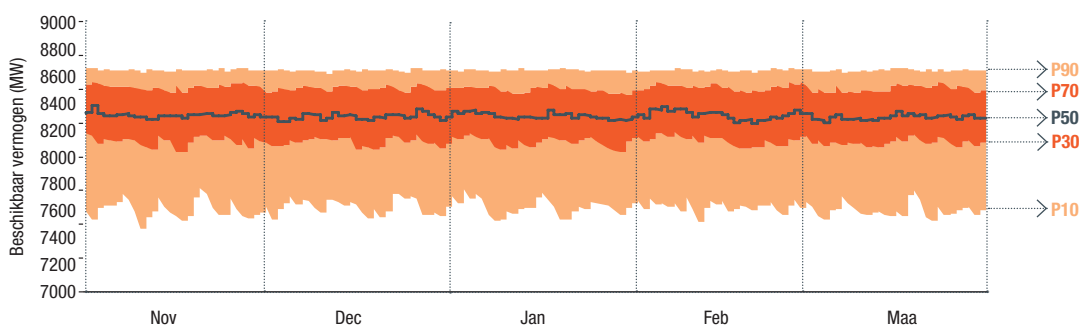
Voor de beschikbaarheid van het thermisch productiepark worden willekeurige trekkingen gemaakt door het model op basis van historische parameters over de waarschijnlijkheid en de duur van de onbeschikbaarheid, zie paragraaf 3.1.5.

Figuur 20 toont de verdeling van de verschillende trekkingen voor de eenheden in België die individueel gemodelleerd worden, zie paragraaf 3.1.3 en 3.1.4. Extreme

gebeurtenissen (bijvoorbeeld het verlies van meerdere centrales) kunnen het beschikbare vermogen gevoelig verminderen. Deze gebeurtenissen kunnen leiden tot een structureel tekort.

De percentielen aangegeven in de grafiek komen overeen met de dagelijkse distributie van beschikbaarheid van centrales op basis van 800 willekeurige trekkingen op de beschikbaarheid.

VERDELING VAN DE TREKKINGEN OP DE BESCHIKBAARHEID VAN HET BELGISCHE PRODUCTIEPARK (EENHEDEN INDIVIDUEEL GEMODELLEERD) (FIG. 20)



Andere variabelen die een impact kunnen hebben op de bevoorradingszekerheid die niet beschouwd worden in deze studie

De volgende gebeurtenissen worden niet beschouwd in deze studie (niet exhaustieve lijst):

- langdurige onbeschikbaarheid van centrales (sabotage, politieke beslissingen, ...);
- onderbreking van de brandstoftoevoer naar de centrales;
- extreme koude waarbij de waterlopen die de centrales afkoelen toevriezen;
- natuurrampen (tornado's, overstromingen, ...).

Andere gebeurtenissen (onder andere beschikbaarheid van het nucleaire park, langdurig verlies van een netelement, beschikbare productiecapaciteit in Frankrijk) worden als sensitiviteiten in rekening genomen, zie onder andere paragraaf 4.2 tot 4.6.

2.1.2 Monte Carlo trekkingen en samenstelling van de klimatologische jaren

De variabelen besproken in 2.1.1 worden gecombineerd zodat de correlatie tussen de verschillende hernieuwbare productiemiddelen (wind, zon, waterkracht) en de temperatuur behouden blijft. Er is zowel een **correlatie** in de **tijd** als **geografisch**.

De klimatologische gegevens van een bepaalde variabele voor een bepaald jaar zullen dus altijd gecombineerd worden met hetzelfde klimatologische jaar voor de andere variabelen en dit voor alle landen.

Op de **beschikbaarheden van de centrales** worden daarentegen **willekeurige trekkingen** gedaan door het model rekening houdend met de parameters van de waarschijnlijkheid en de duur van de onbeschikbaarheid (volgens de Monte Carlo methode). Dit resulteert in verschillende tijdsreeksen van beschikbaarheden van het thermisch park voor elk land. Deze beschikbaarheid is verschillend in elke jaarsituatie.

Elk "Monte Carlo jaar" heeft hetzelfde gewicht in de analyse, zie Figuur 21.

CONSTRUCTIE VAN "MONTE CARLO JAREN" (FIG. 21)



DE MONTE CARLO METHODE

De Monte Carlo methode wordt toegepast in diverse domeinen, onder meer om risico's **probabilistisch** te benaderen. Deze methode is gebaseerd op de evaluatie van een groot aantal toekomstige jaarsituaties zodat iedere onzekerheid gedekt wordt.

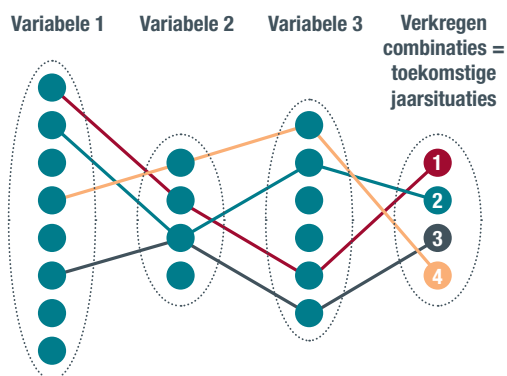
In deze analyse worden willekeurige trekkingen uitgevoerd op de beschikbaarheid van het thermisch park van elk land. Door deze trekkingen te combineren met de tijdsreeksen van het elektriciteitsverbruik en de tijdsreeksen van specifieke weersomstandigheden worden toekomstige jaarsituaties bepaald. De simulaties worden uitgevoerd op deze toekomstige jaarsituaties (ook wel "Monte Carlo jaren" genoemd).

Door een groot aantal toekomstige jaarsituaties te simuleren kan de distributie van een bepaalde indicator geëvalueerd worden, zie Figuur 6.

Figuur 22 toont een willekeurige trekking op drie onafhankelijke variabelen met als resultaat vier verschillende toekomstige jaarsituaties.

Deze benadering is zeer verschillend van de **deterministische methode** die in andere studies gebruikt wordt en waarbij slechts één combinatie van variabelen geanalyseerd wordt, zie paragraaf 1.6.

EEN GROOT AANTAL WILLEKEURIGE TREKKINGEN OP VERSCHILLENDE VARIABELEN LAAT TOE OM VERSCHILLENDE TOEKOMSTIGE JAARSITUATIES TE CONSTRUEREN (FIG. 22)



2.1.3 Aantal toekomstige jaarsituaties

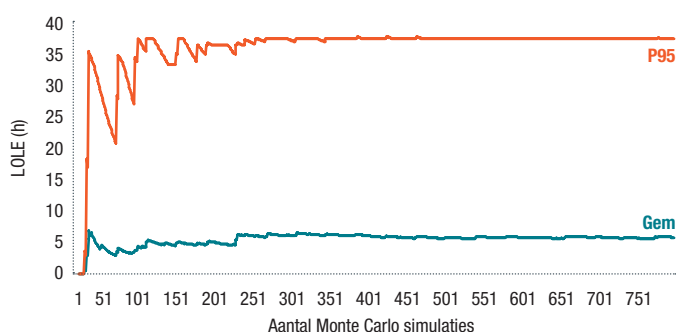
Het aantal noodzakelijke jaarsituaties die doorgerekend dienen te worden door het model om tot convergentie van de resultaten te komen, hangt onder andere af van de variabelen, van de gemodelleerde perimeter en van de variabiliteit van het productiepark. In deze studie ligt de focus op de twee door de wet bepaalde indicatoren, de gemiddelde LOLE en percentiel 95 van de LOLE. De convergentie van deze twee parameters is noodzakelijk.

In deze studie zijn 800 toekomstige jaarsituaties nodig om convergentie van de indicatoren te bereiken, zie Figuur 23. Alle 40 klimatologische winters zullen dus 20 keer gesimuleerd worden met een beschikbaarheid van het thermisch park die verschillend is in alle gesimuleerde toekomstige jaarsituaties.

De combinatie van de resultaten van al deze toekomstige jaarsituaties levert de distributie van het aantal uren van structureel tekort.

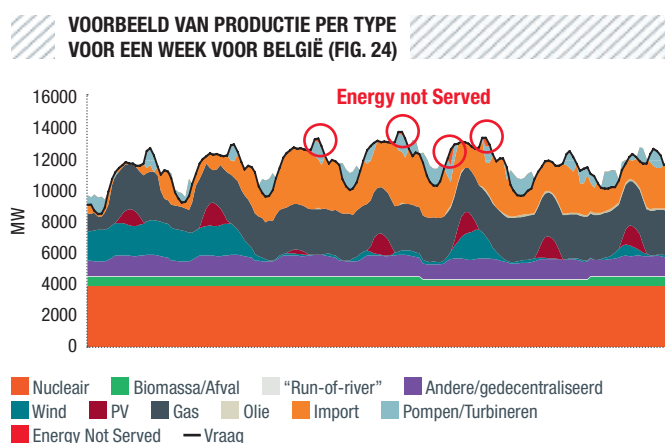
“ Er worden 800 toekomstige jaarsituaties (of “Monte Carlo jaren”) gesimuleerd. Elke toekomstige jaarsituatie komt overeen met een historische klimatologische winter en een willekeurige trekking op de beschikbaarheid van de centrales. ”

CONVERGENTIE VAN DE LOLE INDICATOREN VOOR HET REFERENTIE SCENARIO (FIG. 23)



2.2 IDENTIFICATIE VAN MOMENTEN VAN STRUCTUREEL TEKORT

Elke toekomstige jaarsituatie wordt uur per uur geanalyseerd door de Europese elektriciteitsmarkt te simuleren. De momenten van structureel tekort zijn de uren waarin er niet voldoende productie is om het verbruik van een land te dekken. In Figuur 24 wordt een voorbeeld gegeven van hoe het verbruik gedekt wordt door de beschikbare productiemiddelen voor elk uur van de week. Als er voor een bepaald uur 1 MW aan productie ontbreekt om te voldoen aan de vraag, komt dat overeen met een uur van structureel tekort. De energie die niet kan worden geleverd door het productiepark wordt voorgesteld op Figuur 24.



Er dient opgemerkt te worden dat dit voorbeeld enkel illustratief is. Bovendien:

- werd de balancingreserve in vermindering gebracht van de gaseenheden
- werd de reactie van de markt (vermindering van de vraag door de consumenten) niet in rekening genomen

2.2.1 De simulatieperimeter omvat 19 landen

Omdat België afhankelijk is van import van elektriciteit voor de bevoorradingszekerheid is een expliciete modellering van de buurlanden vereist. De perimeter wordt getoond in Figuur 25. Deze omvat de landen van de zone **Centraal-West-Europa**, alsook de eerste directe buren.

De **CWE-zone** omvat Duitsland (DE), Frankrijk (FR), België (BE), Nederland (NL), Luxemburg (LU) en Oostenrijk (AT).

Concreet worden de CWE-zone en de volgende landen gemodelleerd: Spanje (ES), Groot-Brittannië (GB), Ierland (IE), Italië (IT), Zwitserland (CH), Slovenië (SI), Tsjechische Republiek (CZ), Slowakije (SK), Hongarije (HU), Noorwegen (NO), Denemarken (DK), Zweden (SE) en Polen (PL).

19 LANDEN ZIJN GEMODELLEERD IN DEZE STUDIE (FIG. 25)



19

landen worden in detail gemodelleerd in de analyse

2.2.2 Input en output van het model

Om de Europese elektriciteitsmarkt te simuleren, moeten verschillende hypothesen en parameters vastgelegd worden. Deze worden in detail beschreven in hoofdstuk 3 voor België en de buurlanden.

De **belangrijkste inputgegevens** voor elk land zijn:

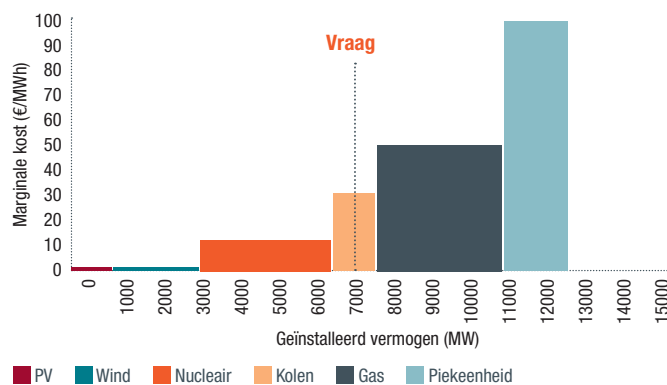
- het **verbruiksprofiel** op uurbasis;
- het geïnstalleerd vermogen van het **thermisch productiepark** en de **beschikbaarheidsparameters**;
- het geïnstalleerd vermogen van **PV**, **wind** en **waterkracht**;
- de **interconnecties** (afhankelijk van de methode gebaseerd op fluxen of de uitwisselingscapaciteit tussen landen).

Deze gegevens worden geïntroduceerd door middel van tijdsreeksen per uur of per maand of worden voor een volledig jaar vastgelegd.

Voor de analyse van de bevoorradingszekerheid heeft de economische inzetbaarheid van de centrales weinig belang: bij momenten van structureel tekort zal het volledige beschikbare productiepark aan maximale capaciteit in rekening genomen worden. Toch houdt de analyse rekening met de marginale kosten van de centrales, zie Figuur 26. Door de economische inzetbaarheid in rekening te nemen, wordt een correcte modellering van de pompcentrales en waterkrachtreservoirs mogelijk, zie paragraaf 3.1.6.

De economische inzetbaarheid hangt af van de productiecapaciteit die beschikbaar is voor elk uur. De prijs voor elk uur wordt bepaald door het snijpunt van de curve van het aanbod (rangschikking van de centrales) en de vraag. De vraag wordt daarbij beschouwd als inelastisch. De reactie van de markt op hoge prijzen wordt in rekening genomen, zoals uitgelegd in paragraaf 3.2.4.

VOORBEELD VAN EEN ECONOMISCHE VOLGORDE VOOR EEN BEPAALD PRODUCTIEPARK OP EEN BEPAALD MOMENT (FIG. 26)



De in deze studie geanalyseerde **output van het model** bestaat uit tijdsreeksen op uurbasis die het **tekort aan energie** voor elk land weergeven. Uit deze tijdsreeksen kunnen verschillende indicatoren worden afgeleid:

- aantal uren van structureel tekort;
- capaciteitsoverschot of -tekort;
- aantal activiteiten van de strategische reserve;
- niet-geleverde energie.

Andere outputgegevens van het model worden gebruikt om de resultaten te interpreteren:

- de productie per type centrale per land;
- de commerciële uitwisselingen tussen landen;
- de beschikbaarheid van de elektriciteitscentrales.

Tal van andere indicatoren kunnen berekend worden, zoals bijvoorbeeld:

- energiebalans van de landen (export/import);
- het gebruik van de commerciële uitwisselingen;
- het aantal draaiuren van de centrales;
- de marginale prijs op uurbasis.

Figuur 27 vat schematisch de input en output van het model samen.

INPUT EN OUTPUT VAN HET MODEL (FIG. 27)



2.2.3 Gebruikte model

De gebruikte marktsimulator is ANTARES²⁶. Deze tool werd ontwikkeld door RTE, onder meer voor het uitvoeren van probabilistische analyses over de bevoorradingszekerheid.

De tool maakt het mogelijk om een groot aantal toekomstige jaarsituaties door te rekenen door te werken met historische of gesimuleerde tijdsreeksen of willekeurige trekkingen volgens de Monte Carlo methode, zie paragraaf 2.1.

Het model wordt gebruikt in het kader van tal van Europese projecten:

- PLEF adequacy studie [14];
- Twenties project [16];
- E-Highways 2050 [17];
- TYNDP²⁷ van ENTSO-E [18].

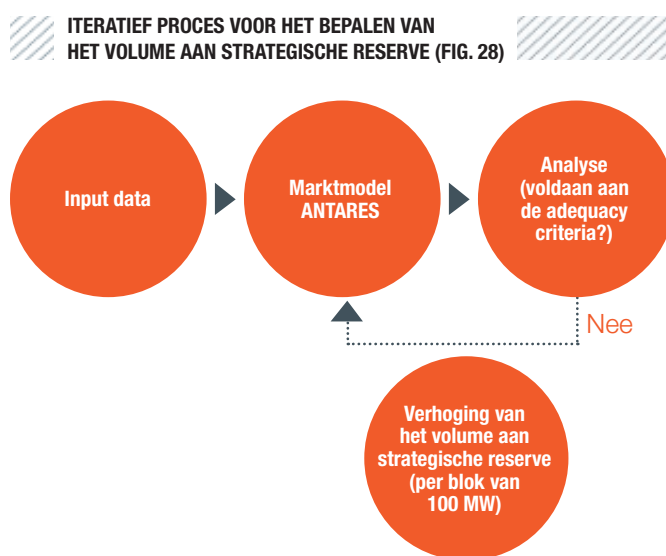
Het model gebruikt de economische inzetbaarheid van centrales voor elk land en de uitwisselingscapaciteit tussen de landen om daaruit de optimale economische inzetbaarheid van elke centrale af te leiden. Op deze manier wordt de totale productiekost tot een minimum beperkt.

“ Het objectief van ANTARES is om het economisch optimum voor het systeem te vinden. ”

2.3 EVALUATIE VAN HET VOLUME AAN STRATEGISCHE RESERVE

Als na de evaluatie van de 800 “Monte Carlo jaren” niet voldaan is aan de wettelijke criteria is een bijkomend volume nodig.

Een iteratief proces wordt gebruikt om het totale volume aan strategische reserve te evalueren, zie Figuur 28. Het bijkomend volume wordt verhoogd met blokken van 100 MW totdat aan de wettelijke criteria voldaan is. Na elke verhoging wordt de simulatie van 800 toekomstige jaarsituaties opnieuw uitgevoerd door het marktmodel.



26. ANTARES: A New Tool for Adequacy Reporting of Electric Systems

27. TYNDP: Ten Year Network Development Plan



HYPOTHETISES

voor België
en de buurlanden

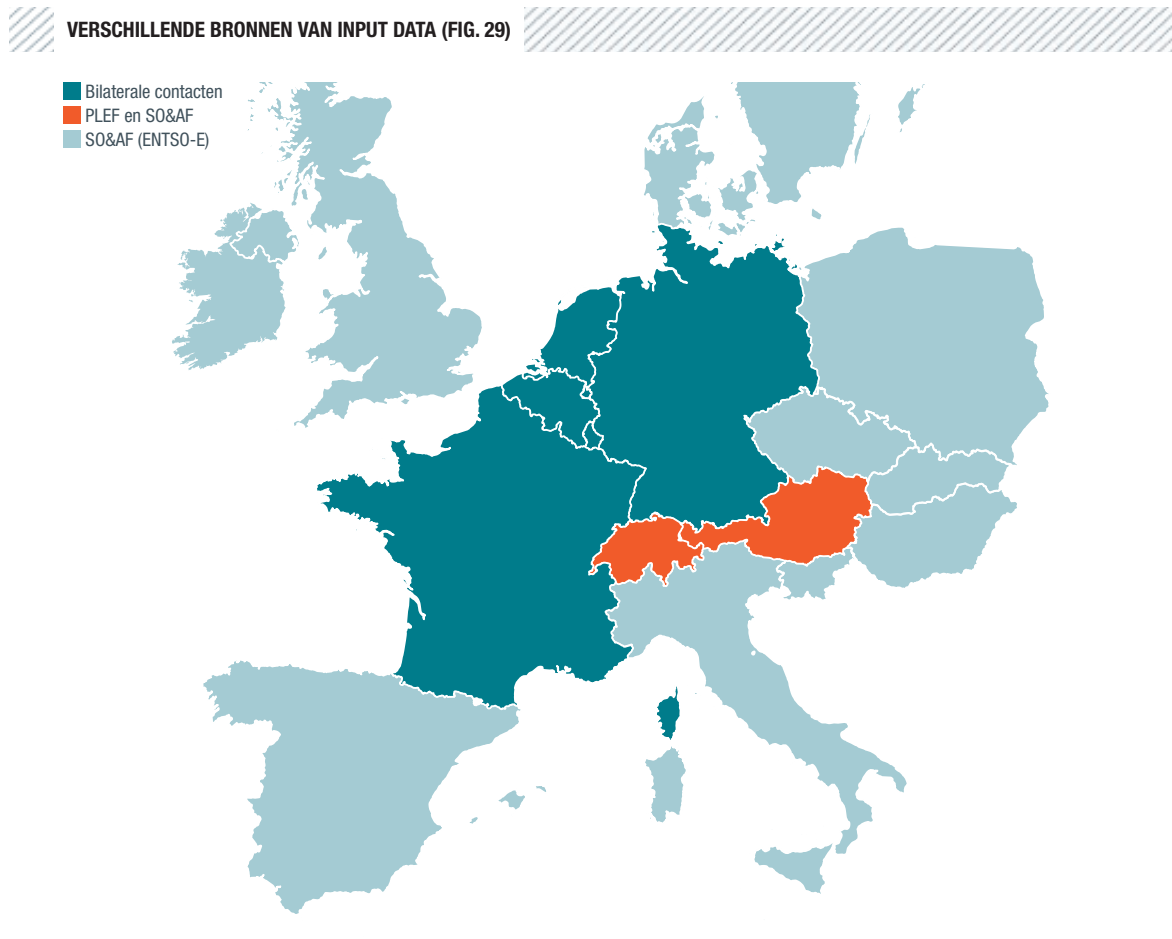
| | |
|--|----|
| 3.1 — Productiemiddelen in België | 32 |
| 3.2 — Verbruik in België | 40 |
| 3.3 — Hypotheses voor de omliggende landen | 47 |
| 3.4 — Interconnecties tussen landen | 52 |

Het thermisch park, de hernieuwbare energiebronnen, andere productiemiddelen en het verbruik voor ieder land worden in rekening genomen in het model. Ieder land wordt hierbij gemodelleerd als één knoop in ANTARES.

Voor **België** worden de productiemiddelen en het verbruik in detail besproken in de paragrafen 3.1 en 3.2. Conform art.7bis van de Elektriciteitswet heeft Elia voor 15 oktober input van de Algemene Directie Energie van de FOD Economie ontvangen voor de analyse. De informatie ontvangen van de FOD Economie is opgenomen in het rapport en wordt meegenomen in de analyse.

De gegevens en de hypothesen voor de **omliggende landen** zijn afgestemd via bilaterale contacten met de respectievelijke transmissienetbeheerders. Voor de niet-omliggende landen opgenomen in het model, werd er gebruik gemaakt van data verzameld door de transmissienetbeheerders in gezamenlijke studies binnen ENTSO-E en PLEF [12][14]. Figuur 29 geeft een overzicht van de verschillende bronnen.

In het rapport worden de belangrijkste hypothesen aangehaald voor de landen die een sterke invloed hebben op België aangaande de bevoorradingszekerheid, namelijk Frankrijk, Nederland, Duitsland en Luxemburg, zie paragraaf 3.3.



“ Conform art.7bis van de Elektriciteitswet heeft Elia voor 15 oktober 2015 input van de Algemene Directie Energie van de FOD Economie ontvangen voor de analyse van de strategische reserve. ”

3.1 PRODUCTIEMIDDELEN IN BELGIË

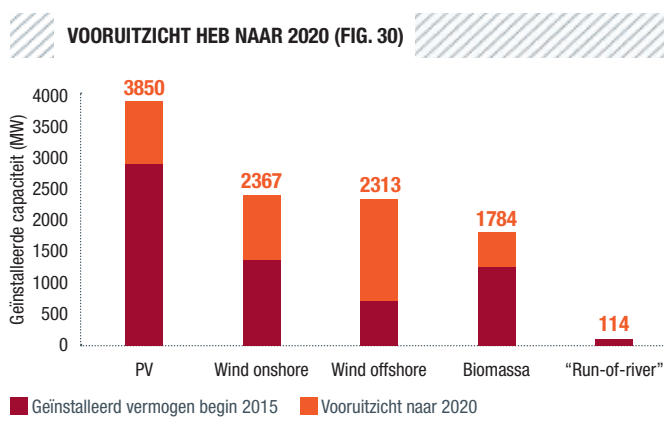
3.1.1 Vooruitzicht van hernieuwbare energiebronnen tegen 2020

De Belgische doelstellingen uit het wetgevend Klimaat- en Energiepakket tegen 2020 vormden de aanzet voor de opkomst van de hernieuwbare energiebronnen (HEB). Dat heeft gezorgd voor een groeiend aandeel van de intermitterende energiebronnen in het Belgische productiepark (ongeveer 2900 MW aan vermogen afkomstig van zonne-energie en 2000 MW aan vermogen afkomstig van windenergie begin 2015). Het intermitterende karakter van de hernieuwbare energiebronnen zorgt ervoor dat ze niet zo gemakkelijk voorspelbaar zijn en dat er een blijvende nood is aan back-upcapaciteit.

Voor het geïnstalleerd vermogen wordt aangenomen dat de ontwikkeling van hernieuwbare energiebronnen verdergezet wordt in overeenstemming met de 20-20-20 doelstellingen. De Europese doelstelling om tegen 2020 een aandeel van 20% aan energie uit hernieuwbare energiebronnen in het totale energieverbruik in Europa te bereiken, werd voor België vertaald in een concrete doelstelling van 13%. Er is echter onzekerheid betreffende de bijdrage van de verschillende types van hernieuwbare energiebronnen tot de realisatie van de Europese klimaatdoelstellingen. In 2010 werd er een nationaal actieplan voor hernieuwbare energie voor België gepubliceerd [19]. Gezien de groei van de hernieuwbare energiebronnen de afgelopen jaren, is de inschatting voor de verschillende types niet langer realistisch. Er wordt een inschatting per type voor 2020 gemaakt op basis van een consultatie van de gewesten voor PV, wind onshore, biomassa en "run-of-river". Voor wind offshore heeft de minister van Energie tot op heden

acht domeinconcessies toegewezen voor de bouw en exploitatie van windmolenparken in het Belgische deel van de Noordzee. Dit zou een totaal geïnstalleerd vermogen van 2,3 GW vertegenwoordigen tegen 2020.

Figuur 30 geeft een overzicht van de vooruitzichten tegen 2020. Deze cijfers zijn niet bindend en geven een optimistische inschatting van het geïnstalleerd vermogen tegen 2020. De figuur toont eveneens een inschatting van het geïnstalleerd vermogen voor de verschillende types van hernieuwbare energiebronnen voor begin 2015. Daaruit blijkt dat de voorspelling tegen 2020 een extra volume van 1000 MW aan zon en wind onshore, 1600 MW aan wind offshore en 500 MW aan biomassa voorziet.



EEN GROOT AANTAL GEGEVENS IS IN REAL-TIME BESCHIKBAAR OP DE WEBSITE VAN ELIA EN OP HET EUROPESE TRANSPARANTIEPLATFORM DAT TER BESCHIKING WORDT GESTELD DOOR ENTSO-E

Om te zien wat er op ieder moment gebeurt op het Belgische hoogspanningsnet, stelt Elia zeer veel gegevens in real-time ter beschikking op haar website, waaronder:

- de belastingscurve;
- de capaciteit van de interconnecties;
- het geplande onderhoud van elementen van het transmissienet.

De gegevens kunnen gedownload worden voor verdere analyses.



Meer informatie is beschikbaar op de website van Elia [20] en het Europees transparantieplatform ter beschikking gesteld door ENTSO-E [21].

3.1.2 Wind en zon

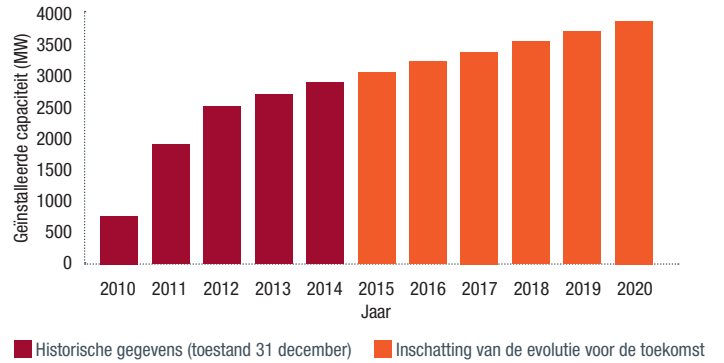
Figuur 31, Figuur 32 en Figuur 33 tonen de historische gegevens van het geïnstalleerd vermogen op het einde van ieder jaar tot en met 2014 voor respectievelijk PV, wind onshore en wind offshore. Om een inschatting te maken van het geïnstalleerd vermogen voor PV en wind onshore voor de volgende jaren, worden de vooruitzichten voor 2020 aangewend (zie paragraaf 3.1.1) en wordt een lineaire interpolatie tussen 2014 en 2020 toegepast.

- Voor **PV** leidt dit tot een gemiddelde aangroei van 160 MW per jaar, wat vergelijkbaar is met de toename waargenomen tijdens de laatste twee jaren. Het geïnstalleerd vermogen heeft voornamelijk grote sprongen gemaakt in 2011 en 2012.
- Voor **wind onshore** leidt dit tot een toename van 170 MW per jaar, wat vergelijkbaar is met de gemiddelde groei van de laatste jaren.

