

STUDIE OVER
DE NOOD AAN
'ADEQUACY' EN
AAN **FLEXIBILITEIT**
IN HET BELGISCHE
ELEKTRICITEITSSYSTEEM

Periode 2017-2027



APRIL 2016

VOORWOORD

Geachte lezer,

Op vraag van de Minister van Energie, heeft Elia voorliggende studie uitgevoerd over de 'adequacy' of het op elkaar afstemmen van de elektriciteitsproductie en het verbruik en over de nood aan flexibiliteit in het elektriciteitssysteem.

Deze studie die de periode 2017- 2027 bestrijkt maakt vooral een kwantitatieve analyse van de nood aan 'adequacy' en flexibiliteit en plaatst deze elementen voor België binnen de Europese markt.

Elia heeft deze studie gemaakt vanuit een probabilistische benadering die een gelijkaardige analysemethode gebruikt als deze voor de evaluatie van het volume van de strategische reserve. Eerst wordt er een analyse gemaakt aan de hand van een basisscenario dat als referentie voor de studie dient. Daarna zijn er een reeks sensitiviteitsanalyses gemaakt voor de verschillende parameters die in dit kader relevant zijn. De gebruikte parameters hebben betrekking op de mogelijke evoluties binnen de Belgische markt (evolutie van het verbruik, en dergelijke meer) en binnen de Europese markt (ontwikkeling van de interconnecties, buitengebruikstelling van productie-eenheden, en dergelijke meer).

De studie bestaat dan ook uit verschillende onderdelen. Zij illustreren telkens de ordes van grootte en de mogelijke algemene tendenzen die een impact zouden kunnen hebben op de 'adequacy' tussen productie en verbruik, alsook op de behoeften aan flexibiliteit binnen de Belgische markt.

In deze studie komen ook enkele bedenkingen aan bod over eventuele maatregelen die kunnen worden genomen om de productie en het verbruik op elkaar af te stemmen. Het gaat om kwalitatieve bedenkingen. Zij zouden een eerste aanzet kunnen zijn om het debat met alle overheden en marktspelers in de komende maanden op te starten.

Aangezien Elia haar stakeholders zo duidelijk mogelijk wil informeren, heeft onze onderneming beslist om dit studierapport te publiceren en zo een beter inzicht te geven in de methodologie en de uitgangshypothesen die zij heeft toegepast. Wij wensen u veel leesplezier!

Chris Peeters
CEO van Elia

INHOUD

1 — EXECUTIVE SUMMARY	5	4 — HYPOTHESEN EN SCENARIO'S	36
2 — INTRODUCTIE	14	4.1 — Hypothesen voor België	38
2.1 — Context	15	4.1.1 — Evolutie van de capaciteit aan wind en zon	38
2.1.1 — Vraag van de Minister van Energie (formeel mandaat)	15	4.1.2 — Waterkracht en opslag	39
2.1.2 — Volumebepaling strategische reserve versus volumebepaling flexibele nationale capaciteit	15	4.1.3 — Evolutie van het nucleaire park	40
2.2 — Totstandkoming en transparantie	16	4.1.4 — Evolutie van de capaciteit aan WKK en biomassa	40
2.3 — Scope van de studie	16	4.1.5 — In rekening brengen van het volume van de balancing reserves in de studie over de bevoorradingszekerheid	41
3 — METHODOLOGIE	17	4.1.6 — Verbruik in België	41
3.1 — Geanalyseerde tijdshorizonten	19	4.1.7 — Markt response	43
3.2 — Het structurele blok	19	4.1.8 — Samenvatting van de productiemiddelen	43
3.2.1 — Definitie van het structurele blok	19	4.2 — Hypothesen voor de buurlanden	44
3.2.2 — Aard van het structurele blok	20	4.2.1 — Evolutie van de geïnstalleerde capaciteit aan steenkool	44
3.2.3 — Voor de winter 2016-2017 geïnstalleerde productiecapaciteit die beantwoordt aan de definitie van het structurele blok	20	4.2.2 — Evolutie van de geïnstalleerde capaciteit aan gas	45
3.3 — Berekening van de 'adequacy'-indicatoren	21	4.2.3 — Evolutie van de geïnstalleerde nucleaire capaciteit	45
3.3.1 — Bepaling van de toekomstige situaties	21	4.2.4 — Sensitiviteiten op de basishypothesen	46
3.3.2 — Identificatie van momenten van structureel tekort	23	4.3 — Interconnecties tussen landen	47
3.3.3 — Iteratief proces voor de berekening van het vereiste volume	25	4.3.1 — Importcapaciteit van België	47
3.4 — Evaluatie van de economische indicatoren van de gascentrales	26	4.3.2 — Sensitiviteit op de importcapaciteit	48
3.4.1 — Berekening van de vaste en variabele kosten van de centrales, de opbrengsten en de inframarginale rente	26	4.3.3 — Sensitiviteit op een geïsoleerd België	48
3.4.2 — Totale productiekosten en 'screening curve'	27	4.3.4 — Uitwisselingen met niet-gemodelleerde landen	48
3.4.3 — Referentie-eenheden	28	4.4 — Economische hypothesen	49
3.4.4 — Investeringsbeslissingen in het model	28	4.4.1 — Prijsscenario's	49
3.4.5 — Belangrijke aandachtspunten in verband met de economische resultaten	29	4.4.2 — Vaste en variabele kosten van de centrales	49
3.5 — Flexibiliteit	29	4.5 — Samenvatting van de scenario's en de sensitiviteiten	50
3.5.1 — Toepassingsgebied en definitie	29		
3.5.2 — Flexibiliteitsbehoeften voor de markt en de balancing reserves	30		
3.5.3 — Balancing reserves	31		
3.5.4 — Indicatoren van de flexibiliteitsbehoefte	31		
3.5.5 — Methode om de flexibiliteitsbehoefte voor de markt te evalueren	32		
3.5.6 — Methode om de flexibiliteitsbehoefte voor balancing te evalueren	34		

INHOUD

5 — RESULTATEN EN BEVINDINGEN	51	6 — ANALYSE VAN DE RESULTATEN EN CONCLUSIES	73
5.1 — Omvang van het structurele blok voor het basisscenario 2017-2027	52	6.1 — Opmerkingen en conclusies bij de 'adequacy'-analyse	74
5.2 — 'Adequacy'-indicatoren voor het basisscenario	53	6.2 — Opmerkingen en conclusies bij de economische analyse van de gascentrales	79
5.2.1 — Resultaten voor 2017	53	6.3 — Opmerkingen en conclusies bij de analyse van de flexibiliteitsbehoefte van het systeem	80
5.2.2 — Resultaten voor 2021	54	6.4 — Resultatenbundeling	84
5.2.3 — Resultaten voor 2023	54		
5.2.4 — Resultaten voor 2027	54	7 — MOGELIJKE MAATREGELEN ALS ANTWOORD OP DE 'ADEQUACY'-PROBLEMATIEK:	85
5.3 — Bijkomende analyses op het basisscenario	56	7.1 — 'Energy-only' Market / Capacity Remuneration Mechanisms	87
5.3.1 — Analyse van de monotone werkingscurve van de residuele belasting	56	7.2 — Capacity Remuneration Mechanisms	88
5.3.2 — Jaarlijkse commerciële import van België in het basisscenario	57	7.2.1 — Design opties en haalbaarheid van een Belgische CRM	89
5.3.3 — Situatie in de buurlanden	59	7.3 — 'Energy-only' Market met strategische reserve	90
5.3.4 — Importcapaciteit op momenten van structureel tekort in België	59	7.4 — Mogelijke evoluties van de strategische reserve	91
5.3.5 — Chronologische weergave van de behoeften	60	7.4.1 — Investerings in nieuwe capaciteit	91
5.3.6 — Activeringsduur van het structurele blok	60	7.4.2 — De keuze van bestaande eenheden voor de strategische reserve	91
5.3.7 — Kenmerken van de bevoorradingszekerheid van het structurele blok	61	7.4.3 — De strategische reserve als marktstabilisator	92
5.4 — Sensitiviteitsanalyses voor het jaar 2027	62	7.5 — Verdere evolutie van de EoM	92
5.4.1 — Sensitiviteit op de groeifactor van de vraag	62	7.6 — Conclusies	93
5.4.2 — Sensitiviteit op een geïsoleerd België	63		
5.4.3 — Sensitiviteit op de importcapaciteit van België	63	8 — VERKLARENDE WOORDENLIJST	94
5.4.4 — Hoge sensitiviteit in capaciteit aan hernieuwbare energie	63	9 — BRONNEN	96
5.4.5 — Sensitiviteit op het thermische productiepark van de buurlanden - 'Coal Phase-Out'	64		
5.4.6 — Sensitiviteit op het thermische productiepark van de buurlanden - 'Low Capacity'	64		
5.4.7 — Sensitiviteit op de in rekening name van de factor markt response	65		
5.4.8 — Sensitiviteit met bijkomende opslagcapaciteit	65		
5.5 — Analyse van de economische parameters van de gascentrales	66		
5.5.1 — Door het model gekozen investeringen volgens de gebruikte methode	66		
5.5.2 — Aantal werkingsuren in het basisscenario	66		
5.5.3 — Sensitiviteit op het aantal werkingsuren van de CCGT-centrales voor 2027	67		
5.5.4 — Inframarginale rente van de CCGT-centrales voor het basisscenario	67		
5.5.5 — Sensitiviteit op de inframarginale rente van de CCGT-eenheden voor 2027	68		
5.5.6 — Belang van het rendement van de gascentrales en de omvang van het blok aan gascapaciteit in de 'merit order'	68		
5.6 — Flexibiliteit	69		
5.6.1 — Residuele belasting op dag-1	69		
5.6.2 — Residuele kwartuurbelasting op dag-1	70		
5.6.3 — Voorspellingsfouten op dag -1	71		
5.6.4 — Behoeftte aan balancing reserves	72		

EXECUTIVE SUMMARY

Wat de 'adequacy'-noden van het elektriciteitssysteem betreft	7
'Adequacy'-analyse, aangevuld met economische marktwerking	8
Aan de flexibiliteitsvereisten moet ook voldaan worden	9
Resultatenbundeling	10
Technische toelichting bij de reserves R1, R2 en R3, de 'balancing reserves'	11
Mogelijke maatregelen als antwoord op de 'adequacy'-problematiek	12
Vaststellingen over het Belgische systeem in een Europese context	13

Dit rapport is een samenvatting van de bevindingen van de studie die Elia op verzoek van de Minister van Energie heeft uitgevoerd over twee essentiële aspecten van de werking van de elektriciteitsmarkt tot 2027:

- de **‘adequacy’-noden van het elektriciteitssysteem**: een analyse van het volume aan elektrisch regelbaar vermogen¹ dat België nodig heeft om adequaat te zijn.
- de **flexibiliteitsbehoeften**²: een analyse van het benodigde volume flexibele middelen, meer bepaald om de balancingbehoeften van de transmissienetbeheerder (TNB) te dekken, alsook een analyse van hun kenmerken

De studie is gebaseerd op de **huidige kennis van en de verwachte evoluties** van het productiepark, de klimaatdoelstellingen en de economische context. Elke ingrijpende wijziging in deze hypothesen zal een herziening van de resultaten vereisen.

Elia benadrukt dat **de bevindingen van dit rapport onlosmakelijk verbonden zijn met de uitgangshypothesen** die in het voorliggende rapport worden vooropgesteld. Elia kan niet garanderen dat deze hypothesen zich in de praktijk ook werkelijk zullen voordoen. In de meeste gevallen gaat het om ontwikkelingen waarover de netbeheerder geen rechtstreekse controle heeft.

1. Het regelbaar vermogen is het vermogen dat naargelang de noden kan worden gemoduleerd, met inbegrip van het volledige park van aardgascentrales.

2. De flexibiliteitsbehoeften komen overeen met het gedeelte van het regelbaar vermogen dat nodig is om de variabiliteit op te vangen van het afgenomen en geïnjecteerd vermogen (meer bepaald de productie van de variabele hernieuwbare energiebronnen), met inbegrip van de balancing reserves van de TNB (regelvermogen).

Wat de 'adequacy'-noden van het elektriciteitssysteem betreft:

De analyse geeft het nationale volume aan regelbaar vermogen, het zogenaamde 'structurele blok', dat nodig is om te voldoen aan de huidige wettelijke criteria die moeten vervuld zijn opdat de productie en het verbruik volledig op elkaar afgestemd zouden zijn (hierna omschreven onder de term 'adequacy'). Dit structurele blok kan samengesteld zijn uit verschillende productie-, opslag- en/of verbruiksmiddelen.

Voor de interpretatie van de resultaten is het van belang om de definitie van het structurele blok, evenals de implicaties van deze definitie, scherp te omlijnen. De berekening van het structurele blok vertrekt van alle, als gekend beschouwde, bronnen in een gegeven scenario: de nucleaire capaciteit volgens de wettelijke agenda van de kernuitstap, de hernieuwbare bronnen en WKK volgens de voorziene ontwikkelingen ervan, de bestaande pompcentrales, de bestaande vraagsturing in de markt en de mogelijkheid om energie in te voeren naargelang de beschikbaarheid ervan in de buurlanden. De som van deze verschillende bronnen wordt in mindering gebracht van het verwachte totale verbruik. Het resulterend verschil is per definitie de grootte van het structurele blok.

Deze definitie heeft volgende implicaties:

- Het volledig park aan, in België, opgestelde en eventueel nieuw te bouwen gascentrales (grotendeels CCGT en OCGT), eventuele bijkomende pompcentrales, bijkomende middelen van vraagsturing of nieuw te ontwikkelen opslag, interconnecties die op vandaag nog niet beslist zijn, al deze middelen worden verondersteld deel uit te maken van dit structurele blok;
- De berekening geeft een beeld van het totaal vermogen van het structurele blok maar niet van de gebruiksduur van deze centrales aangezien zij, als gevolg van de definitie van structurele blok, in de 'merit order' achter alle andere bronnen worden geplaatst;
- Het 'adequacy' model geeft geen beeld van de behoeften aan centrales voor het leveren van reserve- of regelvermogen (balancing reserves);
- De hierboven vermelde implicaties van het 'adequacy' model worden in een tweede stap aangevuld met analyses die de economische 'merit order' in rekening brengen. De behoefteanalyse aan flexibiliteit zowel voor de marktpartijen, als voor balancing reserves van de netbeheerder, vormen de derde stap van de analyse.
- De analyse is probabilistisch: ze anticipeert op verschillende mogelijke toekomstige situaties die afhangen van onzekere factoren (zoals de onbeschikbaarheid van productiemiddelen, het voorkomen van bepaalde weersomstandigheden...). Daarnaast houdt ze rekening met de mogelijkheid op uitwisseling van elektrische energie met de buurlanden (import/export), afhankelijk van de

economische omstandigheden van het ogenblik en op basis van een vaste hypothese over het maximale vermogen dat België simultaan kan importeren (6500 MW vanaf 2021). De analyse neemt hiervoor 19 Europese landen in aanmerking.

Volgens de in Hoofdstuk 3 beschreven methodologie en op basis van de in Hoofdstuk 4 uiteengezette hypothesen, zijn de resultaten voor het basisscenario als volgt (de flexibilitateitsbehoeften buiten beschouwing gelaten):

- In het jaar 2017 bedraagt het structurele blok 2500 MW en kan het volledig op de bestaande middelen gebaseerd zijn.
- In het jaar 2021 bedraagt het structurele blok 0 MW, na de indienststelling van twee nieuwe interconnecties (NEMO en ALEGrO) voor 2 GW, de uitbreiding van de offshore windparken en 600 MW aan nieuwe biomassa centrales.
- In het jaar 2023 bedraagt het structurele blok 500 MW.
- In het jaar 2027 bedraagt het structurele blok 4000 MW, waarvan de eerste 2000 MW gemiddeld 500 tot 2000 uur gedurende het hele jaar nodig zijn. De volgende schijf van 1000 MW is gemiddeld ongeveer 200 uur per jaar nodig, uitsluitend in de winter, en zal minstens eenmaal per jaar worden geactiveerd. De laatste 1000 MW zijn gemiddeld slechts 15 uur per jaar (ongeveer) nodig en moeten niet noodzakelijk elk jaar worden geactiveerd; als dat wel zou moeten gebeuren, zou het slechts voor zeer beperkte duur in de loop van het jaar zijn.

Als het structurele blok in 2027 alleen op de momenten van structureel tekort zou worden geactiveerd, dan zou België ongeveer 50% van zijn nationale elektriciteitsverbruik invoeren. Het niveau van de Belgische import zal afhangen van de competitiviteit van het structurele blok ten opzichte van het productiepark van de buurlanden. Deze resultaten worden beïnvloed door de evolutie van verschillende parameters en hypothesen, zoals:

- de evolutie van het elektriciteitsverbruik: een snellere stijging (+0,6% per jaar) van de vraag zou een bijkomende behoefte van 1000 MW scheppen (bovenop de omvang van het structurele blok in 2027)
- bijkomende buitenwerkingstellingen van productie-eenheden in het buitenland, die de omvang van het structurele blok ook zouden verhogen, tot 4000 MW extra in 2027, weliswaar met een vrij laag aantal werkingsuren
- bijkomende capaciteit aan opslag of hernieuwbare energie, of een min of meer sterke market response op de prijs: deze factoren hebben geen invloed op de omvang van het structurele blok, maar wel op zijn kenmerken in termen van activeringswaarschijnlijkheid of aantal werkingsuren

‘Adequacy’-analyse, aangevuld met economische marktwerking:

Zoals eerder aangegeven geeft het ‘adequacy’-model resultaten over de totale capaciteit van het structurele blok en over de tijdsduur wanneer deze eenheden ingezet moeten worden voor ‘adequacy’-redenen, maar niet over de economische gebruiksduur van deze eenheden. Het ‘adequacy’-model gaat er namelijk van uit dat alle productie in het structurele blok in de ‘merit order’ zich bevindt na de gekende bronnen.

Daarom werd in een tweede stap de jaarlijkse gebruiksduur (in equivalente vollast uren) berekend van een efficiënte CCGT en OCGT-eenheid in het Belgisch net, functionerend in het kader van een internationale ‘merit order’. Het blijkt dat de resultaten van deze simulaties extreem variabel zijn in functie van de hypothesen. De werkingsduur van een efficiënte CCGT eenheid in 2027 varieert van minder dan 2000u in het scenario ‘High RES’ tot bijna 8000u in het scenario ‘Gas before Coal’.

In dit economisch dispatchmodel werd ook berekend wat de netto-opbrengsten zouden zijn (de inframarginale rente) van een CCGT centrale in een ‘Energy-only’ Market zoals wij die op vandaag kennen met de marktkoppeling. Voor de diverse scenario’s van 2027 varieert dit bedrag van ongeveer 15 €/kW jaar (basisscenario) tot 50 €/kW jaar (groeiscenario). Deze bedragen zijn onvoldoende voor het dekken van de investeringskosten, op basis van onder meer gegevens van het Joint Research Center (JRC) van de EU.

Bij voorgaande vaststelling horen twee bedenkingen:

1. Het model voor de economische dispatch gaat ervan uit dat alle eenheden van het structurele blok deelnemen aan de ‘Energy-only’ Market. Indien een deel ervan tot de strategische reserve zou behoren, zal de activatie ervan leiden tot schaarsteprijzen, die vandaag 3000 €/MWh bedragen. Indien dergelijke pieken zich tijdens enkele uren per jaar voordoen, heeft dit een (heel) gunstige invloed op de marktopbrengsten, en dus de rendabiliteit van de eenheden in de markt.
2. Het marktmodel houdt geen rekening met inkomsten van gascentrales uit de levering van reserve- en regeldiensten zoals geanalyseerd in de derde stap van de studie en hierna samengevat.

Met het relatief hoog niveau van interconnectie van het Belgische systeem in 2027, geraamd op 6,5 GW importcapaciteit wat overeenstemt met ongeveer 50% van de piekvraag, is de economische werkingsduur van de gascentrales sterk afhankelijk van hun competitiviteit op Europees niveau. Dit hoog niveau van interconnectie is nodig op basis van de dubbele noodzaak om zowel een competitief prijsniveau in het land te verzekeren als de grootschalige integratie van hernieuwbare bronnen mogelijk te maken.

De Europese marktintegratie heeft als doel (en ook als gevolg) dat de ‘merit order’ niet meer op nationaal niveau, maar wel op Europees niveau wordt bepaald door de marktkoppeling. Dit heeft een dubbele implicatie:

- enerzijds zullen centrales die zich ongunstig plaatsen in de Europese ‘merit order’, qua werkingsduur teruggedrongen worden door meer efficiënte middelen in de buurlanden;
- anderzijds zullen efficiënte CCGT-eenheden ingezet worden volgens een Europese ‘merit order’. Dit betekent concreet dat een relatief efficiënte CCGT-eenheid dankzij de interconnecties een aanzienlijk hogere werkingsduur zal kennen. Eén illustratie hiervan is het eerder vermelde geval van een ‘Gas before coal’ ‘merit order’ waarbij een Belgische efficiënte CCGT-eenheid in 2027 in quasi basislast draait, terwijl in het land een totaal park van WKK en hernieuwbare bronnen wordt verwacht van ongeveer 15 GW, die prioritair worden ingezet.



BALANCING RESERVES:

TECHNISCHE TOELICHTING BIJ DE RESERVES R1, R2 EN R3,

Om permanent het evenwicht tussen vraag en aanbod van elektriciteit te verzekeren is de netbeheerder aangewezen op het aanhouden en aansturen van een aantal reserves, bestaande uit de primaire, secundaire en tertiaire reserves. Deze reserves worden door de netbeheerder gecontracteerd via aanbestedingsprocedures, onder toezicht van de regulator.

Traditioneel waren deze reserves afkomstig uit centrales op fossiele brandstof die zich binnen de nationale regelzone bevinden. Door recente ontwikkelingen kunnen nu ook hernieuwbare en decentrale productie, actieve vraagsturing en internationale uitwisselingen bijdragen aan deze reserves. De effectieve deelname van deze bronnen tot de ene of andere reserve vereist wel dat ze aan de technische kenmerken van deze reserves voldoen. De kenmerken van de verschillende reserves worden hierna kort geschetst.

DE PRIMAIRE RESERVE R1

(FCR - Frequency Containment Reserve)

dient voor het stabiliseren van de frequentie binnen een marge tussen 49,8 en 50,2 Hertz. Aangezien een tekort aan productie onmiddellijk tot een frequentiedaling leidt (en een teveel aan productie tot een frequentiestijging), moet de primaire reserve heel snel reageren. In minder dan 30 seconden tijd moet de primaire reserve bij een frequentiedaling de productie verhogen (en omgekeerd bij een frequentiestijging). De hoeveelheid R1 wordt via internationale afspraken geregeld. Voor Elia wordt deze voor de toekomst geschat op 80 à 100 MW, opwaarts en neerwaarts. Elia mag tot 70% hiervan bij producenten buiten België aanschaffen.

Omwille van de snelle reactie kan R1 enkel geleverd worden door draaiende machines of door verbruikers die heel snel hun verbruik kunnen bijsturen (bv: electrolyse of koelinstallaties).

DE TERTIAIRE RESERVE R3

(mFRR – manual Frequency Restoration Reserve)

dient voor het vrijmaken van R2 wanneer deze laatste verzadigd is of verzadigd dreigt te worden, bijvoorbeeld na het verlies van een grote productie-eenheid. R3 wordt manueel geactiveerd en aangestuurd door de Elia dispatchers, binnen enkele minuten tot maximum 15 minuten.

R3 kan door diverse bronnen geleverd worden, zoals draaiende of stilstaande productiemiddelen (mits voldoende snelle opstarttijd) of door diverse verbruikers in de distributienetten of in het transportnet. Elia verwacht een stijgende behoefte aan R3, die oploopt tot 1065 à 1600 MW opwaarts en 825 à 1000 MW neerwaarts in 2027. Omdat de transportcapaciteit tussen regelzones bij voorkeur voor de commerciële uitwisselingen wordt gereserveerd, kan er niet van uitgegaan worden dat deze behoefte op een structurele wijze uit de buurlanden kan betrokken worden.

DE SECUNDAIRE RESERVE R2

(aFRR - automatic Frequency Restoration Reserve)

heeft een dubbel doel:

1. Het terugbrengen van de frequentie naar 50 Hz zodat R1 terug vrijgemaakt wordt;
2. Het permanent afstemmen van de fysische import/export balans van een regelzone op de contractueel, door de marktpartijen overeengekomen import/export balans (de Elia regelzone bestaat uit België en een deel van het Groothertogdom).

R2 is technisch de meest complexe vorm van reserve. Terwijl een lokale meting van de frequentie-afwijking volstaat voor het aansturen van R1, is het R2 stuursignaal ook gebaseerd op het continu gemeten verschil tussen de fysische stromen en de contractuele afspraken. Het stuursignaal wordt elke 10 seconden door Elia berekend en doorgestuurd naar alle centrales die aan R2 deelnemen.

Door het doel ervan is R2 per definitie gebonden aan de regelzone. Er bestaat wel een internationale samenwerking voor het activeren van R2 (IGCC – International Grid Control Cooperation) maar deze leidt niet tot een vermindering van de R2- regelcapaciteit die binnen een regelzone noodzakelijk is. Elia verwacht dat de behoefte aan R2 zal evolueren van ongeveer 140 MW tot 175 MW in de tijdsperiode van de studie, zowel opwaarts als neerwaarts.





Aan de flexibiliteitsvereisten moet ook voldaan worden:

Naast de ‘adequacy’ en de economische dispatch van het productiepark, besteedt de studie ook aandacht aan de flexibiliteitsnoden in de markt en voor de balancing. Deze analyse is onder meer noodzakelijk om de zogenoemde ‘balancing reserves’ te bepalen, namelijk het vermogen dat Elia nodig heeft om op elk ogenblik het operationeel evenwicht van het elektrische systeem te verzekeren.

In de kader op pagina 9 staat een technische toelichting bij de verschillende balancing reserves van Elia.

In de periode waarover deze studie handelt, zijn er diverse factoren van belang voor de evolutie van de behoefte aan balancing reserves, in het bijzonder de mate waarin centrale productiemiddelen in het land noodzakelijk zijn als balancing reserves. Deze factoren zijn: de integratie van **hernieuwbare energie**, de verdere ontwikkeling van **intraday- en balancingmarkten** in het kader van de Europese netwerkcodes, de ontwikkeling van actieve **vraagsturing** en **decentrale opslag** en tenslotte de **internationale samenwerking** tussen netbeheerders op het vlak van balancing reserves.

De toename van **hernieuwbare productie** leidt tot een verhoging van de nood aan balancing reserves. Toch kan deze toename beperkt blijven door de voortdurende ontwikkeling van de **intraday- en balancingmarkt**. De intraday – en balancingmarkt stelt aan de marktpartijen marktmechanismen en marktplaatsen ter beschikking om steeds het evenwicht in hun portfolio te respecteren en om, indien nodig, bij te dragen tot het herstel van het algemeen systeemevenwicht. Elia zal ook de komende jaren op de verdere ontwikkeling van deze markten blijven inzetten.

Daarnaast is er de verwachte sterke toename van de **vraagsturing** (specifieke acties van ‘demand side response’) of van vraagelasticiteit in het algemeen (aanpassing van het verbruik aan tijdelijke prijsniveaus), en de ontwikkeling van **decentrale opslag** (batterijen). Deze ontwikkelingen zullen bijdragen aan de reserves en balancingdiensten.

Wat betreft de **internationale samenwerking** op het vlak van balancing reserves, is het een feit dat de transmissiecapaciteit tussen regelzones prioritair ter beschikking van de marktpartijen wordt gesteld, waardoor deze samenwerking steeds ondergeschikt is aan het beschikbaar zijn van deze transmissiecapaciteit. Dit verhindert niet dat er belangrijke synergiën kunnen gerealiseerd worden op het vlak van energie-efficiëntie. Maar wat de nodige capaciteit aan regelmiddelen betreft, dient Elia er vanuit te gaan dat het grootste deel capaciteitsmiddelen om de toekomstige balancing reserves samen te stellen zich binnen de Belgische regelzone moet bevinden.

De resultaten van deze studie voor de reserves R1, R2 en R3 kunnen als volgt samengevat worden:

1. Voor R1: Door het relatief lage volume, de mogelijkheid om R1 via vraagsturing en decentrale productiemiddelen of met batterijen te ontwikkelen en daarbij voor een groot deel in internationale context aan te schaffen, gaat Elia ervan uit dat **R1 geen structurele impact zal hebben op de samenstelling van het centraal productiepark**. Dit verhindert niet dat een belangrijk deel van R1, onder meer door synergie met R2, verder als resultaat van de periodieke veilingen door centrale productiemiddelen geleverd zal worden.

2. **R2** dient, omwille van technische karakteristieken, a priori door eenheden binnen het structurele blok aangeschaft te worden. Dit heeft dus belangrijke implicaties voor het centraal productiepark, waarmee rekening moet gehouden worden in de context van de onzekerheid over de toekomst van deze centrales. Elia onderscheidt twee verschillende R2-scenario's.

- In een '*innovatief R2-scenario*' gebeurt er een ontwikkeling van nieuwe R2-regelmiddelen met een significante impact op de behoefte aan CCGT-centrales, die de traditionele leveranciers zijn van deze dienst. In dit scenario zal de ontwikkeling van '*aggregated R2*' en deelname van WKK aan R2 zich bevestigen. Deelname van hernieuwbare energie aan R2 kan zich verder ontwikkelen indien een antwoord gevonden wordt voor de economische barrière, namelijk de hoge opportuniteitskost van de verloren groenestroomcertificaten. Vooral voor de grootschalige biomassa-installaties zou dit een groot potentieel bieden. In dit verband moet er gewezen worden op een neveneffect van de bijdrage van hernieuwbare energie aan R2. Op het eerste gezicht zou dit leiden tot een verminderde bijdrage aan de klimaatdoelstellingen omdat deze hernieuwbare middelen niet op volle capaciteit worden gebruikt. Het globaal effect op de uitstoot is niettemin positief omdat een significante bijdrage van hernieuwbare bronnen aan R2 kan leiden tot de vervanging van gascentrales, wanneer deze 'out of the merit order' maar wel '*must run*' zijn omwille van R2. In dit scenario zouden een **tweetal CCGT-centrales volstaan voor de Belgische markt**.

- In een '*usual R2-scenario*' zonder significante doorbraak in de eerder vermelde R2-ontwikkelingen, geeft de analyse aan dat dit een **aanwezigheid vereist van vier CCGT-eenheden in de markt**, als men deze diensten in een competitieve omgeving wil kunnen aankopen en rekening houdend met periodes voor onderhoud en met defecten.

De periodieke veilingen voor regelvermogen door Elia vormen in principe het capaciteitsmechanisme dat hierin voorziet. Toch zal het belangrijk zijn om, rekening houdend met de ontwikkeling van nieuwe technologieën, de voortdurende beschikbaarheid van CCGTs op te volgen met het oog op toekomstige R2-behoefte, en indien nodig bijkomende maatregelen te treffen. Dit om een situatie te vermijden waarbij er onvoldoende aanbod zou zijn om aan de R2-behoefte te voldoen.

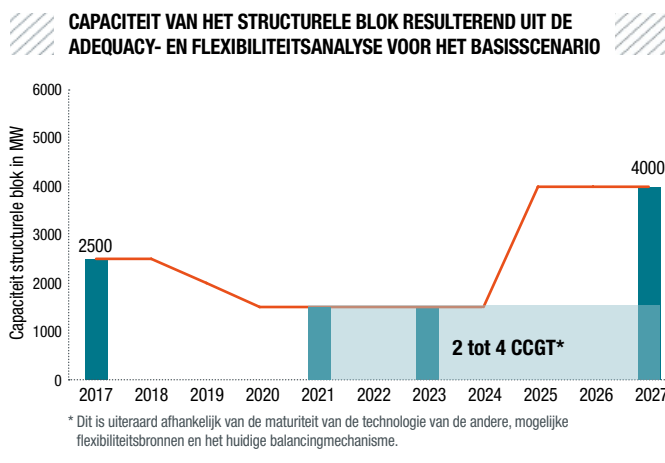
De bestaande pompcentrales kunnen slechts gedurende enkele uren per dag deelnemen aan de secundaire regeling. Indien nieuwe pompturbinecentrales gebouwd worden, is het van belang te onderzoeken of nieuwe technologische ontwikkelingen zullen toelaten deze eenheden continu voor het regelbedrijf in te zetten.

3. Ten slotte, wat **R3** betreft, neemt Elia aan dat een groot deel van de toekomstige R3 (650 MW), buiten het structurele blok aangeschaft zal kunnen worden via vraagsturing en decentrale middelen. Voor het overige deel ervan is de geplande ombouw van de oudere generatie CCGT-centrales naar een OCGT-regime een positieve evolutie.

Resultatenbundeling:

De bevindingen van de '*adequacy*'-analyse tonen aan dat het structurele blok niet noodzakelijk is tussen het jaar 2021 en het jaar waarin de eerste kernreactoren van het productiepark buiten werking worden gesteld (2023).

Anderzijds blijkt uit de flexibiliteitsanalyse dat tussen 2021 en 2023 verschillende CCGT-eenheden nodig zullen zijn om de behoefte aan secundaire reserves (aFRR) te dekken. Als het huidige capaciteitsmechanisme deze dekking niet kan verzekeren, moet worden gezocht naar één of meerdere specifieke oplossingen opdat de TNB zijn opdracht als beheerder van het evenwicht in de Belgische regelzone zou kunnen vervullen voor de tijdshorizonten van de analyse.





Mogelijke maatregelen als antwoord op de 'adequacy'-problematiek:

Wat betreft de mogelijke maatregelen als antwoord op de 'adequacy'-problematiek:

- De analyses wijzen niet op een uitgesproken 'adequacy'-problematiek in de **eerste jaren van de geanalyseerde periode** (2017-2022): gelet op de huidige structuur van het productiepark, zou het huidige mechanisme van de strategische reserve de behoeften moeten kunnen dekken en hoeft men geen aanvullend of alternatief structureel mechanisme te ontwikkelen.
- **In de volgende jaren** van de geanalyseerde periode (2023-2027) wordt de 'adequacy'-problematiek duidelijk zichtbaar. Dit leidt tot een toename van het structurele blok tot 4000 MW in 2027. Dit resultaat is ook sterk afhankelijk van de situatie in de andere beschouwde landen. Ter illustratie: in een scenario waarbij meer productie-eenheden buiten werking worden gesteld in de buurlanden zou de omvang van het Belgische structurele blok kunnen oplopen tot 8000 MW. Bovendien zal tegen 2027 een groot gedeelte van het structurele blok een zeer laag aantal werkingsuren tellen.
- Het is aldus aangewezen om vanaf nu adequate mechanismen in overweging te nemen om de beschikbaarheid van de productiemiddelen tegen 2025 te verzekeren. Het is onzeker dat de huidige mechanismen ('Energy-only' Market, aangevuld met het mechanisme van de strategische reserve) kunnen garanderen dat de marktactoren de nodige investeringen zullen realiseren om het geheel van de verwachte behoeften te dekken.

De omvang van de problematiek, de kenmerken en de belangrijkste parameters worden in deze studie beschreven. Mogelijke oplossingen moeten worden bestudeerd met kennis van deze elementen en in overleg met de stakeholders (marktactoren, overheid en regulatoren).

In het bijzonder dient de situatie van België in een Europese markt in aanmerking te worden genomen.

In het kader van deze denkoefening over de toekomstige mechanismen stelt Elia, op een non-exhaustieve wijze, de volgende denkpijlen voor:

- De eerste pijl stelt voor dat elke denkoefening over de opportuniteit tot introductie van een toekomstig capaciteitsmechanisme niet geïsoleerd maar gecoördineerd en geharmoniseerd met de buurlanden moet worden bestudeerd (en eventueel geïmplementeerd), dit gelet op de hoge graad van interconnectie van België met zijn buurlanden en zijn centrale ligging in Europa.
- Gerichte verbeteringen van het huidige mechanisme van de strategische reserve zouden eveneens een antwoord kunnen bieden op de problematiek in het geval van een onvoldoende markt response. Deze verbeteringen hebben betrekking op:
 - enerzijds het onomkeerbare karakter van de opname van productie-eenheden in de strategische reserve, om het "slippery slope" effect en de onzekerheid over de toekomstige beschikbaarheid van het productiepark in de markt, die een rem vormen op nieuwe investeringen, te verminderen.
 - anderzijds het in aanmerking nemen van nieuwe productie-eenheden in het kader van de strategische reserve, om een mogelijk gebrek aan investeringen door de markt te voorkomen, en
 - ten slotte het invoeren van een marktstabilisatiemechanisme, dat onder welbepaalde voorwaarden capaciteit van de strategische reserves ter beschikking stelt van de marktpartijen om de impact van veelvuldige prijsspieken, op de marktwerking en de Belgische economie te temperen.

De denkoefeningen die tot beslissingen over deze keuzes moet leiden, moeten zonder overhaasting maar toch zo snel mogelijk worden gestart. Men mag immers geen tijd verliezen om de marktactoren een duidelijk en stabiel kader te bieden, zodat zij met kennis van zaken de juiste beslissingen kunnen nemen en kunnen anticiperen op de geplande evoluties van de Belgische energiemix. Elia houdt zich ter beschikking van de overheid om deel te nemen aan deze denkoefeningen en haar bijdrage te leveren.

Disclaimer

Deze studie dient als niet-bindend antwoord beschouwd te worden op de vraag van de Minister van Energie, Mevr. Marie-Christine Marghem, zoals aan Elia gesteld op datum van 21 december 2015. De toetsing van de verschillende, in het rapport opgenomen opties aan het Belgische en Europees regelgevend kader maakt geen onderdeel uit van dit rapport en zal in functie van de weerhouden optie(s) nog verder geanalyseerd dienen te worden. Elia heeft bijgevolg geen wettelijke verantwoordelijkheid voor de toereikendheid ervan, maar brengt deze bijdrage vanuit haar rol als marktfacilitator.

VASTSTELLINGEN OVER HET BELGISCHE SYSTEEM IN EEN EUROPESE CONTEXT;

Aansluitend op de resultaten van deze studie is het mogelijk om enkele krachtlijnen van de toekomstige ontwikkelingen te onderscheiden:

- De nucleaire capaciteit zal sterk en in snel tempo verminderen, met een wettelijk vastgelegde uitstapkalender in Duitsland en België en een vermindering in Frankrijk, voor een volume dat nog niet volledig duidelijk is.
- Onder invloed van het huidige klimaatbeleid zal de capaciteit aan steenkool- en bruinkoolcentrales in alle CWE-landen drastisch verminderen.
- De algemene groei van hernieuwbare bronnen is onbetwistbaar, maar zal door het variabele karakter ervan niet toelaten om de hierboven vermelde capaciteitsverliezen volledig te compenseren met het oog op de bevoorradingszekerheid. Geografische verschillen in oppervlakte, bevolkingsdichtheid, kustlengte en breedteligging leiden tot verschillen in het hernieuwbare potentieel tussen de landen.
- Ook actieve vraagsturing en opslag zullen een sterke ontwikkeling kennen, ondersteund door de vaststelling dat de 'adequacy' problematiek zich tijdens een steeds beperkter aantal uren zal voordoen.
- Volgens gegevens verstrekt door de buurlanden zal een nieuwe vloot van CCGT-gascentrales gebouwd worden. Voor Frankrijk en Duitsland samen bedraagt deze nieuwe capaciteit 5 GW in het basisscenario tegen 2025. Bij een versnelde sluiting van bruinkool- en steenkoolcapaciteit kan deze nood aanzienlijk hoger worden.

- Door de hoge graad van interconnectie van het Belgische systeem en de koppeling van de markten, is de 'merit order' of de economische dispatch de facto verschoven van een nationaal naar een Europees (of tenminste CWE) niveau, terwijl de bevoegdheid over de energiemix en de bevoorradingszekerheid strikt nationaal blijft.
- Men stelt vast dat de korte-termijnmarkten (die de economische 'merit order' bewerkstelligen) een niveau van grensoverschrijdende maturiteit bereikt hebben, terwijl het economisch model voor het aansturen van de noodzakelijke investeringen onduidelijk blijft en nood heeft aan Europese coördinatie.

Deze vaststellingen vormen een uitnodiging om in dialoog met de overheid, regulatoren en stakeholders de scenario's voor de toekomst vast te leggen in een Europese context, waarbij er keuzes te maken zijn in volgende domeinen:

- Welke graad van autonomie na te streven, zowel qua energiebalans (MWh) als qua capaciteit voor bevoorradingszekerheid (MW);
- Hoe vermijden dat distorsies door niet-geharmoniseerde steunmaatregelen de economische impact voor het land en de autonomie nadelig beïnvloeden;
- Hoe inzetten op innovatieve ontwikkelingen, zoals opslag en actieve vraagsturing;
- Hoe optimaal gebruik maken van de energie-infrastructuur van het land en van de hoge graad van interconnectie van zowel aardgas als elektriciteit; hoe rekening houden met onze specifieke geografie voor de ontwikkeling van hernieuwbare bronnen.



INTRO- DUCTIE

2.1 — Context	15
2.2 — Totstandkoming en transparantie	16
2.3 — Scope van de studie	16



2.1 — CONTEXT

De Belgische bevoorradingszekerheid inzake elektriciteit staat de laatste jaren onder druk en heeft reeds geleid tot verschillende initiatieven van beleidsmakers en marktactoren. Zo werd in 2014 een mechanisme van strategische reserve ingevoerd, werd recent de levensduur van de kerncentrales Doel 1 en Doel 2 met tien jaar verlengd (tot 2025) en werden de centrales Doel 3 en Tihange 2 terug in dienst genomen na de toestemming van het Federaal Agentschap voor Nucleaire Controle (FANC). Bovendien nam de netbeheerder maatregelen om een maximale importcapaciteit ter beschikking te stellen van de marktactoren. Deze elementen, samen met tal van andere initiatieven, leidden ertoe dat de bevoorradingszekerheid van het land zich vandaag in een minder kritieke situatie bevindt.

De marktontwikkelingen in België en Europa blijven echter steeds verder evolueren. De elektriciteitsproductie uit intermitterende energiebronnen en de importcapaciteit die ter beschikking gesteld kan worden aan de marktpelers dankzij additionele interconnecties met de buurlanden, zal steeds verder toenemen. Al deze ontwikkelingen hebben natuurlijk een impact op de groothandelsprijzen van elektriciteit en de economische werkingsduur van conventionele productie-centrales.

2.1.1 Vraag van de Minister van Energie (formeel mandaat)

Het is in dit kader van toekomstige evoluties en beleid dat de federale Minister van Energie, Mevr. Marie-Christine Marghem, Elia twee opdrachten heeft gegeven per formele brief van 21 december 2015.

De eerste opdracht bestaat erin om tegen eind maart 2016 een studie op te maken die de nood (in MW) schat aan nationale regelbare capaciteit om aan de wettelijke criteria inzake bevoorradingszekerheid te kunnen voldoen. Deze capaciteit wordt verder in deze studie aangeduid als structurele blok en is gedefinieerd onder 3.2. Er wordt hierbij expliciet verzocht om de noden en karakteristieken inzake flexibiliteit op te nemen in de analyse. De geviseerde periode beslaat het decennium van 2017 tot en met 2027, waarbij er bijzondere aandacht dient besteed te worden aan de import-afhankelijkheid van België voor het bereiken van

deze wettelijke criteria. Deadline voor deze opdracht was eind maart 2016.

De tweede opdracht gaat over het voorstellen van mogelijke opties voor maatregelen of van een marktmechanisme dat aan de geïdentificeerde noden tegemoet kan komen. Een eerste reflectie van Elia hierover is ook in deze studie terug te vinden.

2.1.2 Volumebepaling strategische reserve versus volumebepaling flexibele nationale capaciteit

De nieuwe opdrachten kaderen in de door Elia opgebouwde expertise over modellering en volumebepaling, zoals onder andere toegepast in het kader van de strategische reserve. Hoewel de methodologie en bepaalde hypothesen gelijkenissen vertonen met de analyses van Elia in het kader van de strategische reserve en deze over het structurele blok, is het belangrijk om het onderscheid tussen beide te onderlijnen.

De jaarlijkse volumebepaling aan strategische reserve beoogt de identificatie van een mogelijk tekort aan capaciteit (in MW) tijdens een volgende winterperiode, om aan de wettelijke criteria qua bevoorradingszekerheid te voldoen. Daarbij wordt uitgegaan van de (aangekondigde) situatie van het conventionele productiepark.

De behoefteanalyse voor het structurele blok, ofwel de flexibele, nationale capaciteit voor de periode 2017-2027, heeft een fundamenteel ander vertrekpunt. In deze analyse wordt berekend hoeveel flexibele capaciteit er in totaal nodig is om de wettelijke criteria qua bevoorradingszekerheid te voldoen, rekening houdend met de voorspelling van inflexibele capaciteit die in het systeem aanwezig zal zijn (nucleaire productie en hernieuwbare energie). In 3.2 wordt een meer gedetailleerde beschrijving gegeven van de berekening van de flexibele, nationale capaciteit.

