Commissie voor de Regulering van de Elektriciteit en het Gas
Nijverheidsstraat 26-38
1040 Brussel
Tel.: 02/289.76.11
Fax: 02/289.76.09

COMMISSIE VOOR DE REGULERING
VAN DE ELEKTRICITEIT EN HET GAS

STUDIE

(F)150910-CDC-1454

over

"de strategische reserve en de marktwerking tijdens de winterperiode 2014-2015"

uitgevoerd met toepassing van artikel 23, § 2, tweede lid, 2° en 19°, van de wet van 29 april 1999 betreffende de organisatie van de elektriciteitsmarkt.

10 september 2015

INHOUDSOPGAVE

EXECUTIVE SUMMARY 3

I. Inleiding en wettelijk kader 4

II. Winter 2014-2015 8

II.1 Voorafgaand aan winter 2014-2015 8

II.1.1 Chronologisch overzicht 8

II.1.2 Forward markt 9

II.2 Effectieve situatie winter 2014-2015 11

II.2.1 Context 11

II.2.2 Economische trigger 19

II.2.3 Technische trigger 20

II.2.4 Analyse van 1 december 2014 en 24 maart 2015 22

II.3 Gesimuleerde strenge omstandigheden winter 2014-2015 31

II.3.1 Simulatiemethode 31

II.3.2 Economische trigger 33

II.3.3 Technische trigger 34

III. Vooruitblik winter 2015-2016 35

III.1 Volumebepaling Strategische Reserve 35

III.1.1 Chronologisch overzicht 35

III.1.2 Analyse AD Energie 37

III.1.3 Herziening volume strategische reserve door Elia 38

III.2 Beschikbare capaciteit 42

III.2.1 Productiecapaciteit 42

III.2.2 Demand response 43

III.2.3 Invoercapaciteit 44

III.3 Forward markt 46

IV. Conclusies 48

EXECUTIVE SUMMARY

1. Tijdens de winter 2014-2015, die gemiddeld gezien normale temperaturen kende, evenwel zonder koudegolf, was zowel de markt in day ahead als in reële tijd nog minstens 1.000 MW verwijderd van een activatie van de strategische reserve. A fortiori was België zeer ver verwijderd van een afschakeling veroorzaakt door een probleem van bevoorradingszekerheid. Uit een analyse blijkt dat ook onder extreme omstandigheden er wellicht geen activatie van strategische reserve nodig geweest zou zijn.

2. Toch acht de CREG de aanleg van een strategische reserve op dit ogenblik een noodzakelijk aanvulling op de Energy Only Market om de bevoorradingszekerheid te garanderen bij een eventuele echte koudegolf. De CREG vindt evenwel de huidige volumebepaling van de strategische reserve onvoldoende betrouwbaar en transparant, met soms een moeilijk te verklaren resultaat. Het is voor de CREG onduidelijk hoe de aanpassingen van het benodigde volume aan strategische reserve kunnen worden verklaard voor enerzijds de winter 2014-2015 (plotse onbeschikbaarheid van Doel 3 en Tihange 2) en anderzijds voor de winter 2015-2016 (effect verlaging van de inschatting van de piekvraag en de importcapaciteit op de noodzaak aan strategische reserve).

3. De hoge prijzen op 24 maart 2014, ruim de hoogste van de voorbije winterperiode, maken duidelijk dat ook buiten de winterperiode relatieve schaarste op de markt kan ontstaan, niet door een koudegolf maar door een lagere beschikbaarheid van het productiepark en de interconnectiecapaciteit. Onderhoud van productie-eenheden en transmissielijnen worden immers zoveel mogelijk buiten de winterperiode gehouden waardoor de marges buiten de winterperiode verkleinen. Als gevolg van de lagere beschikbare capaciteit, kunnen de prijzen stijgen wat op hun beurt de economische waarde van productiecapaciteit en vraagbeheer verhoogt, wat dan weer een positief effect kan hebben op de bevoorradingszekerheid.

4. De geplande beschikbare productiecapaciteit voor de winter 2015-2016 is van dezelfde grootte-orde als de beschikbare productiecapaciteit van de vorige winter: ongeveer 11 GW. Ten opzichte van vorig jaar vergroot de grotere beschikbare capaciteit aan strategische reserve de bestendigheid van het systeem tegen ongeplande onbeschikbaarheden en een mogelijke koudegolf.

I. Inleiding en wettelijk kader

5. Omwille van een toenemend aantal aangekondigde tijdelijke (zogenaamd *mothballing*) of definitieve uitdienstnemingen, die het verwachte risico inzake bevoorradingszekerheid voor elektriciteit deden toenemen, werd begin 2014 beslist om een strategische reserve te creëren. Met de wet van 26 maart 2014 werd een aanpassing van de elektriciteitswet[1] goedgekeurd waarbij de strategische reserve werd ingevoerd. Deze wet trad in werking op datum van publicatie, zijnde 1 april 2014.

6. Deze strategische reserve is erop gericht om de eenheden die hun uitdienstneming aangekondigd hebben, tijdens de winterperiode toch beschikbaar te blijven houden en zodoende het risico voor de bevoorradingszekerheid te beperken. Bij de instelling van de strategische reserve werd ook gekozen om het vraagzijdebeheer (*demand side management*) te stimuleren door de strategische reserve ook open te stellen voor vraagreductie, wat in een gelijkaardig effect voor de bevoorradingszekerheid resulteert als het beschikbaar houden van productie-eenheden. De strategische reserve is een capaciteitsmechanisme waarbij capaciteit – aan vraag- of productiezijde - wordt vergoed, ook al wordt ze niet geactiveerd.

7. De impact van de strategische reserve op de marktwerking wordt geminimaliseerd door deze strategische reserve buiten de markt te gehouden en door ze enkel te activeren indien de markt de bevoorradingszekerheid niet kan garanderen.

8. De strategische reserve is bedoeld om beschikbaar te zijn in de winterperiode, welke wettelijk gedefinieerd is als de periode van 1 november tot 31 maart. Enkel tijdens deze periode is er immers een risico op een verhoogd elektriciteitsverbruik veroorzaakt door een koudegolf, en bijgevolg een verhoogd risico voor de bevoorradingszekerheid.

9. Een essentieel element in het kader van de strategische reserve is de bepaling van het vereiste niveau van bevoorradingszekerheid dat voor de maatschappij wenselijk wordt geacht. Artikel 7*bis* van de elektriciteitswet schrijft voor dat er geharmoniseerde Europese criteria gebruikt moeten worden om de nood aan de strategische reserve te bepalen. Indien deze ontbreken, dan gelden de criteria die van toepassing zijn in de Centraal-West-Europese elektriciteitsmarkt (CWE-regio). Indien deze ontbreken, gelden de volgende criteria: een *loss*

[1] Zie wet van 26 maart 2014 tot wijziging van de wet van 29 april 1999 betreffende de organisatie van de elektriciteitsmarkt, *B.S. 1 april 2014.* Deze wet wijzigt artikel 4bis van de elektriciteitswet en voegt er de artikelen 7*bis* tot 7*novies* in.

of load expectation (LoLE) van 3 uur in normale omstandigheden (P50) en van 20 uur in extreme omstandigheden die zich statistisch één keer om de twintig jaar voordoen (P95). *De facto* worden deze laatste criteria gebruikt.

10. Om tijdens de winterperiode over een strategische reserve te kunnen beschikken, dienen voorafgaand verschillende stappen te worden genomen: de vaststelling van het noodzakelijk volume aan strategische reserve, het definiëren van de procedure tot aanleg van strategische reserve en het vastleggen van de werkingsregels (regels van selectie, beschikbaarheid, activering, impact op onbalanstarief, penaliteiten,…), het organiseren van de offerteaanvraag, de evaluatie van de verkregen offertes, het contracteren van de strategische reserve, het bepalen van de financiering ervan en tenslotte het eventueel activeren van de strategische reserve tijdens de bedoelde winterperiode. De wet legt volgende kalender vast om te komen tot de strategische reserve voor een winter Y/Y+1:

- 31 juli, Y-1: uiterste datum voor aankondiging van tijdelijke of definitieve sluiting van een grote eenheid aangesloten op het transmissienet in het jaar Y[2];
- 15 oktober Y-1: deadline voor het ter beschikking stellen van alle nuttige informatie door de Algemene Directie Energie (hierna : “AD Energie”) aan de netbeheerder;
- 15 november Y-1: uiterste datum waarop Elia haar probabilistische analyse van het nodige volume aan strategische reserves naar het de AD Energie stuurt;
- 15 december Y-1: advies AD Energie aan de Minister van Energie aangaande de noodzakelijke volumes aan strategische reserves, desgevallend voor twee of drie opeenvolgende winterperiodes;
- binnen de maand na ontvangst van het advies van AD Energie (dus ten laatste op 15 januari Y) kan de minister aan de netbeheerder de instructie geven om een strategische reserve aan te leggen, waarbij ook de omvang van de strategische reserve wordt vastgelegd (in MW);
- binnen de maand na de instructie van de minister (dus ten laatste op 15 februari Y) start de netbeheerder de procedure voor de aanleg van de strategische reserve;

[2] Een tijdelijke buitenwerkingstelling kan pas na 31 maart van het jaar Y plaatsvinden; een definitieve buitenwerkingstelling kan ten vroegste vanaf 1 oktober van het jaar Y plaatsvinden.

- binnen de twee maanden na de start van de procedure voor de aanleg van de strategische reserve (dus ten laatste op 15 april Y) moeten de offertes door de marktspelers ingediend worden;
- uiterlijk dertig werkdagen na de uiterste indieningsdatum voor de offertes (of ten laatste begin juni Y) overhandigt de netbeheerder een rapport omtrent alle ontvangen offertes en een voorstel van combinatie van de offertes aan de commissie en aan de minister;
- uiterlijk dertig werkdagen na ontvangst van het rapport van de netbeheerder (of ten laatste half juli Y) maakt de CREG een advies over aan de minister over het al dan niet manifest onredelijk karakter van de prijs van de voorgestelde combinatie van offertes.

Voor de winter 2014-2015 voorzag de wet van 26 maart 2014 in een versnelde overgangskalender, aangezien deze wet pas eind maart 2014 van kracht was.

11. De kosten van de strategische reserves worden betaald door de consumenten via de nettarieven. Voor 2014-2015 werd het tarief vastgelegd op 0,611 €/MWh.

12. De CREG keurt de werkingsregels goed van de strategische reserves, op voorstel van Elia[3], en na consultatie van de markt. Er zijn in de werkingsregels twee triggers die de strategische reserve kunnen activeren: een economische en een technische trigger. De werking van de twee triggers wordt hierna, ter informatie, summier weergegeven. Voor de precieze werking ervan, kunnen de door de CREG goedgekeurde werkingsregels worden geconsulteerd op de website van Elia[4].

13. De economische trigger wordt geactiveerd wanneer er op de Belpex DAM een tekort ontstaat en niet aan alle vraagorders tegen 3.000 €/MWh, de hoogst mogelijk prijs op deze beurs, kan voldaan worden. Op dat moment wordt, afhankelijk van de beschikbaarheid aan strategische reserve voor de daaropvolgende dag en na sluiting van Belpex DAM, het nodige

[3] Voor de winter 2014-2015: zie beslissing (B)140605-CDC-1330, http://www.creg.info/pdf/Beslissingen/B1330NL.pdf;
Ter info : voor de winter 2015-2016 : zie beslissing (B)150312-CDC-1403, http://www.creg.info/pdf/Beslissingen/B1403NL.pdf

[4] Werkingsregels van de strategische reserve voor de winter 2014-2015 : http://www.elia.be/~/media/files/Elia/users-group/regles-de-fonctionnement-de-la-reserve-strategique-NL-website.pdf;
Ter info : werkingsregels voor de winter 2015-2016 : http://www.elia.be/~/media/files/Elia/users-group/Taskforce%20Strat%20Reserve/Winter_2015-2016/SFR_werkingsregels-voor-strategische-reserve_03-2015.pdf

volume aan strategische reserve verkocht tegen 3.000 €/MWh om de onvoldane orders te vervullen.

14. De technische trigger wordt geactiveerd indien Elia na sluiting van Belpex DAM een risico op een structureel tekort vaststelt. Er zijn door Elia verschillende etappes van voorafgaandelijke communicatie aan de markt voorzien als de technische trigger geactiveerd wordt.

15. Wanneer de strategische reserves geactiveerd zijn (omwille van een technische of economische trigger) en indien Elia in reële tijd een structureel tekort detecteert, wordt het onbalanstarief administratief op 4.500 €/MWh gezet.. Dit hoge onbalanstarief is nodig opdat de strategische reserve zo min mogelijk zou interfereren met de markt, zoals wettelijk vereist. Het onbalanstarief van 4.500 €/MWh is bovendien een prijssignaal dat duidt op een tekort in de markt en dus, indien dit onbalanstarief voldoende frequent wordt toegepast, een prikkel voor investeringen, zij het aan productie- of aan vraagzijde. Het is nuttig op te merken dat op deze manier de evenwichtsverantwoordelijken die het tekort veroorzaken het hoge onbalanstarief betalen en zo (een deel van) de kosten van de strategische reserve financieren. De evenwichtsverantwoordelijken met een positief onevenwicht in hun perimeter daarentegen ontvangen dit onbalanstarief.

16. De CREG publiceerde in september 2014 haar studie 1352 over de Belgische groothandelsmarkt bij stroomschaarste en stroomtekort. In deze studie werden twee belangrijke rollen geïdentificeerd bij het behoud van het evenwicht in geval van schaarste. Ten eerste is er de evenwichtsverantwoordelijke die de opdracht heeft om op kwartierbasis in evenwicht te zijn wat betreft injectie en afname op het net. Ten tweede heeft ook de netbeheerder een belangrijke rol, namelijk het zoveel mogelijk ter beschikking stellen van interconnectiecapaciteit aan de marktspelers.

II. Winter 2014-2015

II.1 Voorafgaand aan winter 2014-2015

II.1.1 Chronologisch overzicht

17. Hierna volgt een chronologisch overzicht van de gebeurtenissen in aanloop naar de winter 2014-2015:

- 20 maart 2014: probabilistische analyse van Elia ter bepaling van het nodige volume aan strategische reserve. Elia gebruikt de assumptie van 3.500 MW aan importcapaciteit. De nood aan strategische reserve wordt bepaald op 0 tot 800 MW;
- 25 maart 2014 : onverwachte onbeschikbaarheid van Doel 3 en Tihange 2 uit veiligheidsoverwegingen, voor een totaal van afgerond 2.000 MW. Deze eenheden zijn op dit moment nog steeds onbeschikbaar;
- 26 maart 2014: Wet houdende de instelling strategische reserve;
- 1 april 2014: wet van 26 maart 2014 die een mechanisme van strategische reserves instelt, wordt van kracht;
- 2 april 2014 : advies van de AD Energie aan de minister over de noodzaak aan strategische reserve;
- 3 april 2014: ministerieel besluit om een strategische reserve aan te leggen van 800 MW;
- 3 juni 2014: update van de analyse van Elia die het nodige volume voor strategische reserve vastlegt op 1.200 MW tot 2.100 MW, indien Doel 3 en Tihange 2 onbeschikbaar zijn tijdens de winter 2014-2015;
- 5 juni 2014: CREG keurt, na consultatie van de markt, de werkingsregels goed voor de strategische reserves, met het onbalanstarief van 4.500 €/MWh indien er een structureel tekort wordt vastgesteld bij activering van strategische reserves;
- 2 juli 2014 : advies van de AD Energie over de analyse van de volumes voor de strategische reserve rekening houdend met de impact van de onbeschikbaarheid van de kerncentrales Doel 3 en Tihange 2;

- 16 juli 2014: nieuw ministerieel besluit dat aan de netbeheerder instructie geeft om een aanvullend volume van 400 MW strategische reserve aan te leggen voor de winterperiode 2014-2015. Hierdoor wordt het totaal vereiste volume aan strategische reserves op 1.200 MW gebracht;
- 6 augustus 2014: onverwachte uitval van Doel 4 (1.000 MW), naar verluidt wegens een sabotagedaad (Doel 4 wordt uiteindelijk terug beschikbaar op 19 december 2014, net voor de kerstvakantie).

18. De CREG stelt vast dat de strategische reserve initieel vastgesteld werd op 0 tot 800 MW en daarna, door de onverwachte onbeschikbaarheid van 2.000 MW productiecapaciteit (Doel 3 en Tihange 2), verhoogd werd met als ondergrens 1200 MW en als bovengrens 2100 MW. De CREG zou verwacht hebben dat het wegvallen van 2000 MW productiecapaciteit de strategische reserve zou verhogen met ongeveer 2000 MW, zoals dat ook het geval is voor de berekening van de verschillende scenario's van nucleaire beschikbaarheid voor de winter 2015-2016. De CREG heeft geen verklaring voor het verschil van 700 MW tot 800 MW.

II.1.2 Forward markt

19. In 2014 werden drie grote nucleaire eenheden onverwacht voor lange tijd onbeschikbaar. Op 25 maart 2014 werden Doel 3 en Tihange 2 stilgelegd uit veiligheidsoverwegingen. Op 6 augustus werd ook Doel 4 onverwacht onbeschikbaar. Hiermee verloor de Belgische regelzone op een paar maanden tijd 3.000 MW aan productiecapaciteit. Doel 4 zou uiteindelijk op 19 december 2014 terug beschikbaar worden.

20. Rekening houdend met een geschat maximaal piekverbruik[5] van 13.500 MW verloor de Belgische regelzone op enkele maanden tijd onverwacht een capaciteit van ongeveer 22% van het Belgische piekverbruik.

21. De langetermijnmarkt reageerde op deze sterk veranderde omstandigheden en de daarbij horende onzekerheid. Dat is duidelijk te zien op de onderstaande grafiek, die de elektriciteitsprijzen weergeeft voor levering van een baseloadprofiel tijdens de maanden januari 2015 en januari 2016, voor België en Nederland.

