CREG

Commissie voor de Regulering
van de Elektriciteit en het Gas

Studie

(F)1600
22 december 2016

Studie over de elektriciteitsbelevering van grote industriële klanten in België in 2015

Gemaakt met toepassing van artikel 23, §2, tweede lid, 2° en 13°, van de wet van 29 april 1999 betreffende de organisatie van de elektriciteitsmarkt

Niet-vertrouwelijk

CREG – Nijverheidsstraat 26-38, 1040 Brussel, België
T +32 2 289 76 11 – F + 32 2 289 76 09 – info@creg.be – www.creg.be

INHOUDSOPGAVE

INHOUDSOPGAVE 2
EXECUTIVE SUMMARY 3
1. Inleiding 3
2. Leveringsgegevens 5
2.1. Bestudeerde segment 5
2.2. Kenmerken van bestudeerde contracten 6
2.3. Perimeter van de contractuele onderhandelingen: de "energieprijs" 8
2.4. Mechanismen voor de vastlegging van de "energieprijs" 9
2.5. Evolutie van de "energieprijs" 9
2.6. Marktaandelen 13
3. Afnamegegevens Elia 14
3.1. Aantal toegangspunten en industriële afnemers 15
3.2. Afnamegedrag 16
3.2.1. Elektriciteitsafname 16
3.2.2. Belastingskromme 21
3.2.3. Afnameprofielen 25
4. Bevoorrading van grote industriële klanten 27
5. CONCLUSIE 30

EXECUTIVE SUMMARY

De studie maakt een analyse van de leveringscontracten voor elektriciteit en van het afnamegedrag van industriële klanten. Omdat de beschikbare gegevens verschillend van aard zijn, hanteren de analyses verschillende definities van het begrip "grote industriële klant". Bij de analyse van leveringscontracten wordt elke klant met een gefactureerde consumptie van minstens 10 GWh/jaar aangeduid als "grote industriële klant" (inclusief de bedrijven die aangesloten zijn op distributieniveau). Bij de analyse van het afnamegedrag wordt elke klant aangesloten op het Elia-transmissienet als "grote industriële klant" beschouwd (inclusief degenen wiens gefactureerde consumptie lager ligt dan 10 GWh/jaar).

Een analyse van de leveringscontracten toont aan dat industriële klanten vooral contracten met een korte looptijd (1 of 2 jaar) aangaan. In 2015 situeren de contractprijzen zich tussen 15 EUR/MWh en 79 EUR/MWh waarbij 50% van de klanten zich tussen 52 EUR/MWh en 63 EUR/MWh bevindt. Deze studie bespreekt de belangrijkste bepalende factoren die bijdragen tot de verschillen in contractprijzen. In het segment van de industriële klanten is het marktaandeel van ELECTRABEL sinds 2002 bijna constant gedaald.

De jaarlijkse elektriciteitsafname daalt naar 17,50 TWh in 2015. Deze daling wordt gedreven door de grootste 5 industriële afnemers. De hoogste maandelijkse elektriciteitsafname werd gemeten in augustus met een volume van 1,6 TWh. De spreiding tussen de minimale en maximale dagelijkse afname verminderde in 2015. Het aandeel basislast bij de industriële afname steeg in 2015 tot het hoogste peil (69%) sinds 2006.

Tot slot veranderden 3 toegangspunten van leverancier in 2015. De impact van deze historische leverancierswissels op de belevering van industriële afnemers wordt dieper onderzocht door de energie-uitwisselingen tussen ARPs in kaart te brengen. De situatie in 2011 wordt vergeleken met die in 2015. Naast toegenomen uitwisselingen via publieke marktplaatsen en de toename van aangekochte energie door industriële ARPs via de Belpex dagmarkt, wordt ook een toename in concurrentie in de 'over-the-counter' markt geobserveerd bij de belevering van industriële ARPs.

1. INLEIDING

1. De studie bestaat uit drie delen. Het eerste deel bestudeert de leveringscontracten die industriële klanten in België hebben afgesloten, de evolutie van de contractprijzen en van de marktaandelen van leveranciers. Het tweede deel beschrijft het afnamegedrag[1] van industriële klanten aangesloten op het Elia transmissienet. Twee aspecten worden onderzocht: de elektriciteitsafname en de elektrische belasting. Het derde deel behandelt de belevering van grote industriële klanten.

2. Omwille van de verschillende aard van de beschikbare gegevens, verschilt de definitie van de term "grote industriële klant" tussen het eerste deel en de 2 laatste delen.

Het eerste deel omvat alle industriële klanten met een gefactureerde consumptie hoger dan 10 GWh/jaar ongeacht het niveau van het aansluitingspunt. In 2015 betreft dit deel 484 grote industriële

[1] De reële elektriciteitsconsumptie wordt voldaan door, aan de ene kant de gemeten elektriciteitsafname van het net, en aan de andere kant de elektriciteitsproductie gegenereerd door lokale productie-eenheden op de industriële site is.
Indien de leverancier geen eigenaar is van die lokale productie-eenheden, zal de reële elektriciteitsconsumptie verschillen van de door de leverancier gefactureerde consumptie met het lokaal gegenereerde volume.

klanten met in totaal een gefactureerd consumptievolume van 28,8 TWh, of 35,3 % van het verbruik van de Belgische eindverbruikers in 2015[2].

De twee laatste delen omvatten industriële klanten die aangesloten zijn op het hoogspanningsnet ongeacht het gefactureerde consumptievolume. Het spreekt voor zich dat consumptie van hydraulische centrales gevestigd in Coo en Plate-taille niet weerhouden worden in de resultaten. In 2015 werden 278 van de in totaal 292 toegangspunten op het Elia-net[3] beleverd. Aangezien industriële klanten meerdere toegangspunten kunnen hebben, worden deze gegevens gegroepeerd tot 131 verschillende grote industriële klanten over de periode 2006 tot en met 2015. Hun totale afname bedroeg in 2015 17,38 TWh, of 22,5% van de totale afname geregistreerd op het Elia-transmissienet.

3. De "grote industriële klant" is een abstract, uitgemiddeld concept. Kenmerken van individuele industriële klanten kunnen aanzienlijk verschillen wat op zijn beurt een impact kan hebben op de door de leverancier gefactureerde energieprijs:

- industriële afnemers hebben niet-identieke verbruiks- en afnameprofielen. Sommige afnemers hebben een basislastprofiel, andere verbruiken eerder 's nachts, en nog andere, zoals Tractienet Spoor, hebben een verbruiksprofiel dat sterk lijkt op dat van een residentiële klant;

- een significant deel van de belevering van de grootste industriële klanten is afkomstig van productie-eenheden die aanwezig zijn op hun sites: iets meer dan een derde van het elektriciteitsverbruik van de industriële klanten die rechtstreeks op het net van Elia zijn aangesloten (9,5 TWh in 2015) wordt beleverd door lokale productie-eenheden. Deze lokale injectie wordt gemeten door Elia als een vermindering van de netto-afname van grote industriële klanten.