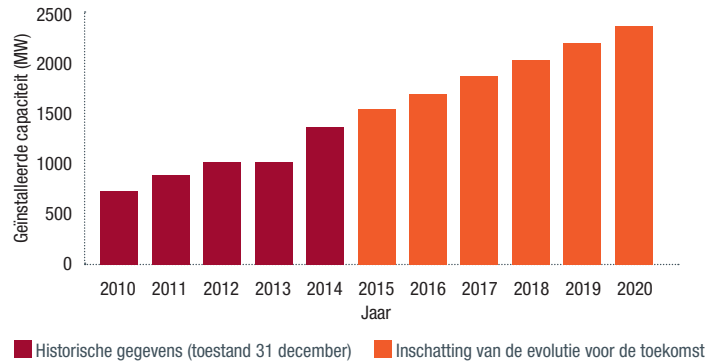
Voor **wind offshore** wordt niet gewerkt met een lineaire interpolatie, maar wordt een stapsgewijze aansluiting van de windmolenparken in rekening genomen volgens de laatste informatie die Elia ter beschikking heeft. Dit wordt in detail toegelicht in het Federaal Ontwikkelingsplan 2015-2025 [36].



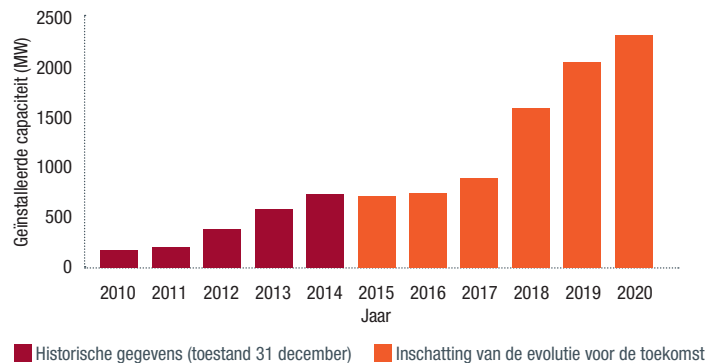
INSCHATTING VAN DE EVOLUTIE VAN PV (FIG. 31)



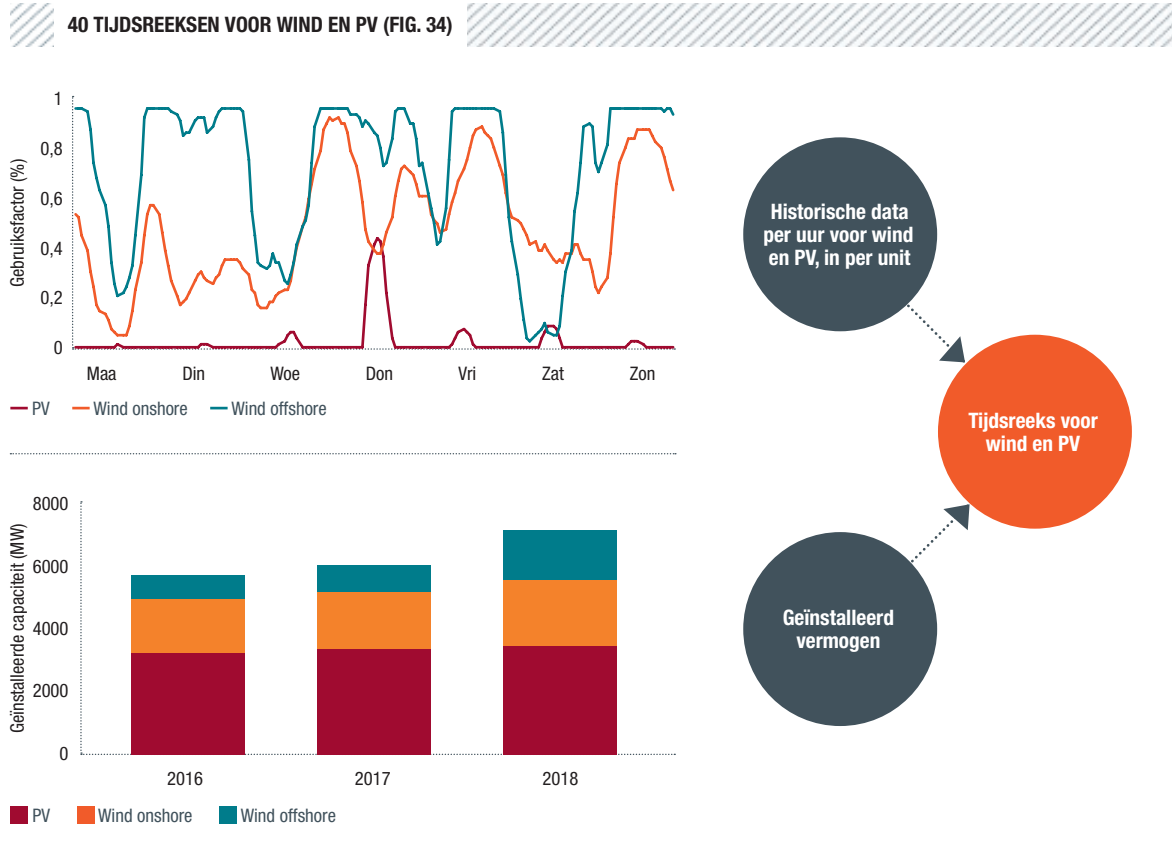
INSCHATTING VAN DE EVOLUTIE VAN WIND ONSHORE (FIG. 32)



INSCHATTING VAN DE EVOLUTIE VAN WIND OFFSHORE (FIG. 33)



In paragraaf 2.1 wordt toegelicht dat 40 historische winters worden gebruikt om de variabiliteit van wind en zon te modelleren. De 40 profielen worden geschaald op basis van de voorspelling van het geïnstalleerd vermogen in de toekomst, zie Figuur 34.



3.1.3 WKK & biomassa

Elia beschikt over een **database van zowel decentrale als centrale productie-eenheden**. Deze database wordt maandelijks up-to-date gehouden door uitwisselingen met de distributienetbeheerders en de directe klanten. De database bevat zowel informatie over productie-eenheden onderworpen aan een CIPU²⁸ contract als eenheden waarvoor het CIPU contract niet van toepassing is [22]. Indien de eenheid onderworpen is aan een CIPU contract is de producent verplicht om Elia op de hoogte te stellen van de beschikbaarheid van deze eenheid. De producent dient vooruitzichten op te stellen over deze beschikbaarheden zowel op lange (één jaar) als op korte termijn (op dag D). Eenheden die niet onderworpen zijn aan een CIPU contract hebben algemeen een kleiner geïnstalleerd vermogen. Met de distributienetbeheerders bestaat de afspraak dat alle eenheden groter dan 0,4 MW individueel dienen gerapporteerd te worden. In de praktijk worden eenheden kleiner dan 0,4 MW ook gerapporteerd. Dit gebeurt dan individueel per eenheid of via een aggregatie per type.

De **database** bevat informatie over de **eenheden die in dienst** zijn, maar geeft eveneens een **inschatting voor toekomstige projecten**:

- Voor wind onshore en PV geeft de database aan dat er een groei is voor de komende jaren. Deze groei is verspreid over het land en bestaat uit vele kleine projecten.
- Voor WKK²⁹ en biomassa geeft de database een beperkte groei aan voor de komende jaren. Verder leert de database dat de groei van WKK en biomassa eerder gebonden is aan grotere projecten.

28. CIPU: Contract for the Injection of Production Units. De ondertekenaar van het CIPU contract fungeert voor Elia als enige contactpersoon voor het beheer van de productie-eenheid die elektriciteit in het hoogspanningsnet injecteert. Het CIPU-contract is de basisovereenkomst voor het ter beschikking stellen van andere vermogensreserves (balancingreserve) en voor de activering ervan door Elia.

29. WKK: Warmtekrachtkoppeling

Op basis van deze bevindingen is overeengekomen met de Algemene Directie Energie van de FOD Economie om de inschatting voor de toekomst voor WKK en biomassa niet te baseren op een lineaire interpolatie (zoals voor wind en PV), maar enkel rekening te houden met de projecten die gepland zijn en aan Elia gecommuniceerd werden via de maandelijkse update. Dit leidt tot de inschatting voor de volgende jaren in Figuur 35 voor de biomassa en WKK-eenheden.

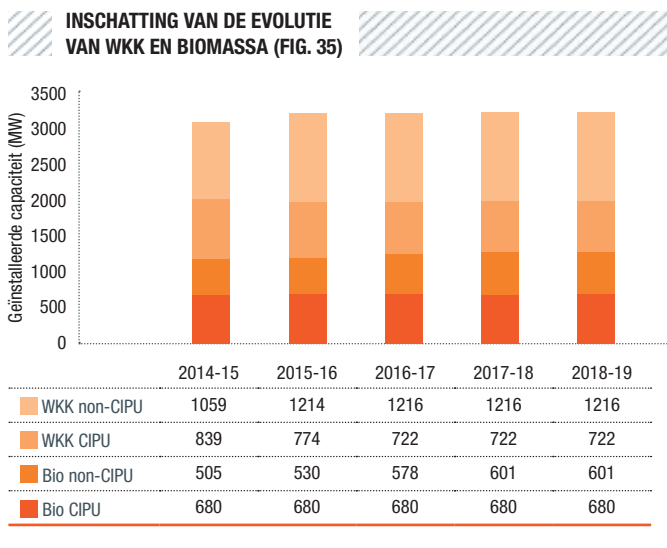
Op de website van Elia staat een overzicht van het Belgische productiepark dat onderworpen is aan een CIPU contract, samen met de technische parameters (type, brandstof en nominaal technisch vermogen) en de ARP van elke eenheid [24].

De eenheden in dit overzicht met brandstoftype “Waste Recycle (WR)” en “Wood Pellets (WP)” behoren tot de **categorie biomassa**. In Figuur 35 zijn deze eenheden terug te vinden onder de categorie biomassa met een CIPU contract (“Bio CIPU”).

De eenheden in dit overzicht met brandstoftype “Natural Gas (NG)” en productietype “Cogeneration Unit (WKK)” behoren tot de **categorie WKK**³⁰. In Figuur 35 zijn deze eenheden terug te vinden onder de categorie WKK met een CIPU contract (“WKK CIPU”).

De WKK en biomassa eenheden die geen CIPU contract hebben, zijn terug te vinden onder respectievelijk de categorie “WKK non-CIPU” en “Bio non-CIPU”.

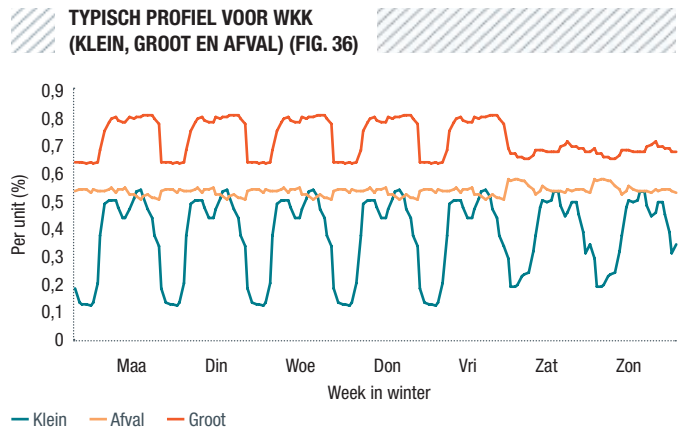
Het totaal geïnstalleerd vermogen aan biomassa beschikbaar in de winter 2016-17 wordt ingeschat op 1250 MW³¹, terwijl voor WKK dit ingeschat wordt op 1900 MW. Hierin worden enkele aangekondigde sluitingen (definitief of tijdelijk) reeds in rekening genomen.



In het model wordt een onderscheid gemaakt in het modelleren van CIPU en non-CIPU eenheden van het type biomassa en WKK:

- De **CIPU eenheden** van het type biomassa en WKK worden als **individuele eenheden** gemodelleerd, analoog aan het modelleren van de andere thermische eenheden, zie paragraaf 3.1.4. Dit wil zeggen dat deze eenheden reageren op prijzen op de markt. Op basis van de historische beschikbaarheid van deze eenheden wordt een trekking gedaan voor ieder “Monte Carlo jaar”, zie paragraaf 2.1.
- De **non-CIPU eenheden** van het type biomassa en WKK worden meegenomen in het model aan de hand van een tijdsreeks. Deze **tijdsreeks** is samengesteld aan de hand van profielen op basis van beschikbare metingen (historische data). Hierbij wordt een onderscheid gemaakt tussen grote en kleine WKK-installaties en installatie voor afvalverbranding.

Figuur 36 geeft een typische week in de winter weer voor de verschillende types in per unit. Van het geïnstalleerd vermogen is ongeveer 65% klein, 25% groot en 10% afvalverbranding. De tijdsreeks wordt opgebouwd aan de hand van de profielen per uur in per unit en een inschatting van het geïnstalleerd vermogen (analoog als in Figuur 34).



30. De eenheid Ham-Gent WKK heeft in het overzicht productietype “CCGT”, maar wordt beschouwd in de categorie WKK.

31. Dit vermogen omvat geen groene bijstook van steenkoolcentrales.

3.1.4 Thermisch productiepark (uitgezonderd WKK en biomassa)

Een aantal elementen zoals onder andere de grote opmars van hernieuwbare energie en de daling van de vraag naar elektriciteit ten gevolge van de economische crisis, hebben tot gevolg dat de **conventionele gaseenheden** veel minder draaiuren hebben op vollast en bijgevolg de rendabiliteit van deze eenheden in het gedrang komt. Dit heeft vandaag al geleid tot (aankondigingen van) sluiting van verschillende gaseenheden.

In 2003 heeft de regering de wet inzake de **kernuitstap** aangenomen. Volgens deze wet mogen er geen nieuwe kernreactoren worden gebouwd en is er een kalender vastgelegd om de reactoren te Doel en Tihange 40 jaar na de indienstname stop te zetten. Deze wet werd daarna twee keer geamendeerd:

- De levensduur van Tihange 1 (962 MW) werd verlengd met 10 jaar (namelijk tot 2025) volgens aanpassing van de wet in 2013.
- Doel 1 en Doel 2 (433 MW elk) zullen naar aanleiding van een wetwijziging in juni 2015 tien jaar langer open blijven (namelijk tot 2025) in overeenstemming met de voorwaarden die het FANC³² oplegt. Deze verlenging is enkel van toepassing indien een overeenkomst met de eigenaar van de kerncentrales gesloten wordt voor 30 november 2015 aangaande de jaarlijkse vergoeding als tegenprestatie voor de verlenging. Indien het niet tot een overeenkomst komt, dan wordt de sluitingsdatum 31 maart 2016.

Van de 5926 MW aan geïnstalleerd vermogen afkomstig van de 7 bestaande kerncentrales, ligt 2014 MW (Tihange 2 en Doel 3) stil voor een grondig onderzoek van de reactorhuizen. Dit leidt tot onzekerheid over het al dan niet beschikbaar zijn van deze eenheden voor de winter 2016-17 en de winters daarna. Gezien de voorwaarde in de wet rond de verlenging van Doel 1 en Doel 2, leidt dit ook tot onzekerheid over het al dan niet beschikbaar zijn van deze eenheden (866 MW) voor de winter 2016-17. Dit maakt een sensitiviteitsanalyse noodzakelijk, zie paragraaf 4.2.

“ In het referentiescenario worden Doel 3 en Tihange 2 buiten dienst en Doel 1 en Doel 2 in dienst beschouwd voor de winter 2016-17. ”

Figuur 37 geeft een geaggregeerd overzicht van het geïnstalleerd vermogen van de centrale thermische productie-eenheden voor de winters 2016-17, 2017-18 en 2018-19 op basis van informatie gecommuniceerd door de producenten aan de minister van Energie, de CREG en Elia zoals voorgeschreven door de wet. Deze partijen kunnen er uiteraard niet voor instaan dat deze hypothese in de praktijk gerealiseerd wordt.

Tussen de winter 2014-15 en de winter 2015-16 is volgende reductie van beschikbare productiecapaciteit in rekening genomen:

- - 556 MW: reductie van thermische eenheden (gas);
- - 433 MW: Doel 1 niet beschikbaar tijdens de winter.

Tussen de winter 2015-16 en de winter 2016-17 zijn onderstaande bijkomende wijzigingen aangekondigd:

- + 433 MW: Doel 1 beschikbaar tijdens de winter;
- - 1323 MW: reductie van de thermische eenheden (turbojets, kolen en gas).

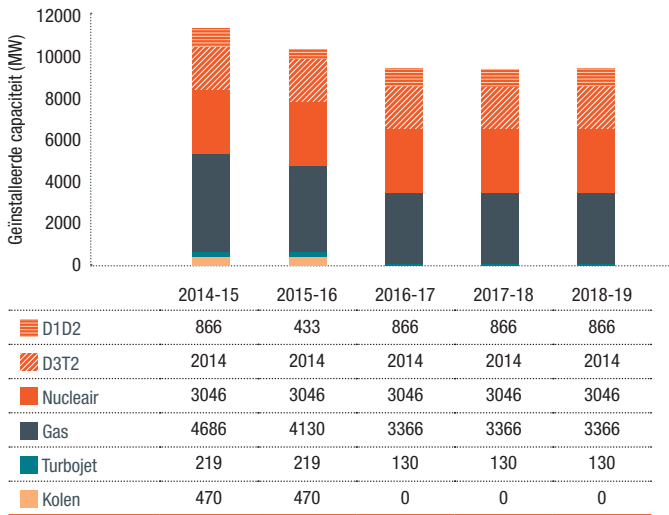
Belangrijk om op te merken is dat voor winter 2015-16 de huidige gekende toestand in beschouwing is genomen. Dit wil zeggen dat een aantal eenheden terug in de markt zijn in vergelijking met de analyse van november 2014. Dit omvat eveneens het terug in de markt zijn van een aantal bijkomende WKK's ten opzichte van de actualisatie van de studie in juni 2015.

“ Het referentiescenario veronderstelt geen indienstname van nieuwe thermische eenheden (uitgezonderd WKK en biomassa) voor de winters 2016-17, 2017-18 en 2018-19. ”

De analyse uitgevoerd in november 2014 voor de winter 2015-16 houdt rekening met een reductie in productiecapaciteit (thermisch en WKK) ten opzichte van de winter 2014-15 die hoger is ingeschat dan de uiteindelijke reductie voor de winter 2015-16 (aantal eenheden terug in de markt). Ten opzichte van de inschatting in november 2014, is een licht positieve evolutie (<100 MW) in de thermische productiecapaciteit waar te nemen voor de winter 2016-17 door onder andere de hypothese dat Doel 1 terug ter beschikking zal zijn en het in dienst blijven van een aantal WKK-eenheden.

32. FANC: Federaal Agentschap voor Nucleaire Controle

THERMISCH PRODUCTIEPARK: EVOLUTIE (FIG. 37)³³



De **thermische eenheden** worden als **individuele eenheden** gemodelleerd. Op basis van de historische beschikbaarheid van deze eenheden wordt een trekking gedaan voor ieder “Monte Carlo jaar”, zie paragraaf 2.1.

3.1.5 Beschikbaarheid van het thermisch productiepark

Er worden twee types van uitdienstnames van productie-eenheden onderscheiden:

- **geplande uitdienstnames** (vooral voor onderhoud);
- **ong geplande uitdienstnames** (omwille van een defect).

Geplande uitdienstnames

De laatste jaren worden steeds minder onderhoudsbeurten gepland in de winterperiode. Elia probeert in overleg met de producenten het onderhoud buiten de winterperiode te plannen. Voor het bepalen van het volume aan strategische reserve gaat men uit van de hypothese dat er geen onderhoud van centrales tijdens de winter plaatsvindt.

WETTELIJKE AANKONDIGINGSTERMIJN VOOR BUITENWERKINGSTELLING VAN PRODUCTIEMIDDELEN VOLGENS ARTIKEL 4BIS

*Art. 4bis. § 1. Teneinde de elektriciteitsbevoorradingzekerheid te verzekeren alsook de veiligheid van het net, moet de niet-geprogrammeerde **definitieve of tijdelijke buitenwerkingstelling** van een installatie voor elektriciteitsproductie worden gemeld aan de minister, aan de commissie en aan de netbeheerder **uiterlijk op 31 juli** van het jaar vóór de ingangsdatum van de tijdelijke of definitieve buitenwerkingstelling.*

Een tijdelijke buitenwerkingstelling kan slechts na 31 maart van het jaar volgend op de mededeling bedoeld in het eerste lid, plaatsvinden.

Een definitieve buitenwerkingstelling kan slechts na 30 september van het jaar volgend op de mededeling bedoeld in het eerste lid, plaatsvinden.

Een mededeling van buitenwerkingstelling is vereist voor elke installatie voor elektriciteitsproductie aangesloten op het transmissienet, ongeacht of die een voorafgaande individuele vergunning overeenkomstig artikel 4 al dan niet heeft gekregen.

§ 2. Na advies van de commissie en van de netbeheerder kan de Koning de mededelingsprocedure bedoeld in § 1 vaststellen, met name wat de vorm en de modaliteiten van de mededeling betreft.

§ 3. Geen enkele definitieve of tijdelijke buitenwerkingstelling, ongeacht of ze al dan niet geprogrammeerd is, mag plaatsvinden tijdens de winterperiode.

§ 4. De bepalingen van dit artikel zijn niet van toepassing op de eenheden bedoeld in de wet van 31 januari 2003 houdende de geleidelijke uitstap uit kernenergie voor industriële elektriciteitsproductie.

GEEN ONDERHOUD OP CENTRALES IN DE WINTER

In de rapporten van maart 2014 en november 2014 wordt er een sensitiviteit doorgerekend waarbij een beperkt aandeel aan onderhoud voorzien wordt in de winter. Deze sensitiviteit komt overeen met de bovengrens van de omvang van de nood aan strategische reserve.

In de onderhoudsplanning voor 2016 wordt echter alle onderhoud buiten de wintermaanden gepland. Hierdoor wordt deze hypothese niet langer als een sensitiviteit doorgerekend.

Het plannen van zoveel mogelijk onderhoud (op centrales en het netwerk) buiten de wintermaanden en minder productie-eenheden in de markt maken het inplannen van onderhoud ontzettend belangrijk. Een combinatie van deze elementen kan leiden tot kritieke momenten voor de bevoorradingzekerheid buiten de winter.

33. Voor de winter 2015-16 is de huidige gekende toestand in beschouwing genomen.

Ongeplande uitdienstnames

Deze studie houdt rekening met ongeplande of gedwongen uitdienstnames van productie-eenheden. Een analyse is uitgevoerd op basis van gegevens over ongeplande uitdienstnames voor de periode 2006 tot 2014. De gegevens worden geanalyseerd per productietype (stoom- en gasturbine, gasturbine, turbojet, kerncentrale, warmtekrachtkoppeling).

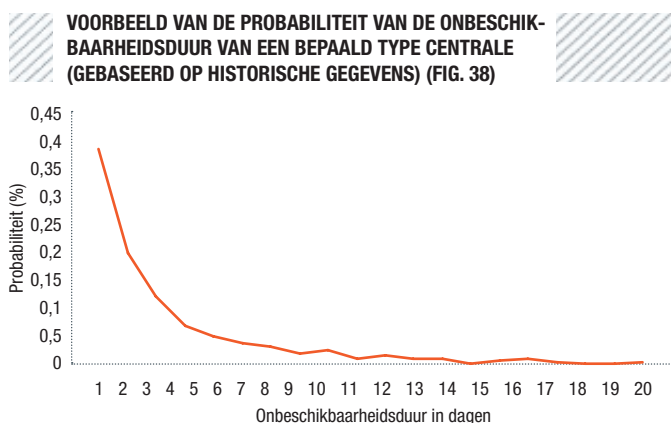
De gegevens die in deze analyse gebruikt worden, zijn de beschikbaarheidsgegevens van de centrales die genomineerd worden op de day-aheadmarkt.

Voor een onbeschikbaarheid van korte duur (d.w.z. onbeschikbaarheid tijdens de dag), kan er een beroep gedaan worden op de balancingreserve, zie paragraaf 3.1.7. Vandaar dat deze buiten beschouwing gelaten wordt voor de berekening van het volume aan strategische reserve.

De onbeschikbaarheid van de kerncentrales Doel 4 (augustus 2014 tot december 2014 door sabotage) en Doel 3/Tihange 2 is niet opgenomen in de beschikbaarheidscijfers die in deze studie gebruikt worden. De beschikbaarheid van Doel 3 en Tihange 2 wordt daarentegen als een sensitiviteit opgenomen in de resultaten van deze studie.

De duur van ongeplande uitdienstnames is eveneens bepaald op basis van dezelfde analyse van historische gegevens. De waarschijnlijkheid die aan elke duur wordt toegekend wordt voor elk type centrale gemodelleerd.

Ongeplande uitdienstnames van korte duur komen het meest voor. Historische gegevens tonen echter aan dat ongeplande uitdienstnames van langere duur ook mogelijk zijn, zie Figuur 38.



3.1.6 Hydro

In België hebben we 2 types van hydrocentrales in het productiepark:

- 1308 MW aan pompcentrales;
- 114 MW aan “run-of-river”.

De **pompcentrales** (1308 MW) worden meegenomen in de berekeningen via een optimalisatie door het model. Het model bepaalt wanneer de centrales best ingezet worden op basis van prijzen per uur (economische dispatch). Hierbij wordt rekening gehouden met de grootte van het reservoir (beperking in energie). Het gebruik van de pompcentrales volgt de dagelijkse cyclus, zoals deze ook in realiteit waargenomen kan worden (’s nachts worden de bekkens gevuld, zodat overdag de pieken in het elektriciteitsverbruik opgevangen kunnen worden). Om rekening te houden met geplande en ongeplande uitdienstnames, wordt in het model de capaciteit die aangesproken kan worden gereduceerd (1086 MW). Deze reductie is bepaald op basis van historische gegevens van geplande en ongeplande uitdienstnames. Het historisch gebruik van de pompcentrales is in lijn met de resultaten van het model.

In situaties van structureel tekort, waarbij de prijzen kunnen oplopen tot 3000 €/MWh, zullen de pompcentrales 100% ingezet worden. Indien dergelijke situatie gedurende een langere periode aanhoudt, zal het model de pompcentrales inzetten om de hoogste pieken in het elektriciteitsverbruik af te vlakken.

“Run-of-river” heeft een beperkt vermogen (114 MW) in België. Deze centrales worden in het model meegenomen aan de hand van 40 maandelijkse historische profielen, zie paragraaf 2.1.1.

3.1.7 Balancingreserve

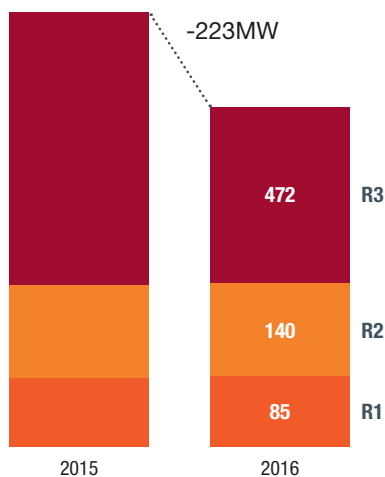
In het kader van haar wettelijke verplichtingen, en meer bepaald in overeenstemming met artikel 8, §1 van de Elektriciteitswet, moet Elia ondersteunende diensten (o.a. primaire, secundaire en tertiaire reserve) contracteren om te zorgen voor een zeker, betrouwbaar en efficiënt elektriciteitsnet [23]. Deze reserve, ook wel balancingreserve genoemd, zijn specifieke contracten met bepaalde producenten en verbruikers om, wanneer dat nodig is, de productie van bepaalde centrales of de afname door bepaalde sites, meestal industrie, te verhogen of te verlagen. Op die manier kan Elia het residuele onevenwicht tussen de productie en de elektriciteitsvraag weer in balans brengen binnen de Belgische regelzone. Deze **balancingreserve** is sinds de oprichting van Elia in 2001 een **essentieel onderdeel van de Elia-activiteit** om het operationeel evenwicht op het net te bewaren.

Aangezien deze reserve onafhankelijk van strategische reserve ingezet moet kunnen worden voor het opvangen van onevenwichten (bijvoorbeeld het incidenteel verlies van een productie-eenheid, voorspellingsfouten op belasting of hernieuwbare energie), wordt in de volumebepaling voor strategische reserve de reservatie³⁴ van capaciteit op thermische eenheden voor primaire, secundaire en tertiaire reserve in rekening genomen aan de hand van een reductie van de beschikbare productiecapaciteit voor de markt (de reserveverplichting voor de ARP's met productie-eenheden groter dan de standaard productie-eenheid is hier ook inbegrepen), zie Figuur 39. Er is een daling waar te nemen in het volume aan balancingreserve op thermische eenheden voor 2016 in vergelijking met 2015.

