



**Publieke consultatie over de
methode, hypothesen en data
voor de dimensionering van het
volume aan strategische reserve
voor de winter 2017-2018**

**Consultatieperiode:
van 31/05/2016 tot 28/06/2016**

Inhoudstafel

| | | |
|----------|--|-----------|
| 1 | Introductie | 4 |
| 1.1 | Andere documenten waar de methode wordt toegelicht | 4 |
| 1.2 | Timing | 5 |
| 2 | Wettelijk kader en proces van dimensionering aan strategische reserve volume | 6 |
| 2.1 | Proces | 6 |
| 2.2 | Wettelijke aankondigingstermijn voor buitenwerkingstelling van productiemiddelen | 7 |
| 2.3 | Criteria voor de bevoorradingzekerheid | 7 |
| 3 | Voorgestelde methodologie voor de bepaling van het strategische reserve volume voor de winter 2017-18 | 9 |
| 3.1 | Bepalen van toekomstige jaarsituaties | 9 |
| 3.1.1 | Variabelen en tijdsreeksen | 9 |
| 3.1.2 | Monte Carlo trekkingen en samenstelling van de klimatologische jaren | 10 |
| 3.2 | Identificatie van momenten van structureel tekort | 11 |
| 3.2.1 | Input en output van het model | 12 |
| 3.2.2 | Aantal Monte Carlo jaren (toekomstige situaties) | 14 |
| 3.3 | Evaluatie van het volume aan strategische reserve | 14 |
| 4 | Hypotheses en data | 16 |
| 4.1 | Algemene hypotheses | 16 |
| 4.1.1 | Gebruikte model | 16 |
| 4.1.2 | De simulatieperimeter omvat 19 landen | 17 |
| 4.1.3 | Klimatologische gegevens | 18 |
| 4.1.4 | Gesimuleerde tijdshorizonten | 19 |
| 4.1.5 | Variabele kosten van centrales | 19 |
| 4.1.6 | Basisscenario en sensitiviteiten | 19 |
| 4.2 | Hypotheses voor België | 19 |
| 4.2.1 | Thermisch productiepark | 20 |
| 4.2.2 | Beschikbaarheid van het thermisch productiepark | 21 |
| 4.2.3 | Verbruik | 22 |
| 4.2.4 | Groei van de totale Belgische belasting | 23 |
| 4.2.5 | Belastingsprofiel genormaliseerd voor de temperatuur | 24 |
| 4.2.6 | Gevoeligheid van de belasting voor temperatuur | 25 |
| 4.2.7 | Wind en zonne-energie | 27 |
| 4.2.8 | Hydro en pompcentrales | 29 |
| 4.2.9 | WKK en biomassa | 29 |
| 4.2.10 | Balancing reserves | 30 |
| 4.2.11 | Market response | 31 |
| 4.3 | Hypotheses voor de omliggende landen | 33 |
| 4.3.1 | Frankrijk | 33 |
| 4.3.2 | Duitsland | 33 |
| 4.3.3 | Nederland | 33 |
| 4.3.4 | Luxemburg | 33 |
| 4.3.5 | Oostenrijk | 34 |
| 4.3.6 | Zwitserland | 34 |
| 4.3.7 | Groot Brittannië | 34 |
| 4.3.8 | Spanje | 34 |
| 4.3.9 | Italië | 34 |
| 4.3.10 | Andere landen | 34 |
| 4.4 | Hypotheses voor de interconnecties | 35 |
| 4.4.1 | Importcapaciteit van België | 36 |

| | | |
|-------|--|----|
| 4.4.2 | Flow-based methode toegepast voor de CWE-zone _____ | 37 |
| 4.4.3 | Vaste commerciële capaciteit op de grenzen voor de landen buiten de CWE-zone _ | 40 |
| 4.4.4 | Flow Based Domein voor winter 2017-18 _____ | 40 |

1 Introductie

Deze openbare raadpleging is onderdeel van het proces voor de volumebepaling van de strategische reserves dat elk jaar plaatsvindt, zoals beschreven in de Wet op de organisatie van de elektriciteitsmarkt van 29 april 1999 ("Elektriciteitswet"). Elia maakt een schatting van het volume dat nodig is voor de volgende winterperiode dat ten laatste tegen 15 november van het jaar voorafgaand aan het begin van de winterperiode aan de DG Energie en Minister van Energie dient te worden afgeleverd. De analyse van Elia bevat de behoefte voor de winter 2017-18 en een raming voor de winters 2018-19 en 2019-20.

Dit document bestaat uit drie delen:

- Het eerste is een samenvatting van de artikelen van de Elektriciteitswet die gelinkt zijn aan de volumebepaling van de strategische reserves (hoofdstuk 2);
- Het tweede deel beschrijft de gebruikte methodologie (hoofdstuk 3);
- Het laatste deel licht de verschillende hypothesen en gegevensbronnen toe die gebruikt worden voor de analyse (hoofdstuk 4).

Aan de hand van deze publieke consultatie, wenst Elia de marktpartijen een volledig begrip te geven van de gebruikte methodologie en gegevens voor de berekeningen van de strategische reserves. De marktpartijen zullen via verschillende interacties hun opmerkingen en suggesties kunnen overmaken. Deze eerste interactie betreft onderhavig document, waarbij een overzicht wordt gegeven van de methodologie en alle gebruikte input en data voor de berekening van de strategische reserve. Voor deze consultatie worden geen specifieke vragen gesteld, maar eender welke opmerkingen of suggesties over het document kunnen geformuleerd worden.

Later dit jaar, wanneer de verschillende gegevens in het bezit zullen zijn van Elia (verwacht voor de maand september) zal er een tweede interactie met de marktpartijen worden georganiseerd over de effectieve data die zal gebruikt worden voor de berekeningen. De gegevens die in dit document vermeld zijn, zijn de gegevens die gebruikt werden in het vorige verslag over winter 2016-2017.

De opmerkingen met betrekking tot veranderingen van de wet of andere zaken die niet binnen de competenties van Elia vallen, zijn geen onderdeel van de consultaties georganiseerd door Elia.

Het is belangrijk op te merken dat alle opmerkingen openbaar gemaakt zullen worden aan het einde van de consultatie tenzij de confidentialiteit ervan meegedeeld wordt door de stakeholders.

1.1 Andere documenten waar de methode wordt toegelicht

De in dit rapport gepresenteerde methode is vergelijkbaar met die van het rapport van november 2015 voor de volumebepaling van de strategische reserves voor winter 2016-17 en de winters 2017-18 en 2018-19. De methode wordt in detail in dit rapport beschreven, hetgeen publiek beschikbaar is via onderstaande weblinks:

FR : http://www.elia.be/~media/files/Elia/Products-and-services/151202_ELIA_adequacy-report-FR.pdf

NL : http://www.elia.be/~media/files/Elia/Products-and-services/151202_ELIA_adequacy-report-NL.pdf

Een gelijkaardige methode werd ook gebruikt om tegemoet te komen aan de vraag van de Minister van Energie voor een berekening van de nood aan 'adequacy' en flexibiliteit van het elektriciteitssysteem voor de horizon 2017-27. Deze studie is ook publiek beschikbaar via onderstaande weblinks:

FR : http://www.elia.be/~media/files/Elia/publications-2/studies/160421_ELIA_AdequacyReport_2017-2027_FR.pdf

NL : http://www.elia.be/~media/files/Elia/publications-2/studies/160422_ELIA_AdequacyReport_2017-2027_NL.pdf

Verschillende presentaties over de methodologie van de volumebepaling van de strategische reserves die gebruikt wordt door Elia werden reeds aan de stakeholders gegeven in de voorgaande jaren. Deze zijn terug te vinden op onderstaande weblinks:

http://www.elia.be/~media/files/Elia/users-group/Taskforce%20Strat%20Reserve/20150902_Task-Force-n1_slides-ELIA.pdf

<http://www.elia.be/~media/files/Elia/users-group/Taskforce%20Strat%20Reserve/20151202-Task%20Force%20n%203%2020151202%20-%20presentation.pdf>

1.2 Timing

Dit document is gepubliceerd op de website van Elia vanaf 31 mei 2016. De verschillende reacties van de stakeholders moeten via e-mail worden verzonden naar het volgende adres: usersgroup@elia.be.

Stakeholders hebben een periode van vier weken om de verschillende opmerkingen te bezorgen. De reacties van de stakeholders moeten verstuurd worden **ten laatste voor 28 juni 2016 om 18h00**.

Na deze periode, zal Elia de diverse opmerkingen consolideren en eventuele opmerkingen en suggesties van de stakeholders zullen op de Elia website gepubliceerd worden. Het antwoord van Elia op de geformuleerde opmerkingen zal ook worden gepubliceerd aan de hand van een consultatieverslag en zal bovendien toegelicht worden in de Users Group Task Force "Implementatie Strategische Reserves" van de maand juli.

2 Wettelijk kader en proces van dimensionering aan strategische reserve volume

2.1 Proces

In art.7bis van de Elektriciteitswet worden volgende **tijdstippen** opgenomen over de volumebepaling aan strategische reserve, zie ook Figuur 1:

- **Vóór 15 oktober:** de Algemene Directie Energie¹ 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 niveau, 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.