  Naast een fysische impact is er ook een commerciële impact. Klanten met een warmtekrachtkoppelingseenheid (WKK) op de site genieten over het algemeen van koppelverkoop, namelijk de gezamenlijke verkoop van elektriciteit en warmte aan een voordelige prijs. Sommige klanten zijn eigenaar van deze hernieuwbare productie-eenheden (zonnekracht-, windkrachtinstallaties) of WKK-installaties en onderhandelen in het kader van hun contract voor de levering van elektriciteit over de verkoop van hun WKK- en/of groenestroomcertificaten aan hun elektriciteitsleverancier aan een min of meer voordelige prijs. Tot slot stellen andere klanten een deel van hun terrein ter beschikking van hun leverancier voor de bouw van productie-eenheden in ruil voor een voordeligere energieprijs;

- Sommige klanten hebben een tolling agreement met hun leverancier om alle geleverde elektriciteit of een deel ervan te dekken. Een tolling agreement is een dienstencontract waarbij een onderneming primaire energie (meestal gas) aan de operator van een productie-eenheid levert. Deze primaire energie wordt door de operator in elektriciteit omgezet en wordt door de operator vervolgens ter beschikking van de onderneming gesteld mits betaling van een doorgangsrecht. De prijs van deze dienst is voornamelijk gebaseerd op de kost van de conversie van primaire naar elektrische energie en het elektriciteitsverbruik van de onderneming op een bepaald ogenblik. Deze prijs staat los van de primaire energieprijs[4];

- sommige industriële klanten halen voordeel uit de flexibiliteit van hun industriële processen door hun leverancier een afschakelbaarheids-/modulatiedienst aan te bieden: in ruil voor een

[2] SYNERGRID, "Elektriciteitsstromen in België in 2015", maart 2016, ter raadplegen via http://www.synergrid.be/download.cfm?fileId=2015_ELEKTRICITEITSSTROMEN_NL.pdf

[3] http://www.elia.be/en/grid-data/lists-and-codes/list-of-access-points, cijfer bepaald op 01/10/2015

[4] Block (2007), Le nouveau marché de l'énergie – guide juridique à l'usage des distributeurs et des consommateurs, Anthemis, p. 283

voordeligere energieprijs aanvaardt de klant zijn verbruik aan te passen op instructie van zijn leverancier.

2. LEVERINGSGEGEVENS

2.1. BESTUDEERDE SEGMENT

4. Ter herinnering, dit deel omvat alle industriële klanten met een gefactureerde elektriciteitsconsumptie hoger dan 10 GWh/jaar (inclusief degene aangesloten op het distributienet), met uitzondering van industriële klanten die niet via een leverancier bevoorraad worden (bijvoorbeeld door zich rechtstreeks op de beurzen te bevoorraden).

5. Sinds 2008 vraagt de CREG, in het kader van de permanente monitoring van de elektriciteitsmarkt, jaarlijks per brief informatie aan de leveranciers die in dit marktsegment actief kunnen zijn. De gegevens die de CREG vraagt, hebben onder andere betrekking op de identiteit van de klanten die in de loop van het voorbije jaar werden beleverd, een kopie van het leveringscontract en de factureringsgegevens.

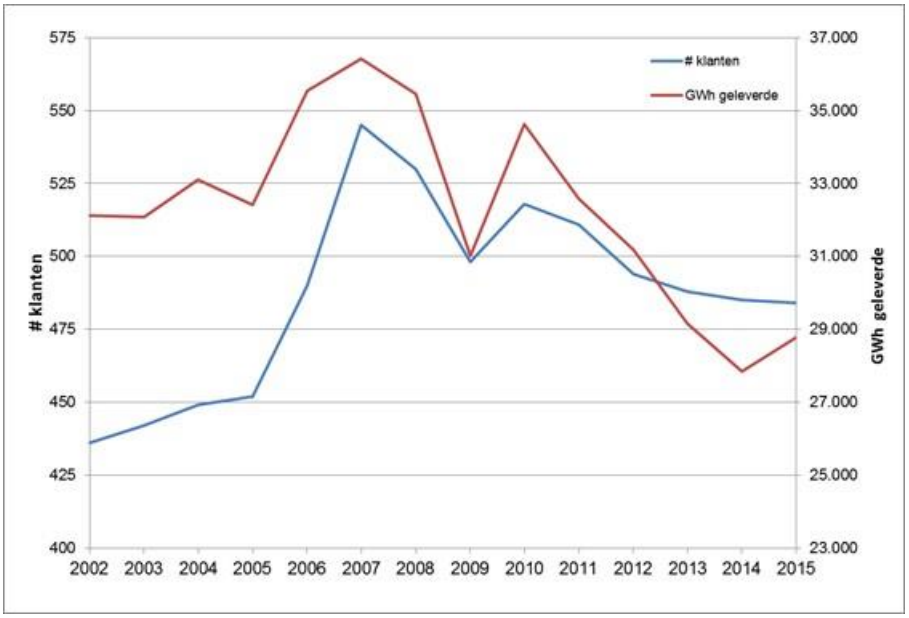
6. Voor het jaar 2015, heeft de CREG vragen gesteld aan 26 leveranciers waarvan 22 leveranciers over minstens één federale leveringsvergunning[5] beschikken. Vier leveranciers beschikken niet over een federale leveringsvergunning maar wel over een regionale leveringsvergunning[6]. 7 van de 26 leveranciers hebben geantwoord dat ze in 2015 geen grote industriële klanten hebben bevoorraad.

7. Op basis van de door de leveranciers geleverd informatie, stelt de CREG vast dat in 2015 er in België 484 grote industriële klanten aan dit criterium voldeden. Het totaal gefactureerde verbruik aan deze 484 grote klanten (28,8 TWh) stemt overeen met 35,3% van het verbruik van de Belgische eindklanten in 2015[7]. De onderstaande figuur geeft, voor elk jaar van de periode 2002-2015, de evolutie weer van het aantal industriële klanten die voldoen aan het bovenvermelde criterium en het aantal GWh die hen werden geleverd.

[5] AIR LIQUIDE BELGIQUE, ARCELOR MITTAL ENERGY SCA, AXPO FRANCE AND BENELUX, DELTA ENERGY BELGIUM, EDF LUMINUS, ELECTRABEL, ENDESA ENERGIA SAU, ENECO, ENERGIE DER NEDERLANDEN, ENI, ENOVOS LUXEMBURG, E.ON BELGIUM, E.ON GLOBAL COMMODITIES, ESSENT BELGIUM, GDF SUEZ TRADING, GETEC ENERGIE AG, LAMPIRIS, POWER HOUSE, RWE, SOCIETE EUROPEENNE DE GESTION DE L'ENERGIE TOTAL GAS&POWER BELGIUM, TOTAL GAS&POWER LIMITED.