De strategische reserve en de balancingreserve worden voor een ander doel ingezet. Dit wil echter niet zeggen dat Elia de balancingreserve per definitie niet zal inschakelen om een uitvoering van het afschakelplan te voorkomen. Het inzetten van de balancingreserve is een van de mogelijke maatregelen die worden genomen als er zich een risico voor de bevoorradingszekerheid voordoet, zie paragraaf 1.4.3.

In het model wordt een reductie gedaan op de productiecapaciteit (balancingreserve) en worden er trekkingen voorzien voor de ongeplande uitdienstnames die langer dan een dag aanhouden, zie paragraaf 3.1.5. Dit wil niet zeggen dat hetzelfde risico dubbel geteld wordt in het model gezien de balancingreserve gebruikt wordt om het eerste kwartier/uren te dekken na een uitdienstname. In theorie zouden deze zo snel mogelijk terug beschikbaar moeten zijn in de balancingreserve voor het geval een ander event zich zou voordoen.

DALING IN BALANCINGRESERVE OP THERMISCHE EENHEDEN (FIG. 39)



3.1.8 Samenvatting van de productiemiddelen voor België

Figuur 40 geeft een overzicht van de productiemiddelen zoals beschreven in voorgaande paragraaf 3.1. Rekening houdend met de wettelijke aankondigingstermijn voor buitenwerkingstelling van productiemiddelen worden de cijfers voor 2017-18 onder voorbehoud van bijkomende aankondigingen tot sluiting opgegeven.

Voor 2017-18 en 2018-19 is de hypothese gemaakt dat eenheden die buiten dienst beschouwd zijn voor de winter 2016-17, buiten dienst blijven. Er wordt echter een sensitiviteit toegevoegd voor deze hypothese, zie paragraaf 5.1.1 en 5.2.1.

OVERZICHT VAN HET PRODUCTIEPARK IN BELGIË (FIG. 40)

| | | 2016-17 | 2017-18 | 2018-19 |
|---------------|--------------------|--------------|--------------|--------------|
| Thermisch | Kolen | 0 | 0 | 0 |
| | Turbojets | 130 | 130 | 130 |
| | Gas (STEG, GT) | 3366 | 3366 | 3366 |
| | Gas (WKK) | 1938 | 1938 | 1938 |
| Nucleair | Geen sensitiviteit | 3046 | 3046 | 3046 |
| | Sensitiviteit | 2880 | 2880 | 2880 |
| Pompcentrales | | 1308 | 1308 | 1308 |
| Hernieuwbare | Biomassa | 1258 | 1281 | 1281 |
| | Wind | 2429 | 2742 | 3608 |
| | PV | 3200 | 3363 | 3525 |
| | "Run-of-river" | 114 | 114 | 114 |
| Totaal | | 19669 | 20167 | 21195 |

De huidige toestand van het productiepark leidt ertoe dat België, vooral in periodes van lage wind- en zonneproduktie, bij het onbeschikbaar zijn van één of meerdere thermische eenheden en/of bij hoge vraag, structureel aangewezen is op de import van elektriciteit uit de buurlanden, zie paragraaf 4.5. Dit maakt dat het belangrijk is de buurlanden te modelleren met voldoende nauwkeurigheid. Op deze manier kan er correct worden ingeschat of er nog energie te vinden is in het buitenland.

34. De finale capaciteit is afhankelijk van de resultaten van de veilingen m.b.t. de verschillende reserveproducten.

3.2 VERBRUIK IN BELGIË

Op de website van Elia zijn verschillende definities terug te vinden aangaande de belasting [25]. De definitie die in dit rapport gehanteerd wordt is de **totale belasting voor België**. De belasting van het Sotel/Twinerg-net in het zuiden van Luxemburg die tot de regelzone van Elia behoort, is opgenomen in de definitie gehanteerd op de website. Voor deze analyse wordt deze apart beschouwd, zie paragraaf 3.3.4.

Het opbouwen van het verbruiksprofiel verloopt in verschillende stappen, zie Figuur 41. De verschillende stappen worden één voor één toegelicht in de volgende paragrafen.

VERSCHILLENDE STAPPEN IN DE OPBOUW VAN HET VERBRUIK (FIG. 41)

Stap 1: Identificeren van de groei van de totale belasting voor België (%)

Stap 2: De groeifactor wordt toegepast op een belastingsprofiel genormaliseerd voor de temperatuur (TWh)

Stap 3: De gevoeligheid van de belasting voor temperatuur wordt toegevoegd aan het belastingsprofiel genormaliseerd voor de temperatuur, dit levert een aangepast profiel gebruikt in de simulaties (MW)
Het aangepast profiel geeft een inzicht in de piekbelasting (MW)



VERSCHILLENDE DEFINITIES VOOR DE BELASTING

Er worden twee verschillende definities gehanteerd aangaande de belasting. Enerzijds kan er gesproken worden over de belasting van het Elia-net ("Elia Grid load") en anderzijds de totale belasting ("Total Load"). Op de website van Elia worden beide gepubliceerd [25].

De **belasting van het Elia-net** is het resultaat van een berekening die gebaseerd is op de meting van injecties van elektrische energie in het Elia-net. Deze belasting omvat de gemeten netto-productie van de (lokale) elektriciteitscentrales die elektriciteit in het net injecteren met een spanning van minimum 30 kV alsook het saldo van de ingevoerde en de uitgevoerde hoeveelheid elektriciteit. De energie die nodig is om het water te pompen in de opslagreservoirs van de pompcentrales die zijn aangesloten op het Elia-net wordt van de totale belasting afgetrokken.

Productie-installaties die zijn aangesloten op de distributienetten op een spanning lager dan 30 kV worden alleen in deze berekening van de belasting opgenomen als er een netto-injectie op het Elia-net wordt gemeten. Dit heeft als gevolg dat de decentrale productie die energie injecteert in de distributienetten op een spanning lager dan 30 kV doorgaans niet opgenomen zijn in de belasting van het Elia-net. De omvang van dit segment is de laatste jaren alsnog toegenomen. Daarom heeft Elia beslist om de belastinggegevens aan te vullen met een vooruitzicht voor de totale Belgische elektrische belasting.

Het Elia-net omvat de netten op een spanning van minimum 30 kV in België plus het Sotel/Twinerg-net in het zuiden van Luxemburg.

De **totale elektrische belasting** bevat alle elektrische belastingen op het Elia-net en in alle onderliggende distributienetten (en bevat eveneens de elektrische verliezen). Vermits metingen op kwartuurbasis zeldzaam zijn op het distributienet, dient deze belasting te worden ingeschat op basis van een combinatie van metingen en opgeschaalde waarden van injecties van productie-eenheden, waarbij de import wordt opgeteld. Vervolgens worden export en vermogen gebruikt voor de stockage van energie in mindering gebracht. Dit leidt uiteindelijk tot een inschatting van de totale belasting van het Elia-net en alle onderliggende netten.

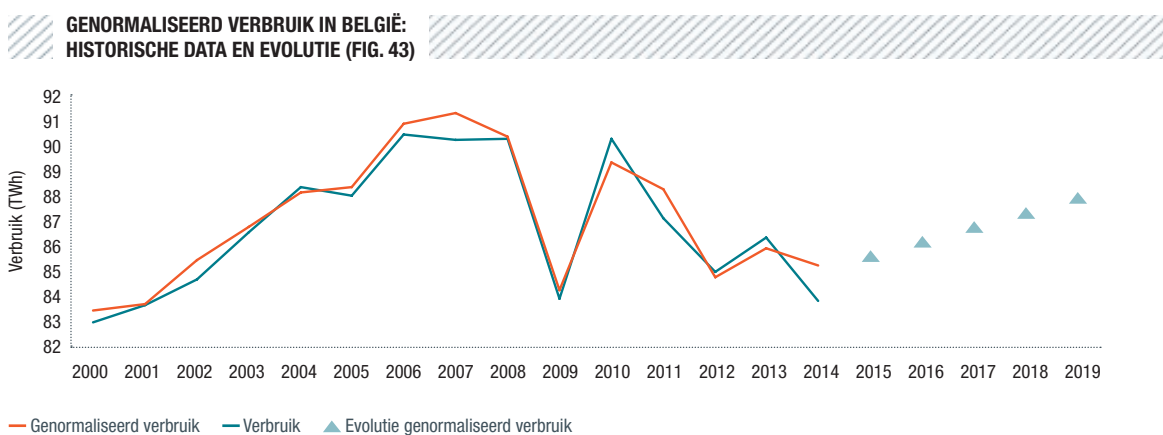
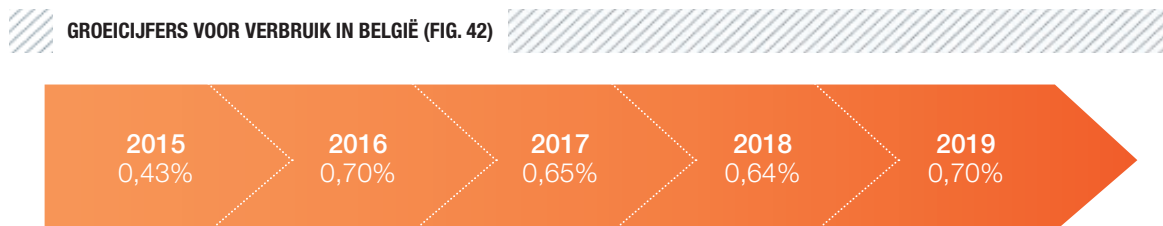
3.2.1 Groei van de totale Belgische belasting

Om rekening te houden met recente verbruiksevoluties, wordt voor de analyse gebruik gemaakt van recente historische gegevens en vooruitzichten van het consultancybureau IHS CERA³⁵ die rekening houden met conjuncturele fluctuaties. Figuur 42 toont de groeicijfers voor de volgende jaren (update van juni 2015)³⁶. Deze groeicijfers dienen toegepast te worden op historische data voor het verbruik die genormaliseerd zijn voor de temperatuur, zie paragraaf 3.2.2. Het resultaat geeft een vooruitzicht van het verbruik in de toekomst onder normale klimatologische omstandigheden. De invloed van de temperatuur wordt daarom in een later stadium toegepast. In de groeicijfers worden markt response en balancingreserve die door Elia op demand worden gecontracteerd niet in rekening genomen.

Om de impact van deze hypothese te evalueren, wordt in paragraaf 4.5 een sensitiviteit van 0% groei van de totale Belgische belasting doorgerekend.

De groeicijfers in Figuur 42 worden toegepast op het totale verbruik van België voor 2014, na normalisatie voor de temperatuur. Figuur 43 geeft een overzicht van de historische gegevens van het totale verbruik voor België voor en na normalisatie voor de temperatuur en een vooruitzicht van het totale verbruik voor de volgende jaren op basis van de groeicijfers van IHS CERA.

De grafiek toont dat het jaar 2014 een extreem zacht jaar was. Dit verklaart deels de daling in de piekvraag, zie Figuur 50.



35. IHS CERA: Information Handling Services Cambridge Energy Research Associates

36. De groeicijfers van IHS CERA worden eveneens gebruikt in het kader van het tariefdossier.

3.2.2 Belastingsprofiel genormaliseerd voor de temperatuur

Op basis van historische gegevens van de totale belasting in België, kan een typisch profiel bepaald worden voor de Belgische belasting waarbij de invloed van de temperatuur gefilterd wordt. Dit profiel, zie Figuur 44, geeft voor ieder uur van het jaar het typische verbruik gebaseerd op historische gegevens en dit voor een gemiddelde temperatuur die waar te nemen is op dat uur. Dit is wat men een genormaliseerd profiel voor de temperatuur noemt. Dit profiel wordt geschaald zodat het totale verbruik overeenkomt met de vooruitzichten voor de volgende jaren, zie paragraaf 3.2.1. Zoals te zien is op Figuur 44 bevat dit profiel nog geen extreme piekvraag. Deze piekvraag wordt pas duidelijk na het toevoegen van de gevoeligheid van de temperatuur.

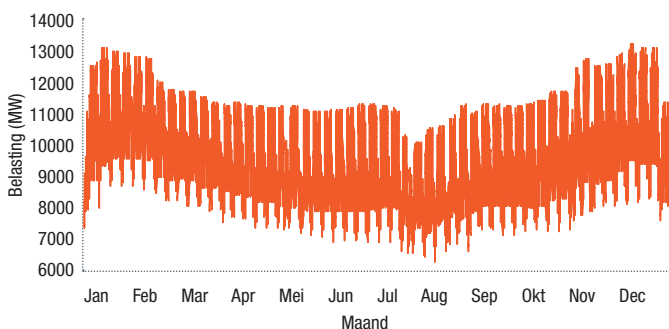
Figuur 45 toont een typisch profiel voor een week in de winter. Hierin worden volgende elementen duidelijk:

- Het verbruik tijdens het weekend is lager dan tijdens de week.
- Er is een verhoging in het verbruik waar te nemen zowel op de middag als op de avond.
- De verhoging van het verbruik is hoger tijdens de avond dan tijdens de middag.

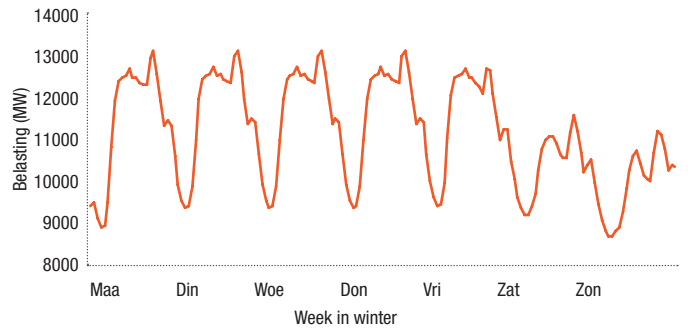
Er dient opgemerkt te worden dat in dit profiel het gebruik van de pompcentrales (pompen en turbinen) niet opgenomen is. Zoals uitgelegd in paragraaf 3.1.6 wordt het gebruik van de pompcentrales economisch geoptimaliseerd door het model en is dit dus een output van het model. Het profiel houdt eveneens geen rekening met de mogelijke invloed van markt response, zie paragraaf 3.2.4. De invloed van markt response wordt eveneens economisch geoptimaliseerd door het model en is dus een output van het model.

Voor de opbouw van het genormaliseerd profiel voor de belasting wordt gebruik gemaakt van historische data. In het gebruik van deze data worden speciale dagen aangeduid, zodat deze buiten beschouwing worden gelaten. Onder speciale dagen kan onder andere worden verstaan: dagen van staking of dagen waarbij balanceringsreserve gecontracteerd door Elia op demand ingezet zijn. Dit is belangrijk bij de opmaak van een profiel voor het typische verbruik.

TYPISCH BELASTINGSPROFIEL GENORMALISEERD VOOR DE TEMPERAATUUR: JAAR (FIG. 44)



TYPISCH BELASTINGSPROFIEL GENORMALISEERD VOOR DE TEMPERAATUUR: WEEK (FIG. 45)

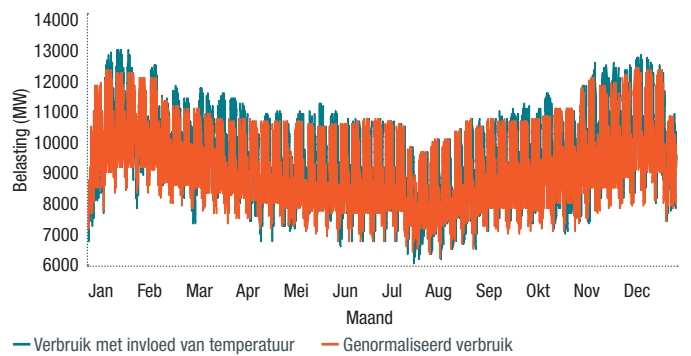


3.2.3 Gevoeligheid van de belasting voor temperatuur

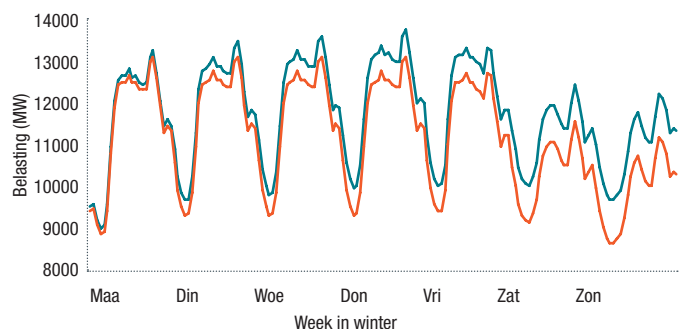
Als laatste stap in de opbouw van profielen voor de totale Belgische belasting dient de invloed van temperatuur op het verbruik in rekening genomen te worden. Hiervoor wordt gebruik gemaakt van 40 jaar van historische gegevens van temperatuur, zie paragraaf 2.1.

Figuur 46 toont de invloed van de temperatuur op het totale verbruik voor België voor 1 van de 40 historische gegevens voor de temperatuur. Figuur 47 zoomt in op 1 week in de winter. Voor deze specifieke week resulteert dit in een piekvraag van 13700 MW (ten opzichte van 13200 MW in het genormaliseerde profiel).

INVLOED VAN TEMPERAATUUR OP DE BELASTING: JAAR (FIG. 46)



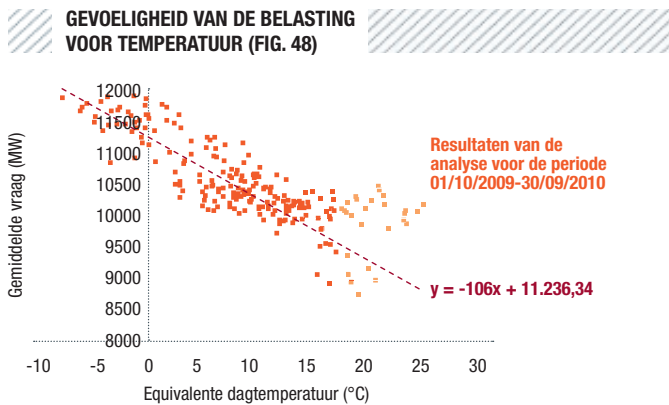
INVLOED VAN TEMPERAATUUR OP DE BELASTING: WEEK (FIG. 47)



De gevoeligheid van de belasting voor temperatuur is gemiddeld **110 MW/°C**³⁷. Dit wil zeggen dat bij een daling van de temperatuur van 1 graad, de invloed op de belasting 110 MW is. Deze gevoeligheid is voornamelijk te verklaren door elektrische verwarming.

De gevoeligheid van de belasting voor de temperatuur is bepaald op basis van historische data voor de totale Belgische belasting en gemiddelde dagtemperatuur. In de analyse wordt er een filter toegepast voor weekdagen, weekenddagen worden niet beschouwd in de analyse. Verder wordt de equivalente dagtemperatuur³⁸ beschouwd. De gevoeligheid van de belasting voor de temperatuur wordt bepaald door de equivalente dagtemperatuur uit te zetten ten opzichte van de gemiddelde dagtemperatuur. De hellingsgraad van de rechte door deze punten³⁹, geeft een inschatting van de gevoeligheid.

Figuur 48 toont deze analyse voor een specifiek jaar, waarbij de gevoeligheid ingeschat wordt op 106 MW/°C. Het herhalen van de analyse voor verschillende jaren, geeft een gemiddelde gevoeligheid van 110 MW/°C. Er is geen groei van de gevoeligheid waar te nemen over de verschillende jaren heen.



De gevoeligheid van de belasting voor de temperatuur is beperkt in België in vergelijking met Frankrijk. In Frankrijk loopt de gevoeligheid op tot 2300 MW/°C [26]. Door de correlatie van de temperatuur in beide landen (met andere woorden als het koud is in België, dan is het ook koud in Frankrijk), is dit een belangrijk element om mee te nemen in een bevoorradingszekerheidsstudie, zie ook paragraaf 3.3.1, meer specifiek Figuur 58.

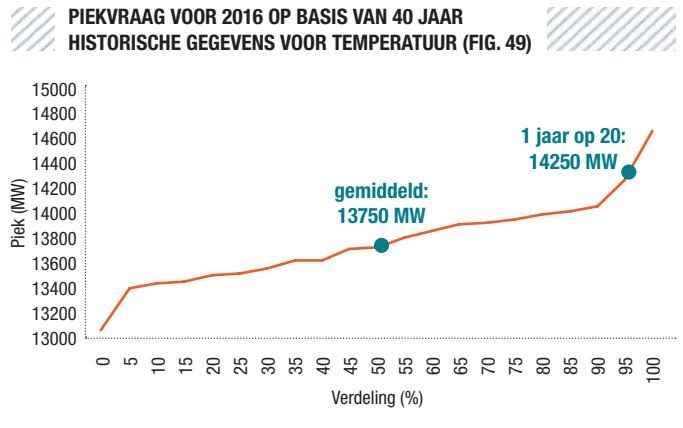
110 MW/°C

De gevoeligheid van de belasting voor temperatuur in België is 110 MW/°C.

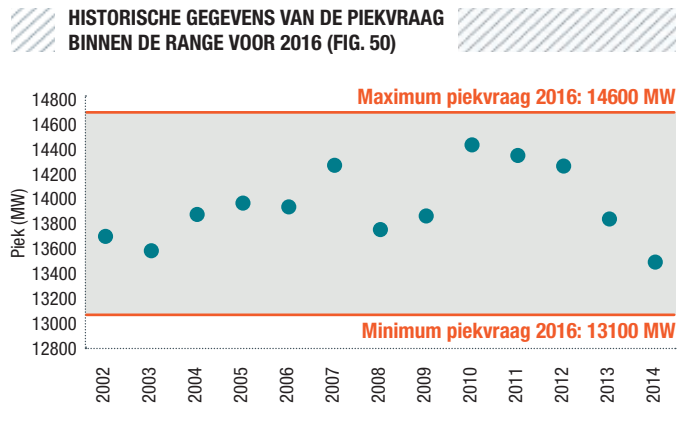
37. De gevoeligheid voor temperatuur is niet constant over de dag. Voor deze analyse is echter 110 MW/°C als gemiddelde waarde gebruikt voor alle uren.
 38. De equivalente dagtemperatuur houdt rekening met de gemiddelde dagtemperatuur van de 2 voorafgaande dagen: $0,6 D + 0,3 (D-1) + 0,1 (D-2)$.
 39. De punten waarbij de equivalente dagtemperatuur hoger is dan 16,5°C, worden niet beschouwd voor de analyse.
 40. De piekvraag is een inschatting op basis van metingen en berekeningen.

Piekbelasting voor België

Figuur 49 geeft een overzicht van de piekvraag na toepassing van de 40 jaren van historische data. Dit leidt tot een gemiddelde piekvraag voor het jaar 2016 van 13,75 GW, terwijl voor een uitzonderlijk jaar (1 op 20) de piek kan oplopen tot 14,25 GW.



Figuur 50 toont de piekvraag voor de afgelopen jaren vanaf 2002⁴⁰. Hierbij valt op dat de piekvraag niet constant is. De piekvraag volgt niet steeds de economische groei. Zo is bijvoorbeeld in 2009 een sterke daling in verbruik waar te nemen, maar toch een stijging in piekvraag. Verder kan ook opgemerkt worden dat de piekvraag zeer sterk kan stijgen. Bijvoorbeeld tussen 2009 en 2010 is een stijging van 550 MW waar te nemen.



“De piekvraag is een belangrijke variabele voor de bevoorradingszekerheid, maar deze is moeilijk in te schatten voor de toekomst gezien de afhankelijkheid van temperatuur en economische parameters (groei).”

VANWAAR HET VERSCHIL IN PIEKBELASTING MET DE STUDIE VAN NOVEMBER 2014?

Het rapport 'Het Belgische energiesysteem in 2050: Waar naartoe?' gepubliceerd door het federaal planbureau in oktober 2014 omvat verschillende vraagscenario's. Voor de analyse in **november 2014** werd ervoor geopteerd om het groeicijfer van het meest optimistische scenario (Hoge BBP⁴¹ variant) te veronderstellen. De gemiddelde jaarlijkse groei ten opzichte van het jaar 2010 bedraagt 0,31%, wat leidt tot een gemiddeld Belgisch totaal energieverbruik van **91,8 TWh voor 2015**. Voor de studie van november 2014 werden 13 jaren van historische data voor de temperatuur gebruikt. Door het toepassen van de thermosensitiviteit ligt de **piekvraag tussen 14 GW en 14,8 GW**.

Om rekening te houden met recente verbruiksevoluties, wordt voor de nieuwe analyse gebruik gemaakt van historische gegevens en vooruitzichten van het consultancybureau IHS CERA die rekening houden met conjuncturele fluctuaties, zoals beschreven in paragraaf 3.2.1. De nieuwe voorspelling leidt tot gemiddeld **86,1 TWh voor 2016**. De omvang loopt echter van **85,3 TWh tot 87,7 TWh** wanneer de mogelijke invloed van temperatuur (40 verschillende historische jaren) in rekening wordt genomen. De **piekvraag ligt tussen 13,1 GW en 14,6 GW**. De omvang van de piekvraag is groter door het toepassen van meerdere historische jaren (40 in plaats van 13).

De daling in de vooruitzichten van de groei van het Belgisch energieverbruik, leidt tot een reductie in de nood aan strategische reserve.

PROFIELEN VOOR DE BELASTING ZONDER IMPACT VAN MARKT RESPONSE

De verschillende stappen in de opbouw van de profielen van de belasting leiden tot profielen voor de totale Belgische belasting (zonder het Sotel/Twinerg-net, wat verschillend is met de definitie van de totale elektrische belasting die gepubliceerd wordt op de website van Elia). Deze profielen zijn **profielen zonder impact van markt response**, zie paragraaf 3.2.4. Dit is te verantwoorden door:

- De impact van markt response op de historische energiedata is beperkt gezien er een beperkt aantal prijspieken waren in de afgelopen jaren en de energiebijdrage van deze prijspieken doorgaans beperkt zijn.
- Voor het aanmaken van het genormaliseerd profiel voor de belasting, kunnen uitzonderlijke dagen gemarkeerd worden, zodat deze niet meegenomen worden in het profiel.
- De groeicijfers zijn een inschatting zonder markt response.

Het inzetten van markt response wordt door het model geoptimaliseerd. Hierdoor zal er een grotere impact zijn bij oplopende prijzen. Dit onderwerp wordt besproken in paragraaf 3.2.4.



3.2.4 Markt response

In de analyse voor de winter 2014-15 en 2015-16 werd markt response⁴² niet expliciet meegenomen in de berekeningen⁴³. De voornaamste reden hiervoor is dat Elia over weinig betrouwbare data met betrekking tot de hypothese van markt response beschikt om dit op een correcte manier mee te nemen in de volumebepaling voor de strategische reserve. Reacties van stakeholders, die ook bevestigd worden in de consultatie rond de volumebepaling, geven aan dat er een potentieel is aan markt response dat meegenomen dient te worden in de berekeningen van de volumes in het kader van de strategische reserve.

In deze context heeft Elia een enquête laten uitvoeren om de hypothesen over het potentieel aan markt response voor de winter 2016-17 bij situaties van uitzonderlijke vraag naar energie op de energiemarkt, waarbij de prijzen kunnen oplopen tot 3000 €/MWh, aan te scherpen, om op die manier de berekeningen te verfijnen en nauwkeurig de nood aan strategische reserve te bepalen. Voor het uitvoeren van deze enquête en het verwerken van de antwoorden tot een bruikbaar resultaat heeft Elia samengewerkt met Pöyry, een extern en internationaal gewaardeerd consultant.

In de enquête worden naast de netgebruikers, eveneens de ARP's en de in België actieve aggregatoren bevestigd. Via de vraagstelling worden de nodige garanties voorzien om dubbeltellingen te vermijden en de betrouwbaarheid van de gegevens te verzekeren.

De enquête is uitgestuurd half juni 2015. De antwoorden zijn verzameld en de analyse van de antwoorden is uitgevoerd tijdens de zomer. Extra inspanningen werden geleverd om het antwoordpercentage tot een behoorlijk niveau te brengen:

- 75% van de netgebruikers (% ten opzichte van de som van de piekbelasting van netgebruikers);
- 85% van de ARP's (% ten opzichte van de totale Belgische belasting);
- 14% van de aggregatoren (% ten opzichte van het reservevolume verkocht door aggregatoren aan Elia).

Tijdens de "Task Force Implementation Strategic Reserve" van 2 september 2015 zijn de resultaten van de studie gepresenteerd door Pöyry [11].

41. BBP: Bruto Binnenlands Product

42. Markt response is hier gedefinieerd als impliciete (vrijwillig of gebaseerd op de prijs) of expliciete (gebaseerd op contracten) reductie van de netto afname die gebruikt kan worden door de marktspelers.

43. In de actualisatie van de analyse voor de winter 2015-16 van juni 2015 heeft Elia impliciet een aandeel aan markt response beschouwd in de aanname van de profielen van de belasting (beperkte piekvraag).