Deze studie geeft een overzicht van de totale nood aan flexibele nationale capaciteit, maar spreekt zich niet uit over de samenstelling ervan (vraagbeheer, productie, opslag, bestaande of nieuwe middelen).

2.2 TOTSTANDKOMING EN TRANSPARANTIE

Hoewel Elia deze studie heeft opgesteld en uitgewerkt, is het belangrijk om te vermelden dat dit is gebeurd in mede- en samenwerking met het kabinet van Minister Marghem en de energieadministratie van de federale overheid. Zo werden de methodologie en basishypothesen afgestemd met beide instanties en de tussentijdse resultaten werden voorgelegd en besproken.

Bovendien wenst Elia ook transparant te communiceren over de methodologie, de hypothesen en resultaten van deze studie. Daarom wordt de studie publiek ter beschikking gesteld op de website van Elia en zal er een toelichting plaatsvinden in de Elia Users' Group. Voor deze toelichting worden alle betrokken stakeholders uitgenodigd via de gekijkte kanalen.

2.3 SCOPE VAN DE STUDIE

De studie die hier voorligt, is opgebouwd uit **6 hoofdstukken**.

Hoofdstuk 2 geeft de nodige achtergrond en context, een beschrijving van de opdrachten toegekend aan Elia en de interactie met het kabinet en DG Energie over deze studie.

Hoofdstuk 3 beschrijft de gehanteerde methodologieën en het kader voor de probabilistische analyse en de flexibiliteitsstudie.

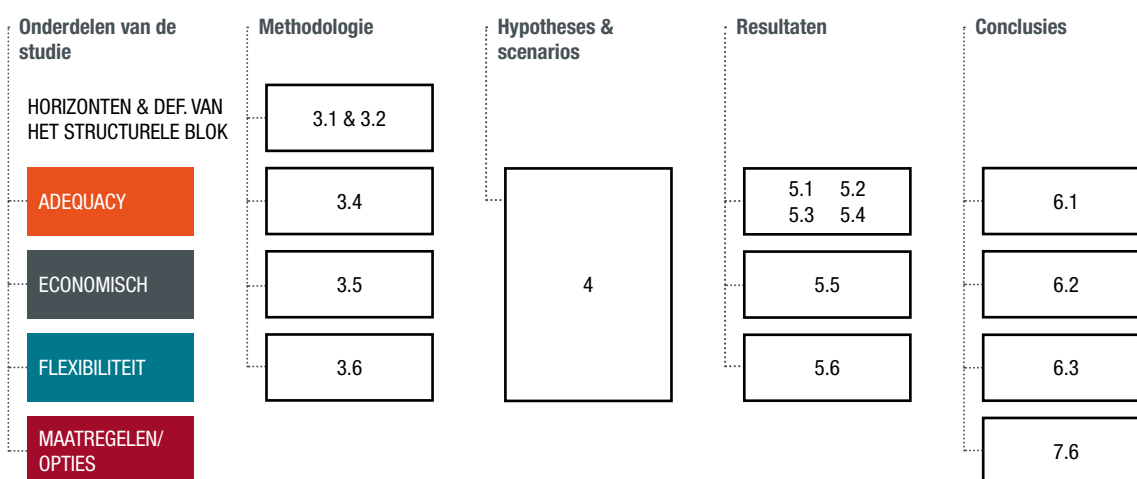
De toepassing hiervan wordt beschreven in hoofdstuk 4, waarbij de belangrijkste parameters en hypothesen van de analyse in detail worden toegelicht.

Hoofdstuk 5 bevat de resultaten met een verdere detaillering voor het referentiescenario. Een aantal sensitiviteiten worden doorgerekend om de impact van een aantal belangrijke hypothesen te capteren.

In hoofdstuk 6 analyseren we de verkregen resultaten op een meer gedetailleerde wijze en worden de conclusies toegelicht.

Tot slot maken we in hoofdstuk 7 een eerste reflectie over de mogelijke opties voor maatregelen of een marktmechanisme dat aan de geïdentificeerde 'adequacy' noden tegemoet kan komen.

STRUCTUUR VAN STUDIE (FIG. 1)



METHODOLOGIE

3.1 — Geanalyseerde tijdshorizonten	19
3.2 — Het structurele blok	19
3.3 — Berekening van de 'adequacy'-indicatoren	21
3.4 — Evaluatie van de economische indicatoren van de gascentrales	26
3.5 — Flexibiliteit	29



Deze studie kwantificeert de nood aan flexibele capaciteit in België, om te voldoen aan de **wettelijke criteria voor de bevoorradingszekerheid** van het land. Het onderzoek bestrijkt de **tien komende jaren**, van 2017 tot 2027.

Deze capaciteit, ook wel het structurele blok genoemd, wordt gedetailleerd gedefinieerd in 3.2. De **evaluatiemethode** (sectie 3.3) gaat uit van dezelfde principes als de probabilistische methode om het volume van de strategische reserve te evalueren [1].

De bestudeerde tijdshorizon gebruikt **vier referentiejaar** als mijlpalen (sectie 3.1).

Deze komen overeen met verwachte significante evoluties in het Belgische elektriciteitssysteem: 2017 (huidige situatie), 2021 (indienststelling van grote interconnectieprojecten), 2023 (eerste buitendienststelling van nucleaire eenheden), 2027 (na de buitendienststelling van alle nucleaire eenheden in België).

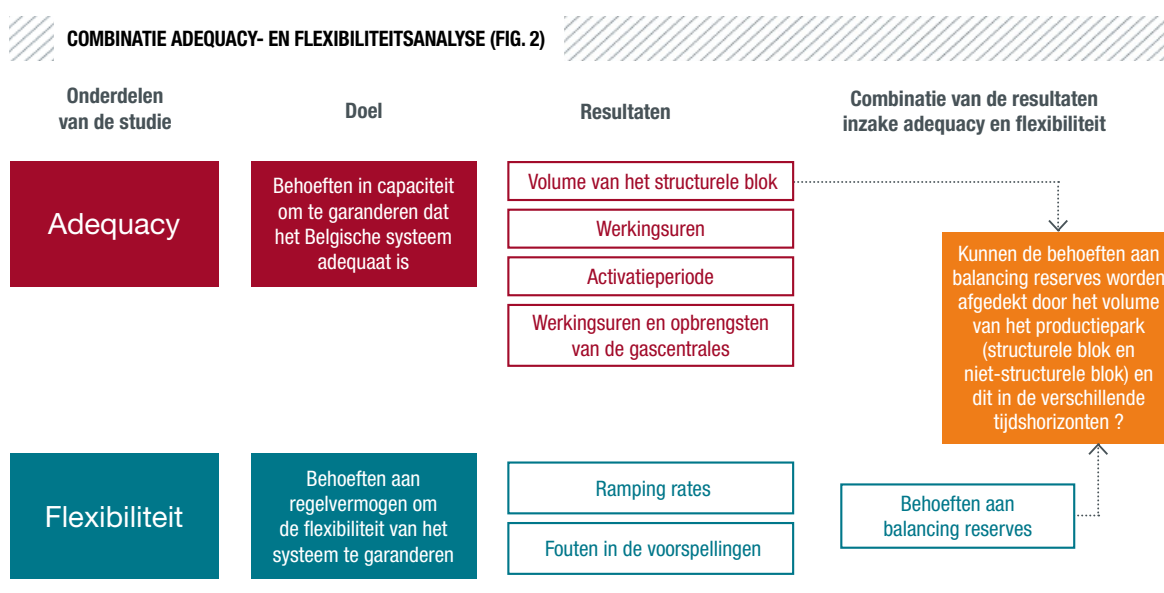
Voor deze referentiejaar worden **verschillende hypothesen** gemaakt (hoofdstuk 4) over de toekomstige evolutie van het Belgische en Europese elektriciteitssysteem, zodat men een basisscenario kan opstellen. Er worden ook verschillende sensitiviteiten voorgesteld om de onzekerheden rond deze evolutie te onderzoeken.

Na de dimensionering van het structurele blok in het basisscenario en de sensitiviteiten worden verschillende **economische indicatoren** (sectie 3.4), zoals de werkingsuren en de verwachte inkomsten van de gascentrales, geëvalueerd. Ze maken het mogelijk om de economische context te identificeren waarin het structurele blok zou moeten evolueren.

Ten slotte wordt aan de hand van verschillende **flexibiliteitsindicatoren** (sectie 3.5) de mate van flexibiliteit geëvalueerd die het structurele blok nodig heeft om te kunnen reageren op voorziene of onvoorziene veranderingen in het elektriciteitssysteem (foutieve voorspelling van de belasting of de hernieuwbare productie, een incident in een productie-eenheid, enz.).

Figuur 2 geeft een overzicht van de verschillende onderdelen van de studie. De figuur toont voor elk onderdeel de doelstellingen van de analyse en bepaalde berekende indicatoren.

De resultaten van de onderdelen 'adequacy' en 'flexibiliteit' moeten worden gecombineerd om te bepalen of het productiepark (het structurele en niet-structurele blok) de kenmerken en het vereiste volume zal kunnen leveren voor de balancing reserves in de verschillende tijdshorizonten.



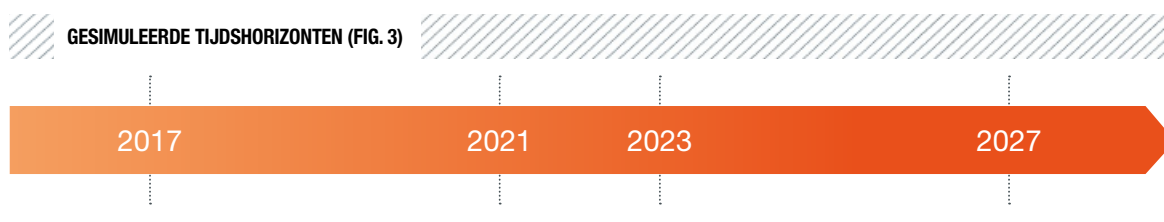
3.1 GEANALYSEERDE TIJDSHORIZONTEN

Deze studie bestrijkt een tijdshorizon van tien jaar, van 2017 tot 2027. Binnen deze periode zijn er vier referentiejaar gekozen die overeenkomen met verwachte significante veranderingen in het Belgische elektriciteitssysteem:

- **2017:** weerspiegelt de situatie op korte termijn.
- **2021:** situatie na de aanleg van ALEGrO (interconnectie met Duitsland) en NEMO (interconnectie met Groot-Brittannië) en de

verwachte voltooiing van het geplande Belgische offshorepark; het nucleaire park is nog volledig in bedrijf.

- **2023:** begin van de buitendienststelling van de Belgische kerncentrales volgens de huidige wetgeving (geplande buitendienststelling van 2 GW).
- **2027:** volgens de huidige wetgeving zou na 2025 het volledige nucleaire park buiten werking gesteld moeten zijn.



3.2 HET STRUCTURELE BLOK

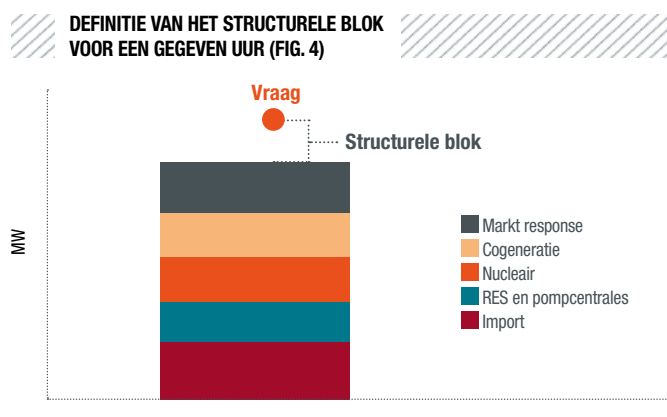
3.2.1 Definitie van het structurele blok

De flexibele capaciteit die in deze studie wordt onderzocht, het 'structurele blok', is de **capaciteit** die de volgende productiecapaciteiten of capaciteiten voor het beheer van de vraag zou moeten aanvullen:

- De **WKK**-capaciteit (warmtekrachtkoppeling of CHP – Combined Heat & Power) volgens de in 4.1.4 beschreven hypothesen.
- De capaciteit aan **hernieuwbare energie** (biomassa, wind, zon) volgens de in 4.1.1 en 4.1.4 beschreven verwachtingen.
- De **nucleaire** capaciteit (in overeenstemming met de huidige wetgeving, zie 4.1.3)
- De huidige, in België, geïnstalleerde capaciteit aan **pompcentrales** (Coo en Plate Taille).
- De op de verschillende tijdshorizonten verwachte **importcapaciteit** van België (de uitwisseling tussen de landen hangt af van het gebruikte economische dispatchmodel (zie 4.3)). De capaciteit van de andere landen om deze energie te kunnen leveren, zal dus door het model worden geëvalueerd.
- De **markt response** (in essentie het beheer van de vraag), met de activeringslimieten die werden vastgesteld in de studie zoals opgesteld, in samenwerking met het consultancybureau Pöyry, tijdens de zomer van 2015, (zie 4.1.7).

Om zo de wettelijke 'adequacy'-criteria van het Belgische elektriciteitssysteem te respecteren.

Figuur 4 illustreert het gezochte volume voor een gegeven uur.



De bestaande gasturbinecapaciteit (CCGT, OCGT), de stookoliecentrales (turbojets) en de steenkoolcentrales zijn niet opgenomen in de bovenstaande lijst. Dit betekent geenszins dat deze centrales niet beschikbaar zullen zijn voor het systeem in de bestudeerde tijdshorizonten: ze kunnen een deel van het geïdentificeerde structurele blok vormen.

Merk op dat het in deze studie berekende **structurele blok** wordt verondersteld **100% beschikbaar** te zijn.



3496 MW

is beschikbaar op de markt
volgens de definitie van het
structurele blok in 2017

3.2.2 Aard van het structurele blok

Verschiede soorten capaciteit voor productie, vraagbeheer of opslag (pompcentrales, batterijen, andere) kunnen in aanmerking komen voor opname in het structurele blok.

De volgende technologieën kunnen in overweging worden genomen (niet-exhaustieve lijst):

- bestaande of nieuwe thermische gascentrales (CCGT, OCGT, ...)
- verlenging van de nucleaire productie
- nieuwe pompcentrales
- batterijen of andere opslagmiddelen (decentraal of centraal)
- bijkomende beheer van de vraag bovenop de vraag die reeds in aanmerking werd genomen in het volume van de markt response
- bijkomende importcapaciteit
- bijkomende capaciteit aan hernieuwbare energie
- andere productiemiddelen of middelen voor de beperking van de vraag

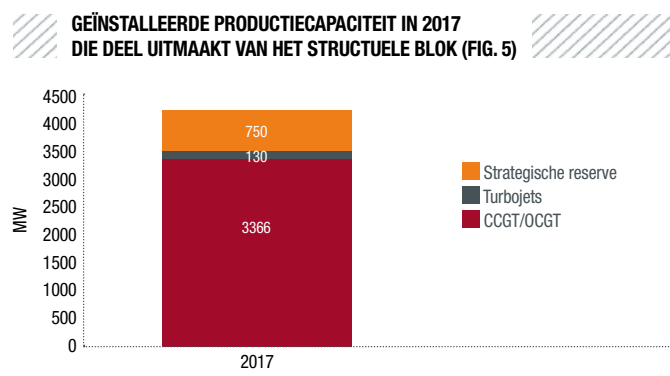
Elke technologie heeft verschillende kenmerken op het vlak van beschikbaarheid, activeringslimieten, onvoorziene onbeschikbaarheid of beperkingen voor de geproduceerde energie. Deze verschillende kenmerken moeten worden opgenomen in de keuze van de technologieën voor het structurele blok. In het stadium van de huidige studie wordt ervan uitgegaan **dat het structurele blok volledig beschikbaar is (100%)**.

3.2.3 Voor de winter 2016-2017 geïnstalleerde productiecapaciteit die beantwoordt aan de definitie van het structurele blok

Volgens de figuur 40, pagina 39 van het rapport over het volume van de strategische reserve [1] omvat de huidige geïnstalleerde capaciteit voor het structurele blok volgens de definitie in 3.2.1 voor de winter 2016-2017:

- **3366 MW gascentrales (CCGT of OCGT)**
- **130 MW turbojets** (stookoliecentrales)
- **750 MW strategische reserve op het productiepark** gecontracteerd voor de winter 2016-2017

3496 MW is beschikbaar op de markt, en 750 MW maakt deel uit van de strategische reserve voor de winter 2016-2017.



3.3 BEREKENING VAN DE 'ADEQUACY'-INDICATOREN

De capaciteit van het structurele blok voor een gegeven jaar wordt in drie stappen bepaald.

1. De **eerste stap** is het **creëren van diverse toekomstige jaarsituaties (3.3.1)** die rekening houden met de onzekerheid van het productiepark en van de elektriciteitsvraag. Elke toekomstige situatie is gebaseerd op historische gegevens over de weersomstandigheden (wind, zon, temperatuur, neerslag) en de onbeschikbaarheid van centrales.
2. De **tweede stap** is de **identificatie van momenten van structureel tekort (3.3.2)**, namelijk tijdstippen waarop de elektriciteitsproductie op de markt niet volstaat om te voldoen aan het elektriciteitsverbruik. Men voert een uursimulatie uit aan de hand van een marktmodel voor het bestudeerde jaar, om voor elk in de eerste stap gedefinieerd scenario de uren van structureel tekort te kwantificeren.
3. De **laatste stap** is de evaluatie van de bijkomende capaciteit die nodig is om **te voldoen aan de wettelijke criteria voor de bevoorradingszekerheid** van het systeem. Deze capaciteit wordt aan de hand van een iteratief proces stap voor stap geëvalueerd (3.3.3).

Deze methodologie is in grote mate geïnspireerd op de methodologie voor de berekening van het volume van de strategische reserve die elk jaar tegen 15 november wordt gemaakt, zoals voorgeschreven door de 'Elektriciteitswet'. Deze wordt uitvoerig beschreven in hoofdstuk 2 (pagina 19-29) van het laatste rapport over de berekening van het volume van de strategische reserve [1]. De volgende secties herhalen de belangrijkste elementen van deze methodologie.

3.3.1 Bepaling van de toekomstige situaties

De afstemming tussen de productie en de vraag van het elektriciteitssysteem wordt geëvalueerd in een hele reeks mogelijke situaties, om zich ervan te verzekeren dat de productie zelfs in onverwachte omstandigheden (weer, pannes, enz.) de vraag kan dekken.

Dit type van analyse moet dus een groot aantal toekomstige situaties dekken die worden gekenmerkt door de waarschijnlijkheid dat ze zich zullen voordoen. De statistische distributie van het verbruik dat in de verschillende situaties niet door de productie zou kunnen worden gedekt, maakt het mogelijk om de parameters van de bevoorradingszekerheid van het systeem te evalueren.

De variabelen die de toekomstige situaties bepalen, kunnen in twee categorieën worden verdeeld: de klimatologische variabelen en de beschikbaarheid van het productiepark (zie Figuur 6).

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

- tijdreeksen per uur qua **windproductie**;
- tijdreeksen per uur qua **zonneproductie**;
- tijdreeksen per dag qua **temperatuur** (waarmee de tijdreeksen per uur van het elektriciteitsverbruik berekend kunnen worden);
- tijdreeksen per maand qua **waterkrachtproductie**.

De **niet-gecorrleerde variabelen** zijn:

- de parameters van de **beschikbaarheid van het thermische park**.

VARIABELEN (FIG. 6)



Straling per uur, temperatuur



Zonneproductie per uur



Windsnelheid per uur



Windproductie per uur



Waterkrachtproductie per maand



Waterkrachtproductie per uur geoptimaliseerd door het model (minimalisatie van de kosten)



Temperatuur per dag



Verbruik per uur rekening houdend met thermosensitiviteit



Waarschijnlijkheid en duur van technische defecten



Willekeurige trekking door het model voor de beschikbaarheid per dag



Het geheel van toekomstige situaties wordt vervolgens samengesteld door twee dimensies te combineren:

1. De in Figuur 6 opgenomen variabelen worden gecombineerd om de correlatie tussen de verschillende hernieuwbare productiemiddelen (wind, zon, waterkracht) en de temperatuur te bewaren. Dit is een **tijdsgebonden** en **geografische correlatie**. De klimatologische tijdreeks van een gegeven jaar wordt dus altijd gecombineerd met dezelfde klimatologische tijdreeks per uur, voor alle gesimuleerde landen.
2. De **beschikbaarheid van de centrales** wordt **willekeurig** getrokken. Door parameters voor de waarschijnlijkheid en de duur van technische defecten in te voeren voor elk type centrale, krijgt men een lange reeks willekeurige trekkingen op de

beschikbaarheid van de centrales (volgens de Monte Carlo-methode). Dit leidt tot verschillende tijdreeksen voor de beschikbaarheid van het thermische park voor elk land. De tijdreeksen kunnen aan elke toekomstige situatie worden gekoppeld. Merk op dat er geen willekeurige trekking op de beschikbaarheid gebeurt voor het volume dat aan het productiepark wordt toegevoegd om te voldoen aan de 'adequacy'-criteria, aangezien men ervan uitgaat dat het gewenste volume 100% beschikbaar is (zie 3.2.1 en 3.2.2).

Elke toekomstige situatie (ook wel 'Monte Carlo-jaar' genoemd) heeft hetzelfde representatieve gewicht in de analyse (zie Figuur 7). Men gebruikt in elke simulatie **200 Monte Carlo-jaren**, om een groot aantal situaties te simuleren en een hele reeks mogelijkheden te dekken.

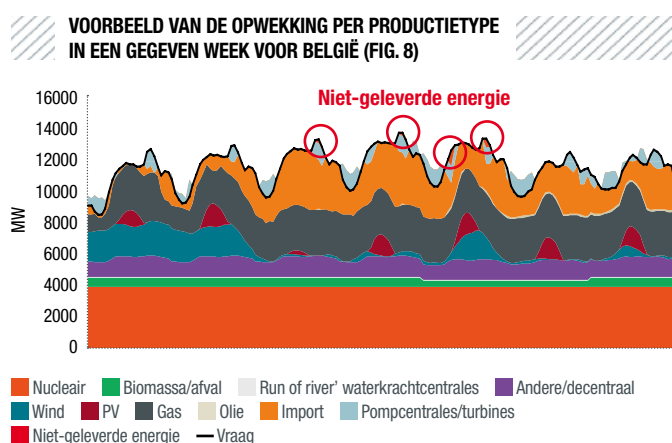


3.3.2 Identificatie van momenten van structureel tekort

Het Europese systeem wordt uur per uur gesimuleerd:

Elke gedefinieerde toekomstige situatie (Monte Carlo-jaar) wordt uur per uur geanalyseerd door de Europese elektriciteitsmarkt te simuleren. De momenten van structureel tekort zijn de uren waarin er onvoldoende productie is om het verbruik van een land te dekken.

Figuur 8 geeft een voorbeeld van een evenwichtige afdekking van het verbruik door de beschikbare productiemiddelen, per productietype, voor elk uur van de week. Als er voor een gegeven uur 1 MW productie ontbreekt om te voldoen aan de vraag, komt dat overeen met één uur structureel tekort. Dezelfde figuur toont de energie die niet kan worden geleverd door het productiepark.



Merk op dat dit voorbeeld **louter ter illustratie dient**. Daar komt nog bij dat:

- de balancing reserves werden afgetrokken van de gaseenheden;
- de markt response (daling van de vraag van de consumenten als reactie op de marktprijs) werd niet in aanmerking genomen in dit voorbeeld.

De studieperimeter omvat 19 landen:

In deze studie worden **19 landen gedetailleerd gemodelleerd**. Op die manier kan men de bijdrage van de import aan de bevoorradingszekerheid evalueren.

Men gebruikt een economisch dispatchmodel:

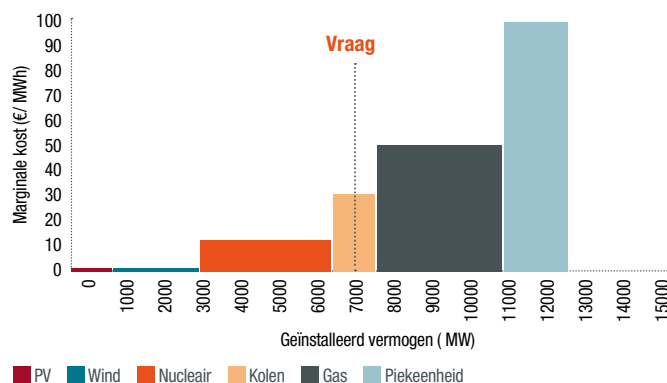
Er wordt een model voor de minimalisering van de productiekosten gebruikt, om te bepalen hoe het productiepark moet worden ingezet om de vraag te dekken.

De gebruikte marktsimulator is ANTARES³. Deze tool werd ontwikkeld door RTE (de Franse TNB) voor het uitvoeren van probabilistische analyses van de bevoorradingszekerheid en economische analyses. De simulator maakt het mogelijk om een groot aantal klimatologische jaren te evalueren aan de hand van historische/gesimuleerde tijdreeksen of trekkingen volgens de Monte Carlo-methode.

De analyses van de bevoorradingszekerheid veronderstellen dat het volledige beschikbare productiepark op de momenten met structureel tekort produceert op maximale capaciteit, ongeacht de economische rangorde van de centrales. Niettemin zullen de marginale kortetermijnkosten van de centrales in aanmerking worden genomen in deze analyse, om bepaalde economische indicatoren van de gascentrales te berekenen (3.4).

De rangorde hangt af van de voor elk uur beschikbare productiecapaciteit. De prijs voor elk uur wordt bepaald door het snijpunt van de curve van het aanbod (rangschiikking van de centrales) en de vraag (zie Figuur 9). Deze vraag wordt als inelastisch beschouwd, maar de markt response op hoge prijzen zal wel in aanmerking worden genomen zoals uitgelegd in 4.1.7.

VOORBEELD VAN EEN ECONOMISCHE VOLGORDE VOOR EEN BEPAALD PRODUCTIEPARK OP EEN BEPAALD MOMENT (FIG. 9)



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

Input- en outputgegevens:

Om de Europese elektriciteitsmarkt te simuleren, moeten verschillende hypothesen en parameters gedefinieerd worden. Deze worden in detail beschreven in hoofdstuk 4.

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

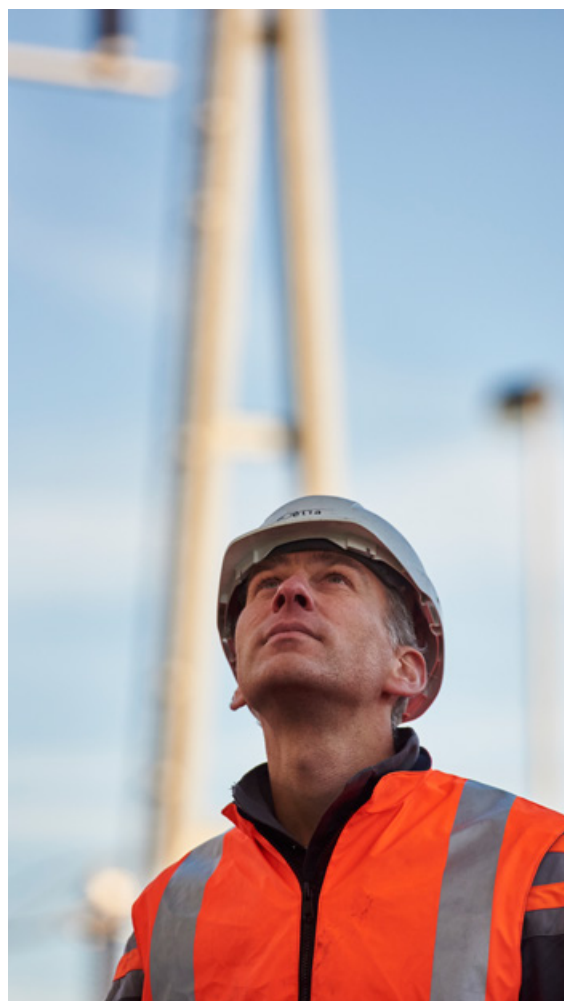
- het **verbruiksprofiel** op uurbasis
- de capaciteit van het **thermische productiepark** en de **beschikbaarheidsparameters** (het volledige thermische park van de buurlanden en het Belgische park zoals gedefinieerd in 3.2)
- de productiecapaciteit uit **wind, zon** en **waterkracht**
- de **interconnecties** of de capaciteit aan economische uitwisseling tussen de landen

Deze gegevens worden ingevoerd door middel van tijdreeksen per uur of per maand, of liggen vast voor het volledige jaar.

Het model levert op basis van de 'adequacy'-analyse voor elk land **tijdsreeksen op uurbasis op waarin het productiepark niet alle energie levert**. Uit deze tijdreeksen kunnen verschillende indicatoren worden afgeleid:

- aantal uren van structureel tekort
- capaciteitsoverschot of -tekort
- aantal activeringen
- waarschijnlijkheid van niet-geleverde energie in een gegeven jaar

De marktprijs en de productietijdreeksen van de gascentrales zullen in het economische deel van deze studie worden geanalyseerd (zie 3.4).



INPUT- EN OUTPUTGEGEVENS VAN HET MODEL (FIG. 10)



3.3.3 Iteratief proces voor de berekening van het vereiste volume

Nadat de momenten van structureel tekort voor elk Monte Carlo-jaar geïdentificeerd zijn, wordt hun (in uren gekwantificeerde) distributie bepaald. De 'adequacy'-criteria van het elektriciteitssysteem worden op deze basis geëvalueerd.

'Adequacy'-criterium:

De 'Elektriciteitswet' beschrijft het te bereiken niveau van bevoorradingszekerheid. Bij gebrek aan geharmoniseerde normen op Europees of regionaal niveau wordt dit niveau bepaald door een **dubbel 'Loss of Load Expectation'-criterium** (zie Figuur 11).

CRITERIA VOOR DE BEVOORRADINGSZEKERHEID (FIG. 11)

Gemiddelde LOLE ≤ 3 uren

LOLE P95 ≤ 20 uren

- **'LOLE':** 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 interconnecties, 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 interconnecties, voor een statistisch uitzonderlijk jaar.

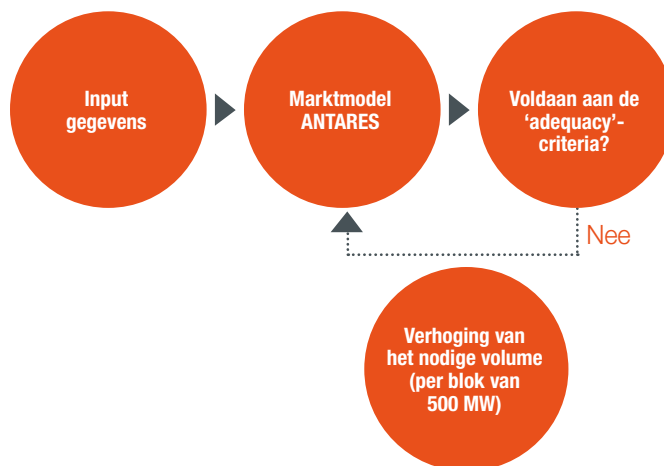
Bron: [2]

Iteratief proces:

Als er niet is voldaan aan de 'adequacy'-criteria, wordt er een forfaitaire bijkomende productiecapaciteit (500 MW) toegevoegd aan het bestudeerde systeem. Het 'adequacy'-niveau van het nieuwe systeem dat men zo verkrijgt, wordt vervolgens geëvalueerd (definiëren van de toekomstige situaties, identificeren van de momenten van structureel tekort en controleren of de 'adequacy'-criteria gerespecteerd zijn).

Dit proces wordt iteratief herhaald, telkens met toevoeging van een forfaitaire capaciteit van 500 MW, zolang niet is voldaan aan de 'adequacy'-criteria.

ITERATIEF PROCES VOOR DE DIMENSIONERING VAN HET VEREISTE VOLUME OM TE VOLDOEN AAN DE 'ADEQUACY'-CRITERIA (FIG. 12)



3.4 EVALUATIE VAN DE ECONOMISCHE INDICATOREN VAN DE GASCENTRALES

Het voor de identificatie van de momenten van structureel tekort (3.3.2) gebruikte model berekent ook de marktprijs per uur voor elk Monte Carlo-jaar. Uit de analyse van deze prijzen en de tijdreeksen van de werking van het productiepark kan men de volgende elementen afleiden:

- de werkingsuren van de centrales
- de inkomsten van de centrales op de gesimuleerde markt

Deze mogelijkheid die het model biedt, wordt gebruikt om te identificeren welk productietype men moet kiezen voor elk blok van 500 MW dat in elke iteratie van het opbouwproces van het structurele blok wordt toegevoegd, met het oog op zo laag mogelijke totale productiekosten voor het toegevoegde blok.

De totale productiekosten van elk blok omvatten twee componenten: de vaste kostprijs en de variabele kostprijs, die afhangt van de werkingsuren. Het type technologie beïnvloedt de vaste kostprijs (investeringskosten enz.) en de variabele kostprijs (efficiëntie enz.) per werkingsuur.

In het kader van deze oefening worden slechts twee technologieën in aanmerking genomen voor de dimensionering van het structurele blok: de gascentrales met open cyclus (OCGT) en de gascentrales met gesloten cyclus (CCGT)⁴.

OCGT-centrales hebben vrij lage vaste kosten, maar vrij hoge variabele kosten. CCGT-centrales hebben hogere vaste kosten, maar lagere variabele kosten. OCGT-centrales worden dus weerhouden voor een blok van 500 MW dat weinig draait, terwijl CCGT-centrales voordeliger zullen zijn voor meer werkingsuren (3.4.1).

Het aantal werkingsuren van elk blok van 500 MW dat aan elke iteratie van het opbouwproces van het structurele blok wordt toegevoegd, is dus bepalend voor de keuze van de technologie. Daarom wordt in elke iteratie van het proces een eenheid als fictieve referentiebaken (3.4.3) in het model ingevoerd, om het aantal werkingsuren van de eenheid te evalueren. Dankzij deze test kan men een keuze maken tussen de OCGT- en de CCGT-technologie (3.4.4).

3.4.1 Berekening van de vaste en variabele kosten van de centrales, de opbrengsten en de inframarginale rente

De variabele productiekosten van de in deze studie beschouwde centrales zijn samengesteld uit:

- de brandstofkosten
- de CO₂-emissiekosten
- het variabele gedeelte van de werkings- en onderhoudskosten van de centrale (**VOM**)

De marginale kostprijs (op korte termijn) van een centrale is de kostprijs voor de productie van één bijkomende eenheid energie (1 MWh) en wordt uitgedrukt in **€/ MWh** productie.

Merk op dat de in deze studie gebruikte marginale kostprijs geen rekening houdt met de opstartkosten van de centrales. In realiteit zouden deze kosten kunnen worden geïntegreerd in de marginale kostprijs, afhankelijk van het aantal werkingsuren van de centrale, voor een gegeven aanbod op de markt. Deze benadering gaat verder dan het kader van deze studie.

De brandstof- en emissiekosten hangen af van het rendement van de centrale. In deze studie wordt uitgegaan van een constant rendement van de centrale, ongeacht de belastingsfactor (dus geen intermediair rendement dat afhangt van de belastingsfactor van de centrale).

De marginale kost speelt een rol in de **dispatch-beslissing** voor een bestaande centrale.

Is de marktprijs lager dan de marginale kostprijs, dan zal de centrale niet produceren. Is de marktprijs hoger, dan zal ze wel produceren.

4. Projecten voor steenkoolcentrales krijgen in België moeilijk vergunningen en toelatingen. De opslag en het vraagbeheer worden in dit stadium van de dimensionering van het structurele blok buiten beschouwing gelaten.

Opbrengsten en inframarginale rente:

De opbrengsten van de centrales worden gedefinieerd als de marktopbrengsten wanneer alle energie op de day-ahead elektriciteitsmarkt zou worden verkocht tegen de door het model berekende marktprijs.

De inframarginale rente van een centrale is het verschil tussen de marktopbrengsten van de centrale (marktprijs vermenigvuldigd met de per uur geproduceerde energie) en de hierboven beschreven variabele productiekosten.

INFRAMARGINALE RENTE VOOR 1 UUR

$$= \text{OPBRENGSTEN (MARKTPRIJS X GEPRODUCEERDE ENERGIE)} \\ - \text{VARIABELE PRODUCTIEKOSTEN (VOM + BRANDSTOF + EMISSIE)}$$

VOM = Variable Operation & Maintenance cost (variabele gedeelte van de werkings- en onderhoudskosten van de centrale) en is meegenomen in de variabele kosten van de eenheden in deze studie.

3.4.2 Totale productiekosten en 'screening curve'

Men kan voor elke technologie een curve opstellen die de totale productiekosten van de technologie weergeeft, met inbegrip van de variabele kosten, de vaste kosten en de investeringskosten op basis van het aantal werkingsuren in het systeem. Deze totale productiekostprijs (Figuur 13) wordt ook '**Long Run Marginal Cost**' (LRMC) genoemd.

LRMC - LONG RUN MARGINAL COST

$$= \text{FOM} + \text{ANNUÏTEIT} \\ + (\text{VOM} + \text{KOSTEN VOOR BRANDSTOF EN CO}_2) \\ \times \text{AANTAL WERKINGSUREN}$$

VOM = Variable Operation & Maintenance cost (variabele gedeelte van de werkings- en onderhoudskosten van de centrale) en is meegenomen in de variabele kosten van de eenheden in deze studie.
FOM = Fixed Operation & Maintenance cost (vaste werkings- en onderhoudskosten).

Als er geen bijkomende inkomsten voorzien zijn, moet de inframarginale rente de vaste productiekosten en de investeringskosten voor de volledige levensduur van de centrale kunnen dekken. Deze grootheden worden hierna gedefinieerd.

De vaste kosten omvatten twee componenten:

- de vaste werkings- en onderhoudskosten (FOM)
- de investeringskosten (annuïteit)

De vaste kosten worden uitgedrukt in **€/kW/jaar**.

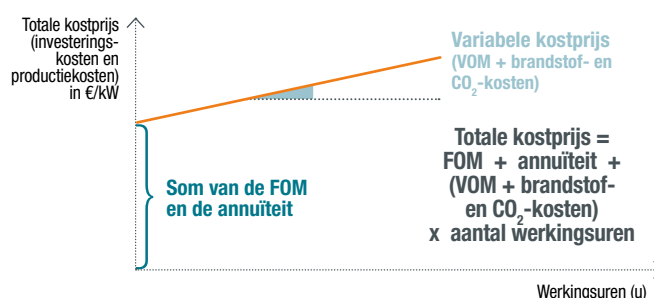
De **FOM** zijn de vaste kosten om de centrale open te houden, ongeacht het aantal werkingsuren. Deze kosten moeten door de inframarginale rente worden gedekt, in de veronderstelling dat de centrale geen andere inkomsten heeft dan die uit de verkoop van energie op de markt. Is deze rente lager dan de FOM, dan is de centrale economisch niet leefbaar.

De investeringskosten kunnen op jaarbasis worden berekend onder de term annuïteit. De annuïteit omvat ook een return on investment (ROI). De annuïteit geeft aan vanaf welke inframarginale rente (na aftrek van de FOM) een nieuwe investering rendabel zou zijn. Als de winst van een door het model geëvalueerde nieuwe centrale lager is dan de annuïteit, is er geen enkele economische reden om de centrale te bouwen. Bijkomende inkomsten bovenop de inkomsten uit de verkoop van energie kunnen de bouw van een nieuwe centrale rechtvaardigen.

Bijkomende inkomsten:

Een centrale kan ook andere inkomsten hebben, zoals subsidies of een vergoeding voor de levering van aanvullende diensten. Deze inkomsten worden niet in aanmerking genomen in de economische resultaten van deze studie.

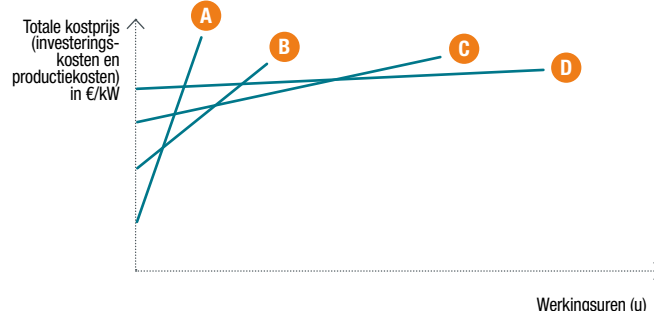
CONSTRUCTIE VAN DE 'SCREENING CURVE' VOOR EEN TECHNOLOGIE (FIG. 13)



Wanneer men voor elke technologie de curven op elkaar plaatst, kan men zien welke technologie de minst dure is naargelang het aantal werkingsuren. Figuur 14 is louter illustratief, en is alleen bedoeld om dit concept te verklaren.

De grafiek geeft vier technologieën weer (aangeduid A, B, C en D).

CONSTRUCTIE VAN 'SCREENING CURVES' VOOR 4 TECHNOLOGIEËN (FIG. 14)



Men stelt doorgaans vast dat technologieën met lage investeringskosten een hogere variabele kost hebben dan technologieën met hogere investeringskosten. Daaruit volgt dat technologieën met lage investeringskosten interessanter zijn bij een laag aantal werksuren.

Merk op dat deze grafiek geenszins aantoont dat de investering in een van deze technologieën rendabel zal zijn. Deze grafiek is alleen bedoeld om, naargelang het aantal voorziene werksuren, te beoordelen welke technologie het meest economisch verantwoord is voor de totale productiekosten (investeringskosten plus productiekosten). Deze grafiek houdt geen rekening met de activerings- of energielimieten van bepaalde technologieën.

Op basis van de in hoofdstuk 4 beschreven hypothesen voor de scenario's van de brandstofprijzen, de kostprijs van de CO₂-emissie, de variabele kosten en de vaste kosten van de productietechnologieën in 2027, bedraagt de drempelwaarde voor het aantal werksuren dat de keuze tussen de CCGT- en de OCGT-technologie bepaalt in Figuur 14 ongeveer 1100 uur.

3.4.3 Referentie-eenheden

Bij elke iteratie wordt een referentie-eenheid van 1 MW toegevoegd aan het model. Deze eenheid kwantificeert de werksuren en de opbrengsten van een nieuwe centrale die in het systeem zou worden geïnstalleerd.

Het rendement van deze referentie-eenheden is per definitie hoger dan dat van alle bestaande centrales van hetzelfde type. Men gaat ervan uit dat de referentie-eenheid het jaar lang beschikbaar is (geen onvoorziene stilstand of stilstand voor onderhoud).

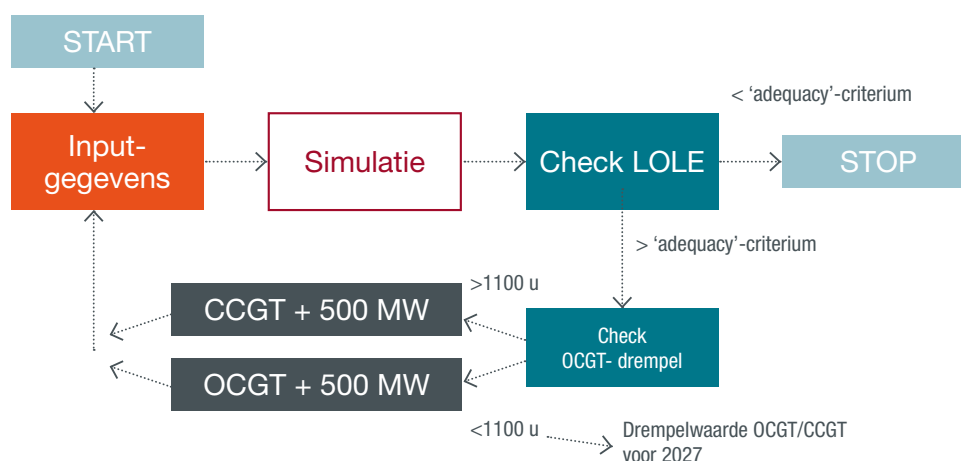
3.4.4 Investeringsbeslissingen in het model

Nadat de momenten van structurele tekorten geïdentificeerd zijn, worden de 'adequacy'-criteria gecontroleerd. Indien niet werd voldaan aan deze criteria, evalueert het model het gemiddelde aantal uren dat een nieuwe OCGT-centrale van 1 MW (OCGT-referentie-eenheid) zou moeten werken:

- Als dat aantal uren hoger ligt dan 1100 (voor het jaar 2027), wordt een blok van 500 MW CCGT-eenheden toegevoegd aan het systeem.
- In het andere geval voegt het model 500 MW OCGT-eenheden toe.

Dit proces wordt iteratief herhaald (Figuur 15) met de opeenvolgende toevoeging van blokken van 500 MW zolang niet is voldaan aan de 'adequacy'-criteria.