¹ Algemene Directie Energie van de Federale Overheidsdienst Economie (FOD)



Figuur 1

2.2 Wettelijke aankondigingstermijn voor buitenwerkingstelling van productiemiddelen

In art. 4bis van de elektriciteitswet wordt de ultieme datum vastgelegd waarop een installatie voor elektriciteitsproductie zijn tijdelijke of permanente sluiting kan aankondigen. Deze datum is vastgelegd op uiterlijk 31 juli van het jaar vóór de ingangsdatum van de tijdelijke of definitieve buitenwerkingstelling.

*"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.

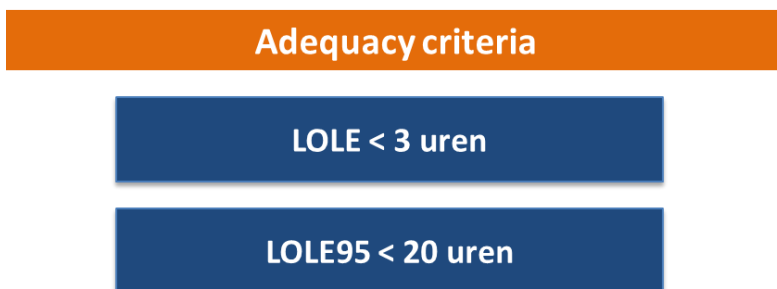
§ 2. Na advies van de commissie en van de netbeheerder kan de Koning de mededelingsprocedure bedoeld in § 1 vaststellen, met name wat de vorm en de modaliteiten van de mededeling betreft.

§ 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.

2.3 Criteria voor de bevoorradingzekerheid

De Elektriciteitswet beschrijft het niveau van bevoorradingzekerheid 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 2).



Figuur 2

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

- **"LOLE²"**: de statistische berekening op basis waarvan het voorziene aantal uren wordt bepaald gedurende dewelke de lading³ 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 jaar⁴.

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":

- **"ENS⁵"**: 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.
- **"LOLP⁶"**: de kans dat op een bepaald moment een situatie van "Loss Of Load" zich zal voordoen, uitgedrukt in %.

Ontbreken van geharmoniseerde normen voor de bevoorradingszekerheid op Europees en regionaal niveau

CEER⁷ heeft in 2014 een rapport gepubliceerd dat een overzicht geeft van de adequacy assessments in de verschillende Europese landen. 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 kunnen gehanteerd worden voor deze studie.

In 7 landen (Groot-Brittannië, Frankrijk, Nederland, Finland, Hongarije, België en Ierland) zijn de indicatoren gebaseerd op een probabilistische analyse van de bevoorradingszekerheid. 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).

² LOLE: Loss Of Load Expectation

³ Lading: elektriciteitsvraag

⁴ Een statistisch uitzonderlijk jaar komt voor met een probabilliteit van 1 op 20 (percentiel 95).

⁵ ENS: Energy Not Served

⁶ LOLP: Loss Of Load Probability

⁷ CEER: Council of European Energy Regulators

3 Voorgestelde methodologie voor de bepaling van het strategische reserve volume voor de winter 2017-18

Het volume aan strategische reserve wordt in drie stappen bepaald.

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 RTE⁸ in de studie over de bevoorradingszekerheid voor Frankrijk en door andere TNB's van het PLEF (Penta Lateral Energy Forum) in het kader van de regionale studie over de bevoorradingszekerheid.

Als **laatste stap** wordt het volume aan strategische reserve bepaald dat nodig geacht wordt om **te voldoen aan de wettelijke adequacy criteria**. 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.

3.1 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.

3.1.1 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 3.

De **variabelen** afhankelijk van **klimatologie** zijn onderling **gecorrleerd**:

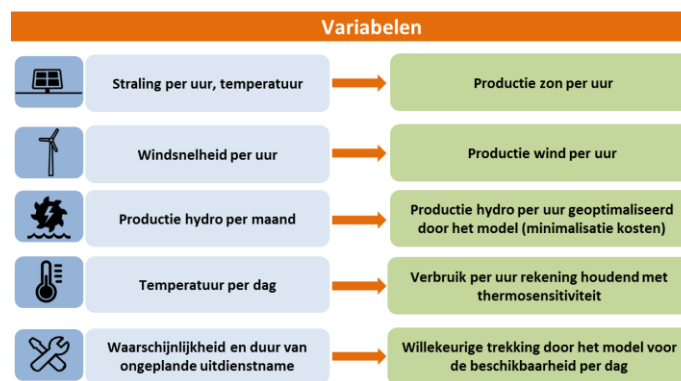
- tijdsreeksen per uur van **windproductie**;
- tijdsreeksen per uur van **PV⁹-zonnepductie**;
- tijdsreeksen per dag van **temperatuur** (waarmee de tijdsreeksen per uur van het **elektriciteitsverbruik** berekend kunnen worden);
- tijdsreeksen per maand van **waterkrachtproductie**.

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

- **beschikbaarheid van het thermisch productiepark**.

⁸ RTE: Réseau de Transport d'Electricité, de transmissienetbeheerder van Frankrijk

⁹ PV: fotovoltaïsch



Figuur 3

Andere variabelen die een impact kunnen hebben op de bevoorradingszekerheid die niet beschouwd worden 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, ...).

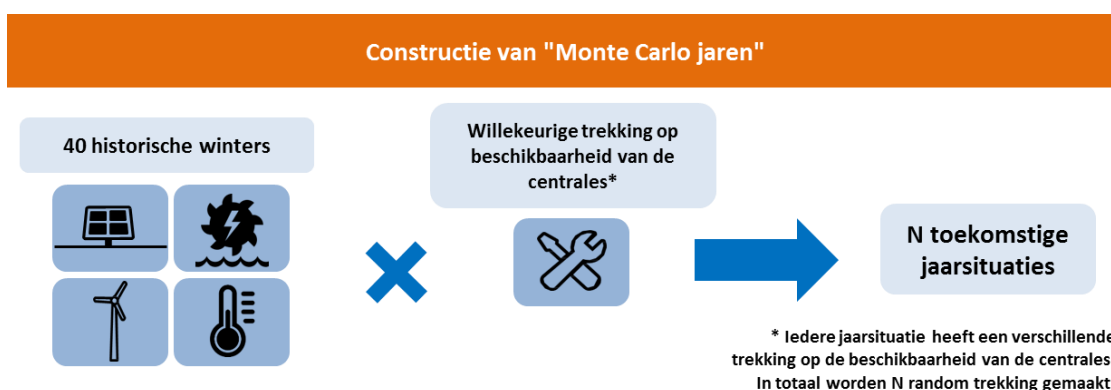
3.1.2 Monte Carlo trekkingen en samenstelling van de klimatologische jaren

De variabelen besproken in 3.1.1 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 4.



Figuur 4

De Monte Carlo methode

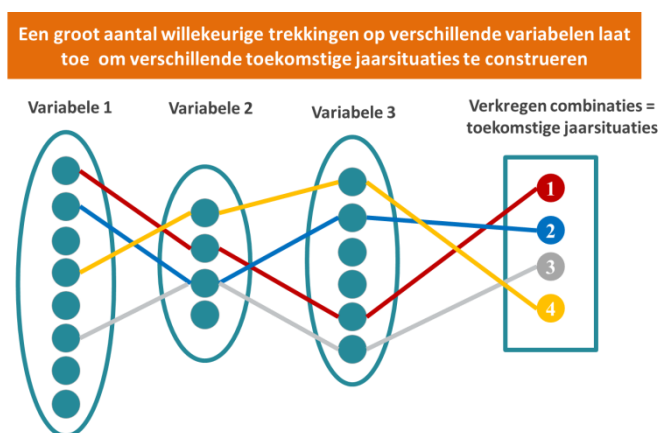
De Monte Carlo methode wordt toegepast in diverse domeinen, onder meer om risico's **probabilistisch** te benaderen. Deze methode is gebaseerd op de evaluatie van een groot aantal toekomstige jaarsituaties zodat iedere onzekerheid gedekt wordt.

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.

Figuur 5 toont een willekeurige trekking op drie onafhankelijke variabelen met als resultaat vier verschillende toekomstige jaarsituaties.

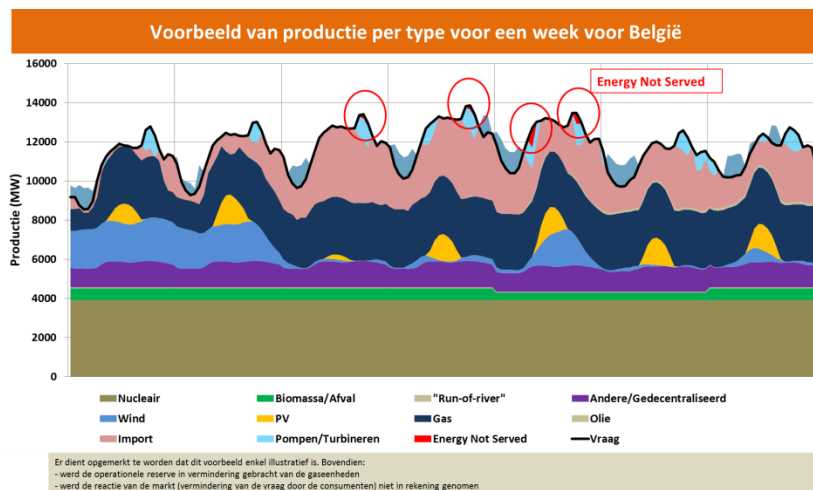
Deze benadering is zeer verschillend van een **deterministische methode** waarbij slechts één combinatie van variabelen geanalyseerd wordt.