[6] ELECTRABEL CUSTOMER SOLUTIONS, ELEXYS, SCHOLT en VLAAMS ENERGIEBEDRIJF.

[7] SYNERGRID, "Elektriciteitsstromen in België in 2015", maart 2016, ter raadplegen via http://www.synergrid.be/download.cfm?fileId=2015_ELEKTRICITEITSSTROMEN_NL.pdf



Figuur 1 – Evolutie van het aantal industriële klanten met een hoger dan 10 GWh/jaar gefactureerde consumptie en het geleverde volume
Bron: CREG op basis van gegevens van leveranciers

8. Aangezien de eerste vraag om informatie in 2008 werd geformuleerd en sommige leveranciers, in het bijzonder als gevolg van fusies tussen leveranciers die voor deze datum plaatsvonden, hebben meegedeeld dat ze moeilijkheden ondervonden om de gegevens over de periode 2002-2006 in hun archieven te vinden, dient de vastgestelde evolutie tussen 2002 en 2006, in het bijzonder wat het aantal beleverde industriële klanten betreft, uiterst omzichtig te worden geanalyseerd.

9. Afgezien van dit voorbehoud met betrekking tot de periode 2002-2006, toont deze figuur aan dat de grootte van het beleverde segment bijna constant gedaald is tussen 2007 (545 klanten waaraan de leveranciers 36,4 TWh hebben verkocht) en 2015 (484 klanten waaraan de leveranciers 28,8 TWh hebben verkocht). De vermindering van de grootte van dit segment die sinds 2007 werd vastgesteld kan worden verklaard door:

- de verbetering van de energie-efficiëntie;
- de impact van de economische crisis die tijdelijk - cf. 2009 - of structureel de activiteit van sommige ondernemingen heeft verminderd en tot de sluiting van andere heeft geleid;
- de stijging van het aantal industriële klanten die beslissen zich rechtstreeks op de markt te bevoorraden - en niet meer via een leverancier.

Deze evolutie is niet zonder gevolgen voor de leveranciers die in dit marktsegment actief zijn. Zoals later wordt geïllustreerd, deelt een groeiend aantal leveranciers immers een marktsegment dat tijdens de voorbije jaren steeds kleiner is geworden.

2.2. KENMERKEN VAN BESTUDEERDE CONTRACTEN

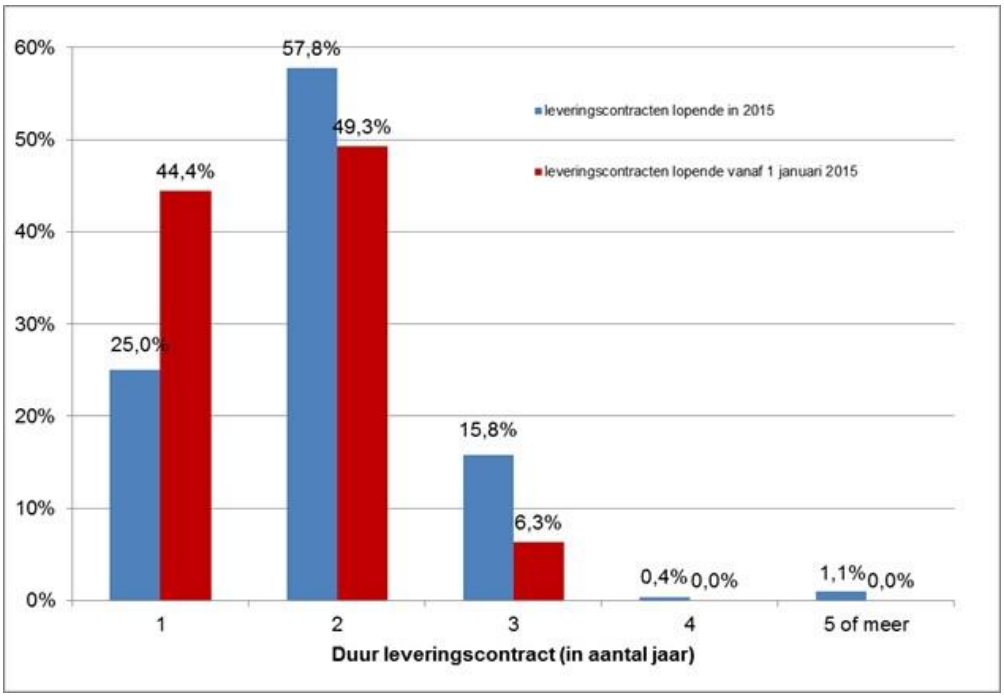
10. 98% van de leveringscontracten in 2015 betreffen een levering die begint op 1 januari van een jaar en hebben een looptijd van een geheel getal.

11. In de onderstaande grafiek worden de contracten opgesplitst in functie van hun looptijd. Aangezien er weinig contracten zijn waarvan de looptijd geen geheel getal is in aantal jaar, werden voor de duidelijkheid de contracten waarvan de looptijd geen geheel getal is in aantal jaar niet meegenomen bij het opstellen van deze grafiek. Kort samengevat: er zijn weinig evoluties in vergelijking met de situatie van 2013 en 2014.

De meerderheid (57,8%) van de actieve leveringscontracten in 2015 (blauwe balk) heeft een looptijd van twee jaar. Er werden twee keer zoveel contracten met een looptijd van twee jaar vastgesteld dan contracten met een looptijd van 1 jaar (25%)[8]. Er dient te worden benadrukt dat deze vaststelling echter niet inhoudt dat er elk jaar twee keer zoveel contracten met een looptijd van twee jaar worden ondertekend. Zoals wordt geïllustreerd met de actieve leveringscontracten sinds 1 januari 2015 (rode balk), is een vergelijkbare verhouding van contracten met een looptijd van een jaar (44,4%) en die met een looptijd van twee jaar (49,3%) in werking getreden. Het verschil dat werd vastgesteld tussen de verhouding van leveringscontracten die in 2015 actief waren en degene die sinds 1 januari 2015 actief waren kan enkel verklaard worden door het feit dat bepaalde contracten een duur hebben van meer dan 1 jaar.