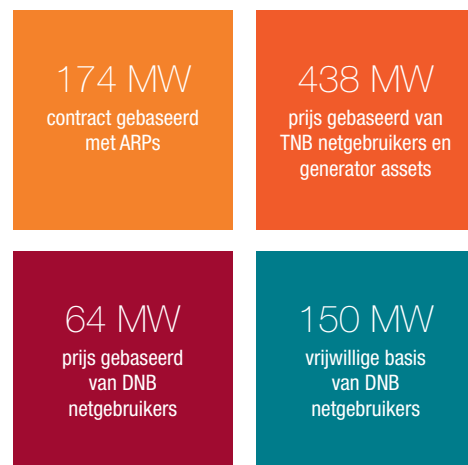
In de enquête wordt er gepolst naar 3 types van flexibiliteit die aanwezig zijn in de markt: reductie van de afname gebaseerd op contracten, gebaseerd op prijzen en vrijwillige basis, zie Figuur 51. De resultaten focussen op de flexibiliteit die gebruikt kan worden door de marktspelers, niet de volumes die gecontracteerd worden door Elia en geactiveerd worden door Elia in het kader van de balancingreserve en de strategische reserve.

3 TYPES VAN FLEXIBILITEIT IN DE MARKT (FIG. 51)



Figuur 52 geeft een overzicht van de resultaten van de studie. Hierbij wordt een onderscheid gemaakt tussen flexibiliteit bij TNB- en DNB- netgebruikers. De resultaten van de studie komen rechtstreeks uit de antwoorden van de enquête, na het toepassen van een beperkt aantal correcties op basis van ingelaste checks.

FLEXIBILITEIT IN DE MARKT: RESULTATEN VAN DE STUDIE MET PÖYRY (FIG. 52)



Figuur 52 geeft enkel een overzicht van de totale flexibiliteit in de markt in MW. Uit de enquête komt echter naar voor dat dit potentieel onderworpen is aan een aantal beperkingen, zoals een beperkt aantal activaties per jaar, een beperkt aantal uren van activatie en de prijs op Belpex of onevenwichtsprijs. Dit maakt dat niet zomaar de som gemaakt kan worden van de verschillende antwoorden uit de enquête als input voor het model. Er dient rekening gehouden te worden met deze beperkingen in de modellering. Figuur 53 geeft een overzicht van de beschouwde beperkingen in het model. Deze aanname is genomen op basis van de analyse van Pöyry van de verschillende antwoorden op de enquête.

FLEXIBILITEIT IN DE MARKT: BEPERKINGEN (FIG. 53)



Voor het model betekent dit concreet dat zowel de flexibiliteit in MW als de beperkingen in het gebruik in rekening dienen te worden genomen. Hoe de flexibiliteit ingezet wordt in het model, is onder andere afhankelijk van de prijs en het aantal uren van structureel tekort. Tijdens de uren van structureel tekort, wanneer er hoge prijzen zijn te verwachten, zal de extra flexibiliteit van de markt ingezet worden alvorens over te gaan naar een situatie waarin de energiebevoorrading niet is voldaan. Gezien de beperking zal de extra flexibiliteit niet op alle momenten van structureel tekort een oplossing kunnen bieden. Het inzetten van de beschikbare flexibiliteit zal geoptimaliseerd worden door het model. Dit kan dus gezien worden als een output van het model.

Op basis van de profielen van de vraag zonder markt response (zie paragraaf 3.2.3) en de output van het model aangaande het inzetten van flexibiliteit van de markt, kunnen profielen berekend worden voor de vraag met markt response.

VANWAAR HET VERSCHIL IN MEEREKENEN VAN MARKT RESPONSE MET DE ACTUALISATIE VAN JUNI 2015?

In de actualisatie van de analyse voor de winter 2015-16 van juni 2015 beschouwt Elia **impliciet** een aandeel aan markt response in de aanname van de profielen van de belasting. De piekbelasting voor 2015-16 wordt hierbij ingeschat tussen 13 GW en 13,9 GW (afhankelijk van de temperatuur).

In de **huidige analyse** wordt markt response op een **expliciete** manier mee in rekening genomen. De piekbelasting (zonder markt response in rekening genomen) wordt hierbij ingeschat tussen 13,1 GW en 14,6 GW. De invloed van markt response wordt hierbij geoptimaliseerd door het model, waarbij op kritieke momenten van bevoorradsingszekerheid tot 100% op het volume aan markt response kan gerekend worden, zie paragraaf 4.1.6.



3.3 HYPOTHESES VOOR DE OMLIGGENDE LANDEN

3.3.1 Frankrijk

De hypothesen over het Franse park komen overeen met de gegevens die gebruikt worden in het referentiescenario van het RTE-rapport gepubliceerd in september 2015 [26]. RTE voert hierin een bevoorradingszekerheidsstudie uit die een vergelijkbare perimeter omvat als deze studie. Bovendien wordt dezelfde tool (ANTARES) en dezelfde methode gebruikt. Alle gegevens die hieronder vermeld worden, zijn terug te vinden in het RTE-rapport.

Evolutie van het thermisch productiepark

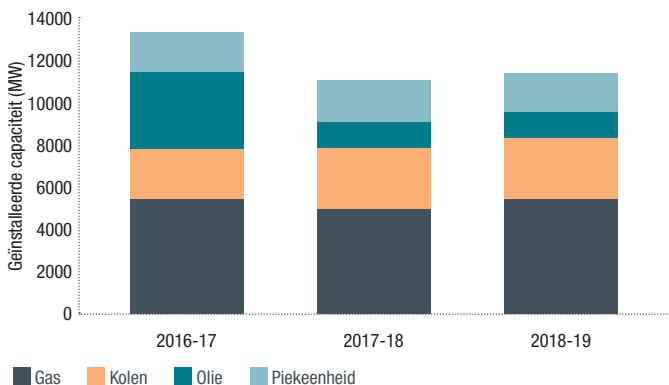
Figuur 54 geeft een overzicht van het geïnstalleerd vermogen aan gecentraliseerde thermische eenheden (zonder de nucleaire eenheden) voor de volgende winters. Hierbij valt op te merken dat in Frankrijk momenteel 2 STEG centrales in opbouw zijn (één daarvan zal beschikbaar zijn voor de winter 2016-17, terwijl de tweede in de studie in rekening genomen wordt voor de winter 2018-19). Verder worden bepaalde productie-eenheden voor de komende winterperiodes in tijdelijke buitenwerkingstelling of in onderhoud beschouwd:

- 2016-17: tijdelijke buitenwerkingstelling van 2 STEG-centrales;
- 2016-17: 1 steenkoolcentrale in onderhoud.

Voor het nucleaire park wordt in deze studie de hypothese gehanteerd dat de centrale van Fessenheim gesloten wordt bij de indienststelling van de EPR⁴⁴ kerncentrale in Flamanville. De capaciteit van het Franse nucleaire park zal dus constant blijven tijdens de 3 komende winters (2016-19).

Een volledig overzicht van het Franse productiepark per type is terug te vinden op pagina 70 van het volledige rapport van RTE (versie 2015).

CENTRAAL PRODUCTIEPARK VOOR FRANKRIJK (ZONDER NUCLEAIR) (FIG. 54)

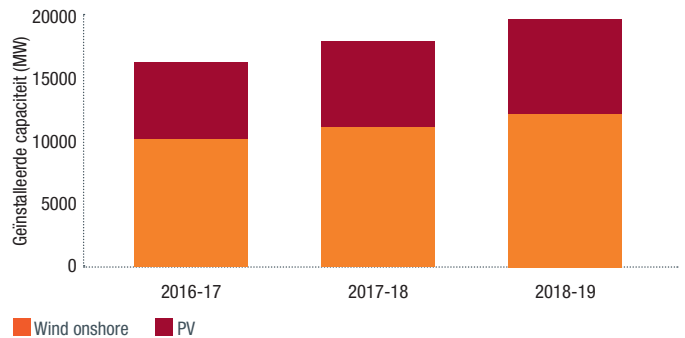


Evolutie van hernieuwbare en gedecentraliseerde productie

Figuur 55 toont het geïnstalleerd vermogen aan PV en wind onshore. Er wordt uitgegaan van een jaarlijkse capaciteitsverhoging van 1 GW voor wind onshore en 0,7 GW voor PV.

De overige gedecentraliseerde productie wordt eveneens in rekening genomen aan de hand van de geïnstalleerde vermogens vermeld in het rapport van RTE.

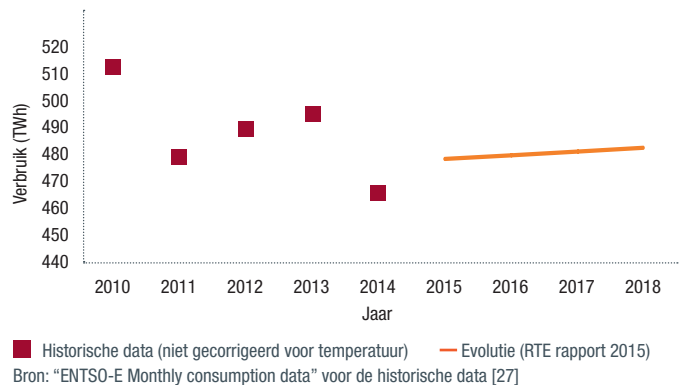
GEÏNSTALLEERD VERMAGEN AAN WIND EN PV IN FRANKRIJK (FIG. 55)



Evolutie van de totale vraag in Frankrijk

In deze analyse wordt voor Frankrijk het elektriciteitsverbruik van het referentiescenario uit de RTE-studie in rekening genomen (zie Figuur 56).

EVOLUTIE VAN HET VERBRUIK IN FRANKRIJK (FIG. 56)



44. EPR: European Pressurised Water Reactor

De temperatuurgevoeligheid van de vraag

In Frankrijk is het elektriciteitsverbruik het meest temperatuurgevoelig van alle landen in Europa. Wanneer de temperaturen tot onder het nulpunt dalen, stijgt de vraag op het Franse net heel snel. Een koudegolf is dus zeker kritiek voor het Franse net. Dit fenomeen wordt onder meer verklaard door het massale gebruik van elektrische verwarmingsinstallaties.

De historische temperatuur van Frankrijk wordt berekend door een bepaald gewicht te geven aan ieder weerstation [28].

De temperatuurgevoeligheid van de Franse vraag wordt lineair gemodelleerd. Volgens RTE en andere studies stijgt de vraag naar elektriciteit in Frankrijk met ongeveer 2300 MW per graad Celsius vermindering [29] [30].

Markt response

De analyse van RTE houdt rekening met markt response. Het totaal aan markt response bedraagt 3,2 GW voor de winterperiode 2016-17. Deze capaciteit wordt als beschikbaar verondersteld gedurende de hele winter zonder activatiebeperkingen.

Resultaten van de bevoorradingszekerheidsstudie uitgevoerd door RTE

Ten opzichte van een eerdere analyse van 2014, schat de studie van RTE van 2015 in dat het aantal uren van structureel tekort voor Frankrijk voor de winterperiode 2015-16 en 2016-17 dalen (dit is vooral te danken aan het behoud van stookolie- en gasgestookte productie-eenheden die 4 GW extra leveren in 2015-16 en 2,3 GW voor 2016-17), zie Figuur 57.

Het adequacy criterium dat in Frankrijk gehanteerd wordt, is 3 uur voor de gemiddelde LOLE.

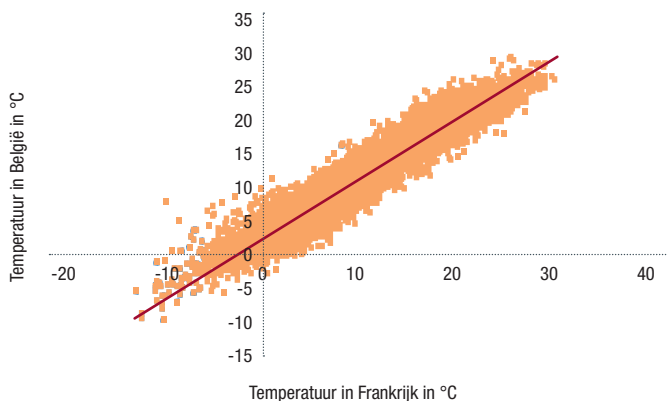
RISICO OP LOLE IN FRANKRIJK (FIG. 57)

| Referentiescenario | 2015-16 | 2016-17 | 2017-18 | 2018-19 | |
|-------------------------|------------------|---------|---------|---------|------|
| LOLE geïnterconnecteerd | Rapport RTE 2014 | 4h | 5h45 | 4h | 2h30 |
| | Rapport RTE 2015 | 0h30 | 1h15 | 2h | 1h45 |
| LOLE geïsoleerd | Rapport RTE 2014 | 50h | 105h | 125h | 60h |
| | Rapport RTE 2015 | 14h | 20h | 34h | 28h |

Dit verlaagde risico in Frankrijk verhoogt de kans dat er energie aan België geleverd kan worden bij een structureel tekort.

De temperatuur in Frankrijk en België zijn sterk gecorreleerd. Figuur 58 toont de correlatie tussen de gemiddelde dagtemperatuur.

CORRELATIE TUSSEN DE GEMIDDELTE DAGTEMPERatuur IN FRANKRIJK EN BELGIË (FIG. 58)



“ Frankrijk is afhankelijk van import voor de bevoorradingszekerheid. Het risico op structureel tekort voor de winter 2016-17 is verminderd in vergelijking met de voorspellingen van RTE in 2014. Er is een sterke correlatie tussen de temperatuur in Frankrijk en België. ”

De interconnectiecapaciteit aan de Franse grenzen

Na de indiening van de nieuwe Spaans-Franse interconnectie medio 2015 wordt er geen nieuwe verhoging van de Franse interconnectiecapaciteit voorzien vóór de winterperiode 2016-17. De totale importcapaciteit van Frankrijk tijdens de winter bedraagt 10050 MW.

3.3.2 Nederland

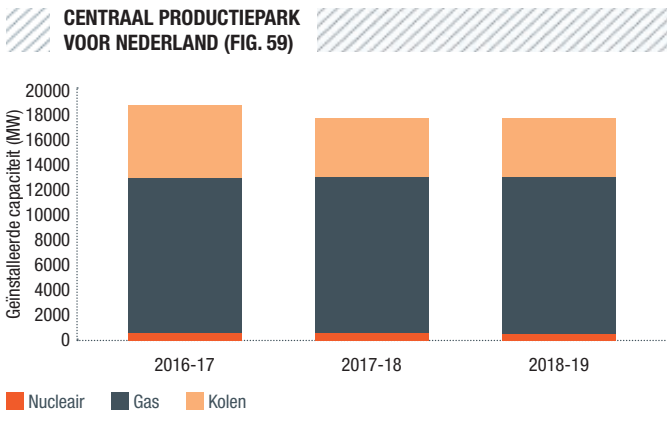
In deze paragraaf worden de hypothesen van het productiepark en de totale elektriciteitsvraag in Nederland behandeld. Verschillende bronnen worden gebruikt:

- verslag over de bevoorradingszekerheid van netbeheerder TenneT van juli 2015 [31];
- data die verzameld worden binnen ENTSO-E (SO&AF gegevens), zie paragraaf 1.6.1;
- data die verzameld worden binnen het PLEF, zie paragraaf 1.6.3.

Gecentraliseerde thermische productie

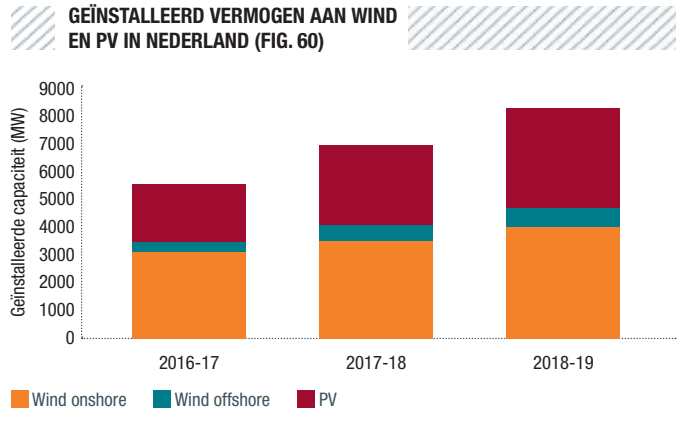
De evolutie van het gecentraliseerd thermisch productiepark kenmerkt zich door een vermindering van de productiecapaciteit in steenkool van 2,66 GW, zie Figuur 59. Zoals aangegeven in het energieakkoord van september 2013, zal deze vermindering in twee stappen worden doorgevoerd, in januari 2016 en in juli 2017. Bepaalde centrales worden bovendien tijdelijk buiten werking beschouwd voor de geanalyseerde periode. De tijdelijke buitenwerkingstelling van de productie-eenheden evolueert van 4,7 GW in 2016 tot 5,1 GW in 2019. In de analyse is rekening gehouden met deze tijdelijke uitdienstname van 0,4 GW. Een capaciteitsdaling van het Nederlandse thermische productiepark heeft een impact op het aantal uren van structureel tekort in België.

Verschillende scenario's worden beschreven in de studie van de Nederlandse netbeheerder. Deze studie gebruikt het basisscenario dat TenneT onderzocht heeft.



Evolutie van hernieuwbare en gedecentraliseerde productie in Nederland

Tegen 2022 staat er een sterke verhoging van hernieuwbare energiebronnen op het programma in Nederland, zie Figuur 60. Het geïnstalleerd vermogen aan windproductie zal in 2020 6 GW bereiken en het geïnstalleerd vermogen aan PV 6,5 GW in 2022. Het geïnstalleerde vermogen aan offshore windproductie zal in 2023 4450 MW bereiken.



Evolutie en temperatuurgevoeligheid van de vraag

De evolutie van de totale vraag in Nederland wordt overgenomen uit de bevoorradingszekerheidsstudie van TenneT uit 2015. Een groei van 0,3% wordt gehanteerd.

Het elektriciteitsverbruik in Nederland is minder temperatuurgevoelig dan in andere landen. Voor de modellering van de temperatuurgevoeligheid wordt 90 MW/°C als waarde gebruikt [32].

Resultaten van de bevoorradingszekerheidsstudie uitgevoerd door TenneT

De analyse van TenneT toont aan dat Nederland zelfvoorzienend is op het gebied van elektriciteitsproductie. Er is zelfs een marge beschikbaar voor export. Die marge wordt geschat op 3,5 GW in 2015 in het basisscenario.

Deze marge vermindert in de toekomst tot 2,5 GW (2016) en 2,2 GW (2019) in het basisscenario. Verschillende gevoeligheden worden geanalyseerd in de studie en leveren verschillende marges op.

“Nederland heeft momenteel een overcapaciteit aan productie en kan dus energie leveren op het moment dat de buurlanden hier behoefte aan hebben, met name tijdens de winterperiode. Een vermindering van de capaciteit voor export heeft een impact op het risico op structureel tekort in België.”

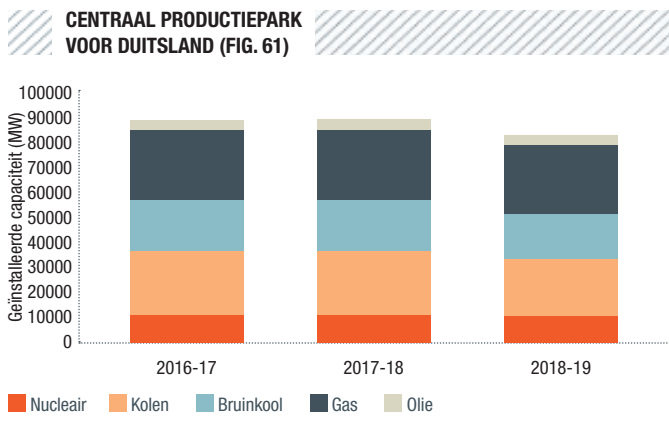
3.3.3 Duitsland

De Duitse hypothesen komen uit meerdere studies:

- PLEF [14];
- SO&AF [12];
- Data en studies van de Duitse regulator [33];
- Verschillende rapporten over de toekomst van energie in Duitsland en het rapport over de bevoorradingszekerheid uit 2014 te vinden op de website van het Duitse ministerie voor Energie: 'Bundesministerium für Wirtschaft und Energie' [34].

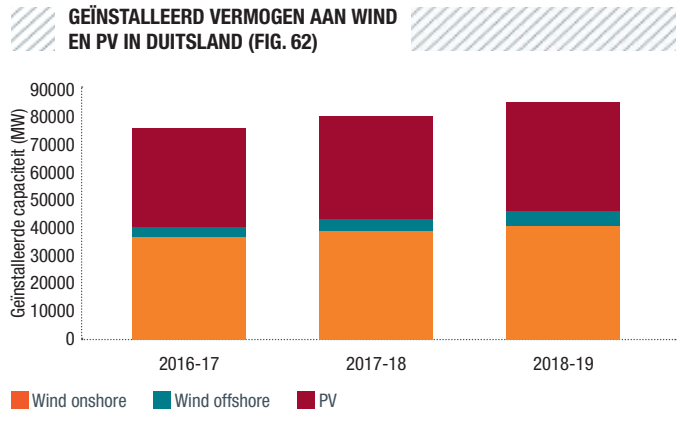
Gecentraliseerde thermische productie

De evolutie van het geïnstalleerd vermogen in Duitsland waar deze studie rekening mee houdt, wordt vooral beïnvloed door de sluiting van bepaalde steenkool- en bruinkoolcentrales tegen 2018-19, zie Figuur 61.



Evolutie van hernieuwbare en gedecentraliseerde productie in Duitsland

Figuur 62 geeft een overzicht van het geïnstalleerd vermogen aan wind en PV voor de volgende drie winters.



Evolutie en temperatuurgevoeligheid van de vraag

De hypothese voor de groei van het verbruik in Duitsland waar deze studie rekening mee houdt, is 0,8%. De temperatuurgevoeligheid van het elektriciteitsverbruik in Duitsland die beschouwd wordt, is 500 MW/°C [30].

Resultaten van de bevoorradingszekerheidsstudie uitgevoerd voor Duitsland uit 2014

De meest recente studie (september 2014) is uitgevoerd door de vier Duitse TNB's [35]. De marge in capaciteit voor Duitsland voor de winterperiode 2016-17 wordt in de studie op 8 tot 9 GW geschat.

MOGELIJKE WIJZIGINGEN OP KORTE TERMIJN VOOR DE HYPOTHESES VAN NEDERLAND

De Franse nutsgigant Engie, de moeder van het Belgische Electrabel, gaat in **Nederland één of meer gasgestookte gascentrales in de mottenballen** zetten. Dat bevestigt een woordvoerder aan Het Financieele Dagblad. 'Onze gascentrales staan onder enorme druk. Ze verdienen amper hun vaste kosten terug.' Engie heeft gasgestookte centrales in Bergum, Lelystad, Eemshaven en Zwolle. Gasgestookte centrales zijn niet langer rendabel door lage steenkoolprijzen, overcapaciteit en de toenemende invoer van groene stroom uit Duitsland, waar de jongste jaren door forse overheids subsidies het aanbod wind- en zonne-energie sterk toenam. Het marktaandeel van gas in de Nederlandse elektriciteitsproductie is sinds 2010 gezakt van 62 naar 48 procent. Over dezelfde periode steeg het aandeel van steenkool van 18 naar 29 procent.

Bron : De Tijd 27/10/2015

“ Duitsland heeft momenteel een overcapaciteit aan productie en kan dus energie leveren op het moment dat de buurlanden hier behoefte aan hebben, met name tijdens de winterperiode. Een vermindering van de capaciteit voor export heeft een impact op het risico op structureel tekort in België. ”

3.3.4 Luxemburg

De modellering van Luxemburg is belangrijk voor België. Een deel van het land bevindt zich namelijk in de Belgische regelzone (de zogenaamde zone “LUb” in Figuur 63). Deze zone “LUb” omvat een stoom- en gascentrale en een industriële elektriciteitsgebruiker. Het aanbod en de vraag in deze zone wordt beschouwd als deel van de Belgische zone.

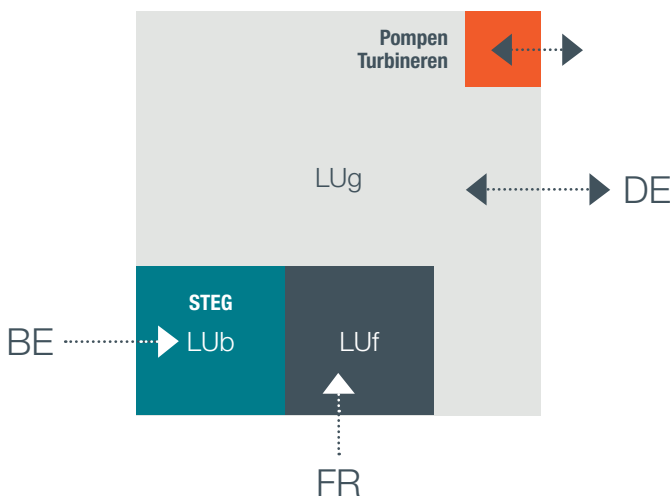
De twee andere elektrische zones van Luxemburg (een deel aangesloten op Frankrijk (LUf) en een deel aangesloten op Duitsland (LUg) worden volledig opgenomen in deze twee landen. De hypothese over de geïnstalleerde

capaciteit aan wind, PV en hydro alsook het verbruik van het land zijn opgenomen in de met Duitsland verbonden “LUg” zone, met uitzondering van het verbruik in de “LUb” en “LUf” zone, dat respectievelijk bij de Belgische en Franse zones gerekend wordt.

Interconnectie tussen België en de “LUg” zone

Een geplande interconnectie zal het Belgische en het Duitse net verbinden via Luxemburg. De ontwikkeling van deze interconnectie omvat meerdere fases, inclusief het versterken van het Luxemburgse transmissienet in 2017 om interne congesties op het net op te lossen en zo de energie-uitwisselingen te optimaliseren. De bijdrage die deze interconnectie op termijn zal leveren, wordt gezien de interne congesties op het Luxemburgse net, niet opgenomen in deze analyse.

MODELLERING VAN LUXEMBURG (FIG. 63)



3.3.5 Andere gemodelleerde landen

De landen die hierboven niet vermeld worden, worden in deze studie gemodelleerd aan de hand van gegevens van het SO&AF en het PLEF (Oostenrijk en Zwitserland).

Deze landen hebben minder rechtstreekse impact op de Belgische bevoorradingszekerheid, maar hun impact op de CWE-zone zal bepalen of zij energie aan België kunnen leveren op momenten van structureel tekort.



3.4 INTERCONNECTIES TUSSEN LANDEN

In eerdere studies zijn de interconnecties tussen landen gemodelleerd aan de hand van vaste waarden voor de commerciële capaciteit. Deze interconnectiecapaciteit is beschikbaar voor commerciële uitwisselingen tussen twee geïnterconnecteerde landen. De commerciële uitwisseling per uur voor een bepaalde jaarsituatie is het resultaat van een economische optimalisering van het marktmodel. Tijdens momenten van structureel tekort in een zone, zal de commerciële uitwisseling altijd in de richting gaan van de zone die een productietekort heeft.

Deze sectie is opgedeeld in 3 paragrafen.

Paragraaf 3.4.1 behandelt de **importcapaciteit van België**.

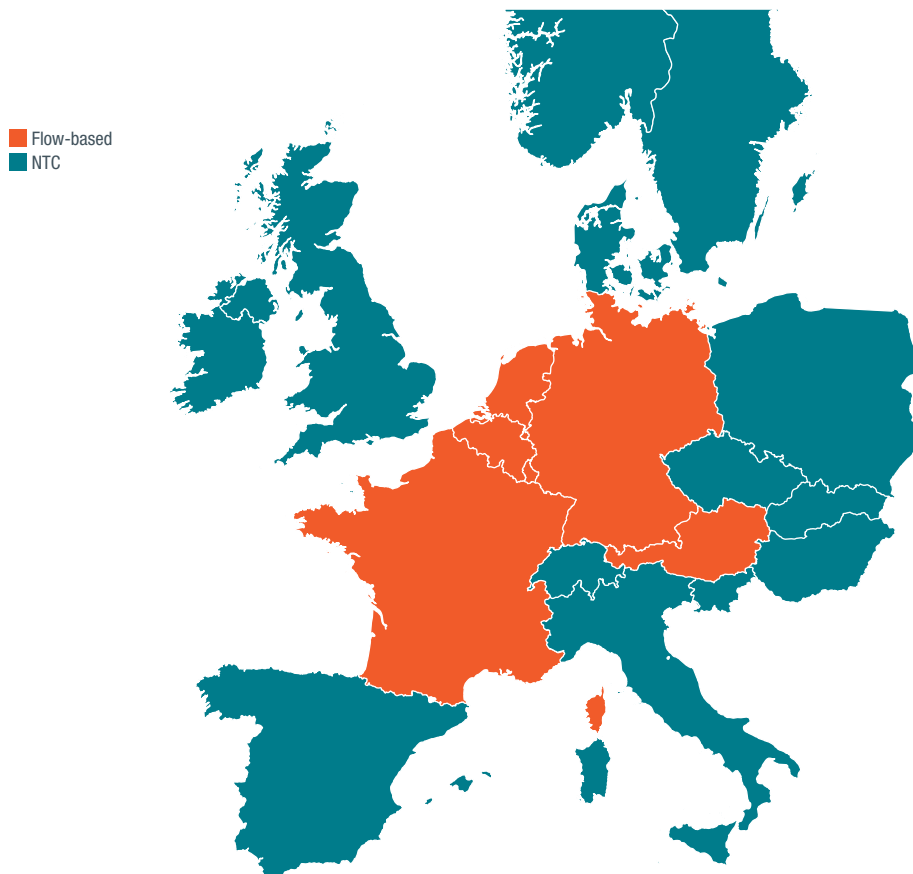
In deze analyse worden de interconnecties tussen de landen gemodelleerd zoals in het day-ahead marktkoppelingsmechanisme, zie Figuur 64. Frankrijk, Nederland, Duitsland (gekoppeld aan Luxemburg en Oostenrijk) en België worden gemodelleerd aan de hand van de

flow-based methodologie, zie paragraaf 3.4.2. Dankzij een meer gedetailleerde beschrijving van het net kan de flow-based methodologie het gebruik van de interconnecties en bijgevolg de prijsconvergentie verbeteren zonder de bevoorradingszekerheid in het gedrang te brengen. De flow-based methodologie wordt beschreven in **paragraaf 3.4.2**.