Figuur 5

3.2 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 het land te dekken. In Figuur 6 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 6 ("Energy Not Served").



Figuur 6

3.2.1 Input en output van het model

Om de Europese elektriciteitsmarkt te simuleren, moeten verschillende hypothesen en parameters vastgelegd worden.

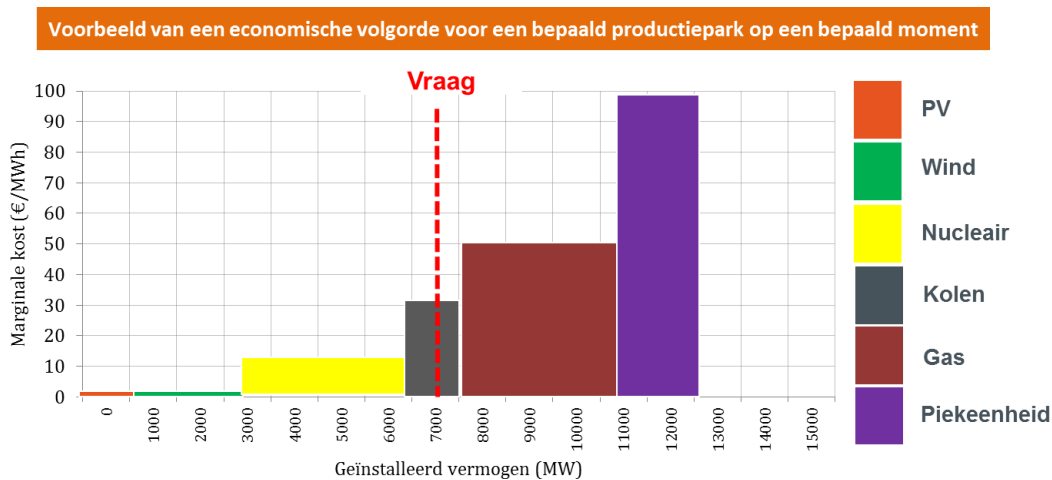
De **belangrijkste inputgegevens** voor elk land zijn:

- 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 7. Door de economische inzetbaarheid in rekening te nemen, wordt een correcte modellering van de pompcentrales en waterkrachtreservoirs mogelijk.

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 met het volume van marketresponse (zie 4.2.11)

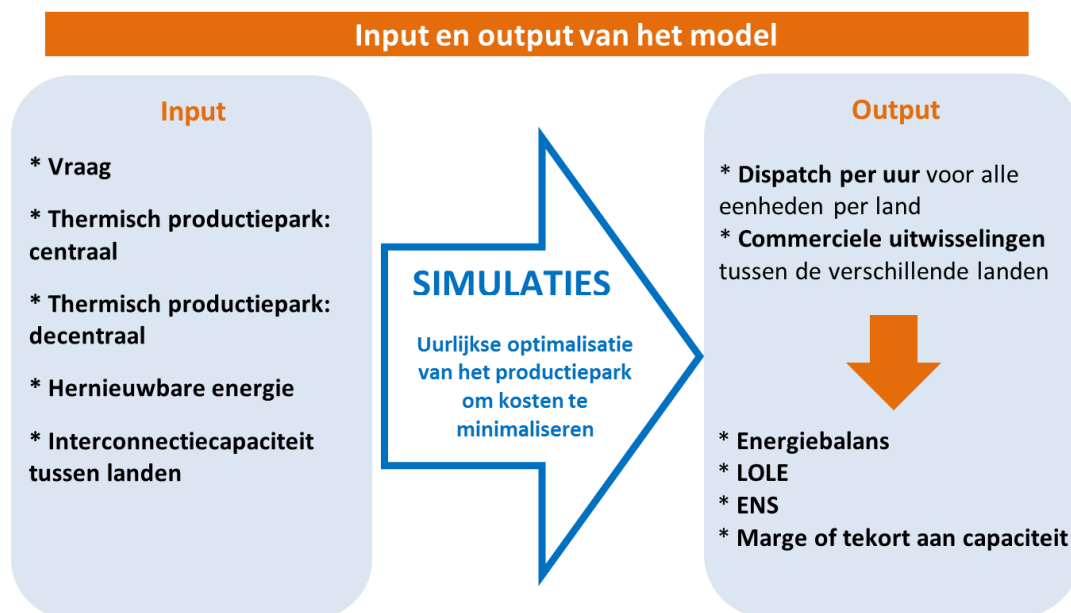


Figuur 7

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;
- capaciteitoverschot of -tekort;
- aantal activaties van de strategische reserve;
- niet-geleverde energie.

Figuur 8 vat schematisch de input en output van het model samen.

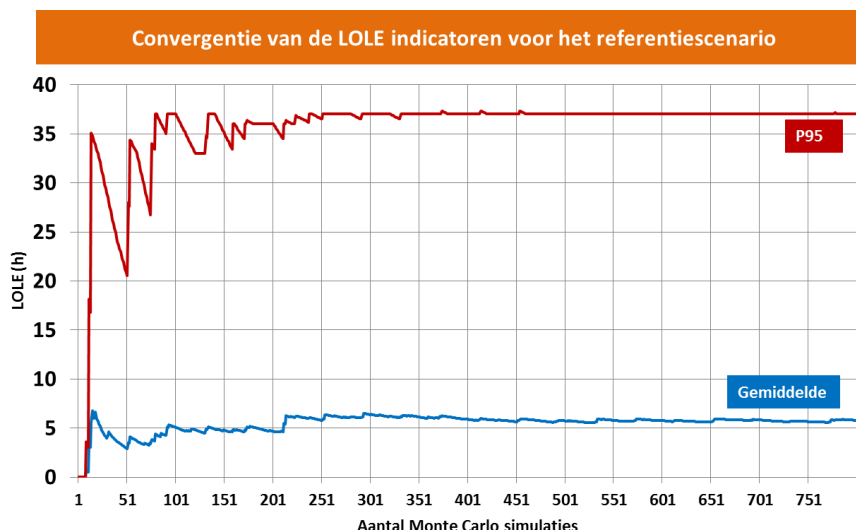


Figuur 8

3.2.2 Aantal Monte Carlo jaren (toekomstige situaties)

Het aantal noodzakelijke jaarsituaties die doorgerekend dienen te worden door het model om tot stabilisatie 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 stabilisatie van deze twee parameters is noodzakelijk.

In dit voorlopig rapport zijn 800 toekomstige jaarsituaties nodig om convergentie van de indicatoren te bereiken. 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.



Figuur 9

3.3 Evaluatie van het volume aan strategische reserve

Als na de evaluatie van de N "Monte Carlo jaren" niet voldaan is aan de wettelijke criteria is een bijkomend volume aan MW nodig.

Een iteratief proces wordt gebruikt om het totale volume aan strategische reserve te evalueren, zie Figuur 10. Het bijkomend volume wordt verhoogd met blokken van 100 MW totdat aan de wettelijke criteria voldaan is. Na elke verhoging wordt de simulatie van N toekomstige jaarsituaties opnieuw uitgevoerd door het marktmodel.



Figuur 10

De bijkomende capaciteit aan strategische reserve berekend in deze studie, wordt als 100% beschikbaar 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 stilliggen. Dit is verschillend aan de modellering van de eenheden beschikbaar in de markt.
- Voor SDR impliceert 100% beschikbaarheid dat de strategische reserve gedurende de hele winter op ieder uur aangesproken kan worden, zonder beperking in aantal activiteiten 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 activiteiten 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.

¹⁰ SDR: Strategic Demand Reserve

¹¹ SGR: Strategic Generation Reserve

4 Hypotheses en data

4.1 Algemene hypothesen

4.1.1 Gebruikte model

De gebruikte marktsimulator is ANTARES¹². 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 volgende de Monte Carlo methode.

De model is/was ook gebruikt in andere adequacy en markt studies:

- **PLEF adequacy study** : http://www.benelux.int/files/4914/2554/1545/Penta_generation_adequacy_assessment_R_EPORT.pdf
- **Twenties project** : <http://www.twenties-project.eu/node/>
- **E-Highways 2050**: <http://www.e-highway2050.eu/e-highway2050/>
- **TYNDP¹³ van ENTSO-E** : <https://www.entsoe.eu/major-projects/ten-year-network-development-plan/ten%20year%20network%20development%20plan%202016/Pages/default.aspx>

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.

Hoe werkt ANTARES ?

Antares is een model dat de economische dispatch van productiecentrales bepaalt, onderhevig aan bepaalde voorwaarden. Het algoritme zoekt voor elk uur van het jaar een dispatch die de totale productiekost minimaliseert voor de bestudeerde regio.

Deze dispatch wordt bepaald op basis van de vraag en aanbod curven van elk land en ook op basis van de mogelijkheid van deze landen om energie uit te wisselen met elkaar. Een optimalisatie wordt uitgevoerd van de hydro reserves alsook van de pomp-turbine mogelijkheden.

De toepassing werd oorspronkelijk ontworpen om een groot aantal combinaties van klimatologische variabelen en willekeurige trekkingen van productie-eenheden te bestuderen.