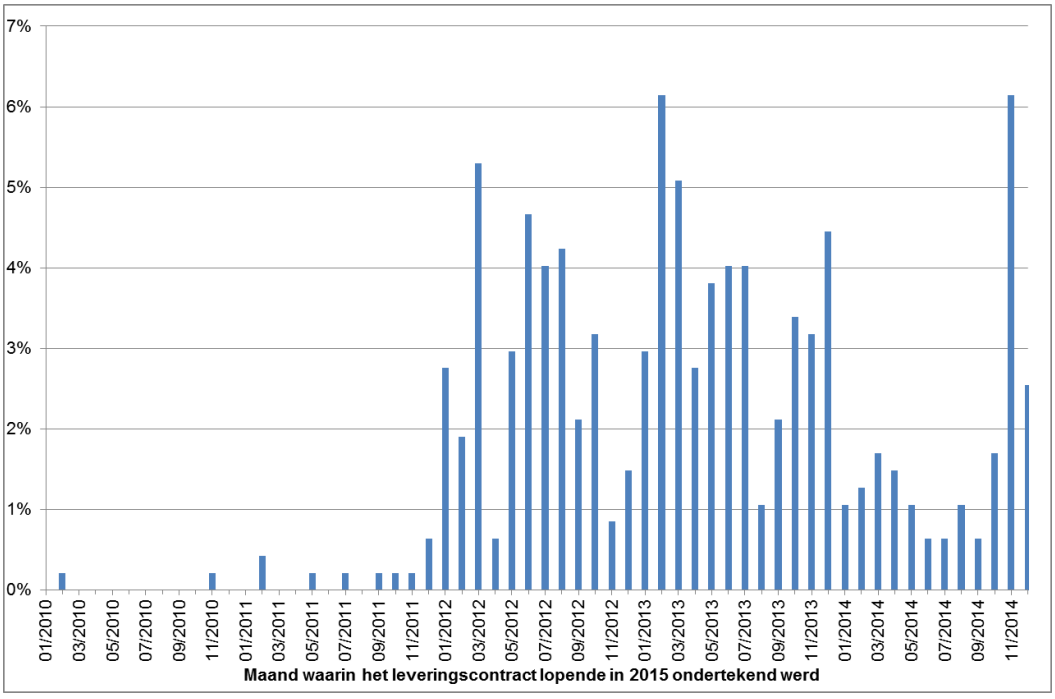
Een minderheid van de contracten (1,1%) hebben een duur gelijk aan of hoger dan 5 jaar. Sommige contracten die een investering in een productie-eenheid voor elektriciteit op een site inhouden, hebben een looptijd tot 20 jaar. Dit type contracten blijft wel uitzonderlijk.

12. Uit Figuur 3 blijkt dat de meeste contracten die in 2015 liepen rond bepaalde periodes werden ondertekend. De meerderheid van de actieve leveringscontracten in 2015 werden hetzij in 2013 afgesloten (43,0%), hetzij in 2012 (34,1%). Het is interessant om vast te stellen dat een kleiner deel (19,9%) van de contracten die in 2015 actief waren, in 2014 werden ondertekend. Slechts een minderheid van deze contracten werd vóór 2012 (2,5%) ondertekend.



Figuur 2 – Verdeling van de bestudeerde contracten op basis van de duurtijd
Bron: CREG op basis van gegevens leveranciers

[8] Er dient te worden opgemerkt dat de verhouding bij de 30 grootste industriële klanten niet dezelfde is: in 2015 waren er bijna 1,5 keer zoveel contracten met een duur van 1 jaar dan met een duur van 2 jaar. Dit zou kunnen aangeven dat de grotere industriële klanten, in vergelijking met de kleinere industriële klanten, voorkeur geven aan contracten met een kortere duur en frequentere heronderhandelingen van hun beleveringscontract.



Figuur 3 – Percentage van in 2015 actieve leveringscontracten in functie van de datum van ondertekening, per maand
Bron: CREG op basis van gegevens leveranciers

2.3. PERIMETER VAN DE CONTRACTUELE ONDERHANDELINGEN: DE "ENERGIEPRIJS"

13. Voor tariefoffertes voor grote industriële klanten wordt er in tegenstelling tot voor die voor residentiële klanten of kmo's, geen reclame gemaakt: een industriële klant ontvangt een tariefofferte nadat hij deze heeft aangevraagd bij geselecteerde leveranciers. Vooraleer er een leveringscontract wordt gesloten, is er een onderhandelingsfase, op basis van de individueel ontvangen offertes. De perimeter van deze onderhandelingen omvat alle componenten waarvoor de leverancier over een marge beschikt: niet alleen de prijs van het elektron maar ook de "hernieuwbare bijdrage" die de leverancier vraagt om de kosten te compenseren die werden gemaakt opdat de leverancier zou kunnen voldoen aan zijn regionale verplichting om een deel van de elektriciteitslevering door WKK- en/of groenestroomcertificaten te certificeren.

14. Zo zal een bepaalde grote industriële klant in het kader van zijn onderhandelingen bijvoorbeeld akkoord kunnen gaan met een "hernieuwbare bijdrage" die €1/MWh hoger ligt dan de bijdrage die aan zijn concurrent wordt gefactureerd, zonder dat dit echter afbreuk doet aan zijn concurrentievermogen als hij van zijn leverancier in ruil hiervoor een prijs voor actieve energie (i.e. de elektronen zelf) verkrijgt die €1/MWh lager is dan die van zijn concurrent. Bij hetzelfde verbruik zullen deze twee grote industriële klanten in feite uiteindelijk dezelfde totaalfactuur ontvangen.

15. Om in de hieronder volgende analyse elke systematische fout in verband met dit principe van communicerende vaten te vermijden, doen we er goed aan om voor grote industriële klanten de “prijs van de actieve energie” en de "hernieuwbare bijdragen" als bestanddelen van een groter geheel te beschouwen, dat in de ogen van de grote industriële klant het enige is wat telt: "de energieprijs". Met de “energieprijs” bedoelt de CREG hier de gemiddelde prijs die door de leverancier aan de klant over de tijdsspanne van een jaar wordt gefactureerd voor het verbruik van één MWh elektriciteit, zonder toeslagen, transport- en distributietarieven.

2.4. MECHANISMEN VOOR DE VASTLEGGING VAN DE "ENERGIEPRIJS"

16. Zoals reeds vooraf werd vermeld zijn de "prijs voor de actieve energie" en de "hernieuwbare bijdrage" twee typische componenten van de "energieprijs"[9].