De interconnecties met landen buiten de CWE-zone worden gemodelleerd aan de hand van waarden van de **commerciële uitwisselingscapaciteit tussen de landen**. De import- en exportcapaciteit die beschikbaar is voor commerciële uitwisselingen of NTC⁴⁵ wordt berekend door de netbeheerders. Deze NTC-waarden worden berekend op basis van de technische kenmerken van de lijnen en de interne beperkingen van elke TNB, zie **paragraaf 3.4.3**.

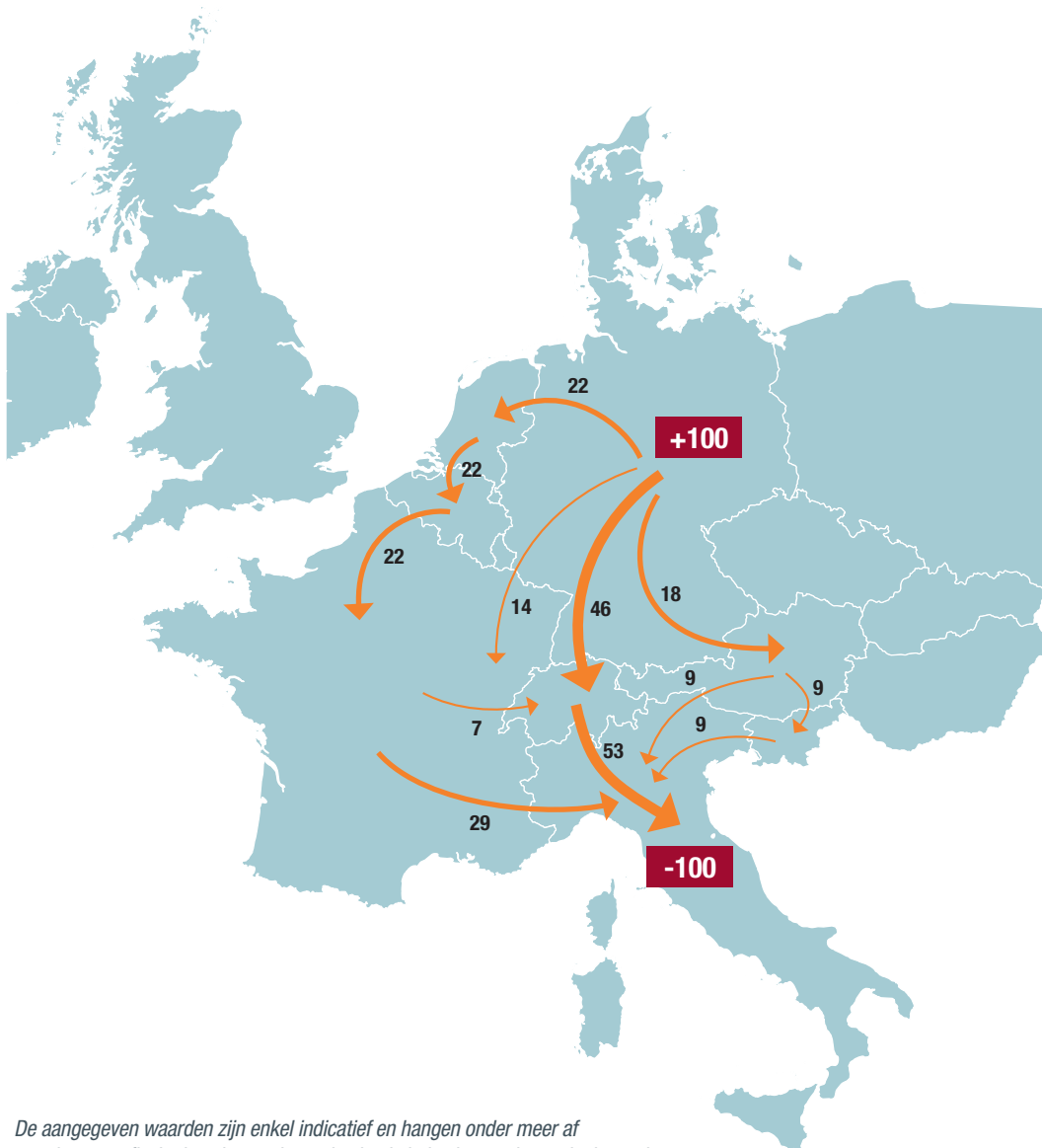
45. NTC: Net Transfer Capacity

MODELLERING VAN DE INTERCONNECTIES (FIG. 64)



VERDELING VAN DE FYSIEKE STROMEN BIJ EEN COMMERCIËLE UITWISSELING TUSSEN DUITSLAND EN ITALIË (FIG. 65)

Voorbeeld van een commerciële uitwisseling van 100 MW tussen Duitsland en Italië



De aangegeven waarden zijn enkel indicatief en hangen onder meer af van de geografische locatie van de productie, de belasting en de topologie van het net.

België ligt in het hart van het geïnterconnecteerde Europese net en de bijhorende energie-uitwisselingen tussen de landen die er deel van uitmaken. België is immers omringd door Frankrijk, Nederland en Duitsland die, naargelang de situatie op hun net of de marktomstandigheden, grote hoeveelheden elektriciteit kunnen importeren of exporteren. Aangezien het Europese elektriciteitsnet sterk vermaasd is (het hoogspanningsnet is zoals een spinnenweb samengesteld uit een reeks 'lussen' waardoor de elektriciteit via verschillende wegen kan stromen), gaat elke transactie tussen twee landen gedeeltelijk via de netten van de omliggende landen en genereert ze daarin niet-genomineerde stromen (d.w.z. energiestromen die niet voortkomen uit hun eigen commerciële uitwisselingen, maar die 'vrij' door het land stromen). Deze stromen vormen voor Elia een belangrijk element van onzekerheid in de berekening van de uitwisselingscapaciteit met onze buurlanden. De massale opkomst van productie op basis van hernieuwbare energiebronnen, voornamelijk in Duitsland, verhoogt de variabiliteit van de uitwisselingen en, bijgevolg, de onzekerheid wat de niet-genomineerde stromen betreft. De flow-based methodologie (zie paragraaf 3.4.2) laat toe om de impact van commerciële uitwisselingen tussen landen beter in rekening te nemen.

3.4.1 Importcapaciteit van België

Voor de winterperiode 2016-17 heeft het Elia-net een technische importcapaciteit van ongeveer 3750 MW aan de Nederlandse grens en 3900 MW aan de Franse grens. De technische importcapaciteit per grens is niet gelijk aan de importcapaciteit van België. Een deel van de technische capaciteit aan de grenzen zal worden gebruikt voor commerciële uitwisselingen tussen andere landen. Het voorbeeld in Figuur 65 toont de verdeling van de stromen voor een uitwisseling tussen Duitsland en Italië. Een deel van deze stromen zal door België passeren. Met de dwarsregeltransformatoren die geïnstalleerd zijn aan de Belgische noordgrens kan een deel van deze stromen die het land doorkruisen gecontroleerd en afgeleid worden naar andere elektrische verbindingen.

Grens met Nederland

De realisatie van het project BRABO I [36] verhoogt de technische importcapaciteit aan de noordgrens met ongeveer 1000 MW, van 2750 MW tot 3750 MW.

Er dient opgemerkt te worden dat de technische importcapaciteit rekening houdt met het N-1 veiligheids-criterium (zie kader voor bijkomende uitleg) toegepast op een volledig net. Deze is niet geldig bij een langdurige onbeschikbaarheid van een netelement. In dat geval zal de technische importcapaciteit opnieuw berekend moeten worden aan de hand van het N-1 veiligheids-criterium toegepast op het onvolledige netwerk.

Grens met Frankrijk

De technische importcapaciteit vanuit Frankrijk bedraagt 3900 MW. Versterkingen gepland op deze grens zullen pas effect hebben na de winterperiodes die in dit document bestudeerd worden en worden bijgevolg niet beschouwd in deze studie.

Geplande interconnecties met andere landen

De interconnectie met Duitsland (project ALEGrO [37]) en Groot-Brittannië (project NEMO [38]) worden niet beschouwd in deze studie omdat hun realisatie voorzien is na de bestudeerde winters.

Importcapaciteit van België

De importcapaciteit van België is de capaciteit die ter beschikking van de markt gesteld kan worden onder normale net-exploitatietoestanden, dit wil zeggen zonder geplande of ongeplande onbeschikbaarheden van de netinfrastructuur (zowel in België als in de buurlanden) en zonder voorafgaandelijke kennis van de energiestromen. Aangezien onvoorziene gebeurtenissen zich op elk moment kunnen voordoen, wordt deze capaciteit geleidelijk ter beschikking gesteld van de markt via jaarlijkse, maandelijkse, day-ahead en intraday delen. Bovendien hangt de capaciteit af van de seizoenen en onderhoudswerken op het net.

INTERCONNECTIECAPACITEIT, IMPORTCAPACITEIT EN IMPORTSALDO

De beschikbare **interconnectiecapaciteit** houdt rekening met een bedrijfsveilige toestand (N-1) van het net in zijn reële uitbatingstoestand. Alle capaciteit kan daarom niet op voorhand vrijgegeven worden.

De maximale **importcapaciteit** is de capaciteit die kan ingevoerd worden naar België bij volledige beschikbaarheid van het net en zonder rekening te houden met de marktsituatie buiten België. Deze capaciteit hangt af van de beschikbare middelen in België voor spanningsregeling, kortsluitvermogen en inertie die doorgaans geleverd wordt door de binnenlandse productie. Bij hoge import moet erover gewaakt worden dat deze middelen nog voldoende aanwezig zijn.

Dit betekent echter niet dat de maximale importcapaciteit in alle gevallen beschikbaar zal zijn. Indien er beperkingen zijn op de binnenlandse of buitenlandse netten of indien de uit de marktsituatie voortvloeiende netfluxen een export op één van de grenzen impliceren of de energie in het buitenland niet beschikbaar is, dan zal de maximale importcapaciteit niet kunnen benut worden. De reël benutbare capaciteit wordt **importsald**o genoemd.

Dankzij de realisatie van BRABO I en de toevoeging van twee condensatorbatterijen in het Belgische net voor het behoud van de spanning kan er voor de winter 2016-17 uitgegaan worden van een maximale importcapaciteit van 4500 MW voor België.

Het effectief beschikbaar zijn van een importsaldo van 4500 MW is essentieel onderworpen aan twee voorwaarden:

- de marktvoorwaarden voor import zijn gunstig;
- de exploitatievoorwaarden van het net zijn in normale toestand.

Wat de specifieke marktomstandigheden betreft kunnen de internationale stromen impliceren dat het beschikbare importsaldo aanzienlijk lager zal liggen. Het in rekening nemen van “flow-based” in de modellering (zie 3.4.2) laat toe om rekening te houden met deze effecten.

Met de evolutie naar een flow-based modellering van de CWE-zone voor het berekenen van het volume aan strategische reserve is het immers niet meer nodig om dit saldo als onveranderlijk of permanent te beschouwen. Het importsaldo is voortaan variabel in functie van de marktomstandigheden en wordt bepaald door het flow-based domein zelf, zoals uitgelegd in paragraaf 3.4.2.

HET N-1 PRINCIPE IN TRANSPORTNETTEN

De interconnectiecapaciteit houdt rekening met reservemarges die netbeheerders moeten aanhouden volgens de Europese regelgeving, om op elk ogenblik in de bevoorradingszekerheid te voorzien. Het kan immers op elk ogenblik voorkomen dat een lijn onderbroken wordt. De overblijvende lijnen moeten de bijkomende stroom kunnen opvangen. In technische termen noemt men dit het N-1 principe: op elk geheel van N lijnen die samen een hoeveelheid energie vervoeren, mag er geen overbelasting optreden indien door een plots incident de transportcapaciteit beperkt wordt tot N-1 lijnen.

De internationale afspraken vereisen dat op elk ogenblik aan dit N-1 criterium wordt voldaan, ook bij onderhouds- of herstellingswerken op een netelement. In dergelijk geval kan het dus voorkomen dat de importcapaciteit moet verminderd worden. Men valt als het ware op het N-2 principe terug: één lijn in gepland onderhoud of langdurige herstelling min één lijn door een onvoorzien incident. Dergelijke situaties worden in de kritieke periodes rond de winterpiek uiteraard zoveel mogelijk vermeden, maar kunnen nooit helemaal uitgesloten worden, bijvoorbeeld ten gevolge van winterse weersomstandigheden.

De langdurige onbeschikbaarheid van een netelement is niet in rekening genomen in de berekening van het volume aan strategische reserve, zelf al heeft dit een impact op de importcapaciteit voor België. De invloed van het verlies van een netelement op het flow-based domein wordt echter doorgerekend als een sensitiviteit, zie paragraaf 4.3.

OP WELKE MANIER KUNNEN WINTERSE WEERSOMSTANDIGHEDEN EEN RISICO VORMEN VOOR HET NET? HOE BEREIDT ELIA ZICH HIEROP VOOR? WELKE IMPACT HEEFT DIT OP HET NET EN DE BEVOORRADINGSZEKERHEID?

Hoogspanningslijnen worden meer en meer blootgesteld aan specifieke weersomstandigheden die zich de laatste jaren voordoen. Dit manifesteert zich niet enkel in België en is mogelijk gelieerd aan de klimatologische veranderingen. Ook Elia heeft de voorbije 10 jaar opvallend meer problemen ervaren door uitzonderlijke weersomstandigheden.

- **Sneeuwafzettingen** op hoogspanningslijnen kunnen zich voordoen bij heel specifieke, uitzonderlijke weersomstandigheden gekenmerkt door wind, temperatuur rond het vriespunt en neerslag. Deze sneeuwafzettingen op de kabels van een lijn kunnen de krachten op de masten doen toenemen tot 500%. Hierdoor kunnen masten omvallen of kabels te laag gaan hangen, waardoor de lijn niet veilig kan uitgebaat worden.
- Uitzonderlijke **windvlagen** (“windhozen”) kunnen zich manifesteren als valwinden, die zich heel lokaal voordoen en die slechts enkele minuten duren. De windsnelheden lopen daarbij hoog op: 200 km/h tot 270km/h. Deze windvlagen kunnen uitzonderlijk zware schade veroorzaken aan de hele omgeving: bomen, huizen, lokale infrastructuur en ook hoogspanningsmasten.

Om extreme weersomstandigheden zo goed mogelijk op te vangen, neemt Elia veeleisende technische normen in acht. Zo zijn de meest recente hoogspanningsmasten in België - na 1985 gebouwd - bijvoorbeeld bestand tegen stormwinden tot 180 km/h, maar niet tegen deze uitzonderlijke windvlagen.

Om het hoofd te kunnen bieden aan het wegvallen van een elektrische lijn beschikt Elia over noodlijnen die geïnstalleerd kunnen worden op een korte tijd van enkele dagen tot weken afhankelijk van de omvang van de schade en de toegangsmogelijkheden tot de werf.



3.4.2 Flow-based methode toegepast voor de CWE-zone

Waarom wordt de flow-based methodologie opgenomen in deze studie?

België ligt in het centrum van de CWE-zone wat maakt dat de importmogelijkheden volledig bepaald worden door de zogenaamde flow-based methodologie die van toepassing is op de regionale CWE-elektriciteitsmarkt. De energiebalans van België hangt af van de energiebalansen van de andere landen in de CWE-zone en van een flow-based domein dat de perimeter voor de mogelijkheden van energie-uitwisseling definieert.

Deze methodologie wordt gehanteerd bij de modellering van voorliggende studie en laat toe om de interacties tussen de elektriciteitsmarkt en het transmissienet te integreren. Op momenten waar Frankrijk en België bijvoorbeeld met een structureel tekort kampen, brengt dit type modellering naar voren dat de importcapaciteit van België sterk verminderd kan worden wanneer grote stromen België doorkruisen om ook Frankrijk van stroom te voorzien.

Door het introduceren van de flow-based methodologie in de studie van het volume aan strategische reserve kunnen de waarschijnlijkheid en de impact van een verminderd importsaldo omwille van de marktomstandigheden in de buurlanden geëvalueerd worden.



Een didactische uitleg (in het Frans) over de flow-based marktkoppeling is beschikbaar aan de hand van een film gemaakt door de Franse energieregulator (CRE) [39].

Hoe werkt flow-based in de realiteit?

De flow-based methodologie maakt gebruik van PTDF⁴⁶ verdelingsfactoren die het mogelijk maken om de reële stromen door lijnen in te schatten op basis van commerciële uitwisselingen tussen landen. Het voorbeeld in Figuur 65 toont aan dat energiestromen ongelijk verdeeld worden over de verschillende paden tussen de twee landen.

Voor elk uur van het jaar wordt er een domein bepaald dat de uitwisselingen tussen de landen van de CWE-zone beperkt (dit noemen we het flow-based domein). Dit domein is gebaseerd op “critical branches” (netelementen die uitwisselingen beperken), de impact van het verlies van netelementen hierop (zie N-1 criterium), een operationele marge op elke lijn en eventuele “remedial actions” die toelaten om de kritieke elementen deels te ontlasten. Deze “remedial actions” laten dus toe om de aanvaardbare uitwisselingen te maximaliseren (via veranderingen van de topologie of het gebruik van dwarsregeltransformatoren aan de grens met Nederland).

De energiebalans van elk land in de CWE-zone heeft een invloed op de stroom die door de gedefinieerde “critical branches” loopt. Dit zijn de netelementen waarop de commerciële uitwisselingen tussen landen een beduidende impact hebben.

Het flow-based domein verschilt voor elk uur van het jaar omdat:

- de topologie van het net verandert;
- onderhoud of onbeschikbaarheid van netelementen voorkomt;
- de lokalisatie en beschikbaarheid van de productie-eenheden variëren.

Hoe houdt deze studie rekening met flow-based?

Tot op heden baseren de marktsimulaties in het kader van de bevoorradingszekerheid zich vooral op de vaste waarden van de commerciële uitwisselingen aan de grenzen.

Er zijn echter weinig marktsimulatietools die het toelaten om verschillende verdelingsfactoren (PTDF) en verschillende flow-based domeinen voor elk uur van het jaar te integreren, wat zou toelaten om een resultaat te bereiken dat dicht bij de toegepaste flow-based marktkoppeling ligt. Dit maakt dat er één enkel flow-based domein in het model is opgenomen. Om een representatief referentiedomein te creëren voor de komende winterperiodes wordt de studie van Coreso, in samenwerking met de TNB's van de CWE-zone, voor de winter 2014-15 gebruikt [43] [44]. Op basis van deze studie wordt het referentiedomein voor de komende winters gecreëerd door toevoeging van de vóór de winterperiode 2016-17 geplande versterkingen van het 380 kV-net van Elia.

In de gezamenlijke studie van Coreso⁴⁸ worden twee cases geanalyseerd:

- Case A (wind en grote koude);
- Case B (geen wind, extreme koude).

“In het kader van het streven naar voortdurende verbetering van de berekeningen, is Elia een van de eerste TNB's die een flow-based methodologie gebruikt voor de bevoorradingszekerheidsstudie.”



Meer informatie over de flow-based marktkoppeling staat op de website van Elia [40], CASC⁴⁷ [41] en BELPEX [42].

46. PTDF: Power Transfer Distribution Factor

47. CASC: Capacity Allocating Service Company

48. Coreso: Coordination of Electricity System Operators

De keuze van het referentiedomein voor deze analyse is gevallen op Case B. Deze komt overeen met een optimalisatie van het net voor het geval waarin Frankrijk en België netto-importeurs zijn. De analyse van de resultaten (zie paragraaf 4.1.8) toont dat de momenten van structureel tekort in de meerderheid van de gevallen voorkomen wanneer er weinig wind is. Deze situatie wordt beschouwd als bepalend voor het risico op structureel tekort in België.

De versterkingen van het Belgische net sinds de winter 2014-15 waarmee rekening gehouden wordt voor de berekening van het referentiedomein voor de winterperiode 2016-17 zijn de volgende:

- lijn 380.12 tussen Gramme en Van Eyck: tweede 380 kV-circuit;
- verbinding van het station Van Eyck;
- 2^{de} PST⁴⁹ in Zandvliet in parallel voor de winter 2016-17;
- integratie van de marge door installaties voor monitoring van de lijnen (“Dynamic Line Rating: Ampacimons”) waar die beschikbaar zijn;
- 2^{de} lijn Doel – Zandvliet (versterking van 150 kV tot 380 kV).

De verschillende “remedial actions” die worden gebruikt om dit domein te vormen, werden gecoördineerd en goedgekeurd door de andere TNB’s in het kader van de studie van Coreso. Het is belangrijk om op te merken dat Elia geen enkele garantie heeft dat de andere TNB’s deze “remedial actions” zullen aanvaarden in situaties waar België met een risico op structureel tekort kampt.

Het gebruikte domein is valabel als alle netelementen beschikbaar zijn in de CWE-zone. Defecte elementen zullen een impact hebben op het domein en dus op de uitwisselingen die mogelijk zijn tussen landen.

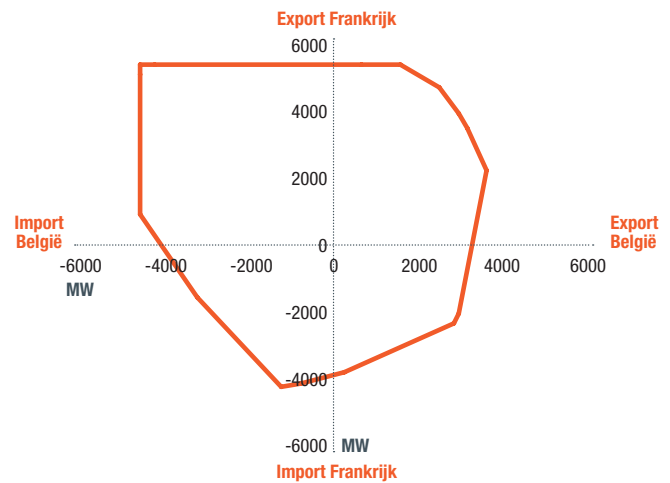
Illustratie van het gebruikte referentiedomein

In het referentiedomein wordt ervan uitgegaan dat alle netelementen in België en de buurlanden beschikbaar zijn. De impact van het langdurige verlies van een netelement wordt bestudeerd in paragraaf 4.3.

Het (multidimensionale) flow-based domein kan weergegeven worden door een projectie op 2 landen, zie Figuur 66.

Omdat Frankrijk en België de twee landen zijn met het hoogste risico op structureel tekort in de CWE-zone zal een weergave van het domein op de energiebalans van deze twee landen toelaten de importcapaciteit te verklaren die voor België beschikbaar is.

REFERENTIEDOMEIN VOOR DE WINTER 2016-17 (FIG. 66)



Figuur 66 toont de import- en exportmogelijkheden van Frankrijk en België in het flow-based domein. De energiebalans die op de grafiek voorgesteld wordt, is de balans ten opzichte van de andere landen van de CWE-zone. Voor België is dat equivalent aan de totale energiebalans van het land, aangezien België geen andere uitwisselingen buiten de CWE-zone heeft. Voor Frankrijk zijn de uitwisselingen met Groot-Brittannië, Italië, Spanje en Zwitserland niet in rekening gebracht in de voorgestelde energiebalans.

Als Frankrijk energie kan exporteren naar de andere landen van de CWE-zone, kan België 4500 MW importeren. Als Frankrijk daarentegen energie moet importeren uit de CWE-zone zal de import van België beperkt zijn en de lijn volgen die in de derde schijf van de grafiek getoond wordt (onderaan links). Deze lijn toont dat de totale import van België en Frankrijk samen gelimiteerd is tot ongeveer 4800 MW in de CWE-zone. Deze limiet wordt bepaald door de importcapaciteit van België langs Nederland en van Frankrijk langs Duitsland.

DE ADEQUACY PATCH

Als een enkel land een structureel tekort kent (day-ahead prijs bereikt 3000€/MWh) zal de maximale importcapaciteit toegewezen worden aan dat land.

Wanneer twee of meer landen gelijktijdig een structureel tekort ondervinden zal de import toegewezen aan elk land een maximalisatie van het globale welzijn beogen, wat één land kan bevoorstellen ten opzichte van een ander land. Om dit te vermijden, wordt de import naar rata van de nood van ieder land toegewezen op basis van een kwadratische functie zoals gedefinieerd in het Euphemia marktkoppelingsalgoritme [45].

De adequacy patch wordt in rekening genomen in de resultaten uit ANTARES in post-processing.

49. PST: Phase Shifting Transformer (dwarsregeltransformator)

3.4.3 Vaste commerciële capaciteit op de grenzen voor de landen buiten de CWE-zone

Modellering

De landen buiten de CWE-zone en de interconnecties tussen de landen van de CWE-zone en de rest van Europa worden gemodelleerd aan de hand van een vaste commerciële uitwisselingscapaciteit.

Deze capaciteitswaarden komen uit studies uitgevoerd binnen ENTSO-E en uit bi- en multilaterale contacten en houden rekening met nieuwe geplande interconnecties voor toekomstige winters.

De NTC's variëren ook van dag tot dag afhankelijk van de omstandigheden van het net, de beschikbaarheid van lijnen en andere netelementen. Ze worden geregeld geüpdatet. In deze studie wordt een enkele referentiewaarde gebruikt voor een bepaalde interconnectie in een bepaalde richting tijdens de volledige gesimuleerde periode.

De historische uitwisselingscapaciteit is terug te vinden op de website van de betreffende netbeheerders en op de transparantiewebsite van ENTSO-E [21].

Maximale commerciële importcapaciteit in de winter voor de CWE-zone

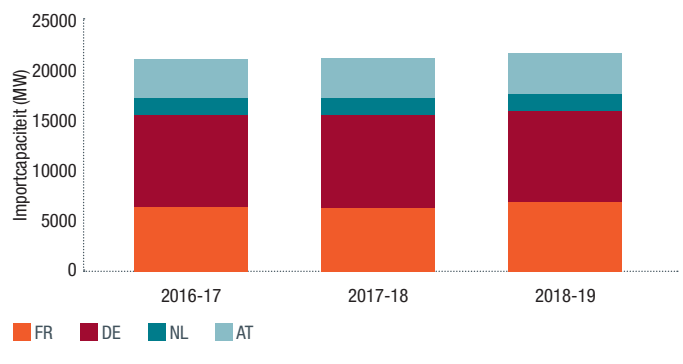
De impact van landen buiten de CWE-zone op het risico op structureel tekort in België bestaat uit de capaciteit van deze landen om energie te leveren aan de CWE-zone in geval van tekorten.

De commerciële importcapaciteit van de CWE-zone waarmee rekening wordt gehouden:

- **Frankrijk:** Som van de netto importcapaciteit van Frankrijk (buiten de flow-based zone) die beschouwd wordt voor de winterperiode 2016-17: **6350 MW**. Deze waarde is de som van de interconnecties met Spanje, Italië, Zwitserland en Groot-Brittannië.
- **Nederland:** Som van de netto importcapaciteit van Nederland (buiten de flow-based zone) die beschouwd wordt voor de winterperiode 2016-17: **1700 MW**. Deze waarde is de som van de interconnecties met Noorwegen en Groot-Brittannië.
- **Duitsland en Oostenrijk:** Som van de netto importcapaciteit van Duitsland (buiten de flow-based zone) die beschouwd wordt voor de winterperiode 2016-17: **9100 MW (DE) + 3845 MW (AT)**. Deze waarde is de som van de commerciële capaciteit waarmee rekening gehouden wordt voor de interconnecties met Polen, de Tsjechische Republiek, Hongarije, Zwitserland, Italië, Slovenië, Zweden en Denemarken.