22. Er zijn een aantal interessante vaststellingen te maken op basis van deze grafiek:

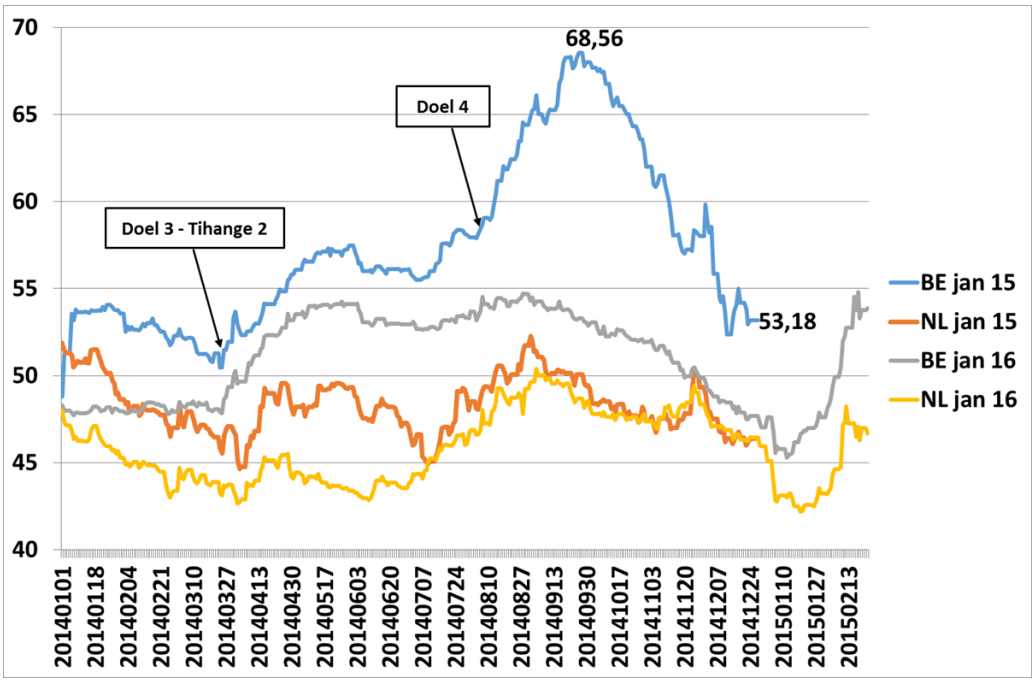
[5] In deze studie worden verbruik en afname gelijkgesteld aan de Elia Grid Load, namelijk de elektriciteitsafname die Elia meet.

1) Na de uitval van Doel 3 en Tihange 2 op 26 maart 2014: de forwardprijs voor levering in België stijgt, zowel voor januari 2015 als voor januari 2016. Dezelfde evolutie is niet te zien voor Nederland.

2) Na de uitval van Doel 4 op 6 augustus 2014: de forwardprijs voor levering in België stijgt fors door voor januari 2015, maar niet voor januari 2016, noch voor Nederland.

3) Vanaf eind september 2014 en later: de forwardprijs voor januari 2015 bereikt zijn piek, waarna hij fors daalt, tot op een niveau gelijkaardig aan de periode vóór de uitval van Doel 3 en Tihange 2. Ook de andere producten kennen een dalende trend.

23. Uit deze evolutie kunnen de volgende twee belangrijke conclusies getrokken worden. Ten eerste reageert de langetermijnmarkt op veranderende omstandigheden. Ten tweede lijken de marktspelers na september minder ongerust te zijn over de komende winter. Dat kan erop wijzen dat men bijkomende capaciteit heeft kunnen activeren of contracteren aan de productie- en/of de vraagzijde.



Prijzen (in €/MWh) op de langetermijnmarkt voor baseload levering in januari 2015 en januari 2016, voor België en Nederland (€/MWh) – Bron: Endex, CREG

II.2 Effectieve situatie winter 2014-2015

24. De winter van 2014-2015 kende geen activatie van de strategische reserve. In deze sectie wordt geanalyseerd hoe dicht of hoe ver de Belgische regelzone nog verwijderd was van een activatie. Hiervoor wordt eerst de context gegeven van de voorbije winter en wordt deze vergeleken met de vorige winters.

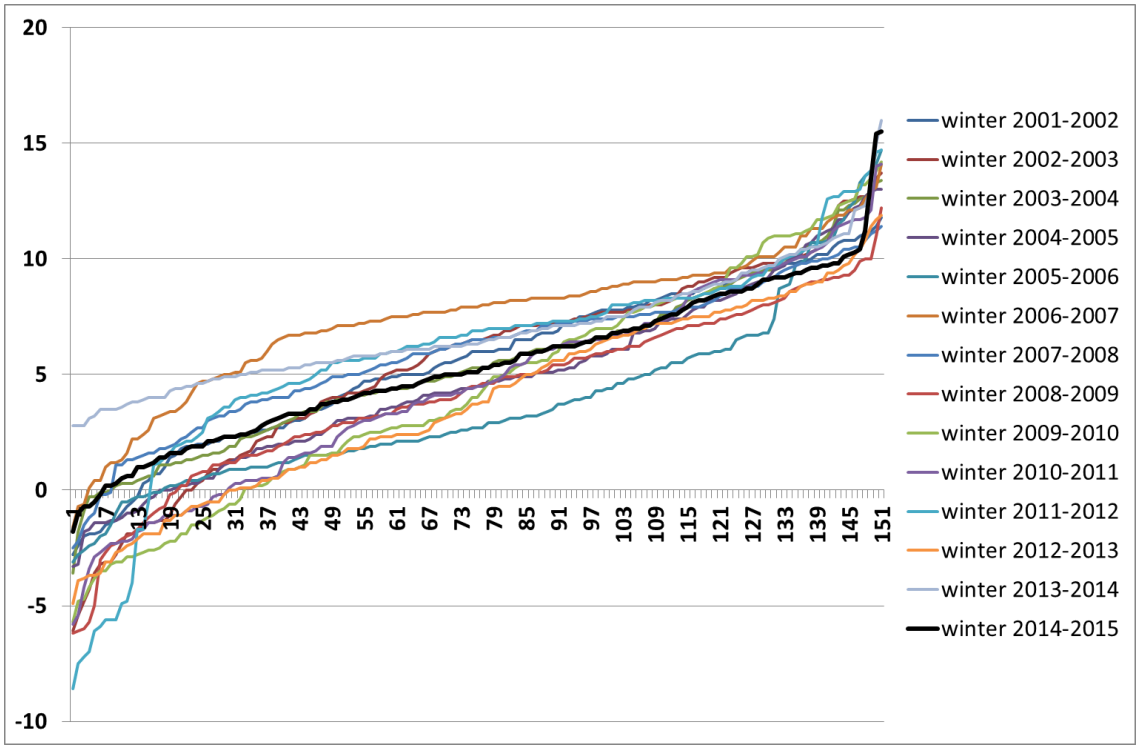
II.2.1 Context

25. In deze sectie worden achtereenvolgens de temperatuur, de elektriciteitsvraag, de beschikbare productiecapaciteit, de invoer en de prijzen geanalyseerd voor de winter 2014-2015. Deze gegevens wordendan vergeleken met de vorige winters.

II.2.1.1 Temperatuur

26. Onderstaande figuur geeft per dag en per winterperiode (van 1 november tot 31 maart) de equivalente temperatuur[6] weer, gerangschikt van laag naar hoog en dit vanaf 2001. De zwarte lijn geeft de temperatuur voor de winter 2014-2015. Uit deze figuur blijkt dat deze winter geen echte koudegolf gekend heeft. Opmerkelijk is de winter 2013-2014 waarbij de minimale equivalente temperaturen nog steeds gevoelig boven het vriespunt bleven. De winter met de laagste equivalente temperatuur is duidelijk winter 2011-2012 met de koudegolf van februari 2012[7].

[6] De equivalente temperatuur voor dag D wordt berekend als een gewogen gemiddelde van de temperatuur op dag D, op dag D-1 en dag D-2, met respectievelijk 60%, 30% en 10% als gewicht.
[7] Zie ook CREG studie 1167 over de koudegolf van februari 2012.



Equivalente temperatuur, gerangschikt van laag naar hoog – Bron: Syngergrid, CREG

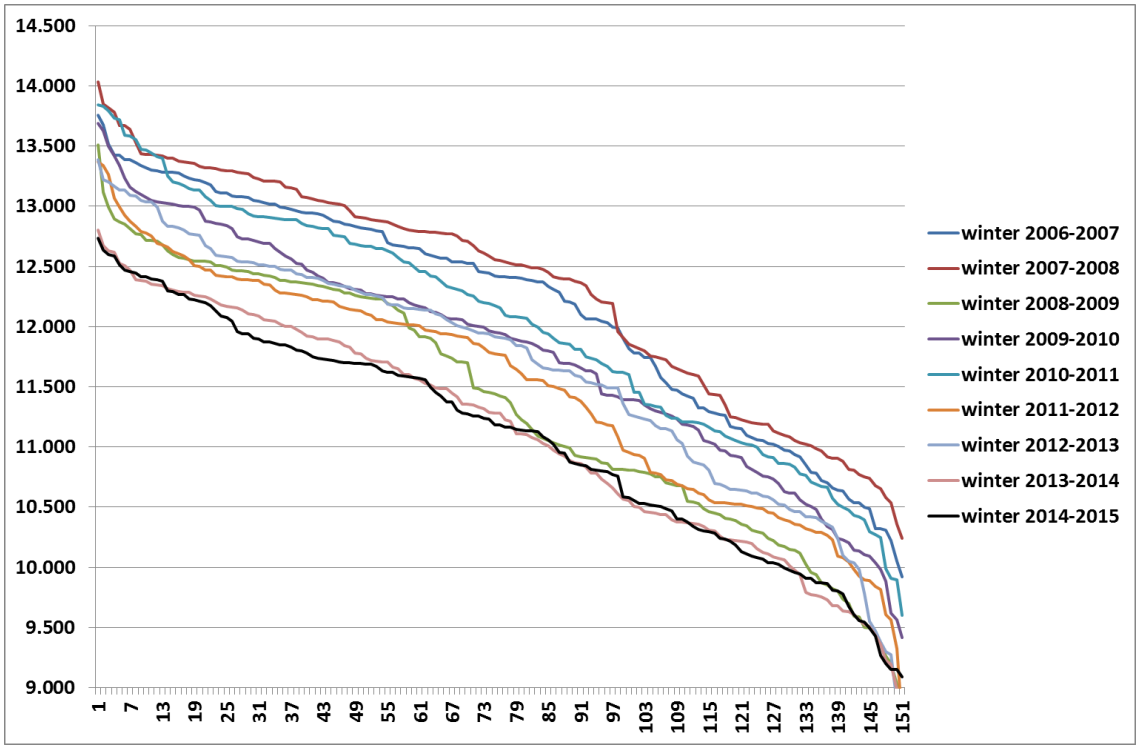
27. Onderstaande tabel geeft de gemiddelde en de minimale temperatuur. Hieruit blijkt dat de voorbije winter een gemiddelde temperatuur vertoonde die sterk in de buurt ligt van het gemiddelde van de voorbije 14 winters. De minimale temperatuur ligt met -1,8 graden net 2 graden hoger dan de gemiddelde minimale temperatuur van de vorige winters.

	gemiddelde	minimum
winter 2001-2002	5,6	-2,8
winter 2002-2003	5,4	-6,1
winter 2003-2004	5,5	-3,6
winter 2004-2005	4,7	-3,3
winter 2005-2006	3,7	-3,1
winter 2006-2007	7,4	-1,6
winter 2007-2008	6,0	-2,5
winter 2008-2009	4,1	-6,2
winter 2009-2010	4,4	-5,7
winter 2010-2011	4,5	-5,8
winter 2011-2012	5,9	-8,6
winter 2012-2013	3,8	-4,9
winter 2013-2014	6,9	2,8
winter 2014-2015	5,4	-1,8
gemiddelde	**5,2**	**-3,8**

Gemiddelde en minimale equivalente temperatuur per winter, gerangschikt van laag naar hoog – Bron: Synergrid, CREG

II.2.1.2 Elektriciteitsafname

28. Onderstaande figuur geeft per dag en per winterperiode de maximale elektriciteitsafname weer zoals gemeten door Elia ('Elia Grid Load'[8]), gerangschikt van hoog naar laag en dit vanaf 2006. Wat opvalt is dat de maximale elektriciteitsafname per dag in de winter 2014-2015 (zwarte lijn) bijna steeds lager ligt dan tijdens alle andere winters, ook lager dan de winter 2013-2014 die zeer zacht was (zie supra), wat opmerkelijk is.



Maximale elektriciteitsafname (in MW) per dag, per winterperiode, gerangschikt van hoog naar laag – Bron: Elia, CREG

29. De volgende tabel geeft een aantal statistieken op basis van de bovenstaande figuur. Hieruit blijkt dat de daling van de maximale elektriciteitsafname ten opzichte van de vorige winters varieert van 633 MW tot 1.297 MW, met uitzondering van de extreem zachte winter 2013-2014.

---

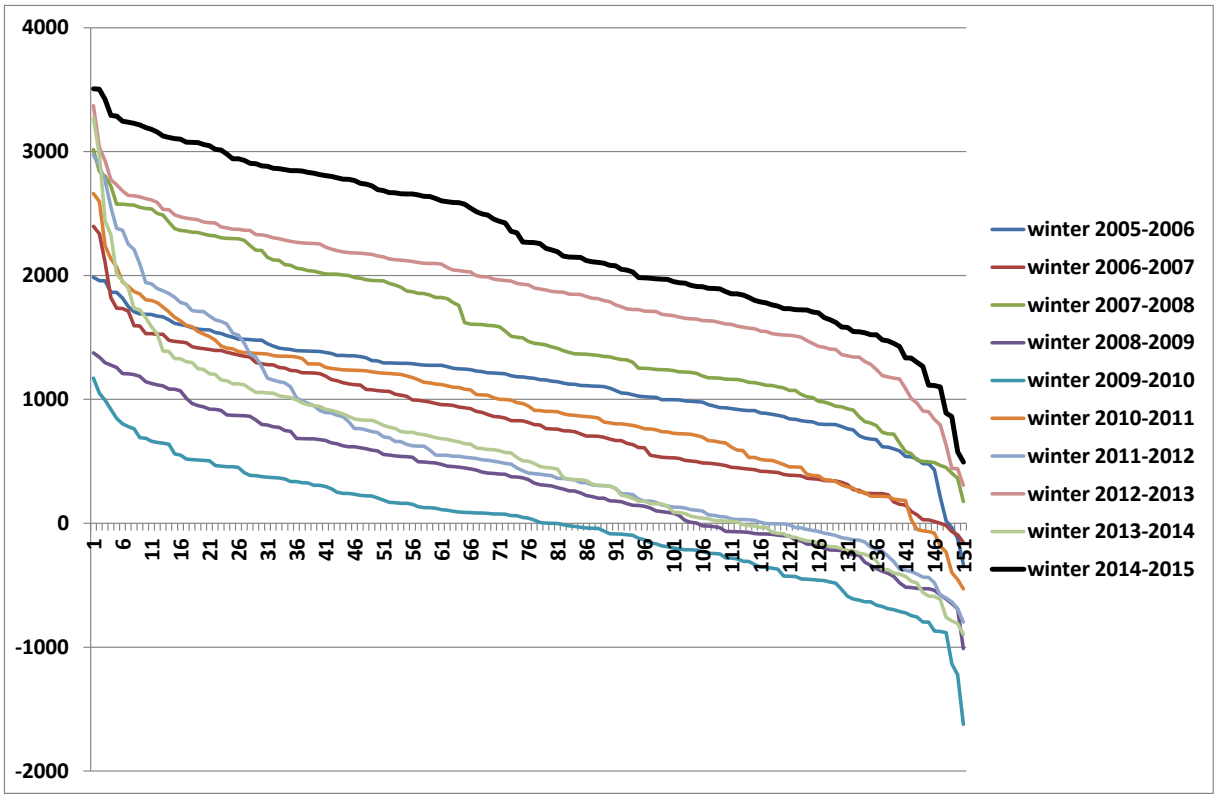
[8] Elia definieert de 'Elia grid load' als volgt: "De belasting van het Elia-net is het resultaat van een berekening die gebaseerd is op de injecties van elektrische energie in het Elia-net. De totale belasting omvat de gemeten nettoproductie van de (lokale) elektriciteitscentrales die elektriciteit in het net injecteren met een spanning van minimum 30 kV alsook het saldo van de ingevoerde en de uitgevoerde hoeveelheid elektriciteit. Productie-installaties die zijn aangesloten op de distributienetten op een spanning lager dan 30 kV worden alleen in deze berekening van de belasting opgenomen als er een netto-injectie op het Elia-net wordt gemeten. De energie die nodig is om het water te pompen in de opslagreservoirs van de pompbekkencentrales die zijn aangesloten op het Elia-net wordt van de totale belasting afgetrokken. De injecties afkomstig van de decentrale productie die energie injecteert in de distributienetten op een spanning lager dan 30 kV zijn niet allemaal opgenomen in de belasting van het Elia-net."

30. Bemerk ook dat de maximale afname tijdens winter 2011-2012 (13.369 MW) lager lag dan deze tijdens winter 2010-2011 (13.845 MW), terwijl de minimale equivalente temperatuur tijdens winter 2011-2012 lager lag dan deze tijdens winter 2010-2011.

	maximale elektriciteitsafname per dag			
			t.o.v. winter 2014-2015	
	maximum	gemiddeld	Hoogste	gemiddeld
winter 2006-2007	13.759	12.175	1.023	1.086
winter 2007-2008	14.033	12.338	1.297	1.249
winter 2008-2009	13.513	11.370	733	280
winter 2009-2010	13.691	11.794	955	705
winter 2010-2011	13.845	12.023	1.109	934
winter 2011-2012	13.369	11.504	633	415
winter 2012-2013	13.385	11.658	649	569
winter 2013-2014	12.802	11.116	65	27
winter 2014-2015	12.736	11.089		

II.2.1.3 Invoer

31. Onderstaande figuur geeft per winterperiode de gemiddelde fysische elektriciteitsinvoer per dag, gerangschikt van hoge invoer naar lage invoer (invoer is in deze studie bij conventie positief) en dit vanaf 2005. Wat opvalt is dat de dalende gemiddelde elektriciteitsinvoer in de winter 2014-2015 steeds hoger ligt dan alle andere winters. Bovendien is de gemiddelde fysische invoer voor geen enkele dag negatief. De Belgische regelzone had met andere woorden doorheen de afgelopen winter op geen enkele dag een netto uitvoerderspositie.