SCHEMA VAN DE INVESTERINGSBESLISSING IN DEZE STUDIE (FIG. 15)



Hypothesen voor de investeringskeuze in deze studie

In deze studie worden twee soorten technologieën in aanmerking genomen: OCGT-centrales en CCGT-centrales.

Vanwege de moeilijkheid om in België vergunningen en toelatingen voor nieuwe steenkoolcentrales te krijgen, wordt deze technologie buiten beschouwing gelaten.

De opslag, het vraagbeheer of andere controleerbare technologieën (diesel, enz.) worden niet in aanmerking

genomen in de dimensionering van het structurele blok. Dit betekent niet dat deze technologieën in praktijk niet kunnen worden gebruikt. Deze binaire keuze, OCGT versus CCGT, moet veeleer worden gezien als een kunstgreep voor de dimensionering van het structurele blok: zo kunnen op basis van het aantal werksuren verschillende technologieën worden geïntegreerd in het elektriciteitssysteem.

3.4.5 Belangrijke aandachtspunten in verband met de economische resultaten

De economische resultaten komen voort uit een uurmodel van de Europese elektriciteitsmarkt, in de veronderstelling dat alle energie op de day-ahead markt wordt verkocht en aangekocht. Er worden geen modellen van andere markten (OTC, intraday, balancing...) in beschouwing genomen.

Het model zoekt de optimale oplossing voor het systeem, m.a.w. de oplossing die de totale productiekosten tot een minimum beperkt naargelang het aanbod en de vraag van elk land.

Het model gaat uit van een volmaakte markt waar de toekomst bekend is ('*perfect foresight*'). Dit houdt in dat het model op elk uur in de toekomst de hernieuwbare productie, de belasting en de onbeschikbaarheid van de centrales kent. In realiteit is dit echter niet het geval.

De pompcentrales met waterkracht worden geoptimaliseerd volgens de prijs in het model. De prijzen zijn gebaseerd op de marginale productiekosten van elk type centrale.

Tot slot nog enkele belangrijke aandachtspunten:

- Voor elke centrale wordt één enkel rendementspunt in beschouwing genomen. Dit is in realiteit niet het geval, want een centrale die op vol vermogen werkt, heeft niet hetzelfde rendement als een centrale die op 50% van het totale vermogen werkt.
- De opstartkosten zijn niet inbegrepen in de marginale productiekosten. In realiteit zijn de opstartkosten wel opgenomen in de prijzen die op de markt worden aangeboden. Een centrale die gedurende verscheidene uren draait, kan in de marktprijs deze kosten spreiden over de werkingsuren.

3.5 FLEXIBILITEIT

3.5.1 Toepassingsgebied en definitie

In principe verstaan we onder de 'flexibiliteit' van een elektriciteitssysteem de mogelijkheden van het systeem om te reageren op voorspelbare en onvoorspelbare veranderingen in de condities van het elektriciteitssysteem⁵. Daarbij moeten de veiligheid, de betrouwbaarheid en de efficiëntie van het net steeds gegarandeerd worden.

De flexibiliteit in het elektriciteitssysteem wordt gekenmerkt door heel wat aspecten die betrekking hebben op haar technische karakteristieken, alsook de tijdshorizon waarbinnen deze aan een bepaalde behoefte dient te voldoen.

Deze analyse richt zich op de flexibiliteit die nodig is over verschillende tijdsperiodes, zijnde van (kort voor) real time tot dag-1⁶, om het evenwicht te verzekeren tussen de productie (injectie) en de vraag (afname) naar elektriciteit in de Belgische regelzone voor de gesimuleerde tijdshorizonten (2021, 2023 en 2027).

Binnen deze tijdsperiodes zijn de flexibiliteitsbehoeften voornamelijk terug te brengen tot de volgende factoren:

- onzekerheid (voorspellingsfouten) en variabiliteit van de totale belasting;
- onzekerheid (voorspellingsfouten) en variabiliteit van de productie, in het bijzonder de toenemende integratie van hernieuwbare energiebronnen (wind en zon);

- incidenten zoals de uitval van productie-eenheden, verlies van belasting;
- marktwerking op basis van tijdsblokken.

De verschillende flexibiliteitsmiddelen zijn:

- flexibele productie-eenheden (conventionele productiecentrales zoals CCGT- en OCGT-eenheden, maar tot op een zekere hoogte ook biomassa, warmtekrachtkoppeling, hernieuwbare energiebronnen zoals wind en zon, ...;
- interconnecties (samen met een regionale markt);
- vraagsturing;
- opslag.

De bijdrage van verschillende flexibiliteitsmiddelen worden vooral bepaald door hun technische en economische eigenschappen. Deze eigenschappen zijn van essentieel belang om de verschillende flexibiliteitsmiddelen met elkaar te vergelijken. De onderlinge competitiviteit van deze middelen is een belangrijke factor voor het bepalen van de bijdrage die ieder van deze flexibiliteitsmiddelen kan leveren.

Dit deel van de studie beperkt zich tot het beoordelen van de benodigde hoeveelheid flexibiliteit voor het elektriciteitssysteem, met specifieke nadruk op de nood aan balancing reserves. In 6.3 worden de verschillende flexibiliteitsmiddelen toegelicht die zouden kunnen participeren in balancing.

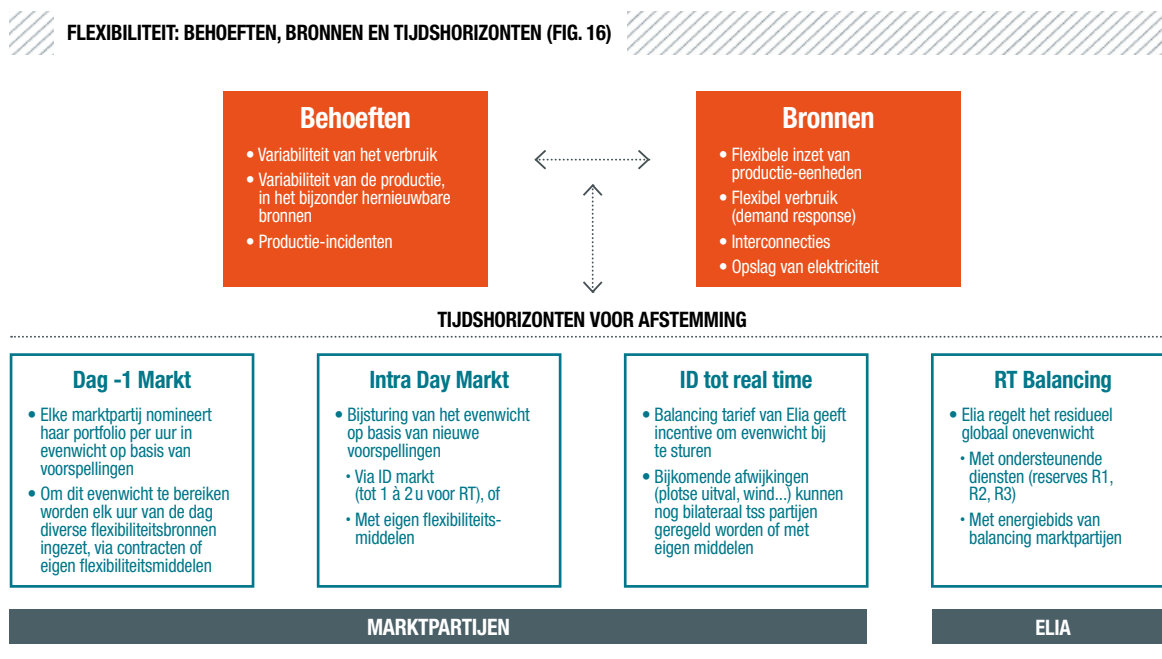
5. Deze definitie is gebaseerd op de verschillende definities die terug te vinden zijn in de literatuur.

6. De systeemflexibiliteit voor tijdsperiodes van enkele seconden tot fracties van seconden wordt in dit document niet besproken. Ook de systeemflexibiliteit die voortvloeit uit een eventuele behoefte met betrekking tot de netinfrastructuur (bijvoorbeeld congestie) wordt niet behandeld.

3.5.2 Flexibiliteitsbehoeften voor de markt en de balancing reserves

Deze flexibiliteitsstudie is vooral gericht op de analyse van de flexibiliteit die vereist is tussen dag-1 en kort voor real time om het evenwicht in de Belgische

regelzone te verzekeren. Het onderstaande schema illustreert de belangrijkste mechanismen van de werking van de elektriciteitsmarkt over deze periode.

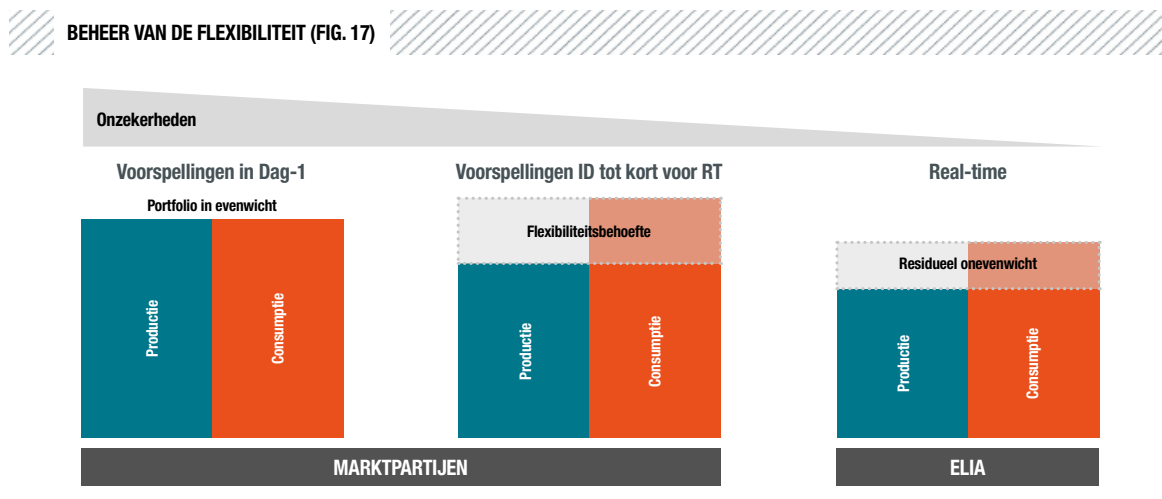


De marktspelers zijn verantwoordelijk voor het in evenwicht houden van de injecties en het verbruik in hun portefeuille. Dit betekent dat elk onevenwicht in hun portefeuille gedekt zou dienen te worden. Ze moeten daarom een dag van tevoren (dag-1) een energieportefeuille nomineren dat een evenwicht garandeert. Het is daarom noodzakelijk dat de markt beschikt over voldoende flexibiliteit, zowel intraday (ID) als in real time, om voorspellingsfouten op de productie uit variabele hernieuwbare energiebronnen, of op de afname, te compenseren. Daarenboven dient de aanwezige flexibiliteit in het systeem toe te laten om het verlies van productiecentrales op te vangen (zowel

een onbeschikbaarheid waarvan op dag-1 al bekend is dat deze zal plaatsvinden, als een onvoorziene onbeschikbaarheid).

De rol van de netbeheerder in het beheer van de flexibiliteit is complementair met de markt omdat deze het residuele onevenwicht tussen injectie en afname neutraliseert dat niet door de marktspelers is gedekt, of het gevolg is van een onvoorziene gebeurtenis, zoals bijvoorbeeld een panne van een productiecentrale.

De figuur 17 geeft dit schematisch weer. Alle conclusies over de behoefte aan flexibiliteit moeten steeds in de hierboven beschreven context worden gezien.



3.5.3 Balancing reserves

Om een permanent evenwicht tussen productie en vraag te garanderen, maakt de TNB gebruik van **balancing reserves**. Deze bestaan uit primaire reserves (R1 of FCR⁷), secundaire reserves (R2 of aFRR⁸) en tertiaire reserves (R3 of mFRR⁹).

Als er een onevenwicht in het systeem optreedt resulteert dit in een toe- of afname van de systeemfrequentie. Een onevenwicht kan volgen uit het plotse verlies van een productie-eenheid, een plotse daling van de afname, alsook door de voortdurende schommelingen in de vraag en de productie van elektriciteit. Omdat de regelzones van het ENTSO-E-netwerk - ook LFC-blok genoemd - met elkaar in verbinding staan, is een frequentiestoring voelbaar in de volledige synchrone zone.

De primaire reserves moeten het evenwicht tussen het voorziene vermogen en het geleverde vermogen herstellen. Dat heeft tot gevolg dat er een stabilisatie van de frequentie optreedt op een niveau dat groter of kleiner is dan de initiële frequentie. De afwijking van de quasi-stationaire frequentie kan groot zijn, bijvoorbeeld als er plots een belangrijke productie-eenheid uitvalt of een belangrijke afname wegvalt.

De activering van het primaire reservevermogen moet aan de volgende regels voldoen:

- het primaire regelvermogen wordt automatisch geactiveerd. Dit reservevermogen moet binnen enkele seconden beschikbaar zijn;
- als de exploitatie van het net niet verstoord is, moeten de primaire reserves continu en zonder onderbreking aanwezig zijn;
- na activering moet het regelvermogen voor de betrokken productie-eenheden gedurende minstens 15 minuten kunnen geleverd worden, en dat tot de secundaire en tertiaire reserves het primaire regelvermogen ontlasten.

Als het evenwicht in de synchrone zone hersteld is door middel van de primaire reserve, is er op het net een quasi-stationaire frequentie-afwijking. Deze afwijking moet worden gecorrigeerd. De secundaire en tertiaire reserves moeten de primaire regeling van de synchrone zone vrijmaken, dit om te voorkomen dat er netwerkinstabiliteit, of zelfs een falen van het gehele elektriciteitsstelsel, optreedt in geval van bijkomende onevenwichten. Elke regelzone is daarom verplicht om zijn evenwicht te handhaven. In tegenstelling tot de primaire reserve zorgen de secundaire en tertiaire reserves (respectievelijk R2 en R3) ervoor dat de

frequentie in de synchrone zone hersteld wordt, en dat de regelzone weer in evenwicht is.

Het secundaire regelvermogen wordt voornamelijk gebruikt om korte en willekeurige onevenwichten te compenseren. Het tertiaire regelvermogen dient als compensatie voor langdurige, aanhoudende en/of zeer uitgebreide onevenwichten:

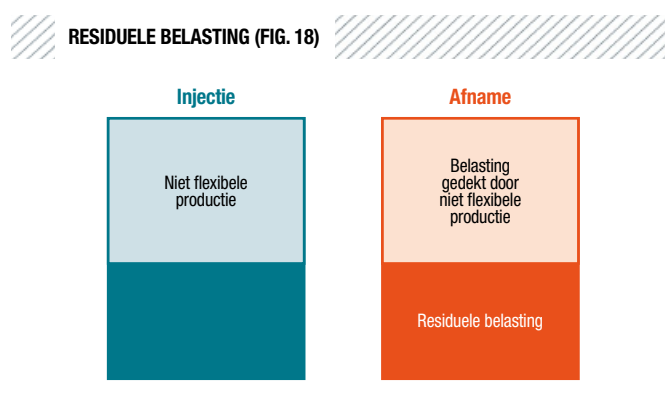
- het secundaire regelvermogen moet automatisch binnen 30 seconden worden ingeschakeld, en moet compleet zijn binnen 7,5 minuten. Dit regelvermogen moet zo lang als nodig geleverd worden;
- het tertiaire regelvermogen wordt handmatig geactiveerd door de TNB en moet volledig beschikbaar zijn binnen 15 minuten.

3.5.4 Indicatoren van de flexibiliteitsbehoefte

De flexibiliteitsbehoefte die betrekking heeft op de balancing wordt beoordeeld op basis van het **residuele onevenwicht van het systeem**¹⁰. Deze specifieke methode wordt uiteengezet in 3.3.5.

De methode van de flexibiliteitsbehoefte van de markt gebeurt op basis van de **voorspellingsfouten voor de productie en het verbruik** enerzijds, en de **residuele belasting** anderzijds.

De residuele belasting wordt gedefinieerd als de totale belasting¹¹ minus de niet-moduleerbare productie (nucleaire productie), de productie uit variabele hernieuwbare energiebronnen (wind, zon en 'run of river'-waterkrachtcentrales) en, indien van toepassing, de 'must run'-productie (warmtekrachtkoppeling en biomassa). Import en export via interconnecties worden niet specifiek in rekening genomen.



7. Frequency Containment Reserves

8. automatic Frequency Restoration Reserves

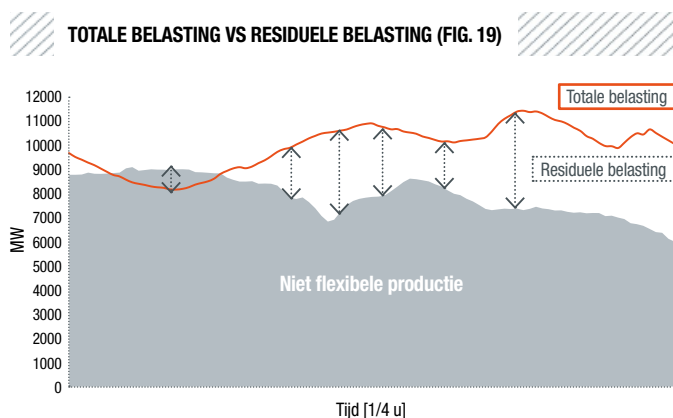
9. manual Frequency Restoration Reserves

10. 'System Imbalance'

11. De totale belasting bevat alle elektrische belastingen op het Elia-net en in alle onderliggende distributienetten (en bevat eveneens de elektrische verliezen). Deze belasting wordt ingeschat gebaseerd op een combinatie van metingen en opgeschaalde waarden van injecties van productie-eenheden, inclusief productie in distributienetten, waarbij de import wordt opgeteld. Vervolgens worden export en vermogen gebruikt voor stockage van energie in mindering gebracht.

De residuele belasting omvat zowel de variabiliteit als gevolg van de totale belasting, alsook de variabiliteit als gevolg van de productie. Dit komt overeen met het gedeelte van de belasting (positief of negatief) die moet worden gedekt door verschillende flexibiliteitsmiddelen, met name de flexibele productie-eenheden, aankoop en verkoop van elektriciteit via interconnecties, vraagbeheer en opslag.

Bij de berekening van de residuele belasting wordt er vanuit gegaan dat er geen modulatie plaatsvindt van het vermogen geproduceerd door hernieuwbare energiebronnen (wind en zon). Zoals uiteengezet in 3.5.1, is het wel belangrijk op te merken dat de productie uit variabele hernieuwbare energiebronnen zelf over een potentieel beschikt om bij te dragen aan het leveren van flexibiliteit.



3.5.5 Methode om de flexibiliteits-behoefte voor de markt te evalueren

De 'adequacy'-studie is gebaseerd op de tijdsprofielen van de productie en de belasting op dag-1.

Dit maakt het mogelijk om een analyse te maken van de variabiliteit op uurbasis van de residuele belasting. De marktdeelnemers moeten steeds op kwartuurbasis een portefeuille in evenwicht nomineren. Er moet daarom ook een analyse gemaakt worden van de flexibiliteitsbehoefte op kwartuurbasis.

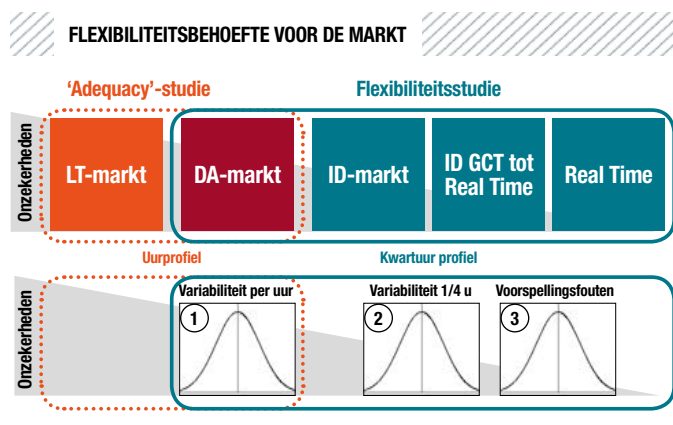
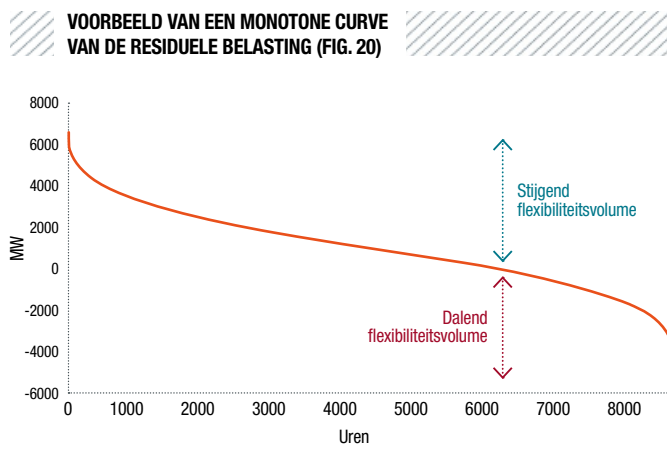
De flexibiliteitsbehoefte voor de markt wordt geëvalueerd op basis van de indicatoren beschreven in 3.5.4. Deze worden gekarakteriseerd door:

1. de variabiliteit op uurbasis van de residuele belasting op dag-1;
2. de variabiliteit op kwartuurbasis van de residuele belasting op dag-1;
3. de voorspellingsfouten voor de wind- en zonneproductie en de totale belasting op dag-1.

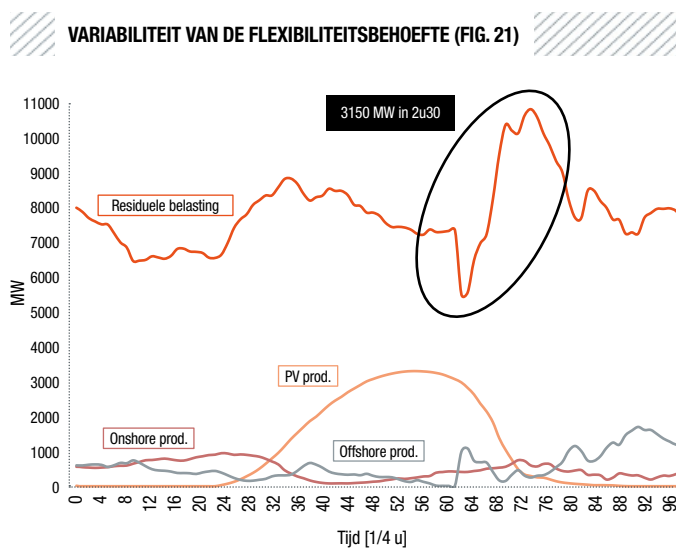
1. Variabiliteit op uurbasis van de residuele belasting op dag-1

Het tijdsprofiel van de residuele belasting (op dag-1) voor de verschillende bestudeerde tijdshorizonten (2021, 2023 en 2027) is het resultaat van een Monte Carlo-simulatie gebaseerd op 40 historische klimatologische jaren. Dit laat toe de gemiddelde monotone curve van de residuele belasting te berekenen, die toelaat de opwaartse en neerwaartse flexibiliteitsvolumes te bepalen die de markt nodig heeft om een portefeuille in evenwicht te kunnen nomineren op dag-1.

In Figuur 20 wordt dit geïllustreerd.



Naast het flexibilitetsvolume moet ook de variabiliteit van de flexibilitetsbehoefte (i.e. de 'ramping rate') worden bepaald, met de bijbehorende tijdsduur. Dit wordt geïllustreerd door Figuur 21.



Dit is een zeer zonnige dag waarbij de productie van onshore- en offshorewindturbines bijzonder laag is, in tegenstelling tot de fotovoltaïsche productie. Aan het eind van de dag leidt de snelle daling van de fotovoltaïsche productie tot een sterke toename van de residuele belasting, gekenmerkt door een ramping van 3150 MW in 2.30u¹².

In de simulaties uitgevoerd om de 'adequacy' van het systeem te evalueren, wordt intrinsiek rekening gehouden met bepaalde technische kenmerken van de productie-eenheden. Het gaat dan om parameters zoals de 'ramping rate' [MW/u], de start-up/shut-down-tijd [u], Pmin [MW] en de Pmax [MW]. De mogelijkheid van het systeem om met de aanwezige flexibilitetsmiddelen deze ramping benodigdheden te waarborgen zijn bijgevolg een onderdeel van de 'adequacy'-analyse. De resultaten van de analyse van de monotone curve van de residuele belasting voor de verschillende tijdshorizonten zijn terug te vinden in 5.3.1.

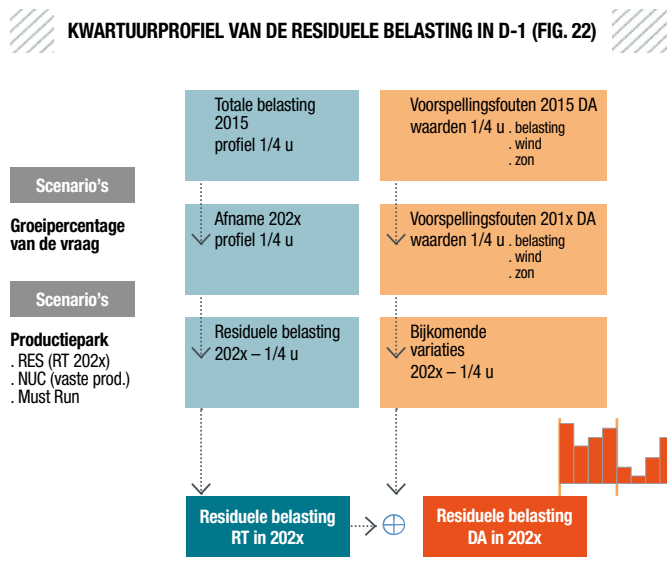
2. Variabiliteit op kwartuurbasis voor de residuele belasting op dag-1

De resolutie van residuele belasting, die bekomen werd in de 'adequacy'-studie, komt overeen met tijdsspannes van een uur. Deze gegevens kunnen dan ook niet worden gebruikt om de kwartuur-ramping (de variatie tussen twee opeenvolgende kwartieren) van de residuele belasting te evalueren.

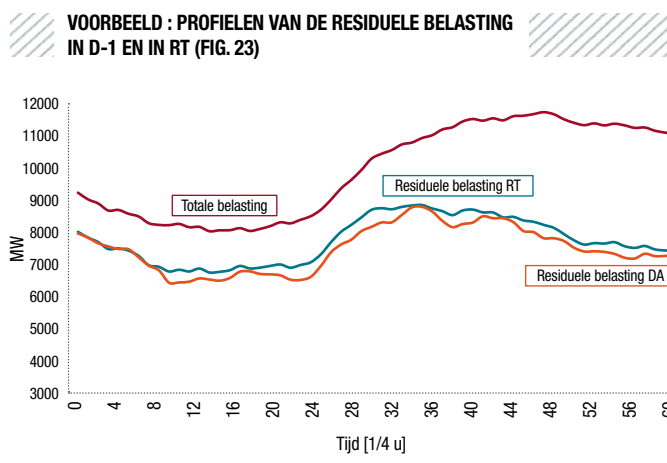
12. Deze karakteristieke curve staat in de literatuur bekend als de 'duck curve'. Het is belangrijk op te merken dat het effect eerder regionaal is dan lokaal. Het is dan ook niet zeker dat de flexibiliteit die vereist is om deze ramping te dekken beschikbaar is via de interconnecties.

Om de variabiliteit op kwartuurbasis van de residuele belasting te analyseren, wordt in twee fasen een schatting van het kwartuurprofiel gemaakt:

1. Een toekomstprojectie van het kwartuurprofiel van de totale belasting waargenomen in 2015 wordt gecombineerd met een toekomstprojectie van het vermogen geproduceerd door hernieuwbare energiebronnen (wind en zon). Op basis daarvan wordt het real time kwartuurprofiel van de residuele belasting berekend voor de verschillende geanalyseerde tijdshorizonten.
2. De voorspellingsfouten van de belasting op dag-1, alsook de voorspellingsfouten van onshore- en offshorewind en de fotovoltaïsche productie, worden eveneens geprojecteerd in de toekomst en toegevoegd aan de profielen verkregen bij stap 1. Op die manier wordt het kwartuurprofiel berekend op dag-1 van de residuele belasting voor de verschillende geanalyseerde tijdshorizonten.



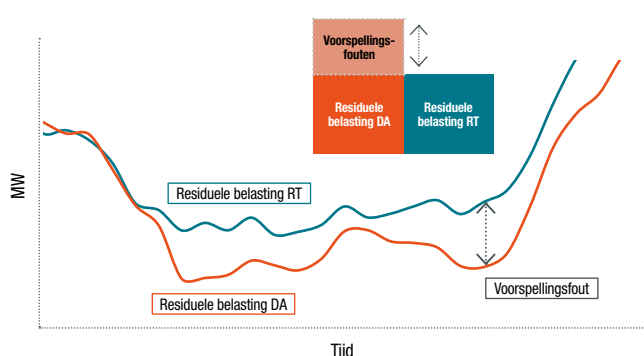
Figuur 23 toont een voorbeeld van de op die manier verkregen profielen.



3. Voorspellingsfouten voor de wind- en zonneproductie en de totale belasting

De analyse van het profiel op kwartuurbasis van de residuele belasting op dag-1 houdt impliciet rekening met de variaties van de totale voorspellingsfout (d.i. van alle fouten samen). Er wordt hier echter geen rekening gehouden met de flexibiliteitsbehoefte die voortvloeit uit de voorspellingsfout zelf, maar enkel met het verschil van de voorspellingsfout ten opzichte van het voorgaande kwartaal.

VERSCHIL TUSSEN DE PROFIEN VAN DE RESIDUELE BELASTING IN D-1 EN IN RT (FIG. 24)



De voorspellingsfout zal deels worden gedekt door de marktdeelnemers, mede omdat intraday voorspellingen steeds nauwkeuriger worden. Enkel de residuele voorspellingsfout zal in real time worden gedekt door de netbeheerder, als verantwoordelijke voor het bewaren van het evenwicht in de Belgische regelzone (zie 3.5.2). De flexibiliteitsbehoefte (op kwartuurbasis) als gevolg van de omvang van de voorspellingsfout op dag -1 maakt dan ook deel uit van de hiernavolgende analyse.

3.5.6 Methode om de flexibiliteitsbehoefte voor balancing te evalueren

Overeenkomstig haar wettelijke verplichtingen, in het bijzonder in overeenstemming met artikel 233 van het Koninklijk Besluit van 19 december 2002 vaststellend van een technisch reglement voor het beheer van het transmissienet van elektriciteit en de toegang daartoe, moet Elia ondersteunende diensten (o.a. primaire, secundaire en tertiaire reserves) contracteren om te zorgen voor een zeker vervangen door een veilig, betrouwbaar en efficiënt elektriciteitsnet [11].

Deze reserves, ook wel **balancing reserves** genoemd, worden op dit moment jaarlijks geëvalueerd. De gebruikte evaluatiemethode voor de vaststelling van de primaire, secundaire en tertiaire reserves moet worden goedgekeurd door de CREG, net als de resultaten.

Hoewel er bij de raming van de flexibiliteitsbehoeften voor de toekomst rekening wordt gehouden met de verwachte evoluties, gaat deze oefening onvermijdelijk gepaard met een grote onzekerheid. De ramingen zijn immers gevoelig voor exogene factoren (veranderingen in het marktdesign,

het gedrag van de BRP's,...). De geschatte behoefte aan flexibiliteit voor de tijdshorizonten 2021, 2023 en 2027 moet dus als indicatief worden beschouwd.

Verder is het belangrijk te benadrukken dat de **reservevolumes** die Elia moet contracteren om te voldoen aan de dimensioneringscriteria (de waarschijnlijkheid dat er een tekort optreedt) kunnen verschillen van de **reservebehoefte**. Deze volumes houden namelijk rekening met de mogelijke synergie met andere netbeheerders en de verschillende kenmerken van de reserveproducten (beschikbaarheid, beperkt aantal activeringen, ...). In dit rapport wordt enkel de reservebehoefte geëvalueerd.

Kenmerken van de balancing reserves

De onderstaande tabel geeft een overzicht¹³ van de belangrijkste technische kenmerken waaraan ieder reservetype moet voldoen:

BALANCING RESERVES

Naam van de reserve	Historische benaming	Activerings-type	Activerings-termijn
Frequency Containment Reserves (FCR)	Primaire reserve (R1)	Automatisch	volledig inzetbaar in 30"
Automatic Frequency Restoration Reserves (aFRR)	Secundaire reserve (R2)	Automatisch	volledig inzetbaar in 7,5'
Manual Frequency Restoration Reserves (mFRR)	Tertiaire reserve (R3)	Manueel	volledig inzetbaar in 15'

Evaluatie van de behoefte aan FCR (primaire reserve)

De vereiste hoeveelheid FCR (R1) wordt bepaald op het niveau van de synchrone zone. Deze behoefte wordt bepaald op jaarbasis en moet een referentie-incident dekken dat minstens gelijk is aan een verlies van 3000 MW.

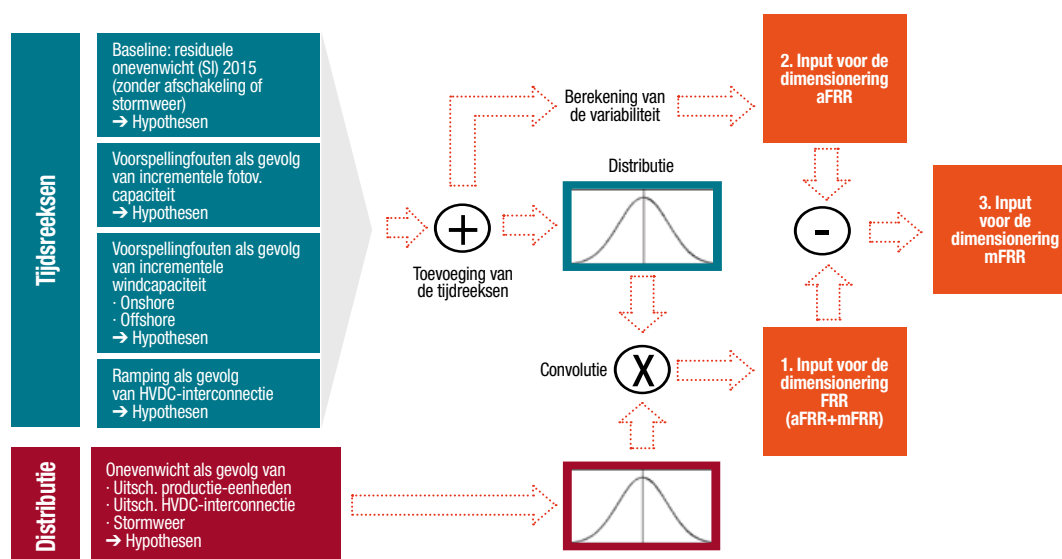
De huidige versie van NC LFC&R [12] geeft aan dat de bijdrage aan de primaire reserve van elke TNB in de toekomst moet worden berekend op basis van de som van de netto-productie en het verbruik in de regelzone (LFC-blok). België is van oudsher een netto-importeur. Daarom wordt uitgegaan van een stijgende behoefte aan FCR.

Evaluatie van de behoefte aan FRR (secundaire en tertiaire reserves)

De benodigde hoeveelheid FRR - automatisch (aFRR, R2) en manueel (mFRR, R3) wordt bepaald op het niveau van de regelzone (LFC-blok). De gebruikte methode is in overeenstemming met de methode die wordt gebruikt voor het bepalen van de reservevolumes voor 2016. Deze methode werd door de CREG goedgekeurd in Besluit (B) 150717-CDC-1423. Hieronder geven we slechts een korte beschrijving van de werkwijze. Voor een gedetailleerde beschrijving verwijzen we naar de desbetreffende documenten.

13. Zie 3.5.3.

METHODE VOOR DE DIMENSIONERING VAN DE BALANCING RESERVES (FIG.25)



1. Om de behoefte aan FRR te beoordelen (aFRR en mFRR), worden twee methodes gebruikt: een deterministische methode en een probabilistische methode. De vereiste hoeveelheid opwaartse en neerwaartse FRR moet het mogelijk maken om onevenwicht te compenseren dat het gevolg is van het dimensionerende incident¹⁴. Daarnaast moeten deze reserves in staat zijn om de verwachte residuele kwartuurneuenwichten van het systeem op te vangen gedurende Y% van de tijd (in overeenstemming met een bepaalde waarschijnlijkheidsdrempel voor het tekort).

De waarschijnlijkheidsdrempel voor het tekort voor de opwaartse regeling van de FRR ligt op 0,1% (wat overeenkomt met een dekking van 99,9% van het residuele onevenwicht). De waarschijnlijkheidsdrempel voor het tekort voor de neerwaartse regeling van de FRR ligt op 1%.

Om een schatting te maken van de residuele onevenwichten in het systeem gebruikt men het profiel van de waargenomen onevenwichten gedurende een jaar (het meest recente volledige kalenderjaar). Daaraan worden bijkomende verwachte onevenwichten toegevoegd die een afspiegeling zijn van de evolutie van het systeem, zoals de verhoging van de geïnstalleerde capaciteit van de productie uit hernieuwbare variabele energiebronnen, of de integratie van de HVDC-verbinding tussen Groot-Brittannië en België (NEMO).

De tijdsreeksen van de verschillende waargenomen onevenwichtsbronnen worden bij elkaar opgeteld om het resulterende onevenwicht te berekenen (d.i. het profiel van het verwachte residuele onevenwicht in het systeem). Op die manier kan rekening worden gehouden met de mogelijke correlatie tussen de verschillende onevenwichtsbronnen. Het aldus verkregen profiel wordt uitgedrukt in een waarschijnlijkheidsverdeling en

vervolgens (door middel van convolutie) gecombineerd met de waarschijnlijkheidsverdeling van de verwachte onevenwichten als gevolg van de ongeplande uitval van eenheden, de NEMO-interconnectie of de uitschakeling van de offshore windturbines bij stormweer¹⁵.

2. De hoeveelheid aFRR (R2) wordt geëvalueerd op basis van de variabiliteit (in absolute waarde) van de residuele kwartuurneuenwichten in het systeem, dat wil zeggen het verschil tussen twee opeenvolgende kwartieren. In het kader van deze studie wordt de nodige aFRR (opwaarts en neerwaarts) gelijk gesteld aan een volume dat slechts 20% van tijd niet aan de vervangen door de behoefte voldoet. Dit komt overeen met een tijdsspanne waarbinnen de secundaire reserve onvoldoende zal zijn om de variabiliteit van het onevenwicht in het systeem terug te brengen tot nul.
3. De hoeveelheid mFRR (R3) wordt ten slotte bepaald door het verschil tussen de behoefte aan FRR en de behoefte aan aFRR.

Aangezien de behoefte aan FRR wordt berekend op basis van de verwachte residuele onevenwichten in het systeem, is deze sterk afhankelijk van het gedrag van de marktspelers en hun mogelijkheden om hun perimeter in evenwicht te houden op kwartuurbasis. De gesimuleerde scenario's gaan ervan uit dat de BRP's en de andere marktspelers heel wat extra inspanningen leveren om de residuele systeem-onevenwichten in real time te verminderen. Worden deze inspanningen niet geleverd (bijvoorbeeld door een gebrek aan incentives), dan kunnen de reservebehoefte van het systeem aanzienlijk toenemen. In deze evaluatie houden we echter geen rekening met dit hypothetische scenario.

In het kader van deze studie nemen we daarom aan dat de residuele onevenwichten niet voortvloeien uit een structureel gebrek aan flexibiliteit in het systeem.

14. Het dimensionerende incident komt overeen met het grootst mogelijke onevenwicht dat voortvloeit uit een plotse variatie in het actieve vermogen. Dat kan het gevolg zijn van de uitval van een productie-eenheid, het verbruik, of een HVDC-interconnectie.

15. De afschakeling van windturbines hangt af van de technologie die werd gekozen voor de turbines. De beschouwde cut-off wind speed is dan 25 m/s of 30 m/s.

HYPOTHESEN EN SCENARIO'S

4.1 — Hypothesen voor België	38
4.2 — Hypothesen voor de buurlanden	44
4.3 — Interconnecties tussen landen	47
4.4 — Economische hypothesen	49
4.5 — Samenvatting van de scenario's en de sensitiviteiten	50



De hypothesen in deze studie sluiten aan bij de hypothesen die werden gehanteerd om het volume van de strategische reserve te evalueren.

Deze hypothesen werden op verzoek van de Minister van Energie besproken met de Algemene Directie Energie van de FOD Economie en het kabinet van de Minister.

Er werd een **basisscenario** opgesteld voor de geanalyseerde tijdshorizon. Daarnaast zullen er talrijke sensitiviteiten worden toegepast op de inputparameters, om de impact van de verschillende hypothesen over de bevoorradingszekerheid en de flexibiliteit te evalueren.

Het model houdt rekening met het thermische park, de hernieuwbare energiebronnen, de andere productiemiddelen en het verbruik van elk land.

De **hypothesen voor België** zijn afkomstig uit verschillende bronnen en worden gedetailleerd beschreven in 4.1.

De gegevens en hypothesen voor de **buurlanden** zijn afkomstig uit bilaterale contacten met de respectievelijke transmissienetbeheerders. Voor de niet-buurlanden die in het model zijn opgenomen, werden de gebruikte gegevens verzameld door de transmissienetbeheerders in het kader van gezamenlijke studies binnen ENTSO-E (voornamelijk het SO&AF (System Outlook and Adequacy Forecast) of het in [3] beschikbare rapport).

Het rapport zet ook de belangrijkste hypothesen uiteen van de buurlanden die een beduidende impact hebben op de bevoorradingszekerheid in België (zie 4.2).



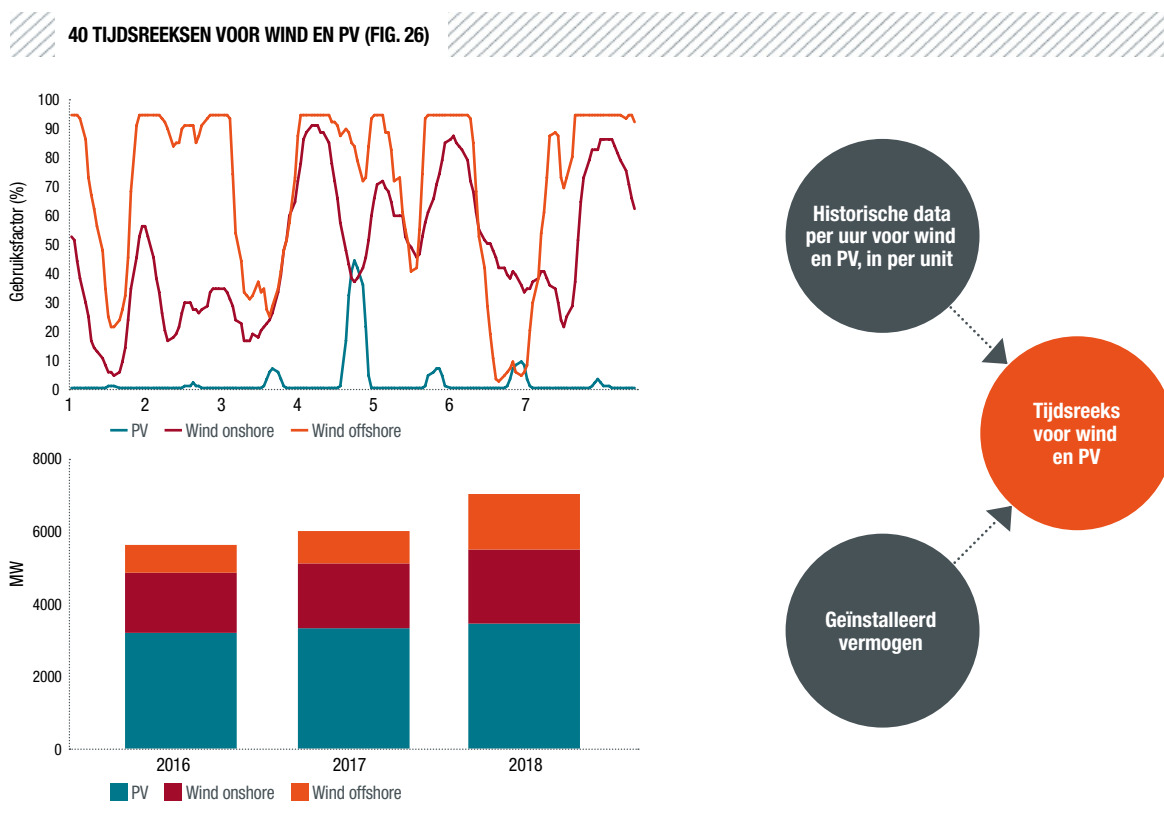
4.1 HYPOTHESEN VOOR BELGIË

4.1.1 Evolutie van de capaciteit aan wind en zon

In aanmerking genomen in het model

Het model houdt aan de hand van productieprofielen rekening met de hernieuwbare productie. Deze profielen vloeien voort uit het product van de 40 historische

productieprofielen (belastingsfactor) en het geïnstalleerde vermogen voor een gegeven jaar. Dit geldt voor zowel wind als zon (zie Figuur 26).