De belangrijkste stappen in het optimalisatiemodel voor één "Monte Carlo" jaar zijn:

1. De vraag, de productie van wind- en zonne-energie, de decentrale productie en de hydro "Run of River" worden als vast beschouwd en zijn gekend uur per uur (ingevoerd met profielen van 8760 uur);
2. Een willekeurige trekking wordt uitgevoerd op de onbeschikbaarheid van de thermische centrales. Voor elke centrale wordt zo voor elke dag verkregen of deze beschikbaar is of niet beschikbaar is;
3. Het park met thermische centrales (met een marginale prijs voor elke productie-eenheid) en waterkrachtcentrales wordt geoptimaliseerd om de productiekosten van het bestudeerde studiegebied tot een minimum te beperken.

Voor meer informatie over het model en het gebruik ervan:

https://antares.rte-france.com/?page_id=99&lang=en

¹² ANTARES: A New Tool for Adequacy Reporting of Electric Systems

¹³ TYNDP: Ten Year Network Development Plan

Voorts wordt het Antaras model gebruikt en beschreven in onderstaande niet-exhaustieve lijst van wetenschappelijke artikels :

Generation & Transmission Adequacy of Large Interconnected Power Systems: A contribution to the renewal of Monte-Carlo approaches

IEEE Powertech 2011, Trondheim (M Doquet, C. Fourment, JM. Roudergues)

A New tool for adequacy reporting of electric systems

CIGRE 2008, C1-305 (M. Doquet, R. Gonzalez, S. Lepy, E. Momot, F. Verrier)

Use of a stochastic process to sample wind power curves in planning studies

IEEE Powertech 2007, Lausanne (M. Doquet)

Impact of CO2 reduction targets on transmission capacity expansion dictated by the Power Market Clearing : Application to the Italian and French Systems

CIGRE 2010, C5-302 (E.M. Carlini, P.P. Pericolo, F. Vedovelli, B. Cova, A. Venturini, S. Lepy, E. Momot)

The economic case for developing HVDC-based networks to maximize renewable energy utilization across Europe: an advanced stochastic approach to determining the costs and benefits

CIGRE 2012, C1-117 (Bell K.R.W., Houghton T., Doquet M.)

Zonal Reduction of Large Power Systems: Assessment of an Optimal Grid Model Accounting for Loop Flows

IEEE Transactions on Power Systems, Vol.30 Issue 1, 2015 (M. Doquet)

The Corridors of Power: A Pan-European Electricity Highway System for 2050

IEEE Power and Energy Magazine, Vol. 13 Issue 1, 2015

(Sanchis G., Betraoui, B., Anderski T., Peirano E., Pestana R., De Clercq B., Migliavacca G., Czernie M., Paun M.)

4.1.2 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 11. Deze omvat de landen van de zone **Centraal-West-Europa**, alsook de diens directe burenen.

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).



Figuur 11

4.1.3 Klimatologische gegevens

40 historische winters worden gebruikt om de **klimatologische variabelen** te modelleren. Het gaat om de winters tussen 1973 en 2013 (update is voorzien met 2014 en 2015). De historische data over temperatuur en neerslag¹⁴ komen uit de databank van het Amerikaanse NCDC¹⁵:

- 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** onshore en offshore en ook **zonnepductie** zijn de historische data gebruikt in het kader van ENTSO-E studies.

Bronnen :

- <http://www.ncdc.noaa.gov/>
- <https://www.entsoe.eu/data/data-portal/production/Pages/default.aspx>
- Klimatologische data gekocht in het kader van ENTSO-E

Granulariteit van de klimatologische data :

| Data type | Granulariteit | Bron |
|------------------------------------|----------------------|---|
| Temperatuur | Dagelijks | NCDC (gewogen gemiddelde per weerstation) |
| Wind productie onshore en offshore | Per uur | Aangekocht in het kader van ENTSO-E |
| Productie van zonne-energie | Per uur | Aangekocht in het kader van ENTSO-E |
| Productie van waterkrachtcentrales | Maandelijks | ENTSO-E productie data en extrapolatie op basis van historische regenval (NCDC) |

¹⁴ Data van verschillende meteorologische stations per land.

¹⁵ NCDC: National Climatic Data Center

4.1.4 Gesimuleerde tijdshorizonten

De geanalyseerde periode is de winterperiode zoals bedoeld in artikel 2, 51° van de Elektriciteitswet:

"Winterperiode" : periode november 1 van 31 tot maart.

Bron :

http://www.ejustice.just.fgov.be/cgi_loi/change_lg.pl?language=nl&la=N&cn=2014032607&table_name=wet

Elia realiseert dus een probabilistische analyse van de komende winter (2017-18 in dit geval). Naast de volgende winter zal Elia een indicatie geven van de behoefte voor de twee volgende winterperiodes (in dit geval winterperiode 2018-19 en 2019-20). De verschillende indicatoren worden daarvoor berekend.

4.1.5 Variabele kosten van centrales

Variabele kosten van centrales beïnvloeden de volumebepaling van de strategische reserve niet, maar de variabele kosten van de centrales worden in rekening genomen in het model om een meer realistische economische dispatch te verkrijgen.

4.1.6 Basisscenario en sensitiviteiten

Het basisscenario zal worden opgesteld met in 4.2 vermelde hypothesen voor elke parameter. Verschillende gevoeligheden zullen overwogen worden op basis van de resultaten.

Onderstaand een overzicht van de sensitiviteiten die overwogen kunnen worden, met name deze die in het rapport voor de winter 2016-17 werden uitgevoerd:

- Gevoeligheid van de beschikbaarheid van de kerncentrales in België;
- Gevoeligheid voor het verlies van een netwerkelement van lange duur;
- Gevoeligheid van de productiecapaciteit in Frankrijk;
- Gevoeligheid van de vraag (bijvoorbeeld: vraag met nulgroei in plaats van deze zoals voorspeld door IHS CERA);
- Gevoeligheid voor een geïsoleerd België.

4.2 Hypothesen voor België

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 deze paragraaf. Conform art.7bis van de Elektriciteitswet zal Elia voor 15 oktober input van de Algemene Directie Energie van de FOD Economie voor de analyse ontvangen. De ontvangen informatie van de FOD Economie zal in het rapport worden opgenomen en zal meegenomen worden in de analyse.

4.2.1 Thermisch productiepark

Evolutie van de nucleaire capaciteit :

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 wetswijziging in juni 2015 tien jaar langer open blijven (namelijk tot 2025) in overeenstemming met de voorwaarden die het FANC¹⁶ oplegt. Een akkoord werd bereikt met de eigenaar; de duur van deze centrales werd verlengd.
- Sommige juridische acties zijn aan de gang tegen de verlenging van Doel 1 en Doel 2 alsook tegen de herindienstname van Doel 3 en Tihange 2. Afhankelijk van de evoluties van deze acties, zullen verschillende gevoeligheden voor de beschikbaarheid van de kerncentrales worden uitgevoerd.

De geplande data voor de buitenwerkingstelling van de verschillende reactoren zijn aldus:

- *Doel 3: 1 oktober 2022*
- *Tihange 2: 1 februari 2023*
- *Doel 1: 15 februari 2025*
- *Doel 4: 1 juli 2025*
- *Tihange 3: 1 september 2025*
- *Tihange 1: 1 oktober 2025*
- *Doel 2: 1 december 2025*

Van de 5926 MW geïnstalleerd vermogen van de 7 bestaande kernreactoren, waren er 2014 MW (Tihange 2 en Doel 3) gestopt voor een grondige herziening van de reactorvaten in 2015, maar waren deze volgens het FANC weer in staat om te produceren sinds eind 2015.

Het referentiescenario voor de nucleaire capaciteit voor de winter 2017-18 zal in september worden vastgesteld op basis van de meest recente beschikbare gegevens.

Evolutie van de centraliseerde thermische capaciteit:

De elektriciteitswet bepaalt dat alle productiemiddelen hun sluiting moet aankondigen voor 31 juli van het voorgaande jaar. Deze informatie wordt verstrekt door de producenten aan de minister, de CREG en Elia, zoals voorgeschreven door de Elektriciteitswet. De laatste informatie met betrekking tot de aankondigingen van officiële sluitingen zal worden opgenomen in de hypothesen van het Belgische thermische park.

De geïnstalleerde capaciteit van het bestaande park (op basis van eenheden met een CIPU¹⁷ contract) wordt ter beschikking gesteld via onderstaande link :
<http://www.elia.be/nl/grid-data/productie/voorzicht-productiecapaciteit>

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".

¹⁶ FANC: Federaal Agentschap voor Nucleaire Controle

¹⁷ 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.

4.2.2 Beschikbaarheid van het thermisch productiepark

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

- **geplande uitdienstnames** (vooral voor onderhoud);
- **ongeplande 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.

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 kwam 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 bevoorradingszekerheid buiten de winter.

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).

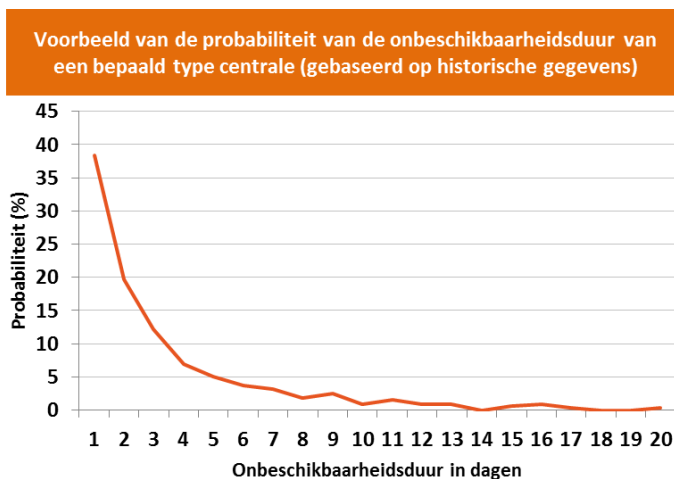
De gegevens die in deze analyse gebruikt worden, zijn de beschikbaarheidsgegevens van de centrales die genomineerd worden op de day-aheadmarkt.