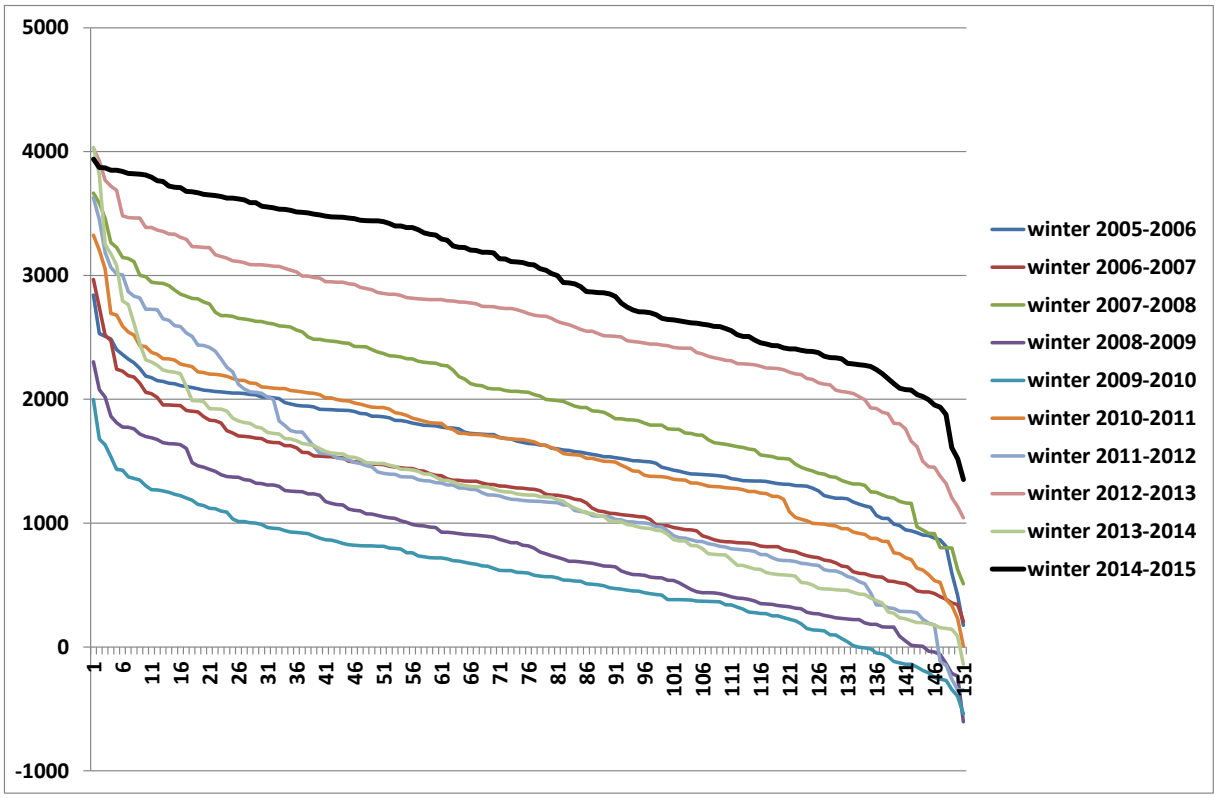
Gemiddelde fysische elektriciteitsinvoer (in MW) per dag, per winterperiode, gerangschikt van hoog naar laag – Bron: Elia, CREG

32. Onderstaande tabel toont de gemiddelde invoer per winter, evenals een vergelijking met winter 2014-2015. Hieruit blijkt dat de voorbije winter gemiddeld 2.296 MW werd ingevoerd, een forse stijging ten opzichte van de vorige winters. Enkel in de winter 2012-2013 was er ook veel invoer; tijdens deze winter waren Doel 3 en Tihange 2 ook onbeschikbaar.

	gemiddeld	t.o.v. 2014-2015
winter 2005-2006	1137	-1159
winter 2006-2007	837	-1459
winter 2007-2008	1563	-733
winter 2008-2009	326	-1970
winter 2009-2010	-10	-2306
winter 2010-2011	943	-1353
winter 2011-2012	584	-1712
winter 2012-2013	1888	-408
winter 2013-2014	518	-1778
winter 2014-2015	2296	

33. Onderstaande figuur geeft per winterperiode de maximale fysische elektriciteitsinvoer per dag, gerangschikt van hoge invoer naar lage invoer en dit vanaf 2005.

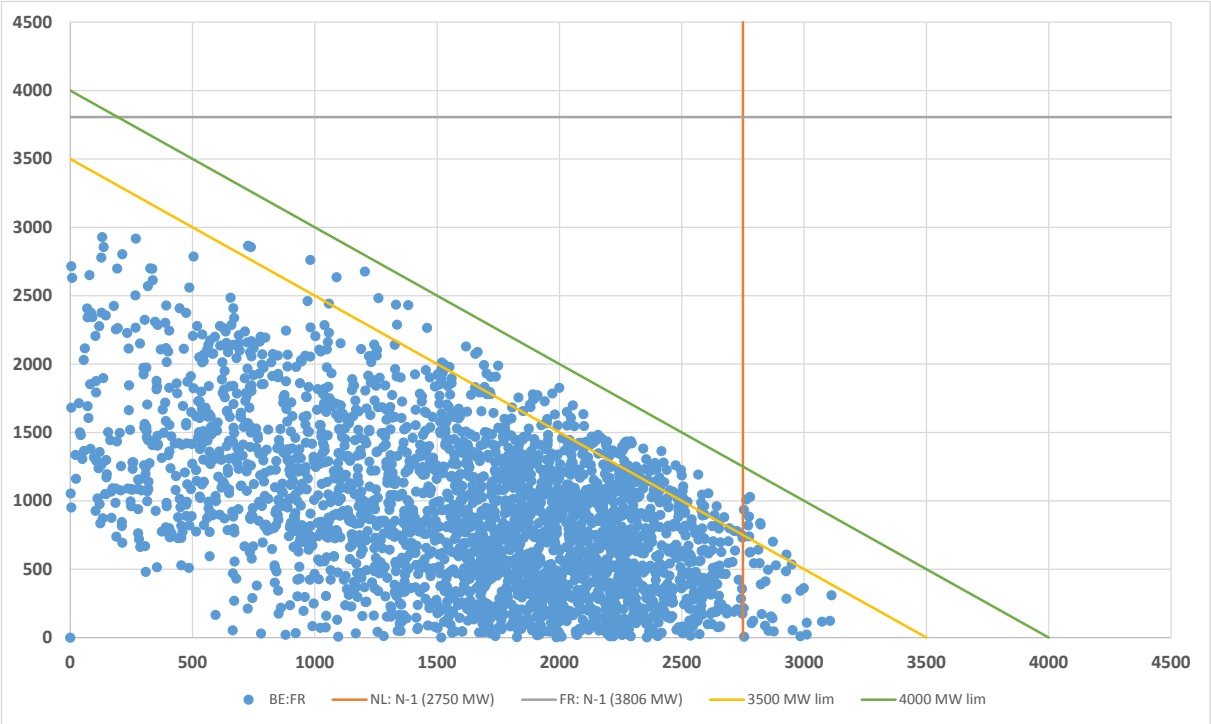
Wat opvalt is dat de maximale elektriciteitsinvoer in de winter 2014-2015 bijna steeds hoger ligt dan alle andere winters, maar nooit hoger dan 4.000 MW. Enkel voor de allerhoogste niveaus wordt er in de twee voorgaande winters iets meer ingevoerd dan 4.000 MW.



Maximale fysische elektriciteitsinvoer (in MW) per dag, per winterperiode, gerangschikt van hoog naar laag – Bron: Elia, CREG

34. Onderstaande figuur geeft, voor de afgelopen winterperiode, een scatterplot van de fysische invoerstromen vanuit Frankrijk en Nederland. De oranje lijn geeft een indicatie van het N-1 criterium[9] vanuit Nederland (2.750 MW) weer, de grijze lijn het N-1 criterium op de Franse interconnectie (3.800 MW). De gele en de groene lijn weerspiegelen een invoerstroom over beide grenzen van respectievelijk 3.500 MW en 4.000 MW.

[9] De waarden van het N-1 criterium op de grenzen kan variëren naargelang de condities.

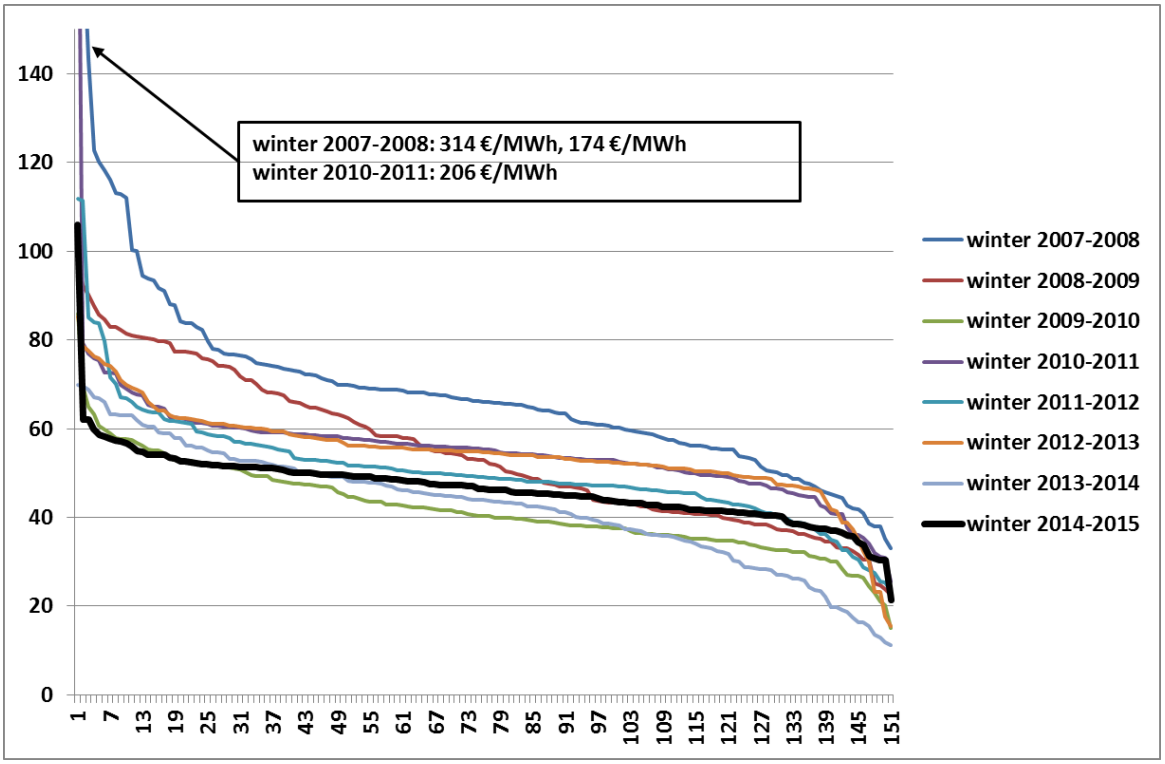


Fysische invoerstromen (in MW) vanuit Frankrijk en Nederland per uur in de winter 2014-2015 – Bron: Elia, CREG

35. Het vooropgestelde N-1 criterium van 2.750 MW op de noordgrens werd tijdens de afgelopen winter gedurende een zeventigtal uren overschreden, met als uitschieter 3.100 MW fysische invoer vanuit Nederland op 8 december 2014. Gedurende drie uren werden nog hogere invoerstromen genoteerd op de noordgrens, maar doordat deze zich voordeden in combinatie met uitvoerstromen naar Frankrijk, zijn deze niet opgenomen in bovenstaande grafiek. Op de zuidgrens werd het N-1 criterium geen enkele keer overschreden. Gedurende 135 uren werd, over beide landsgrenzen, meer dan 3.500 MW fysisch geïmporteerd. Een totale invoerstroom hoger dan 4.000 MW werd nooit waargenomen.

II.2.1.4 <u>Prijzen op de day ahead markt</u>

36. Onderstaande figuur geeft per winterperiode de gemiddelde prijs per dag op de Belpex Day Ahead Markt ("Belpex DAM"), gerangschikt van hoog naar laag en dit vanaf 2007. Wat opvalt is dat de gemiddelde dagprijs in de winter 2014-2015 vaak lager ligt dan tijdens de andere winters. Het hoogste daggemiddelde tijdens de winter 2014-2015 was 105,8 €/MWh en was te noteren voor 24 maart 2015 (zie infra). Winter 2007-2008 en 2010-2011 kenden veel hogere prijspieken.



Gemiddelde prijs per dag op de Belpex Day Ahead Markt ("Belpex DAM"), per winterperiode, gerangschikt van hoog naar laag – Bron: Belpex, CREG

37. Onderstaande tabel geeft een aantal statistieken op basis van de bovenstaande figuur. Uit deze tabel blijkt dat de gemiddelde dagprijs enkel in de winter 2009-2010 en winter 2013-2014 lager was dan tijdens de afgelopen winter. De maximale dagprijs is enkel hoger tijdens de winter 2007-2008 en winter 2010-2011 en nagenoeg gelijk aan die tijdens winter 2011-2012. Winter 2007-2008 en 2010-2011 kenden veel hogere prijspieken[10].

	gemiddelde dagprijs Belpex DAM tijdens winterperiode			
			t.o.v. winter 2014-2015	
	hoogste	gemiddeld	maximum	gemiddeld
winter 2007-2008	314,3	69,6	208,4	23,1
winter 2008-2009	96,9	54,8	-9,0	8,2
winter 2009-2010	85,9	42,0	-20,0	-4,6
winter 2010-2011	206,1	55,5	100,3	9,0
winter 2011-2012	111,9	50,5	6,1	4,0
winter 2012-2013	85,3	54,5	-20,6	7,9
winter 2013-2014	69,8	42,6	-36,0	-4,0
winter 2014-2015	105,8	46,6		

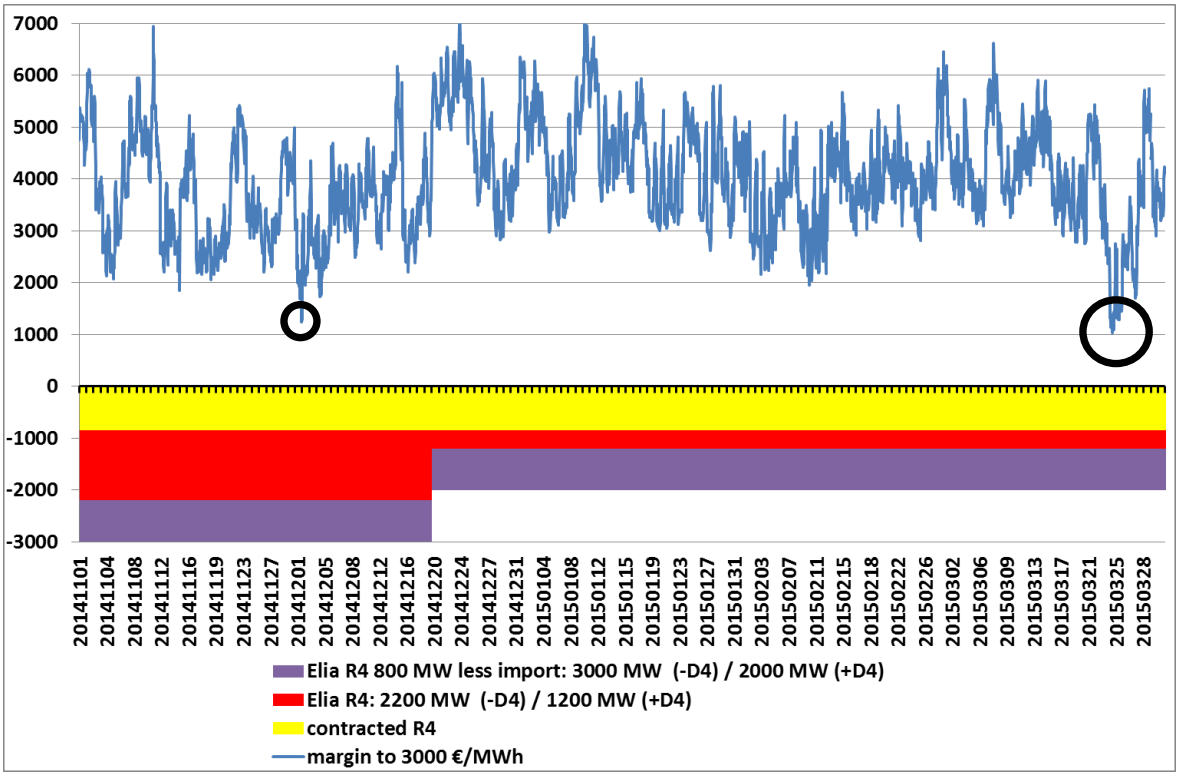
[10] De prijspiek in de winter 2010-2011 deed zich voor op 28 maart 2011 en werd veroorzaakt door een ontkoppeling van de day ahead markten door een software-fout. Zie ook CREG-studie 1099.

II.2.2 Economische trigger

38. Dit deel analyseert de mate van de krapte op de day ahead markt: hoe ver, in MW uitgedrukt, was de Belgische markt verwijderd van een tekort op de Belpex Day Ahead Markt, met bijgevolg prijzen van 3.000 €/MWh en de activatie van strategische reserves via de economische trigger?

39. Onderstaande figuur geeft de resultaten van deze analyse:

- *'margin to 3.000 €/MWh'* (blauwe lijn): deze lijn geeft voor elk uur aan hoeveel energie er op de Belpex DAM (inclusief via de interconnectiecapaciteit) nog beschikbaar was vooraleer de markt niet meer zou kunnen voldaan hebben aan de vraag.
- *'contracted SR'* (gele balk): het door Elia gecontracteerde volume aan strategische reserve (845 MW).
- *'Elia SR: 2200 MW (-D4) / 1200 MW (+D4)'* (rode balk): het door Elia gewenste additionele volume aan strategische reserve (ondergrens – zie supra), dat afhankelijk is van de aanwezigheid van Doel 4. Dat resulteert in een totaal door Elia gewenst volume van 2.200 MW indien Doel 4 onbeschikbaar was en 1.200 MW wanneer Doel 4 beschikbaar was (Doel 4 was terug beschikbaar na 19 december 2014).
- *'Elia R4 800 MW less import: 3.000 MW (-D4) / 2.000 MW (+D4)'* (paarse balk): het door Elia gewenste additionele volume aan strategische reserve, indien rekening gehouden wordt met de methode die Elia hanteert voor de winter 2015-2016, waarbij er volgens Elia 800 MW minder importcapaciteit beschikbaar kan zijn in extreme omstandigheden. Dat zou geresulteerd hebben in een totaal door Elia gewenst volume van 3.000 MW indien Doel 4 onbeschikbaar was en 2000 MW wanneer Doel 4 beschikbaar was.