Tot 2020:

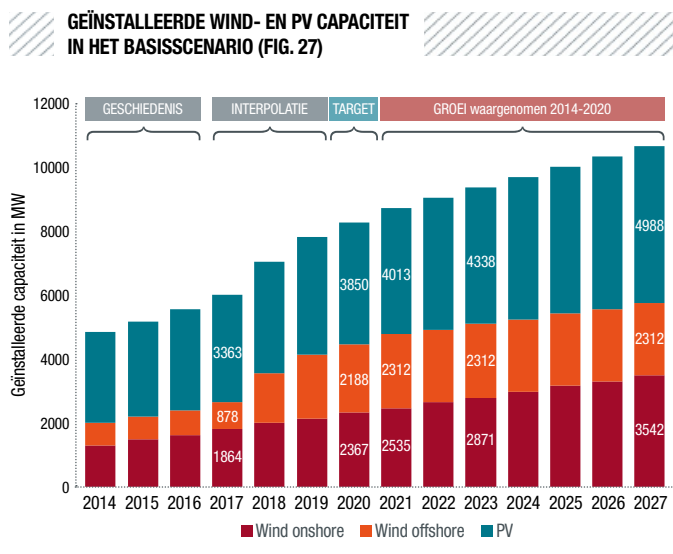
Voor het geïnstalleerde vermogen tot 2020 wordt ervan uitgegaan dat de ontwikkeling van de hernieuwbare energiebronnen verder zal verlopen volgens de doelstellingen 20-20-20. De Europese doelstelling om tegen 2020 een aandeel van 20% aan energie uit hernieuwbare energiebronnen te bereiken in het totale Europese energieverbruik werd vertaald naar een concrete doelstelling van 13% voor België. Er bestaat echter onzekerheid over het aandeel van de verschillende hernieuwbare energiebronnen in de realisatie van de Europese klimaatdoelstellingen.

In 2010 werd een nationaal actieplan voor de hernieuwbare energie in België gepubliceerd [4]. Gelet op de toename van de hernieuwbare energiebronnen in de laatste jaren, is de raming voor de verschillende soorten energie niet langer realistisch. Voor 2020 werd een raming per type energie gemaakt op basis van een raadpleging van de gewesten met betrekking tot zonne-energie, onshore windenergie, biomassa en waterkracht. Op dit ogenblik heeft de Minister van Energie acht domeinconcessies verleend voor de bouw en exploitatie van windparken in het Belgische deel van de Noordzee, goed voor een totaal geïnstalleerd vermogen van 2,3 GW tegen 2020.

Na 2020:

Het basisscenario gaat uit van een groei van het geïnstalleerde vermogen aan onshorewind- en zonne-energie die overeenkomt met de voorziene gemiddelde groei tussen 2014 en 2020. Voor offshorewind wordt geen groei meer in aanmerking genomen nadat de 2,3 GW op de Noordzee bereikt is.

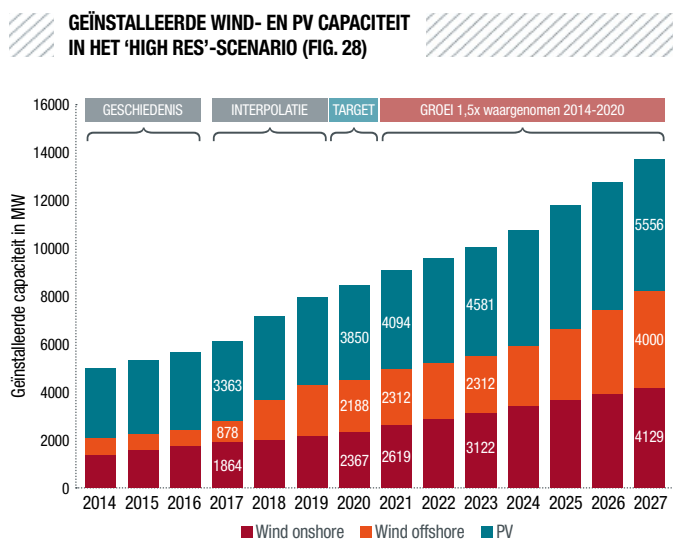
Figuur 27 toont de evolutie van de wind- en zonnecapaciteit.



Hoge sensitiviteit na 2020:

Er werd rekening gehouden met een hoge sensitiviteit van deze hypothesen, door uit te gaan van 1,5 maal het waargenomen groeipercentage voor wind onshore en zon tussen 2014 en 2020. Bovendien werd een toename van de capaciteit aan offshorewind in aanmerking genomen, tot een geïnstalleerd vermogen van 4000 MW in 2027.

Figuur 28 toont deze evolutie.



4.1.2 Waterkracht en opslag

Het productiepark in België omvat twee soorten waterkrachtcentrales:

- 1308 MW pompcentrales
- 114 MW 'run of river'-waterkrachtcentrales

Het model optimaliseert de **pompcentrales** (1308 MW). Het bepaalt het ideale moment voor het gebruik van deze eenheden op basis van de uurprijzen (economische dispatch). Daarbij wordt rekening gehouden met de omvang van het bekken (beperking in energie). Het gebruik van de pompcentrales volgt de dagcyclus zoals die in realiteit kan worden waargenomen (de bekkens worden 's nachts gevuld, zodat men de piekmomenten van het elektriciteitsverbruik overdag kan compenseren). Om rekening te houden met de geplande en niet-geplande stilstanden, werd de capaciteit waarop men een beroep kan doen in het model verlaagd tot 1086 MW. Deze beperking is gebaseerd op historische gegevens over de geplande en niet-geplande stilstanden. De resultaten van het model worden beschouwd als realistisch ten opzichte van de productiegeschiedenis van de pompcentrales.

Bij een structureel tekort dat de prijzen doet stijgen tot € 3000/ MWh worden de pompcentrales maximaal gebruikt. Als het structurele tekort langer aanhoudt, zal het model de pompcentrales gebruiken om de hoogste pieken van het elektriciteitsverbruik af te toppen.

De **'run of river'-waterkrachtcentrales** beschikken in België over een beperkt vermogen (114 MW). Deze centrales zijn in het model opgenomen aan de hand van 40 historische maandprofielen voor de productie.

Sensitiviteit met een bijkomende opslagcapaciteit:

Er zal een sensitiviteit worden geëvalueerd die uitgaat van een bijkomende opslagcapaciteit van 1000 MW vermogen, met een reservoir van 4000 MWh. Deze opslagcapaciteit zou kunnen overeenkomen met een of meer bijkomende pompcentrales of opslag in de vorm van batterijen of een andere technologie, centraal of decentraal.

4.1.3 Evolutie van het nucleaire park

In aanmerking genomen in het model

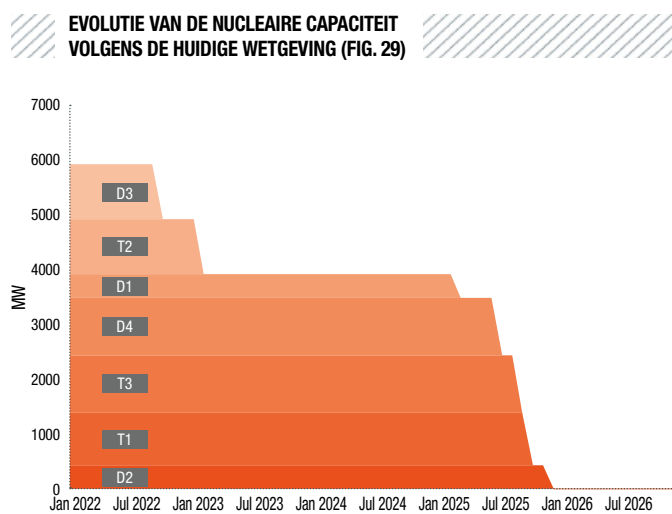
De nucleaire eenheden worden elk afzonderlijk in model gebracht. Er wordt een willekeurige trekking uitgevoerd op de onvoorziene stilstanden van deze centrales. Het onderhoud wordt eveneens in model gebracht. De studie voorziet echter geen onderhoud van het nucleaire park in de winter.

Geïnstalleerd vermogen

De hypothese die deze studie voor de evolutie van het Belgische nucleaire park gebruikt, is die van de huidige wetgeving. De geplande data voor de buitenwerkingstelling van de verschillende reactoren zijn 5]:

- 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

Figuur 29 illustreert de buitenwerkingstelling van de kerncentrales volgens de huidige wetgeving.



Deze kalender werd in alle gesimuleerde scenario's in aanmerking genomen. Er is geen sensitiviteit toegepast op deze kalender.

4.1.4 Evolutie van de capaciteit aan WKK en biomassa

In aanmerking genomen in het model

Het model maakt een onderscheid tussen biomassa- en WKK-eenheden met of zonder CIPU-contract. Raadpleeg voor meer details pagina 34-35 (punt 3.1.3) van het rapport over het volume van de strategische reserve¹⁶ [1].

- De **CIPU-eenheden** van het type biomassa en WKK worden gemodelleerd als **individuele eenheden**, net zoals de andere thermische eenheden. Men voert op basis van de beschikbaarheidsgeschiedenis van deze eenheden voor elk jaar een willekeurige trekking uit volgens de Monte Carlo-methode.
- De **niet-CIPU-eenheden** van het type biomassa en WKK worden in het model in aanmerking genomen door middel van een tijdreeks. Deze **tijdreeks** is samengesteld uit profielen die worden samengesteld op basis van de beschikbare historische metingen. Hierbij wordt een onderscheid gemaakt tussen de grote en kleine WKK-installaties en de installaties voor afvalverbranding. Figuur 36 op pagina 35 van het rapport over de strategische reserve toont een typische productieweek in de winter. Het geïnstalleerde vermogen bestaat uit ongeveer 65% kleine installaties, 25% grote installaties en 10% verbrandingsinstallaties.

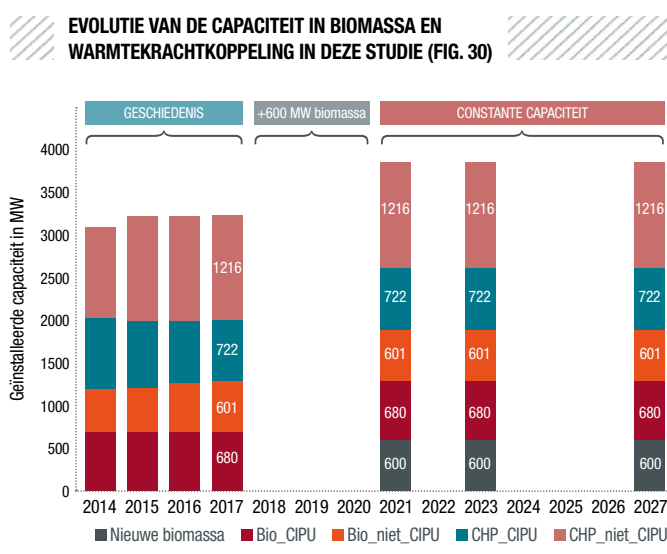
Evolutie van het geïnstalleerde vermogen

Tot 2018 werden de hypothesen in aanmerking genomen die ook in het rapport over de evaluatie van het volume van de strategische reserve worden vermeld.

Tegen 2021 werden bijkomend twee nieuwe biomassacentrales van samen 600 MW in aanmerking genomen.

Tussen 2017 en 2027 werd geen andere stijging of daling van de capaciteit aan WKK of biomassa in aanmerking genomen.

Figuur 30 toont de hypothesen voor dit park.



16. 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 (balancing reserves) en voor de activering ervan door Elia.



4.1.5 In rekening brengen van het volume van de balancing reserves in de studie over de bevoorradingszekerheid

Het gebruikte economische dispatchmodel simuleert de Europese markt in fasen van een uur, rekening houdend met onvoorziene stilstanden en het onderhoud van de centrales zoals bekend op de day-ahead markt. Het houdt echter geen rekening met:

- de onvoorziene stilstanden die niet bekend zijn voor de day-ahead markt, en
- de fouten in de voorspelling van de belasting en de hernieuwbare productie,

Deze laatste, moeten gedeeltelijk door de balancing reserves worden gedekt om op elk ogenblik het evenwicht van het systeem te verzekeren.

In de resultaten die aan bod komen in het deel over 'adequacy' wordt rekening gehouden met de helft van het totale vereiste volume van de balancing reserves op de verschillende tijdshorizonten. Dit volume komt overeen met een gedeelte van de balancing reserves van het type mFFR, dat kan worden gecontracteerd op niet-conventionele middelen (maar niet op het thermische park). De kenmerken van het totale park (structurele blok en niet-structurele blok) om het restant van de balancing reserves te kunnen leveren, zal worden geëvalueerd in het deel 'flexibiliteit' van deze studie.

De details van de gebruikte methodologie om de behoefte aan balancing reserves op de verschillende tijdshorizonten te bepalen en de resultaten van deze berekening zijn respectievelijk terug te vinden in 3.5.6 en 5.6.4.

4.1.6 Verbruik in België

Het Belgische verbruik (en dat van de andere landen) wordt in het model in aanmerking genomen aan de hand van 40 tijdreeksen per dag qua temperatuur.

Samenstelling van de uurprofielen

Het verbruik op de verschillende tijdshorizonten wordt geconstrueerd in drie stappen, zoals geïllustreerd in Figuur 31.



De details van deze stappen worden uitgelegd in punt 3.2 (pagina 40-44) van het rapport over de strategische reserve [1].

Samengevat:

- De **groei van de totale Belgische vraag** wordt gedefinieerd voor de verschillende bestudeerde jaren.
- Deze **groefactor wordt toegepast op het huidige genormaliseerde uurprofiel** van de totale Belgische vraag.
- De **temperatuurgevoeligheid van het verbruik** wordt toegevoegd aan dit genormaliseerde profiel.

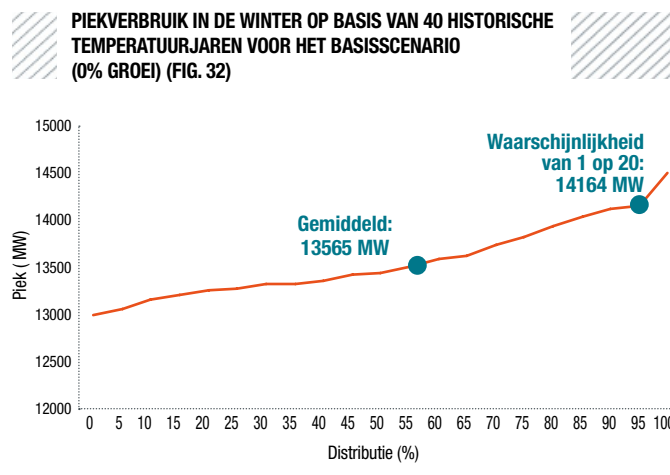
De simulaties gebruiken dus 40 tijdreeksen voor het verbruik per uur.

Hypothese van een groei van de totale vraag voor het basisscenario

Het basisscenario gaat uit van de hypothese van een **nulgroei** van de totale elektriciteitsvraag van België. De gebruikte totale vraag komt overeen met 85,5 TWh in het basisscenario (totale genormaliseerde vraag voor de temperatuur van 2014). Er zal ook een sensitiviteit worden berekend met een groei van de elektriciteitsvraag.

Resultaten in termen van verbruikspieken voor het basisscenario

Figuur 32 geeft de verdeling van de piekvraag weer voor het basisscenario. Deze verdeling geldt voor alle gesimuleerde jaren, omdat de nulgroei-hypothese in aanmerking werd genomen voor alle tijdshorizonten.



Sensitiviteit van de hypothese van de groei van de totale vraag

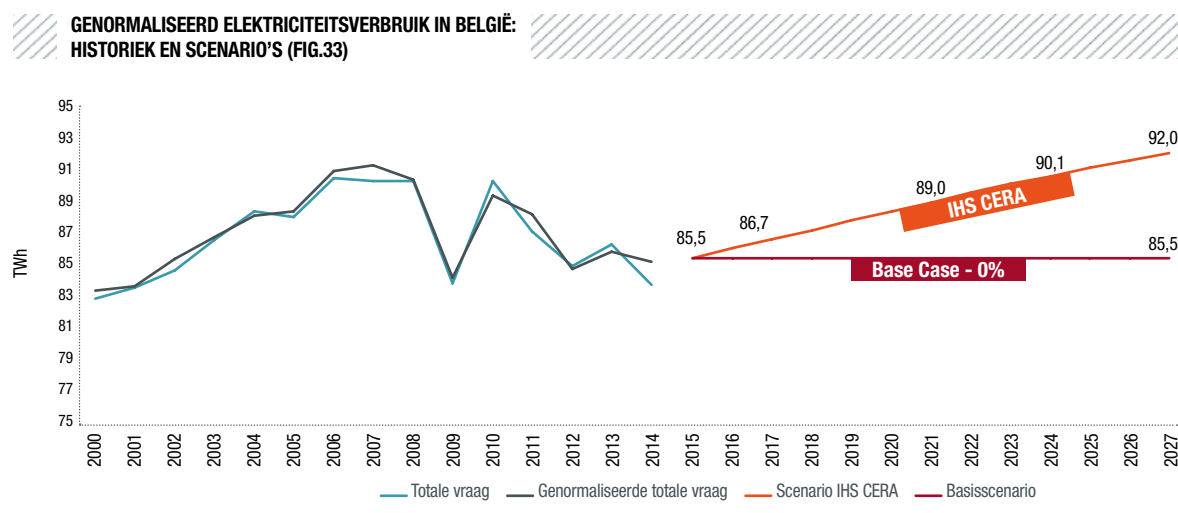
Er is een sensitiviteit op het basisscenario berekend met een groei van de vraag volgens de voorspellingen van IHS CERA (ongeveer 0,59% gemiddelde groei voor de tijdshorizon 2015-2027).

Figuur 33 illustreert de twee vraagscenario's.

Merk op dat er geen rekening werd gehouden met veranderingen in het initiële verbruiksprofiel. Het genormaliseerde initiële profiel is gebaseerd op de structuur van het huidige verbruik van België.

Deze zin moet naar de twee kolom worden gezet (deze hoort bij de opsomming)

- warmtepompen,
 - elektrische voertuigen,
 - individuele opslagbatterijen,
 - nieuwe verbruiksgewoontes en andere praktijken
- zullen een weerslag hebben op het verbruiksprofiel, en dus ook op de behoefte in momenten van een structureel tekort.



4.1.7 Markt response

In het kader van de studie over het volume van de strategische reserve heeft Elia een enquête besteld om de hypothesen over het potentieel van de markt response in geval van een structureel tekort te verfijnen, om zo de berekeningen te kunnen verbeteren en de behoefte aan een strategische reserve nauwkeuriger te kunnen bepalen. Voor de uitvoering van deze enquête en de verwerking van de antwoorden met het oog op hun bruikbaarheid heeft Elia samengewerkt met Pöyry, een internationaal erkend extern consultancybureau.

In het kader van deze enquête werden de netgebruikers, de ARP's en de in België actieve aggregatoren ondervraagd. De vragenlijst leverde de nodige garanties om dubbeltellingen te voorkomen en de betrouwbaarheid van de gegevens te verzekeren.

De bevindingen van deze enquête worden uitvoerig uiteengezet in [1] en [6].

In aanmerking genomen in het basisscenario

De uitgevoerde studie projecteert de waarden van de markt response tot 2020. Deze waarden zullen worden gebruikt voor de gesimuleerde jaren na 2020, zonder rekening te houden met een stijging of daling door de jaren heen.

Figuur 34 geeft de waarden voor 2020 weer. We zien een stijging met 86 MW van de markt response, gebaseerd op de contracten met de BRP's, tegenover de waarden van 2016. Er is ook een stijging met 184 MW tegenover 2016 voor de verbruikers en producenten die zijn aangesloten op het net van de transmissienetbeheerder.

RESULTATEN VAN DE STUDIE OVER DE OP DE MARKTPRIJS REAGERENDE CAPACITEIT VOOR 2020 (FIG. 34)

260 MW

op basis van contracten met ARPs

622 MW

op basis van de prijs van netgebruikers en generatoren aangesloten bij de TNB

64 MW

op basis van de prijs van netgebruikers en generatoren aangesloten bij de DNB

150 MW

op vrijwillige basis door netgebruikers en generatoren aangesloten bij de DNB

maximale activiteiten

- Per dag = 1 activatie
- Per week = 3 activiteiten

maximale uren

- per activatie
- 2 uren

Het totale marktvolume dat op de prijs reageert en dat in deze studie in aanmerking wordt genomen, bedraagt 1096 MW voor 2021, 2023 en 2027. De resultaten van de enquête tonen bovendien aan dat deze volumes beperkt zijn in termen van het aantal activeringen per dag en per week, alsook wat betreft het maximumaantal continue activeringsuren. Deze limieten worden eveneens weergegeven in Figuur 34.

Sensitiviteit zonder markt response

Er werd een sensitiviteit berekend voor het basisscenario zonder markt response, om de impact op de kenmerken van het structurele blok te evalueren.

4.1.8 Samenvatting van de productiemiddelen

De tabel in Figuur 35 geeft een overzicht van de productiemiddelen waarvan wordt verondersteld dat ze aanwezig zijn op de bestudeerde tijdshorizonten. Ze maken dus geen deel uit van het structurele blok volgens de in deze studie gebruikte definitie (definitie in 3.2.1). De in de tabel vermelde capaciteiten zijn de geïnstalleerde vermogens voor elk productietype.

SAMENVATTING VAN HET PRODUCTIEPARK VOOR HET BASISSCENARIO IN BELGIË, BESCHOUWD ALSOF HET GEEN DEEL UITMAAKT VAN HET STRUCTURELE BLOK (FIG. 35)

		2017*	2021	2023	2027
Niet-intermitterend	Warmtekracht-koppeling	1938	1938	1938	1938
	Nucleair	5926	5926	3912	0
	Pompcentrales - Turbines	1308	1308	1308	1308
	Pompcentrales - Biomassa	1281	1881	1881	1881
Totaal		10453	11053	9639	5727
Van klimaat-variabelen afhankelijke productie (intermitterend)	Wind	2742	4847	5183	5854
	Zon	3363	4013	4338	4988
	Waterkracht - RoR	114	114	114	114
Totaal		6219	8974	9635	10956

* De cijfers voor 2017 zijn die voor de winter 2017-2018 van het verslag over de strategische reserve.

4.2 HYPOTHESEN VOOR DE BUURLANDEN

De hypothesen voor de 19 gemodelleerde landen zijn afkomstig uit de jaarlijkse studie van de bevoorradingszekerheid binnen ENTSO-E (de vereniging van de Europese transmissienetbeheerders (TNB's)). Deze studie onder de naam SO&AF ('System Outlook and Adequacy Forecast') werd in 2015 voor het laatst uitgevoerd en bestrijkt drie jaren: 2016, 2020 en 2025 (de studie is beschikbaar in [3]). De voor de bestudeerde landen gebruikte gegevens zijn een extrapolatie van deze gegevens voor de tijdshorizonten die worden onderzocht in deze studie. Voor Frankrijk, Duitsland en Nederland werden recentere of meer gedetailleerde gegevens gebruikt, dankzij bilaterale contacten met de respectieve TNB's of nationale rapporten over de bevoorradingszekerheid.

Deze paragraaf beschrijft de belangrijkste hypothesen over de evolutie van de productiecapaciteit van de in deze studie beschouwde buurlanden. Er werden twee sensitiviteiten op deze hypothesen berekend om

- de capaciteit van de buurlanden te evalueren om ons in momenten van een structureel tekort energie te leveren, en
- de impact te evalueren van de buitenwerkingstelling van steenkoolcentrales op de economische indicatoren van de gascentrales.

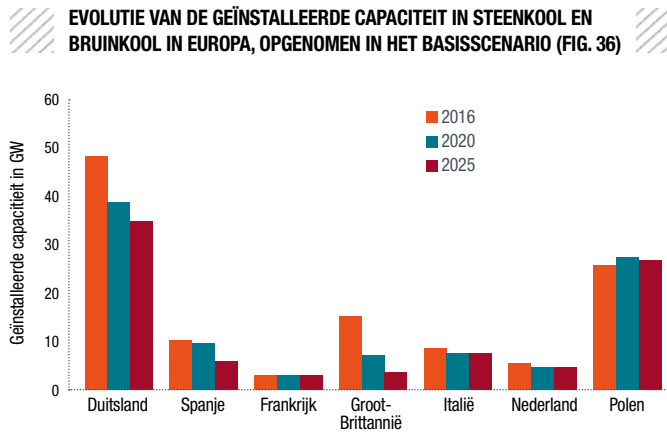
Het basisscenario vertrekt van de ramingen van de verschillende TNB's. In het kader van deze studie werd geen analyse gemaakt van de economische leefbaarheid van de centrales voor de buurlanden.

4.2.1 Evolutie van de geïnstalleerde capaciteit aan steenkool

Naar aanleiding van de verbintenissen voor de beperking van de CO₂-uitstoot hebben veel landen de buitenwerkingstelling van verschillende steenkoolcentrales aangekondigd. Tussen 2016 en 2025 zal het geïnstalleerde vermogen dalen met 13 GW in Duitsland, 4 GW in Spanje, 11 GW in Groot-Brittannië en 1 GW in Nederland (tegenover 2015).

Figuur 36 geeft een overzicht van de evolutie van de geïnstalleerde capaciteit aan steenkool en bruinkool in enkele gemodelleerde landen.

In de sensitiviteitsanalyse zal rekening worden gehouden met bijkomende buitenwerkingstellingen van steenkoolcentrales.

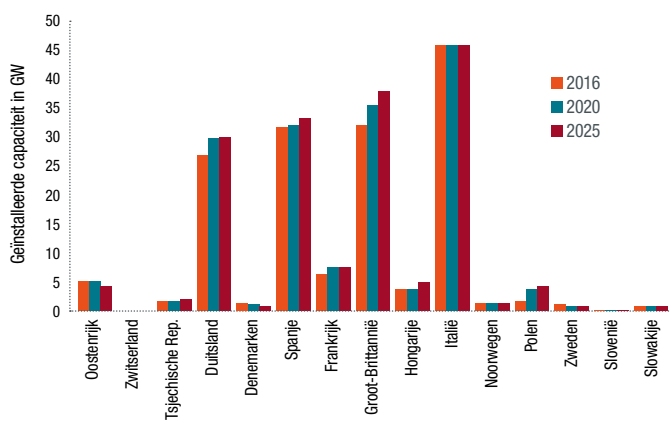


“ Een vermindering van de geïnstalleerde capaciteit aan kolen is voorzien. ”

4.2.2 Evolutie van de geïnstalleerde capaciteit aan gas

Men voorziet een lichte stijging van de geïnstalleerde capaciteit aan gas in Europa, ter compensatie van de buitenwerkingstelling van andere types van centrales (voornamelijk steenkool- en kerncentrales).

EVOLUTIE VAN DE GEÏNSTALLEERDE CAPACITEIT IN GAS IN EUROPA, OPGENOMEN IN HET BASISSCENARIO (FIG. 37)



Voor Nederland werd uitgegaan van de hypothesen uit het meest recente rapport over de bevoorradingszekerheid van het systeem door Tennet (de Nederlandse TNB). In het referentiegeval van deze studie voorziet men tegen 2027 een daling van de geïnstalleerde capaciteit aan gas met 4 GW tegenover 2016. In het 'Coal Phase-Out'-scenario zal een sensitiviteit op deze hypothese worden berekend die de (tijdelijke of definitieve) buitenwerkingstelling van 1 GW extra capaciteit aan gas veronderstelt.

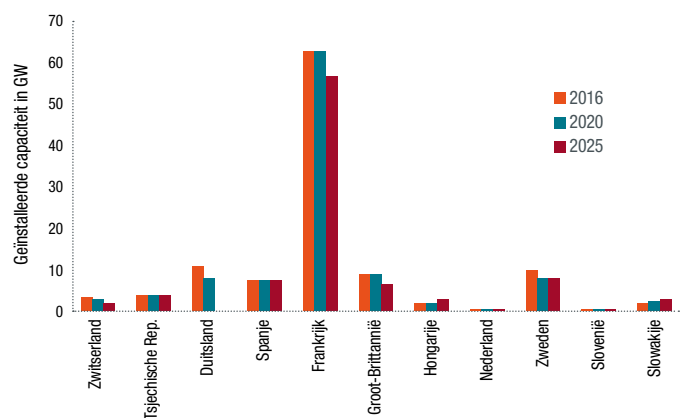
4.2.3 Evolutie van de geïnstalleerde nucleaire capaciteit

De nucleaire capaciteit hangt in essentie af van de politieke keuze van elk land. De veranderingen met de grootste impact op de bevoorradingszekerheid in België vinden plaats in Duitsland en Frankrijk:

- **Duitsland:** er werd besloten om tegen 2022 alle kernreactoren (11 GW) buiten werking te stellen.
- **Frankrijk:** er wordt momenteel gedebatteerd over de verlenging van de oudste kerncentrales. In het basisscenario werd uitgegaan van een daling van het geïnstalleerde vermogen met 7 GW tegen 2025. Deze daling zou overeenkomen met de buitenwerkingstelling van de drie oudste centrales (waaronder Fessenheim) en de indienststelling van de in aanbouw zijnde EPR¹⁷ van Flamanville.

Figuur 38 toont de hypothesen voor de verschillende landen.

EVOLUTIE VAN DE GEÏNSTALLEERDE NUCLEAIRE CAPACITEIT IN EUROPA, OPGENOMEN IN HET BASISSCENARIO (FIG. 38)



17. European Pressurized Reactor.

“Men voorziet een lichte stijging van de geïnstalleerde capaciteit aan gas in Europa, ter compensatie van de buitenwerkingstelling van andere types van centrales (voornamelijk steenkool- en kerncentrales).”

4.2.4 Sensitiviteiten op de basishypothese

In de basishypothese worden de meeste buitenwerkingstellingen vervangen door bijkomende gascentrales. De gevolgen voor de bevoorradingszekerheid in de buurlanden op basis van deze hypothesen zijn terug te vinden in de resultaten (zie 5.2). Merk op dat de LOLE-indicatoren de nationale criteria van elk land volgen.

Er werden twee scenario's geconstrueerd om de impact van bijkomende buitenwerkingstellingen te evalueren. Het eerste scenario voorziet een vervanging van de buitenwerking gestelde capaciteit in de grote landen. Het tweede scenario voorziet geen enkele vervanging van deze capaciteit.

'Coal Phase-Out'-scenario voor 2027

In dit scenario gaat men uit van bijkomende buitenwerkingstellingen van steenkoolcentrales in de West-Europese landen (CWE), en een buitenwerkingstelling van 1 GW gascentrales in Nederland.

Het scenario veronderstelt dat de grote landen (Duitsland, Frankrijk, Groot-Brittannië) het zich niet kunnen veroorloven om afhankelijk te zijn van de buurlanden voor hun bevoorradingszekerheid, of dat deze landen slechts in beperkte mate afhankelijk zijn (zoals het geval is in Frankrijk). Bijkomende buitenwerkingstellingen in deze landen worden vervangen door gascentrales, om de bevoorradingszekerheid te vrijwaren.

Situatie in Centraal-West-Europa (CWE) ten opzichte van het basisscenario:

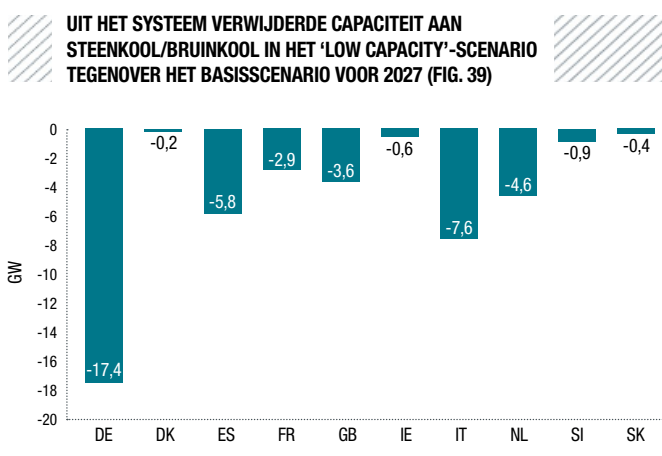
- **Frankrijk:** volledige buitenwerkingstelling van de steenkoolcentrales (2,9 GW). Vervanging door een equivalente capaciteit aan gas, zodat Frankrijk onder zijn criterium voor de bevoorradingszekerheid blijft (gemiddeld 3 uur).
- **Duitsland:** bijkomende buitenwerkingstelling van 9,4 GW steenkool ten opzichte van het basisscenario. In totaal is dit 22,8 GW steenkoolcentrales minder dan in 2016. Na deze buitenwerkingstellingen blijft er nog 25 GW steenkool/bruinkool over. Deze bijkomende buitenwerkingstellingen worden vervangen door 7 GW gascentrales om de nationale bevoorradingszekerheid van Duitsland te vrijwaren.

- **Nederland:** bijkomende buitenwerkingstelling van 1,3 GW steenkoolcentrales, wat overeenkomt met de buitenwerkingstelling van de twee oudste eenheden die behouden blijven in het basisscenario. Merk op dat de in 2015 gebouwde nieuwe eenheden in dit scenario in dienst blijven. Er wordt geen enkele vervanging van deze capaciteit voorzien. Daarnaast wordt uitgegaan van een bijkomende buitenwerkingstelling van 1 GW gascentrales ten opzichte van het basisscenario. Men neemt dus aan dat er tegen 2027 in totaal 5 GW gascentrales buiten werking zal zijn gesteld, ten opzichte van 2015.

Dit scenario zal een impact hebben op het rendement en de werksuren van de gascentrales, maar de impact op de bevoorradingszekerheid in België zal beperkt zijn.

'Low Capacity'-scenario voor 2027

Dit scenario evalueert de robuustheid van het park van de buurlanden om de energie te leveren die België nodig heeft in momenten van een structureel tekort. Er werd uitgegaan van de buitenwerkingstelling van 44 GW meer steenkoolcentrales dan in het basisscenario. In dit scenario is er in de landen uit Figuur 39 geen enkele steenkoolcentrale meer aanwezig, behalve in Duitsland: daar blijft 17 GW aan steen- en bruinkoolcentrales geïnstalleerd. Dit scenario voorziet geen enkele vervanging van deze capaciteiten.



4.3 INTERCONNECTIES TUSSEN LANDEN

Elk van de 19 landen wordt in de simulatie gemodelleerd door een knooppunt. De commerciële uitwisseling tussen de landen wordt afhankelijk van de tijdshorizon op twee verschillende manieren gemodelleerd:

- Voor 2017 worden dezelfde hypothesen gebruikt als voor de evaluatie van het volume van de strategische reserve, dus het gebruik van een flow-based domein voor de CWE-zone (zie 3.4 in het desbetreffende rapport [1]). De landen buiten de CWE-zone en de interconnecties tussen de landen van de CWE-zone en de rest van Europa worden gemodelleerd met een vaste commerciële uitwisselingscapaciteit.
- Voor de tijdshorizonten na 2017 wordt de commerciële uitwisseling gemodelleerd met een maximale vaste commerciële uitwisselingscapaciteit (NTC – 'Net Transfer Capacity') tussen alle landen, inclusief de CWE-zone.

Deze waarden voor de potentiële commerciële uitwisselingscapaciteit zijn afkomstig uit studies opgesteld door ENTSO-E of via bi- en multilaterale contacten. Ze houden tevens rekening met de nieuwe interconnectieprojecten voor de komende jaren.

De NTC's (netto grensoverschrijdende commerciële uitwisselingscapaciteit tussen België en de buurlanden) variëren ook van dag tot dag volgens de netomstandigheden, en de beschikbaarheid van de lijnen en de andere netelementen. Deze capaciteiten worden regelmatig geüpdatet. In deze studie wordt één enkele referentiewaarde gebruikt voor de volledige gesimuleerde periode, voor een gegeven interconnectie en richting.

De historische uitwisselingscapaciteiten zijn terug te vinden op de websites van de verschillende netbeheerders en op het transparantieplatform van ENTSO-E [7].

Deze paragraaf beschrijft de belangrijkste hypothesen die in deze studie in aanmerking werden genomen voor de commerciële uitwisselingscapaciteit tussen België en de buurlanden. De commerciële uitwisseling per uur tussen de landen wordt door het model geoptimaliseerd volgens het aanbod en de vraag van elk land.

4.3.1 Importcapaciteit van België

Voor 2017 wordt uitgegaan van een maximale importcapaciteit van **4500 MW**.

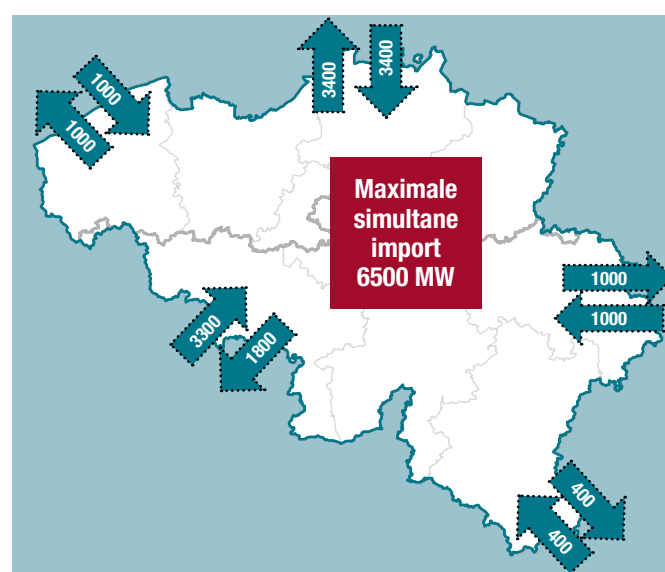
Voor 2021 houden alle scenario's ook rekening met de bouw van de interconnectie met Duitsland (ALEGrO, 1000 MW), de bouw van de interconnectie met Groot-Brittannië (NEMO, 1000 MW) en het project met Luxemburg.

Voor 2023 en 2027 wordt rekening gehouden met de versterking van de noordgrens (projecten Brabo II en Brabo III) en de grens met Frankrijk.

Voor 2021, 2023 en 2027 wordt de maximale simultane importcapaciteit verhoogd van 4500 MW naar **6500 MW** (zie punt 5.3.9 van het federaal ontwikkelingsplan [14]).

Figuur 40 toont de hypothesen voor de NTC's (netto grensoverschrijdende commerciële uitwisselingscapaciteit tussen België en de buurlanden) voor 2027.

IN DEZE STUDIE BESCHOUWDE MAXIMALE CAPACITEITEN VAN DE COMMERCIELE UITWISSELINGEN (IN MW) TUSSEN BELGIË EN DE BUURLANDEN VOOR 2027 (FIG. 40)



Belangrijke aandachtspunten met betrekking tot de importcapaciteit:

- Niets garandeert België dat de buurlanden tegen 2027 de nodige netinvesteringen zullen hebben gedaan om deze energie naar België te kunnen exporteren.
- De commerciële uitwisselingen zijn het resultaat van de optimalisatie van het model. België kan de productiecapaciteit in de buurlanden niet importeren als die niet beschikbaar is, zelfs al blijft er een marge op de grensoverschrijdende uitwisselingscapaciteit.

4.3.2 Sensitiviteit op de importcapaciteit

Er zal een sensitiviteit worden berekend die uitgaat van 2 GW bijkomende import.

De volgende stijgingen van de commerciële uitwisselingscapaciteit worden in aanmerking genomen:

- stijging van de commerciële capaciteit met Duitsland met 1 GW
- stijging van de commerciële capaciteit met Groot-Brittannië met 1 GW

De maximale simultane importcapaciteit wordt eveneens verhoogd van 6500 MW naar 8500 MW.

Deze sensitiviteit is bedoeld om de impact te evalueren van een grotere uitwisselingscapaciteit op het volume van het structurele blok.

4.3.3 Sensitiviteit op een geïsoleerd België

Er zal een tweede, zuiver theoretische, sensitiviteit worden berekend voor het geval waarin België volledig geïsoleerd zou zijn van alle andere landen.

4.3.4 Uitwisselingen met niet-gemodelleerde landen

Er wordt geen rekening gehouden met uitwisselingen tussen de niet-gemodelleerde en de gemodelleerde landen. Dit is een voorzichtige hypothese, want dergelijke uitwisselingen bestaan wel en zouden indien nodig kunnen bijdragen aan de bevoorradingszekerheid van de CWE-zone. Volgens de modellering van de eerste buurlanden in deze zone zullen deze uitwisselingen weinig impact hebben op de situatie in België.



4.4 ECONOMISCHE HYPOTHESEN

4.4.1 Prijsscenario's

De scenario's van de World Energy Outlook 2015 (WEO) van het Internationaal Energieagentschap (IEA) werden gebruikt voor de projectie van zowel de gas- en steenkoolprijzen als de CO₂-prijzen na 2020 (zie [8]).

Voor de simulatie van 2017 werden de 'forward'-prijzen van gas, steenkool, olie en CO₂ van eind januari 2016 gebruikt.

Voor het basisscenario werd het 'Current Policies'-scenario van de WEO gebruikt om de prijzen voor 2021, 2023 en 2027 te projecteren. Dit resulteert in een aanbodcurve van het productiepark waarin de marginale kosten van de steenkoolcentrales lager zijn dan die van de gascentrales.

Er werd ook een sensitiviteit van deze hypothese berekend op basis van het '450'-scenario van de World Energy Outlook (WEO). Dit impliceert voor 2027 een scenario waarin de marginale kosten van de gascentrales (CCGT) lager zijn dan die van de steenkoolcentrales. Deze sensitiviteit zal geen impact hebben op de parameters van de bevoorradingszekerheid. Er zal echter wel een impact op de economische indicatoren kunnen worden waargenomen.

De in deze studie gebruikte steenkool- en gasprijzen voor 2027 worden samengevat in Figuur 41.

STEENKOOI- EN GASPRIJZEN VOOR 2027 (FIG. 41)

	Basisscenario	Sensitiviteit 'Gas before coal' WEO "450"
	WEO "Current Policies"	
	Prijs in €/netto GJ	Prijs in €/netto GJ
Steenkool	2,82	2,03
Gas	7,95	6,28
	Prijs in €/ton	Prijs in €/ton
CO ₂	20,70	57,45

4.4.2 Vaste en variabele kosten van de centrales

De hypothesen voor de variabele kosten (afgezien van de brandstofprijzen) en de vaste kosten van de centrales zijn afkomstig uit de studie 'Energy Technology Reference Indicator': projections for 2010-2050' van het 'Joint Research Centre' van de Europese Commissie [9].

Figuur 42 geeft deze hypothesen weer.

VASTE EN VARIABELE KOSTEN VAN DE CENTRALES (FIG. 42)

	VARIABELE KOSTEN		VASTE KOSTEN		
	VOM	CAPEX Economische duur van de beschouwde investering	FOM	Annuïteit (WACC 4%)	Annuïteit (WACC 10%)
	€/ MWh	€/kW jaren	€/kW/jaar	€/kW/jaar	€/kW/jaar
CCGT 2		850 25	21	54	94
OCGT 11		550 25	17	35	61

VOM = Variable Operation & Maintenance cost (afhankelijk van de productie van een eenheid) en is meegenomen in de marginale kost van de eenheid in deze studie
 FOM = Fixed Operation & Maintenance cost (is niet afhankelijk van de productie van een eenheid)
 CAPEX = CAPITAL Expenditure (totale investeringskosten zonder interesten)
 Annuïteit = Jaarlijks kapitaalkosten, inclusief interesten
 WACC = Weighted Average Cost of Capital

De vaste kosten van de centrales worden onder meer gebruikt om ze te vergelijken met de inframarginale rentes van deze centrales op de elektriciteitsmarkt.

Het is belangrijk te vermelden dat de investeringskosten sterk kunnen variëren op basis van een hele reeks factoren. Hetzelfde geldt voor de operationele en vaste kosten van de al gebouwde centrales.