17. Wat de "prijs van de actieve energie" betreft, schat de CREG in 2015 de verhoudingen - die stabiel zijn in vergelijking met vorige jaar – als volgt:

- ongeveer één klant op twintig een prijs heeft die in het contract werd vastgelegd;
- ongeveer één klant op twintig een contract heeft met een schommelende prijs op basis van de uurlijkse noteringen van de BELPEX dagmarkt;
- tot slot ongeveer negen klanten op tien een contract hebben met een prijs die wordt vastgesteld door de klant op basis van "clicks" op de forward prijsnoteringen van ENDEX na de ondertekening van het contract maar alvorens de aanvang van levering. Er dient te worden benadrukt dat er veel “clickmechanismen” bestaan waarvan de belangrijkste kenmerken beknopt samengevat kunnen worden als volgt:
    - de beschikbare noteringen: ze zijn over het algemeen die van de Calendar contracten (Y+1, Y+2, Y+3), maar eveneens, in sommige contracten, die van de Quarterly en Monthly contracten evenals de noteringen op de BELPEX dagmarkt;
    - het risico gedragen door de klant en zijn leverancier. Er dienen hier twee grote categorieën van contracten in de verf worden gezet. Bij de eerste categorie legt de klant aan de hand van een “click” de prijs vast van een percentage van het toekomstige leveringsvolume - op dat moment nog niet bepaald - en wordt deze klant niet beboet/vergoed in het geval het werkelijke levervolume verschilt van het volume dat vooraf door de leverancier was geraamd. Bij de tweede categorie legt de klant aan de hand van een “click” de prijs vast van een exact toekomstig levervolume (een “energieblok” uitgedrukt in MW) en wordt het verschil tussen het werkelijke levervolume en het levervolume waarop een “click” werd uitgevoerd aan de klant gefactureerd/vergoed aan het onevenwichtstarief en/of aan de BELPEX-prijs. Het verschil tussen deze categorieën is dat, bij de tweede categorie, een belangrijk deel van het risico van de leverancier naar de klant verplaatst wordt. Anderzijds laat deze tweede categorie van contracten toe dat de eindklant zelf de economische waarde van zijn afnameflexibiliteit kan valoriseren waardoor zijn totale energiefactuur kan verminderen.

18. De "hernieuwbare bijdrage" wordt hetzij op basis van een percentage van de administratieve boete die wordt gefactureerd per ontbrekend certificaat, hetzij op basis van een eenheidsprijs per certificaat gefactureerd.

2.5. EVOLUTIE VAN DE "ENERGIEPRIJS"

19. De onderstaande figuur herneemt in blauw in een semi-logaritmisch assenstelsel de 484 paren [gefactureerd verbruik, energieprijs] die werden waargenomen voor de grote industriële klanten die in 2015 een hoger gefactureerd verbruik hadden dan 10 GWh. De energieprijzen die in 2015 werden gefactureerd aan de grote industriële klanten blijken zich te situeren tussen de vork van €15/MWh en €79/MWh. Dit aanzienlijke prijsverschil kan voornamelijk worden verklaard door de specifieke

[9] Er dient te worden opgemerkt dat sommige leveranciers ook andere componenten van de "energieprijs" factureren zoals een "prijs van het maandelijks gefactureerd vermogen", een "vergoeding voor transportkosten en -diensten" of een "bijdrage voor garanties van oorsprong".

kenmerken van elke industriële klant, maar eveneens door de timing die de industriële klanten hebben gekozen om hun contract af te sluiten en de "clicks" uit te voeren.

De regressierechte geeft aan dat er een lage correlatie is tussen het gefactureerde verbruik enerzijds en de energieprijs anderzijds. Er dient te worden benadrukt dat deze lage correlatie grotendeels kan verklaard worden door het feit dat er gedeeltelijke vrijstellingen bestaan - op basis van het verbruik - die in de regionale regelgeving zijn opgenomen m.b.t. de verplichting om WKK- en/of groenestroomcertificaten voor te leggen: gezien de wetgeving, is de "hernieuwbare bijdrage" in €/MWh die aan de grootste klanten wordt gefactureerd, lager dan die die aan de kleinere klanten wordt gefactureerd.

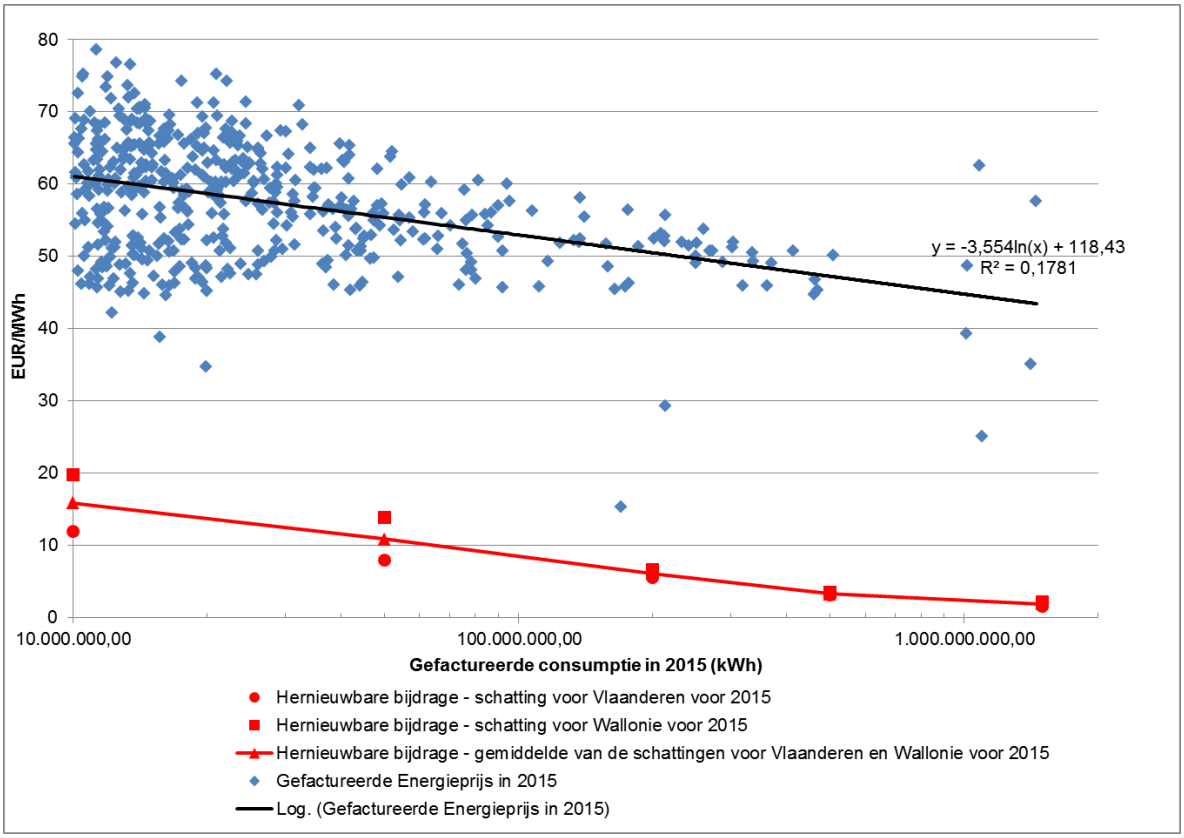
Om deze vaststelling te illustreren, heeft de CREG in de onderstaande grafiek in het rood een raming weergegeven van de “hernieuwbare bijdrage” op basis van de volgende veronderstellingen:

- er zijn vijf profielen in rekening gebracht (10 GWh/jaar, 50 GWh/jaar, 200 GWh/jaar, 500 GWh/jaar en 1.500 GWh/jaar) waarvan de gefactureerde volumes gelijk zijn aan de afgenomen volumes;
- gezien weinig industriële klanten in het Brussels Hoofdstedelijk Gewest zijn gevestigd, zijn enkel Vlaanderen en Wallonië in rekening genomen;
- de quota’s en degressiviteit die in 2015 van toepassing waren, zijn in rekening genomen;
- de prijs van de certificaten stemt overeen met de gemiddelde waarde van de uiterste prijzen vermeld in de leveringscontracten voor 2015 van een steekproef van grote industriële afnemers: 71,25 EUR/GSC in Wallonië en 87,5 EUR/GSC en 26,4 EUR/WKKC voor Vlaanderen.