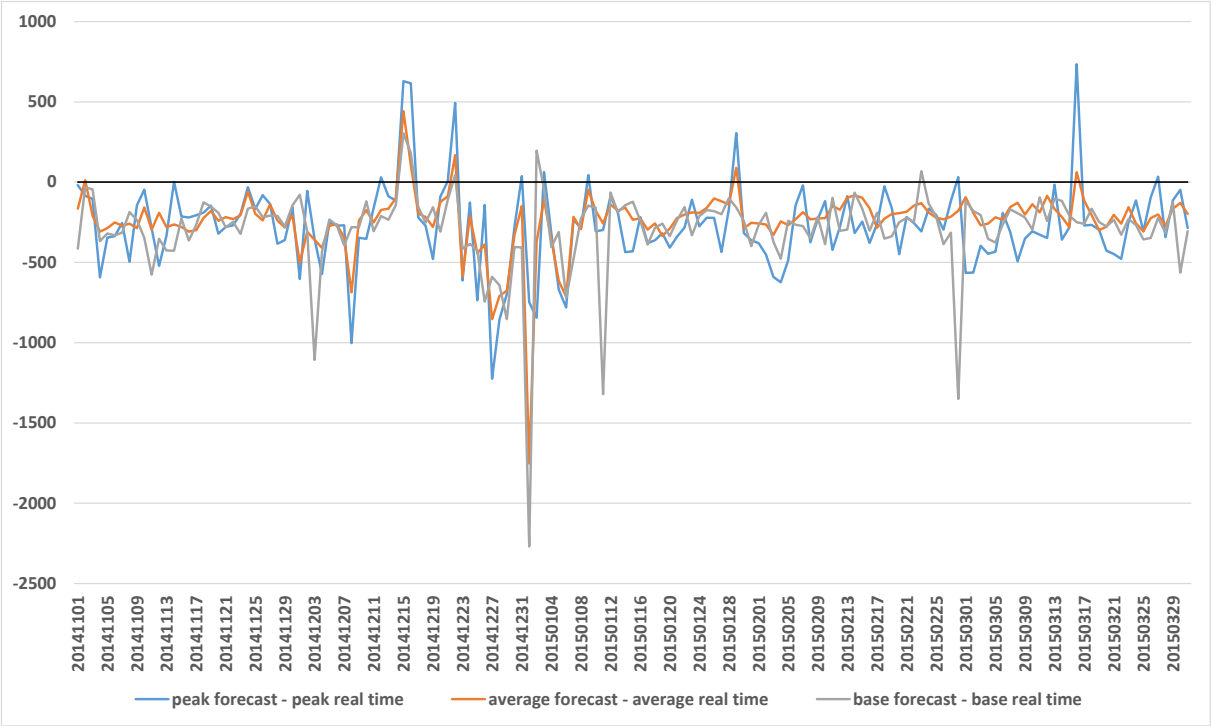


Afstand (in MW) tot tekort op Belpex DAM (economische trigger van strategische reserve) tijdens winter 2014-2015 – Bron: CREG

40. Uit de bovenstaande figuur blijkt dat de Belgische groothandelsmarkt gedurende de hele winter 2014-2015 nooit dichtbij een economische trigger van de strategische reserve kwam: geen enkel uur was de marge kleiner dan 1.000 MW. Op slechts drie dagen was de marge tijdens minstens één uur kleiner dan 1.300 MW: 1 december, 24 en 25 maart (zie de zwarte cirkels op bovenstaande figuur). Tijdens nog eens vijf dagen was de marge tijdens minstens één uur kleiner dan 2.000 MW. Twee dagen (1 december en 24 maart) worden verder in deze studie in detail geanalyseerd.

II.2.3 Technische trigger

41. De activatie van de strategische reserves hangt sterk samen met de accuraatheid van de *load forecasts* die Elia voor verschillende tijdshorizonten maakt. In onderstaande figuur wordt, voor elke dag van de beschouwde periode, het verschil genomen tussen de maximale, gemiddelde en minimale waarden van de voorspelde en de reële load (*total load forecast* en *total real time load*). Hieruit blijkt dat, met uitzondering van een drietal korte periodes, de voorspelling van Elia de elektriciteitsafname in reële tijd onderschat. In 60% van de beschouwde dagen wordt bovendien de piekafname sterker onderschat dan de gemiddelde elektriciteitsafname.



Verschil (in MW) tussen de maximale, gemiddelde en minimale waarden van de voorspelde en de reële load tijdens winter 2014-2015 – Bron: CREG

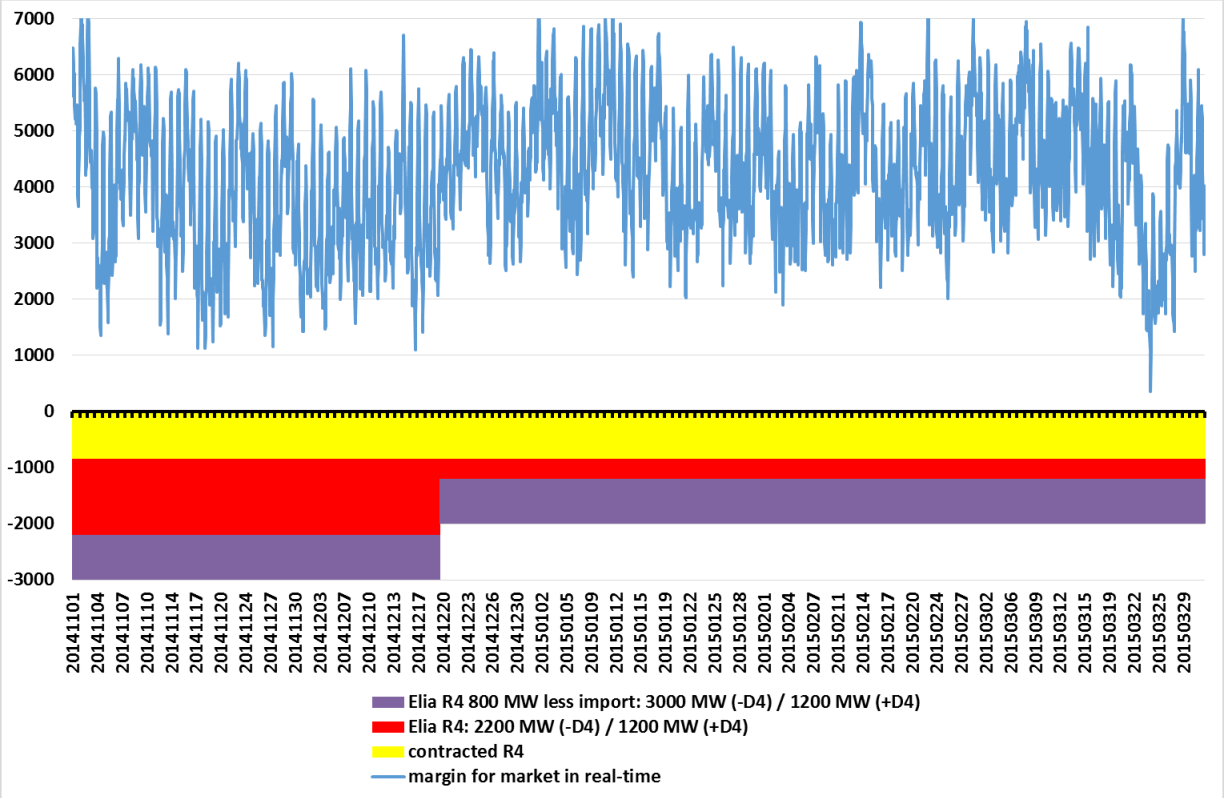
42. Op sommige momenten kan de voorspelling zéér sterk afwijken van de reële load. Op 1 januari 2015 was er bijvoorbeeld een afwijking van gemiddeld 1.750 MW waar te nemen. Op slechts 4 dagen (15 december, 22 december, 29 januari en 17 maart), was er gemiddeld gezien een overschatting van de *real time load*.

43. Omwille van de bovenstaande afwijkingen tussen de voorspelling van de *total load* en de werkelijke *total load* zoals die in reële tijd wordt gemeten, wordt in het vervolg van de studie de technische trigger van de strategische reserve berekend op basis van de *real time load* en niet op basis van de *forecasted total load*. Dit is dus een andere berekeningsmethode dan die zoals uiteengezet in de werkingsregels van de strategische reserves van Elia. De reden om voor deze methode te kiezen is dat deze studie de werkelijke situatie wil analyseren en niet diegene die Elia voorspeld heeft.

44. Uit onderstaande figuur blijkt dat de Belgische groothandelsmarkt gedurende de hele winter 2014-2015 slechts eenmaal dichtbij een technische trigger van de strategische reserve kwam: op 24 maart 2015. De rest van de winterperiode is er in reële tijd telkens nog een marge van minstens 1.000 MW.

45. De marge in reële tijd ligt lager dan op de *day ahead* markt. Dit kan verklaard worden doordat de methode voor het bepalen van de marge in reële tijd geen rekening houdt

met de capaciteit die de vraagzijde zou kunnen leveren, terwijl dit op de day ahead markt wel kan.



Afstand (in MW) tot tekort (technische trigger van strategische reserve) tijdens winter 2014-2015 – Bron: CREG

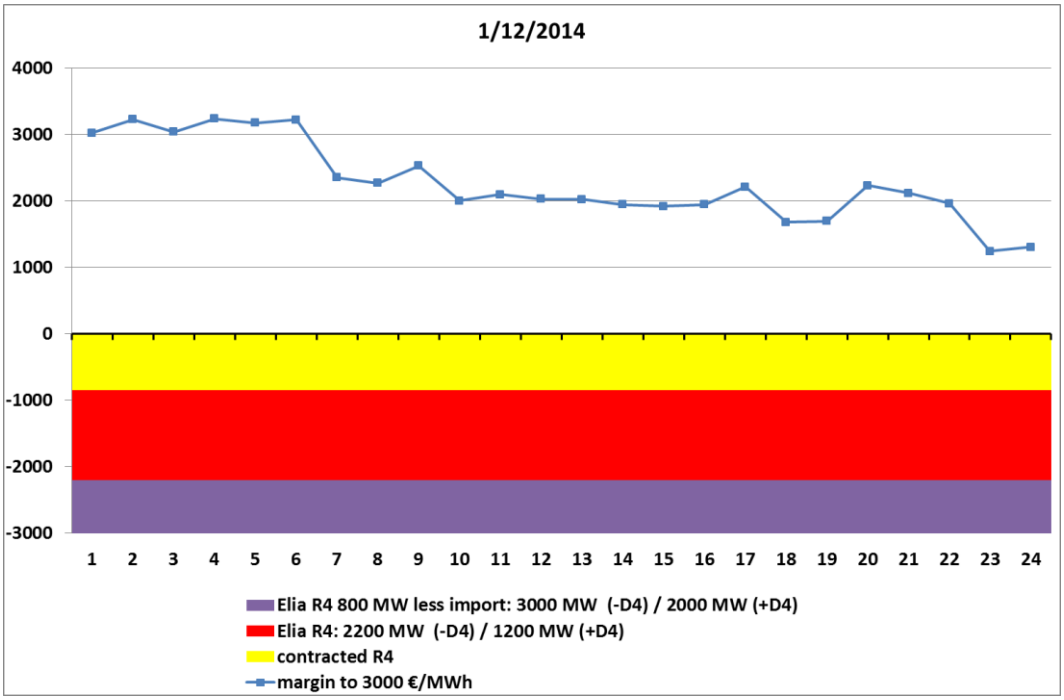
II.2.4 Analyse van 1 december 2014 en 24 maart 2015

II.2.4.1 Maandag 1 december 2014

46. Op zondag 30 november was er een brand in de hoogspanningsstation van Electrabel op de site van Tihange 3, waardoor de centrale automatisch van het net werd afgekoppeld. Hiermee verloor de Belgische regelzone nog eens 1.000 MW aan nucleaire capaciteit, na het eerdere verlies van 3.000 MW. Enkel de oudste kerncentrales Tihange 1, Doel 1 en Doel 2 produceerden op dat moment, goed voor 1.850 MW.

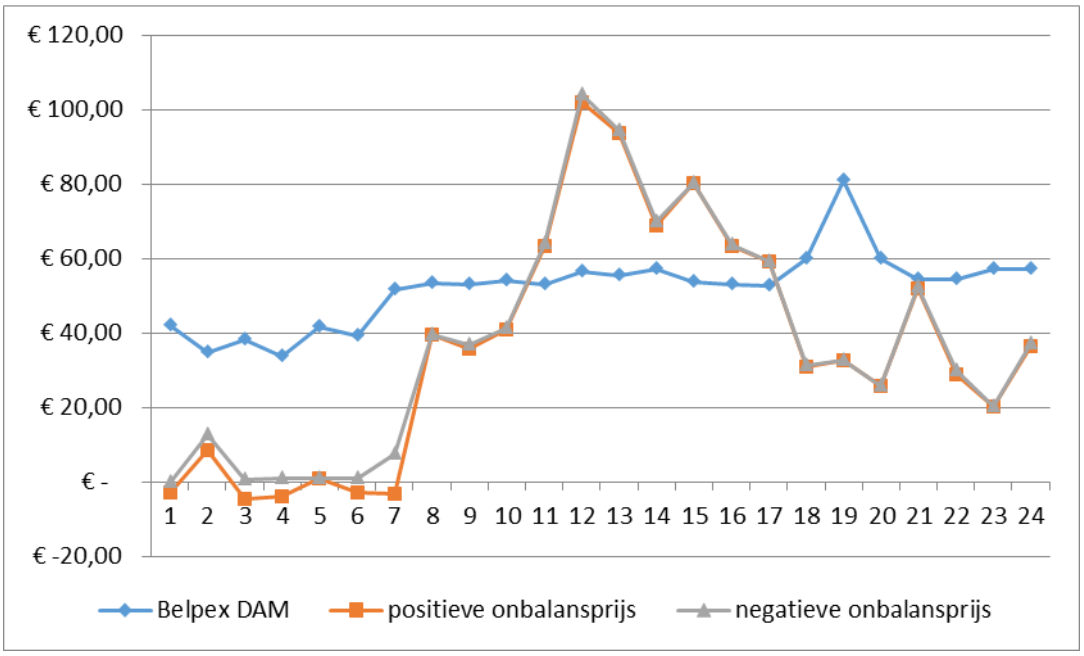
47. Ondanks het onverwachte verlies van nog een nucleaire eenheid moest de strategische reserve niet geactiveerd worden. Onderstaande figuur toont de marge tot 3.000 €/MWh op de Belpex DAM voor 1 december 2015. Uit deze figuur blijkt, zoals eerder gesteld, dat er steeds nog minstens 1.000 MW marge was. Het is opvallend dat de kleinste marge er is tijdens uur 23 en 24, dus niet tijdens de piekuren. Dit is te verklaren doordat tijdens de

piekuren de pompcentrales van Coo gebruikt worden en zo de marge tijdens die uren verhogen.



Afstand (in MW) tot tekort op Belpex DAM (economische trigger van strategische reserve) voor 1 december 2014 – Bron: CREG

48. Ook de elektriciteitsprijzen op de day ahead markt waren sterk gematigd: geen enkele prijs ging hoger dan 60 €/MWh, behalve voor uur 19 met een prijs van 80,7 €/MWh. Ook in reële tijd bleven de onbalanstarieven laag, met slechts één uur een gemiddeld onbalanstarief net boven 100 €/MWh. Onderstaande figuur geeft deze prijzen voor 1 december 2014.



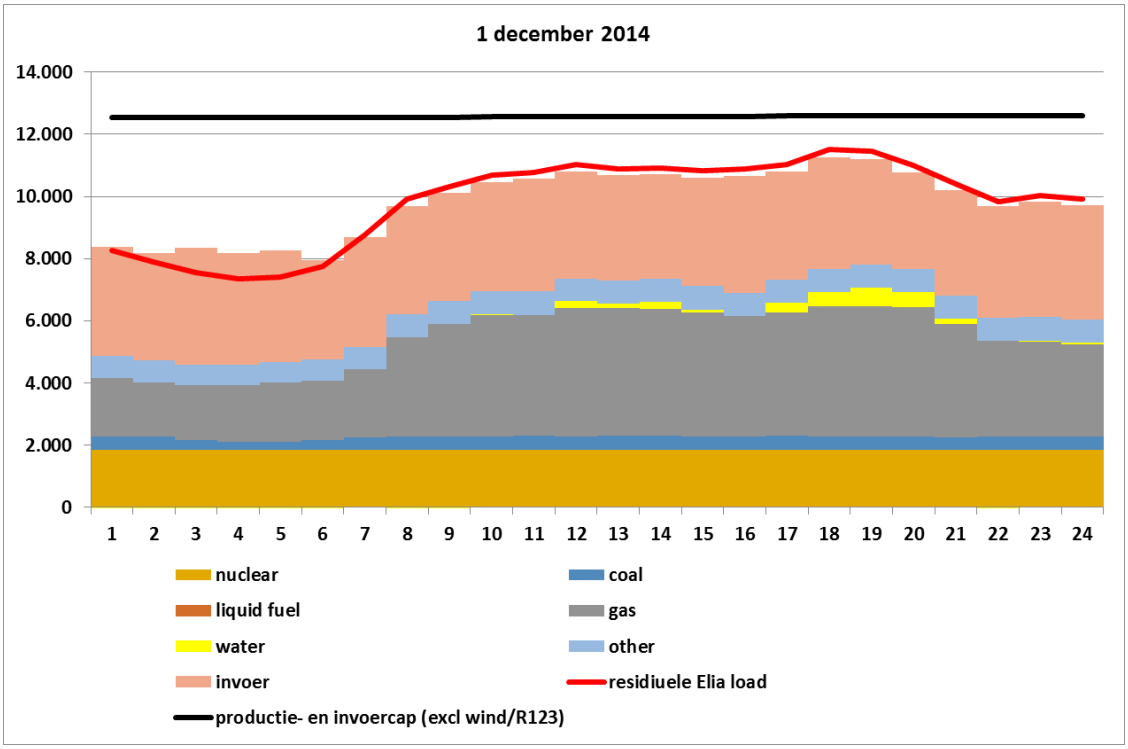
Prijzen op Belpex DAM en onbalansprijzen (in €/MWh) voor 1 december 2014 – Bron: CREG

49. De totale beschikbare productiecapaciteit zonder wind viel terug op 9.500 MW. Daar moeten dan nog de reserves van afgetrokken worden, voor een totaal van 584 MW[11], die ter beschikking staan van Elia en niet door de markt kunnen gebruikt worden.

50. De commerciële importcapaciteit die in day ahead aan de markt ter beschikking werd gesteld bedroeg 3.700 MW. Deze werd in hoge mate benut in reële tijd, maar voor slechts een aantal uren is er congestie.

51. In totaal was er voor de markt bijgevolg ongeveer 12.600 MW productie- en invoercapaciteit beschikbaar. Onderstaande figuur geeft per uur de geproduceerde energie volgens brandstoftype (exclusief wind) en de geïmporteerde energie weer, die in principe gelijk moet zijn aan de residuele 'Elia Grid Load', namelijk exclusief wind (rode lijn). De residuele 'Elia Grid Load' was maximaal 11.500 MW. De figuur geeft eveneens de totale productie- en invoercapaciteit (exclusief wind) die beschikbaar was in *day ahead*[12] (zwarte lijn). De minimale marge tussen deze twee waarden was ongeveer 1.100 MW.