4.5 SAMENVATTING VAN DE SCENARIO'S EN DE SENSITIVITEITEN

De belangrijkste elementen van het in deze studie beschouwde **basisscenario** zijn:

- een **nulgroei** van de vraag tot 2027;
- de ontwikkeling van **hernieuwbare energie** (wind-, zonne-energie) volgens de **voorspellingen voor 2020**. Een vergelijkbare groei van onshorewind- en zonne-energie tot 2027. Geen bijkomende ontwikkelingen nadat 2,3 GW offshorewind bereikt is na 2021;
- een **WKK-capaciteit in België** die overeenstemt met de verwachting voor 2017;
- **600 MW bijkomende biomassa** tegen 2021;
- **markt response** (voornamelijk vraagbeheer), rekening houdend met de volumes die na raadpleging van de marktactoren werden geïdentificeerd in de zomer van 2015. 1100 MW met activeringlimieten voor 2021, 2023 en 2027;
- **4500 MW simultane import in 2017. 6500 MW simultane import voor 2021, 2023 en 2027.** Ontwikkeling van interconnectieprojecten zoals voorzien in het federaal ontwikkelingsplan voor het net;
- **brandstofprijzen** volgens de laatste voorspellingen van het Internationaal Energieagentschap (IEA), het **'Coal before gas'**-scenario voor alle beschouwde horizonen;
- **vaste en variabele kosten** van de centrales volgens de **ETRI-studie** (2014) van de **Europese Commissie**;
- **de beste beschikbare schatting van het geïnstalleerde vermogen in de buurlanden**, volgens hun nationale studies en de binnen ENTSO-E verzamelde gegevens in het kader van de studie SO&AF (System Outlook and Adequacy Forecast).

Figuur 43 geeft een overzicht van deze elementen.

Verschillende sensitiviteiten, zoals weergegeven in Figuur 43, zullen eveneens voor 2027 worden geanalyseerd.

SAMENVATTING VAN DE HYPOTHESEN (FIG. 43)

		CWE	Rest van de EU	Sensitiviteiten
Verbruik		0% groei		IHS CERA (0,6%/jaar)
Hernieuwbaar	Beste raming	Nationale contracten en bilaterale contacten + SO&AF	Op basis van de SO&AF (System Outlook and Adequacy Forecast)	Hoog
Thermische capaciteit	Nucleair volgens de wet			'Low' en 'Very Low' voor de buurlanden
Markt response	Pöyry-studie			Zonder markt response in BE
Opslag	Huidige pompcentrales			Met bijkomende opslag
Interconnecties en importcapaciteit	Volgens het federale ontwikkelingsplan			+ 2 GW import BE & BE geïsoleerd
Balancing reserves	Raming in deze studie			
Brandstofprijzen	Forwards voor 2017 & 'Current Policies' (IEA)			Scenario '450' (IEA)
Vaste en variabele kosten van de centrales	ETRI-studie van de Europese Commissie			

RESULTATEN EN BEVINDINGEN

5.1 — Omvang van het structurele blok voor het basisscenario 2017-2027	52
5.2 — 'Adequacy'-indicatoren voor het basisscenario	53
5.3 — Bijkomende analyses op het basisscenario	56
5.4 — Sensitiviteitsanalyses voor het jaar 2027	62
5.5 — Analyse van de economische parameters van de gascentrales	66
5.6 — Flexibiliteit	69

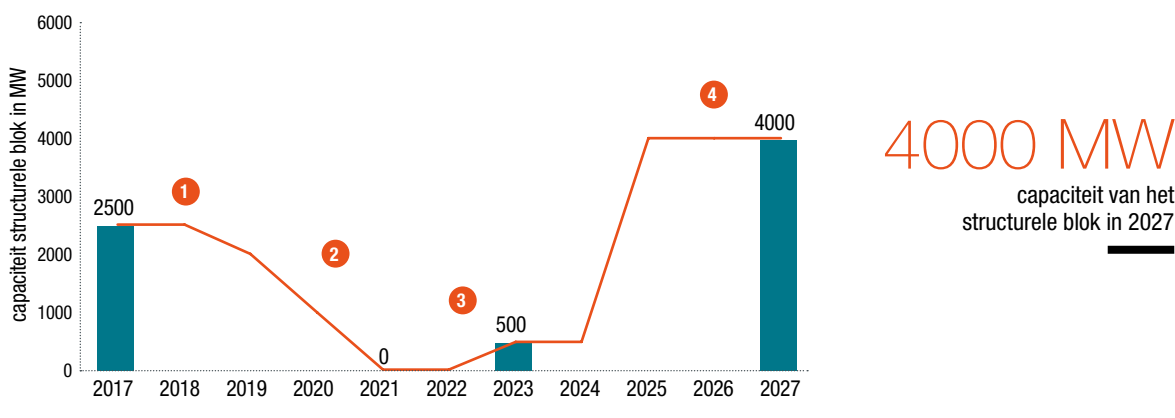
Belangrijke aandachtspunten

- Het volume van het structurele blok uit de resultaten is berekend met een beschikbaarheid van 100%.
- Het structurele blok is berekend per blokken van 500 MW.
- Deze resultaten houden uitsluitend rekening met de capaciteit die noodzakelijk is voor België om adequaat te zijn. Zoals vermeld in de hypothesen, is 50% van de totale behoefte aan balancing reserves (gecontracteerd op niet-conventionele middelen) al inbegrepen in dit volume (zie 4.1.5). Toch zal men moeten beoordelen of het productiepark (structurele blok en niet-structurele blok) de rest van de behoefte aan balancing reserves zal kunnen leveren voor de verschillende tijdshorizonten.

5.1 OMVANG VAN HET STRUCTURELE BLOK VOOR HET BASISSCENARIO 2017-2027

Figuur 44 illustreert de resultaten van de simulaties in termen van volume voor het basisscenario.

CAPACITEIT VAN HET STRUCTURELE BLOK NOODZAKELIJK VOOR BELGIË OM ADEQUAAT TE ZIJN IN HET BASISSCENARIO (FIG. 44)



Verklaring van de evolutie van het structurele blok:

- 1 Om adequaat te zijn in 2017, zou de capaciteit van het structurele blok ongeveer 2500 MW moeten bedragen. De behoefte is dus kleiner dan het geïnstalleerde vermogen in België dat deel uitmaakt van het structurele blok volgens de definitie voor 2017, zoals aangegeven in 3.2.3. Dit stemt overeen met het rapport over het volume van de strategische reserve, dat geen behoefte heeft vastgesteld als het Belgische nucleaire park volledig beschikbaar is in de winter 2016-2017.
- 2 Tussen 2017 en 2021 zien we een daling van de capaciteit van het structurele blok met het oog op de bevoorradingszekerheid. Dit is voornamelijk te wijten aan de volgende elementen:
 - De installatie van 600 MW biomassa, zoals in aanmerking genomen in de basishypothesen.
 - De toename van de importcapaciteit dankzij NEMO en ALEGrO, samen met de toename van de simultane importcapaciteit met 2 GW.
 - De ontwikkeling van de capaciteit aan offshorewind in de Noordzee.
- 3 Tussen 2021 en 2023 verhoogt de geleidelijke buitenwerkingstelling van de kerncentrales de capaciteit van het voor de bevoorradingszekerheid vereiste structurele blok.
- 4 In 2027, na de volledige buitenwerkingstelling van het nucleaire park, bedraagt de geïdentificeerde behoefte 4000 W.

5.2 'ADEQUACY'-INDICATOREN VOOR HET BASISSCENARIO

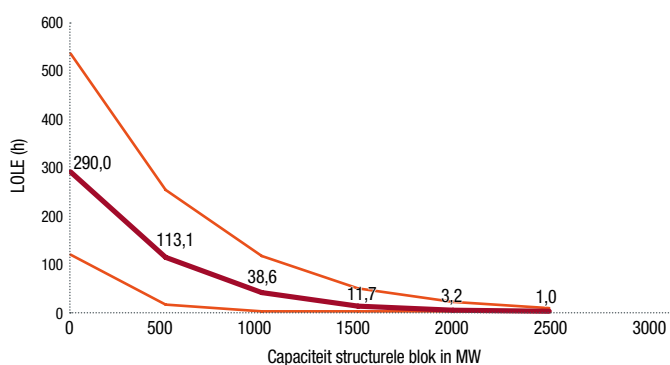
Voor elk geanalyseerd jaar (2017, 2021, 2023, 2027) worden drie grafieken weergegeven:

- de **uren van structureel tekort** volgens de capaciteit van het structurele blok
- de monotone **werkingscurve** van het structurele blok op basis van de initiële behoefte aan niet-geleverde energie
- de **waarschijnlijkheid** van de **activering** van het structurele blok in een gegeven jaar, op basis van de capaciteit van het blok

5.2.1 Resultaten voor 2017

Uit Figuur 45 blijkt dat in 2017 het gemiddelde aantal uren structureel tekort 290 uur bedraagt, zonder het structurele blok. Dit aantal daalt naarmate men meer capaciteit toevoegt aan het structurele blok. Merk op dat er 1000 MW nodig is om van gemiddeld 11 uur naar minder dan 3 uur structureel tekort te gaan.

LOLE VOLGENS DE TOEGEVOEGDE CAPACITEIT AAN HET STRUCTURELE BLOK VOOR HET BELGISCHE PARK IN 2017 (FIG. 45)

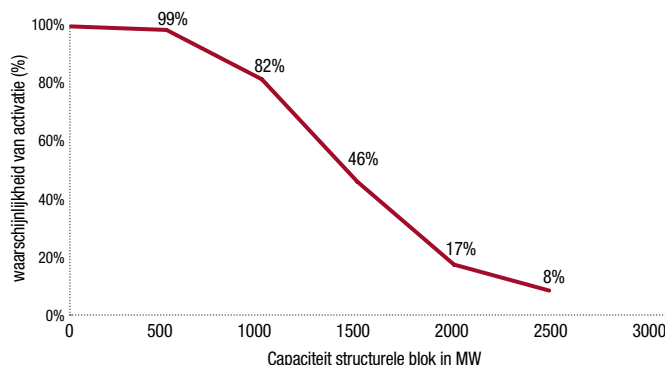


De capaciteit van het structurele blok bedraagt 2500 MW in 2017. Dit blok is kleiner dan het geïnstalleerde vermogen in 2017 dat deel uitmaakt van het structurele blok, zoals aangegeven in 3.2.3 en op Figuur 5, namelijk 3496 MW productiecentrales in de markt en 750 MW productiecentrales in de strategische reserve.

Figuur 46 toont dat de activeringswaarschijnlijkheid van het structurele blok kleiner is dan 50% voor de laatste schijf van 1000 MW. Dit betekent dat deze capaciteit slechts één jaar op twee zal worden gebruikt voor de

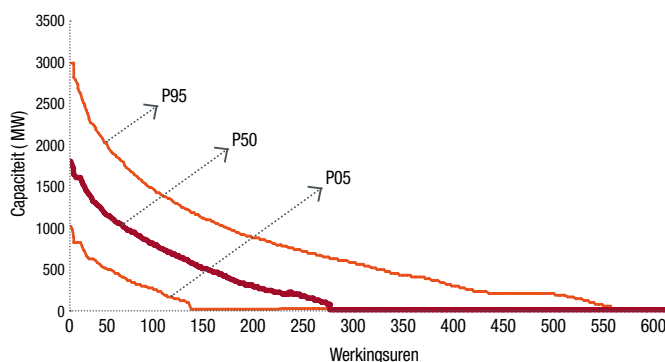
bevoorradsingszekerheid. Deze grafiek toont met andere woorden dat de activeringswaarschijnlijkheid van de laatste MW, de duurste zullen zijn in het systeem. Dit betekent in geen geval dat het geïnstalleerde vermogen in België in 2017 niet zal worden gebruikt om andere redenen dan de bevoorradsingszekerheid.

WAARSCHIJNLIJKHEID VAN DE ACTIVATIE VAN HET STRUCTURELE BLOK IN 2017 (FIG. 46)



Figuur 47 is de werkingscurve van de gesimuleerde 200 jaar, weergegeven door de P50, de P05 en de P95 van de initiële behoefte aan het structurele blok (simulatie waarin 0 MW van het structurele blok in aanmerking wordt genomen). Deze grafiek is een andere manier om het aantal werkingsuren weer te geven. Afhankelijk van het jaar kan het urenaantal oplopen tot 500 uur voor de eerste 200 MW.

MONOTONE CURVE VAN DE WERKINGSUREN VAN HET STRUCTURELE BLOK OP BASIS VAN DE INITIËLE BEHOEFTE (0 MW STRUCTURELE BLOK) VOOR 2017 (FIG. 47)



5.2.2 Resultaten voor 2021

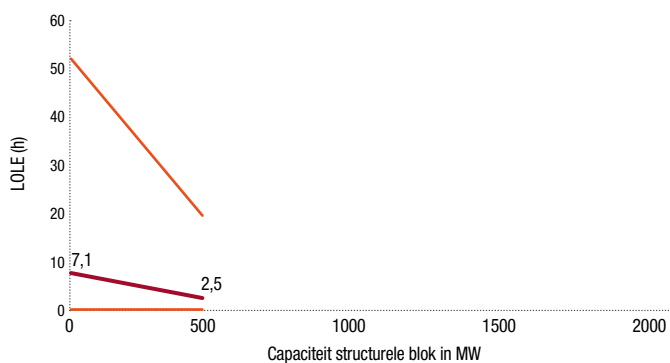
Voor 2021 is het structurele blok niet nodig voor de bevoorradingszekerheid. De resultaten nopen tot een belangrijke nuancering voor het vermogen van het resterende park om te voorzien in de behoefte aan balancing reserves voor deze tijdshorizon (zie 5.7.3). Het park dat volgens de simulaties in 2021 aanwezig zou zijn, garandeert niet dat alle behoeften aan balancing reserves in 2021 kunnen worden voldaan.

5.2.3 Resultaten voor 2023

Na de buitenwerkingstelling van twee kerncentrales (samen 2 GW) bedraagt het volume van het structurele blok 500 MW. De werkingsuren van dit blok met het oog op de bevoorradingszekerheid zijn erg laag (gemiddeld 7 uur), maar in extreme gevallen (P95) kan dit aantal oplopen tot 50 uur (zie Figuur 48).

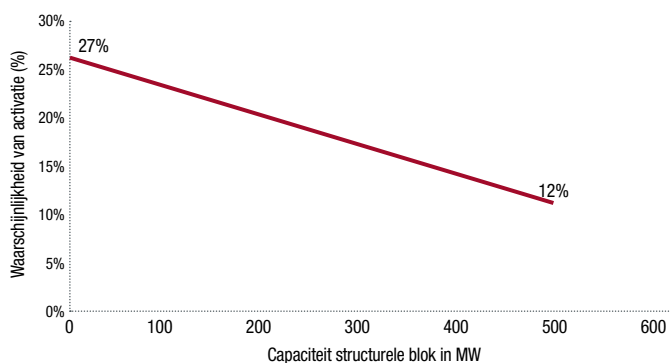
Net als in 2021, garandeert het park (dat in 2023 als beschikbaar wordt beschouwd) niet dat de behoefte aan balancing reserves gedekt zal zijn.

LOLE VOLGENS DE TOEGEVOEGDE CAPACITEIT AAN HET STRUCTURELE BLOK VOOR HET BELGISCHE PARK IN 2023 (FIG. 48)



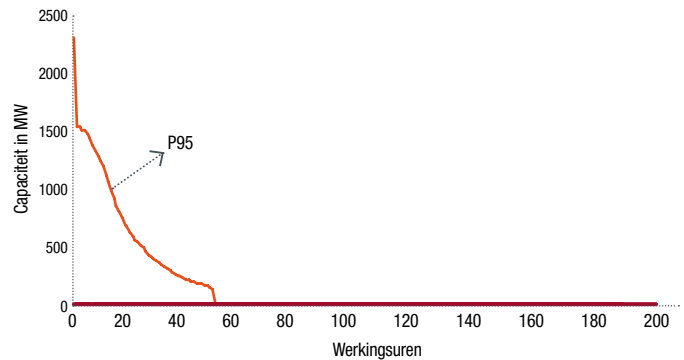
De activeringswaarschijnlijkheid van deze capaciteit voor een gegeven jaar is 1 op 5, zoals weergegeven in Figuur 49. Het structurele blok zal alleen tijdens koudegolven worden geactiveerd.

WAARSCHIJNLIJKHEID VAN DE ACTIVATIE VAN HET STRUCTURELE BLOK IN 2023 (FIG. 49)



Gelet op de zeer lage behoefte voor 2023, toont Figuur 50 alleen de P95 van de werkingscurve van het structurele blok. We zien dat in extreme gevallen (1 kans op 20) de behoefte 1500 MW bedraagt, terwijl het aantal werkingsuren niet meer dan 50 uur zal zijn.

MONOTONE CURVE VAN DE WERKINGSUREN VAN HET STRUCTURELE BLOK OP BASIS VAN DE INITIËLE BEHOEFTE (0 MW STRUCTURELE BLOK) VOOR 2023 (FIG. 50)



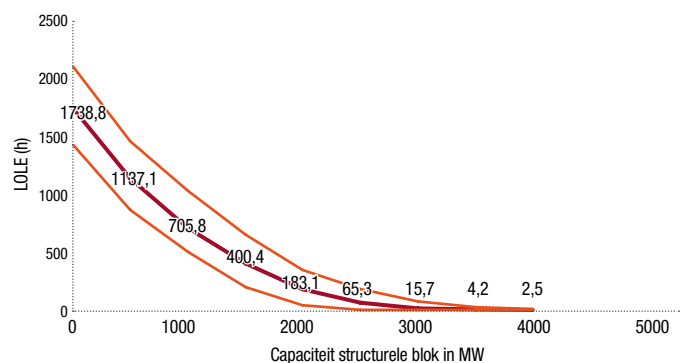
5.2.4 Resultaten voor 2027

Na de buitenwerkingstelling van het nucleaire park, waarvan in de hypothesen van het basisscenario van deze studie wordt uitgegaan, bedraagt de behoefte voor de bevoorradingszekerheid 4000 MW in 2027.

De analyse van de LOLE-uren (en dus van de verwachte gemiddelde werkingsuren voor de verschillende schijven van het structurele blok) toont het volgende aan:

- De **eerste 1000 MW** zullen tussen 1500 en 2000 werkingsuren hebben.
- De **schijf tussen 1000 en 2000 MW** zal tussen 100 en 1000 werkingsuren hebben.
- De **schijf tussen 2000 en 3000 MW** zal gemiddeld 200 werkingsuren hebben.
- De **laatste schijf (tussen 3000 en 4000 MW)** zal gemiddeld 15 werkingsuren hebben.

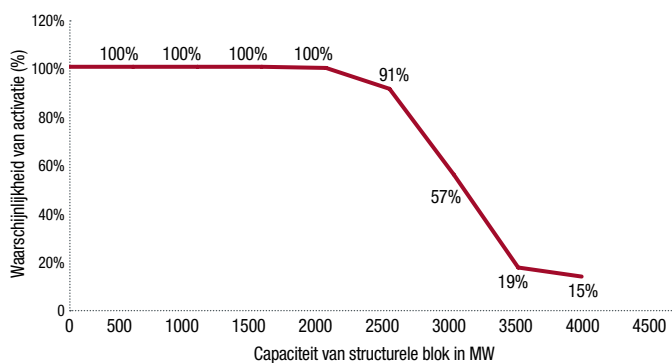
LOLE VOLGENS DE TOEGEVOEGDE CAPACITEIT AAN HET STRUCTURELE BLOK VOOR HET BELGISCHE PARK IN 2027 (FIG. 51)



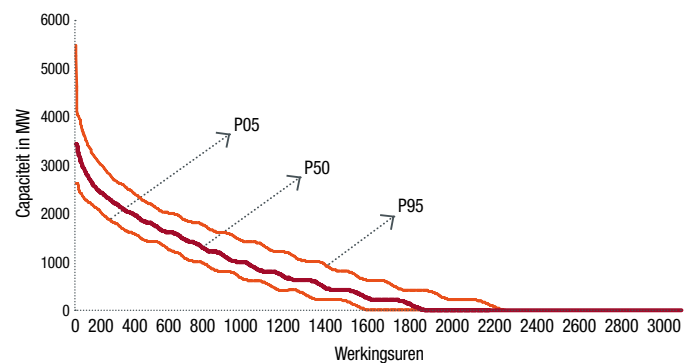
Figuur 52 toont de activeringswaarschijnlijkheid voor de verschillende schijven. Uit de simulaties blijkt dat de eerste 2000 MW nodig zijn voor alle gesimuleerde klimatologische jaren en dus een activeringswaarschijnlijkheid van 100% hebben. De volgende 1000 MW (van 2000 tot 3000 MW) hebben een hoge activeringswaarschijnlijkheid van bijna 100%. De activeringswaarschijnlijkheid van de laatste 1000 MW is daarentegen kleiner (in de buurt van 50% en zelfs 20% voor de laatste 500 MW).

De werkingcurve van het blok, zoals weergegeven in Figuur 53 toont dat voor extreme jaren (P95) een capaciteitsbehoefte van meer dan 5000 MW vereist kan zijn, maar dan slechts gedurende een zeer korte tijd (minder dan enkele uren). Dit zijn momenten waarop de capaciteitsmarge van het productiepark van de buurlanden laag is en de buurlanden deze energie niet naar België kunnen exporteren.

WAARSCHIJNLIJKHEID VAN DE ACTIVATIE VAN HET STRUCTURELE BLOK VOOR 2027 (FIG. 52)



MONOTONE CURVE VAN DE WERKINGSUREN VAN HET STRUCTURELE BLOK OP BASIS VAN DE INITIËLE BEHOEFTE (0 MW STRUCTURELE BLOK) VOOR 2027 (FIG. 53)



5.3 BIJKOMENDE ANALYSES OP HET BASISSCENARIO

Het basisscenario van deze studie werd grondiger geanalyseerd, om de verschillende dynamieken te begrijpen die een weerslag hebben op de behoeften aan het structurele blok met het oog op de bevoorradingszekerheid. Deze paragraaf omvat:

- een analyse van de residuele vraag in België met verschillende tijdshorizonten
- een analyse van de elektriciteitsbalans van België met verschillende tijdshorizonten
- de situatie in de buurlanden volgens de hypothesen van het basisscenario voor het jaar 2027
- de waarschijnlijkheid dat de buurlanden energie kunnen leveren als België die nodig heeft in 2027
- een chronologische weergave van de behoeften over een jaar voor 2027
- een analyse van de vereiste activeringsduur van het structurele blok voor 2027
- de kenmerken van het structurele blok met het oog op de bevoorradingszekerheid voor 2027

5.3.1 Analyse van de monotone werkingscurve van de residuele belasting

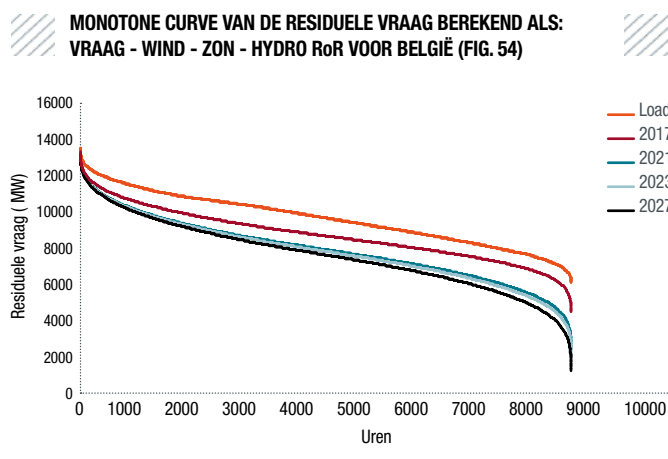
In deze analyse worden twee curven geconstrueerd:

- De eerste wordt berekend door de variabele hernieuwbare productie (wind, zon en 'run of river'-waterkracht) af te trekken van de totale belasting, zoals weergegeven in Figuur 54.
- De tweede (zie Figuur 55) volgt de in 3.5.4 gegeven definitie van de residuele belasting (de totale belasting met aftrek van de hernieuwbare productie (wind, zon, 'run of river'-waterkracht), de niet-moduleerbare eenheden (de nucleaire productie) en de 'must runs' (WKK en biomassa).

Figuur 54 toont het gemiddelde van de monotone curve van de 40 klimatologische jaren die in deze studie zijn gebruikt, wanneer men de variabele hernieuwbare productie aftrekt van de totale afnamebelasting. De monotone curve van de totale belasting wordt eveneens weergegeven. We zien dat de intermitterende hernieuwbare energie minder impact heeft op de residuele belasting op de momenten van verbruikspieken, aangezien deze in de winter voorkomen (een periode met weinig zon, lage temperaturen en een geringe windproductie).

We zien ook de impact van de toename van de offshorewindproductie tussen 2017 en 2021 op de residuele belasting (sterke daling van de residuele belasting buiten de piekperiodes).

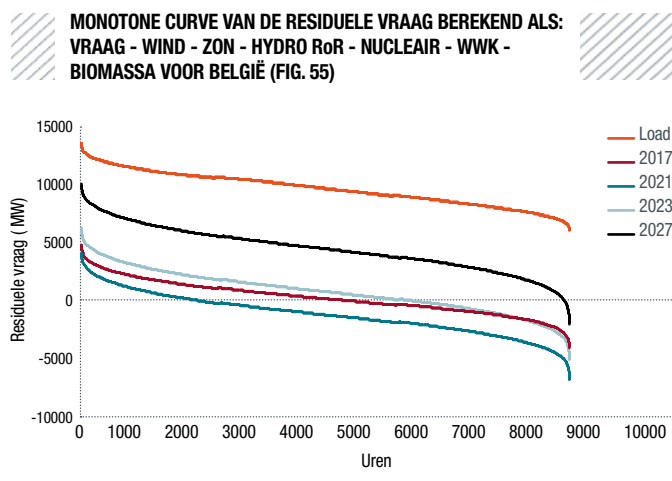
De totale Belgische vraag schommelt gemiddeld tussen 6000 MW en 13.500 MW (in de hypothese dat het uurprofiel van de elektriciteitsvraag vergelijkbaar blijft met het huidige profiel en de jaarlijkse groei van de elektriciteitsvraag nul is).



Figuur 55 toont de residuele belasting volgens de in 3.5.4 geformuleerde definitie. Dit komt overeen met de aftrek van de niet-moduleerbare (nucleaire) productie en de 'must run'-productie (WKK en biomassa) van de in Figuur 54 getoonde monotone curves. Wanneer we deze productie als niet-flexibel en 'must run' in het systeem beschouwen, zien we vandaag al een behoefte aan export of opslag (negatieve waarden van de residuele vraag). Na de realisatie van 2,3 GW offshorwindparken in de Noordzee en 600 MW bijkomende biomassa, zoals voor 2021 in aanmerking genomen, zou er op sommige uren van het jaar een behoefte aan export of opslag van meer dan 5000 MW kunnen worden waargenomen.

Als deze energie niet kan worden geëxporteerd of opgeslagen (omdat de andere landen in dezelfde situatie verkeren), zullen de producenten waarschijnlijk hun toevlucht moeten nemen tot een tijdelijke vermindering van de 'must run'-productie en de nucleaire productie, de WKK, de biomassa of de windproductie. In deze omstandigheden zouden er ook negatieve prijzen op de Belgische markt kunnen verschijnen. Ook fouten in de voorspellingen voor de belasting of de productie van hernieuwbare energie tijdens deze momenten zouden ook tot een energieoverschot op het bestaande systeem kunnen leiden, zodat men bepaalde productiecapaciteiten zou moeten verminderen tegenover het op dag-1 voorziene plan. Men zou bijkomende analyses kunnen uitvoeren om de impact van deze overschotten en hun waarschijnlijkheid te evalueren. Ze hangen immers ook af van de situatie in de buurlanden en hun vermogen om deze energie op te nemen, wat de modulatie van bepaalde centrales impliceert.

Na 2023 zal de impact van de buitenwerkingstelling van de kerncentrales (die als 'must run'-productie worden beschouwd) ervoor zorgen dat de Belgische behoefte aan export of opslag zal afnemen (toenemende residuele belasting tussen 2021 en 2027). De residuele belasting zou variëren tussen -1000 MW en 10000 MW tegen 2027.



5.3.2 Jaarlijkse commerciële import van België in het basisscenario

Figuur 56 toont de netto-positie van België (export minus import) voor het basisscenario met de verschillende tijdshorizonten. De resultaten komen voort uit simulaties volgens verschillende hypothesen voor de invulling van het structurele blok. De resultaten worden getoond voor twee voorbeeldsituaties:

- Het geval waarin het structurele blok samengesteld zou zijn uit het in 2017 bestaande park (zoals getoond in Figuur 5).
- Het geval waarin het structurele blok samengesteld zou zijn uit centrales die alleen met het oog op de bevoorradingszekerheid worden geactiveerd.

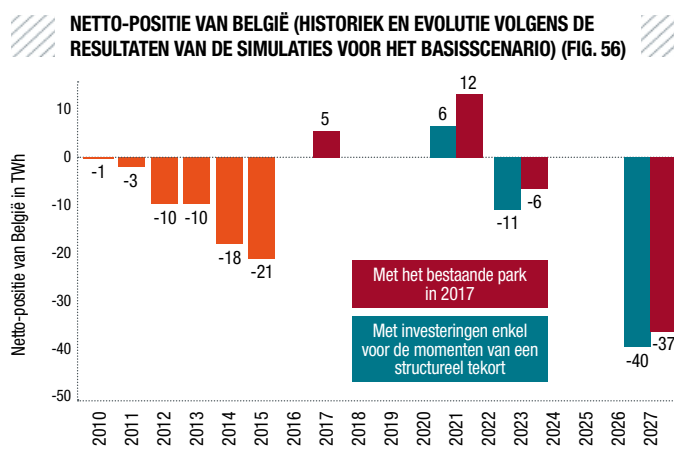
De grafiek toont ook de netto-positie van België tussen 2010 en 2015. Deze is in de afgelopen vijf jaar sterk afgenomen vanwege de daling van het elektriciteitsverbruik in Europa, de daling van het aantal werkingsuren van de gascentrales en de onbeschikbaarheid van bepaalde Belgische kerncentrales om diverse redenen. In 2015 was de netto-positie -21 TWh, en importeerde België dus bijna 25% van zijn totale elektriciteitsverbruik.

Met de heropstart van de centrales Doel 3 en Tihange 2, de verlenging van de centrales Doel 1 en Doel 2, en rekening houdend met het bestaande park in de markt, zou de netto-positie ongeveer +5 TWh bedragen volgens de simulaties voor 2017. Deze waarde zal afhangen van de weersomstandigheden, maar ook van andere incidenten en voorvallen die niet werden gesimuleerd.

Voor 2021 zou België, indien het bestaande park niet verandert, netto +12 TWh elektriciteit uitvoeren. Als alleen de met het oog op de bevoorradingszekerheid geactiveerde eenheden in het structurele blok aanwezig zouden zijn, zou de positie van België echter worden gehalveerd tot +6 TWh.

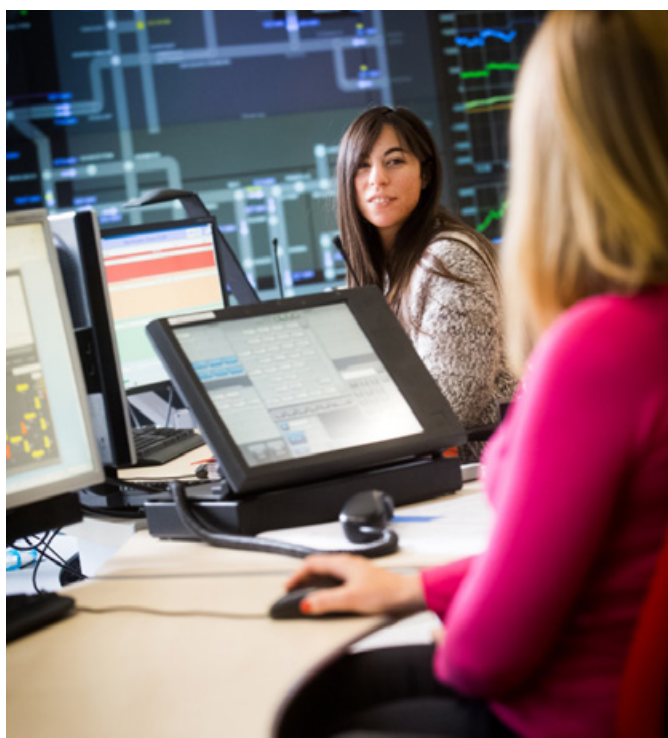
In 2023 zou België opnieuw een netto-importeur van elektriciteit worden, met -11 TWh indien alleen de met het oog op de bevoorradingszekerheid geactiveerde eenheden aanwezig zouden zijn en -6 TWh indien het huidige park nog aanwezig zou zijn.

In 2027, na de totale buitenwerkingstelling van het nucleaire park, zou België bijna de helft van zijn elektriciteitsverbruik (-40 TWh) importeren, indien het structurele blok uitsluitend uit de eenheden voor de bevoorradingszekerheid zou bestaan. Met het huidige park zou het volume minder groot zijn maar toch nog hoog blijven, namelijk -35 TWh.



In 2027 zou de import van België kunnen verschillen naargelang de competitiviteit van het structurele blok (zie Figuur 57).

Als het structurele blok niet competitief is en dus alleen voor de bevoorradingszekerheid wordt gebruikt, zou de jaarlijkse import kunnen oplopen tot 40 TWh in 2027.



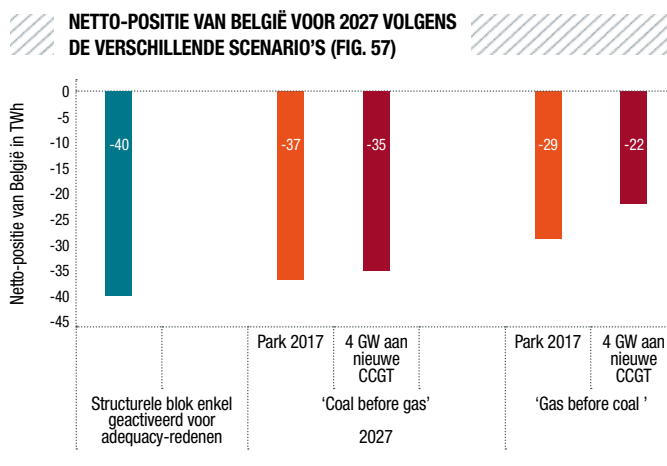
In het **basisscenario ('Coal before gas')**:

- Als het structurele blok wordt gevuld met het in 2017 bestaande productiepark, zou er jaarlijks 37 TWh worden ingevoerd.
- Als het volledige structurele blok wordt gevuld met nieuwe CCGT-centrales, zou er jaarlijks 35 TWh worden ingevoerd.

In het scenario waarin **gas voor steenkool** zou staan in de 'merit order':

- Als het structurele blok wordt gevuld met het in 2017 bestaande productiepark, zou er jaarlijks 29 TWh worden ingevoerd.
- Als het volledige structurele blok wordt gevuld met nieuwe CCGT-centrales, zou er jaarlijks 22 TWh worden ingevoerd.

De competitiviteit van het structurele blok zal de energieafhankelijkheid van België na de kernuitstap bepalen. In een scenario waarin de marginale kosten van de gascentrales lager zijn dan die van de steenkoolcentrales zien we dat de energieafhankelijkheid zou afnemen. Hetzelfde geldt wanneer de eenheden van het structurele blok competitiever zijn op het vlak van de marginale productiekosten (hoog rendement, lagere variabele kosten...).



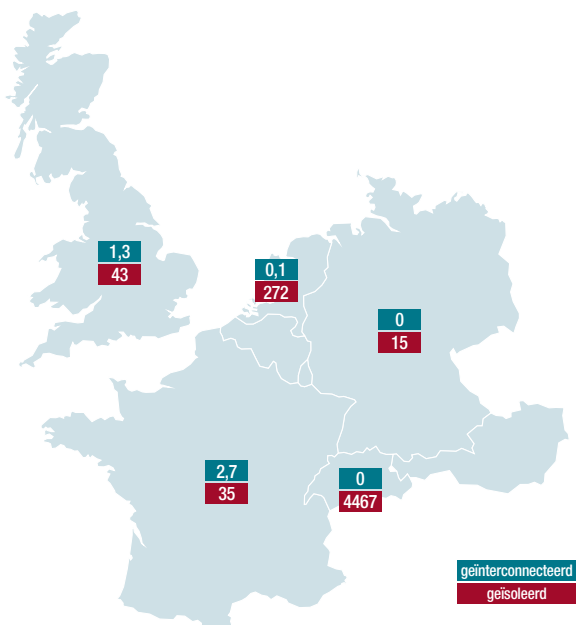
5.3.3 Situatie in de buurlanden

Figuur 58 toont de situatie in de buurlanden voor de hypothesen van het basisscenario voor het jaar 2027. De gemiddelde LOLE-waarden worden aangegeven voor een situatie waarbij de landen 'elektrisch' geïsoleerd zouden zijn (zonder interconnecties met de buurlanden) en voor een situatie waarbij ze geïnterconnecteerd zouden zijn.

We zien dat alle landen import nodig hebben voor hun eigen bevoorradingszekerheid. Dankzij de uitwisseling van energie tussen deze landen en de niet op de kaart afgebeelde landen, zijn de LOLE-waarden lager dan de nationale criteria of zelfs nul.

De lage LOLE-waarden voor de buurlanden bij interconnectie tonen aan dat België in dat geval op import zou kunnen rekenen voor zijn bevoorradingszekerheid (volgens de hypothesen van het basisscenario). Anderzijds zullen er uren blijven waarin de simultane energiebehoefte van verschillende landen een daling van de mogelijke import met zich brengt, omdat deze energie niet beschikbaar zal zijn op de markt.

LOLE VOOR DE BUURLANDEN VOOR 2027 -
BASISSCENARIO (FIG. 58)



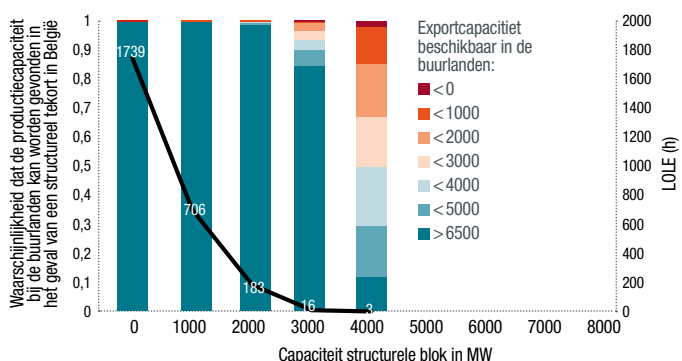
5.3.4 Importcapaciteit op momenten van structureel tekort in België

Men kan voor elke iteratie de waarde per uur van de totale import van België analyseren. De maximale waarde bedraagt 6500 MW, zoals toegepast in de hypothesen voor het basisscenario.

Figuur 59 toont de verhouding van de uren van structureel tekort voor elke iteratie waarin de import groter is dan of gelijk is aan de in de legende vermelde waarden.

We zien dan dat tijdens de eerste iteratie (met 1739 LOLE-uren in België) de import voor vrijwel alle uren maximaal is. Na enkele iteraties merken we de impact van de import op de bevoorradingszekerheid in België op. De LOLE-uren die overblijven na de toevoeging van 4000 MW zijn in essentie uren waarin geen maximale import mogelijk is. Dit zijn uren met een geringe of zelfs onbestaande capaciteitsmarge in verschillende landen tegelijk. Aangezien het aantal uren in het basisscenario beperkt is, zal de impact op het structurele blok dat ook zijn. De sensitiviteit 'Low Capacity' zal de impact tonen van een vermindering van de capaciteit in de buurlanden op de importcapaciteit tijdens de uren van structureel tekort.

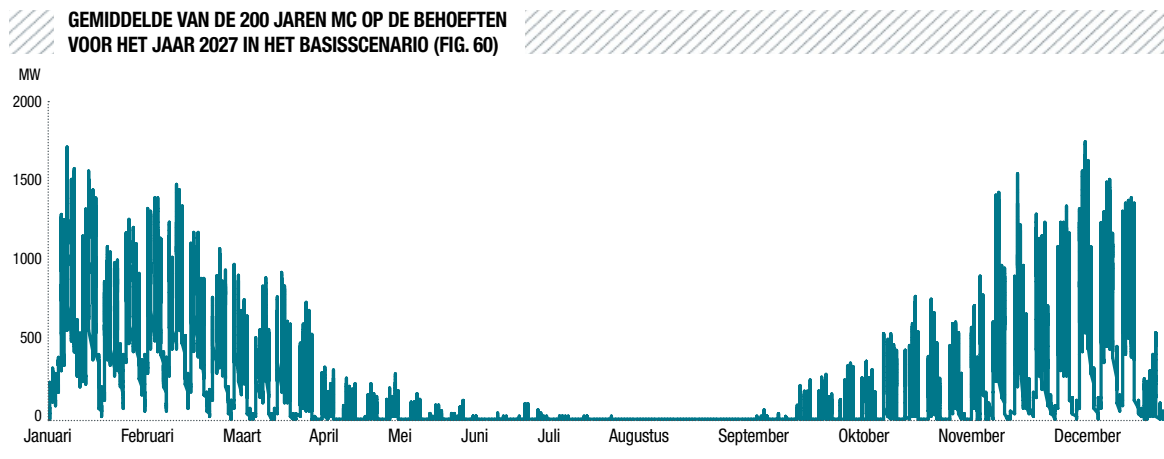
WAARSCHIJNLIJKHEID DAT DE EXPORTCAPACITEIT BIJ DE
BUURLANDEN KAN WORDEN GEVONDEN OP MOMENTEN VAN EEN
STRUCTUREEL TEKORT IN HET BASISSCENARIO IN 2027 (FIG. 59)



5.3.5 Chronologische weergave van de behoeften

Figuur 60 toont het gemiddelde van de tijdreeksen van de behoeften zonder structurele blok voor het jaar 2027 in het basisscenario.

De behoeften van het structurele blok met het oog op de bevoorradingszekerheid zijn geconcentreerd in de wintermaanden, alsook in het voor- en najaar, maar dan met een minder hoge vereiste capaciteit. In de zomermaanden is de behoefte zeer beperkt, tot vrijwel onbestaand in juli en augustus.



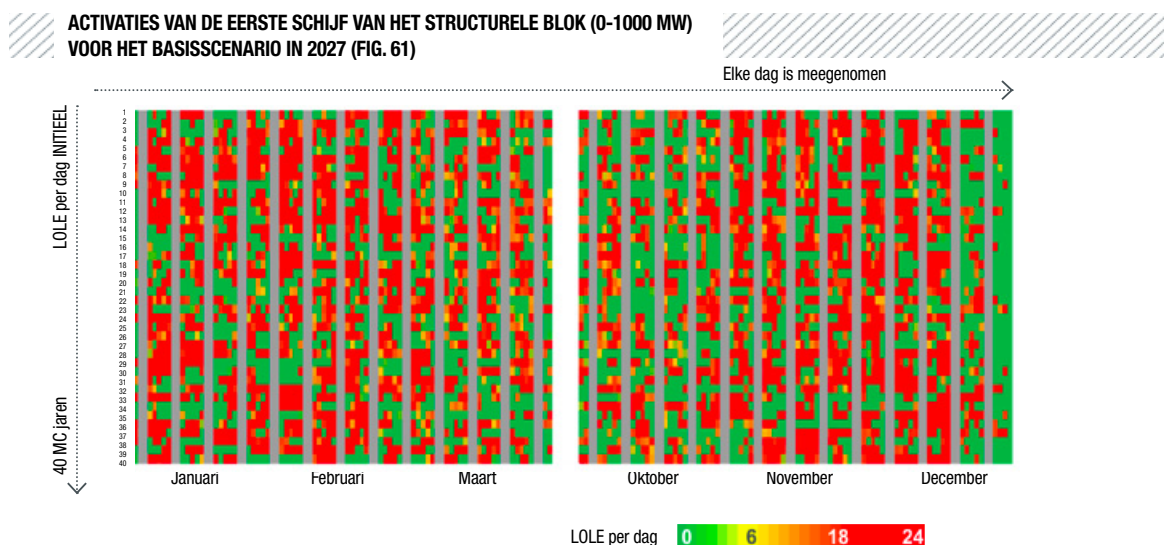
5.3.6 Activeringsduur van het structurele blok

Om het structurele blok te karakteriseren volgens het vereiste aantal activeringen en de vereiste duur van de activeringen werd een visuele analyse gemaakt van de momenten van structureel tekort.

Figuur 61 en Figuur 62 geven alle dagen van de winter weer. Elke rij is een Monte Carlo-jaar uit de simulatie (dus een combinatie van een klimatologisch jaar en een willekeurige trekking op de beschikbaarheid van de thermische centrales). Elke kolom komt overeen met een dag. De weekenddagen zijn grijs gekleurd om de grafiek beter leesbaar te maken. De kleur van de weekenddagen

hangt af van het aantal uren structureel tekort dat gedurende de dag werd waargenomen. Groen betekent dat er geen enkel uur werd waargenomen, en rood wijst op een tekort voor de hele dag. De tussenliggende nuances vertegenwoordigen de uren tussen 0 en 24 uur.

Figuur 61 toont het initiële structurele tekort (dus de eerste iteratie), wanneer er 0 MW structurele blok werd toegevoegd. We zien dat de behoefte in elk Monte Carlo-jaar aanwezig is, dat ze de hele winter wordt waargenomen (en ook in de tussenseizoenen en in de zomer, die niet op de grafiek worden weergegeven), en dat het structurele blok soms gedurende zeer lange periodes noodzakelijk is.