De **som van de commerciële capaciteit** getoond in Figuur 67 is het mogelijke maximum die de CWE-zone (BE, FR, NL, DE, AT, LU) tijdens de winter in het model kan importeren. Het totaal van de commerciële importcapaciteit (**>20 GW**) mag dan wel groot lijken. Omdat de gehele capaciteit wordt gebruikt, is het noodzakelijk dat de energie beschikbaar is in het buitenland (buiten de CWE-zone) in tijden van structureel tekort.

HYPOTHESES VOOR DE MAXIMALE IMPORTCAPACITEIT VOOR DE CWE FLOW-BASED ZONE (FIG. 67)



Uitwisseling met de niet-gemodelleerde landen

Geen enkele uitwisseling tussen de gemodelleerde landen en de niet-gemodelleerde landen wordt beschouwd. Dit is een voorzichtige hypothese omdat deze uitwisselingen wel degelijk bestaan en zouden kunnen bijdragen aan de bevoorradingszekerheid van de CWE-zone. Gezien eveneens de aangrenzende landen van de CWE-zone gemodelleerd worden, is er weinig impact van deze uitwisselingen op de situatie in België.



RESULTATEN

winter 2016-17

| | |
|---|----|
| 4.1 — Referentiescenario winter 2016-17 | 60 |
| 4.2 — Sensitiviteit : beschikbaarheid nucleaire eenheden | 68 |
| 4.3 — Sensitiviteit: langdurig verlies van een netelement | 70 |
| 4.4 — Sensitiviteit: beschikbare productiecapaciteit in Frankrijk | 71 |
| 4.5 — Sensitiviteit: 0% groei van de totale Belgische belasting | 72 |
| 4.6 — Sensitiviteit: situatie voor België zonder import | 73 |

De hypothesen zoals beschreven in hoofdstuk 3 vormen het referentiescenario voor de berekeningen van de nood aan strategische reserve. Er worden echter een aantal sensitiviteiten doorgerekend gezien de onzekerheid van een aantal van de basishypothesen en de impact hiervan op de nood aan strategische reserve. Figuur 68 geeft een overzicht van de 5 sensitiviteiten die opgenomen zijn in dit hoofdstuk.

REFERENTIESCENARIO EN SENSITIVITEITEN (FIG. 68)

| | Referentiescenario | Sensitiviteit |
|------------------------|---|--|
| Nucleair BE |  |  |
| FB domein | alle netelementen | langdurig verlies netelement |
| Park FR | Rapport RTE 2015 | Rapport RTE 2014 |
| Groei belasting | Groecijfer IHS CERA | Groecijfer 0% |
| Import | BE geïnterconnecteerd | BE geïsoleerd |

4.1 REFERENTIESCENARIO WINTER 2016-17

4.1.1 Berekening LOLE en ENS

Zowel de gemiddelde als de P95 cijfers uit de berekeningen geven aan dat de winter 2016-17 gepaard moet gaan met bijkomende vraagbeperking of productiecapaciteit ten opzichte van wat al gecontracteerd is, zie Figuur 69. De totale capaciteit die noodzakelijk is om de cijfers terug te brengen tot onder de limiet van 3h voor de gemiddelde LOLE⁵⁰ bedraagt 700 MW en tot onder de limiet van 20h voor de LOLE P95 bedraagt **1000 MW** in een scenario waarbij Doel 3 en Tihange 2 niet ter beschikking zijn, Doel 1 en Doel 2 wel ter beschikking zijn en zonder onderhoud op productiecapaciteit of netelementen. Het P95 criterium is in het referentiescenario het bepalende criterium voor de nood aan strategische reserve.

NOOD AAN STRATEGISCHE RESERVE VOOR WINTER 2016-17 (FIG. 69)

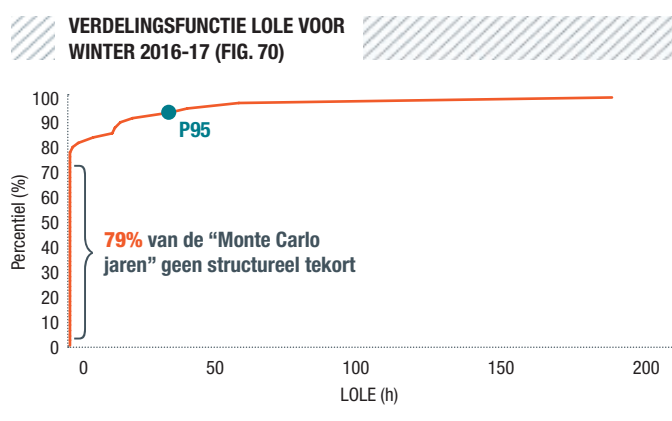


1000 MW

Nood aan strategische reserve voor 2016-17 in het referentiescenario

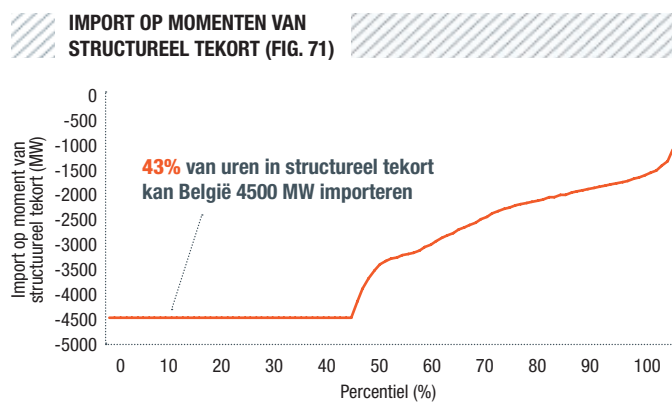
50. In de berekening van de gemiddelde LOLE worden ook de "Monte Carlo jaren" in rekening genomen waarvoor de LOLE 0 uur is.

Figuur 70 toont de verdelingsfunctie van LOLE voor de 800 “Monte Carlo jaren”. De figuur toont aan dat er voor 79% van de doorgerekende jaren geen probleem van bevoorradingszekerheid is onder de aangenomen hypothesen. Voor de andere 21% is er een structureel tekort tussen 1 en 179h. Het percentiel P95 wordt aangeduid op de figuur en komt overeen met 37h.



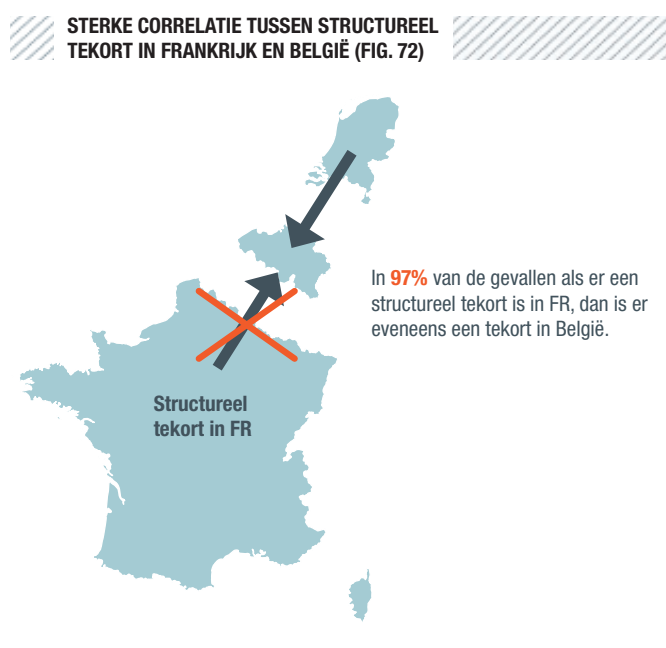
4.1.2 Import op momenten van structureel tekort

Figuur 71 toont voor de uren van structureel tekort aan hoeveel MW België importeert vanuit het buitenland. Voor 43% van de tijd in structureel tekort rekt België reeds op 4500 MW aan import. Dit wil zeggen dat de productiecapaciteit beschikbaar is in het buitenland en dat deze energie naar België geëxporteerd kan worden. Voor de andere 57% importeert België minder dan 4500 MW (tot 1150 MW op 1 enkel moment). Deze reductie is sterk gelinkt aan problemen van bevoorradingszekerheid in Frankrijk, zie paragraaf 4.1.3.



4.1.3 Correlatie met problemen van bevoorradingszekerheid in Frankrijk

Figuur 72 toont de sterke correlatie tussen België en Frankrijk wat betreft bevoorradingszekerheid. In 97% van de gevallen wanneer er een structureel tekort is in Frankrijk, dan is er eveneens een structureel tekort in België waar te nemen. België is zeer afhankelijk van import, zie paragraaf 4.5. Dit maakt dat import vanuit Frankrijk een belangrijke driver is voor de bevoorradingszekerheid in België, zie paragraaf 4.1.8.



In paragraaf 3.3.1 wordt toegelicht dat de inschatting gemaakt in 2015 van het aantal uren van structureel tekort in Frankrijk voor de winter 2016-17 beperkt is⁵¹. De inschatting gemaakt in 2014 voor de winter 2016-17 is hoger. Dit wil zeggen dat de minste wijzigingen in het productiepark voor Frankrijk een impact hebben op de bevoorradingszekerheid voor Frankrijk en gezien de afhankelijk van België voor import, ook op de bevoorradingszekerheid voor België.

51. De inschatting van gemiddelde LOLE voor Frankrijk is hoger dan 0h. Dit wil zeggen dat Frankrijk op deze momenten niet voldoende kan importeren om de gemiddelde LOLE naar 0 te brengen.

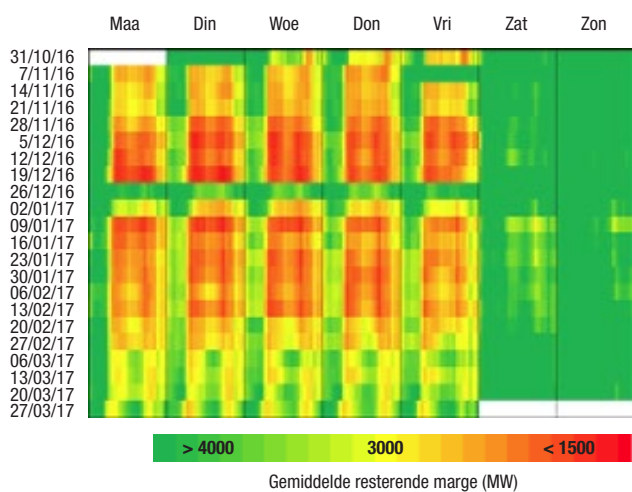
4.1.4 Wat zijn de momenten van risico op structureel tekort?

De kans op het hebben van een uur van structureel tekort, kan gevisualiseerd worden door gebruik te maken van de marge van de beschikbare en niet-gebruikte capaciteit van het Belgisch systeem voor elk uur van de winter. Deze marge is een direct resultaat van simulaties uitgevoerd door het model. De marge wordt berekend als de som van de beschikbare en niet-gebruikte capaciteit van het thermisch productiepark gemodelleerd als individuele eenheid en de beschikbare en niet-gebruikte importcapaciteit.

Deze marge houdt rekening met wat gebruikt wordt op het niveau van de pompcentrales en markt response.

Op basis van de gemiddelde marge per uur van 800 "Monte Carlo jaren" kan Figuur 73 opgesteld worden.

VISUALISATIE VAN DE GEMIDDELDE MARGE VAN DE RESTERENDE CAPACITEIT OP HET BELGISCHE SYSTEEM VOOR IEDER UUR TIJDENS DE WINTER 2016-17 (OP BASIS VAN 800 "MONTE CARLO JAREN") (FIG. 73)



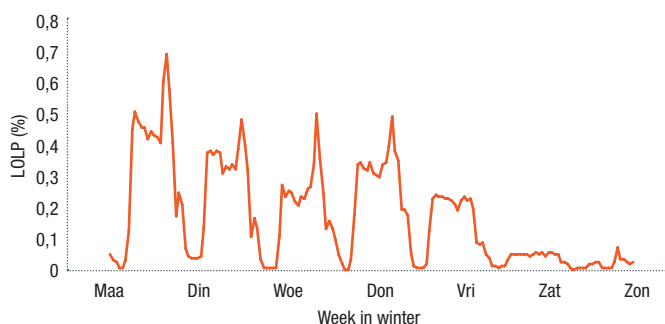
De grafiek toont de gemiddelde marge van de capaciteit van het Belgische systeem voor de verschillende uren van de weken tijdens de winter 2016-17. Voor elk uur is de gemiddelde marge berekend op basis van de marge per uur voor ieder "Monte Carlo jaar". De kleuren van de grafiek visualiseren de resterende marge voor ieder uur in de winter. Des te meer de kleuren naar het rood neigen, des te lager is de resterende marge en des te meer kans is er op een structureel te kort tijdens deze uren.

Er kan opgemerkt worden dat de gemiddelde beschikbare marge het profiel van de elektriciteitsvraag volgt. De verschillende dagelijkse of wekelijkse effecten van

het verbruik kunnen uit de grafiek afgeleid worden. De ochtend- en avondpieken kunnen gemakkelijk geïdentificeerd worden. Er kan ook vastgesteld worden dat de weekenddagen minder risicovol zijn dan de weekdays. De vakantieweken rond eindejaar tonen een laag risico. Merk op dat de schoolvakanties rond eindejaar in Frankrijk en België enkel samenvallen in de week van 26/12/2016 [46][47][48]. In Frankrijk begint de vakantie op 19/12/2016 terwijl in België deze een week later begint en voortgezet wordt in de week van 02/01/2017. Dit heeft een lager risico tot gevolg voor de weken waarin het alleen in België of Frankrijk schoolvakantie is. Het risico op een structureel tekort blijft laag in de eerste week van januari.

Een andere manier om het risico op structureel tekort te visualiseren is gebaseerd op de kans om op een bepaald moment een situatie van structureel tekort te hebben (LOLP). Figuur 74 toont de gemiddelde kans op een structureel tekort per dag van de week. Het risico is groter in de dagen van de week.

WANNEER TIJDENS DE WEEK KANS OP STRUCTUREEL TEKORT: GEMIDDELDE LOLP VOOR IEDERE DAG VAN DE WEEK (FIG. 74)



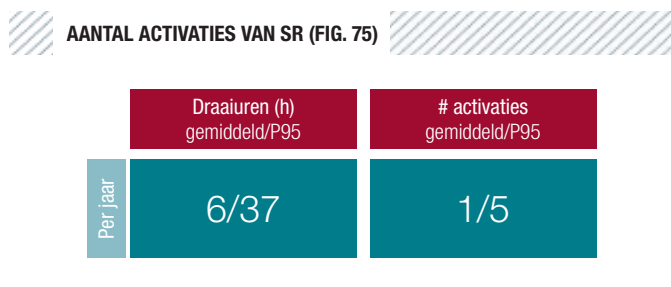
Deze twee grafieken (Figuur 73 en Figuur 74) zijn gebaseerd op de output van simulaties voor het referentiescenario voor 800 "Monte Carlo jaren". Het is belangrijk op te merken dat de waarden van deze grafieken kunnen veranderen bij een verandering in het aantal uren van structureel tekort, vermindering van het geïnstalleerd vermogen, klimatologische jaren, de beschikbare capaciteit in de buurlanden, ... Aan de andere kant zullen de grote trends (hoog risico tijdens de piekuren bijvoorbeeld) niet veranderen.

4.1.5 Aantal activiteiten van de strategische reserve

Figuur 75 geeft een inschatting van de draaiuren en het aantal activiteiten van de strategische reserve (1000 MW) die nodig geacht worden om in het referentiescenario aan de wettelijke criteria te voldoen:

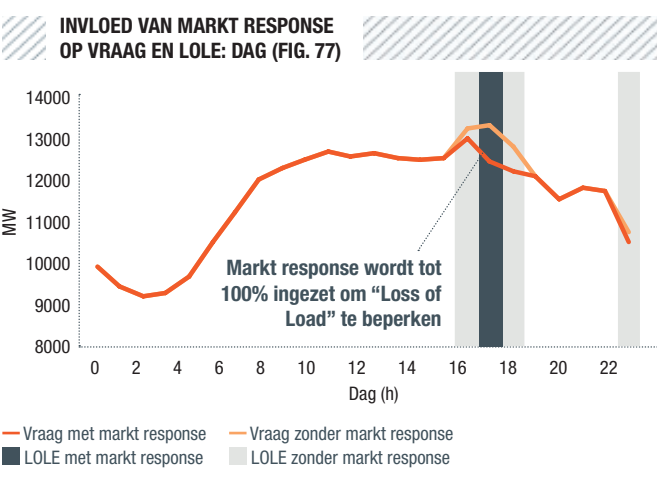
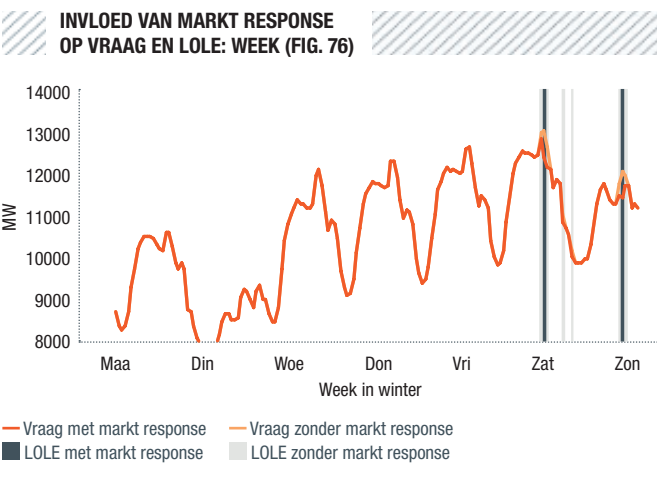
- Voor een **gemiddeld** jaar komt dit neer op **1 activatie** met 6 draaiuren.
- Voor een **uitzonderlijk jaar** komt dit neer op **5 activiteiten** met in totaal 37 draaiuren.

In een uitzonderlijk jaar is het mogelijk dat deze 5 activiteiten en 37 draaiuren samenvallen in één maand, bijvoorbeeld bij een koudegolf, zie Figuur 18.



4.1.6 Het inzetten van markt response

In paragraaf 3.2.4 wordt het volume aan markt response en de bijkomende beperkingen die gehanteerd worden in het referentiescenario van deze analyse toegelicht. Figuur 76 toont voor een week met 8h van structureel tekort, hoe markt response ingezet wordt door het model. De 8h van structureel tekort worden aangeduid in de figuur in het lichtgrijs. Tijdens deze uren zijn de prijzen hoog op de markt en wordt de extra flexibiliteit ingezet. Door het inzetten van deze flexibiliteit zijn er 6h van de 8h waarbij het volume aan markt response zodanig is om een oplossing te bieden voor het structureel tekort. Met andere woorden het in rekening nemen van markt response leidt tot 2h aan structureel tekort in plaats van 8h in dit voorbeeld. Deze 2h van structureel tekort worden in de figuur aangeduid in het donkergrijs. Tijdens de 2h van structureel tekort wordt het volume aan markt response voor 100% benut, zie Figuur 77 waar ingezoomd wordt op dag 6 van Figuur 76. In dit voorbeeld wordt het inzetten van markt response niet beperkt door het maximaal aantal activiteiten en uren.



Figuur 78 geeft de impact weer van markt response op het aantal uren van structureel tekort en de nood aan strategische reserve om de cijfers terug te brengen tot onder de limiet van 20h voor de LOLE P95. De impact van het inzetten van markt response voor het referentiescenario is beperkt. Dit is te verklaren doordat er slechts in 21% van de 800 "Monte Carlo jaren" een structureel tekort is dat kan oplopen tot 179h, zie Figuur 70. In de "Monte Carlo jaren" met een hoog aantal uren van structureel tekort, zijn deze uren van structureel tekort vaak geconcentreerd op een korte tijdsperiode. De aanleiding kan zijn een koudegolf die een aantal dagen aanhoudt (zie Figuur 18) of ongeplande uitdienstnames van een aantal dagen.

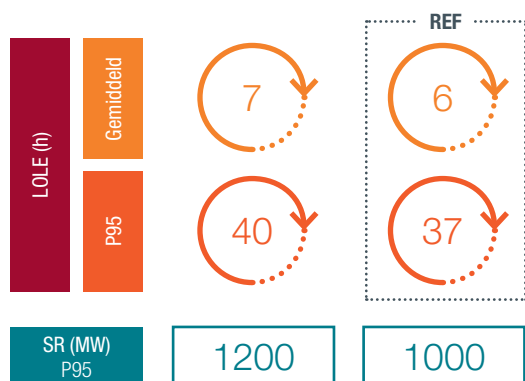
Het volume en aantal activatie-uren aan markt response gehanteerd in het referentiescenario is niet toereikend om tijdens een aanhoudende periode van structureel tekort een oplossing te bieden, zie bijvoorbeeld Figuur 79.

4.1.7 Capaciteit van de buurlanden om energie te leveren in geval van structureel tekort in België

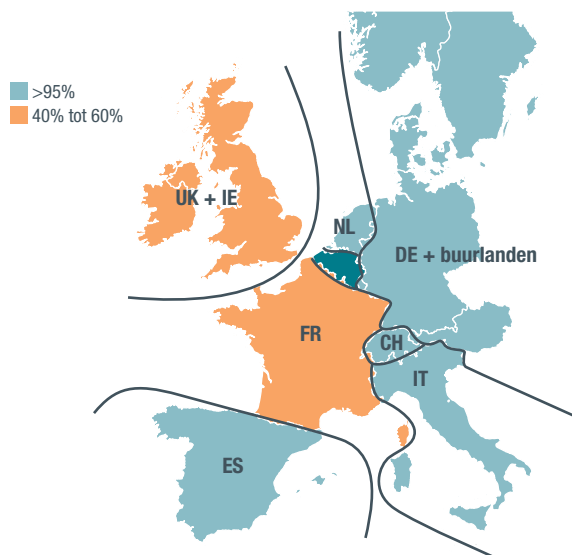
Door de commerciële uitwisselingen tussen de landen van de CWE-zone en de aangrenzende landen van deze zone te analyseren, is het mogelijk om de waarschijnlijkheid te berekenen dat een land of zone energie kan leveren op momenten van structureel tekort in België.

Een vermindering van de productiecapaciteit in alle geïdentificeerde zones (oranje en blauw) van Figuur 80 hebben een directe impact op de bevoorradingszekerheid van België.

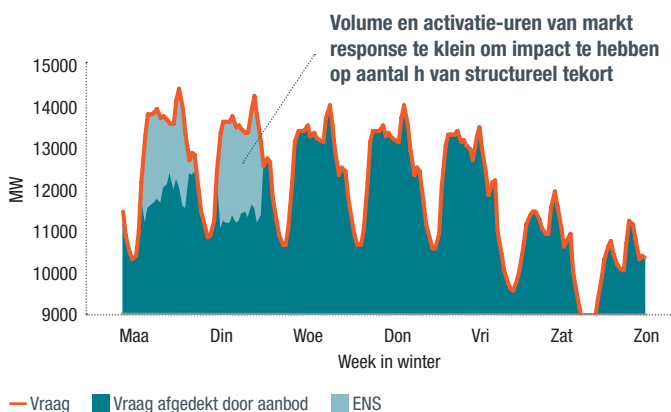
SR 2016-17: ZONDER MARKT RESPONSE (FIG. 78)



WAARSCHIJNLIJKHEID DAT DE BUURLANDEN VAN BELGIË MAXIMAAL KUNNEN EXPORTEREN BIJ EEN STRUCTUREEL TEKORT IN BELGIË IN DE WINTER 2016-17 (FIG. 80)



UITZONDERLIJKE WEEK VAN STRUCTUREEL TEKORT (FIG. 79)



4.1.8 Bepalende factoren voor het risico op structureel tekort

De uren waarop de strategische reserve geactiveerd moet worden, kunnen in verschillende categorieën ondergebracht worden afhankelijk van de hieronder opgesomde oorzaken:

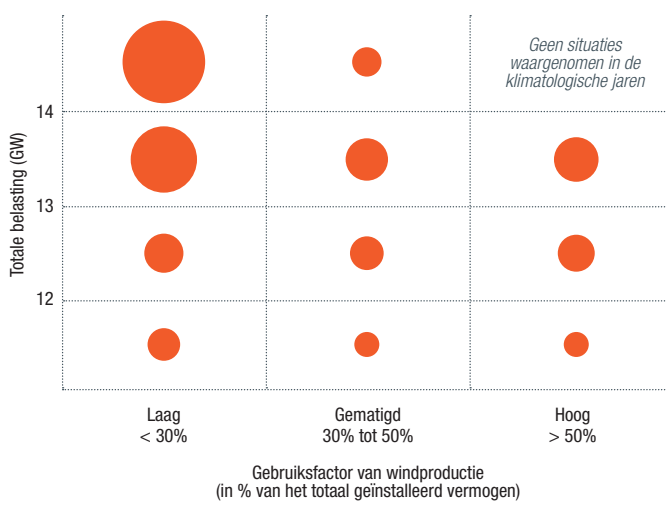
- het **verbruik** (en dus voor een groot deel de **temperatuur**);
- de **beschikbaarheid** van het thermisch productiepark;
- de **windproductie** (en dus de **wind**);
- de **importcapaciteit** op momenten van structureel tekort;
- de **PV productie** (en dus de **zon**).

Deze oorzaken hebben niet allemaal hetzelfde gewicht bij het verklaren van problematische momenten. De temperatuur, de wind en de beschikbaarheid van het thermisch productiepark (in België en Frankrijk) zijn de drie factoren met de meeste invloed. De importcapaciteit zal dalen op momenten waarop Frankrijk ook energie nodig heeft van de CWE-zone om de bevoorradingszekerheid te garanderen. Om de impact van deze factoren te illustreren toont Figuur 81 op basis van de vraag en de windproductie wanneer de uren van structureel tekort zich voordoen. Deze classificatie is gemaakt voor het referentiescenario op basis van 800 “Monte Carlo jaren”.

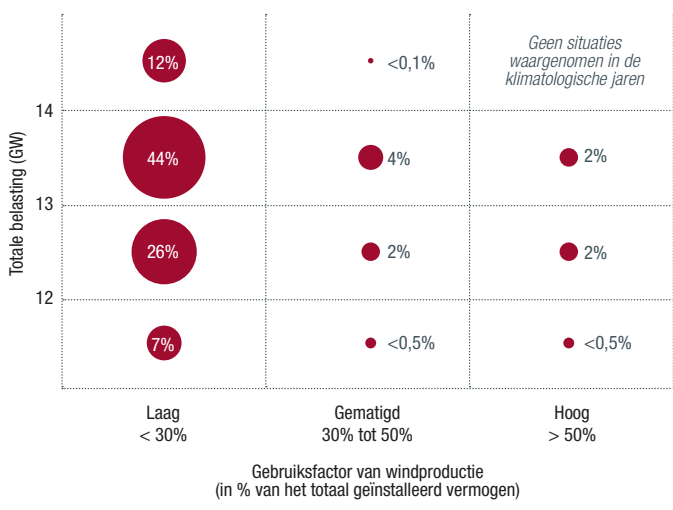
De percentages in elk vak tonen wanneer de momenten van structureel tekort zich voordoen op basis van de vraag en de windproductie. De som van alle vakken is gelijk aan 100% (totaal aantal uren waarvoor de strategische reserve nodig is). Deze percentages zijn enkel geldig voor het referentiescenario.

De ernst van een uur van structureel tekort komt overeen met de capaciteit aan strategische reserve die geactiveerd zou moeten worden opdat het systeem adequaat zou zijn. Figuur 82 visualiseert op een kwalitatieve manier de ernst voor elk gedefinieerd vak. Hoe groter de diameter van de bol op de grafiek, hoe groter de ernst. Er kan opgemerkt worden dat de ernst het grootst is tijdens de uren waar de vraag hoog is bij weinig wind.