Voor een onbeschikbaarheid van korte duur (d.w.z. onbeschikbaarheid tijdens de dag), kan er beroep gedaan worden op de balancingreserve. 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 onbeschikbaarheidscijfers 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 12.



Figuur 12

De percentages die gebruikt worden in het kader van de evaluatie van het volume van de strategische reserve 2016-17 zijn (op basis van een gemiddelde per type productie in de periode 2006-2014) :

| Type van centrale | Percentage van ongeplande onbeschikbaarheid |
|--------------------|---|
| Nucleair | 2.8% |
| Klassieke centrale | 8.6% |
| Stoom Gas Turbine | 8.7% |
| Gas Turbine | 14.8% |
| Turbo Jet | 5.4% |

Een update van deze gegevens wordt voorzien door het opnemen van gegevens van 2015.

4.2.3 Verbruik

Op de website van Elia zijn verschillende definities terug te vinden aangaande de belasting. 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 deze definitie. Voor deze analyse wordt deze apart beschouwd.

Het opbouwen van het verbruiksprofiel verloopt in verschillende stappen, zie Figuur 13. De verschillende stappen worden één voor één toegelicht in de volgende paragrafen.



Figuur 13

4.2.4 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 CERA¹⁸ die rekening houden met conjuncturele fluctuaties. Deze groeicijfers dienen toegepast te worden op historische data voor het verbruik die genormaliseerd zijn voor de temperatuur. 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.

De cijfers die in de analyse voor de winter 2016-17 gebruikt werden, waren de volgende :

2015: + 0,43%

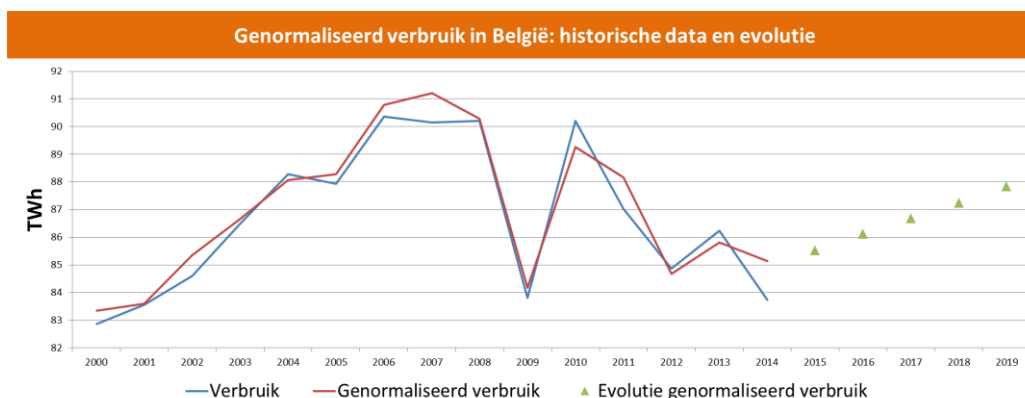
2016: + 0,70%

2017: + 0,64%

Een update van deze cijfers met de nieuwste prognoses van IHS CERA zal worden uitgevoerd.

De groeicijfers worden toegepast op het totale verbruik van België voor een gegeven jaar, na normalisatie voor de temperatuur. Figuur 14 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 (data gebruikt voor de vorige rapport over de winter 2016-17).

¹⁸ IHS CERA: Information Handling Services Cambridge Energy Research Associates



Figuur 14

4.2.5 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 15, 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. Zoals te zien is op Figuur 15 bevat dit profiel nog geen extreme piekvraag. Deze piekvraag wordt pas duidelijk na het toevoegen van de gevoeligheid van de temperatuur.

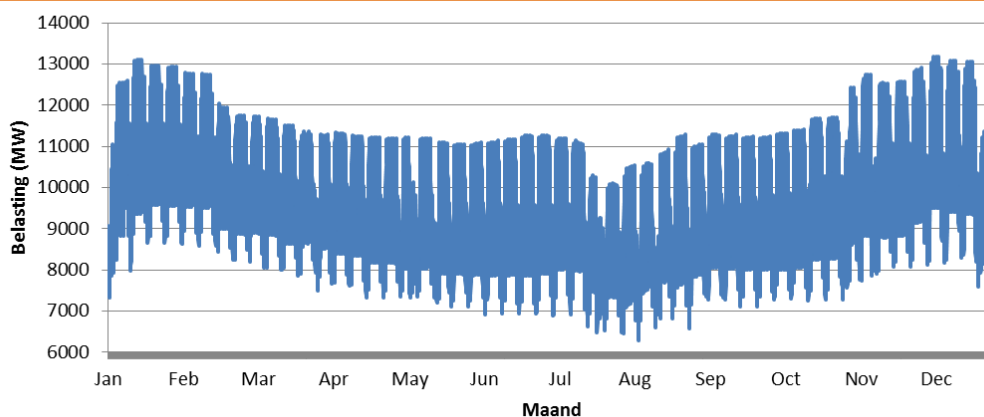
Figuur 16 toont een typisch profiel voor een week in de winter. Hierin worden volgende elementen duidelijk:

- 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 turbineren) niet opgenomen is. Het gebruik van de pompcentrales wordt economisch geoptimaliseerd door het model en dus is dit een output van het model. Het profiel houdt eveneens geen rekening met de mogelijke invloed van market response. De invloed van market response wordt eveneens economisch geoptimaliseerd door het model en is dus ook een output van het model.

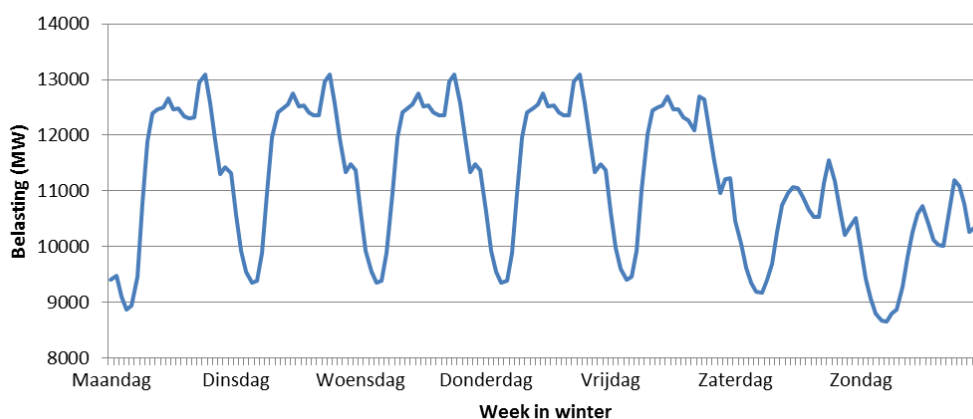
Voor de opbouw van het genormaliseerd profiel voor de belasting wordt gebruik gemaakt van historische data. In het gebruik van deze data worden speciale dagen aangeduid, zodat deze buiten beschouwing worden gelaten. Onder speciale dagen kan onder andere worden verstaan: dagen van staking of dagen waarbij balancingreserve 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 temperatuur: jaar



Figuur 15

Typisch belastingsprofiel genormaliseerd voor de temperatuur: week



Figuur 16

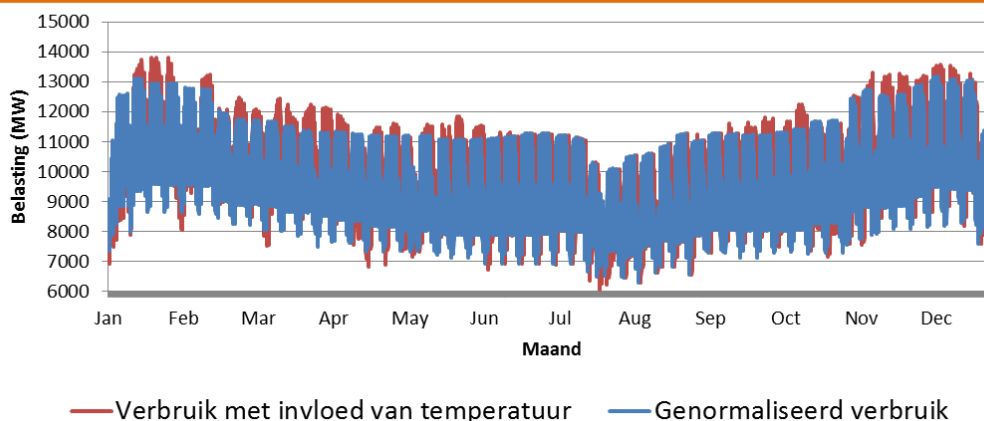
Dit profiel zal bijgewerkt worden met de gegevens van 2015.

4.2.6 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.