Men merkt op dat de regressierechte getekend tussen de 484 “gefactureerde energieprijzen” - bijna perfect - evenwijdig loopt met de rode lijn die overeenstemt met het gemiddelde van de raming van de hernieuwbare bijdrage voor Vlaanderen en Wallonië.

Hierdoor illustreert de lage correlatie die in onderstaande figuur wordt vastgesteld, de zeer beperkte onderhandelingsmacht of afwezigheid van schaalvoordelen die de grootste industriële klanten ten aanzien van hun leverancier hebben in vergelijking met de kleinere industriële klanten.

Aan de hand van de in het rood weergegeven informatie in dezelfde figuur kan worden aangetoond dat de “bijdrage hernieuwbare energie” het verschil in “energieprijs”, oplopend tot 8 EUR/MWh voor de kleinere van de bestudeerde verbruikers, kan verklaren tussen twee klanten waarvan het gefactureerd verbruik in 2015 identiek was, maar die in verschillende regio’s van het land zijn gevestigd.



Figuur 4 – "Energieprijs" in functie van gefactureerd volume voor leveringscontracten in 2015
Bron: CREG op basis van gegevens van leveranciers en publieke beschikbare data

20. Tot slot dient te worden benadrukt dat de correlatie tussen de datum van het contract en de gefactureerde "energieprijs" statistisch gezien niet significant is.

21. Om extreme waarden, die vaak kenmerkend zijn voor erg specifieke gevallen, buiten beschouwing te laten, toont onderstaande figuur de evolutie van de mediaan[10] en het 5de, 25de, 75de en 95de percentiel van de "energieprijzen" die tussen 2002 et 2015 aan de grote industriële klanten werden gefactureerd. Enkel met als doel deze gefactureerde prijzen in perspectief te plaatsen van de prijzen die op de elektriciteitsbeurs werden vastgesteld wordt voor elk jaar Y het gemiddelde van de prijzen van het contract "Calendar Y" die in de loop van het jaar Y-1 op ENDEX werd vastgesteld eveneens in deze figuur weergegeven om de evolutie van de vastgestelde prijzen op een relevante elektriciteitsbeurs weer te geven.

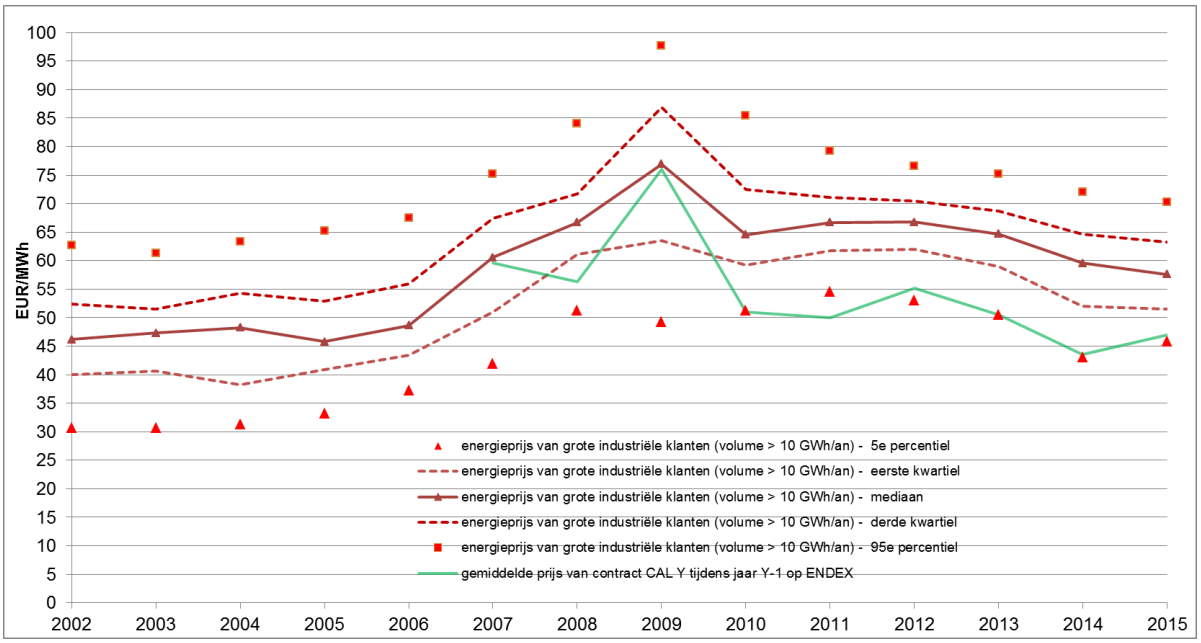
22. Er dient te worden benadrukt dat de hierboven vastgestelde evolutie niets zegt over een individuele industriële klant. Zoals vooraf reeds werd vermeld hebben de industriële klanten elk individuele kenmerken die de aan hun gefactureerde energieprijs sterk beïnvloeden. De evolutie van deze individuele kenmerken – bijvoorbeeld een wijziging van een industrieel proces of de bouw van een productie-eenheid (warmtekrachtkoppelings-, windenergie- of fotovoltaïsche installatie) op de site – en de evolutie van het bijhorende reglementaire kader - bijvoorbeeld een daling van de steunmaatregelen aan hernieuwbare energie - zullen een impact hebben op de evolutie van de energieprijs die aan de betrokken klant wordt gefactureerd. Tegelijkertijd zal de timing die een

[10] De mediaan van een geheel van waarden is de waarde m waarvoor het aantal waarden dat groter dan of gelijk aan m is, gelijk is aan het aantal waarden dat kleiner dan of gelijk is aan m.

bepaalde grote industriële klant kiest om een contract af te sluiten aan een vaste prijs of om zijn "clicks" uit te voeren een impact hebben op de energieprijs die aan deze klant wordt gefactureerd. De figuur geeft enkel de grote tendensen weer voor het segment van alle grote industriële klanten als geheel.

23. Met inachtneming van voormelde reserve blijkt uit deze grafiek dat de energieprijs die aan de grote Belgische industriële klanten wordt gefactureerd tussen 2002 en 2009 bijna continu is gestegen. De piek van 2009 kan worden verklaard door de sterke stijging van de forward prijzen van elektriciteit die in de zomer van 2008 werd vastgesteld op de elektriciteitsbeurzen en het aanzienlijke aantal industriële klanten die contracten aan een vaste prijs hebben gesloten of "clicks" in deze periode hebben uitgevoerd.