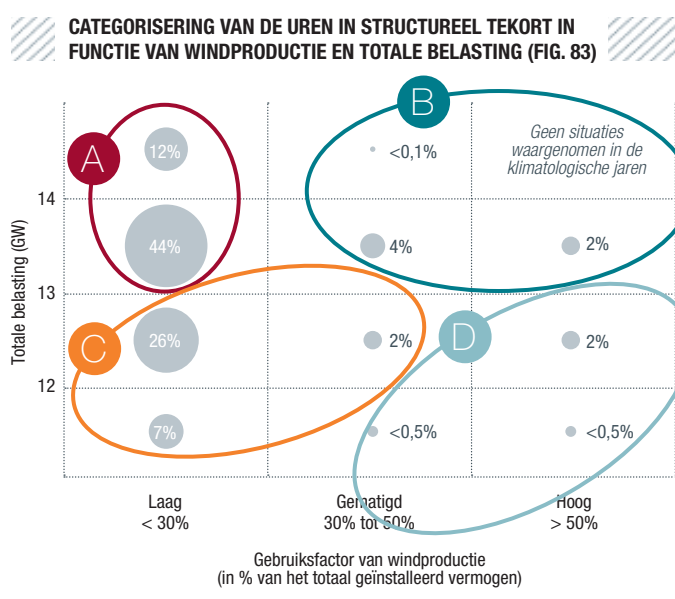
ERNST VAN DE UREN IN STRUCTUREEL TEKORT IN FUNCTIE VAN WIND PRODUCTIE EN TOTALE BELASTING (FIG. 82)



VERDELING VAN DE UREN IN STRUCTUREEL TEKORT IN FUNCTIE VAN WINDPRODUCTIE EN TOTALE BELASTING (FIG. 81)



Om de verschillende dynamieken van elk vak uit te leggen, is de grafiek van Figuur 83 onderverdeeld in 4 gebieden. De opdeling is gebaseerd op gelijkaardige effecten die geobserveerd kunnen worden binnen ieder vak om de algemene tendens te omvatten. In elk vak zijn natuurlijk uitzonderlijke gevallen mogelijk. Elk gebied wordt verder toegelicht.



A Koude en geen wind

Dit gebied stemt overeen met **56% van de uren waarin een structureel tekort is geobserveerd**. De momenten worden gekenmerkt door een **zeer hoog verbruik en het ontbreken van wind**. Bovendien is **de importcapaciteit van België vaak verminderd** omdat Frankrijk geen energie kan exporteren (aangezien het verbruik in Frankrijk ook hoog ligt). Het ontbreken van wind verhoogt de ernst van het structureel tekort.

De uren van structureel tekort die zich in deze categorie bevinden zijn de meest extreme en volgen elkaar vaak op.

Tijdens de uren van structureel tekort:

- Zal bij een verbruik van meer dan 14 GW in België (12%) de importcapaciteit heel vaak verminderd zijn.
- Tussen de 13 en 14 GW (44%) zal de importcapaciteit verminderd zijn in 70% van de gevallen.

Het is ook interessant om op te merken dat in omstandigheden met verhoogd verbruik (>14 GW) en ontbreken van wind (<10% gebruiksfactor van wind), de kans op een uur waarin de activatie van de strategische reserve nodig is 60% bedraagt.

De onbeschikbaarheid van een deel van het productiepark kan de situatie verergeren, maar is in deze categorie niet de bepalende factor voor het structurele tekort.

De afwezigheid van PV productie tijdens de piekuren 's avonds verergerd de situatie, maar is geen bepalende factor.

B Koude en onbeschikbaarheid

Dit gebied stemt overeen met **6% van de gevallen**.

Zoals in gebied A zijn de uren van structureel tekort in dit gebied hoofdzakelijk te wijten aan een **hoog verbruik** evenals een **verminderde importcapaciteit** in combinatie met een **verminderde beschikbaarheid van het thermisch productiepark** (in België of Frankrijk). Dit zijn de uren waarin het koud is en Frankrijk ook energie nodig heeft. Hier is de wind geen verzwarende factor meer, maar de onbeschikbaarheid van een deel van het productiepark (on geplande uitdienstnames) leidt tot een behoefte aan activatie van de strategische reserve.

De ernst van het structureel tekort is veel minder groot dan in gebied A.

C Onbeschikbaarheid en geen wind

Dit gebied stemt overeen met **35% van de gevallen**.

Na gebied A bevat gebied C het meeste uren van structureel tekort.

Het verbruik is hoog, maar is niet langer de bepalende factor. Het **ontbreken van wind** evenals de **onbeschikbaarheid** van een deel van het productiepark leiden tot een structureel tekort in België. Voor de meeste gevallen in dit gebied, is de importcapaciteit van België niet verminderd. Dit zijn dus uren waarin energie beschikbaar is in het buitenland.

D Onbeschikbaarheid

Dit gebied stemt overeen met **3% van de gevallen**.

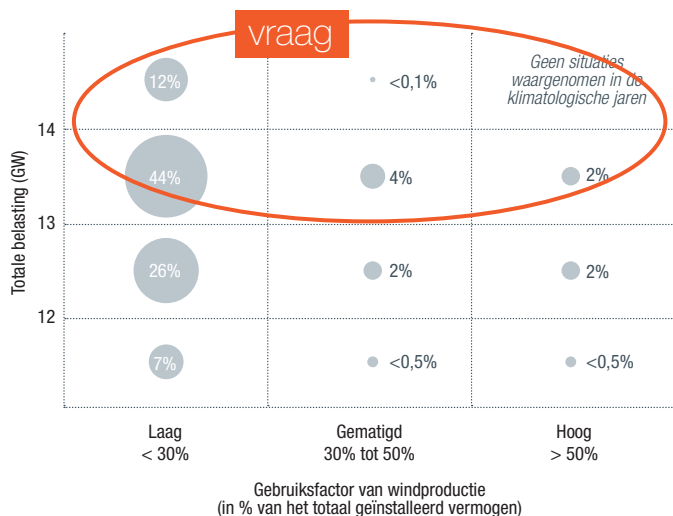
Dit zijn de momenten waarop de vraag en de wind geen bepalende rol spelen. De **onbeschikbaarheid van het thermisch park** evenals de **verminderde importcapaciteit** hebben de grootste impact. De ernst van het structureel tekort is het laagst in vergelijking met andere categorieën.

Bepalende factoren die leiden tot een structureel tekort

De temperatuur

De invloed van de temperatuurgevoeligheid op het verbruik speelt een belangrijke rol. Hoe kouder het weer, hoe hoger het verbruik. Figuur 84 toont dat de meeste momenten van structureel tekort voorkomen wanneer het verbruik hoog ligt. In 63% van de gevallen ligt het verbruik boven 13 GW en is het dus een van de bepalende factoren. De combinatie van een hoog verbruik met andere factoren zal leiden tot een uur van structureel tekort.

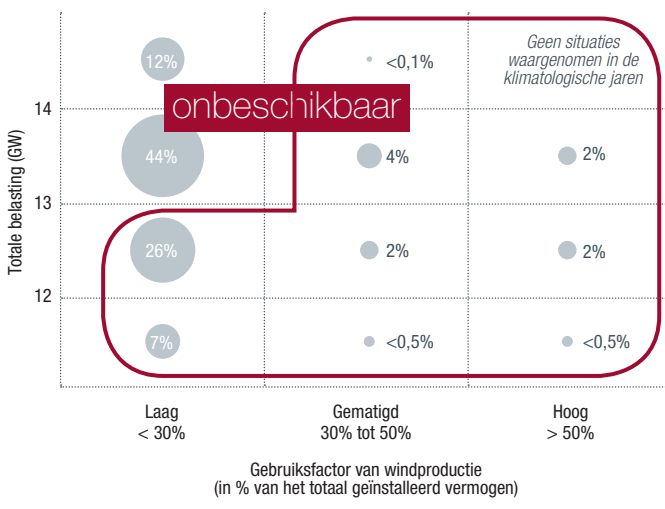
MOMENTEN WAAROP EEN HOGE TOTALE BELASTING EEN BEPALENDE OF VERZWARENDE FACTOR IS (FIG. 84)



De onbeschikbaarheid

De onbeschikbaarheid wordt een bepalende factor bij een lager verbruik (<13 GW): gebieden C en D (38% van de gevallen). De onbeschikbaarheid van een deel van het productiepark speelt ook een rol in gebied B (6% van de gevallen) waar de situatie in combinatie met een hoog verbruik verergert. De gebieden zijn weergegeven op Figuur 86.

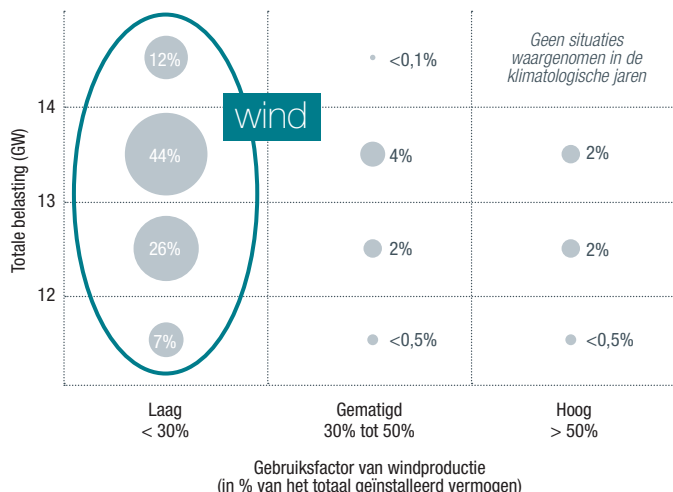
MOMENTEN WAAROP DE ONBESCHIKBAARHEID EEN BEPALENDE OF VERZWARENDE FACTOR IS (FIG. 86)



De wind

De invloed van windproductie is zichtbaar op Figuur 85. De vakken die zich in het linkerdeel van Figuur 85 bevinden tonen de momenten waarop de windproductie laag is (<30% gebruiksfactor van wind). De wind heeft dus een bepalende impact voor 89% van de uren waarop een activatie van de strategische reserve nodig is.

MOMENTEN WAAROP LAGE WINDPRODUCTIE EEN BEPALENDE OF VERZWARENDE FACTOR IS (FIG. 85)



Verzwarende factoren

Invloed van de importcapaciteit

De importcapaciteit van België op momenten van structureel tekort hangt af van de beschikbaarheid van energie in de buurlanden en vooral in Frankrijk. Indien Frankrijk geen energie naar België kan exporteren (energie nodig voor zijn eigen bevoorradingszekerheid), zal de importcapaciteit van België sterk verminderen, zie Figuur 71. Aangezien Frankrijk en België met elkaar gecorreleerd zijn voor wat betreft de klimatologische variabelen zal de importcapaciteit hoofdzakelijk verminderen tijdens koudegolven (gebied A en B) en in mindere mate in de andere gebieden.

Invloed van PV productie

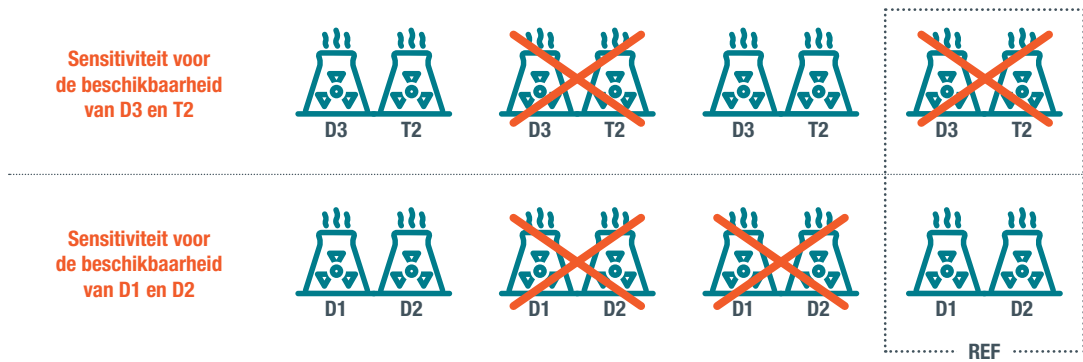
De PV productie is minder bepalend in de uren van structureel tekort, maar verergert de situatie aangezien het merendeel van deze uren zich voordoet op een moment dat de PV productie nul bedraagt (50% van de gevallen). In 80% van de gevallen is de PV productie lager dan 500 MW op momenten van structureel tekort.

4.2 SENSITIVITEIT : BESCHIKBAARHEID NUCLEAIRE EENHEDEN

Gezien de onzekerheid van de beschikbaarheid van Doel 3 en Tihange 2 omwille van het lopend onderzoek van de reactorbuis en de onzekerheid van de beschikbaarheid van Doel 1 en Doel 2 omwille van een voorwaarde in de wet (zie paragraaf 3.1.4) wordt er in dit rapport een sensitiviteitsanalyse uitgevoerd aangaande deze nucleaire eenheden. Figuur 87 geeft de verschillende mogelijke situaties weer, waarbij het referentie-scenario overeenkomt met Doel 1 en Doel 2 beschikbaar en Doel 3 en Tihange 2 onbeschikbaar gedurende de winter 2016-17.

In de simulaties waarbij nucleaire eenheden als beschikbaar beschouwd worden, worden deze beschikbaar verondersteld gedurende de volledige winter. Er is geen rekening gehouden met eventuele nucleaire herladingen tijdens de winter of onderhoud. Er wordt wel rekening gehouden met ongeplande uitdienstnames.

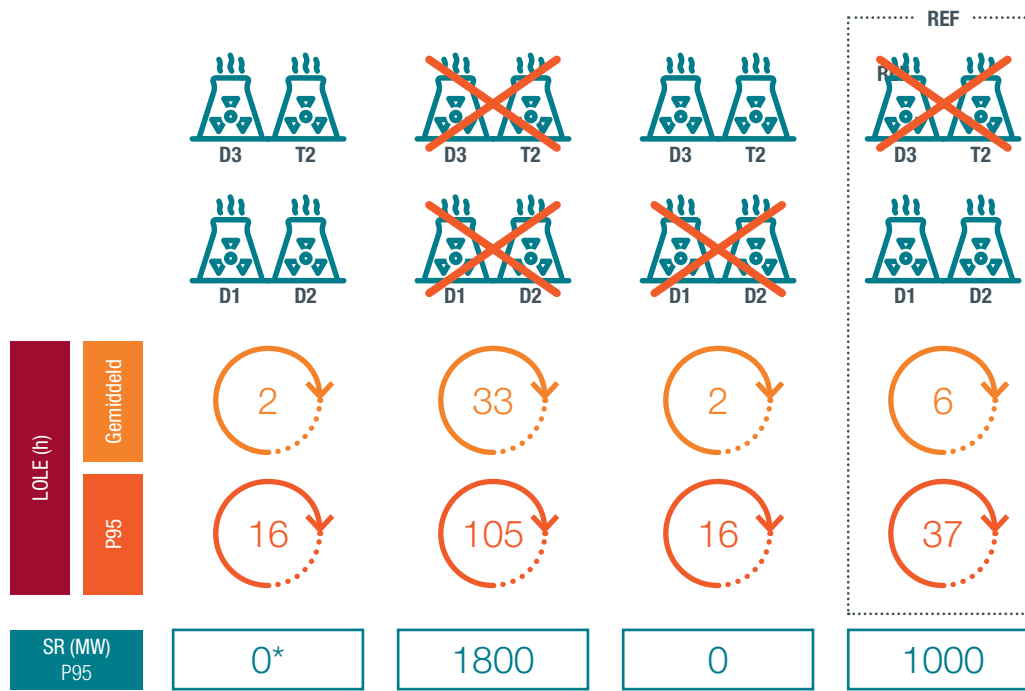
SCENARIO'S VOOR DE NUCLEAIRE BESCHIKBAARHEID (FIG. 87)



Figuur 88 toont de impact op de LOLE cijfers voor de verschillende scenario's voor de nucleaire beschikbaarheid. De nood aan strategische reserve stijgt met 800 MW ten opzichte van het referentiescenario wanneer Doel 1 en Doel 2 niet beschikbaar zijn. Voor de sensitiviteiten waarbij Doel 3 en Tihange 2 ter beschikking zijn, is er geen nood aan strategische reserve:

- Voor de sensitiviteit waarbij Doel 3 en Tihange 2 ter beschikking zijn en Doel 1 en Doel 2 niet ter beschikking, is er 1148 MW meer capaciteit ter beschikking ten opzichte van het referentiescenario. Dit resulteert in een daling van de nood aan strategische reserve naar 0 MW.
- Voor de sensitiviteit waarbij het volledige nucleaire park ter beschikking is, is er geen nood aan strategische reserve. De LOLE cijfers zijn echter niet lager dan de sensitiviteit zonder Doel 1 en Doel 2. Dit is te verklaren door het feit dat in dit scenario enerzijds alle nucleaire eenheden in Doel ter beschikking zijn doch anderzijds dat een dergelijk productiescenario de importmogelijkheden via de noordgrens beperkt. Dergelijk productiescenario noodzaakt het realiseren van de tweede en de derde fase van het BRABO-project, bijkomend aan de eerste fase, om een verhoging van de interconnectiecapaciteit van de noordgrens met ongeveer 1000 MW te vrijwaren. Het is toeval dat de cijfers exact overeenkomen voor de 2 sensitiviteiten met Doel 3 en Tihange 2 ter beschikking.

SR 2016-17: SENSITIVITEIT NUCLEAIR PARK (FIG. 88)



* beperking import capaciteit

4.3 SENSITIVITEIT : LANGDURIG VERLIES VAN EEN NETELEMEN

Internationale afspraken vereisen dat op elk ogenblik aan het **N-1 criterium** wordt voldaan ook bij onderhouds- of herstellingswerken op een netelement. Dergelijke situaties worden in de kritieke periodes rond de winterpiek uiteraard zoveel mogelijk vermeden, maar kunnen nooit helemaal uitgesloten worden, bijvoorbeeld ten gevolge van winterse weersomstandigheden die kunnen leiden tot een langdurig verlies van een netelement, zie paragraaf 3.4.1.

Deze **uitzonderlijke fenomenen** zijn **niet in rekening** genomen in het referentiescenario dat gehanteerd wordt voor de berekening van het volume aan strategische reserve. In deze paragraaf wordt echter doorgerekend wat de invloed is van het langdurig verlies van een netelement op het flow-based domein en bijgevolg op de nood aan strategische reserve.

Het langdurig verlies van een netelement heeft een invloed op het domein waarin de markt kan functioneren volgens de flow-based methodologie, zie paragraaf 3.4.2. Gezien aan het N-1 criterium moet worden voldaan, wordt het domein beschikbaar voor commerciële uitwisselingen opnieuw berekend waarbij rekening gehouden wordt met de onbeschikbare netelementen voor de volgende dagen.

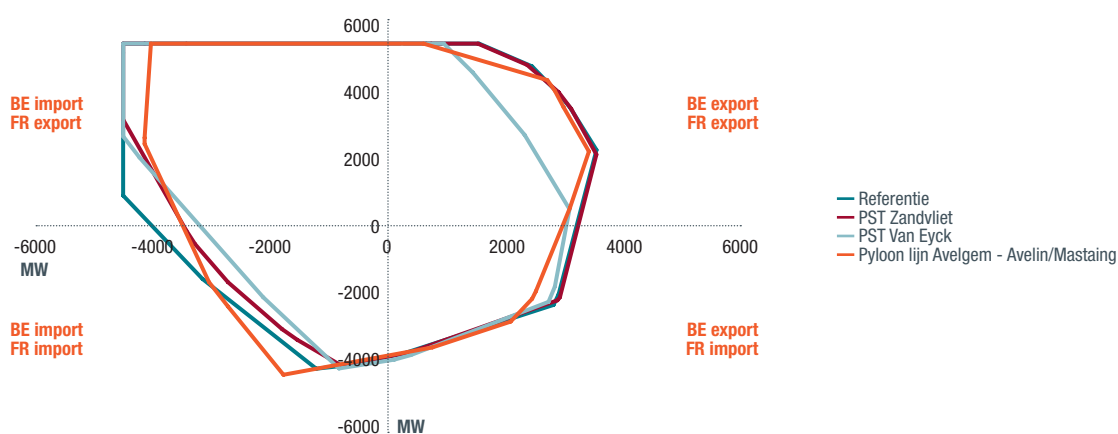
Om de impact van het langdurig verlies van een netelement te evalueren, wordt het verlies van 3 kritische netelementen doorgerekend:

- verlies van een dwarsregeltransformator in Van Eyck;
- verlies van een dwarsregeltransformator in Zandvliet;
- incident op een pyloon van de lijn tussen Avelgem en Avelin/Mastaing.

De impact op het flow-based domein is verschillend voor het verlies van elk van deze netelementen. Figuur 89 toont de impact op het specifiek flow-based domein gehanteerd voor de analyse. De impact kan echter verschillend zijn voor een ander flow-based domein.

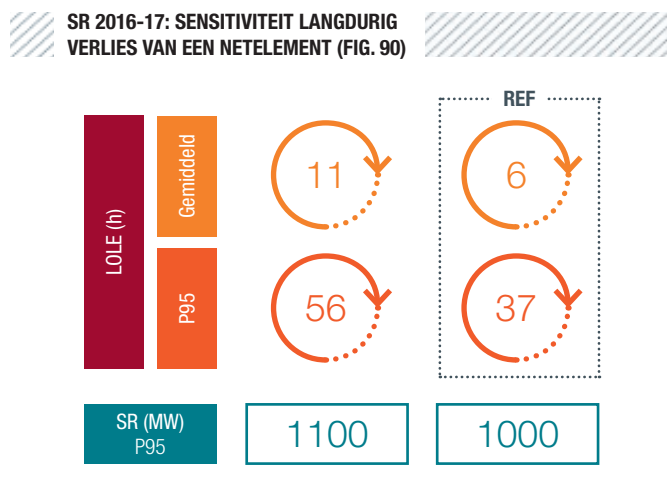
Het langdurig verlies van een dwarsregeltransformator of pyloon wordt representatief geacht voor andere soortgelijke verliezen zoals een beschadiging aan een andere 380 kV verbinding. In deze gevallen, zelfs rekening houdende met de beschikbaarheid van reserveapparatuur, zal een herstelling de nodige tijd vragen.

SR 2016-17: SENSITIVITEIT LANGDURIG VERLIES VAN EEN NETELEMEN - IMPACT OP FLOW-BASED DOMEIN (FIG. 89)



Figuur 90 toont de impact van het langdurig verlies van één van de netelementen op het aantal uren van structureel tekort en op de nood aan volume van strategische reserve. In de figuur wordt enkel de impact van het meest beperkende netelement weergegeven. In dit geval is dat het langdurig verlies van een pylloon op de lijn tussen Avelgem en Avelin/Mastaing. Het gemiddeld aantal uren van structureel tekort stijgt van 6h in het referentiescenario naar 11h (bijna een verdubbeling). De LOLE cijfers voor een uitzonderlijk jaar stijgen van 37h naar 56h. Ondanks de stijging in de LOLE cijfers, blijft de invloed op de nood aan strategische reserve beperkt tot 100 MW.

Bij een wijziging van de productiecapaciteit in Frankrijk of België kan een wijziging van het flow-based domein een grotere impact hebben op de nood aan strategische reserve.

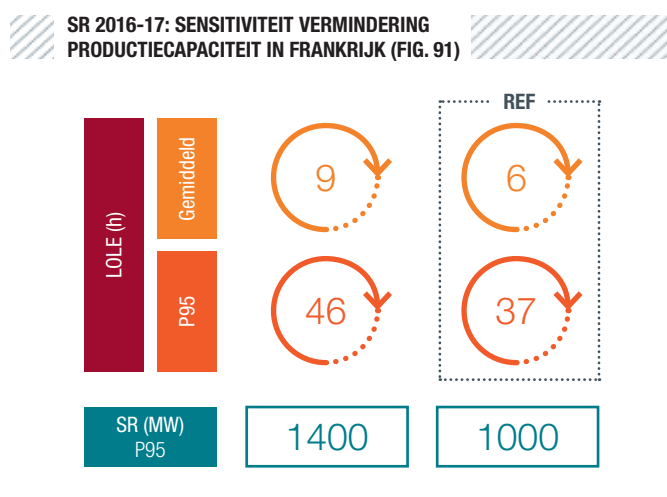


4.4 SENSITIVITEIT : BESCHIKBARE PRODUCTIE-CAPACITEIT IN FRANKRIJK

In paragraaf 3.3.1 worden de hypothesen aangenomen voor Frankrijk omschreven. In het rapport 2015 van RTE is te lezen dat een aantal eenheden in dienst blijven, wat leidt tot een verminderde kans op een structureel tekort voor Frankrijk ten opzichte van het rapport van 2014. Gezien deze fluctuatie in de hypothese van de beschikbare productiecapaciteit in Frankrijk en de afhankelijkheid van de Belgische bevoorradingszekerheid van de Franse exportcapaciteit is een sensitiviteit doorgerekend. Hierbij is het geïnstalleerd vermogen voor de winter 2016-17 verondersteld zoals in het rapport 2014 van RTE, wat neerkomt op 2,3 GW minder productiecapaciteit in Frankrijk.

Figuur 91 geeft de impact weer van deze vermindering van de productiecapaciteit in Frankrijk op de LOLE cijfers. Het gemiddeld aantal uren van structureel tekort stijgt van 6h in het referentiescenario naar 9h. De LOLE cijfers voor een uitzonderlijk jaar stijgen van 37h naar 46h. De vermindering van de productiecapaciteit heeft een directe invloed op de nood aan strategische reserve om aan de LOLE criteria te voldoen. Een vermindering van 2,3 GW productiecapaciteit in Frankrijk leidt tot 400 MW meer nood aan strategische reserve.

De directe invloed van de nood aan strategische reserve voor België is te verklaren door de correlatie van bevoorradingszekerheidsproblemen in Frankrijk en België, zie paragraaf 4.1.3. Iedere wijziging van de hypothesen in Frankrijk hebben een invloed op de resultaten voor België. Dit is mede te verklaren door de grote afhankelijkheid van België voor import, zie paragraaf 4.6.

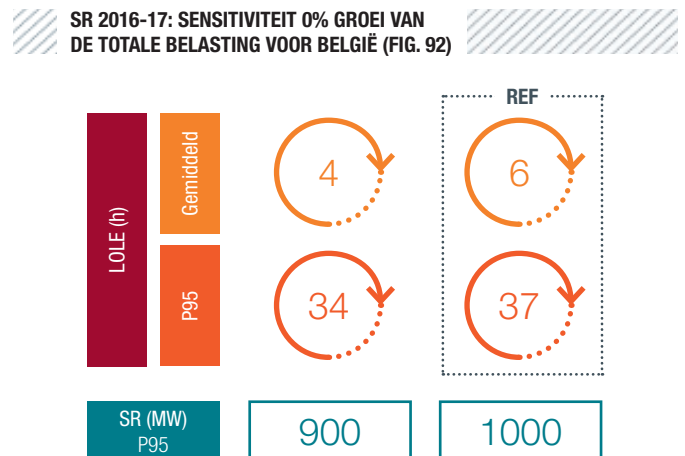


4.5 SENSITIVITEIT : 0% GROEI VAN DE TOTALE BELGISCHE BELASTING

In het referentiescenario worden vooruitzichten van het consultancybureau IHS CERA gehanteerd voor de groei van de totale Belgische belasting, zie paragraaf 3.2.1. Om de impact van deze hypothese te evalueren, wordt een sensitiviteit van 0% groei van de totale Belgische belasting doorgerekend. Dit wil zeggen dat de totale Belgische belasting constant wordt gehouden op 85,1 TWh in de eerste en tweede stap in het bepalen van het verbruik, zie paragraaf 3.2. Als derde stap wordt de gevoeligheid van de belasting voor de temperatuur toegevoegd voor 40 jaar van historische jaren, analoog zoals in het referentiescenario. Het reduceren van de groei van de Belgische belasting tot 0% heeft een gemiddelde impact van 190 MW op de piekbelasting, met een maximum impact tot 230 MW voor een bepaald profiel.

Deze hypothese wordt louter informatief doorgerekend om de impact van de groei op de totale belasting te evalueren. Volgens informatie waarover Elia beschikt (jaarlijkse bevraging van de directe klanten en distributienetbeheerders en aansluitstudies) is de beschouwde groei in de totale belasting van het referentiescenario een goede inschatting.

Figuur 92 geeft de impact weer van een reductie van de groei van de totale Belgische belasting op de LOLE cijfers. Het gemiddeld aantal uren van structureel tekort daalt van 6h in het referentiescenario naar 4h. De LOLE cijfers voor een uitzonderlijk jaar dalen van 37h naar 34h. De reductie van de groei van de totale belasting naar 0% heeft een beperkte impact van 100 MW op de nood aan strategische reserve.



4.6 SENSITIVITEIT : SITUATIE VOOR BELGIË ZONDER IMPORT

De Elektriciteitswet voorziet niet in een LOLE criterium voor geïsoleerde toestand. In deze analyse wordt dan ook geen rekening gehouden met een dergelijk criterium. Toch is een analyse waarbij geen rekening gehouden wordt met uitwisselingen op de grenzen interessant om aan te tonen wat de bijdrage is van import tot de bevoorradingszekerheid van België.

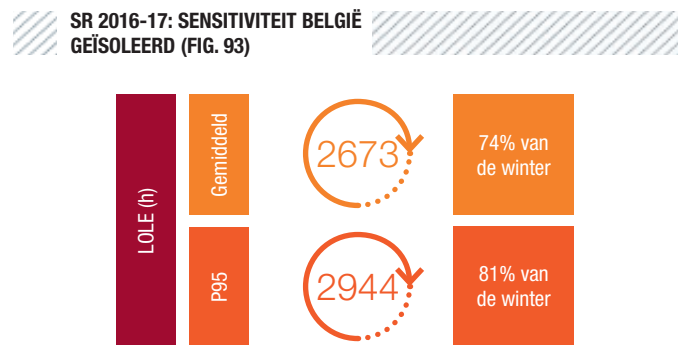
Figuur 93 geeft een overzicht voor de cijfers voor België geïsoleerd voor 2016-17.