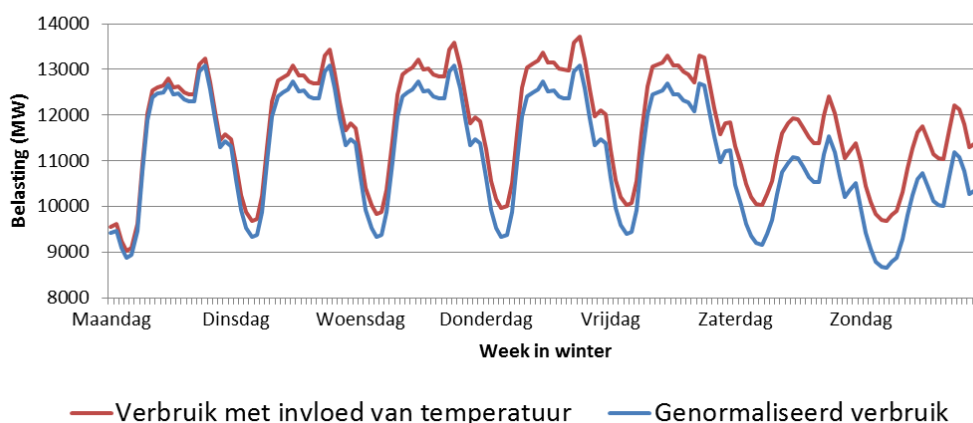
Figuur 17 toont de invloed van de temperatuur op het totale verbruik voor België voor 1 van de 40 historische gegevens voor de temperatuur. Figuur 18 zoomt in op 1 week in de winter. Voor deze specifieke week resulteert dit in een piekvraag van 13700 MW (ten opzichte van 13200 MW in het genormaliseerde profiel).

Invloed van temperatuur op de belasting: jaar



Figuur 17

Invloed van de temperatuur op de belasting: week



Figuur 18

De **gevoeligheid van de belasting** voor temperatuur is gemiddeld **110 MW/°C**¹⁹. Dit wil zeggen dat bij een daling van de temperatuur van 1 graad Celcius, de belasting met 110 MW toeneemt. Deze gevoeligheid is voornamelijk te verklaren door elektrische verwarming.

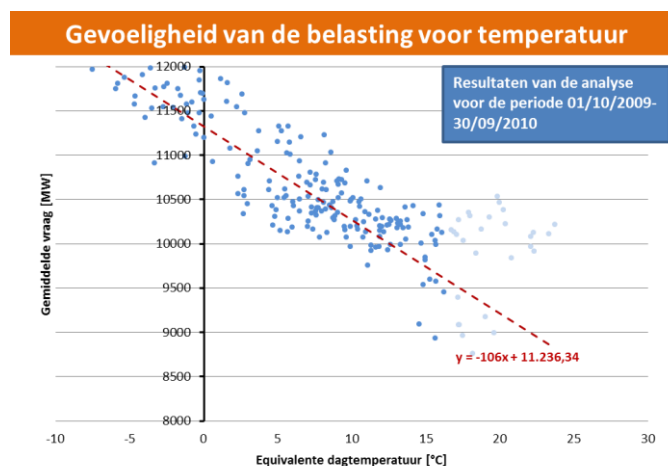
De gevoeligheid van de belasting voor de temperatuur is bepaald op basis van historische data voor de totale Belgische belasting en gemiddelde dagtemperatuur. In de analyse wordt er een filter toegepast voor werkdagen, weekenddagen worden niet beschouwd in de analyse. Verder wordt de equivalente dagtemperatuur²⁰ beschouwd. De gevoeligheid van de belasting voor de temperatuur wordt bepaald door de equivalente dagtemperatuur uit te zetten ten opzichte van de

¹⁹ 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.

²⁰ De equivalente dagtemperatuur houdt rekening met de gemiddelde dagtemperatuur van de 2 voorafgaande dagen: $0,6 D + 0,3 (D-1) + 0,1 (D-2)$.

gemiddelde dagtemperatuur. De hellingsgraad van de rechte door deze punten²¹, geeft een inschatting van de gevoeligheid.

Figuur 19 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.



Figuur 19

Profielen voor de belasting zonder impact van market 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 market response**. Dit is te verantwoorden door:

- De impact van market response op de historische energiedata is beperkt gezien er een beperkt aantal prijsspieken waren in de afgelopen jaren en de energiebijdrage van deze prijsspieken 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 market response.

Het inzetten van market response wordt door het model geoptimaliseerd. Hierdoor zal er een grotere impact zijn bij oplopende prijzen.

4.2.7 Wind en zonne-energie

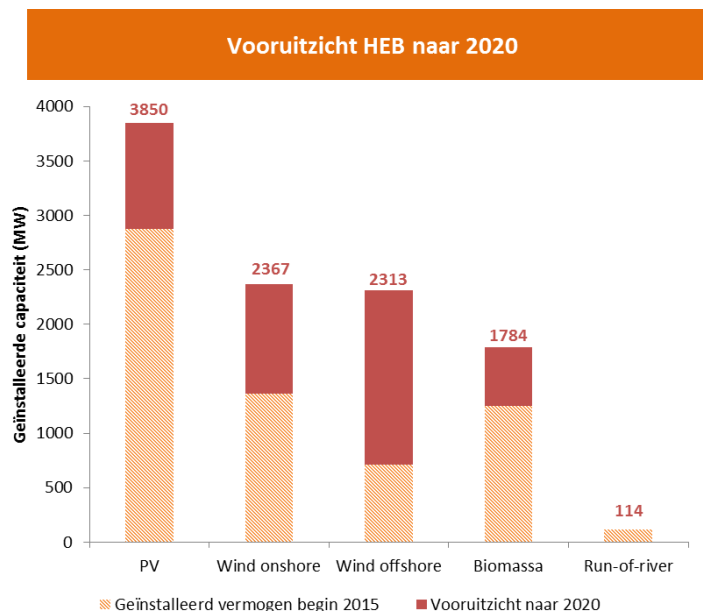
De Belgische doelstellingen uit het wetgevend Klimaat- en Energiepakket tegen 2020 vormden de aanzet voor de opkomst van de hernieuwbare energiebronnen (HEB). Dat heeft gezorgd voor een groeiend aandeel van de intermitterende energiebronnen in het Belgische productiepark (ongeveer 3200 MW aan vermogen afkomstig van zonne-energie en 2200 MW aan vermogen afkomstig van windenergie begin 2016). Het intermitterende karakter van de hernieuwbare energiebronnen zorgt ervoor dat ze moeilijker voorspelbaar zijn en dat er een blijvende nood is aan back-upcapaciteit.

Figuur 20 geeft een overzicht van de vooruitzichten tegen 2020 (data besproken in het kader van de vorige rapport met de FOD en regio's). Deze cijfers zijn niet bindend en geven een optimistische inschatting van het geïnstalleerd vermogen tegen 2020. De figuur toont eveneens een inschatting

²¹ De punten waarbij de equivalente dagtemperatuur hoger is dan 16,5°C, worden niet beschouwd voor de analyse.

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.

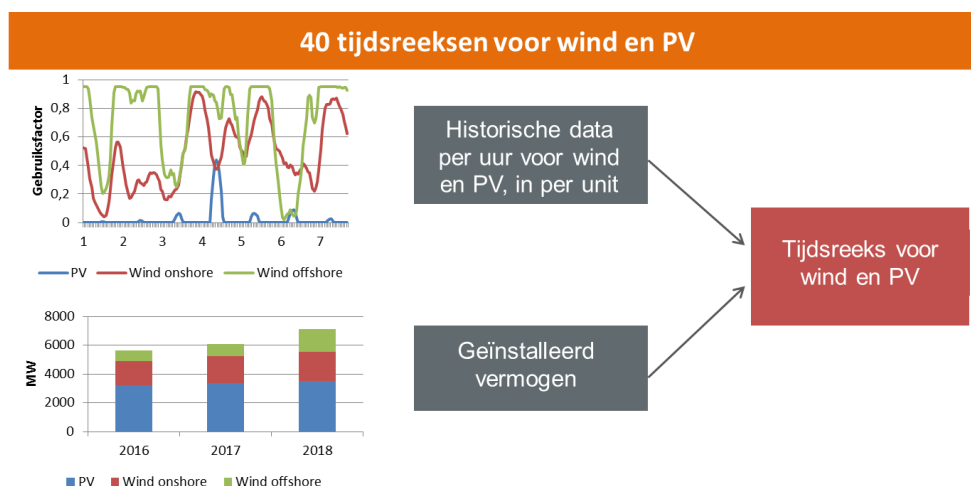
De cijfers hieronder zullen worden bijgewerkt met de nieuwste gegevens van de FOD en regio's in de loop van de maand september.



Figuur 20

Een lineaire interpolatie tussen de historische gegevens (2015) en de gegevens voor 2020 voor onshore wind en zonne-energie zal worden uitgevoerd.

De gebruiksfactor van 40 historische winters worden gebruikt om de variabiliteit van wind en fotovoltaïsche productie te modelleren. De 40 profielen worden geschaald op basis van het vooruitzicht van de toekomstige geïnstalleerde capaciteit, zie Figuur 21.



Figuur 21

4.2.8 Hydro en pompcentrales

In België hebben we 2 types van hydro centrales 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.