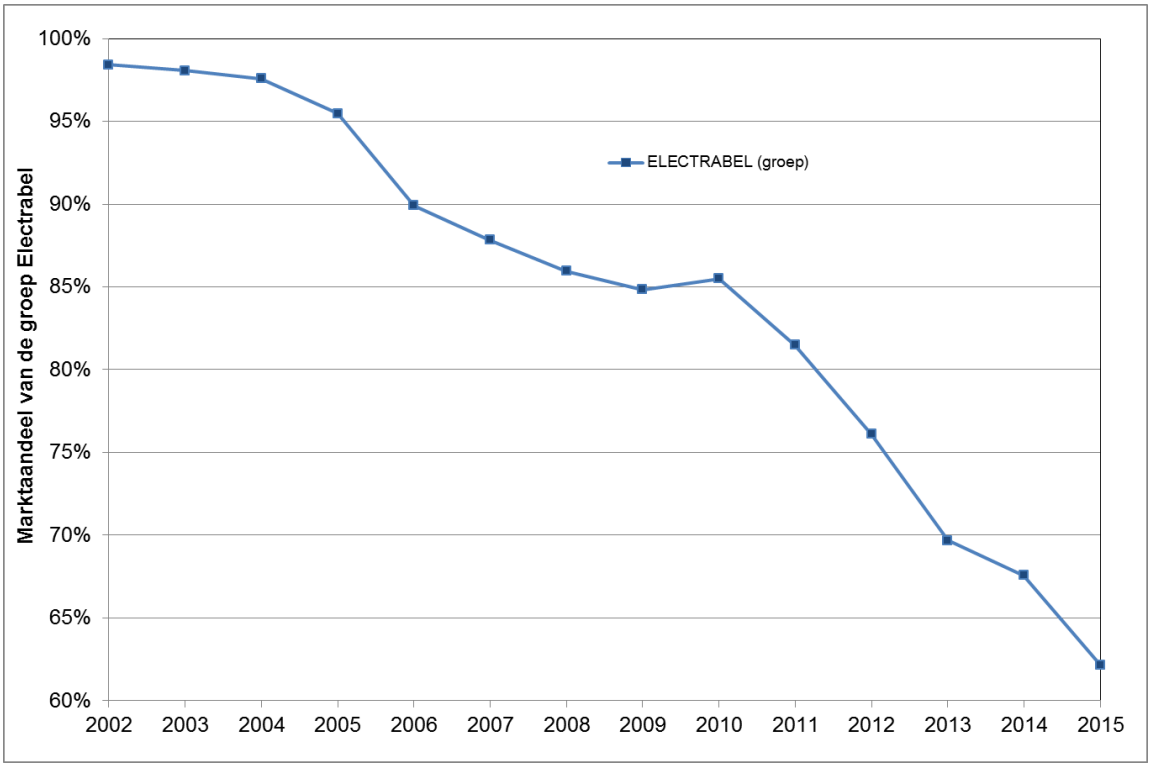
Parallel met de duidelijke daling van de forward prijzen van elektriciteit die na de zomer van 2008 werd vastgesteld op de elektriciteitsbeurzen werd tussen 2009 en 2010 eveneens een duidelijke daling van de energieprijs vastgesteld die aan de grote Belgische industriële klanten werd gefactureerd. Sinds 2010 is de energieprijs over het algemeen stabiel gebleven en zelfs gedaald over de drie laatste jaren. Dit geeft in het bijzonder aan dat de daling van de prijzen op de elektriciteitsbeurzen die sinds 2010 is vastgesteld de stijging van de "hernieuwbare bijdrage" heeft gecompenseerd die de leverancier had gevraagd om de kosten te compenseren die werden gemaakt om te kunnen voldoen aan zijn regionale verplichting om een groeiend aandeel van de elektriciteitslevering door WKK-certificaten en of groenestroomcertificaten te certificeren.



Figuur 5 –5de, 25de, 50de, 75de en 95de percentiel van de aan grote industriële klanten gefactureerde energieprijs, en gemiddelde year-ahead elektriciteitsprijs
Bron: CREG op basis van gegevens van leveranciers

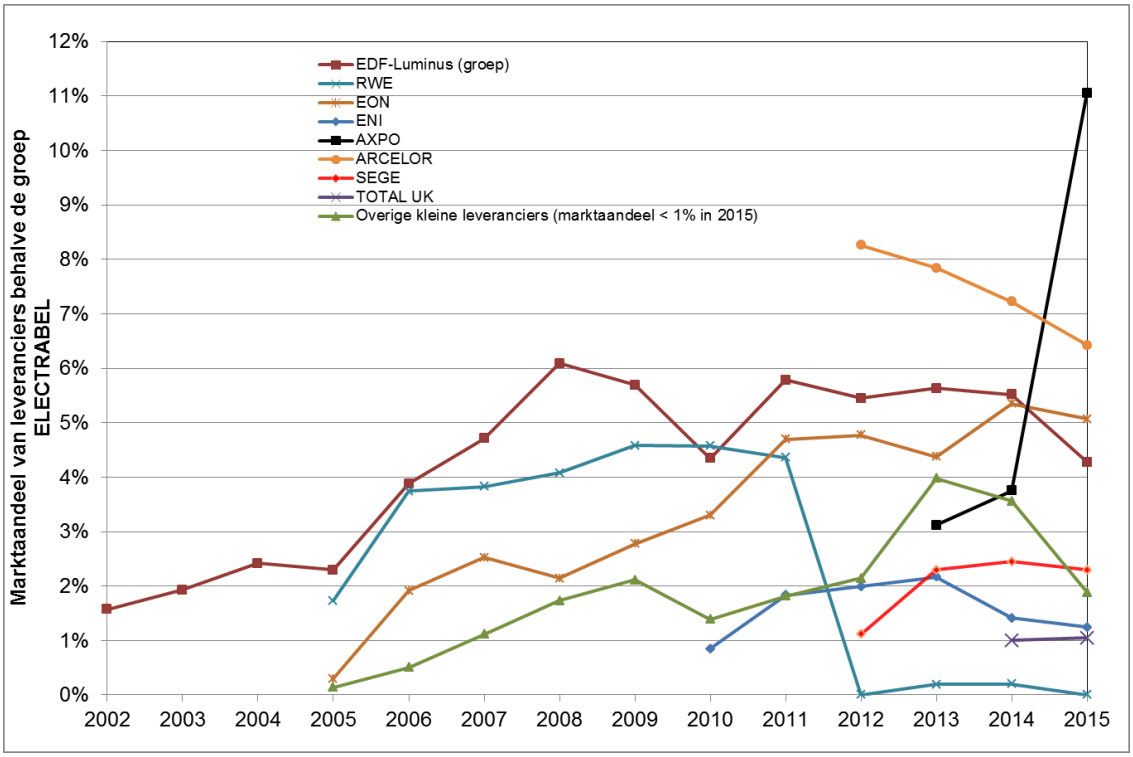
2.6. MARKTAANDELEN

24. De leveringen in dit segment van grote industriële klanten worden voornamelijk gedomineerd door de groep ELECTRABEL[11]. Deze leverancier heeft in 2015 aan 55,4% van de Belgische grote industriële klanten geleverd en dekt 62,2% van het totale verbruik dat aan deze klanten werd gefactureerd. Het verschil tussen deze twee indicatoren kan worden verklaard door dat de grootste Belgische industriële klanten voornamelijk door ELECTRABEL worden beleverd.