[11] Primaire, secundaire en tertiaire reserves op productie-eenheden waren op dat moment respectievelijk ongeveer 84 MW, 150 MW en 350 MW.
[12] In reële tijd kunnen deze waarden nog afwijken van de day ahead waarden.

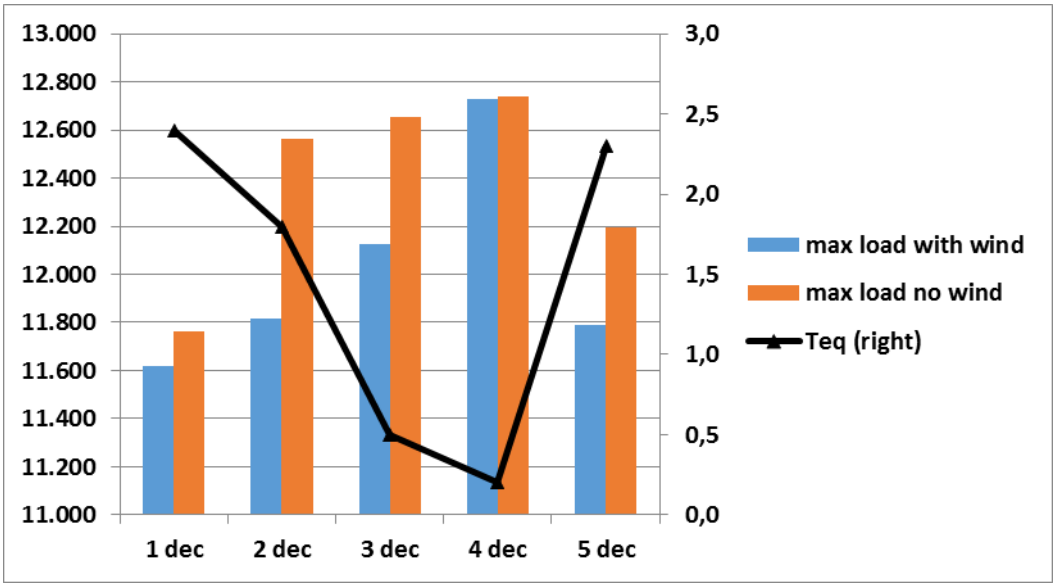


Geproduceerde energie volgens brandstoftype (exclusief wind) en geïmporteerde energie, evenals residuele Elia Grid Load op 1 december 2014 – Bron: CREG

52. De gematigde prijzen op de day ahead markt voor 1 december 2014 zijn opmerkelijk en kunnen wellicht verklaard worden door de relatief lage elektriciteitsvraag. De elektriciteitsvraag die door de groothandelsmarkt beleverd moest worden, kan berekend worden als de 'Elia Grid Load', verminderd met de windproductie op TSO-niveau en wordt gedefinieerd als de residuele elektriciteitsvraag. Onderstaande figuur geeft de maximale residuele elektriciteitsvraag per dag ('load with wind' – blauwe balkjes), evenals de equivalente temperatuur (zwarte lijn - rechtse as) voor de periode van 1 tot 5 december 2014. Hieruit blijkt dat de maximale residuele elektriciteitsvraag op maandag 1 december relatief laag was, namelijk 11.620 MW, of ongeveer 1.000 MW lager dan de beschikbare productie- en invoercapaciteit (zie ook supra). De volgende drie dagen stijgt de residuele elektriciteitsvraag gradueel, met op donderdag 4 december een residuele elektriciteitsvraag van 12.700 MW, maar in de loop van dinsdag 2 december was Tihange 3 al terug beschikbaar voor de markt.

53. De figuur geeft ook de maximale elektriciteitsvraag die de markt had moeten beleveren indien er geen windproductie was geweest ('load no wind' – oranje balkjes). Op die manier kan de impact van de windproductie getoond worden. Het is nu duidelijk dat er een groot verschil is tussen de elektriciteitsvraag op maandag 1 december en de volgende drie dagen: van maandag op dinsdag stijgt de maximale vraag van 11.760 MW tot 12.560 MW of een stijging met 800 MW. Een mogelijke verklaring hiervoor is dat er op maandag 1

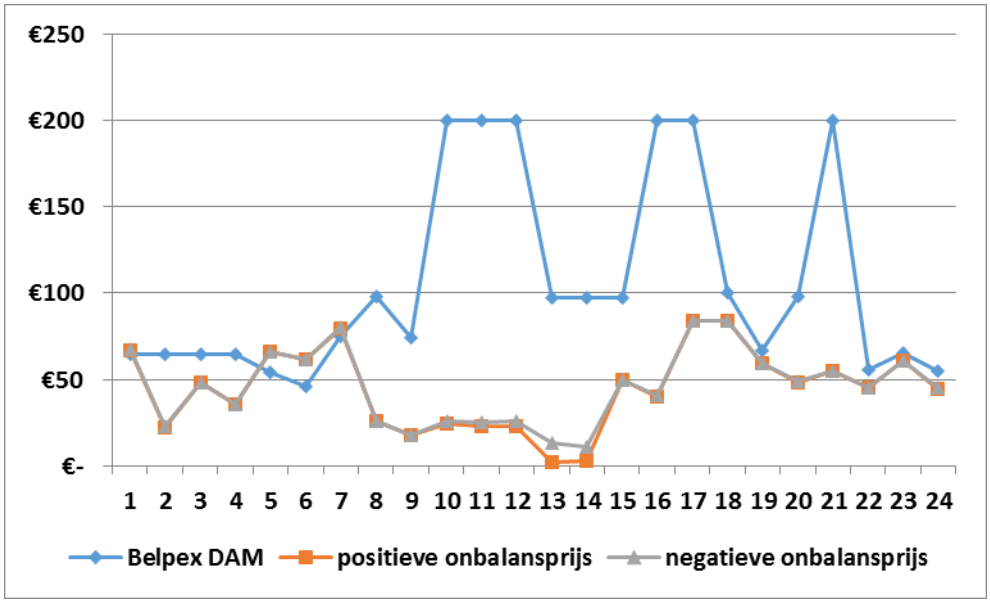
december een provinciale stakingsdag was. Anderzijds is de consumptie op vrijdag 5 december al terug relatief sterk gedaald tot 12.200 MW, waardoor de stakingsdag het consumptieverschil waarschijnlijk slechts ten dele kan verklaren.



Maximale (residuele) elektriciteitsvraag per dag (in MW), evenals de equivalente temperatuur (Teq) voor de periode van 1 tot 5 december 2014 – Bron: CREG

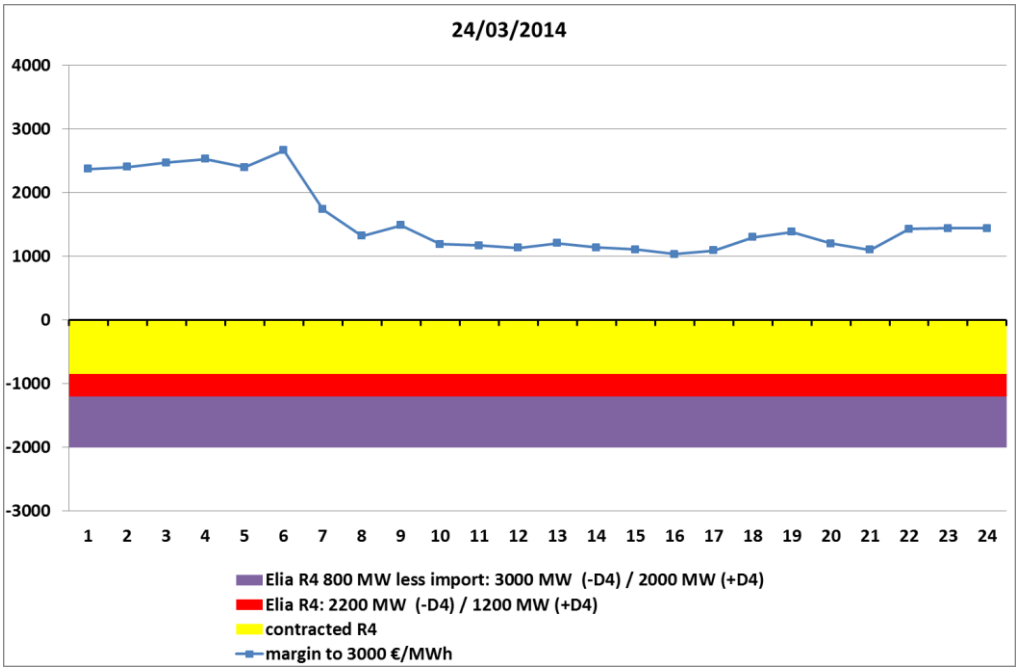
II.2.4.2 Dinsdag 24 maart 2015

54. Op 24 maart 2015 kende de Belpex DAM verschillende prijspieken tot 200 €/MWh, veruit de hoogste prijzen van de winter 2014-2015. De prijzen in reële tijd voor onbalans waren heel wat lager, zoals te zien op onderstaande figuur.



Prijzen op Belpex DAM en onbalansprijzen (in €/MWh) voor 24 maart 2015 – Bron: CREG

55. Er was geen gevaar voor de bevoorradingszekerheid. Onderstaande figuur geeft de marge tot 3.000 €/MWh op de Belpex DAM voor 24 maart 2015. Uit de figuur blijkt, zoals eerder gesteld, dat er steeds nog minstens 1.000 MW marge was.



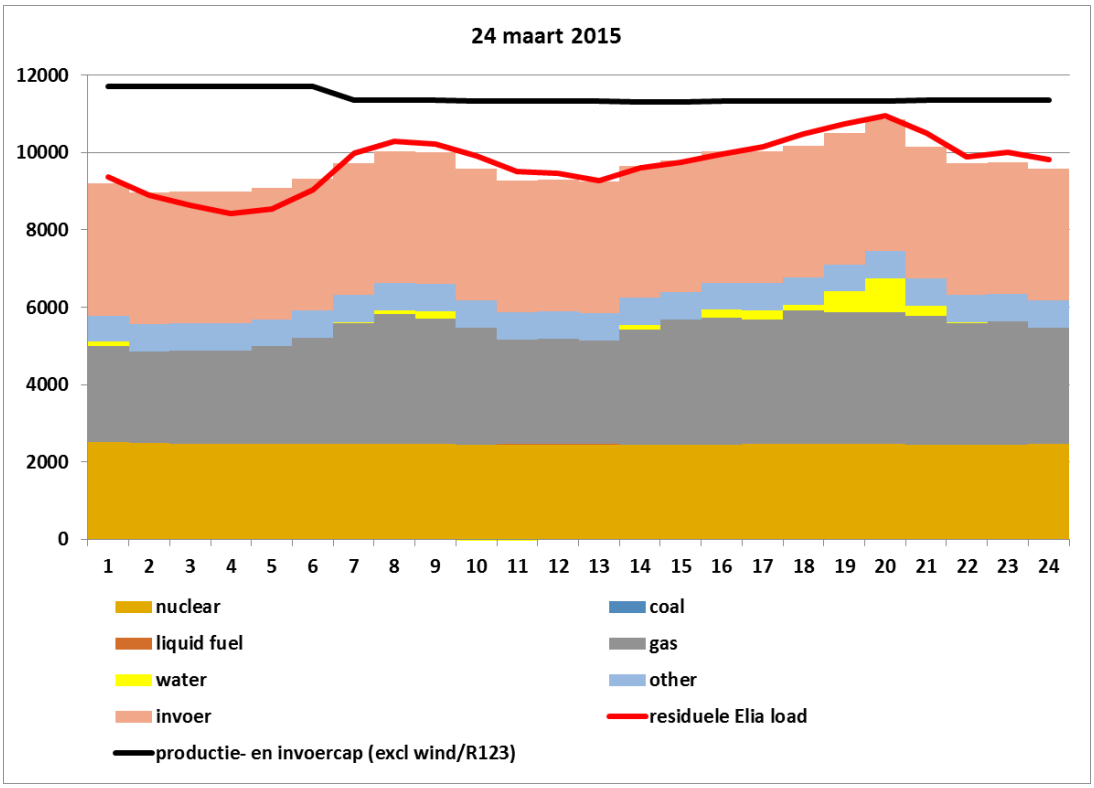
Afstand (in MW) tot tekort op Belpex DAM (economische trigger van strategische reserve) voor 24 maart 2015 – Bron: CREG

56. De hoge prijzen zijn te verklaren doordat de beschikbare productiecapaciteit (exclusief wind) tijdens de avonduren terugviel op 8.380 MW. De windproductie op het

distributienet was op 24 maart 2015 verwaarloosbaar. Daar moeten dan nog de reserves van afgetrokken worden, voor een totaal van ongeveer 550 MW[13], die ter beschikking staan van Elia en niet door de markt kunnen gebruikt worden.

57. De commerciële importcapaciteit die in day ahead aan de markt ter beschikking werd gesteld bedroeg 3.500 MW. Deze werd in hoge mate benut in reële tijd, maar voor slechts een aantal uren is er congestie[14].

58. In totaal was er voor de markt bijgevolg ongeveer 11.340 MW productie- en invoercapaciteit beschikbaar voor de avonduren (exclusief wind). Onderstaande figuur geeft per uur de geproduceerde en geïmporteerde energie volgens brandstoftype (exclusief wind) weer, die in principe gelijk moet zijn aan de residuele 'Elia Grid Load', namelijk exclusief wind (rode lijn). De residuele 'Elia Grid Load' was maximaal 10.950 MW. De figuur geeft eveneens de totale productie- en invoercapaciteit (exclusief wind) die beschikbaar was in *day ahead*[15] (zwarte lijn). De minimale marge tussen deze twee waarden was ongeveer 390 MW.



Geproduceerde energie volgens brandstoftype (exclusief wind) en geïmporteerde energie, evenals residuele Elia Grid Load op 24 maart 2015 – Bron: CREG

[13] Primaire, secundaire en tertiaire reserves op productie-eenheden waren op dat moment respectievelijk ongeveer 84 MW, 140 MW en 320 MW.
[14] In de day ahead markt waren er meer uren dat de invoercapaciteit volledig benut was. In intraday is er vervolgens nog uitgevoerd naar Frankrijk, wellicht door een hoger dan verwachte zonneproductie.
[15] In reële tijd kunnen deze waarden nog afwijken van de day ahead waarden.

59. De hoge prijzen op de day ahead markt voor 24 maart 2015, met verschillende uren 200 €/MWh, zijn op het eerste gezicht opmerkelijk, omdat er de hele winter geen enkel uur was met hogere prijzen. Echter, zoals bovenstaande figuur aantoont, lag de minimale marge waarover de markt nog beschikte relatief laag, lager dan op 1 december 2014 toen Doel 4 en Tihange 3 nog onbeschikbaar waren.

II.2.4.3 Vergelijking 1 december 2014 en 24 maart 2015

60. Onderstaande tabel vat de verschillen tussen 1 december 2014 en 24 maart 2015 samen. Drie zaken vallen op:

1) De beschikbare productiecapaciteit op 24 maart lag 1.100 MW lager dan op 1 december, ondanks de onbeschikbaarheid van Doel 4 en de onverwachte onbeschikbaarheid van Tihange 3 op 1 december. Dat is te verklaren doordat heel wat eenheden in gepland onderhoud waren op 24 maart: Tihange 3 (1.046 MW), Amercoeur 1 (451 MW), Langerlo 1 (235 MW), Ringvaart STEG (357 MW), WKK Exxonmobil (140 MW). Er was eveneens een ongeplande panne: Langerlo 2 (235 MW);
2) Er is op 24 maart 200 MW minder invoercapaciteit beschikbaar dan op 1 december;
3) De maximale residuele Elia Grid Load verschilt slechts 550 MW tussen 1 december en 24 maart, wat verrassend weinig is. Dat is wellicht deels te verklaren door de provinciale stakingsdag op 1 december.

Capaciteit beschikbaar voor de markt op twee specifieke dagen (MW)			
	1 december 2014	**24 maart 2015**	**verschil**
gas	*5060*	*3900*	-1160
nucleair	*1850*	*2440*	590
steenkool	*460*	*0*	-460
water	*1170*	*1170*	0
liquid fuel	*290*	*220*	-70
other	*650*	*650*	0
beschikbare productiecapaciteit (excl wind) tijdens avondpiek	9500	8380	-1120
reservers (R123)	-600	-550	50
beschikbare invoercapaciteit	3700	3500	-200
totale capaciteit	*12600*	*11340*	-1260
gemiddelde residuele Elia Grid Load (excl wind)	9850	9725	-125
maximale residuele Elia Grid Load (excl wind)	11500	10950	-550
gemiddelde marge (voor de markt)	2700	1700	-1000
minimale marge (voor de markt)	1100	390	-710

61. Bovenstaande tabel bevat een belangrijke boodschap voor de markt: het geplande onderhoud van centrales en interconnectielijnen wordt gangbaar zoveel mogelijk buiten de winter gehouden om het risico voor de bevoorradingszekerheid door extra verbruik door een koudegolf te minimaliseren (een risico dat buiten de winterperiode niet bestaat[16]). Dat betekent echter dat er buiten de winter meer onderhoud uitgevoerd moet worden dan vroeger, wat paradoxaal genoeg kan leiden tot kleinere marges buiten de winterperiode dan tijdens de winter (indien er geen koudegolf is) en dus hogere prijzen. In die zin kadert ook de Summer Outlook van Entso-E voor België voor september 2015: er is een risico dat België heel veel zal moeten invoeren.

62. Het feit dat ook buiten de winterperiode de Belgische regelzone een lagere marge kan hebben tussen enerzijds productie- en invoercapaciteit en anderzijds het verbruik zorgt ervoor dat de bestaande en eventueel toekomstige productiecentrales en vraagbeheer in de Belgische regelzone rendabeler worden.

II.2.4.4 Analyse biedgedrag voor 24 maart 2015

63. De hoge geobserveerde prijzen tijdens de piekuren op 24 maart 2015 werden veroorzaakt door een vermindering in aanbod en een verhoging van de '*must-buy*'-vraag naar elektriciteit. Het lagere aanbod en de hogere '*must-buy*'-vraag worden verklaard door een combinatie van een vermindering aan beschikbare capaciteit (zie supra).