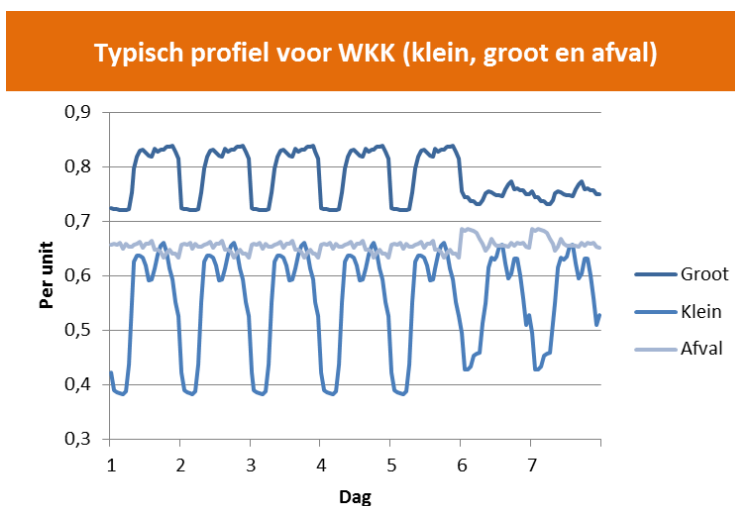
4.2.9 WKK en biomassa

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 CIPU contract als eenheden waarvoor het CIPU contract niet van toepassing is. 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.

Deze database zal worden gebruikt voor de geïnstalleerde capaciteit van biomassa en WKK die gepland zijn voor de winter 2017-18 en volgende.

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. 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".
- 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. **Een update van deze profielen op basis van de gegevens van 2015 zal uitgevoerd worden.**



Figuur 22

4.2.10 Balancing reserves

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. 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 reservatie²² 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). **Op basis van het laatste volumerapport van de balancing reserves, zal een update van de vereiste capaciteiten voor de primaire, secundaire en tertiaire reserve gecontracteerd voor 2017 gebruikt worden.**

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. 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.

²² De finale capaciteit is afhankelijk van de resultaten van de veilingen m.b.t. de verschillende reserveproducten.

4.2.11 Market response

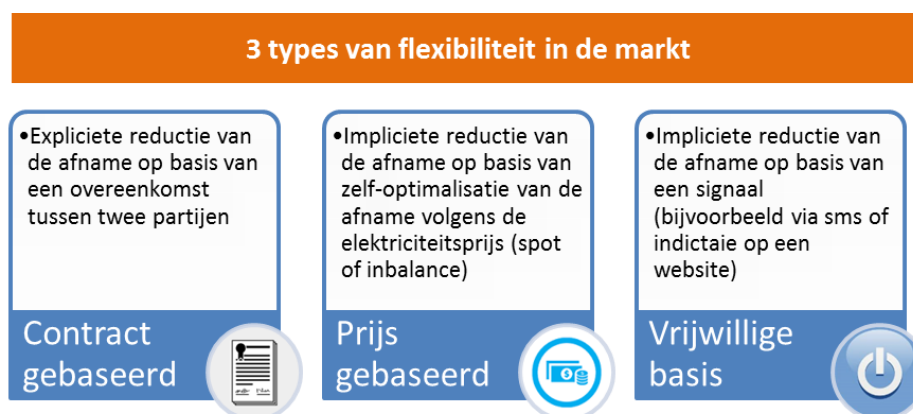
In de analyse voor de winter 2014-15 en 2015-16 werd market response²³ niet expliciet meegenomen in de berekeningen²⁴. De voornaamste reden hiervoor is dat Elia over weinig betrouwbare data met betrekking tot de hypothese van market response beschikte om dit op een correcte manier mee te nemen in de volumebepaling voor de strategische reserve. Reacties van stakeholders, die ook bevestigd worden in vorige consultaties, geven aan dat er een potentieel is aan market 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 market response 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.

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

Deze resultaten worden representatief geacht voor de winter 2017-2018.

In de enquête werd 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 23. 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.



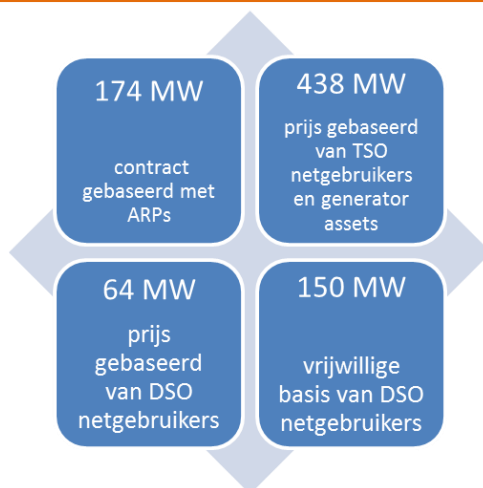
Figuur 23

Figuur 24 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.

²³ Market 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.

²⁴ In de actualisatie van de analyse voor de winter 2015-16 van juni 2015 heeft Elia impliciet een aandeel aan market response beschouwd in de aanname van de profielen van de belasting (beperkte piekvraag).

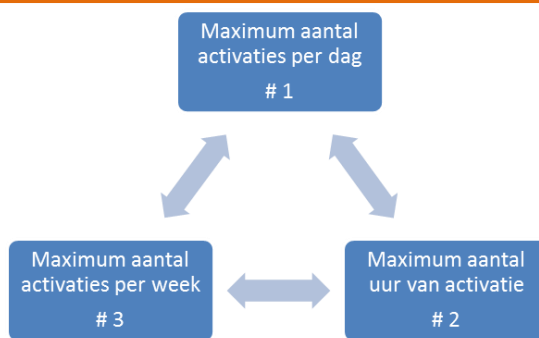
Flexibiliteit in de markt: resultaten van de studie met Pöyry



Figuur 24

Figuur 24 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 25 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



Figuur 25

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.

4.3 Hypotheses voor de omliggende landen

4.3.1 Frankrijk

De hypothesen van het Franse park zullen beschikbaar zijn in het laatste "Bilan Prévisionnel" van RTE in de loop van de zomer van 2016. <http://www.rte-france.com/fr/article/bilan-previsionnel>

Diverse bilaterale contacten zullen plaatsvinden om deze hypothesen te verfijnen.

4.3.2 Duitsland

De hypothesen voor Duitsland zullen worden getrokken uit verschillende Europese studies ("PLEF adequacy assessment", "Mid term Adequacy Forecast" van ENTSO-E) en de nationale studies met inbegrip van de Duitse toezichthouder en het ministerie van Energie ("*Bundesministerium für Wirtschaft und Energie*").

Diverse bilaterale contacten zullen plaatsvinden om deze hypothesen te verfijnen.

4.3.3 Nederland

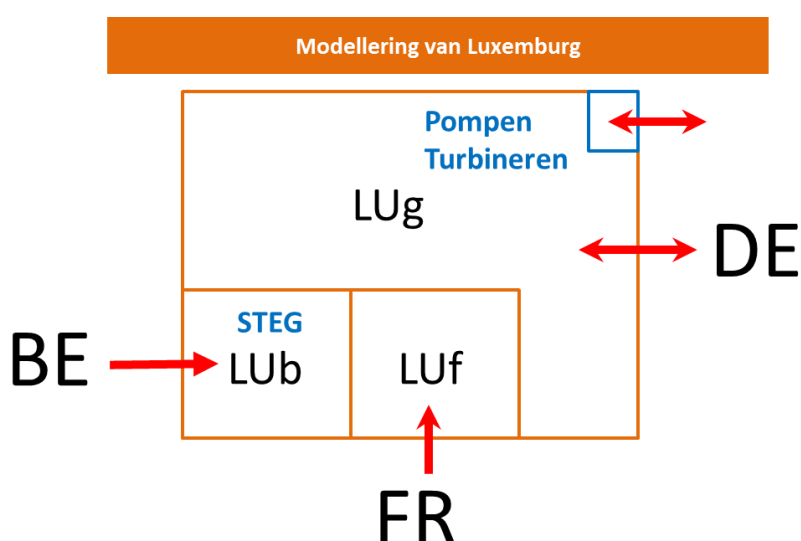
De hypothesen voor Nederland zullen worden getrokken uit verschillende Europese studies ("PLEF adequacy assessment", "Mid term Adequacy Forecast" van ENTSO-E) alsook van studies van de Nederlandse netbeheerder (Tennet).

Diverse bilaterale contacten zullen plaatsvinden om deze hypothesen te verfijnen.

4.3.4 Luxemburg

Het modelleren van Luxemburg is een bijzondere aangelegenheid. Een deel van dat land bevindt zich namelijk in de Belgische regelzone (zie de regio "LUb" getoond in Figuur 26). Deze "LUb" zone bevat een Stoom-Gasturbine alsook elektriciteitsverbruik van industriële oorsprong. Vraag en aanbod van elektriciteit in deze "LUb" zone zal worden beschouwd als onderdeel van de Belgische zone.

De andere twee elektrische zones in Luxemburg (dat wil zeggen het deel aangesloten aan Frankrijk (LUF) en het deel verbonden met Duitsland (LUg)) worden beschouwd als volledig inbegrepen in respectievelijk beide landen.



Figuur 26

De hypothesen met betrekking tot de geïnstalleerde capaciteit van windenergie, zonne-energie, waterkracht en de binnenlandse consumptie zijn opgenomen in de LUG zone verbonden met Duitsland, met uitzondering van de consumptie van de LUb en LUF zones die respectievelijk opgenomen worden in de Belgische en Franse zone.

4.3.5 Oostenrijk

De hypothesen voor Oostenrijk zullen worden getrokken uit verschillende Europese studies ("PLEF adequacy assessment", "Mid term Adequacy Forecast" van ENTSO-E). Indien nodig, zullen andere contacten plaatsvinden om deze hypothesen voor Oostenrijk te verfijnen.