Figuur 62 toont dezelfde behoefte na de toevoeging van 3000 MW structurele blok en geeft dus de behoefte weer aan de laatste schijf van 1000 MW van het structurele blok. We zien dat er in sommige jaren geen enkele behoefte wordt waargenomen (zoals al uiteengezet in 5.2.4, omdat de activeringswaarschijnlijkheid niet 100% bedraagt).

De grafiek toont het volgende:

- De behoefte wordt alleen in de wintermaanden waargenomen.
- De behoefte is vaak geconcentreerd in een periode van maximaal 1 week.
- De behoefte is klein in aantal dagen maar groot in aantal uren voor deze dag.

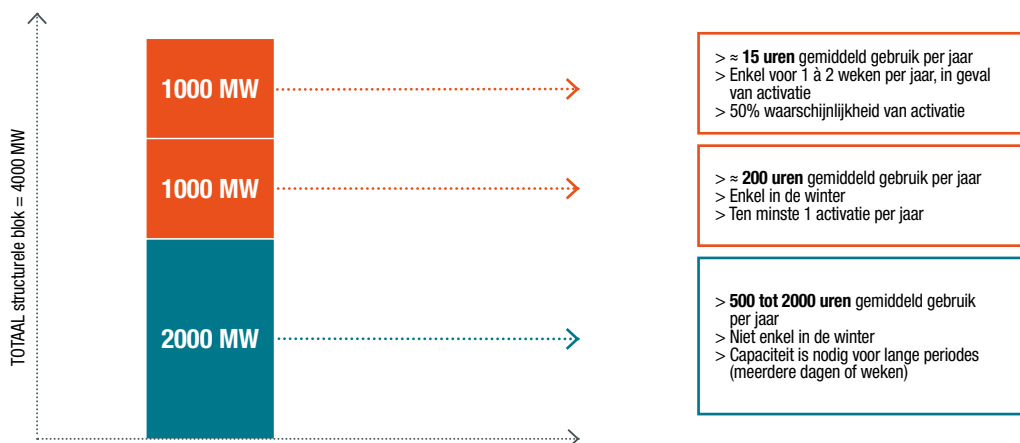
ACTIVATIES VAN DE LAATSTE SCHIJF VAN HET STRUCTURELE BLOK (3000-4000 MW) VOOR HET BASISSCENARIO IN 2027 (FIG. 62)



5.3.7 Kenmerken van de bevoorradingszekerheid van het structurele blok

De kenmerken van de schijven van het structurele blok zijn gebaseerd op de voor het basisscenario geanalyseerde parameters. Figuur 63 geeft deze kenmerken weer.

KENMERKEN VAN HET STRUCTURELE BLOK NOODZAKELIJK VOOR BELGIE OM ADEQUAAT TE ZIJN VOOR HET BASISSCENARIO VOOR 2027 (FIG. 63)



5.4 SENSITIVITEITSANALYSES VOOR HET JAAR 2027

Om de impact van bepaalde hypothesen op het basisscenario te evalueren, werden er verschillende sensitiviteiten toegepast.

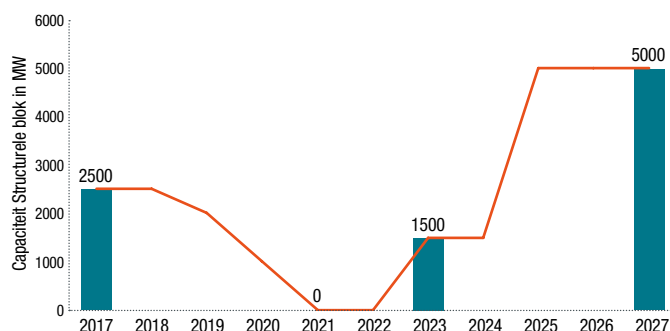
5.4.1 Sensitiviteit op de groeifactor van de vraag

In het basisscenario is rekening gehouden met de hypothese van een jaarlijkse nulgroei. Er is een sensitiviteitsanalyse voor deze hypothese gemaakt, uitgaande van de laatste projecties van het consultancybureau IHS CERA voor België (stijging van de Belgische vraag met een jaarlijkse gemiddelde groei van +0,6% van 2014 tot 2027).

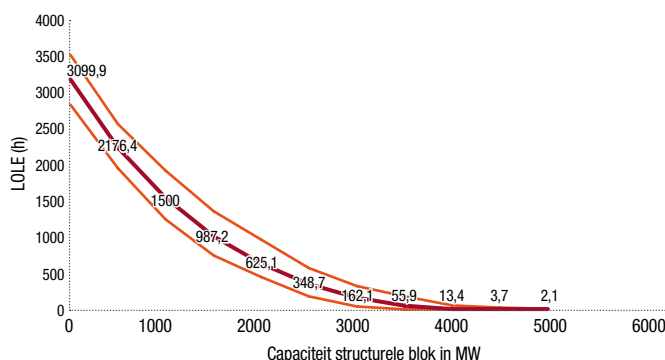
Het vereiste volume stijgt met 1000 MW tegen 2027. Merk op dat de behoefte nul is in 2021 (zoals in het basisscenario), en 1500 MW in 2023.

Figuur 65 geeft voor 2027 het aantal LOLE-uren volgens het volume van het aan het systeem toegevoegde structurele blok. We zien een stijging van het aantal LOLE-uren voor de eerste schijven van het structurele blok. Een groei van de vraag volgens de in aanmerking genomen hypothesen zou een bijkomende schijf impliceren met 2500 tot 3500 werkingsuren. Na de toevoeging van 1000 MW structurele blok zien we dezelfde LOLE-waarde als in het basisscenario. Een sterkere groei van het elektriciteitsverbruik dan de veronderstelling van het basisscenario zal leiden tot een grotere capaciteitsbehoefte van het structurele blok, zeker na de buitenwerkingstelling van de eerste kerncentrales in België.

CAPACITEIT VAN HET STRUCTURELE BLOK NOODZAKELIJK VOOR BELGIË OM ADEQUAAT TE ZIJN IN HET GEVAL VAN EEN GEMIDDELTE JAARLIJKSE GROEI VAN DE VRAAG MET 0,6% (FIG. 64)



LOLE VOLGENS DE TOEGEVOEGDE CAPACITEIT AAN HET STRUCTURELE BLOK VOOR HET BELGISCHE PARK IN 2027 MET DE SENSITIVITEIT VAN EEN STIJGING VAN DE TOTALE VRAAG (FIG. 65)



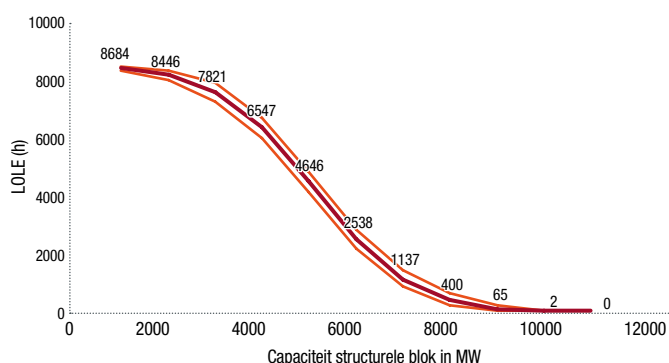
“ Een grotere toename van de vraag dan deze in aanmerking genomen in het basisscenario impliceert een grotere nood aan capaciteit voor het structurele blok. ”

5.4.2 Sensitiviteit op een geïsoleerd België

Indien België als elektrisch geïsoleerd zou worden beschouwd (dus zonder mogelijke energie-uitwisseling met de buurlanden), zou dat voor 2027 een capaciteit van het structurele blok tussen 10 GW en 11 GW impliceren. België zou (zonder structurele blok) gedurende vrijwel het volledige jaar een structureel tekort hebben.

Aangezien België niet geïsoleerd is, zal de behoefte nooit hoger zijn dan deze waarde. In de sensitiviteit op de beschikbare capaciteit in de buurlanden zullen we zien dat de behoefte deze waarde kan benaderen als de capaciteitsmarge van deze landen klein is.

LOLE VOLGENS DE TOEGEVOEGDE CAPACITEIT AAN HET STRUCTURELE BLOK IN 2027 INDIEN BELGIË ELEKTRISCH GEÏSOLEERD ZOU ZIJN (FIG. 66)

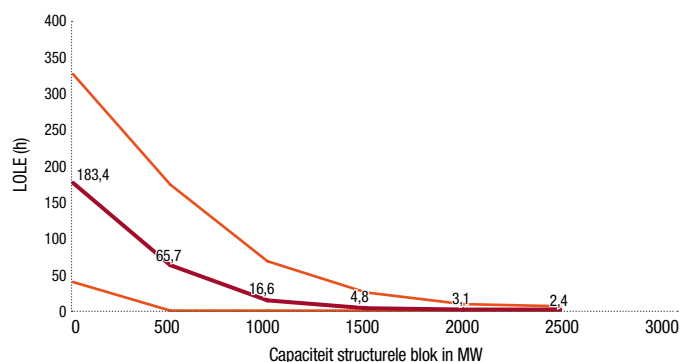


5.4.3 Sensitiviteit op de importcapaciteit van België

In het basisscenario wordt voor België een importcapaciteit van 6500 MW in aanmerking genomen voor 2027. Een toename van deze capaciteit, met 2 GW extra interconnectiecapaciteit (+1 GW met Groot-Brittannië en +1 GW met Duitsland) en een gelijktijdige verhoging van de importcapaciteit met 2 GW geeft een vermindering van de behoefte aan het structurele blok. Deze vermindering loopt niet gelijk met de toename van de importcapaciteit. Een toename van de importcapaciteit met 2 GW doet de behoefte met ongeveer 1,5 GW dalen.

Merk op dat dit resultaat gebaseerd is op het basisscenario waarin de buurlanden als adequaat worden beschouwd en ze in de meeste gevallen energie naar België kunnen exporteren.

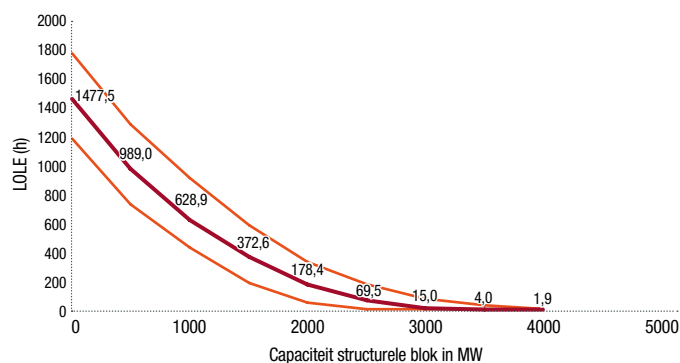
LOLE VOLGENS DE TOEGEVOEGDE CAPACITEIT AAN HET STRUCTURELE BLOK IN 2027 INDIEN BELGIË EEN SIMULTANE IMPORTCAPACITEIT VAN 8500 MW ZOU HEBBEN (FIG. 67)



5.4.4 Hoge sensitiviteit in capaciteit aan hernieuwbare energie

Een stijging van de capaciteit aan hernieuwbare energie in het systeem tegen 2027 impliceert een hoger, totaal volume aan balancing reserves (zie resultaten in 5.6.4). Aangezien in de simulaties 50% van het totale volume van de behoefte aan balancing reserves in aanmerking is genomen om het structurele blok te berekenen, compenseert dit gedeeltelijk de daling als gevolg van de bijkomende capaciteit aan hernieuwbare productie. Bovendien is de productie uit wind- en zonne-energie minder aanwezig op de piekmomenten en is haar impact tijdens de uren van structureel tekort dus kleiner. Een structurele blok van 4000 MW is altijd nodig, maar de gebruiksuren van dat blok zijn minder talrijk voor de eerste schijf van 2000 MW. Het resterende aantal uren is vergelijkbaar met dat van het basisscenario.

LOLE VOLGENS DE TOEGEVOEGDE CAPACITEIT AAN HET STRUCTURELE BLOK IN 2027 MET SENSITIVITEIT VAN MEER HERNIEUWBARE (FIG. 68)



5.4.5 Sensitiviteit op het thermische productiepark van de buurlanden - 'Coal Phase-Out'

In dit scenario is de productiecapaciteit aan steenkool in Frankrijk, Duitsland en Nederland verminderd, rekening houdend met de vervanging van deze capaciteit om de grote landen (Duitsland en Frankrijk) adequaat te houden.

Het enige verschil met een weerslag op de bevoorradingszekerheid van België is de vermindering van de capaciteit aan steenkool met 1,3 GW en de capaciteit aan gas met 1 GW in Nederland.

Aangezien de LOLE in het basisscenario voor Nederland al laag is, blijft de impact op de bevoorradingszekerheid en dus op het structurele blok in België zeer beperkt.

Anderzijds zal de impact op de economische indicatoren groter zijn (zie 5.5).

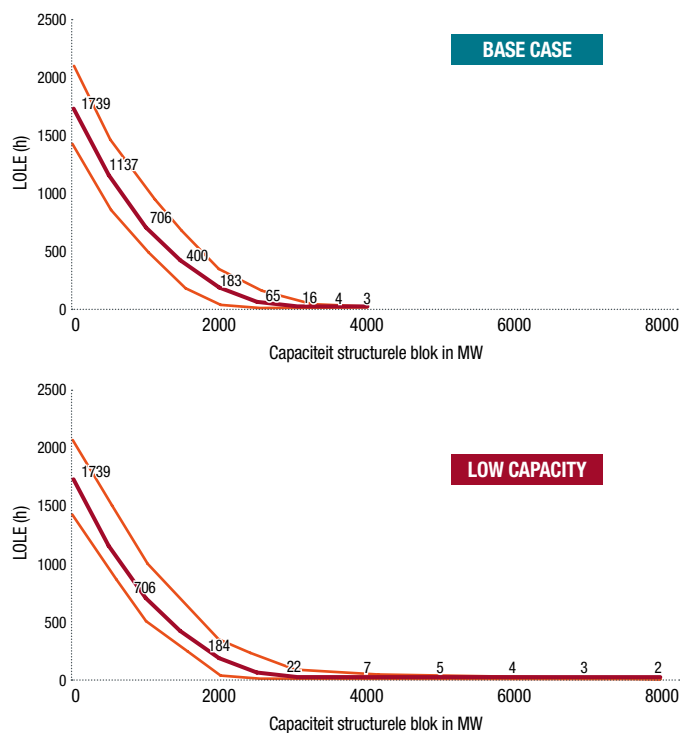
5.4.6 Sensitiviteit op het thermische productiepark van de buurlanden - 'Low Capacity'

De vermindering van de capaciteit van het productiepark van de buurlanden kan een grote weerslag hebben op het volume van het structurele blok. Anderzijds is er weinig invloed op het aantal werkingsuren van de basisschijven van het structurele blok.

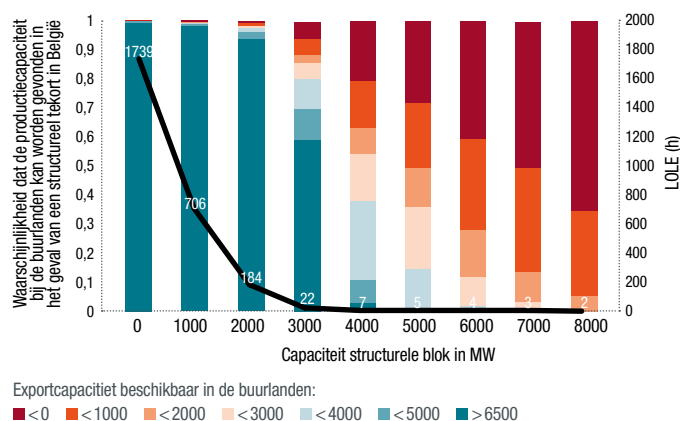
De in de sensitiviteit 'Low Capacity' berekende behoefte bedraagt 8000 MW. De gemiddelde werkingsuren voor de laatste 4000 MW van het structurele blok zijn erg laag (gemiddeld 5 uur).

De analyse van de import toont aan dat in het geval van 'Low Capacity' de laatste 4000 MW alleen nodig is als de andere landen geen capaciteitsmarge meer hebben om energie naar België te exporteren. Aangezien de import tijdens deze uren beperkt is, zal de behoefte zeer groot zijn. Figuur 70 geeft voor elke iteratie van de simulaties de waarschijnlijkheid weer dat er productiecapaciteit in de buurlanden kan worden gevonden.

LOLE VOLGENS DE TOEGEVOEGDE CAPACITEIT AAN HET STRUCTURELE BLOK VOOR HET BELGISCHE PARK IN 2027 IN HET SCENARIO 'LOW CAPACITY' (FIG. 69)



WAARSCHIJNLIJKHEID DAT DE EXPORTCAPACITEIT BIJ DE BUURLANDEN KAN WORDEN GEVONDEN OP MOMENTEN VAN EEN STRUCTUREEL TEKORT IN HET 'LOW CAPACITY'-SCENARIO IN 2027 (FIG. 70)



5.4.7 Sensitiviteit op de in rekening name van de factor markt response

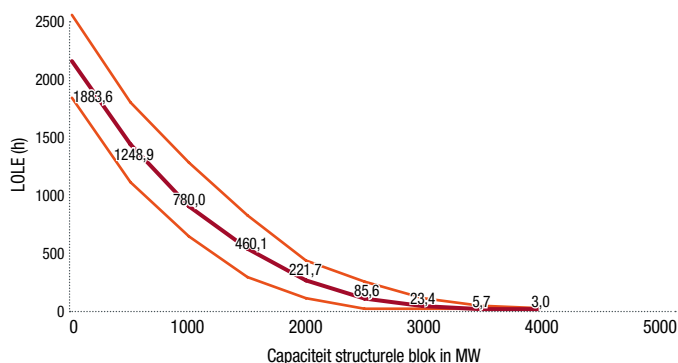
De sensitiviteit zonder markt response (in essentie het beheer van de vraag) toont een met het basisscenario vergelijkbare behoefte, maar met hogere LOLE-waarden voor de eerste schijven. De impact van het vraagbeheer met hoge prijzen (binnen de limieten van de hypothesen) maakt het mogelijk het aantal werkingsuren van het structurele blok te verlagen en bevordert de bevoorradingszekerheid op de momenten waarop de behoefte niet hoger is dan enkele uren per dag en per week. Als de behoefte de opgelegde limieten overschrijdt, zullen de LOLE-uren blijven. We zien dat we een uiteindelijke LOLE van 3 uur krijgen na 4000 MW structurele blok zonder de markt response. Met de markt response (basisscenario) is de verkregen gemiddelde LOLE 2,5 uur na 4000 MW structurele blok. Een minder sterke granulariteit van de investering zou een impact van 100 tot 400 MW op het structurele volume hebben kunnen aantonen. Minder dwingende activeringsbeperkingen zouden eveneens een grotere impact hebben op het berekende volume.

5.4.8 Sensitiviteit met bijkomende opslagcapaciteit

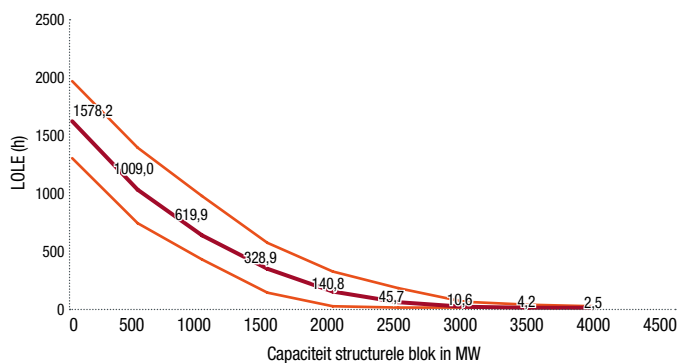
De toevoeging van een opslagreservoir van 4000 MWh met een vermogen van 1000 MW maakt het mogelijk de impact te beoordelen van een bijkomende gecentraliseerde opslagcentrale of meerdere decentrale eenheden.

De impact van de opslag is vooral waarneembaar op de werkingsuren (daling van het aantal uren) maar niet op het vereiste totale volume. De limiet van het opslagreservoir maakt het onmogelijk om alle dagen met een structureel tekort te dekken, vooral wanneer de behoefte vereist is op meer uren dan het volume dat in het reservoir kan worden opgeslagen. Net als voor de markt response spelen de energielimieten van het reservoir een belangrijke rol voor het volume van het berekende structurele blok.

LOLE VOLGENS DE TOEGEVOEGDE CAPACITEIT AAN HET STRUCTURELE BLOK ZONDER MARKT RESPONSE (FIG. 71)



LOLE VOLGENS DE TOEGEVOEGDE CAPACITEIT AAN HET STRUCTURELE BLOK IN 2027 MET DE SENSITIVITEIT VAN BIJKOMENDE OPSLAG (FIG. 72)



5.5 ANALYSE VAN DE ECONOMISCHE PARAMETERS VAN DE GASCENTRALES

Voor de jaren waarvoor een structurele blok gedefinieerd is, zal het model worden ingevuld door de OCGT- en CCGT-centrales, zodat men meer realistische prijscomponenten verkrijgt. De investeringsmethode wordt gedetailleerd beschreven in 3.4. Deze methode is geen weerspiegeling van de visie van Elia en evenmin een kosten-batenanalyse voor de invulling van het structurele blok.

De in deze paragraaf voorgestelde economische resultaten zijn gekoppeld aan de hypothesen zoals uiteengezet in de hoofdstukken over de methodologie en de scenario's.

Er zullen twee indicatoren voor de gascentrales worden geanalyseerd:

- de werkingsuren van de OCGT- en de CCGT-centrales
- de inframarginale rentes van deze CCGT-centrales op de day-ahead energiemarkt volgens de uiteengezette hypothesen

Deze indicatoren worden berekend op 'referentie-eenheden' die een iets beter rendement hebben dan alle andere eenheden van hun type (zie 3.4.3).

5.5.1 Door het model gekozen investeringen volgens de gebruikte methode

Voor 2017 werd het in België voor de winter 2016-2017 voorziene productiepark (met inbegrip van de centrales die deel uitmaken van het structurele blok, zie Figuur 5) gebruikt in de simulaties voor de afleiding van de economische indicatoren.

Voor 2021 werden 3 CCGT-centrales in aanmerking genomen in het structurele blok, gelet op de in de flexibiliteitsanalyse geïdentificeerde behoefte (zie 5.7.3).

Voor 2023 werden 3 CCGT-centrales in aanmerking genomen in het structurele blok, gelet op de in de flexibiliteitsanalyse geïdentificeerde behoefte (zie 5.7.3).

Voor 2027 werden eveneens 3 CCGT-centrales in aanmerking genomen in het structurele blok. Aangezien de totale behoefte van het geïdentificeerde structurele blok 4000 MW bedraagt en dit niet door slechts 3 CCGT's kan worden gedekt, is de in 3.4.4 uiteengezette methode gebruikt om de rest van het structurele blok te vullen. Het model beslist om uitsluitend in OCGT-centrales te investeren, omdat het aantal werkingsuren van de referentie-eenheid OCGT minder dan 1100 uur bedraagt.

5.5.2 Aantal werkingsuren in het basisscenario

Figuur 73 toont het aantal werkingsuren voor elke tijdshorizon in het basisscenario voor de CCGT- en OCGT-referentie-eenheden.

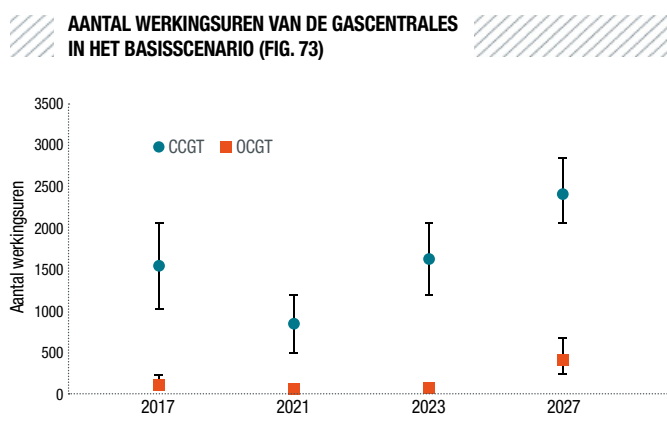
Het aantal werkingsuren van een eenheid hangt af van de productie-eenheden die lagere marginale kosten hebben dan die eenheid. In het basisscenario zijn de eenheden met lagere marginale kosten dan de gascentrales en de 'must run'-eenheden de volgende:

- de kerncentrales
- de hernieuwbare productie
- de steenkoolcentrales
- de 'must run'-WKK

Tussen 2017 en 2021 neemt men een daling van dit aantal werkingsuren waar. Dat is vooral het gevolg van de toename van het geïnstalleerde vermogen aan hernieuwbare energie in België en de buurlanden.

Tussen 2021 en 2027 zou het aantal werkingsuren van de CCGT-centrales stijgen tot gemiddeld 2500-3000 uur, als gevolg van de buitenwerkingstelling van de kerncentrales in België en Duitsland en van bepaalde steenkoolcentrales in de buurlanden.

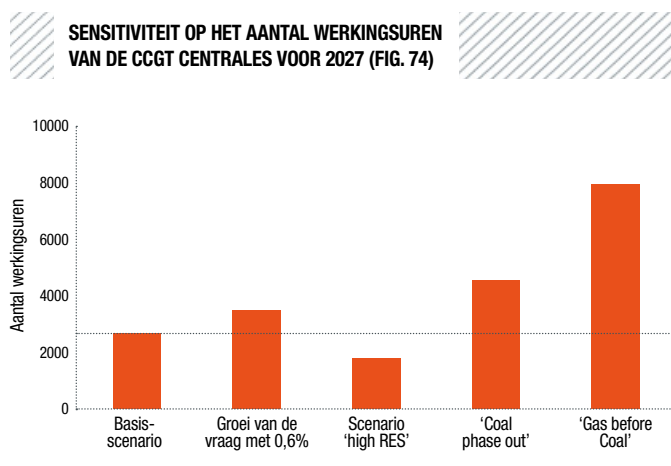
Het aantal werkingsuren van de OCGT-centrales is erg klein en wordt beïnvloed door het grote aantal CCGT-centrales met lagere marginale kosten.



5.5.3 Sensitiviteit op het aantal werkingsuren van de CCGT-centrales voor 2027

Figuur 74 toont de sensitiviteiten met een beduidende impact op de werkingsuren, namelijk:

- Meer hernieuwbare energie zal het aantal werkingsuren van de gascentrales doen dalen.
- Het scenario waarin de variabele kosten van de gascentrales lager zijn dan de variabele kosten van de steenkoolcentrales doet het aantal werkingsuren overeenkomstig stijgen, tot het voor de CCGT's gemiddeld 8000 uur bereikt. Alleen de kerncentrales en de hernieuwbare of 'must run'-productie zijn dan nog hoger gerangschikt dan het gas.
- Het scenario met minder capaciteit aan steenkool in Europa zal het aantal werkingsuren van de gascentrales doen stijgen. Buitenwerkingstellingen bovenop de in deze sensitiviteit beschouwde buitenwerkingstellingen zullen deze waarde nog doen stijgen.
- Het scenario met een hogere groei van de vraag dan beschouwd in het basisscenario doet het aantal werkingsuren stijgen.



“ In alle gevallen volstaat de inframarginale rente niet om de investering in een nieuwe CCGT-centrale te dekken zonder bijkomende opbrengsten. ”

5.5.4 Inframarginale rente van de CCGT-centrales voor het basisscenario

Figuur 75 toont de cumulatieve distributie van de inframarginale rente van de referentie-eenheden (OCGT en CCGT). Deze rente wordt berekend zoals uiteengezet in 3.4 en houdt geen rekening met andere dan de door het model berekende opbrengsten uit de verkoop van energie op de day-ahead markt.

Aan de grafiek zijn drie rendabiliteitscriteria toegevoegd (zie 3.4):

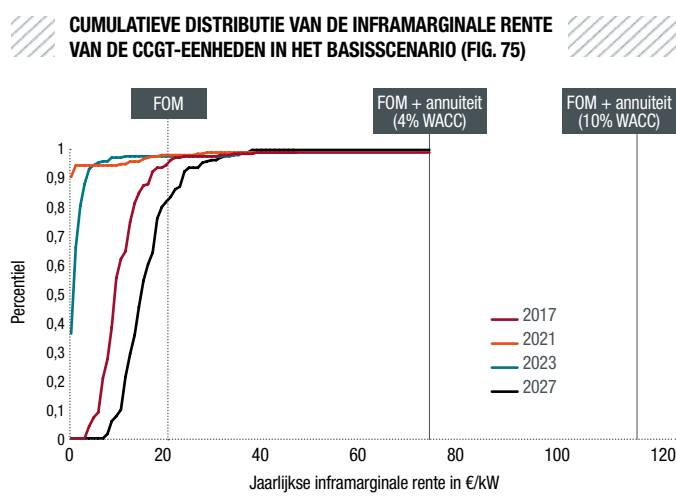
- de FOM (Fixed Operation & Maintenance Costs)
- de annuïteit van een nieuwe centrale (4% WACC) + FOM
- de annuïteit van een nieuwe centrale (10% WACC) + FOM

Als de opbrengsten van een bestaande centrale de vaste werkingskosten (FOM) niet kunnen dekken, bestaat het gevaar dat de centrale voorlopig of definitief buiten werking zal worden gesteld.

Als de opbrengsten van een referentie-eenheid lager zijn dan de annuïteit + FOM, is het zeer onwaarschijnlijk dat de markt nieuwe investeringen in dit type van technologie zal doen.

De evolutie van de inframarginale rente van de CCGT-centrales volgt die van het aantal werkingsuren. Men stelt vast dat de opbrengsten uit de day-ahead markt voor alle gesimuleerde tijdshorizonten laag zijn. De opbrengsten zijn ook zeer volatiel, naargelang de weersomstandigheden en de onvoorziene stilstanden van centrales. Deze volatiliteit zal in de toekomst toenemen, met de installatie van hernieuwbare energie die afhangt van klimatologische omstandigheden (windenergie, zonne-energie).

In alle gevallen volstaat de inframarginale rente niet om de investering in een nieuwe CCGT-centrale te dekken zonder bijkomende opbrengsten.



5.5.5 Sensitiviteit op de inframarginale rente van de CCGT-eenheden voor 2027

Figuur 76 toont de cumulatieve distributie van de inframarginale rente voor 2027 voor de verschillende sensitiviteiten.

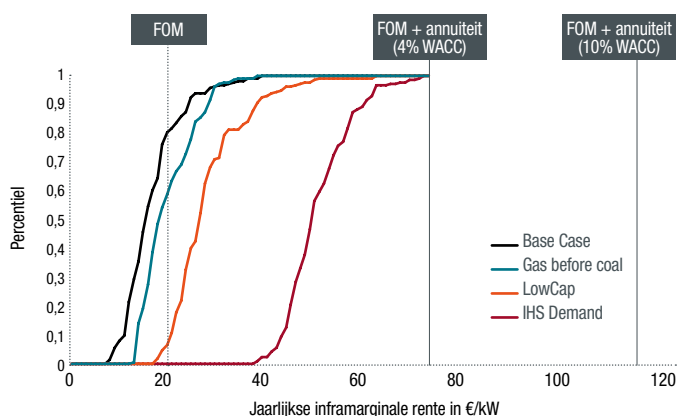
De waarden blijven onder de indicatoren voor nieuwe investeringen.

Een stijging van het elektriciteitsverbruik zal een positieve weerslag hebben op de inframarginale rente. De daling van deze vraag in de afgelopen vijf jaar verklaart deels de daling van de rente.

In een scenario waarin de variabele kosten van de gascentrales lager zouden zijn dan die van de steenkoolcentrales zouden de eerste hoger staan in de 'merit order' en zou hun rente stijgen. Anderzijds zal de grote geïnstalleerde capaciteit aan CCGT-centrales in Europa deze stijging beperken (zie 5.5.6).

De bijkomende buitenwerkingstellingen van steenkoolcentrales zullen de rente van de gascentrales verhogen. Dit effect zal echter beperkt zijn: als de steenkoolcentrales door gascentrales worden vervangen, zullen die het blok van de CCGT- of OCGT-capaciteit vergroten.

SENSITIVITEIT OP DE INFRAMARGINALE RENTEN VAN DE CCGT EENHEDEN VOOR 2027 (FIG. 76)

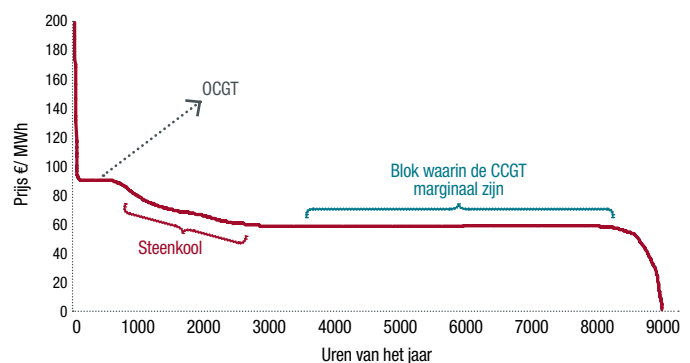


5.5.6 Belang van het rendement van de gascentrales en de omvang van het blok aan gascapaciteit in de 'merit order'

Als gevolg van de aangekondigde buitenwerkingstelling van de steenkool- en kerncentrales en hun gedeeltelijke vervanging door nieuwe CCGT-gascentrales, zal het productieblok van de nieuwe CCGT's in de toekomst groter worden.

Figuur 77 toont de gemiddelde monotone curve van de marktprijzen per uur in het jaar 2027 indien gas hoger gerangschikt zou zijn dan steenkool in de 'merit order'.

GEMIDDELDE VAN DE WAARGENOMEN PRIJZEN IN HET MODEL VOOR HET SCENARIO WAARIN DE GASCENTRALES GOEDKOPER ZIJN DAN DE STEENKOOLCENTRALES (G2C) VOOR 2027 (FIG. 77)



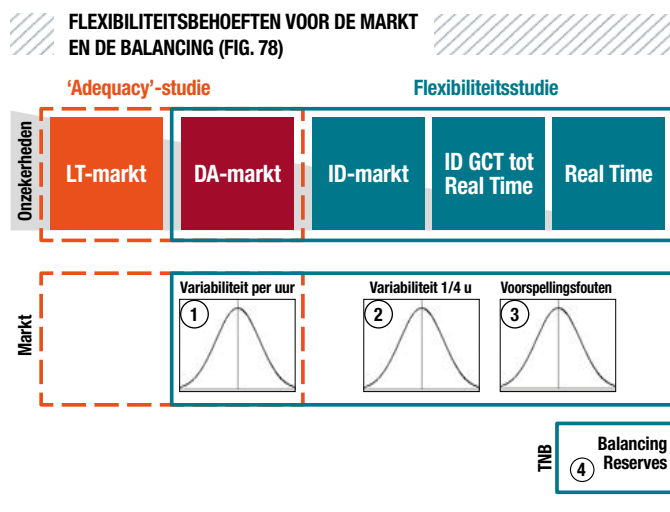
We zien dat het aantal werkingsuren kan variëren van 3000 tot 8000 uur, afhankelijk van de plaats van de centrale in het blok van de CCGT's in de Europese 'merit order'. Een centrale met een laag rendement zal veel minder draaien dan een nieuwe centrale.

De inframarginale rente van de CCGT-centrales wordt ook beïnvloed door de omvang van het blok: als het prijsverschil tussen centrales van hetzelfde type erg klein is, zal de rente ook kleiner zijn.

5.6 FLEXIBILITEIT

Zoals uiteengezet in 3.5, en getoond in de Figuur 78 hieronder, wordt de flexibiliteitsbehoefte geëvalueerd voor elk van de gesimuleerde tijdshorizonten. Daarbij worden de volgende factoren in rekening genomen:

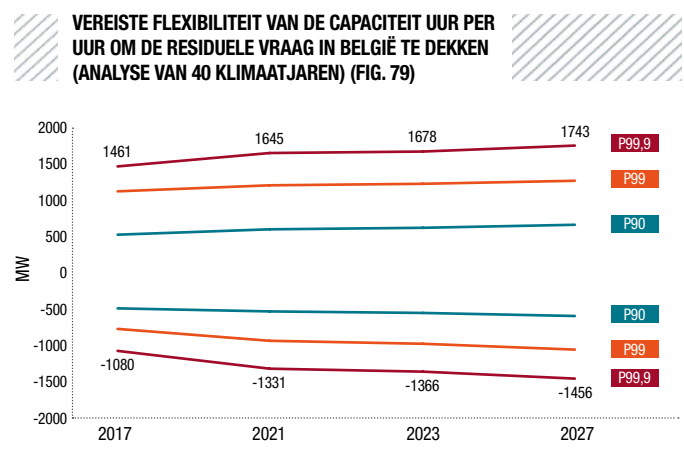
1. de variabiliteit op uurbasis van de residuele belasting op dag-1;
2. de variabiliteit op kwartuurbasis van de residuele belasting op dag-1;
3. de voorspellingsfouten voor wind- en zonneproductie en voor de totale belasting op dag-1;
4. de behoefte aan balancing reserves.



In Figuur 80 wordt de flexibiliteitsbehoefte over 3 uur (d.i. ramping over 3 uur) getoond voor het basisscenario.

Merk op dat in elke grafiek de toegenomen behoefte aan flexibiliteit hoofdzakelijk tussen 2017 en 2021 valt. Dit komt overeen met een toename van de offshorewindcapaciteit.

De rampingbehoefte op uurbasis ligt het hoogst tijdens de uren wanneer de vraag toeneemt, dus in de ochtend (rond 7 uur, afhankelijk van het seizoen). De rampingbehoefte over 3 uur valt niet alleen 's ochtends, maar ook 's avonds na zonsondergang (dit is te wijten aan een combinatie van de toenemende vraag aan het eind van de dag en de daling van de fotovoltaïsche productie). Dit wordt tevens uiteengezet in 3.5.4.



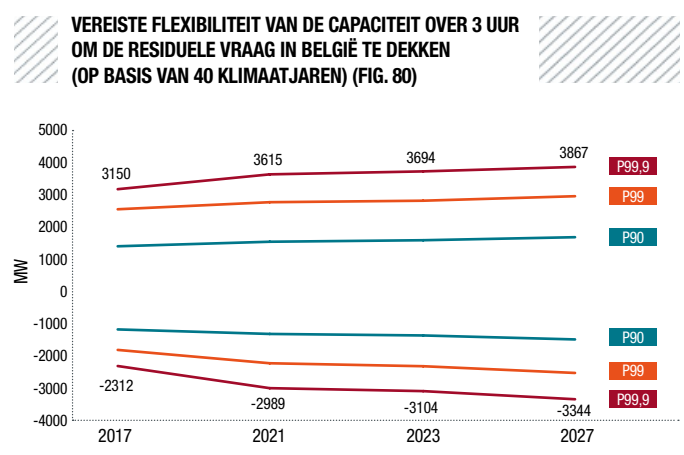
5.6.1 Residuele belasting op dag-1

Flexibiliteitsvolume

De monotone curve van de residuele belasting wordt geanalyseerd in 5.3.1.

Ramping en duur

De ramping op uurbasis voor het basisscenario wordt weergegeven in Figuur 79. Dit wordt berekend op basis van 40 residuele uurcurven (van de afgelopen 40 klimaatjaren). Deze flexibiliteit kan worden geleverd door het Belgische park of door het buitenlandse park, dankzij de interconnecties.



5.6.2 Residuele kwartuurbelasting op dag-1

De volgende figuren behandelen de waarschijnlijkheidsverdeling van de residuele belasting per kwartuur.

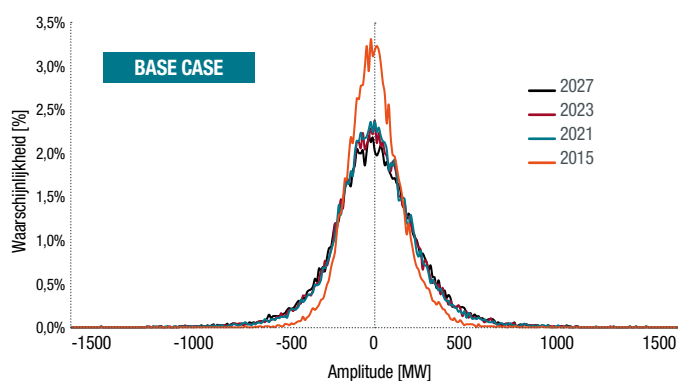
In het basisscenario evolueert de variabiliteit van de residuele belasting op kwartuurbasis relatief weinig voor de verschillende tijdshorizonten. In het 'High RES'-scenario stellen we hetzelfde vast voor de tijdshorizonten 2021 en 2023, maar de toename van de offshorewindcapaciteit heeft wel een grote invloed op de variabiliteit tegen 2027.

Er is een zekere symmetrie zichtbaar tussen de opwaartse en de neerwaartse variabiliteit.

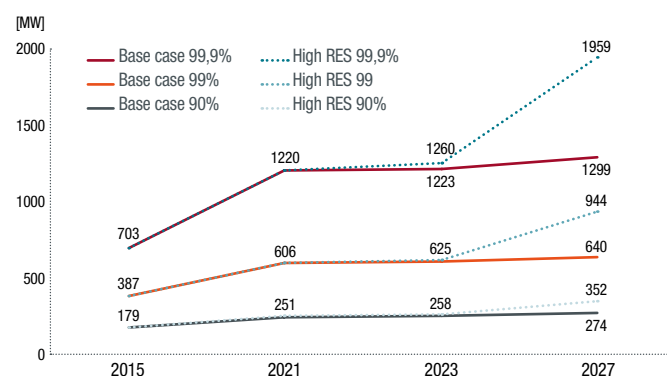
De volgende grafieken vergelijken de percentielen 99,9%, 99% en 90% enerzijds en 0,1%, 1% en 10% anderzijds voor het basisscenario en 'High RES'-scenario over de verschillende geanalyseerde tijdshorizonten. Er is een groot verschil tussen de verschillende percentielen: een hoog flexibiliteitsvolume (> 1000 MW) is noodzakelijk gedurende minder dan 9 uur per jaar (dit komt overeen met het percentiel 99,9%).

Wanneer een jaarlijkse toename in het verbruik van +0,6% in aanmerking wordt genomen, heeft dit nauwelijks invloed op de resultaten.

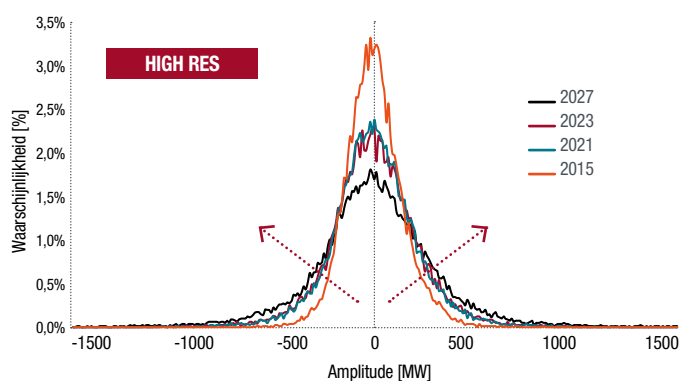
VARIABILITEIT 1/4U VAN DE RESIDUELE BELASTING (FIG. 81)



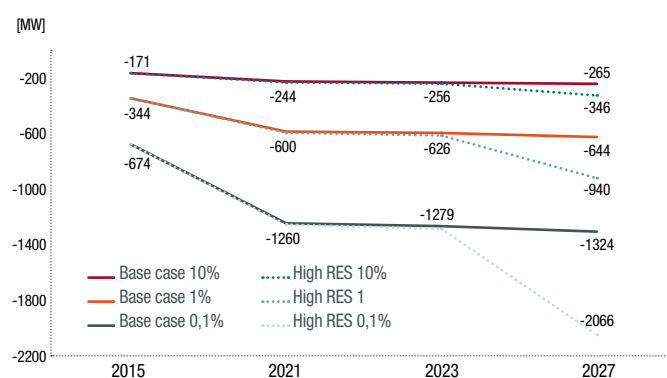
SCENARIO - PERCENTIEL (FIG. 83)



VARIABILITEIT 1/4U VAN DE RESIDUELE BELASTING (FIG. 82)



SCENARIO - PERCENTIEL (FIG. 84)

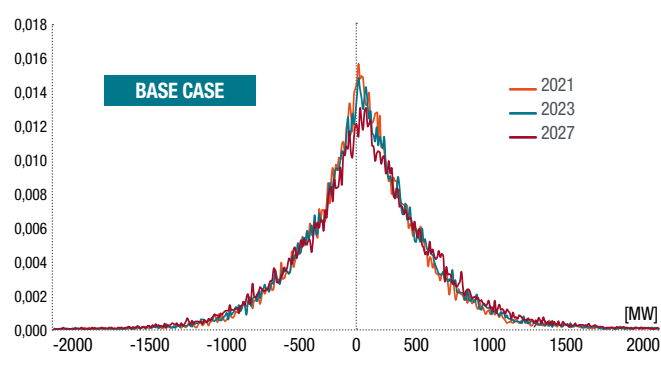


5.6.3 Voorspellingsfouten op dag-1

De hiernavolgende grafieken komen overeen met de waarschijnlijkheidsverdeling van de voorspellingsfouten voor de productie van hernieuwbare energie. In het gebruikte model neemt de voorspellingsfout (in [MW]) toe met het geïnstalleerde vermogen¹⁸. In het 'High RES'-scenario is het effect duidelijker, omdat we rekening houden met de hypothesen voor de offshoreproductiecapaciteit tegen 2027.