64. Een groot aandeel van de '*must-buy*'-vraag moet daarom voldaan worden via invoer. De uren waarin deze invoervolumes hun maximaal toegestane limiet bereiken, komen overeen met de uren waarin de hoogste prijzen bereikt worden. Extra invoeren om het verschil tussen het aangeboden volume en het nodige '*must-buy'*-volume te overbruggen, is niet mogelijk waardoor orders aangeboden in de Belgische biedzone geselecteerd worden. De aangeboden orders zijn vooral '*block orders*'. Dit betekent dat het aangeboden volume ofwel volledig geaccepteerd moet worden aan winstgevende marktprijzen, ofwel volledig geweigerd. Eender welke beperking tussen de aangeboden '*block orders*' en de uren waarop de invoer zijn maximum bereikt heeft, resulteert in hoge vrijgemaakte marktprijzen. Deze beperkingen omvatten een combinatie van het aanbieden van te hoge volumes, het aanbieden over een tijdsperiode verschillend van deze waarop de

[16] In de zomerperiode zou een hittegolf in principe ook tot piekverbruik kunnen leiden, maar er kan redelijkerwijze verwacht worden dat dat piekverbruik opgevangen wordt door een hoge elektriciteitsproductie door zonnepanelen.

invoer zijn maximale waarde heeft bereikt, en het aanbieden aan een vraagprijs waaraan het order, indien geaccepteerd, niet als rendabel beschouwd kan worden. Dit is dan ook de belangrijkste factor voor het ontstaan van de hoge prijzen op 24 maart.

65. Om na te gaan waarom de prijs €200/MWh bedroeg, vroeg de CREG aan 7 marktdeelnemers die een relatief hoog volume aangeboden hadden aan zowel vraag- als aanbodzijde, en aan relatief hoge prijzen, om informatie te verschaffen omtrent hun biedgedrag. Algemeen gesteld antwoordden de marktdeelnemers aan de aankoopzijde dat, in het geval marktprijzen hoger of gelijk zijn dan de aangeboden prijs, de *intra-day* markt voldoende liquide is om alsnog hun positie te sluiten aan sterk lagere prijzen dan die geobserveerd op de dagmarkt.

66. Dit biedgedrag is economisch rationeel op basis van de geobserveerde historische gegevens. Niettemin merkt de CREG op dat dit gedrag risicovol is bij *flow-based* marktkoppeling en tijdens periodes van schaarste. Omdat *flow-based* marktkoppeling efficiënter gebruik maakt van het netwerk in vergelijking met de NTC marktkoppeling, kan de grensoverschrijdende transportcapaciteit in *intra-day* gelimiteerd zijn, resulterend in een sterke afhankelijkheid van de liquiditeit van de *intra-day* markt van de fysieke situatie in de Belgische biedzone.

67. Marktdeelnemers aan de verkoopzijde antwoordden dat hun biedingen de waarde weerspiegelen van vraagreductie. Gebaseerd op deze antwoorden kon de CREG 3,4 GWh aan vraagsturing identificeren tijdens deze dag, met een uurlijks aangeboden volume variërend tussen 80 MWh/h en 240 MWh/h.

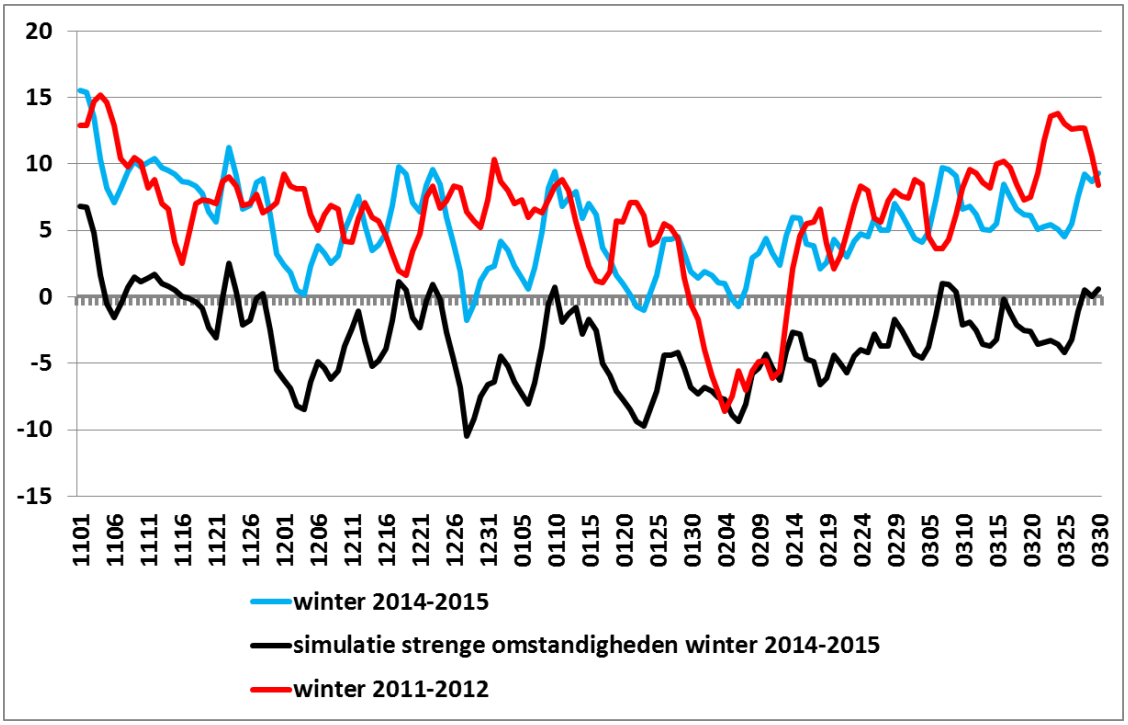
II.3 Gesimuleerde strenge omstandigheden winter 2014-2015

II.3.1 Simulatiemethode

68. Aangezien er zich tijdens de winter 2014-2015 geen koudegolf heeft voorgedaan, wordt in deze sectie op eenvoudige wijze een hogere vraag gesimuleerd om zo een inschatting te krijgen welke marges er nog zouden kunnen geweest zijn tijdens een eventuele koudegolf. Hiervoor wordt er verondersteld dat de elektriciteitsafname voor elk uur van de winter 1.000 MW hoger lag dan effectief het geval was.

69. De temperatuursgevoeligheid van de elektriciteitsafname wordt door de CREG geschat op ongeveer 110 MW per daling van de equivalente temperatuur met één graad[17]. Een stijging van de elektriciteitsafname van 1.000 MW tijdens elk uur komt dan overeen met een daling van de equivalente temperatuur met 9 graden. Om de impact hiervan op de equivalente temperatuur te illustreren, wordt in onderstaande figuur het verloop van de equivalente temperatuur gegeven voor winter 2014-2015 en voor winter 2011-2012 (met de koudegolf van februari 2012), evenals de temperatuur onder de gesimuleerde strenge omstandigheden.

70. Uit de figuur blijkt dat deze simulatie (zwarte lijn) resulteert in meerdere koudegolven tijdens één en dezelfde winter die de koudegolf van februari 2012 evenaren of soms zelfs overtreffen.



Gesimuleerde equivalente temperatuur per dag tijdens winter 2014-2015, vergeleken met de effectieve equivalente temperatuur tijdens winter 2014-2015 en winter 2011-2012 – Bron: CREG

71. Deze analyse is volgens de CREG vooral nuttig voor de maanden december tot en met februari, wanneer het risico op een koudegolf het grootst is. De kans dat er begin november en eind maart nog een koudegolf voorkomt, is zeer klein. De resultaten voor 24 en 25 maart moeten dan ook als zeer extreem geïnterpreteerd worden, omdat het

[17] Zie CREG-studie 1352 over de Belgische groothandelsmarkt bij stroomschaarste en stroomtekort.

onwaarschijnlijk is dat de equivalente temperatuur eind maart nog zou zakken tot -4 graden, zoals in deze simulatie het geval is.

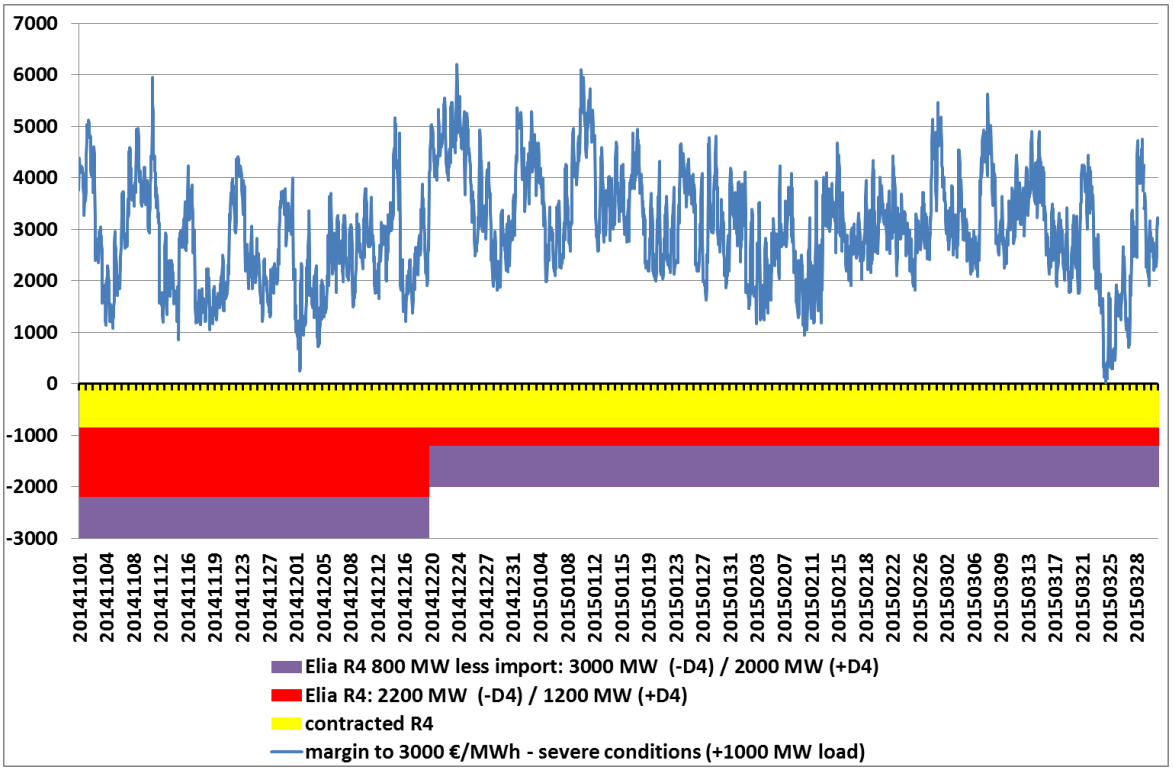
72. Ondanks het feit dat ze resulteert in zeer lage temperaturen, wil de CREG benadrukken dat de hiernavolgende simulatie met enige voorzichtigheid gehanteerd moet worden. Er wordt immers met een aantal aspecten geen rekening gehouden die negatief kunnen zijn voor de bevoorradingszekerheid. Ten eerste veroorzaakt een koudegolf immers niet enkel een hogere vraag, maar kan ze ook een impact hebben op de beschikbaarheid van productiecentrales (door onverwachte pannes door de koude). Ten tweede kan een koudegolf ook een impact hebben op de elektriciteitsvraag in het buitenland (als daar eveneens lagere temperaturen te noteren zijn), waardoor niet de volledige importcapaciteit kan worden benut . Ten derde kan de marge die gemeten wordt op Belpex DAM een overschatting zijn, aangezien een deel van de biedingen tegen hoge prijzen ingegeven zijn door strategisch biedgedrag, zoals de analyse van het biedgedrag voor 24 maart 2015 duidelijk maakt (zie boven).

73. Er zijn anderzijds ook positieve effecten mogelijk, namelijk een sterk verhoogde reactie aan de vraagzijde (waarbij de vraag wordt verminderd doordat de elektriciteitsprijzen kunnen pieken tot 4.500 €/MWh) en een hogere beschikbare netwerkcapaciteit wegens de lagere temperatuur. Noch met de positieve, noch met de negatieve effecten is in deze eenvoudige analyse rekening gehouden.

II.3.2 Economische trigger

74. Onderstaande figuur geeft de marge tot activatie van de strategische reserve op de day ahead markt onder strenge omstandigheden, namelijk indien er tijdens alle uren van de voorbije winter een 1.000 MW hogere elektriciteitsvraag geweest zou zijn. De legende blijft dezelfde als voor gelijkaardige figuren eerder in deze studie.

75. Uit deze figuur blijkt dat er ook onder strenge omstandigheden geen activatie van de strategische reserves zou geweest zijn. Op drie dagen zou deze echter zeer nipt vermeden zijn. Toch is het duidelijk dat de gecontracteerde reserves ook in strenge omstandigheden waarschijnlijk voldoende zouden geweest zijn.

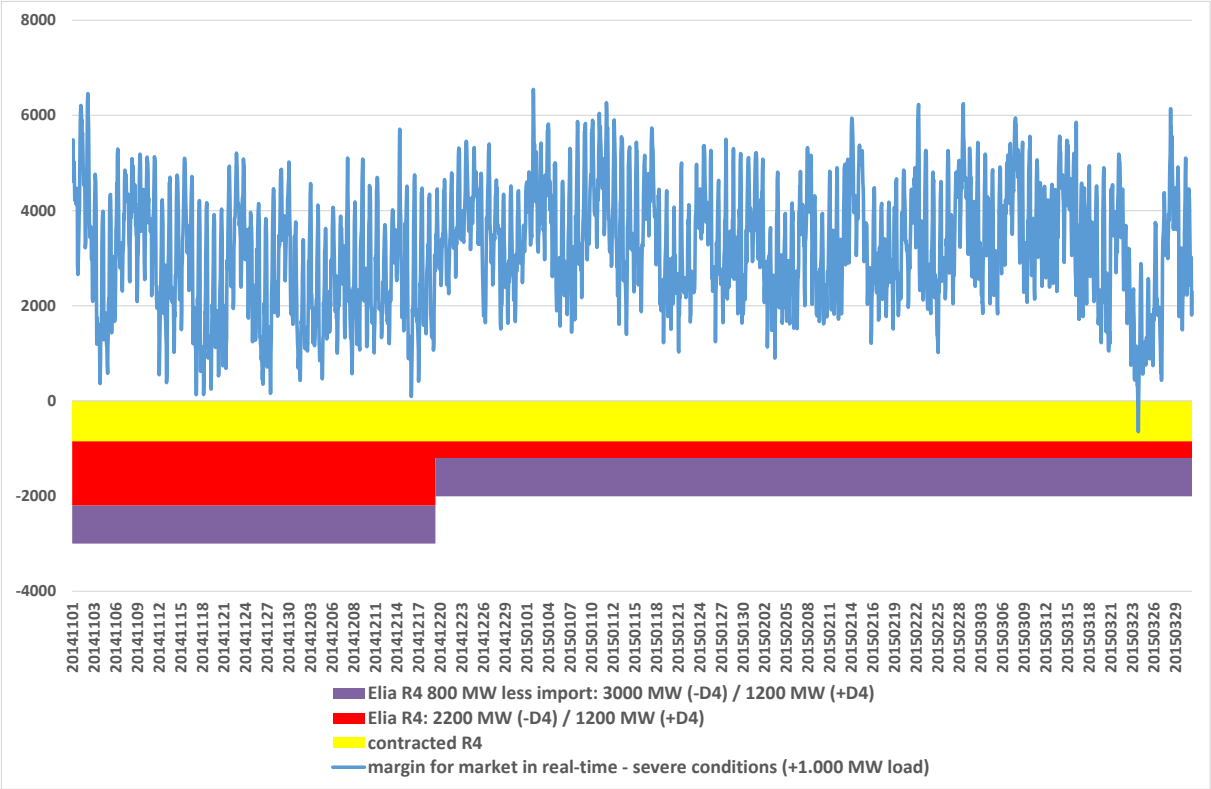


Afstand (in MW) tot tekort (economische trigger van strategische reserve) tijdens winter 2014-2015, strenge omstandigheden gesimuleerd door 1.000 MW extra vraag toe te voegen – Bron: CREG

II.3.3 Technische trigger

76. Onderstaande figuur geeft de marge tot activatie van de strategische reserve op de day ahead markt onder strenge omstandigheden, namelijk indien er tijdens alle uren van de voorbije winter een 1.000 MW hogere elektriciteitsvraag zou geweest zijn. De legende blijft voor het overige dezelfde als voor gelijkaardige figuren in deze studie.

77. Uit onderstaande figuur blijkt dat, zelfs onder extreme winteromstandigheden (gesimuleerd door toevoeging van 1.000 MW bijkomende vraag), er slechts éénmaal een activatie van de strategische reserves zou plaatsvinden, op 24 maart 2015. Er zijn ook een aantal dagen waarop de marge bijzonder klein is (1 uur lager dan 100 MW, 7 uren lager dan 200 MW), al waren de gecontracteerde strategische reserves dan waarschijnlijk voldoende.



Afstand (in MW) tot tekort (technische trigger van strategische reserve) tijdens winter 2014-2015, strenge omstandigheden gesimuleerd door 1.000 MW extra vraag toe te voegen – Bron: CREG

78. De kans dat er zich eind maart een strenge koudegolf voordoet is evenwel zeer klein, waardoor dit resultaat zeer onwaarschijnlijk is. Toch acht de CREG de strategische reserve op dit ogenblik een noodzakelijk onderdeel om de bevoorradingszekerheid te garanderen, gezien het systeem nog geen echte koudegolf heeft moeten doorstaan.

III. Vooruitblik winter 2015-2016

III.1 Volumebepaling Strategische Reserve

III.1.1 Chronologisch overzicht

79. Op 15 november 2014 maakte Elia haar analyse over aan de AD Energie wat betreft het benodigde volume aan strategische reserve voor de winter 2015-2016. Rekening houdend met de onbeschikbaarheid van Doel 3, Tihange 2 en Doel 1 bepaalde Elia het volume op 3.500 MW. Hiervoor werd rekening gehouden met een verlaagde gegarandeerde

importcapaciteit met 800 MW, namelijk van 3.500 MW voor de winter 2014-2015 naar 2.700 MW voor de winter 2015-2016.

80. De analyse van Elia resulteert in 495 uren dat de strategische reserves nodig zijn in normale omstandigheden (P50) en 699 uren in abnormale omstandigheden (P95). Tijdens deze uren zou een onbalansprijs van 4.500 €/MWh van toepassing zijn. Dit extreem hoge aantal uren roept vragen op.

81. Op 15 december 2014 maakt de AD Energie haar advies over aan de Minister van Energie met daarin de bevestiging van de nood aan 3.500 MW strategische reserve. De minister bevestigde dit volume in haar ministerieel besluit van 15 januari 2015.

82. Zowel de analyse van Elia, het advies van de AD Energie als het ministerieel besluit zijn gepubliceerd op de website van de FOD Economie[18].

83. Half april 2015 maakt Electrabel bekend dat het ongeveer 340 MW productiecapaciteit, waarvan eerder de sluiting was aangekondigd, toch in dienst houdt. Het gaat om vier turbojets, de stoomturbine van Herdersbrug en Awirs 4.