4.3.6 Zwitserland

De hypothesen voor Zwitserland zullen worden getrokken uit verschillende Europese studies ("PLEF adequacy assessment", "Mid term Adequacy Forecast" van ENTSO-E). Indien nodig, zullen andere contacten plaatsvinden om deze hypothesen voor Zwitserland te verfijnen.

4.3.7 Groot-Brittannië

De hypothesen voor Groot-Brittannië zullen worden getrokken uit verschillende Europese studies ("Mid term Adequacy Forecast" van ENTSO-E) alsook van rapporten van de Britse netbeheerder (National Grid). Indien nodig, zullen andere contacten plaatsvinden om deze hypothesen voor Groot-Brittannië te verfijnen.

4.3.8 Spanje

De hypothesen voor Spanje zullen worden getrokken uit verschillende Europese studies ("Mid term Adequacy Forecast" van ENTSO-E) alsook van nationale rapporten van de Spaanse netbeheerder (REE). Indien nodig, zullen andere contacten plaatsvinden om deze hypothesen voor Spanje te verfijnen.

4.3.9 Italië

De hypothesen voor Italië zullen worden getrokken uit verschillende Europese studies ("Mid term Adequacy Forecast" van ENTSO-E) alsook van nationale rapporten van de Italiaanse netbeheerder (Terna). Indien nodig, zullen andere contacten plaatsvinden om deze hypothesen voor Italië te verfijnen.

4.3.10 Andere landen

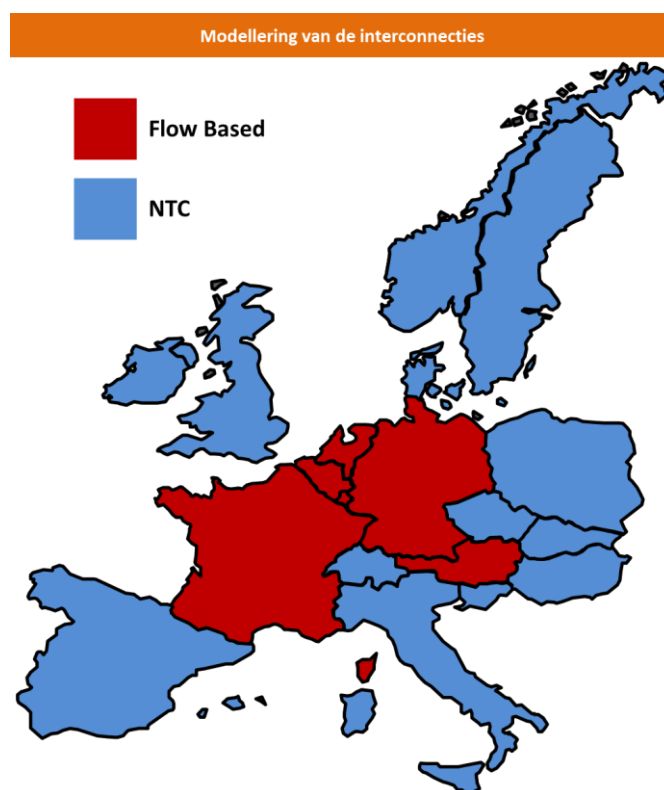
De hypothesen voor de rest van Europa zullen worden getrokken van verschillende Europese studies ("Mid term Adequacy Forecast" van ENTSO-E).

4.4 Hypotheses voor de interconnecties

In eerdere studies (winter 2015-16 en eerdere) 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.

In deze analyse worden de interconnecties tussen de landen gemodelleerd zoals in het day-ahead marktkoppelingsmechanisme. Frankrijk, Nederland, Duitsland (gekoppeld aan Luxemburg en Oostenrijk) en België worden gemodelleerd aan de hand van de **flow-based methodologie**. 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 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 NTC²⁵ 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.



Figuur 27

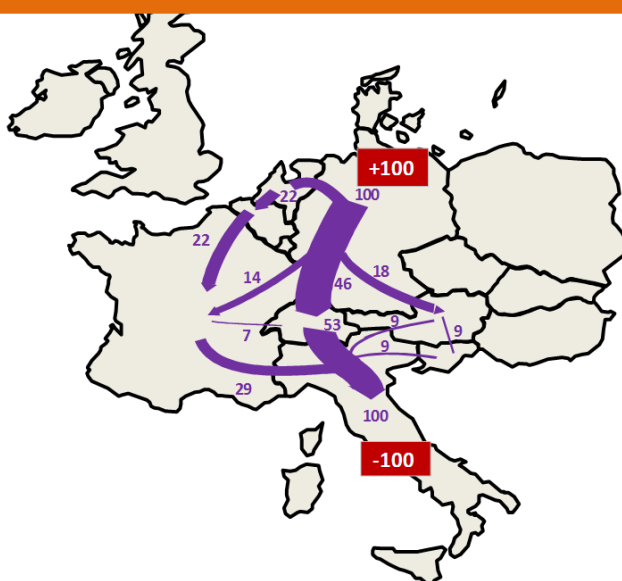
²⁵ NTC: Net Transfer Capacity

4.4.1 Importcapaciteit van België

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 28 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.

Verdeling van de fysieke stromen bij een commerciële uitwisseling tussen Duitsland en Italië

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



Figuur 28

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 laat toe om de impact van commerciële uitwisselingen tussen landen beter in rekening te nemen.

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 benutted worden. De reëel benutbare capaciteit wordt **importsald**o genoemd.

Importcapaciteit van België

De importcapaciteit van België is de capaciteit die ter beschikking van de markt gesteld kan worden onder normale net-exploitatieomstandigheden, 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, maandelijks, day-ahead en intraday delen. Bovendien hangt de capaciteit af van de seizoenen en onderhoudswerken op het net.

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 4.4.2) 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.

4.4.2 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.

Hoe werkt flow-based in de realiteit?

De flow-based methodologie maakt gebruik van PTDF²⁶ verdelingsfactoren die het mogelijk maken om de reële stromen door lijnen in te schatten op basis van commerciële uitwisselingen tussen landen. Het voorbeeld Figuur 28 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 wordt flow based in rekening genomen in de studie voor winter 2017-18 ?

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.

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.

Er zijn echter weinig marktsimulatiertools 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. 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 Coreso²⁷ worden twee cases geanalyseerd:

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

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 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.

²⁶ PTDF: Power Transfer Distribution Factor

²⁷ Coreso: Coordination of Electricity System Operators

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} PST²⁸ 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.

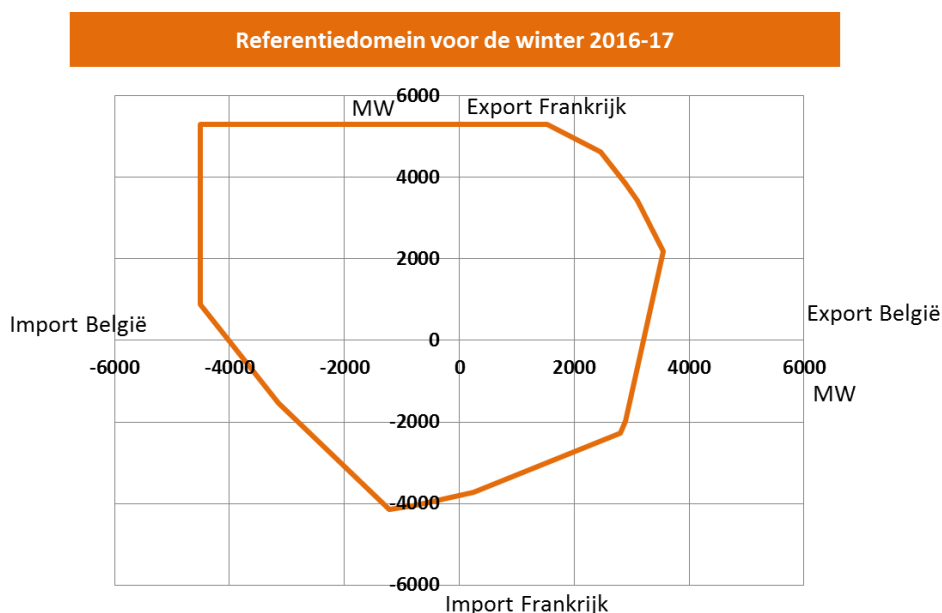
Het gebruikte domein is valabel als alle netelementen beschikbaar zijn in de CWE-zone. Defecte elementen zullen een impact hebben op het domein en dus op de uitwisselingen die mogelijk zijn tussen landen.

Illustratie van het gebruikte referentiedomein voor winter 2016-17

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 ook bestudeerd.

Het (multidimensionale) flow-based domein kan weergegeven worden door een projectie op 2 landen, zie Figuur 29.

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.



Figuur 29

²⁸ PST: Phase Shifting Transformer (dwarsregeltransformator)

Figuur 29 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 bevoordelen 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.

4.4.3 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: <https://transparency.entsoe.eu/>.

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.

4.4.4 Flow Based Domein voor winter 2017-18

Eén of meerdere flow based domeinen zullen gebruikt worden voor de winter 2017-18. De voorziene versterkingen aangebracht tussen winter 2016-17 en 2017-18 zullen in rekening genomen worden in de berekening van het flow based domein dat gebruikt zal worden voor de volumebepaling van de strategische reserve.