De onderstaande voorspellingsfout heeft betrekking op het hele productiepark in België. Voorzichtigheid is geboden bij de omzetting van de resultaten naar een kleiner park (de productie-eenheden in de portefeuille van een marktspeler). De gelijktijdigheidsfactor is dan kleiner (met name door de geografische verschillen).

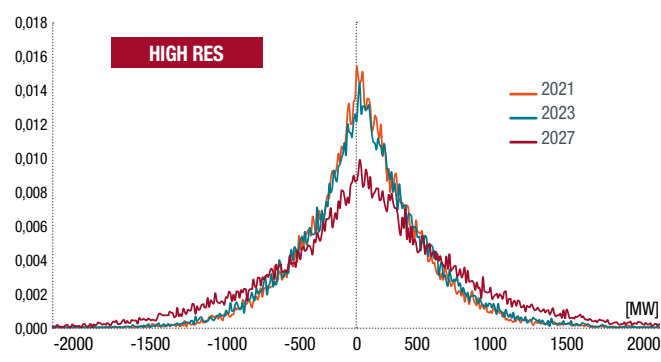
DISTRIBUTIE VAN DE VOORSPELLINGSFOUTEN - RES



TOTALE VOORSPELLINGSFOUT RES [MW]

Tijdshorizon	Percentiel					
	99,9%	99%	90%	10%	1%	0,1%
Basisscenario						
2015	984	575	252	-200	-501	-883
2021	2110	1180	520	-434	-942	-1443
2023	2177	1230	551	-453	-999	-1508
2027	2321	1338	611	-491	-1102	-1685
'High RES'						
2015	984	575	252	-200	-501	-883
2021	2127	1193	529	-439	-956	-1449
2023	2227	1277	572	-467	-1033	-1560
2027	3579	1955	861	-712	-1561	-2406

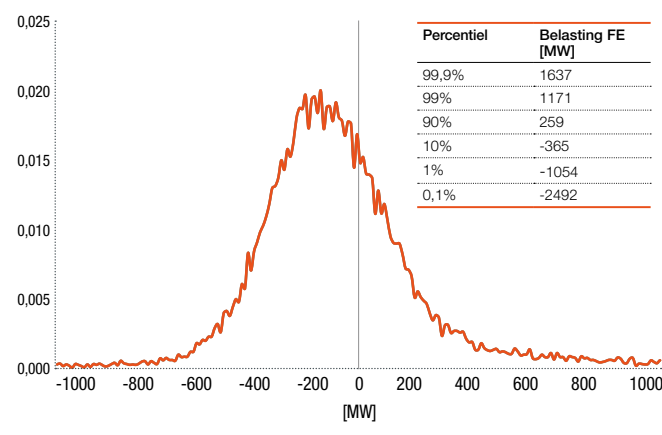
DISTRIBUTIE VAN DE VOORSPELLINGSFOUTEN - RES



De volgende grafiek vergelijkt de percentielen 99,9%, 99% en 90% enerzijds en 0,1%, 1% en 10% anderzijds voor de voorspellingsfout die kan worden toegeschreven aan de hernieuwbare energieproductie, voor het basisscenario en 'High RES'-scenario over de verschillende geanalyseerde tijdshorizonten.

Er is een groot verschil zichtbaar tussen de verschillende percentielen: slechts een paar uur per jaar komen er grote voorspellingsfouten voor. Met uitzondering van het 'High RES'-scenario voor 2027 ligt 90% van de voorspellingsfouten onder (circa) 500 MW. We zien ook een tendens tot overschatting van het geproduceerde vermogen, wat leidt tot een grotere behoefte aan opwaartse flexibiliteit.

DISTRIBUTIE VAN DE VOORSPELLINGSFOUTEN - BELASTING (0% GROEI)



18. Er wordt slechts een beperkte gelijktijdigheidsfactor (10% voor onshorewind en zon) in rekening genomen.

5.6.4 Behoeftte aan balancing reserves

Evaluatie van de behoefte aan FCR (primaire reserve)

De hoeveelheid FCR waarin Elia moet voorzien, wordt geraamd **tussen 80 en 100 MW**.

Het is belangrijk om te benadrukken dat we niet zeker weten hoe de behoefte aan FCR-reserves in de toekomst zal evolueren. Er zijn namelijk heel wat factoren die een invloed kunnen hebben op de resultaten:

- We verwachten geen wijzigingen in de methodologie voor dimensionering volgens de netwerkcodes of de wetgeving. De netwerk code LFC&R voorziet daarbovenop wel in een probabilistische dimensionering maar deze methode wordt hier buiten beschouwing gelaten.
- Het aandeel aan FCR dat Elia zal moeten verwerven, hangt af van de evolutie van de som van de netto-productie en het verbruik in de regelzone (LFC-blok), ten opzichte van de hele synchrone zone. De evolutie van de FCR-reserve is dus sterk afhankelijk van het verloop van de productie en het verbruik in België, maar ook van de evolutie in de andere LFC-blokken van de synchrone zone en die in de synchrone zone zelf (mogelijke integratie van nieuwe landen). We nemen aan dat de verhouding ongeveer gelijk zal blijven.

Evaluatie van de behoefte aan FRR (secundaire en tertiaire reserve)

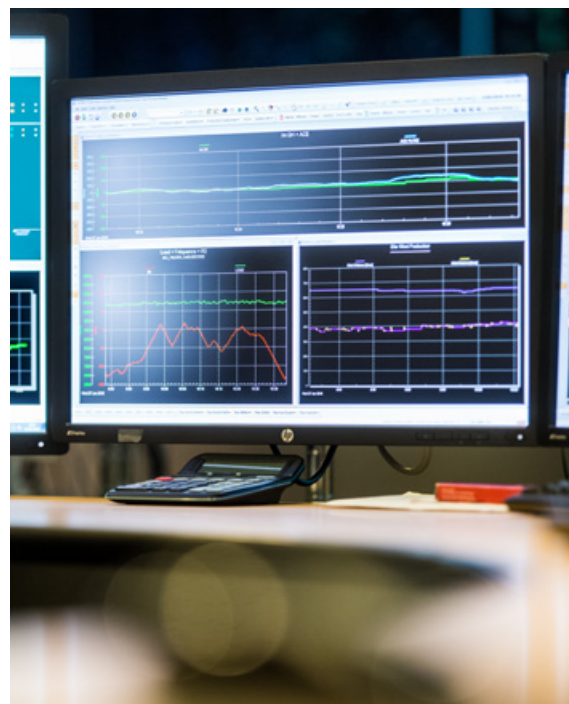
De nood aan FRR werd voor het basisscenario en 'High RES'-scenario als volgt geschat voor 2021, 2023 en 2027 (waarden uitgedrukt in [MW]):

BEHOEFTE AAN BALANCING RESERVES

Tijdshorizon	FCR	FRR+	aFRR+	mFRR+	FRR-	aFRR-	mFRR-
2016	73	910	140	770	140	140	-
Basisscenario							
2027	80-100	1240	175	1065	1000	175	825
2023	80-100	1240	175	1065	1000	175	825
2021	80-100	1240	175	1065	1000	175	825
'High RES'							
2027	80-100	1800	190	1610	1190	190	1000
2023	80-100	1240	175	1065	1000	175	825
2021	80-100	1240	175	1065	1000	175	825

De aFRR- en mFRR-reserves (opwaarts en neerwaarts) zullen toenemen. Dat heeft te maken met verschillende factoren:

- De NC LFC&R voorziet voor de toekomst in een verplichte neerwaartse mFRR-reserve. De behoefte aan deze reserve is hoog. Dit heeft enerzijds te maken met het feit dat we rekening moeten houden



met een positief dimensionerend incident (namelijk de uitval van de HVDC-verbinding tussen België en het Groot-Brittannië in exportmodus), en is anderzijds te wijten aan het toenemende onevenwicht als gevolg van voorspellingsfouten voor de productie uit hernieuwbare energiebronnen (wind en zon).

- Ook de toegenomen behoefte aan opwaartse mFRR kan worden verklaard door de toenemende onevenwichten als gevolg van voorspellingsfouten met betrekking tot de steeds grotere productie uit hernieuwbare energiebronnen (wind en zon). Ook het risico op uitval van de offshoreproductie bij stormweer speelt hierin een rol. Gezien de geografische concentratie van de offshorewindmolenparken, kan een hoge windsnelheid leiden tot een plotse vermindering van de windproductie¹⁹, wat bijgevolg resulteert in een sterk onevenwicht in het systeem.
- De verhoogde variabiliteit in het systeem ten gevolge van hernieuwbare energiebronnen leidt tot een grotere behoefte aan aFRR. De verhoogde variabiliteit is het gevolg van een variabele en onzekere productie, ook van de toenemende uitwisselingen op de markt. Vooral de significante toename van offshorewindenergie tegen 2027 (4 GW) veroorzaakt een aanzienlijk hogere behoefte aan aFRR.

Het is belangrijk om erop te wijzen dat er geen zekerheid bestaat met betrekking tot de behoefte aan FRR voor de toekomst. Zoals uiteengezet in 3.5.5, komen de balancing reserves overeen met de flexibiliteit die de TNB nodig heeft om het evenwicht te garanderen tussen de injectie en de afname in real time. De resultaten zijn dus afhankelijk van de mogelijkheden die BRP's hebben om het evenwicht te verzekeren kort voor real time. Voor ieder scenario gaan we ervan uit dat de BRP's en de andere marktpelers aanzienlijke bijkomende inspanningen leveren en investeringen doen om de residuele systeemonevenwichten in real time te verminderen.

19. Naargelang de gebruikte technologie voor de turbines.



ANALYSE VAN DE RESULTATEN EN CONCLUSIES

6.1 — Opmerkingen en conclusies bij de 'adequacy'-analyse	74
6.2 — Opmerkingen en conclusies bij de economische analyse van de gascentrales	79
6.3 — Opmerkingen en conclusies bij de analyse van de flexibiliteitsbehoefte van het systeem	80
6.4 — Resultatenbundeling	84

6.1 OPMERKINGEN EN CONCLUSIES BIJ DE 'ADEQUACY'-ANALYSE

Samenvatting van de hypothesen voor het basisscenario

De hypothesen voor het **basisscenario** in deze studie worden uiteengezet onder 4.5. Het basisscenario gaat (onder andere) uit van:

- een jaarlijkse groei van de vraag naar elektriciteit met 0% tegen 2027;
- een geïnstalleerde productiecapaciteit in de buurlanden op basis van de best mogelijke ramingen;
- een verhoging van de simultane importcapaciteit van België naar 6500 MW tegen 2021;
- een constante evolutie van de WKK-capaciteit in België;
- extra 600 MW aan biomassa in België tegen 2021;
- een toename van de capaciteit wind- en zonne-energie in België volgens de Europese doelstellingen;
- de buitengebruikstelling van kerncentrales in overeenstemming met de huidige wetgeving;
- een markt response van 1100 MW (met activeringsbeperkingen); vooral een spontane daling van de vraag op de markt wanneer de prijzen hoog zijn.

De studie is gebaseerd op de huidige kennis en de voorziene evoluties op het gebied van productie-installaties, klimaatdoelstellingen en economische context. Als er zich grote veranderingen voordoen in de hypothesen, zullen de resultaten opnieuw geëvalueerd moeten worden.

Elia benadrukt dat de conclusies van dit rapport onlosmakelijk verbonden zijn met de uitgangshypothesen die in de voorliggende studie worden vooropgesteld. Elia kan niet garanderen dat deze hypothesen zich in de praktijk ook werkelijk zullen voordoen. In de meeste gevallen gaat het om ontwikkelingen waarover de netbeheerder geen rechtstreekse controle heeft.

Definitie van het gewenste volume en het model:

We stellen de resultaten voor van het **structurele blok** (zoals gedefinieerd onder 3.2.1). Onder 'structurele blok' verstaan we de capaciteit die noodzakelijk is om de bevoorradingszekerheid te garanderen, rekening houdend met het geïnstalleerde vermogen uit:

- kernenergie
- warmtekrachtkoppeling
- hernieuwbare energiebronnen (biomassa, wind, zon)
- pompcentrales
- markt response (in essentie vraagbeheer)
- invoer (als deze energie beschikbaar is in de buurlanden)

Op dit moment wordt in de scenario's voor België geen rekening gehouden met andere capaciteiten voor productie, opslag of vraagbeheer. Dit betekent niet noodzakelijkerwijs dat deze technologieën niet beschikbaar zullen (of zouden moeten) zijn.

Het model probeert de capaciteit te bepalen die nodig is om te voldoen aan de wettelijke criteria voor de bevoorradingszekerheid in België. Daarvoor worden schijven van 500 MW toegevoegd aan het structurele blok. Om dit volume te berekenen, simuleert het model 200 Monte Carlo-jaren: een combinatie van 40 klimatologische jaren (wind, zon, water en warmte) met willekeurige trekkingen voor de onvoorziene uitval van centrales.

Het model simuleert de Europese markt (19 landen) op uurbasis. Daarbij wordt uitgegaan van de hypothese dat alle energie wordt gekocht en verkocht op de day-ahead markt.

Gedurende de winter is er geen onderhoud gepland voor het Belgische thermische park (warmtekrachtkoppeling, kernenergie, biomassa).

Het zo berekende **structurele blok** wordt beschouwd als **100% beschikbaar**, zonder productie- of activeringsbeperkingen.

Voor het volume van het structurele blok, dat in het in het 'adequacy'-gedeelte van deze studie wordt behandeld, wordt al rekening gehouden met 50% van de totale behoefte aan balancing reserves, zoals berekend in 5.6.4. Die behoefte bestaat uit de gecontracteerde balancing reserves voor de mFRR uit niet-conventionele middelen (andere dan thermische productie). De rest van de benodigde balancing reserve moet worden verstrekt door het volledige park (het structurele en niet-structurele blok), in functie van de verschillende tijdshorizonten. Het vermogen van het park om deze balancing reserves te verstrekken werd geëvalueerd in het onderdeel 'flexibiliteit' van deze studie. De conclusies daarvan zijn terug te vinden in 6.3.

Dit deel van de studie onderzoekt uitsluitend de 'adequacy'-noden en spreekt zich niet uit over de relatieve competitiviteit van de Belgische centrales ten opzichte van de buurlanden.

Evolutie van de capaciteit van het structurele blok van 2017 tot 2027:

Op basis van een aantal factoren (600 MW uit nieuwe biomassacentrales, toename van de offshorewindcapaciteit tot 2300 MW en twee nieuwe interconnecties (van ieder 1 GW) met Duitsland en Groot-Brittannië na 2020), kunnen we zeggen dat het structurele blok niet noodzakelijk is om de bevoorradingszekerheid voor België te verzekeren tot de buitenwerkingstelling van de eerste kerncentrales.

Het geïnstalleerde vermogen in België voor de winter 2016-2017 maakt deel uit van het structurele blok volgens de definitie. Deze capaciteit bestaat uit 3366 MW gascentrales op de markt, 130 MW turbojets op de markt en 750 MW gecontracteerde strategische reserve voor de winter 2016-2017.

Het structurele blok dat noodzakelijk is voor de bevoorradingszekerheid in 2017 bedraagt 2500 MW. Deze waarde ligt lager dan het huidige geïnstalleerde vermogen dat deel uitmaakt van het structurele blok. Het volume van het structurele blok dat noodzakelijk is voor de bevoorradingszekerheid zal tegen 2021 dalen tot 0 MW volgens de berekeningen. Dit blok zal toenemen met de buitenwerkingstelling van de eerste kernreactoren in 2023. Volgens de hypothesen zal het volume van het structurele blok, zoals berekend in het basisscenario, 4000 MW bedragen na de volledige sluiting van de kerncentrales.

Dit betekent uiteraard niet dat de maatregelen die noodzakelijk zijn om het toekomstige capaciteitstekort op te vangen, kunnen worden uitgesteld. Er moeten steunmechanismen (wet- en regelgeving ...) worden uitgewerkt die kunnen worden toegepast op de middelen voor productie, opslag of vraagbeheer.

Dat neemt tijd in beslag. Ook de bouw van eventuele nieuwe eenheden kan wel een paar jaar in beslag nemen. Het is dan ook niet te vroeg om al in 2016 met de voorbereidingen te starten.

Samenstelling van het structurele blok tegen 2027:

Uit de analyse van de werkingscurven en de activeringswaarschijnlijkheid van het structurele blok kunnen we de kenmerken afleiden van de verschillende schijven die samen het structurele blok vormen. Merk op dat deze kenmerken alleen een afspiegeling vormen van de behoefte op het gebied van de bevoorradingszekerheid. Dit betekent dat een bepaalde technologie veel meer draai- of werkingsuren kan hebben, afhankelijk van de plaats die deze technologie inneemt in de Europese 'merit order'.

Uit de analyse blijkt het volgende:

- De **eerste 2000 MW** zijn nodig voor **gemiddeld 500-2000 uur** gedurende het hele jaar (niet alleen in de winter). Deze capaciteit wordt vaak geactiveerd voor lange periodes (langer dan enkele dagen of weken).
- De **volgende 1000 MW** zijn nodig voor **gemiddeld 200 uur**. Deze capaciteit hoeft alleen beschikbaar te zijn in de winter en zal minstens eenmaal per jaar worden geactiveerd.
- De **laatste 1000 MW** hebben een activeringswaarschijnlijkheid van 50%. Dit betekent dat ze in sommige jaren niet gebruikt hoeven te worden, omdat de bevoorradingszekerheid voldoende is. De **gemiddelde verwachting** voor deze schijf ligt op **15 werkingsuren**. Indien nodig worden deze schijven geactiveerd voor een periode van één dag tot één week, afhankelijk van de duur van de koudegolf in België en in de andere Europese landen.

De resultaten van het basisscenario op basis van toekomstscenario's vragen wel om enige nuance:

Figuur 85 vat de impact samen van de sensitiviteiten op het volume van het structurele blok, het aantal werkingsuren en de activeringswaarschijnlijkheid.

Zoals blijkt uit de sensitiviteitsanalyse zal **een stijgende vraag** invloed hebben op het structurele blok. Aan het blok met de meeste werkingsuren zal een extra schijf van 1000 MW worden toegevoegd. Deze schijf zal het hele jaar door nodig zijn.

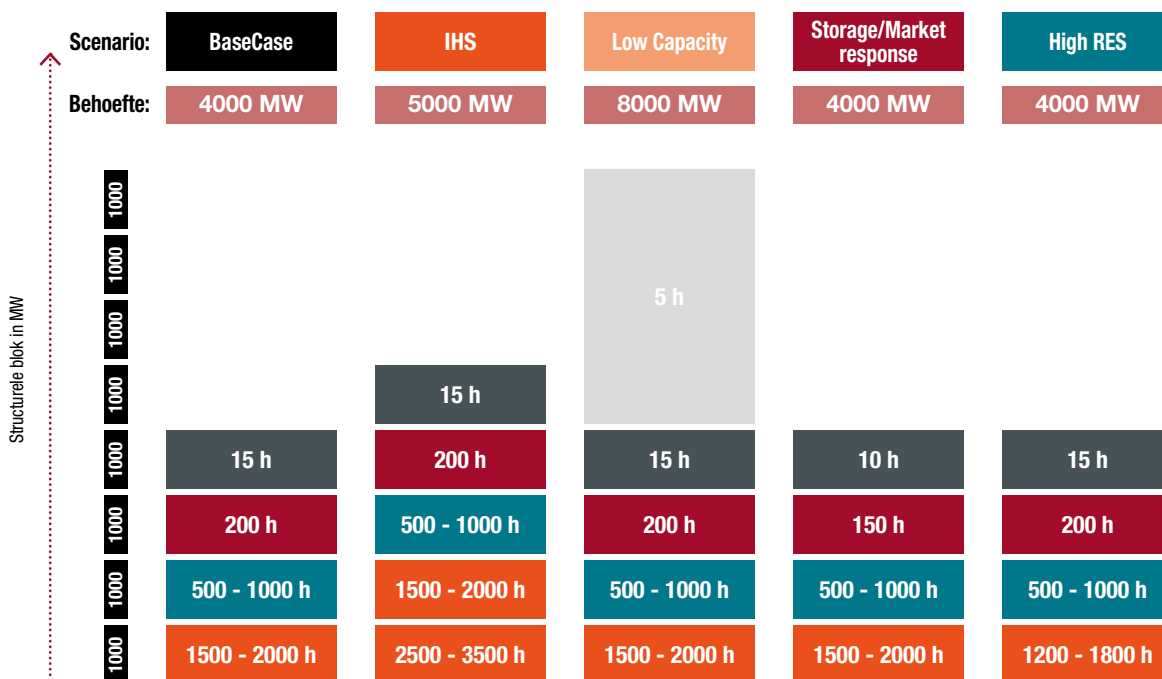
Als er in de buurlanden **meer sluitingen** plaatsvinden dan voorzien in het basisscenario, zal het structurele blok verhoogd kunnen worden met 4000 MW, met een zeer laag aantal werkingsuren en een lage activeringswaarschijnlijkheid. Dit heeft geen invloed op de kenmerken van de rest van het structurele blok. Deze capaciteit zal nodig zijn op de momenten dat de buurlanden geen energie kunnen exporteren naar België, omdat ze niet beschikken over de nodige productiecapaciteit.

Extra opslagcapaciteit of de capaciteit voortvloeiend uit de markt response (voornamelijk vraagbeheer)

hebben vooral een impact op het aantal werkingsuren van de bovenste schijf van het structurele blok, maar het volume blijft vergelijkbaar. Hoe groter de opslagreservoirs, het aantal activeringen en de activeringsduur, des te groter de impact op het volume zal zijn.

In een scenario met **meer hernieuwbare energie** (wind en zon) is het benodigde volume nagenoeg hetzelfde, maar zullen de werkingsuren van de onderste schijf beperkter zijn. Wind en zon hebben minder impact op de piekuren, want deze uren zijn in de winter koud. Er is dan geen zon en weinig wind. Bovendien is de behoefte aan flexibiliteit in dit scenario groter. Dit vermindert de impact op het volume van het structurele blok.

SAMENVATTING VAN DE RESULTATEN VAN DE SENSITIVITEITEN ROND HET VOLUME EN HET AANTAL WERKINGSUREN VAN HET STRUCTURELE BLOK IN 2027 (FIG. 85)



Waarschijnlijkheid van de activering en redenen waarom:

Waarschijnlijkheid van de activering

25%	In extreme gevallen, als de buurlanden geen energie naar ons kunnen exporteren.
50%	Tijdens koudegolven (1 tot 2 weken), alleen in de winter.
< 100%	Alleen in de winter. Bij koud weer zonder wind, of onverwachte stilstand van centrales.
100%	Heel het jaar vereist, behalve in de zomer. Activering gedurende verschillende weken vereist.
100%	Heel het jaar gedurende lange periodes vereist (verscheidene weken tot maanden).

De geïdentificeerde volumes worden verondersteld **100% beschikbaar** te zijn. De opvulling van het volume door productiemiddelen, vraagbeheer en opslag heeft tot gevolg dat men rekening dient te houden met beschikbaarheidsgegevens, aantal activeringen of beperkingen van geproduceerde energie voor elke technologie.

BaseCase	0% stijging van het verbruik	Storage/Market response	Opslag of beheer van de bijkomende vraag
IHS	Jaarlijkse stijging van het verbruik met 0,6%	High RES	Scenario met 'hoge' geïnstalleerde hernieuwbare capaciteit
Low Capacity	Daling van de capaciteit in de buurlanden		

De internationale context is cruciaal, maar heeft ook een aantal beperkingen:

Na 2020 zal het interconnectieniveau van België oplopen tot 6500 MW simultane importcapaciteit, wat overeenkomt met ongeveer 50% van het piekverbruik van België. Het is dan ook onmogelijk om de evolutie van de nationale capaciteit los te zien van de internationale marktcontext.

Daarnaast moet rekening worden gehouden met bepaalde beperkingen op het niveau van de internationale coördinatie voor de tijdshorizon die hier wordt bestudeerd, zoals:

- het behoud van de nationale verantwoordelijkheid voor de bevoorradingszekerheid
- de soevereiniteit van elk land voor zijn energiemix
- een gebrek aan harmonisering van de steunmechanismen, met enerzijds investeringen in conventionele centrales en anderzijds steun voor hernieuwbare energiebronnen

De interconnecties zijn doorslaggevend voor de Belgische markt:

Op basis van de scenario's in deze studie tonen de resultaten aan dat er geen structurele maatregelen nodig zijn om de bevoorradingszekerheid van het land te verzekeren tot de sluiting van de eerste kerncentrales. Dit is voornamelijk te danken aan de versterking van de grensoverschrijdende uitwisselingscapaciteit, en aan het onderhoud van de kerncentrales. Dit is deels ook te danken aan de stijgende productie van hernieuwbare energie, met name offshorewind en biomassa.

Veranderingen in het productiepark van de buurlanden kunnen de resultaten sterk beïnvloeden:

De belangrijke rol van de interconnecties voor de bevoorradingszekerheid in deze studie veronderstelt dat de buurlanden beschikken over de noodzakelijke productiecapaciteit. Op basis van de veranderingen in voorspellingen voor de evolutie van de productie-installaties, en uitgaande van het feit dat de grote landen in staat zijn om hun bevoorradingszekerheid te waarborgen met hun nationale capaciteit, zou deze energie beschikbaar moeten zijn.

Het is wel zo dat bijkomende sluitingen in andere Europese landen, vooral in de CWE-zone, gevolgen zouden hebben voor België. Politieke besluiten die leiden tot een vervroegde sluiting van steenkoolcentrales, kerncentrales of andere productiecapaciteiten (buiten de sluitingen waarmee rekening wordt gehouden in de scenario's) zullen een impact hebben op de behoefte van het structurele blok. Dat geldt ook voor de definitieve of tijdelijke sluiting van niet-rendabele centrales (zoals gascentrales).

Om de impact daarvan te kunnen beoordelen, hebben we ook rekening gehouden met deze sensitiviteit (extra sluitingen van centrales zonder dat deze vervangen worden). De resultaten laten zien dat het blok zou toenemen met 4000 MW tegen 2027 (of zelfs meer, als er rekening wordt gehouden met extra sluitingen). Dit blok zou slechts voor heel weinig uren noodzakelijk zijn, en de kans is zeer klein dat we van deze capaciteit gebruik zullen moeten maken.

Momenten van structurele tekorten (als die zich voordoen) zullen een grote impact hebben:

Uit de simulatieresultaten blijkt dat het aantal noodzakelijke uren voor de laatste schijven van het structurele blok extreem laag is. Anderzijds: als we niet beschikken over deze schijven, kan de hoeveelheid niet-geleverde energie tijdens bepaalde uren erg hoog oplopen. Dat zijn vooral de uren waarin België geen energie kan invoeren uit de buurlanden. In vergelijking met onze buurlanden zijn we een klein systeem dat sterk afhankelijk is van invoer. Daarom kan een probleem dat zich voordoet in een ander land ook gevolgen hebben voor België, vooral op de momenten dat de capaciteitsmarge in België klein is.

Na de kernuitstap zal België mogelijk tot zo'n 50% van zijn totale energieverbruik uit import moeten halen:

Als de Belgische investeringen alleen de bevoorradingszekerheid dekken, zal tegen 2027 50% van de totale verbruikte energie geïmporteerd worden uit andere landen. Dit kan ook het geval zijn als het park van België niet concurrerend genoeg blijkt in vergelijking met de buurlanden. Het concurrentievermogen zal afhangen van het klimaatbeleid (dit heeft een invloed op de prijs van de CO₂-emissies), de brandstofprijzen, het beleid van de buurlanden met betrekking tot hun energiemix en de keuze van België om te investeren in efficiënte productiemiddelen.



Verschillende technologieën kunnen een oplossing bieden voor het productievolume van het structurele blok:

De **bestaande productiecapaciteit** zou na 2025 een deel van de oplossing kunnen bieden. Niettemin moet het volgende worden opgemerkt:

- Sommige bestaande centrales zullen tegen 2027 het einde van hun levenscyclus hebben bereikt.
- Het bestaande energiepark zal tegen 2027 minder concurrerend zijn, als de buurlanden plannen om nieuwe en efficiënte centrales van hetzelfde type te bouwen.
- Er zullen mogelijk investeringen nodig zijn om de levensduur van het energiepark te verlengen.

Het berekende structurele blok wordt beschouwd als 100% beschikbaar. De klassieke energiecentrales hebben een bepaald percentage aan onvoorziene uitval. Dit percentage is weliswaar klein, maar er moet toch rekening mee worden gehouden bij de bepaling van het volume. Er moet een deratingfactor van de capaciteit in aanmerking worden genomen.

Nieuwe productie-installaties kunnen ook productiecapaciteit aanbrengen. Deze centrales hebben een lager onbeschikbaarheidspercentage en een hoger rendement dan de bestaande centrales. Bij het bepalen van het volume moet eveneens rekening worden gehouden met het onbeschikbaarheidspercentage van deze centrales.

Actief vraagbeheer kan een belangrijke rol spelen voor de laatste schijven van het structurele blok. De activeringsbeperkingen en de duur van de activeringen zullen bepalen wat de impact is van

dergelijke technologie op de energiebehoefte (vooral tijdens periodes van extreme koude, wanneer het volume soms wel een week lang bijna onafgebroken nodig kan zijn).

Ook de **centrale of decentrale opslagcapaciteit** kan een rol spelen in het bepalen van de energiebehoefte. Hoe groter het reservoir en het opgeslagen vermogen, hoe groter het positieve effect op de bevoorradingszekerheid. De grootte van het reservoir (en dus de mogelijkheid om energie op te slaan gedurende langere periodes) zal bepalen welke impact dit type technologie zal hebben op de energiebehoefte.

Bijkomende interconnectiecapaciteit (andere dan voorzien in het basisscenario) kan een deel van de oplossing leveren, tenminste als deze energie beschikbaar is in het buitenland en als de buurlanden de nodige investeringen doen om deze energie naar België te transporteren.

De beschikbaarheid van al deze middelen moet worden geëvalueerd. Ook moet een schatting worden gemaakt van het totale volume van de producten die een bijdrage kunnen leveren aan de energiebehoefte zoals die in deze studie wordt uiteengezet. Daarbij moet rekening worden gehouden met de beschikbaarheid van deze producten, het aantal activeringen, de duur van de activeringen, de energiebeperkingen.

Bij de keuze moeten we ook kijken naar de flexibiliteitskenmerken van deze technologieën om voldoende flexibiliteit te kunnen leveren aan het systeem. Dit deel wordt behandeld in 6.3, in de conclusie.

Ook andere technologieën, die we hier niet hebben vermeld, kunnen een rol spelen voor de bevoorradingszekerheid van het land.



6.2 OPMERKINGEN EN CONCLUSIES BIJ DE ECONOMISCHE ANALYSE VAN DE GASCENTRALES

Aanvullende hypothesen die we moeten meenemen in het economische model:

Het gebruikte economische model is gebaseerd op een **simulatie van de dagmarkt** (day-ahead) voor elektriciteit. Hierbij wordt ervan uitgegaan dat alle energie wordt gekocht en verkocht op de day-ahead markt.

Aangenomen wordt dat er in de markt op ieder moment hernieuwbare energie wordt geproduceerd, en dat er op ieder moment sprake is van een onvoorziene uitval van centrales (dit model wordt '**perfect foresight**' genoemd).

De **marktprijs** wordt bepaald door het snijpunt van de curven van het aanbod en de vraag (beschouwd als onflexibel). De aanbodcurve is gebaseerd op de **marginale prijzen van de centrales**. Qua extra kosten wordt alleen rekening gehouden met de variabele productiekosten (VOM, brandstofkosten en CO₂-emissiekosten). Andere kosten worden niet in aanmerking genomen.

Voor alle centrales wordt slechts **één rendementspunt** in beschouwing genomen (niet het rendement dat afhankelijk is van de belastingsfactor van de centrale). De startkosten zijn niet inbegrepen in de marginale prijs.

De **capaciteit van de commerciële uitwisseling** tussen de landen is gemodelleerd in 'flow based' voor de CWE-regio in 2017, en in NTC voor de andere horizons.

De analyse van de economische resultaten is gebaseerd op simulaties. In deze simulaties bestaat het structurele blok uit gascentrales van het type CCGT en OCGT, om prijsresultaten te kunnen zien. De **beslissing om te investeren** in deze twee types wordt in detail uitgelegd in 3.4.4.

De economische parameters worden berekend op basis van '**referentie-eenheden**', die overeenkomen met centrales van het type OCGT- of nieuwe CCGT-centrales. De indicatoren zijn dan ook geldig voor een centrale die in de '*merit order*' vóór alle andere centrales van hetzelfde type komt.

De gascentrales zullen maar een beperkt aantal werkingsuren hebben, tenzij ze in de '*merit order*' vóór de steenkoolcentrales komen:

Het aantal werkingsuren van de kerncentrales is afhankelijk van hun plaats in de aanbodcurve (of '*merit order*').

Op de markt wordt voorrang gegeven aan zonne- en windenergie. Bovendien zijn de variabele kosten van deze energietypes laag. Deze technologieën komen in de '*merit order*' dan ook vóór de gascentrales. De toename van hun geïnstalleerde vermogen in België, maar ook in andere Europese landen, zal een negatief effect hebben op het aantal werkingsuren.

In een scenario waarin de variabele kosten van een gascentrale hoger liggen dan die van een steenkoolcentrale (en waarin de overheid niet tussenkomt met betrekking tot het emissietarief) zullen de werkingsuren worden beïnvloed door de geïnstalleerde steenkool- en bruinkoolcapaciteit in de buurlanden. Men wil de productie uit steenkool en bruinkool in de komende jaren terugschroeven. Dit zal een positief effect hebben op het aantal werkingsuren. Toch zal dit effect beperkt zijn, want als we uitgaan van het basisscenario in deze studie zal een groot deel van de steenkoolcentrales nog actief zijn. Een scenario waarin de gascentrales in de aanbodcurve vóór de steenkoolcentrales zouden komen, zou een zeer positief effect hebben op de werkingsuren. De nieuwste centrales zouden in 2027 tussen 7000 en 8000 uur per jaar draaien.

De toename van de interconnectiecapaciteit heeft een katalysatoreffect op het aantal werkingsuren tegen 2027. Als het park van de buurlanden competitiever wordt dan het Belgische energiepark, zullen de werkingsuren van de centrales in België verminderen. Maar ook het omgekeerde is waar: als België investeert in efficiënte gascentrales, dan zullen de interconnecties deze centrales een basisaantal werkingsuren garanderen, zoals beschreven in de vorige paragraaf. Dit zal geen belemmering vormen voor de hernieuwbare energiebronnen die beschikbaar zijn in ons land.

De analyse van de rendabiliteit van de centrales op basis van de huidige marktsituatie voorziet geen aanvullende investeringen (met uitzondering van extra opbrengsten):

De rendabiliteit hangt voornamelijk af van de productiemiddelen die zich in de aanbodcurve na de gascentrales bevinden. In het geval van gascentrales (en als deze in de 'merit order' na de steenkoolcentrales blijven) komen na deze centrales piekcentrales op gas of stookolie. In de simulaties (op basis van de simulatieresultaten) worden nieuwe investeringen zonder extra opbrengsten onwaarschijnlijk geacht, zelfs voor 2027.

De concurrentie tussen gascentrales zal groter worden naarmate er in de buurlanden meer centrales op steenkool en kernenergie worden gesloten, want deze centrales zullen waarschijnlijk deels worden vervangen door gascentrales:

In de huidige context, en uitgaande van een geleidelijke sluiting van steenkool- en kerncentrales, zullen de gascentrales steeds meer plaats innemen in de aanbodcurve. Door de toename van CCGT- of OCGT-centrales zal de rendabiliteit van deze centrales nog verder afnemen. Daarnaast zal er een groot verschil optreden tussen de centrales met een hoog rendement en de andere centrales. De nieuwe centrales zullen veel meer uren draaien, maar vanwege het grote aantal centrales van hetzelfde type en met vergelijkbare kenmerken (en dus vergelijkbare marginale kosten), zal het effect op de opbrengst afhankelijk zijn van de rest van het energiepark van hetzelfde type.

6.3 OPMERKINGEN EN CONCLUSIES BIJ DE ANALYSE VAN DE FLEXIBILITEITSBEHOEFTE VAN HET SYSTEEM

De kwantitatieve analyse van de flexibiliteitsbehoefte leidt tot de volgende conclusies:

- De variabiliteit op kwartuurbasis van de residuele belasting op dag-1 leidt tot opwaartse en neerwaartse ramping. Deze ramping is gedurende 99% van de tijd lager dan 650 MW. De toenemende productie van het type RES leidt logischerwijze tot een grotere behoefte aan flexibiliteit. Dit is bijzonder duidelijk voor de horizon 2027 (met een hoge productiecapaciteit voor offshorewind). De behoefte aan flexibiliteit op kwartuurbasis ligt dan op ongeveer 950 MW (percentiel 99%).
- Op het 'High RES'-scenario 2027 na liggen de voorspellingsfouten op kwartuurbasis ten gevolge van de productie van hernieuwbare energie of de belasting gedurende 1% van de tijd boven 1000 MW. Er is verder sprake van een tendens om het geproduceerde vermogen te overschatten en de afname te onderschatten, wat leidt tot een grotere behoefte aan opwaartse dan aan neerwaartse flexibiliteit.
- De behoefte aan balancing reserves is vergelijkbaar voor de tijdshorizonten 2021, 2023 en 2027 van het basisscenario, en voor de tijdshorizonten 2021 en

2023 van het 'High RES'-scenario. De resultaten komen overeen met een interval van 80 tot 100 MW FCR (R1), 175 MW aFRR (R2), 1065 MW mFRR+ (R3 opwaarts) en 825 MW mFRR- (R3 neerwaarts). In 2027 zal de behoefte aan FRR+ voor het 'High RES'-scenario op 1800 MW liggen (waarvan 190 MW aFRR+). De behoefte aan FRR- zal dan stijgen tot 1190 MW.

De flexibiliteitsbehoefte van het systeem is vooral afhankelijk van de Europese context betreffende de elektriciteitsmarkt:

De geraamde flexibiliteitsbehoefte voor de toekomst gaat onvermijdelijk gepaard met een grote onzekerheid, en is gevoelig voor exogene factoren (veranderingen in het marktdesign, het gedrag van de BRP's,...). De flexibiliteitsbehoeften voor enerzijds de markt en anderzijds de balancing reserves, zoals geschat voor 2021, 2023 en 2027, moeten dan ook als indicatief worden beschouwd.

De Europese integratie van de energiemarkten kan een aanzienlijke impact hebben op de resultaten. Een paar voorbeelden hiervan zijn de oprichting van een 'CoBA' (Coordinated Balancing Area), die een nauwere samenwerking mogelijk maakt tussen twee

of meer TNB's met betrekking tot de uitwisseling van balancingdiensten; de ambitie naar de introductie van een 'level playing field' voor de energiemarkt en de balancing reserves; of de herstructurering (fusie) van het LFC-blok in Europa. Dit zou niet enkel gevolgen hebben voor de behoefte aan balancing reserves, maar ook voor de beschikbare middelen. We wijzen er nogmaals op dat de FRR (secundaire en tertiaire reserves) op dit moment worden berekend op basis van de Belgische regelzone.

Er moet een grote hoeveelheid intraday flexibiliteit beschikbaar zijn, evenals flexibiliteit in een tijdsbestek van 15 minuten. Op die manier kunnen de BRP's evenwichtspositie van hun portefeuille aanpassen in tot kort voor real time, en zo de toenemende behoefte aan balancing reserves tot een minimum beperken:

De BRP's zijn verantwoordelijk voor de balancing van hun perimeter op kwartuurbasis. Nabij real time hebben de BRP's een duidelijker beeld van de evenwichtspositie van hun perimeter, zodat ze hun posities in fuctie hiervan kunnen aanpassen. De TNB lost echter alleen het residuele onevenwicht in het systeem op. Dit komt overeen met de som van de individuele onevenwichten van elke BRP (kort voor real time). Een gebrek aan flexibiliteit op de markt kan leiden tot een aanzienlijke toename van residuele onevenwichten, die moeten worden gedekt door de balancing reserves van de TNB.

Het is daarom van cruciaal belang dat de BRP's beschikken over een aantal efficiënte voorspellingsinstrumenten (DA en ID). Daarnaast moeten ze kunnen beschikken over voldoende intraday flexibiliteit om het evenwicht in hun portefeuille naar behoren te bewaren. De variabiliteit van de residuele belasting en de voorspellingsfouten (met betrekking tot de belasting en de variabele productie uit RES) leiden tot potentieel hoge waarden die getuigen van een grotere flexibiliteitsbehoefte op de intraday markt.

Het Belgische marktdesign maakt het voor de BRP's mogelijk, en incentiveert zelf, om te reageren op de onevenwichtstarieven (door hun evenwichtspositie in voor of zelfs in real time aan te passen). Op die manier wordt het residuele onevenwicht in het hele elektriciteitssysteem gereduceerd. De TNB publiceert daartoe informatie met betrekking tot de voorspelling van de belasting, de productie van zonne- en windenergie, de beschikbare regelcapaciteit²⁰, de prijzen, het onevenwicht in real time, enz. Het is cruciaal om de BRP's te voorzien van adequate incentive op basis van de onevenwichtstarieven. Op die manier kunnen ze op een correcte manier hun verantwoordelijkheid opnemen.

De benodigde flexibiliteit in het systeem kan worden geleverd door middel van flexibele productie-eenheden zoals conventionele centrales (CCGT, OCGT), maar (tot op zekere hoogte) ook door biomassa, warmtekrachtkoppeling en hernieuwbare

energiebronnen (wind en zon), de vraagzijde, opslag en interconnecties. Kortom, alle elementen van de elektriciteitsmarkt die de marktdeelnemers in staat stellen om flexibiliteit uit te wisselen.

Een steeds groter deel van de productie bestaat uit variabele, hernieuwbare energie. Dit zorgt ervoor dat de behoefte aan flexibiliteit groter wordt:

Een steeds groter deel van de productie bestaat uit variabele energie van het type RES. Dit leidt tot een verhoogde flexibiliteitsbehoefte.

- Het vermogen afkomstig uit dit type energiebron creëert onzekerheid: de voorspellingsfouten leiden tot bijkomende onevenwichten, die moeten worden gedekt door de BRP en de TNB.
- Het door RES (over het algemeen windenergie) geproduceerde vermogen is ook zeer volatiel, wat leidt tot een verhoogde behoefte aan aFRR.
- Gezien de geografische concentratie van het offshorewindpark, bestaat er een verhoogd risico op problemen bij stormweer. Het risico bestaat dat een grote hoeveelheid energie plots verloren gaat, en dit bijgevolg kan tijdelijk leiden tot een verhoogde behoefte aan reserves. Hoewel dit complex is, moet het mogelijk zijn om dagelijks een dimensionering (en aankoop) uit te voeren voor de balancing reserves.
- Als een groot deel van de productie bestaat uit RES, en het aantal werkingsuren van de conventionele flexibele eenheden bijgevolg vermindert, is het cruciaal dat ook de variabele productie uit hernieuwbare energiebronnen flexibiliteit kan bieden aan de markt. De toegenomen behoefte die voortvloeit uit de RES-productie zou in feite



20. Available Regulation Capacity

kunnen worden opgevangen door de RES-productie zelf. In deze context is een herziening van het ondersteuningsmechanisme voor hernieuwbare energie nodig.

Verschillende technologieën kunnen een bijdrage leveren aan de balancing reserves. Hiervoor zijn wel aangepaste incentives nodig:

De huidige (ontwerp)versie van de 'Guideline on Electricity Balancing' [13] voorziet in een beleid gericht op totale vrije concurrentie voor de verschillende flexibiliteitsmiddelen in de markt van balancing reserves, ongeacht de onderliggende technologie.

Vanuit technisch oogpunt zouden de meeste flexibiliteitsmiddelen (mits eventuele extra investeringen) kunnen deelnemen aan verschillende soorten reserves. De flexibiliteitsmiddelen die balancing reserves leveren moeten wel aan bepaalde technische eisen voldoen (zie 3.5.6). Terwijl dienen deze ook economisch competitief zijn om deze flexibiliteit te kunnen leveren. De reserveportefeuille moet dus voldoende gediversifieerd zijn, om te vermijden dat er bij het aankopen van deze reserves sprake is van een overmatige blootstelling aan specifieke marktomstandigheden.