84. Eind mei 2015 maakt Electrabel bekend dat het Drogenbos, waarvan eerder de sluiting was aangekondigd, toch in dienst houdt. Het gaat om 515 MW aan productiecapaciteit.

85. Half juni 2015 maakt Electrabel bekend dat het een WKK met een productievermogen van iets minder dan 100 MW, waarvan eerder de mogelijke sluiting was aangekondigd, toch in dienst houdt.

86. Op 22 juni communiceren Elia en de minister een herziening van de strategische reserve (zie infra).

87. Eind juni wordt aangekondigd nog een bijkomende WWK van 45 MW, onder beheer van Electrabel en waarvan eerder de mogelijke sluiting was aangekondigd, toch in dienst te houden. In totaal gaat het dus om ongeveer 1.000 MW waarvan eerder de (mogelijke) sluiting was aangekondigd en die toch in de markt blijven.

[18] Zie de website van de FOD Economie: http://economie.fgov.be/nl/consument/Energie/Energiebevoorradingszekerheid/strategische_reserve_elektriciteit/#.VeAiSfmqpBc

III.1.2 Analyse AD Energie

88. In haar advies inzake de volumes aan strategische reseves doet de AD Energie een deterministische controle van de volumes die Elia berekend heeft. Daarvoor refereert ze naar 17 januari 2013 toen het systeem erg krap was door een aantal onverwachte onbeschikbaarheden tijdens die dag.

89. In haar advies concludeert de AD Energie dat België op dat moment enkel uit Nederland kon importeren voor een volume van 1.700 MW en niet uit Frankrijk. Ze rekent bijgevolg met een importcapaciteit van 1.700 MW, nog 1.000 MW lager dan het niveau waarmee Elia rekent. De CREG heeft haar twijfels bij deze conclusie. Het klopt dat België niet meer dan 1.700 MW kon nomineren op de grens met Nederland, maar dat belet niet dat bijkomende import via Duitsland en Nederland naar België kon genomineerd worden. Dat kan oplopen tot 3.500 MW of zelfs meer. Bovendien waren de prijzen op de day-head markt gemiddeld 74 €/MWh, met een piek van 180 €/MWh (zie onderstaande figuur). Dat is nog ver verwijderd van de 3.000 €/MWh en wijst niet op een extreme krapte op de markt.

90. Door de reële situatie te nemen wordt een analyse gedaan van de netveiligheid wat betreft plotse gebeurtenissen, met andere woorden de mate waarin de primaire, secundaire en tertiaire reserves volstaan. Het bepalen van het volume voor de strategische reserve betreft de *adequacy*, namelijk de adequaatheid van het aanbod om aan de vraag te voldoen op langere termijn. Dit onderscheid is tijdens een overleg met de AD Energie besproken.

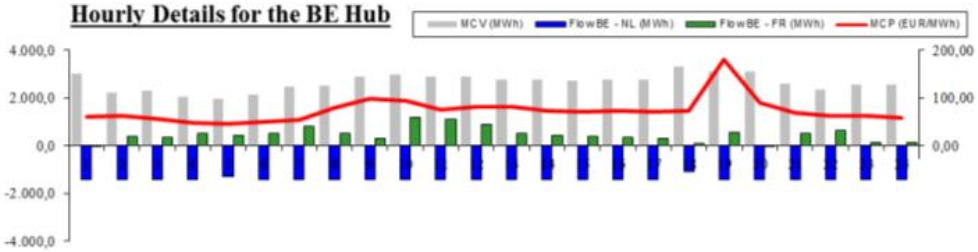
Belpex Daily Report for 17-01-2013

BELPEX Part of APX-ENDEX

Indices for the BE Hub

		Belix (in EUR/MWh)	Volume (in MWh)
Base	(hours 1 to 24)	74,20	63.780,7
Peak	(hours 9 to 20)	89,04	34.947,7
Off-Peak	(hours 1 to 8 & 21 to 24)	59,36	28.833,0

Hourly Details for the BE Hub



	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Volume (MWh)	3.042,7	2.242,2	2.287,8	2.042,5	1.970,2	2.155,9	2.465,7	2.520,5	2.889,7	2.962,4	2.903,4	2.887,1
Price (Eur/MWh)	61,20	62,50	56,67	49,01	45,03	50,09	54,30	80,52	98,10	95,00	76,34	81,97
Flow BE - NL (MWh)	-1425,7	-1426	-1426	-1426	-1308,4	-1425,9	-1425,6	-1425,7	-1426	-1425,7	-1426	-1426
ATC BE - NL (MWh)	-1426	-1426	-1426	-1426	-1426	-1426	-1426	-1426	-1426	-1426	-1426	-1426
Flow BE - FR (MWh)	-44	404	352	533	439	500	802	502	329	1207	1106	888
ATC BE - FR (MWh)	-1405	2395	2395	2395	2395	2395	2395	2295	2165	2165	2165	2165

	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
Volume (MWh)	2.751,3	2.761,6	2.742,7	2.761,6	2.760,4	3.314,9	3.088,8	3.123,8	2.620,9	2.361,4	2.580,9	2.542,3
Price (Eur/MWh)	82,54	74,25	71,92	72,88	71,87	72,83	180,00	90,82	68,93	61,94	63,11	59,00
Flow BE - NL (MWh)	-1426	-1426	-1426	-1426	-1426	-1083,9	-1425,7	-1425,9	-1426	-1425,9	-1425,9	-1425,8
ATC BE - NL (MWh)	-1426	-1426	-1426	-1426	-1426	-1426	-1426	-1426	-1426	-1426	-1426	-1426
Flow BE - FR (MWh)	529	438	410	369	319	102	563	-32	520	655	154	120
ATC BE - FR (MWh)	2165	2165	2165	2165	2165	2165	2165	-1535	2295	2295	2295	2295

Resultaat van day ahead clearing voor 17 januari 2013 – Bron: Belpex

III.1.3 Herziening volume strategische reserve door Elia

91. De herziening van het volume van de strategische reserve zoals aangekondigd op 22 juni betreft:

a. Een nieuwe analyse van de verwachte piekvraag;

b. Bijkomende maatregelen om de importcapaciteit te maximaliseren;

c. Het toch in de markt houden van heel wat eenheden waarvan de uitdienstname eerder was aangekondigd.

92. De CREG had ernstige bedenkingen bij de eerste volumebepaling door Elia en heeft die ook tijdens meerdere overlegmomenten met hen besproken. De herziening van het volume gaat in de goede richting, maar is volgens de CREG nog onvoldoende.

III.1.3.1 Piekvraag

93. Als referentie voor de groei van de consumptie nam Elia het jaar 2010 en rekent op een groei van de piekvraag met 03% per jaar.

94. De CREG stelt echter vast dat de piekvraag sinds 2010, overigens een relatief koud jaar en dus met hogere consumptieniveaus, jaarlijks afneemt in plaats van stijgt. Een eerste, ruwe schatting kwantificeerde dit effect voor de komende winter op ongeveer 800 MW.

95. Bovendien werd vanaf de winter 2014-2015 een onbalanstarief ingesteld van 4.500 €/MWh wanneer er een structureel tekort is en de strategische reserve moet worden geactiveerd. De verwachting is dat dit een sterke marktreactie zal veroorzaken, zodat de piekvraag minder sterk zal stijgen bij grote koude dan historisch waargenomen.

96. Elia neemt deze twee effecten, namelijk dalende piekvraag en de marktreactie, mee in rekening en stelt in haar herziening dat de piekvraag afneemt met 900 MW. In een probabilistische scenario leidt dit volgens Elia tot een vermindering van de strategische reserve met 600 MW.

97. De CREG vindt de evolutie van een herschatting van de piekvraag positief. Ze vraagt dat Elia ook op transparante wijze aan de markt uitlegt hoe ze tot het resultaat gekomen is, onder meer met een duidelijke uitleg hoe een daling van de piekvraag met 900 MW resulteert in een afname van de strategische reserve met slechts 600 MW.

III.1.3.2 Importcapaciteit

98. Een ander aandachtspunt is het ontbreken van een degelijke analyse omtrent de verlaging met 800 MW van de import waarmee gerekend wordt, meer bepaald een kwantificering of probabilistische scenario. Tijdens een overleg met de CREG heeft Elia uitgelegd dat de probabilistische berekening uitgevoerd werd met een import van 3.500 MW. Dat leidde tot een benodigd volume aan strategische reserve van 2.700 MW. Het is pas daarna dat er, zonder gekwantificeerde argumentatie, 800 MW strategische reserve wordt toegevoegd om rekening te houden met een mogelijk lagere import, wanneer ook Frankrijk veel moet invoeren. Bovendien was het ook niet duidelijk wat nu de beperkende factor was: de netwerkcapaciteit of de beschikbare productiecapaciteit in het buitenland.

99. De CREG kan aanvaarden dat het mogelijk is dat in uitzonderlijke omstandigheden de importcapaciteit moet beperkt worden wanneer er ook in Frankrijk een koudegolf is en de ingevoerde elektriciteit uit het noorden moet komen. Een meer uitgebreide toelichting is te lezen in de CREG-studie 1352 over stroomschaarste en -tekort.

100. Echter, Elia zegt zelf dat de vermindering van de importcapaciteit pas na de probabilistische analyse is uitgevoerd. Bovendien geeft Elia nergens aan dat Frankrijk wel degelijk een te grote invoernood zal hebben. RTE stelt in hun “Adequacy Generation Report”

van november 2014 dat in extreme omstandigheden Frankrijk tot 10.000 MW moet invoeren. Dat is een niveau dat Frankrijk wellicht zonder België kan invoeren; tijdens afgelopen zomer werd de interconnectiecapaciteit met Spanje nog verhoogd met 1.400 MW. Indien Elia toch denkt dat de Franse invoercapaciteit ontoereikend dreigt te zijn, dan moet ze dit aantonen en kwantificeren. Ten slotte is een beperking van de importcapaciteit niet voor elk uur van de dag even waarschijnlijk, terwijl nu wordt aangenomen dat de beperktere invoer voor alle uren geldt.

101. Bovendien heeft Elia een aantal maatregelen genomen om de importcapaciteit te verhogen. Sommige van die maatregelen waren al operationeel in de winter van 2014-2015, zoals de *dynamic line rating* (Ampacimon). Er zijn echter ook nieuwe maatregelen die leiden tot bijkomende importcapaciteit. Ten eerste zullen de twee PST's in Zandvliet in serie gezet worden. Ten tweede is er de versterking in de post Van Eyck. Deze twee maatregelen zouden samen de importcapaciteit tijdens extreme omstandigheden met 500 tot 700 MW kunnen verhogen[19]. Toch blijft Elia er geen voorstander van om de bijstelling van de gegarandeerde importcapaciteit van 800 MW te herzien om zodoende rekening te houden met deze verhoging van 500 tot 700 MW.

102. De CREG begrijpt momenteel niet waarom een verhoging van de importcapaciteit niet leidt tot het verlagen van het volume voor de strategische reserve, hoewel Elia aan de CREG meegedeeld heeft dat de bijkomende maatregelen de probabiliteit van de uitzonderlijke situaties vermindert. In een probabilistische analyse kan verwacht worden dat dit tot een daling van de nodige reserves leidt. De reden dat dit toch niet gebeurt, is niet duidelijk.

III.1.3.3 Productiecapaciteit in de markt

103. Er zijn heel wat eenheden waarvan eerder aangekondigd was dat ze uit dienst zouden gaan die toch in de markt blijven. Het gaat hierbij om eenheden uitgebaat door Electrabel voor een totaal van 1.000 MW.

104. Elia houdt rekening met een terugkeer van ongeveer 850 MW en verlaagt het volume van strategische reserve met 800 MW. Volgens de CREG is dat niet voldoende en moet de strategische reserve met ongeveer 140 MW verder verlaagd worden: een verlaging met 940 MW dus, in plaats van 800 MW.

[19] Zie het persbericht kabinet Marghem van 22 juni 2015. In een e-mailuitwisseling met de CREG spreekt Elia van 350 tot 700 MW.

III.1.3.4 Samenvatting

105. Bovenstaande maatregelen ter bepaling van het volume aan strategische reserve worden in onderstaande tabel samengevat. De kolommen bevatten verschillende berekeningen, namelijk de herziening van Elia en drie scenario's met de laatste informatie rond terugkerende productie-eenheden en verschillende niveaus van hogere importcapaciteit (0, 500 en 700 MW). De laatste drie rijen geven de verschillende scenario's wat betreft de beschikbaarheid van Doel 1 en Doel 2.

106. Uit deze tabel blijkt dat indien er 500 tot 700 MW extra importcapaciteit beschikbaar zou zijn, niet al de aangeboden capaciteit voor de strategische reserve nodig zou geweest zijn in bepaalde scenario's (zie gele cellen). Deze berekening toont anderzijds ook aan dat in al deze scenario's bijkomende strategische reserve moet gecontracteerd worden, ook in het geval dat Doel 1 en Doel 2 beschikbaar zijn.

Nieuwe volumebepaling SR - laatste info + 3 scenario's importcapaciteit				
	Elia	**max R4**	**midden R4**	**min R4**
Totaal volume R4 - november 2014	**3500**	**3500**	**3500**	**3500**
Elia - terug naar markt	-800	-800	-800	-800
Elia - lagere vraagpiek	-600	-600	-600	-600
Nieuw volume R4 - juni 2015	**2100**	**2100**	**2100**	**2100**
extra terug naar markt		-140	-140	-140
extra importcap	0	0	-500	-700
Nieuw volume R4 - juni 2015	**2100**	**1960**	**1460**	**1260**
reeds gecontracteerd	-750	-750	-750	-750
te contracteren (D2 in, D1 in)	**950**	**810**	**310**	**110**
te contracteren (D2 in, D1 out)	**1350**	**1210**	**710**	**510**
te contracteren (D2 out, D1 out)	**1750**	**1610**	**1110**	**910**

107. Tot slot nog een opmerking wat betreft de secundaire en tertiaire reserves (R2 en R3), goed voor ongeveer 800 MW[20]. De CREG gaat ermee akkoord dat Elia geen rekening houdt met R2 en R3 in de volumebepaling van de strategische reserve, omdat deze dienen voor de *balancing* van het net in reële tijd, en niet om een probleem van *adequacy* op te lossen. Echter, er zal niet afgeschakeld worden voordat een groot deel van de reserves, ook R2 en R3, geactiveerd zijn. Dat moet toelaten dat de volumebepaling van de strategische reserve, waarbij er steeds een bepaalde onzekerheid meespeelt, minder conservatief gebeurt. Met andere woorden, bij twijfel kan men eerder de lagere volumegrens kiezen.

[20] R2 is ongeveer 140 MW. R3 is ongeveer 300 MW productiereserves, 100 MW R3DP en 260 MW onderbreekbare klanten. Samen is dat 800 MW. Ten slotte is er ook nog de niet-gegarandeerde inter-TSO reserve van 250 MW.

III.2 Beschikbare capaciteit

III.2.1 Productiecapaciteit

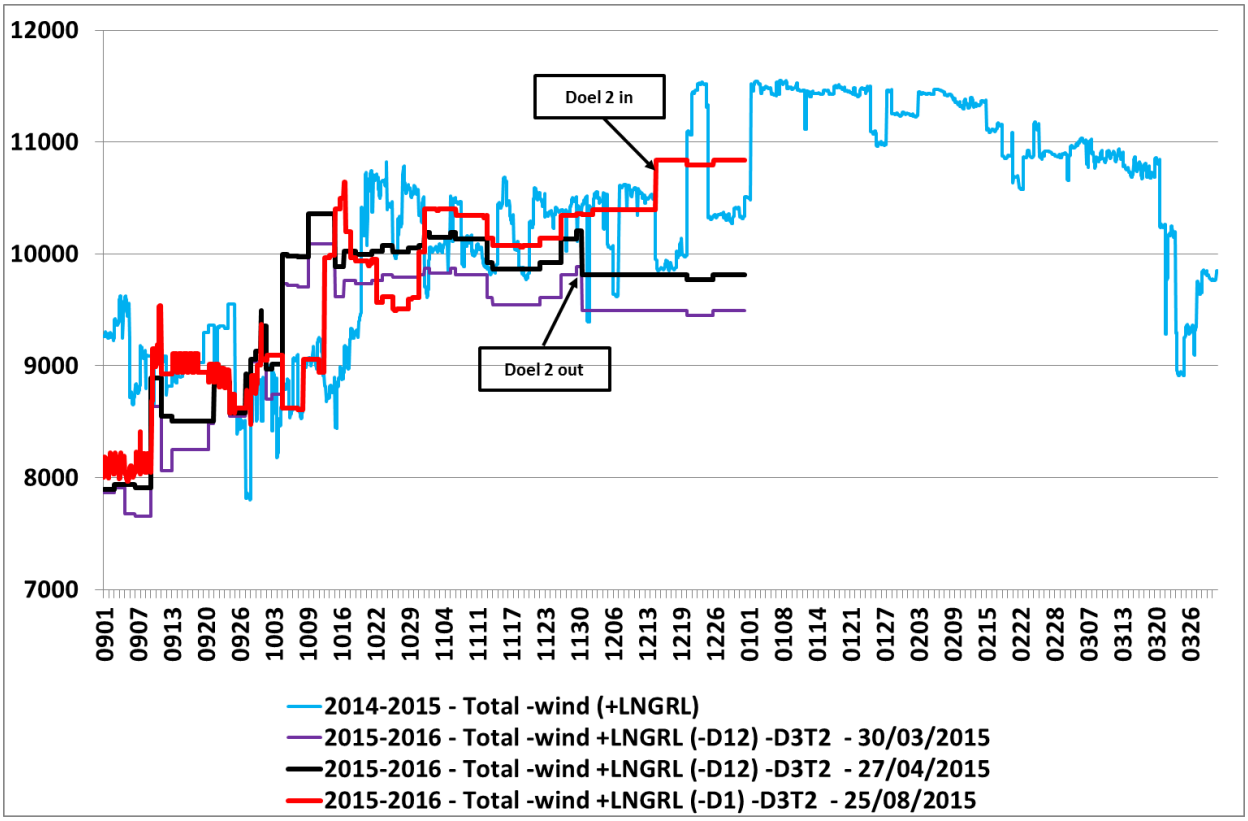
108. Hieronder wordt een beeld gegeven van de beschikbare productiecapaciteit zoals de CREG dit heeft kunnen samenstellen. De beschikbare gegevens lopen slechts tot eind 2015. Niet alle gegevens zijn beschikbaar op de website van Elia: zo wordt de beschikbaarheid van de productiecentrale van Langerlo niet meer vermeld.