Zonder import zou België tijdens de winter gemiddeld 2673h niet kunnen voldoen aan de totale energievraag in het referentiescenario. Dit komt overeen met 74% tijdens een normale winter. Dit cijfer loopt op tot 2944h in een uitzonderlijke winter (81%).

In deze analyse importeert België tot 4500MW indien nodig, zie Figuur 71. Dit is mogelijk door investeringen van interconnecties met de buurlanden en het beschikbaar zijn van voldoende capaciteit in de buurlanden. Het Federaal Ontwikkelingsplan 2015-2025 geeft een overzicht van investeringen die Elia gepland heeft voor

de toekomst [36]. De evolutie van de capaciteit in het buitenland dient nauw opgevolgd te worden gezien de grote afhankelijkheid van België voor import.

Voor deze sensitiviteit wordt geen nood aan strategische reserve berekend, gezien hiervoor geen LOLE criterium opgenomen is in de wet.



RESU TATEN

vooruitblik naar
de toekomst

5.1 — Winter 2017-18
5.2 — Winter 2018-19

75
77



In dit hoofdstuk wordt een vooruitblik gemaakt voor de nood aan strategische reserve voor de winters 2017-18 en 2018-19. De hypothesen zoals beschreven in hoofdstuk 3 worden gehanteerd voor de berekeningen. Voor de beschikbaarheid van het thermisch productiepark wordt voor België gebruik gemaakt van informatie zoals gecommuniceerd door de producenten. Voor de winters 2017-18 en 2018-19 is deze informatie mogelijk niet volledig, gezien volgens de wet definitieve of tijdelijke buitenwerkingstelling uiterlijk op 31 juli van het jaar vóór de ingangsdatum van de tijdelijke of definitieve buitenwerkingstelling. Dit betekent dat tot 31 juli 2016 bijkomende buitenwerkingstellingen voor de winter 2017-18 en tot 31 juli 2017 voor de winter 2018-19 aangekondigd kunnen worden.

Er wordt voor de winters 2017-18 en 2018-19 één enkele sensitiviteit doorgerekend aangaande de beschikbare productiecapaciteit in België.

5.1 WINTER 2017-18

Zoals beschreven in paragraaf 3.1 en 3.2 is er weinig tot geen evolutie in de hypothesen voor België rond het verbruik en het beschikbare productiepark tussen de winter 2017-18 en de winter 2016-17. De beperkte evoluties zijn:

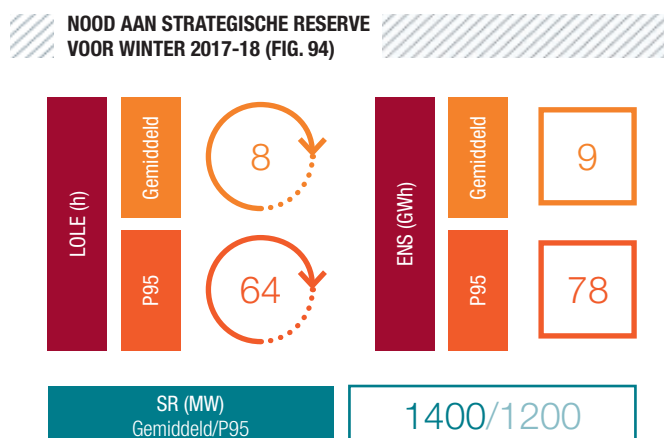
- Beperkte groei van de totale Belgische belasting: invloed op de piekvraag is maximaal 80 MW.
- Beperkte evolutie in het geïnstalleerd vermogen van HEB.

De belangrijkste evoluties in de hypothesen komen echter voor in de buurlanden, zie paragraaf 3.1.6. Voor Frankrijk is er een daling van de thermische productiecapaciteit van 2,3 GW voorspeld. Voor Nederland is er een daling in de evolutie van de thermische productiecapaciteit van 1 GW. Voor Duitsland is er geen evolutie in het thermisch park. Voor alle drie de landen is er een positieve evolutie in het aandeel HEB en een groei in de totale belasting.

Samen leiden deze evoluties in de hypothese tot een stijging in de nood aan strategische reserve van 400 MW, zie Figuur 94. Het gemiddeld aantal uren van structureel tekort stijgt van 6h voor de winter 2016-17 tot 8h voor

de winter 2017-18. De LOLE cijfers voor een uitzonderlijk jaar stijgen van 37h naar 64h. Volgens de simulaties is het gemiddelde LOLE criterium voor de winter 2017-18 het bepalende criterium voor de nood aan strategische reserve. De stijging van de nood aan strategische reserve is in lijn met de sensitiviteit die bekeken is rond de beschikbaarheid van productiecapaciteit in Frankrijk voor de winter 2016-17, zie paragraaf 4.4.

Belangrijk om te benadrukken is dat aankondigingen van bijkomende sluitingen van thermische eenheden die nog niet officieel bevestigd zijn voor België en de buurlanden, niet worden meegerekend in de analyse. Er worden verder geen assumpties gemaakt voor eventuele bijkomende sluitingen omwille van het niet langer rendabel zijn.



5.1.1 Sensitiviteit: beschikbare productiecapaciteit in België

In de hypothese voor de winter 2017-18 is er geen evolutie voorzien ten opzichte van de aankondigingen voor de winter 2016-17. Dit is een conservatieve benadering gezien er sprake is dat een aantal eenheden terug in de markt komen. Een sensitiviteit wordt doorgerekend waarbij een 500 MW terug beschikbaar zijn voor de winter 2017-18.

De bijkomende productiecapaciteit in België leidt tot een vermindering in de nood aan strategische reserve van 400MW ten opzichte van het referentiescenario voor de winter 2017-18, zie Figuur 95. Het gemiddeld aantal uren van structureel tekort daalt van 8h in het referentiescenario tot 6h. De LOLE cijfers voor een uitzonderlijk jaar dalen van 64h naar 56h.

DUITSE OVERNEMER VOOR ENERGIECENTRALE LANGERLO IN GENK

Het Duitse bedrijf German Pellets gaat de **energiecentrale van Langerlo** in Genk overnemen. Dat meldt E.ON, de huidige eigenaar van de centrale. Het is de bedoeling dat German Pellets alleen nog houtkorrels (pellets) zal gebruiken om de energie op te wekken. De ombouw kost meer dan 125 miljoen euro.

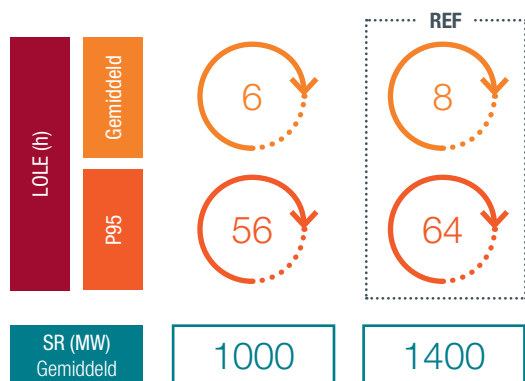
De energiecentrale van Langerlo werd in het verleden aangedreven door steenkool. Nadien kon er ook met gas en biomassa worden gestookt. Toen energieproducent E.ON in 2009 de centrale overnam van Electrabel, was het de bedoeling om volledig over te schakelen naar biomassa, meer bepaald houtkorrels.

[...]

De biomassacentrale, van **400 MW**, zal gedurende tien jaar groenestroomcertificaten ontvangen voor een bedrag van 220 miljoen euro per jaar.

Bron : De redactie 19/08/2015

SR 2017-18: SENSITIVITEIT PRODUCTIE CAPACITEIT BELGIË (FIG. 95)



5.2 WINTER 2018-19

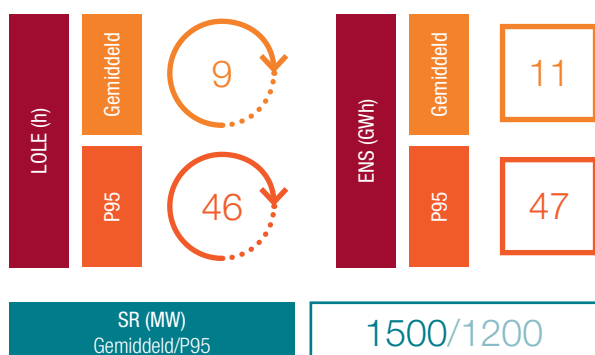
Zoals beschreven in paragraaf 3.1 en 3.2 is er weinig tot geen evolutie in de hypothesen voor België rond het verbruik en het beschikbare productiepark tussen de winter 2018-19 en de winter 2017-18. De beperkte evoluties zijn:

- Beperkte groei van de totale Belgische belasting: invloed op de piekvraag is maximaal 120 MW.
- Evolutie in het geïnstalleerd vermogen van HEB, voornamelijk een sprong van 700 MW in de geïnstalleerde capaciteit van wind offshore.

Er zijn echter ook een aantal evoluties in de hypothese voor de buurlanden. Voor Frankrijk is er een kleine stijging van de thermische productiecapaciteit van 0,45 GW voorspeld. Voor NL is er geen verdere (officiële) daling voorspeld. Voor Duitsland daarentegen daalt het geïnstalleerd vermogen aan thermische productiemiddelen met 6 GW (door sluiting van kolen en bruinkool). Voor alle drie de landen is er een positieve evolutie in het aandeel HEB en een groei in de totale belasting.

Samen leiden deze evoluties in de hypothese tot een lichte stijging in de nood aan strategische reserve van 100 MW, zie Figuur 96. Het gemiddeld aantal uren van structureel tekort stijgt van 8h voor de winter 2017-18 tot 9h voor de winter 2018-19. De LOLE cijfers voor een uitzonderlijk jaar dalen echter van 64h naar 46h. Volgens de simulaties is het gemiddelde LOLE criterium voor de winter 2018-19 het bepalende criterium voor de nood aan strategische reserve.

NOOD AAN STRATEGISCHE RESERVE VOOR WINTER 2018-19 (FIG. 96)

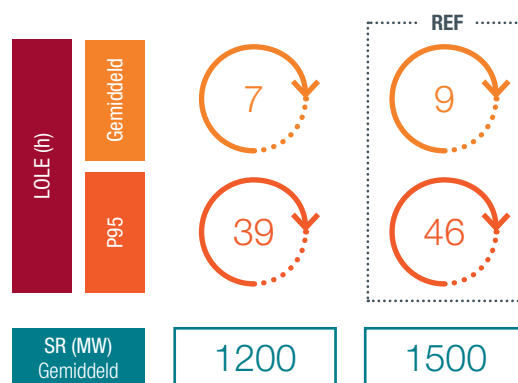


5.2.1 Sensitiviteit: beschikbare productiecapaciteit in België

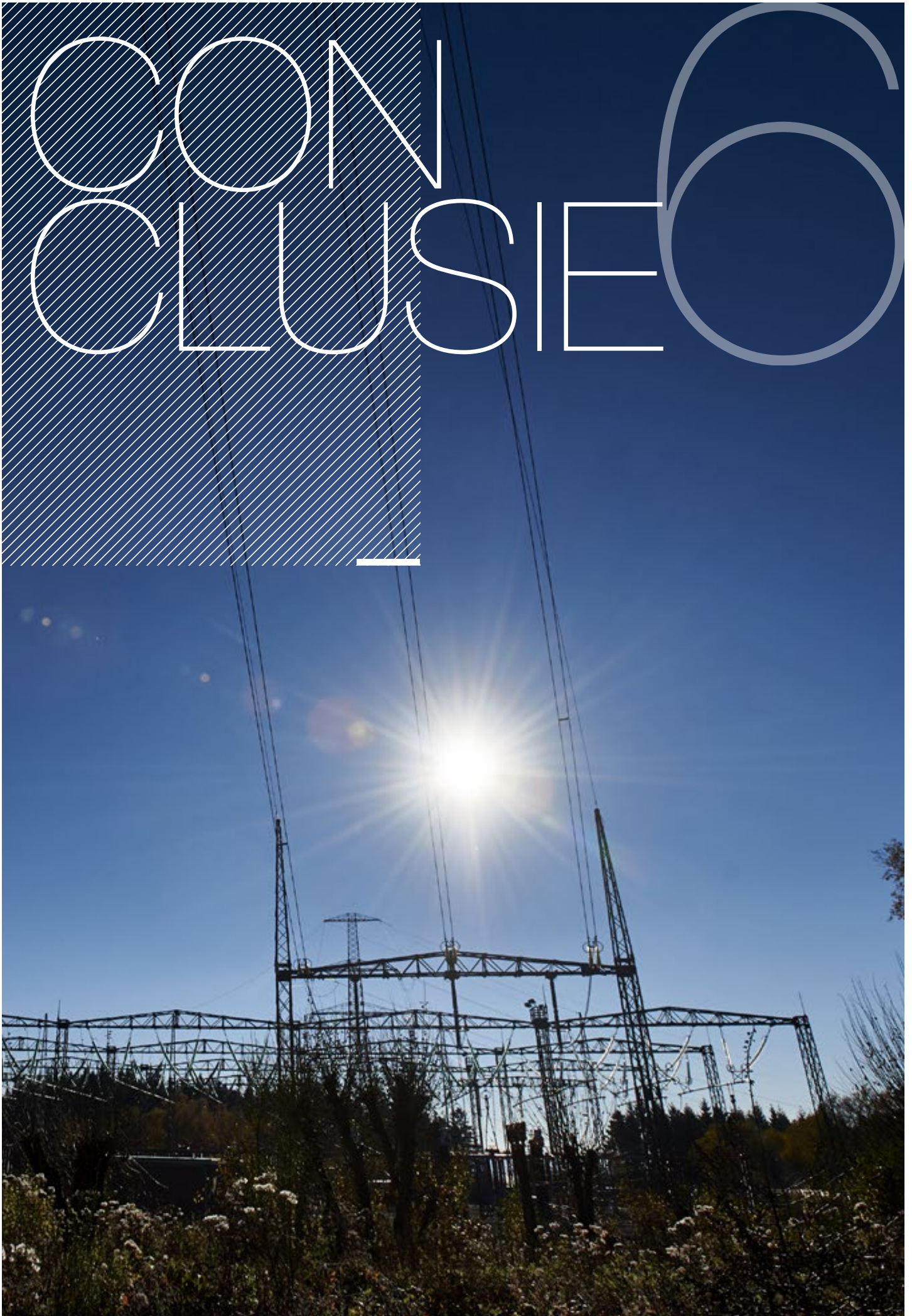
In de hypothese voor de winter 2018-19 is er geen evolutie voorzien ten opzichte van de aankondigingen voor de winter 2016-17. Dit is een conservatieve benadering gezien er sprake is dat een aantal eenheden terug in de markt komen. Een sensitiviteit wordt doorgerekend waarbij een 500 MW terug beschikbaar zijn voor de winter 2018-19.

De bijkomende productiecapaciteit in België leidt tot een vermindering van de nood aan strategische reserve van 300 MW ten opzichte van het referentiescenario voor de winter 2018-19, zie Figuur 97. Het gemiddeld aantal uren van structureel tekort daalt van 9h in het referentiescenario tot 7h. De LOLE cijfers voor een uitzonderlijk jaar dalen van 46h naar 39h.

SR 2018-19: SENSITIVITEIT PRODUCTIE CAPACITEIT BELGIË (FIG. 97)



CONCLUSIE



Dit rapport geeft een inschatting van de ontbrekende capaciteit om aan de wettelijke normen voor bevoorradingszekerheid te voldoen voor de winters 2016-17, 2017-18 en 2018-19 op basis van een probabilistische analyse teneinde de minister van Energie toe te laten het volume aan strategische reserve te bepalen.

Het **referentiescenario** dat gehanteerd wordt voor de berekening van het volume aan strategische reserve, **omvat volgende elementen** voor België en de buurlanden:

- groei van de totale belasting;
- evolutie in het aandeel van HEB;
- evolutie in het thermisch productiepark: voor België wordt hierbij rekening gehouden met officieel aangekondigde sluitingen zoals voorgeschreven door de wet; voor de buurlanden wordt de beste inschatting van de transmissienetbeheerder gehanteerd.

Het **referentiescenario** dat gehanteerd wordt voor de berekening van het volume aan strategische reserve, **houdt echter geen rekening met volgende elementen** voor België en de buurlanden:

- niet-officieel aangekondigde sluitingen van thermische eenheden in België en de buurlanden: volgens verschillende persberichten kunnen bijkomende sluitingen niet uitgesloten worden;
- langdurig verlies van een netelement: onderhouds- of herstellingswerken op een netelement worden in de kritieke periodes rond de winterpiek uiteraard zoveel mogelijk vermeden, maar kunnen nooit helemaal uitgesloten worden, bijvoorbeeld ten gevolge van schade door winterse weersomstandigheden;
- sluiting van de nucleaire eenheden Doel 1 en 2.

Dit wil zeggen dat voor het referentiescenario het volume aan strategische reserve opgenomen in het rapport niet voldoende is om ingedekt te zijn voor bovenstaande elementen. Een sensitiviteitsanalyse op elk van deze elementen toont een bijkomende nood aan strategische reserve.

Voor de **winter 2016-17** komt uit de analyse een volume aan strategische reserve naar voor van **1000 MW**, dit op basis van de hypothesen gehanteerd in het referentiescenario.

Elia heeft eveneens oriënterende berekeningen gedaan voor de winters 2017-18 en 2018-19.

Voor de **winter 2017-18** komt uit de analyse eveneens een volume aan strategische reserve naar voor van **1000 MW**, dit in de veronderstelling dat ongeveer 500 MW aan thermische eenheden terug naar de markt komen. In de veronderstelling dat deze thermische eenheden niet terug naar de markt komen, loopt het volume aan strategische reserve op tot **1400 MW**. De stijging ten opzichte van de winter 2016-17 is deels te verklaren door een reductie van de beschikbare productiecapaciteit in de buurlanden en een stijging van de totale belasting in België en de buurlanden.

Voor de **winter 2018-19** komt uit de analyse eveneens een volume aan strategische reserve naar voor van **1200 MW**, dit in de veronderstelling dat ongeveer 500 MW aan thermische eenheden terug naar de markt komen. In de veronderstelling dat deze thermische eenheden niet terug naar de markt komen, loopt het volume aan strategische reserve op tot **1500 MW**. De beperkte stijging ten opzichte van de winter 2017-18 is deels te verklaren door een stijging van de totale belasting in België en de buurlanden en een reductie van de beschikbare productiecapaciteit in Duitsland.

Het rapport komt tegemoet aan de vraag van stakeholders via een publieke consultatie voor meer transparantie aangaande de hypothesen en achtergrond bij de resultaten. De belangrijkste methodologische aanpassingen die doorgevoerd werden zijn de integratie van markt response en toepassing van flow-based methodologie voor de internationale fluxen.

Uit de analyse komen een aantal **belangrijke aandachtspunten** naar voor:

- **België** is zeer **afhankelijk van import** voor de bevoorradingszekerheid. Dit maakt dat iedere wijziging van de hypothesen in de buurlanden een mogelijke invloed heeft op de resultaten voor België. Zo is er een sterke correlatie tussen België en Frankrijk wat betreft de bevoorradingszekerheid. In 97% van de gevallen wanneer er een structureel tekort is in Frankrijk, is er eveneens een structureel tekort in België waar te nemen. Een vermindering van 2,3 GW of ongeveer 2% van de thermische productiecapaciteit in Frankrijk, verhoogt de nood aan strategische reserve voor 2016-17 met 400 MW.
- De berekeningen worden uitgevoerd **zonder** rekening te houden met **onderhoud op thermische eenheden in de winter**. Dit wil zeggen dat er geen langdurige onbeschikbaarheden (door onder andere sabotage of een politieke beslissing), die tot een aantal weken kunnen duren, worden meegenomen in de berekeningen. Elia probeert alle onderhoud buiten de winter te plaatsen, in samenspraak met de producenten. Dit geldt eveneens voor het **onderhoud en de realisatie van netversterkingen op de kritische netinfrastructuur** van Elia. Het plannen van al deze interventies buiten de wintermaanden, bovenop de daling van de eenheden beschikbaar in de markt, maakt dat het inplannen van deze interventies meer kritisch wordt en kan leiden tot moeilijke momenten voor de bevoorradingszekerheid buiten de winter.

Bij het interpreteren van de resultaten dient rekening gehouden te worden met de volgende belangrijke hypothesen:

- In het berekende volume wordt geen onderscheid gemaakt tussen vraagbeperking of productiecapaciteit. Het volume wordt berekend in de veronderstelling dat dit **volume 100% aanwezig** is. Dit is een belangrijke hypothese, zeker voor grote volumes.
- De berekening van het volume wordt gedaan zonder rekening te houden met de mogelijkheid om dit **volume effectief te kunnen vinden in België**.

Elia wenst te benadrukken dat de conclusies van dit rapport onlosmakelijk verbonden zijn met de uitgangshypothesen die in dit rapport worden vermeld. Elia kan er niet voor instaan dat deze hypothesen gerealiseerd worden. Het betreft in de meeste gevallen ontwikkelingen die extern zijn aan de directe bevoegdheid van de netbeheerder.

Bij een wijziging van de uitgangshypothese dient hiervoor een wijziging in de nood aan strategische reserve ingeschat te worden of dringt een actualisatie van de probabilistische analyse zich op.

AFKOR TINGEN



ANTARES

A New Tool for Adequacy Reporting of Electric Systems

ARP

Access Responsible Party

BBP

Bruto Binnenlands Product

CASC

Capacity Allocating Service Company

CEER

Council of European Energy Regulators

CIPU

Contract for the Injection of Production Units

CORESO

Coordination of Electricity System Operators

CREG

Commissie voor de Regulering van de Elektriciteit en het Gas

CWE

Centraal-West-Europese regio

DNB

Distributienetbeheerder

ENS

Energy Not Served

ENS95

Energy Not Served voor een statistisch uitzonderlijk jaar (percentiel 95)

ENTSO-E

European Network of Transmission System Operators for Electricity

EPR

European Pressurised Water Reactor

FANC

Federaal Agentschap voor Nucleaire Controle

FB

Flow-Based

FOD

Federale Overheidsdienst

HEB

Hernieuwbare Energiebronnen

IHS CERA

Information Handling Services Cambridge Energy Research Associates

LOLE

Loss Of Load Expectation

LOLE95

Loss Of Load Expectation voor een statistisch uitzonderlijk jaar (percentiel 95)

LOLP

Loss Of Load Probability

NCDC

National Climatic Data Center

NTC

Net Transfer Capacity

PLEF

Penta-Lateral Energy Forum

PV

Photovoltaics

PST

Phase Shifting Transformer

RSS

Really Simple Syndication (eenvoudige gelijktijdige publicatie)

RTE

Réseau de Transport d'Electricité (gestionnaire du réseau de transport en France)

SDR

Strategic Demand Reserve

SGR

Strategic Generation Reserve

SO&AF

Scenario Outlook and Adequacy Forecast

SR

Strategische Reserve

TNB

Transmissienetbeheerder

TYNDP

Ten Year Network Development Plan

WKK

Warmtekrachtkoppeling

BRON NEN



- [1] http://economie.fgov.be/nl/ondernemingen/energie/Energiebevoorradingzekerheid/strategische_reserve_elektriciteit/
- [2] http://www.ceer.eu/portal/page/portal/EER_HOME/EER_PUBLICATIONS/CEER_PAPERS/Electricity/Tab3/C13-ESS-32-03_Generation%20Adequacy%20Assessment%20Elec_10-Dec-2013.pdf
- [3] <http://www.elia.be/nl/producten-en-diensten/Strategic-Reserve/Product-informatie>
- [4] <http://www.elektriciteit-in-evenwicht.be/stroomindicator/>
- [5] <http://www.elia.be/en/grid-data/Strategic-Reserve/Status-Activation>
- [6] http://www.elia.be/~media/files/Elia/users-group/Taskforce%20Strat%20Reserve/Winter_2015-2016/SFR_werkingsregels-voor-strategische-reserve_03-2015.pdf
- [7] <http://www.elia.be/nl/grid-data/balancing/balancing-warnings>
- [8] <http://economie.fgov.be/nl/elektriciteitsschaarste/afschakelplan/>
- [9] http://publications.elia.be/upload/UG_upload/GFZ6RIV9HS.pdf
- [10] <http://www.elia.be/en/users-group/Strategic-Reserves-Implementation-Task-Force/Public-consultation>
- [11] http://www.elia.be/~media/files/Elia/users-group/Taskforce%20Strat%20Reserve/20150902_Task-Force-n1_slides-ELIA.pdf
- [12] <https://www.entsoe.eu/publications/system-development-reports/adequacy-forecasts/Pages/default.aspx>
- [13] <https://www.entsoe.eu/publications/system-development-reports/outlook-reports/Pages/default.aspx>
- [14] http://www.elia.be/en/about-elia/newsroom/news/2015/12-03-2015_First-regional-generation-adequacy-assessment-report-published
- [15] <http://www.ncdc.noaa.gov/>
- [16] <http://www.twenties-project.eu/>
- [17] <https://www.entsoe.eu/major-projects/the-e-highway2050-project/Pages/default.aspx>
- [18] <https://www.entsoe.eu/publications/system-development-reports/tyndp/Pages/default.aspx>
- [19] http://economie.fgov.be/nl/binaries/NREAP-BE-v25-NL_tcm325-112992.pdf
- [20] <http://www.elia.be/en/grid-data>
- [21] <https://transparency.entsoe.eu/>
- [22] <http://www.elia.be/nl/producten-en-diensten/ondersteunende-diensten/coördinatie-van-de-productie>
- [23] <http://www.creg.info/pdf/Decisions/B1423FR.pdf>
- [24] <http://www.elia.be/nl/grid-data/productie/productie-park>
- [25] <http://www.elia.be/nl/grid-data/Belasting-en-belastingsvoorspellingen>
- [26] <http://www.rte-france.com/fr/article/bilan-previsionnel>
- [27] <https://www.entsoe.eu/data/data-portal/consumption/Pages/default.aspx>
- [28] <https://clients.rte-france.com/lang/an/visiteurs/services/actualites.jsp?mode=detail&id=9483>
- [29] http://www.carbone4.com/download/Carbone4_Energies_Reseau_et_pointe_de_demande.pdf
- [30] http://www.google.be/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=10&ved=0CGcQFJA-JahUKEwjdp8KZ8ar1AhXH2xoKHdrFDtQ&url=http%3A%2F%2Fwww.sigeif.fr%2Ffichier.php%3Ftable%3Darticle%26champ%3DDocument%26id%3D381%26ctrl_%3D3fedc8271bb-1f1faaf3964004e364f1f58ada2f7%26telechargement%3Doui&usq=AFQjCNGxw9TJ-m3D6FkwOK-mTgD_W4ZTtkA&sig2=iuFX_1T5BNAPwqk9YZnESg
- [31] http://www.tennet.eu/nl/index.php?id=52&tx_ttnews%5bt%5d=1483
- [32] <http://www.energie.sia-partners.com/20141112/consommation-electrique-en-europe-les-suedois-plus-thermosensibles-que-les-francais>
- [33] <http://www.bundesnetzagentur.de>
- [34] <http://bmwi.de/DE/Themen/energie.html>
- [35] <http://bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/J-L/leistungsbilanzbericht-2014,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf>
- [36] <http://www.elia.be/fr/grid-data/grid-development/plans-d-investissements/federal-development-plan-2015-2025>
- [37] <http://www.elia.be/nl/projecten/netprojecten/ALEGrO>
- [38] <http://www.nemo-link.com/>
- [39] <http://www.cre.fr/reseaux/reseaux-publics-d-electricite/interconnexions#section6>
- [40] <http://www.elia.be/en/products-and-services/cross-border-mechanisms/transmission-capacity-at-borders/flow-based-marktkoppeling-centr-w-europa>
- [41] <http://www.casc.eu/en/Resource-center/CWE-Flow-Based-MC/Documentation>
- [42] https://www.belpex.be/wp-content/uploads/CWE_FB-MC_feasibility_report.pdf
- [43] <http://www.coreso.eu/central-western-europe-winter-study-20142015/>
- [44] http://www.casc.eu/media/CWE%20Flow%20based%20project_FB%20meeting%20minutes_02022015.pdf
- [45] http://www.casc.eu/media/Annex%2016_20%20Adequacy%20Mitigation.pdf
- [46] http://www.education.gouv.fr/pid25058/le-calendrier-scolaire.html?annee=160&zone=0&search_input=%C2%A0D%C3%A9partement%2C+Code+postal+ou+ville
- [47] <http://www.enseignement.be/index.php?page=23953>
- [48] <http://onderwijs.vlaanderen.be/schoolvakanties-volgende-schooljaren>