Op termijn zullen standaardproducten op de markt worden gebracht die toegankelijk zijn voor alle technologieën. Dit zal ervoor zorgen dat bepaalde flexibiliteitsmiddelen (vanuit economisch oogpunt) geschikter zijn dan andere, en dit gedurende bepaalde periodes of afhankelijk van de weersomstandigheden. In deze context is het mogelijk dat de rol van conventionele centrales voor het leveren van reserves beperkt blijft tot bepaalde dagen, over een korte tijd en met een gereduceerd volume. Anderzijds zullen conventionele eenheden in bepaalde omstandigheden noodzakelijk blijven om aan bepaalde reservebehoeften te voldoen.

Het aandeel van de verschillende bronnen vermeld in de onderstaande tabel is afhankelijk van de technische en economische parameters. In een optimale economische situatie worden de FCR- en aFRR-reserves geleverd door de vraag, of door de elektriciteitscentrales die worden geselecteerd in de 'merit order'. De meest efficiënte centrales leveren een neerwaartse reservecapaciteit (mFRR-), terwijl de minder efficiënte centrales zorgen voor een opwaartse reservecapaciteit (mFRR+).

Afhankelijk van de ontwikkeling van de verschillende technologieën zullen meerdere CCGT-centrales noodzakelijk zijn om de secundaire regeling (aFRR) te dekken:

De aFRR-reserves vereisen speciale aandacht. Vanwege hun technische kenmerken wordt dit reservetype momenteel uitsluitend geleverd met behulp van CCGT-centrales. Andere flexibiliteitsmiddelen kunnen vandaag maar zeer beperkt een bijdrage leveren aan de aFRR-behoefte. Dat heeft verschillende redenen:

- de vraagzijde voorziet in FCR en mFRR, maar niet in aFRR.
- de pompcentrales en andere opslagmiddelen, om de hieronder vermelde redenen.
- hernieuwbare energiebronnen kunnen een bijdrage leveren aan de aFRR-behoefte, maar dat is erg duur door de opportuniteitskosten volgende op de aanwezige ondersteuningsmechanismen (verlies van groenestroomcertificaten).
- ten slotte is er nog de mogelijkheid om reserve aan te kopen in het kader van een 'CoBA'. Hieraangaande heeft men echter geen garanties, enerzijds is men niet zeker dat de 'CoBA' vanaf 2021 daadwerkelijk geïmplementeerd zal zijn en anderzijds is men niet zeker dat de capaciteit zal beschikbaar zijn op de interconnecties, aangezien deze in de eerste plaats ter beschikking van de markt wordt gesteld.

Daarnaast moet rekening worden gehouden met de volgende factoren:

- de onzekerheid in verband met de evolutie van de andere flexibiliteitsmiddelen om te beantwoorden aan de technische vereisten van de aFRR.
- de onzekerheid met betrekking tot de beschikbaarheid van de bestaande CCGT-centrales (aangezien het structurele blok voor de tijdshorizonten 2021 en 2023 respectievelijk 0 en 500 MW bedraagt).

Het is dan ook belangrijk om te merken dat verschillende CCGT-eenheden van het Belgische energieproductiepark noodzakelijk zullen blijven om te voorzien in een deel van de behoefte aan aFRR voor de gesimuleerde tijdshorizonten.

Rekening houdend met het feit dat:

- slechts ongeveer 50% van de productiecapaciteit van een eenheid kan bijdragen aan de levering van de FCR/aFRR-reserves;
- er een noodzaak is om de reserves opwaarts en neerwaarts te reguleren;
- de dienstverlening voortgezet moet kunnen worden tijdens het onderhoud van de centrales;
- een situatie vermeden moet worden waarin deze flexibiliteit niet meer kan worden aangekocht in een competitieve markt;
- andere flexibiliteitsmiddelen maar beperkt kunnen bijdragen aan de aFRR-behoefte,

kan men concluderen dat 2 à 4 CCGT-eenheden (op basis van hun effectieve mogelijkheid tot het leveren van regelvermogen) in de Belgische markt behouden zullen moeten blijven, om te kunnen voldoen aan de groeiende behoefte aan secundaire reserves in de komende jaren.

Het mechanisme waarmee regelvermogen wordt aangekocht, en dat verloopt via periodieke veilingen georganiseerd door Elia, zou in principe moeten toelaten om aan deze behoefte te voldoen. Maar het is wel belangrijk om erop toe te zien dat deze markt goed wordt opgevolgd, en er eventueel aanvullende maatregelen worden genomen om te voorkomen dat er zich een situatie voordoet waarin het secundaire regelaanbod niet voldoende blijkt om de aFRR-behoefte te dekken.

OVERZICHT VAN DE FLEXIBILITEITSMIDDELEN

Type	FCR	aFRR	mFRR+	mFRR-	Balancingcapaciteit
CCGT	+	+	+/-	+/-	Afhankelijk van de marktomstandigheden voor gascentrales
OCGT	+	+	+	-	Investeringskosten (en marktomstandigheden voor de OCGT-eenheden)
Turbojet	-	-	+	-	Investeringskosten (en marktomstandigheden voor turbojets)
Biomassa	+	+	+/-	+	Procesafhankelijk, aantrekkelijk voor FCR/aFRR door hoog aantal werkingsuren
WKK	+	+	+/-	+	Procesafhankelijk, aantrekkelijk voor FCR/aFRR door hoog aantal werkingsuren (lagere 'must run' dan CCGT)
Wind (en zon)	+/-	+	-	+	Neerwaartse capaciteit: hoge activatiekosten Opwaartse capaciteit: hoge opportuniteitskosten
Vraagbeheer (standalone of geaggregeerd)	+	+/-	+	+/-	Afhankelijk van de onderliggende processen
Pompcentrales	+/-	+/-	+/-	+/-	Gedreven door de investeringskosten
Batterijen	+	+/-	-	-	

Opmerkingen:

CCGT

De CCGT-eenheden zijn goedkoper voor de levering van aFRR als ze 'in the money' zijn (d.i. als ze geselecteerd werden binnen de Europese 'merit order'). De concentratie van aFRR op deze CCGT-eenheden zou gepaard gaan met een 'must run' kost indien deze centrales buiten de NWE 'merit order' zouden vallen.

OCGT en turbojets

De opwaartse regelcapaciteit van mFRR wordt voornamelijk geleverd door eenheden die geen deel uitmaken van de 'merit order' (OCGT en TJ). Het is technisch mogelijk voor dit type productie-eenheid om ook FCR en aFRR te leveren, vooral wanneer er behoefte is aan reserves om zeer korte tijdsperiodes te dekken.

Biomassa en warmtekrachtkoppeling

Op basis van de onderliggende processen zijn biomassa- en WKK-centrales technisch in staat om alle soorten reserves te leveren. Hoewel een WKK-eenheid al aFRR levert vandaag, vereist de exploitatie van deze flexibiliteit door deze eenheden meestal extra investeringen. Gezien hun werkingsuren zijn deze eenheden echter bijzonder geschikt voor de levering van neerwaartse reserves. In de huidige context leidt de levering van opwaartse flexibiliteit daarentegen tot een daling van de opbrengsten (ten gevolge van het bestaande subsidiemechanisme).

Pompcentrales

Aangezien alleen de turbines van deze centrales flexibel zijn, kunnen deze dan ook maar een paar uur per dag bijdragen aan de aFRR-behoefte (d.i. tijdens de verbruikspieken). De levering van opwaartse mFRR daarentegen vereist een grote hoeveelheid energie, wat zou betekenen dat een groot deel van het bassin vrijwel uitsluitend gebruikt zou worden voor het leveren van opwaartse mFRR.

Zonne- en windenergie

Als gevolg van de lage productiekosten zijn zonne- en windenergie vooral interessant voor de levering van neerwaartse flexibiliteit (aFRR en mFRR). Momenteel profiteert het merendeel van de productie uit hernieuwbare energiebronnen (wind, zon, biomassa, ...) van een steunmechanisme, op basis van de geproduceerde energie. De levering van opwaartse flexibiliteit gaat daarom gepaard met hoge opportuniteitskosten. Het zou dan ook wenselijk zijn om de steunmechanismen in de toekomst te herzien.

We willen er ook op wijzen dat eind 2015 een proefproject werd afgerond (in samenwerking met WindVision, Enercon, Eneco en Elia) voor de levering van aFRR met behulp van windenergie.

Vraagbeheer

Een flexibel verbruik heeft specifieke kenmerken die afhankelijk zijn van het onderliggende proces (maximaal aantal activeringen, maximale activeringsduur, voorbereidingstijd, ...). In de meeste gevallen biedt de vraag een opwaartse flexibiliteit, via een tijdelijke vermindering van het verbruik (opwaartse mFRR). De levering van FCR-reserves is momenteel beperkt tot lage frequenties, maar voor de toekomst kan dit eventueel worden uitgebreid naar andere frequentiegebieden. Het kan ook nuttig zijn om na te gaan in welke mate neerwaartse reserves (belastingstoename) mogelijk zijn. De toekomstige uitrol van slimme meters zal bovendien de participatie van vraagbeheer faciliteren, en zo kunnen bijdragen tot de flexibiliteitsbehoefte van het systeem, en vooral van de markt.

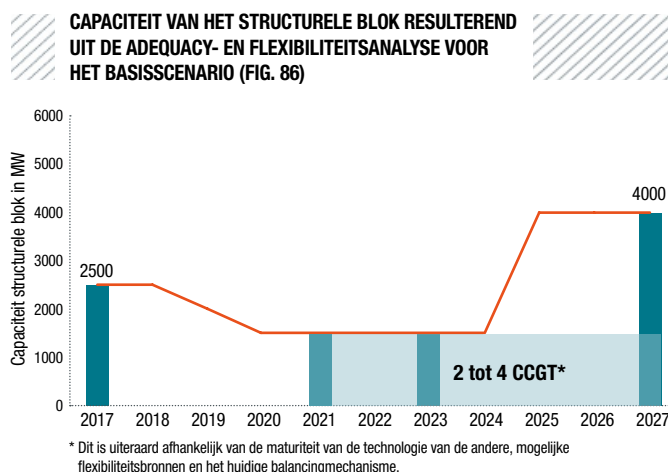
Opslag (andere dan pompcentrales)

De levering van FCR vereist een beperkte energie-capaciteitsverhouding, die hoger ligt voor de levering van aFRR en mFRR. Batterijen en vliegwielen kunnen dan ook overwogen worden voor de levering van FCR. De vergoeding voor de levering van FCR en aFRR ligt ook hoger (in vergelijking met de levering van mFRR) wat dit type van reserve interessant maakt om investeringen in dergelijke flexibiliteitsmiddelen te verantwoorden.

6.4 RESULTATENBUNDELING

De conclusies van de 'adequacy'-beoordeling tonen aan dat het structurele blok niet noodzakelijk is tussen het jaar 2021 en het jaar waarin de eerste kernreactoren van het productiepark buiten werking zullen worden gesteld (2023).

Anderzijds blijkt uit de flexibiliteitsanalyse dat er in 2021 en 2023 mogelijk verschillende CCGT-eenheden nodig zullen zijn om de secundaire regelbehoefte (aFRR) te dekken. Als het huidige mechanisme voor reservecapaciteit (d.i. regelmatige veilingen op korte termijn) niet in staat is dit te garanderen, moet worden gezocht naar een of meer specifieke oplossingen. Alleen zo is de TNB in staat om zijn opdracht te vervullen, namelijk het garanderen van het evenwicht in de Belgische regelzone voor de hierboven genoemde tijdshorizonten.



MOGELIJKE MAAT- REGELEN ALS ANTWOORD OP DE ADEQUACY- PROBLEMATIEK

7.1 – ‘Energy-only’ Market / Capacity Remuneration Mechanisms	87
7.2 – Capacity Remuneration Mechanisms	88
7.3 – ‘Energy-only’ Market met strategische reserve	90
7.4 – Mogelijke evoluties van de strategische reserve	91
7.5 – Verdere evolutie van de EoM	92
7.6 – Conclusies	93

Dit deel bespreekt een aantal opties voor het behoud van de bevoorradingszekerheid in de Belgische elektriciteitsmarkt, rekening houdend met de resultaten van de behoefteanalyse.

De Belgische problematiek van bevoorradingszekerheid wordt gekenmerkt door twee grote fases.

1. In het referentiescenario is er een eerste fase tussen 2017 en 2021, waarbij de vereiste capaciteit in het structurele blok geleidelijk daalt van 2500 MW tot 0 MW.

Wat deze eerste fase betreft, menen wij dat, gelet op de huidige structuur van het productiepark, de mechanismen die momenteel voorhanden zijn ('*Energy-only*' Market gecombineerd met het mechanisme van de strategische reserve) zouden moeten volstaan om aan de behoeften te voldoen zonder dat er een specifiek aanvullend mechanisme moet worden ontwikkeld.

2. In een tweede fase, tussen 2023 en 2025, stijgt deze capaciteit opnieuw naar 4000 MW. Er wordt in dit structurele blok geen onderscheid gemaakt tussen de capaciteit die geleverd zal worden door de markt en de capaciteit die door een mechanisme ondersteund moet worden. De behoefteanalyse toont verder aan dat een groot deel van de capaciteit van het zogenaamde 'structurele blok' maar gedurende een heel beperkt aantal uren per jaar ingezet moet worden om de bevoorradingszekerheid te waarborgen.

De vraag stelt zich dus of de nodige investeringen in capaciteit om de bevoorradingszekerheid te waarborgen, met een dergelijke lage verwachting aan draaiuren en met een grote onzekerheid over de hoogte van de elektriciteitsprijzen gedurende die piekuren, door de markt geleverd zullen worden.

Wat deze tweede fase betreft, moeten we ons dus afvragen of de huidige mechanismen altijd volledig toereikend zullen zijn om te garanderen dat de marktactoren de nodige investeringen zullen doen om het geheel van de verwachte behoeften te dekken.

Hierna worden verschillende denkplaatjes voor deze tweede fase uiteengezet. Zij bouwen voort op de denkplaatjes waarover Elia in het verleden al heeft gepubliceerd/gecommuniceerd en kunnen dan ook als complementair worden beschouwd, aangezien ze tevens gebaseerd zijn op/geïnspireerd zijn door de resultaten van de behoefteanalyse.



7.1 'ENERGY-ONLY' MARKET / CAPACITY REMUNERATION MECHANISMS

De Europese elektriciteitsmarkt is in principe gebaseerd op een *'Energy-only' Market*, hierna EoM genoemd, waarbij men rekent op de gegenereerde inkomsten in de energiemarkt²¹ om alle capaciteit die bijdraagt tot de bevoorradingszekerheid te vergoeden. De EoM kan de bevoorradingszekerheid enkel waarborgen wanneer er aan de voorwaarden voldaan is van een prijselastische vraag en vrije prijsvorming. Zelfs indien de EoM een gewenst niveau van bevoorradingszekerheid zou bereiken, zou dit omwille van de lange investeringscyclus (dit wil zeggen, een lange duurtijd tussen hoge prijzen en gerealiseerde investeringen) gekenmerkt kunnen worden door periodes met hoge prijzen gevolgd door periodes met lage prijzen. Hoewel deze prijscycli noodzakelijk zijn als investeringssignaal, kunnen te lange periodes met schaarsteprijzen leiden tot marktinstabiliteit, wat nadelig kan zijn voor de algemene economie.

Momenteel observeren we in Europa, bovenop de EoM, een ontwikkeling van nationale mechanismen die als doel hebben de bevoorradingszekerheid te waarborgen. Dit gebeurt door productiecapaciteit en vraagsturing een vergoeding te geven in aanvulling op de inkomsten uit de energiemarkt, in ruil voor een zekere beschikbaarheid.

Er zijn twee grote tendensen in deze mechanismen. Enerzijds zijn er de landen die opteren om de EoM aan te vullen met een mechanisme van strategische reserve, anderzijds zijn er landen die, naast de energiemarkt, een capaciteitsmarkt hebben ingevoerd of de ontwikkeling hiervan plannen. Dergelijke capaciteitsmarkten worden doorgaans *'Capacity Remuneration Mechanisms'*, CRMs genoemd.

In het volgende deel worden kort de marktwerking van een exclusieve energiemarkt aangevuld met een strategische reserve, en van een capaciteitsmechanisme, alsook de verschillen tussen deze marktmechanismen en hun implicaties naar economische efficiëntie.

“ Momenteel observeren we in Europa, bovenop de EoM, een ontwikkeling van nationale mechanismen die als doel hebben de bevoorradingszekerheid te waarborgen. ”

21. De energiemarkt dient hier ruim geïnterpreteerd te worden als het geheel van de 'commodity' markt, de markten voor ondersteunende diensten en de balancing markt.

7.2 CAPACITY REMUNERATION MECHANISMS

Een capaciteitsvergoedingsmechanisme (CRM) kent een zekere waarde toe aan capaciteit die bijdraagt tot de bevoorradingszekerheid. Dit mechanisme geeft bijgevolg een additionele prikkel aan marktspelers om capaciteit in de markt te houden of te brengen, waarbij een additionele inkomstenstroom gecreëerd wordt voor deze capaciteit. De energiemarkt blijft cruciaal voor een efficiënte uitbating van de capaciteit en haar vergoeding. Het welslagen van een CRM is onderworpen aan twee belangrijke condities.

- Ten eerste moet er, in principe, een inschatting gemaakt kunnen worden van de vereiste capaciteit op langere termijn. De accuraatheid van deze inschatting is fundamenteel voor de bevoorradingszekerheid of economische efficiëntie, aangezien het omwille van de inherente onzekerheid in de sector onvermijdelijk leidt tot over- of ondercapaciteit.
- Ten tweede moet er een keuze gemaakt worden tussen de verschillende capaciteitsmechanismen en hun specifieke karakteristieken.

Er zijn drie grote categorieën van capaciteitsmechanismen (Figuur 87).

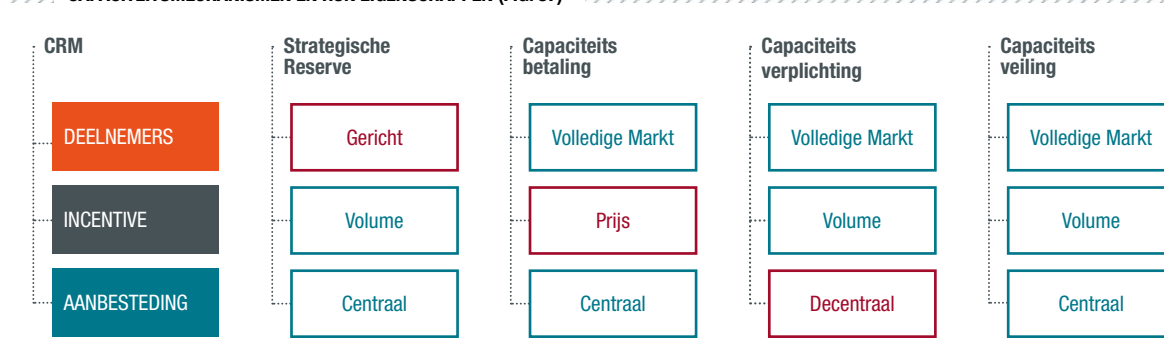
1. Capaciteitsbetalingen werken met een vaste vergoeding voor capaciteit, bepaald door een centrale autoriteit, en zijn dus relatief eenvoudig te implementeren. Echter, doordat zij een prijs vastleggen, is dit niet meer het resultaat van een competitief proces.

- 2.** In een **capaciteitsverplichting** wordt het volume ex ante of ex post opgelegd aan de marktpartijen (leveranciers), die hieraan kunnen voldoen aan de hand van bilaterale contracten, of via markten waar deze verplichtingen onder de vorm van certificaten verhandeld worden. Dit mechanisme leidt echter een grotere complexiteit, met nieuwe rollen en verantwoordelijkheden, terwijl de decentrale eigenschap een zeker risico inhoudt naar de uiteindelijke bevoorradingszekerheid.
- 3.** In een **capaciteitsveiling** bepaalt een centrale autoriteit een volume, dat daarop centraal verworven wordt aan de hand van een veiling, aanbesteding of een ander marktproces.

Vooraleerst dient het geselecteerde mechanisme in een competitief kader een vergoeding te geven voor alle capaciteit (volledige markt) die bijdraagt tot de bevoorradingszekerheid, ongeacht de technologie. Dit betekent dat zowel productie-eenheden, alsook opslagcapaciteit en vraagsturing moeten kunnen deelnemen, ongeacht of deze zich op transmissie- en distributieniveau bevinden.

Een CRM dient bij voorkeur te vertrekken vanuit een volumebepaling door een centrale entiteit, waarna een marktmechanisme gebruikt wordt om de prijs te bepalen aan de hand van vraag en aanbod. Het probleem van bevoorradingszekerheid is in de eerste plaats immers een volumeprobleem.

DE STRATEGISCHE RESERVE EN BESCHIKBARE CAPACITEITSMECHANISMEN EN HUN EIGENSCHAPPEN (FIG. 87)



7.2.1 Design opties en haalbaarheid van een Belgische CRM

Een goed design vertrekt vanuit concreet geformuleerde doelstellingen, gebaseerd op de behoeften in België. Deze behoeften kunnen verschillend zijn van de problematiek in andere landen waar een CRM al aanwezig of in ontwikkeling is. Het louter kopiëren van een bestaand design zal niet noodzakelijk een goede oplossing opleveren.

Een CRM opgebouwd rond centraal georganiseerde veilingen met een centrale entiteit als 'single buyer' zou in een Belgische context een aantal voordelen kunnen hebben ten opzichte van een gedecentraliseerd model. Ten eerste is een dergelijk model eenvoudiger en sneller te organiseren omdat het minder rollen en verantwoordelijkheden vereist.

Ten tweede laat een design met centrale veilingen toe om in de primaire markt contracten van verschillende duur af te sluiten. Terwijl voor de bestaande capaciteit contracten van één jaar zouden kunnen volstaan, is het twijfelachtig of op basis hiervan nieuwe investeringen zullen gerealiseerd worden. In een systeem met een decentrale marktorganisatie zijn contracten van meerdere jaren niet mogelijk en wordt verondersteld dat marktpelers onderling dergelijke lange termijngaranties afspreken.

In Europa zijn CRMs ontstaan vanuit een nationaal oogpunt, waarbij het Europese en grensoverschrijdende aspect vaak op een vereenvoudigde wijze is behandeld. Het is echter duidelijk dat de verscheidenheid aan verschillende CRM designs in de ons omliggende landen vragen oproept met betrekking tot compatibiliteit en marktintegratie. Op Europees niveau krijgt dit onderwerp meer en meer aandacht en worden initiatieven genomen om marktintegratie en een 'level playing field' te vrijwaren. Dit betekent dat van bij de start voldoende rekening gehouden moet worden met het opkomende Europese beleid en richtlijnen aangaande staatsteun²².

Volgende principes zijn hierbij cruciaal:

1. participatie van bestaande en nieuwe productiecapaciteit, alsook de participatie van substituten zoals vraagsturing en energieopslag en buitenlandse capaciteit;
2. producten dienen gebaseerd te zijn op beschikbaarheid;
3. in lijn liggen met de ontwikkeling van de Europese energiemarkt.

Gezien de heersende onzekerheid betreffende de goedkeuring, of eventuele aanpassingen aan de capaciteitsmechanismen in Frankrijk, Groot-Brittannië en Italië, is het momenteel onduidelijk hoe dergelijke capaciteitsmechanismen precies kunnen ingevuld worden. Het Europees uitgangspunt van directe participatie van buitenlandse capaciteit in nationale mechanismen vereist vooreerst een harmonisatie van de bestaande mechanismen in de verschillende landen aangevuld met een Europees kader dat bepaalt hoe buitenlandse capaciteit kan deelnemen en met zekerheid bijdragen tot de bevoorradingszekerheid van elk deelnemend land. Voor een klein, maar sterk geïnterconnecteerd land als België is een dergelijke grensoverschrijdende aanpak des te belangrijker.

Marktgebaseerde capaciteitsmechanismen, die aan de bovenvermelde voorwaarden moeten kunnen voldoen, zijn zeer complex en op die manier onderhevig aan imperfecties. Daarnaast leiden zij tot een bijkomende kost voor de consument vermits de volledige capaciteit dient vergoed te worden.

Rekening houdend met de evolutie van de behoefte aan additionele capaciteit, die zich vooral manifesteert vanaf 2023, is een afwachtende houding op korte termijn te verantwoorden. Het mogelijk ontwikkelen van een CRM in België vereist, omwille van de complexiteit en interferentie met de energiemarkt in de buurlanden, dan ook een grensoverschrijdende aanpak.

22. European Commission, Guidelines on State aid for environmental protection and energy 2014-2020 (COMM 2014/C 200/01).

7.3 'ENERGY-ONLY' MARKET MET STRATEGISCHE RESERVE

Ook in België is er sinds 2014 een mechanisme operationeel als aanvulling op de energiemarkt om de bevoorradingszekerheid te waarborgen. Het mechanisme van de strategische reserve is gebaseerd op het contracteren door de netbeheerder van productie-eenheden die een sluiting hebben aangekondigd. De eenheden in de strategische reserve kunnen niet meer participeren in de energiemarkt, en kunnen hieruit dus geen enkel inkomen realiseren, maar dienen zich tijdens de wintermaanden ter beschikking te houden van de netbeheerder ter activatie gedurende periodes van schaarste²³.

Dit mechanisme laat toe om op korte termijn de bevoorradingszekerheid te waarborgen, door de productiecapaciteit die uit de markt treedt te hergebruiken voor de Belgische bevoorradingszekerheid. Het mechanisme heeft een minimale interferentie met de energiemarkt, zowel op de korte als op de lange termijn. Er is immers geen verstoring van de 'merit order' aangezien de capaciteit enkel geactiveerd wordt gedurende periodes van schaarste, en dan aan de maximale marktprijs afgerekend wordt.

Een voordeel van de strategische reserve is haar eenvoud, zeker in vergelijking met CRMs. Ten tweede heeft een strategische reserve geen negatief effect op de verdere ontwikkeling van de Europese EoM; door de minimale interactie met de energiemarkt blijven de prijssignalen intact. Ten derde is dit mechanisme flexibel, aangezien het gecontracteerde volume periodiek kan aangepast worden in functie van de noden en marktontwikkelingen.

De strategische reserve dient als een soort 'verzekering' te worden beschouwd om de bevoorradingszekerheid te garanderen voor die momenten dat de markt hierin faalt. Alle inkomsten uit het inzetten van de strategische reserve worden in mindering gebracht van de kost voor de consumenten.

De huidige strategische reserve heeft ook een aantal beperkingen.

- **Ten eerste** is er het kortetermijnkarakter van de strategische reserve. De strategische reserve, die buiten de markt opereert, houdt de energieprijzen in de markt intact en dus ook de investeringssignalen. Het mechanisme van strategische reserve is dus neutraal ten opzichte van investeringen in nieuwe capaciteit door de markt. De strategische reserve kan echter niet rechtstreeks investeringen in nieuwe capaciteit faciliteren, indien dit nodig zou zijn.
- **Ten tweede** wordt een deel van de strategische reserve vandaag samengesteld uit verouderde centrales, waardoor men zich kan afvragen of men op lange termijn op een betrouwbare manier op deze centrales kan blijven rekenen. De kans bestaat dat een deel van deze eenheden op termijn niet meer zal kunnen bijdragen aan de strategische reserve.
- **Ten derde** kan de strategische reserve een 'slippery slope' effect creëren. Dit effect houdt in dat een overcapaciteit of niet-rendabele capaciteit in de strategische reserve zou opgenomen worden, omdat operatoren dit mechanisme gebruiken als tijdelijke inkomensverzekering om economisch moeilijke perioden door te komen. De centrales waarvan de vaste kosten niet met zekerheid zullen gedekt worden door de variabele opbrengsten in de energiemarkt, kunnen er voor kiezen een tijdelijke sluiting aan te kondigen. De onzekerheid die door dit 'slippery slope' effect ontstaat over de toekomstige beschikbare capaciteit voor de markt is tevens een nadeel in het aantrekken van nieuwe investeringen in de markt.

“De strategische reserve dient als een soort 'verzekering' te worden beschouwd om de bevoorradingszekerheid te garanderen voor die momenten dat de markt hierin faalt.”

23. Vraagsturing participeert in de strategische reserve, en kan in concurrentie de totale gecontracteerde productiecapaciteit verminderen.

7.4 MOGELIJKE EVOLUTIES VAN DE STRATEGISCHE RESERVE

Aan het huidige mechanisme van de strategische reserve kunnen een aantal verbeteringen worden aangebracht, die de voordelen van het huidige mechanisme behouden en de beperkingen aanpakken.

7.4.1 Investerings in nieuwe capaciteit

De Belgische problematiek van bevoorradingszekerheid wordt gekenmerkt door twee grote fases. In het referentiescenario observeert men een eerste fase tussen 2017 en 2021, waarbij de benodigde capaciteit in het structurele blok geleidelijk daalt van 2500 MW tot 0 MW. In een tweede fase, tussen 2023 en 2025, stijgt deze capaciteit opnieuw naar 4000 MW.

Er wordt in deze structurele blok geen onderscheid gemaakt tussen de capaciteit die geleverd zal worden door de markt en de capaciteit die door een mechanisme ondersteund moet worden. Het valt echter niet uit te sluiten dat een deel van de nodige capaciteit in het structurele blok niet winstgevend zal zijn, en bijgevolg is het onzeker of de markt deze capaciteit zal opleveren.

Een belangrijke conclusie uit de behoefteanalyse is de vaststelling dat een groot deel van de capaciteit van het zogenaamde structurele blok slechts gedurende een zeer beperkt aantal uren per jaar ingezet moet worden voor de bevoorradingszekerheid te waarborgen. Zo zien we in het referentiescenario voor 2027 dat de laatste 2000 MW uit het structurele blok gemiddeld 200 uren per jaar zullen ingezet worden. De laatste 1500 MW en 1000 MW zullen gemiddeld respectievelijk slechts 65 en 15 uren per jaar ingezet worden. Door de verdere ontwikkeling van hernieuwbare energiebronnen zal dit effect na 2027 nog verder versterkt worden. Een groot deel van de productiecapaciteit zal gedurende een steeds kleiner aantal uren nodig zijn voor de bevoorradingszekerheid. De vraag stelt zich of de nodige investeringen in capaciteit om de bevoorradingszekerheid te waarborgen, met dergelijke lage verwachting aan draaiuren en met een grote onzekerheid over de hoogte van de elektriciteitsprijzen gedurende die piekuren, door de markt geleverd zullen worden. Het is onmogelijk om vandaag deze vraag met uitsluitel te beantwoorden. Een optie zou er wel in kunnen bestaan om ervoor te zorgen dat er een mechanisme voorhanden is dat in staat is te investeren in de voor de bevoorradingszekerheid noodzakelijk capaciteit, indien zou blijken dat de markt dit niet tijdig doet. Hierbij wordt een 'pool' van strategische reserve aangelegd, waarbij bestaande eenheden voor productie en vraagsturing, indien nodig, aangevuld kunnen worden met nieuwe productie-eenheden.

7.4.2 De keuze van bestaande eenheden voor de strategische reserve

Hierboven werd uiteengezet dat de mogelijkheid om eenheden tijdelijk onder te kunnen brengen in de strategische reserve een 'slippery slope' effect creëert. Om dit effect te voorkomen, zou het mechanisme kunnen evolueren naar een definitieve keuze voor de bestaande productie-eenheden.

Indien producenten kiezen voor de strategische reserve zouden ze daarna niet meer kunnen terugkeren naar de markt. Dit verhindert de tijdelijke overbrugging van de bestaande eenheden in de strategische reserve die binnen de markt een potentiële bijdrage kunnen leveren aan de bevoorradingszekerheid. Producenten zouden vrijwillig kunnen bepalen of ze hun centrale definitief sluiten en aanbieden in de strategische reserve, wat het tijdelijk onderbrengen van capaciteit in de strategische reserve vermijdt, en hiermee ook het 'slippery slope' effect kan voorkomen.

7.4.3 De strategische reserve als marktstabilisator

De strategische reserve dient steeds een minimale verstoring van de energiemarkt na te streven. De uitbating buiten de energiemarkt van de strategische reserve bewaakt een minimale impact op de prijszetting, om zowel op korte (uitbating) als lange termijn (investeringen) de signalen naar de marktspelers niet te verstoren. Integendeel, bij een structureel tekort aan capaciteit zal men een prijsstijging in de energiemarkt verwachten, wat investeringen in capaciteit op lange termijn zou moeten aanmoedigen.

Wanneer men echter observeert dat de marktspelers, zelfs met de verwachting van stijgende prijzen, er niet in slagen om de vooropgestelde capaciteit voor bevoorradingszekerheid te voorzien, kan men beslissen om onder welbepaalde voorwaarden, een gedeelte van de strategische reserve tijdelijk binnen de markt te brengen. Veelvuldige pieken in de prijs kunnen tot onaanvaardbare risico's leiden voor zowel leveranciers als consumenten. Het tijdelijk beschikbaar stellen van de strategische reserve voor de markt, leidt dan tot een directe prijsstabilisatie.

Het inbrengen van de strategische reserve leidt wel tot een zekere vorm van marktverstoring doordat men deze capaciteit in competitie zet met capaciteit in de markt. Men kan anderzijds argumenteren dat een te groot aantal uren met schaarsteprijzen ook destructief kan

zijn voor de markt en dat het bijgevolg als wenselijk zou kunnen worden beschouwd om beschikbare capaciteit uit de strategische reserve in te zetten, om mogelijke negatieve invloeden op de Belgische economie te vermijden.

Er bestaan verschillende mogelijkheden om de marktverstoring die gepaard kan gaan met deze optie te controleren. Zo zou men de eenheden als een virtuele elektriciteitscentrale (VPP) voor bevoorradingszekerheid kunnen uitbaten. Hierbij wordt capaciteit aan een (hoge) reservatieprijs verkocht aan de marktspelers in geval zij schaarste verwachten. Deze capaciteit zal dan door de marktspelers aangeboden worden in de energiemarkten, waarmee zij hun positie in de energiemarkten kunnen optimaliseren. De niet verkochte capaciteit blijft ter beschikking van de strategische reserve.

Een mogelijke optie is het **gebruik van een schaarste-indicator**. Dit betekent dat men ex ante het maximaal aantal uren per jaar bepaalt waarop de strategische reserve wordt ingezet aan hoge prijzen buiten de markt. Indien dit aantal uren bereikt is, zal men een deel van de capaciteit van de strategische reserve beschikbaar stellen aan de marktpartijen, om de schaarste-indicator terug te brengen naar het gewenste niveau. Op deze wijze kunnen beleidsmakers bepalen wat de geschikte afweging is tussen (1) het toelaten van prijspieken om de rentabiliteit van bestaande eenheden te vrijwaren, nieuwe investeringen aan te trekken en verdere ontwikkelingen op vlak van vraagsturing en opslag te bevorderen; en (2) het vermijden van negatieve gevolgen van een veelvuldig voorkomen van extreem hoge prijzen op de energie markt, zoals het falen van verschillende marktspelers, een onredelijke welvaartsverschuiving van consumenten naar producenten, en een concurrentienadeel voor de Belgische industrie.

7.5 VERDERE EVOLUTIE VAN DE EOM

De EoM laat korte- en langetermijn beslissingen volledig over aan de marktspelers, die de beste partij zijn om de risico's te beheren waarmee zij geconfronteerd worden. Ongeacht de ontwikkeling van complementaire mechanismen om de bevoorradingszekerheid te waarborgen, is de verdere ontwikkeling van de Europese energiemarkt nog steeds aangewezen om efficiëntie in de elektriciteitsmarkt te bereiken. Deze zorgt immers voor een efficiënte allocatie van productiemiddelen op korte termijn, zodat de gevraagde elektriciteit steeds door de goedkoopste eenheden geproduceerd zullen worden.

Het verder ontwikkelen van liquide regionale markten is essentieel voor marktpartijen om de risico's inherent aan de energiemarkt te helpen beheren. Zo is de bevordering van de liquiditeit van de intraday en realtime markt een essentieel element om beter om te gaan met de variabiliteit van hernieuwbare energie. Door het ontwikkelen van producten met een kortere resolutie, i.e. 15 minuten, het faciliteren van een actieve participatie in de kortetermijnmarkten van hernieuwbare energie, vraagsturing en opslag van energie, het openen van de balanceringsmarkt voor nieuwe marktpartijen, het verder integreren van de markten op regionaal en Europees niveau, kan de werking van de kortetermijn energiemarkten verder verbeterd worden. Deze ontwikkelingen worden ten volle door Elia ondersteund en verder geïmplementeerd.

Verder laat de EoM in theorie de consumenten de vrijheid om te bepalen voor welk niveau van bevoorradingszekerheid zij wensen te betalen, en aan de hand van vraagsturing deel te nemen in de markt. Deze eigenschap zou onder andere gefaciliteerd kunnen worden door de uitrol van de slimme meter.

“Ongeacht de ontwikkeling van complementaire mechanismen om de bevoorradingszekerheid te waarborgen, is de verdere ontwikkeling van de Europese energiemarkt nog steeds aangewezen om efficiëntie in de elektriciteitsmarkt te bereiken.”

7.6 CONCLUSIES

De Belgische problematiek van bevoorradingszekerheid wordt gekenmerkt door twee grote fases.

- In het referentiescenario observeert men een eerste fase tussen 2017 en 2021 waarbij de benodigde capaciteit in het structurele blok geleidelijk daalt van 2500 MW tot 0 MW. Wat deze eerste fase betreft, menen wij dat, gelet op de huidige structuur van het productiepark, de huidige mechanismen ('EoM', aangevuld met het mechanisme van de strategische reserve) volstaan om de behoeften te dekken, en er geen aanvullend of alternatief mechanisme moet worden ontwikkeld.
- In een tweede fase, tussen 2023 en 2025, stijgt deze capaciteit opnieuw naar 4000 MW. Er wordt in dit structurele blok geen onderscheid gemaakt tussen de capaciteit die geleverd zal worden door de markt en de capaciteit die door een mechanisme ondersteund moet worden.

De behoefteanalyse toont verder aan dat een groot deel van de capaciteit van het zogenaamde structurele blok slechts gedurende een heel beperkt aantal uren per jaar ingezet moet worden om de bevoorradingszekerheid te waarborgen. De vraag stelt zich dus of de nodige investeringen in capaciteit om de bevoorradingszekerheid te waarborgen, met dergelijke lage verwachting aan draaiuren en met een grote onzekerheid over de hoogte van de elektriciteitsprijzen gedurende die piekuren, door de markt geleverd zullen worden.

Het is aldus aangewezen om vanaf nu adequate mechanismen in overweging te nemen om de beschikbaarheid van de productiemiddelen tegen 2025 te verzekeren. Het is onzeker dat de huidige mechanismen ('EoM', aangevuld met het mechanisme van de strategische reserve) kunnen garanderen dat de marktactoren de nodige investeringen zullen realiseren om het geheel van de verwachte behoeften te dekken.

Mogelijke oplossingen moeten worden bestudeerd met kennis van de elementen die de 'adequacy'-problematiek in 2025 beïnvloeden, en in overleg met de stakeholders (marktactoren, overheid en regulatoren). In het bijzonder dient de situatie van België in een Europese markt in aanmerking te worden genomen.

Wij hebben in dit kader, op non-exhaustieve wijze, twee denkpistes voorgesteld:

1. De eerste piste stelt voor dat elke denkoefening over de opportuniteit van een toekomstige invoering van een capaciteitsmechanisme niet geïsoleerd maar gecoördineerd en geharmoniseerd met de buurlanden moet worden bestudeerd (en eventueel geïmplementeerd), gelet op de hoge graad van interconnectie van België met zijn buurlanden en zijn centrale ligging in Europa.
2. De tweede betreft gerichte verbeteringen van het mechanisme van de strategische reserve.

De denkoefeningen die tot beslissingen over deze keuzes moeten leiden, moeten zonder overhaasting maar toch zo snel mogelijk worden gestart. Men mag immers geen tijd verliezen om de marktactoren een duidelijk en stabiel kader te bieden, zodat zij met kennis van zake de juiste beslissingen kunnen nemen en kunnen anticiperen op de geplande evoluties van de Belgische energiemix. Elia houdt zich ter beschikking van de overheid om deel te nemen aan deze denkoefeningen en haar bijdrage te leveren.

“ Mogelijke oplossingen moeten worden bestudeerd in overleg met de stakeholders (marktactoren, overheid en regulatoren). ”

VERKLARENDE WOORDENLIJST



ACER Agency for the Cooperation of Energy Regulators	ENS Energy Not Served (niet-geleverde energie)	LOLE95 LOLE voor een statistisch uitzonderlijk jaar (percentiel 95)
FANC Federaal Agentschap voor Nucleaire Controle	ENS95 ENS (niet-geleverde energie) voor een statistisch uitzonderlijk jaar (percentiel 95)	LOLP Loss Of Load Probability
aFRR automatic Frequency Restoration Reserves (secundaire reserves)	ENTSO-E European Network of Transmission System Operators for Electricity	mFRR manual Frequency Restoration Reserves (tertiaire reserves) MW MegaWatt
ANTARES A New Tool for Adequacy Reporting of Electric Systems	EPR European Pressurized Water Reactor	NCDC National Climatic Data Center
ARP Access Responsible Party	FB Flow-Based	NTC Net Transfer Capacity
BRP Balancing Responsible Parties	FCR Frequency Containment Reserves (primaire reserves)	OCGT Open Cycle Gas Turbine
CASC Capacity Allocating Service Company	FOD Federale Overheidsdienst	PLEF Penta-Lateral Energy Forum
CCGT Combined Cycle Gas Turbines	FRR Frequency Restoration Reserves (secundaire en tertiaire reserves)	PST Phase Shifting Transformer
CEER Council of European Energy Regulators	FRR- Neerwaartse Frequency Restoration Reserves (secundaire en tertiaire reserves)	PV Zonneproductie
CHP/WKK Combined Heat and Power / warmtekrachtkoppeling	FRR+ Opwaartse Frequency Restoration Reserves (secundaire en tertiaire reserves)	SR Strategische reserve
CIPU Contract for the Injection of Production Units	GCT Gate Closure Time	RT Real-Time
Cogen WKK, warmtekrachtkoppeling	DNB Distributienetbeheerder	RTE Réseau de Transport d'Electricité (Franse transmissienetbeheerder)
CORES0 Coordination of Electricity System Operators	TNB Transmissienetbeheerder	SDR Strategic Demand Reserve
CREG Commissie voor de Regulering van het gas en de elektriciteit	ID Intraday	RES Renewable Energy Source
CWE Regio Centraal-West-Europa	IHS CERA Information Handling Services Cambridge Energy Research Associates	SGR Strategic Generation Reserve
DA Day-ahead	LOLE Loss Of Load Expectation	SO&AF Scenario Outlook and Adequacy Forecast
DSM Demand Side Management		ADE Algemene Directie Energie van de FOD Economie
		TJ Turbojet
		TYNDP Ten Year Network Development Plan

BRONNEN



- [1] http://www.elia.be/~media/files/Elia/Products-and-services/151202_ELIA_adequacy-report-FR.pdf
- [2] http://www.ejustice.just.fgov.be/cgi_loi/change_lg.pl?language=fr&la=F&cn=2014032607&table_name=loi
- [3] <https://www.entsoe.eu/publications/system-development-reports/adequacy-forecasts/Pages/default.aspx>
- [4] http://economie.fgov.be/nl/binaries/NREAP-BE-v25-NL_tcm325-112992.pdf
- [5] http://www.ejustice.just.fgov.be/cgi_loi/loi_a.pl?language=fr&caller=list&cn=2003013138&la=f&fromtab=loi&sql=dt='loi'&tri=dd+as+rank&rech=1&numero=1
- [6] http://www.elia.be/~media/files/Elia/users-group/Taskforce%20Strat%20Reserve/20150902_Task-Force-n1_slides-ELIA.pdf
- [7] <https://transparency.entsoe.eu/>
- [8] <http://www.worldenergyoutlook.org/>
- [9] https://setis.ec.europa.eu/system/files/ETRI_2014.pdf
- [10] <http://www.elia.be/>
- [11] http://www.ejustice.just.fgov.be/cgi_loi/loi_a.pl?language=nl&caller=list&cn=2002121942&la=n&fromtab=wet&sql=dt='koninklijk%20besluit'&tri=dd+as+rank&rech=1&numero=1
- [12] <https://www.entsoe.eu/major-projects/network-code-development/load-frequency-control-reserves/>
- [13] <https://www.entsoe.eu/major-projects/network-code-development/electricity-balancing/Pages/default.aspx>
- [14] http://www.elia.be/~media/files/Elia/Grid-data/grid-development/Plan-de-Developpement-federal-du-reseau-de-transport_2015-2025.pdf