109. Onderstaande figuur geeft het verloop van de totale beschikbare productie in de periode september-maart voor de winter 2014-2015. Voor de winter 2015-2016 lopen de gegevens slechts tot 31 december 2015. Voor deze periode zijn er drie lijnen die de voorspelde beschikbare capaciteit tonen op verschillende momenten. Dit toont duidelijk de soms sterke veranderingen in beschikbare capaciteit, afhankelijk van de beslissing van Electrabel om eenheden toch in dienst te houden en van de overheid inzake de nucleaire centrales.

110. Uit de figuur blijkt dat de laatste informatie over de beschikbare capaciteit voor de komende winter (rode lijn) van dezelfde grootte-orde is als voor de voorbije winter (blauwe lijn). De gegevens voor de komende winter, die slechts lopen tot 31 december 2015 tonen dat Doel 1 niet beschikbaar is; Doel 2 wordt pas terug beschikbaar op 15 december 2015.

111. Let wel, de gegevens van de voorbije winter kunnen niet zomaar vergeleken worden met die van de komende winter. Immers, de gegevens van de komende winter (rode lijn) betreffen de *geplande* onbeschikbaarheden; de *ongeplande* onbeschikbaarheden zijn uiteraard nog onbekend. Dat is niet het geval voor de voorbije winter (blauwe lijn), waarbij de langere ongeplande onbeschikbaarheden ook meegerekend zijn.

112. Volgens de CREG is de informatie over de beschikbare productiecapaciteit onvoldoende transparant voor de markt: de informatie is verspreid beschikbaar en loopt maar tot eind 2015. Eind augustus kan een marktspeler dus slechts vier maanden op voorhand kijken wat de beschikbare productiecapaciteit is. Ook worden wijzigingen van capaciteit die terugkeren naar de markt niet bijgehouden op de website van Elia als het over kleinere eenheden gaat. Een historiek van de beschikbare productiecapaciteit van alle eenheden zou dan ook moeten bijgehouden worden. Ten slotte zou ook het dataformaat verbeterd kunnen worden.



Totale (geplande) beschikbare productiecapaciteit - september-maart – winter 2014-2015 en 2015-2016 – Bron: Elia, CREG

III.2.2 Demand response

113. Uit de analyse van 24 maart 2015 en de rondvraag bij zeven marktspelers op de Belpex DAM, blijkt dat er tot 240 MW aan vraagsturing is aangeboden (zie supra).

114. Naast de vraagsturing in de markt contracteert Elia ook al heel wat vraagsturing via de reserves. Zo wordt er 100 MW R3DP gecontracteerd (waaronder ook wel productie-eenheden), 260 tot 300 MW onderbreekbare industriële klanten (ICH) en 300 MW vraagsturing in de strategische reserve. Alles samen is dat 600 tot 700 MW aan vraagsturing.

115. De CREG geeft deze cijfers onder voorbehoud, omdat het mogelijk is dat bepaalde volumes dubbel geteld worden. Toch acht de CREG een volume van minstens 800 tot 1.000 MW aan vraagsturing waarschijnlijk voor de komende winter.

III.2.3 Invoercapaciteit

III.2.3.1 Transparantie

116. Elia publiceert momenteel een overzicht van de geplande werken. De tabel bevat informatie over de periode en de netelementen. Er is echter geen inschatting van de impact van de geplande werken op de importcapaciteit. Nochtans is die importcapaciteit erg belangrijk voor de prijsvorming op de Belpex DAM.

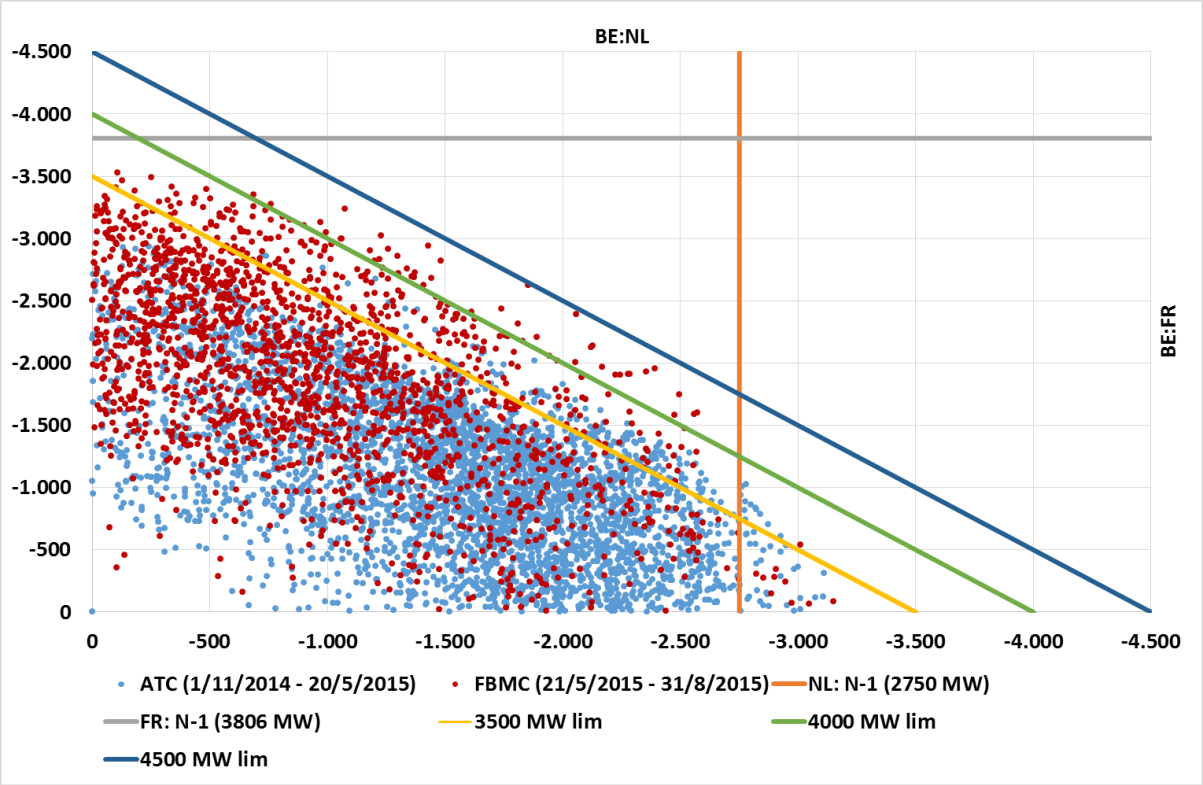
117. De CREG pleit ervoor dat Elia ex ante een inschatting van de impact van geplande werken op de interconnectiecapaciteit zou publiceren, met regelmatig updates van de inschatting naarmate de periode van de werken nadert.

III.2.3.2 Flow-based market coupling

118. Sinds 21 mei 2015 gebeurt de berekening van de interconnectiecapaciteit in de CWE-regio gebaseerd op de stromen, een nieuwe methode van capaciteitsberekening, en niet meer met de ATC-methode. Deze *flow-based market coupling* (FBMC) laat toe om de bestaande infrastructuur efficiënter te gebruiken.

119. De verhoogde efficiëntie van het gebruik van de bestaande interconnectie-infrastructuur wordt geïllustreerd aan de hand van onderstaande figuur. Alle uren waarbij zowel uit de noord- als uit de zuidrichting invoerstromen werden waargenomen, worden vanaf 1 november 2014 tot en met 31 augustus 2015 weergegeven (ofwel 5.276 uren). Tijdens de periode waarin de capaciteit nog met de ATC-methode werd berekend (in onderstaande grafiek van 1 november 2014 tot en met 20 mei 2015) waren er 165 uren waarbij de totale invoer van elektriciteit hoger lag dan 3.500 MW. Nooit werd meer dan 4.000 MW geïmporteerd. Sinds de introductie van FBMC, vanaf 21 mei 2015, werd gedurende 282 uren meer dan 3.500 MW ingevoerd en gedurende 45 uren meer dan 4.000 MW. Dit is opvallend, gezien het lager aantal waarnemingen en het feit dat de waarnemingen voor FBMC enkel de zomermaanden betreffen[21].

[21] Eind augustus 2015 werd de importcapaciteit beperkt tot 3.250 MW (en daarna tot 3.500 MW). De CREG onderzoekt momenteel deze reductie van importcapaciteit.



Fysische invoerstromen (in MW) vanuit Frankrijk en Nederland, per uur, in de periode 1 november 2014 tot 31 augustus 2015 – Bron: Elia, CREG

120. De CREG heeft de FBMC-methode in haar beslissing 1410 goedgekeurd, omdat zij oordeelde dat dit globaal genomen een verbetering is van de marktwerking. Toch heeft zij eveneens een aantal inefficiënties en discriminaties aangeduid die nog moeten aangepakt worden. Zo zijn grote zones momenteel structureel bevoordeeld ten aanzien van kleinere zones: grote zones moeten gemiddeld minder betalen om de energie te kunnen importeren of exporteren.

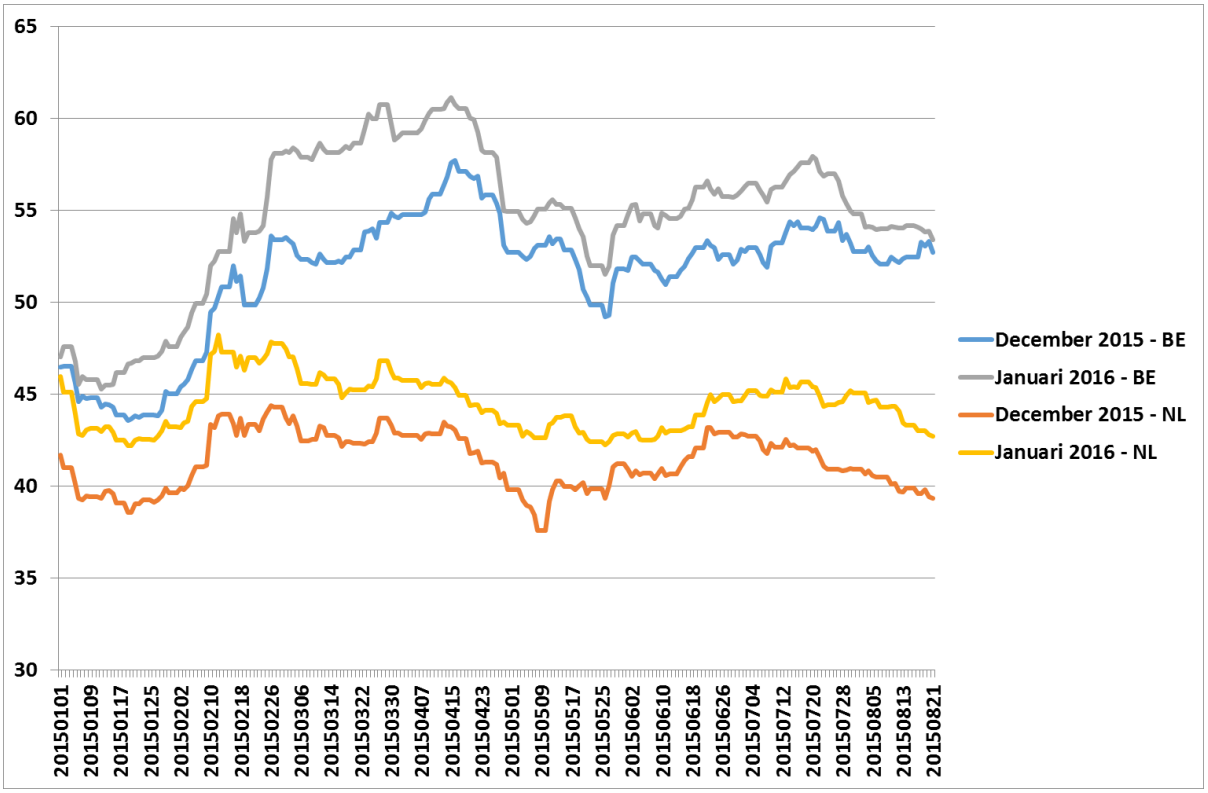
121. Tijdens momenten van stroomschaarste kan dit resulteren in het feit dat Belgische marktspelers (veel) hogere prijzen moeten bieden dan bijvoorbeeld hun Franse tegenhangers om voldoende te kunnen invoeren. Indien de prijs haar maximaal niveau van 3.000 €/MWh bereikt, wordt dit tegengegaan door een zogenaamde "*adequacy patch*" die echter nog moet geïmplementeerd worden en waarvan de werking nog niet in een reële schaarstesituatie is getest.

122. Bovendien zorgt de *day ahead flow-based market coupling* voor een efficiënter gebruik van interconnectiecapaciteit. Ook gebeurt de berekening van intra-day interconnectiecapaciteit nog volgens de oude ATC-methode en gebeurt de allocatie van intra-day capaciteit op de grens met Frankrijk nog niet impliciet. Dat resulteert in minder intra-day capaciteit en een minder efficiënt gebruik van de capaciteit die wel beschikbaar is.

Daardoor kan de strategie die sommige marktspelers volgen om bij hoge prijzen niet alles aan te kopen op de day ahead markt en de rest bij te kopen in intra-day (zie bijvoorbeeld 24 maart 2015) voor de komende winter meer risico's met zich meebrengen dan de voorbije winter.

III.3 Forward markt

123. Onderstaande figuur illustreert de evolutie van de *forward* prijzen voor levering van elektriciteit in België en Nederland tijdens de maanden december 2015 en januari 2016. De Belgische prijzen liggen voor de komende winter 10 tot 15 €/MWh hoger dan in Nederland. Ook zijn de prijzen in januari normaal gezien hoger dan die in december, wat te verklaren is door de kerstvakantie in de december die gekenmerkt wordt door lagere prijzen.



Prijsverloop voor levering in december 2015 en januari 2016 voor België en Nederland (transactieperiode 1 januari 2015 tot 21 augustus 2015) - Bron: Endex, CREG

124. Vooral de Belgische prijzen kennen een volatiel verloop, met een sterke stijging vanaf de tweede helft van januari 2015 tot half april 2015. Dat zou kunnen verklaard worden door de aankondiging van de nood aan strategische reserves van 3.500 MW. Daarna zakken de prijzen iets terug, wellicht door de aankondiging van het in dienst houden van bepaalde eenheden door Electrabel. Tegen het einde van augustus zakt de Belgische prijs van januari

2016 naar het niveau van december 2015. Dat kan verklaard worden door de beschikbaarheid van Doel 2 die pas half december verwacht wordt te produceren. Dat is slechts een week voor de kerstvakantie begint. Doel 2 zal waarschijnlijk gedurende de hele maand januari 2016 kunnen produceren.

125. De prijzen voor België voor de komende winter liggen gevoelig lager dan de piek die genoteerd werd tijdens september 2014 voor levering in januari 2015, toen de prijzen stegen tot 68 €/MWh.

IV. Conclusies

126. Tijdens de winter 2014-2015, die gemiddeld gezien normale temperaturen kende, evenwel zonder koudegolf, was zowel de markt in day ahead als in reële tijd nog minstens 1.000 MW verwijderd van een activatie van de strategische reserve. A fortiori was België zeer ver verwijderd van een afschakeling veroorzaakt door een probleem van bevoorradingszekerheid. Uit een analyse blijkt dat ook onder extreme omstandigheden er wellicht geen activatie van strategische reserve nodig zou geweest zijn.

127. Toch acht de CREG de strategische reserve op dit ogenblik een noodzakelijk onderdeel om de bevoorradingszekerheid te garanderen, gezien het systeem nog geen echte koudegolf heeft moeten doorstaan.

128. De CREG stelt vast dat de volumebepaling door Elia, evenals het advies door de AD Energie zoals voorzien in de wet, voor verbetering vatbaar zijn. De huidige methode is weinig transparant en resulteert in voorspelde activatie-uren van de strategische reserve die, gegeven de observaties van de voorbije winter, vragen oproept, zowel wat de normale (gemiddeld 20 dagen stroomtekort) als de extreme omstandigheden betreft (gemiddeld 30-40 dagen stroomtekort). Een meer transparante volumebepaling, evenals een controle door een onafhankelijke instantie, dringen zich op.

129. De CREG gaat ermee akkoord dat Elia geen rekening houdt met R2 en R3 in de volumebepaling van de strategische reserves, omdat deze dienen voor de *balancing* van het net in reële tijd, en niet om een probleem van *adequacy* op te lossen. Echter, er zal niet afgeschakeld worden voordat een groot deel van de reserves, ook R2 en R3, geactiveerd zijn. Dat moet toelaten dat de volumebepaling van de strategische reserve, waarbij er steeds een bepaalde onzekerheid meespeelt, minder conservatief gebeurt. Met andere woorden, bij twijfel kan men eerder de minder conservatieve volumebepaling kiezen.

130. Een inschatting van de toekomstige beschikbare capaciteit voor verschillende tijdshorizonten is nodig, zowel wat betreft de productie, het vraagbeheer als de interconnectiecapaciteit. Elia zou deze informatie kunnen centraliseren op haar website. Wat de interconnectiecapaciteit betreft, zou Elia de impact van onbeschikbare netelementen op de interconnectiecapaciteit zo goed mogelijk moeten kwantificeren en bijstellen (in MW). De voorspelling van de beschikbare totale capaciteit zou tot een paar jaar op voorhand moeten gebeuren.

131. De nieuwe methode van marktkoppeling *(flow-based)* sinds 21 mei 2015 laat toe om de bestaande infrastructuur efficiënter te gebruiken. Toch zijn er een aantal inefficiënties en discriminaties aangeduid die nog moeten aangepakt worden. Zo zijn grote zones momenteel structureel bevoordeeld ten aanzien van kleinere zones: grote zones moeten gemiddeld minder betalen om energie te kunnen importeren of exporteren. Tijdens momenten van stroomschaarste kan dit resulteren in het feit dat Belgische marktspelers (veel) hogere prijzen moeten bieden dan bijvoorbeeld hun Franse tegenhangers om voldoende te kunnen invoeren. Belgische marktspelers moeten zich bewust zijn van dit risico. Indien de prijs zijn maximaal niveau van 3.000 €/MWh bereikt, wordt dit tegengegaan door een zogenaamde "*adequacy patch*" die echter nog moet geïmplementeerd worden en waarvan de werking nog niet in een reële schaarstesituatie is getest.

132. De *intra-day* markt neemt een steeds belangrijkere plaats in op de groothandelsmarkt. Elia moet de beschikbare *intra-day* interconnectiecapaciteit zo snel mogelijk impliciet met de buitenlandse markten koppelen. Tevens verwacht de CREG een voorstel wat betreft de *intra-day* marktkoppeling gebaseerd op de stromen (*flow-based intraday market coupling*).

Voor de Commissie voor de Regulering van de Elektriciteit en het Gas:

Andreas TIREZ
Directeur

Marie-Pierre FAUCONNIER
Voorzitster van het Directiecomité