Figuur 6 –Marktaandeel van ELECTRABEL ter belevering van grote industriële klanten, per jaar
Bron: CREG op basis van gegevens van leveranciers

[11] De groep ELECTRABEL omvat de ondernemingen ELECTRABEL, ECS en de volumes die via het consortium BLUE SKY (opgeheven) worden verkocht.



Figuur 7 – Marktaandeel van alle leveranciers exclusief ELECTRABEL ter belevering van grote industriële klanten, per jaar
Bron: CREG op basis van gegevens van leveranciers

25. De figuur toont aan dat het marktaandeel van de groep ELECTRABEL – volgens het totale gefactureerde verbruik – bijna constant is gedaald van 2002 (98.4%) tot 2015 (62,2%). In de eerste jaren van de liberalisering werd het marktaandeel van ELECTRABEL voornamelijk overgenomen door de groepen EDF Luminus[12] en RWE. Het marktaandeel van die groepen is sinds 2008 hetzij gestabiliseerd, hetzij plots gedaald omdat er beslist werd om bepaalde activiteiten in België stop te zetten. De daling van de marktaandelen van de groep ELECTRABEL die sinds 2008 werd vastgesteld kan worden verklaard door enerzijds de opkomst en groei van andere leveranciers en anderzijds de ontwikkeling van eigen leveringsactiviteiten door sommige industriële klanten, zoals ARCELOR, TOTAL en AIR LIQUIDE – via SEGE.

3. AFNAMEGEGEVENS ELIA

26. Dit deel focust op het afnamegedrag van industriële klanten die rechtstreeks aangesloten zijn op het hoogspanningsnet[13] (inclusief degene met een gefactureerde consumptie lager dan 10 GWh/jaar).

De metingen van netto elektriciteitsafname worden door Elia op kwartierbasis uitgevoerd. Deze komt overeen met het verschil tussen de consumptie van de industriële klant en de injectie van elektriciteit

[12] De onderneming EDF Belgium en SPE maakten voor 2011 deel uit van de groep EDF Luminus.

[13] De gepresenteerde data houdt geen rekening met afname van de hydraulische centrales gevestigd in Coo en Plate-taille noch de perimeter Sotel gelegen in het Groothertogdom Luxemburg

door lokale productie-eenheden aanwezig op de industriële site. De meetgegevens lopen van begin 2006 tot en met eind 2015 en worden geaggregeerd op basis van verschillende tijdsperiodes.

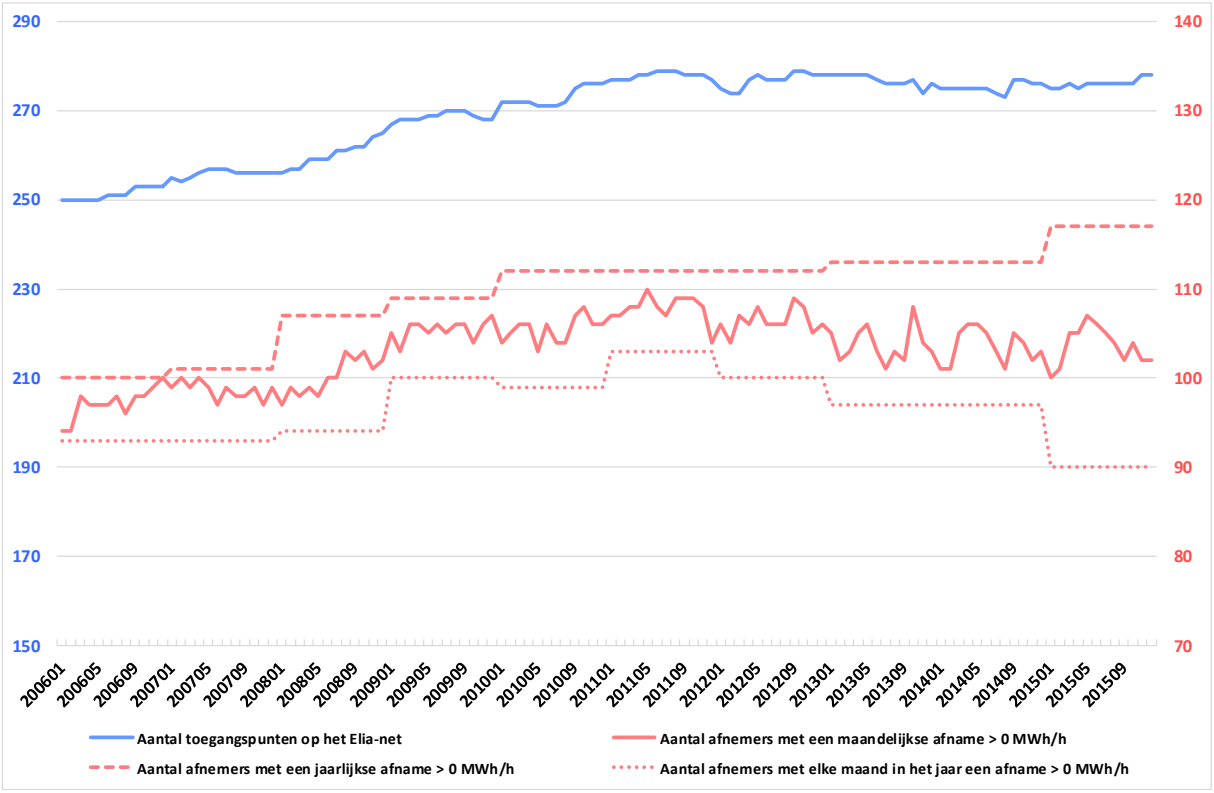
3.1. AANTAL TOEGANGSPUNTEN EN INDUSTRIËLE AFNEMERS

27. Het aantal toegangspunten op het hoogspanningsnet stijgt tot 2011 waarna deze plafonneert (Figuur 8, blauw, primaire as). In december 2015 werden 278 toegangspunten beleverd, 1 toegangspunt minder dan het maximaal aantal toegangspunten tijdens de periode 2006-2015.

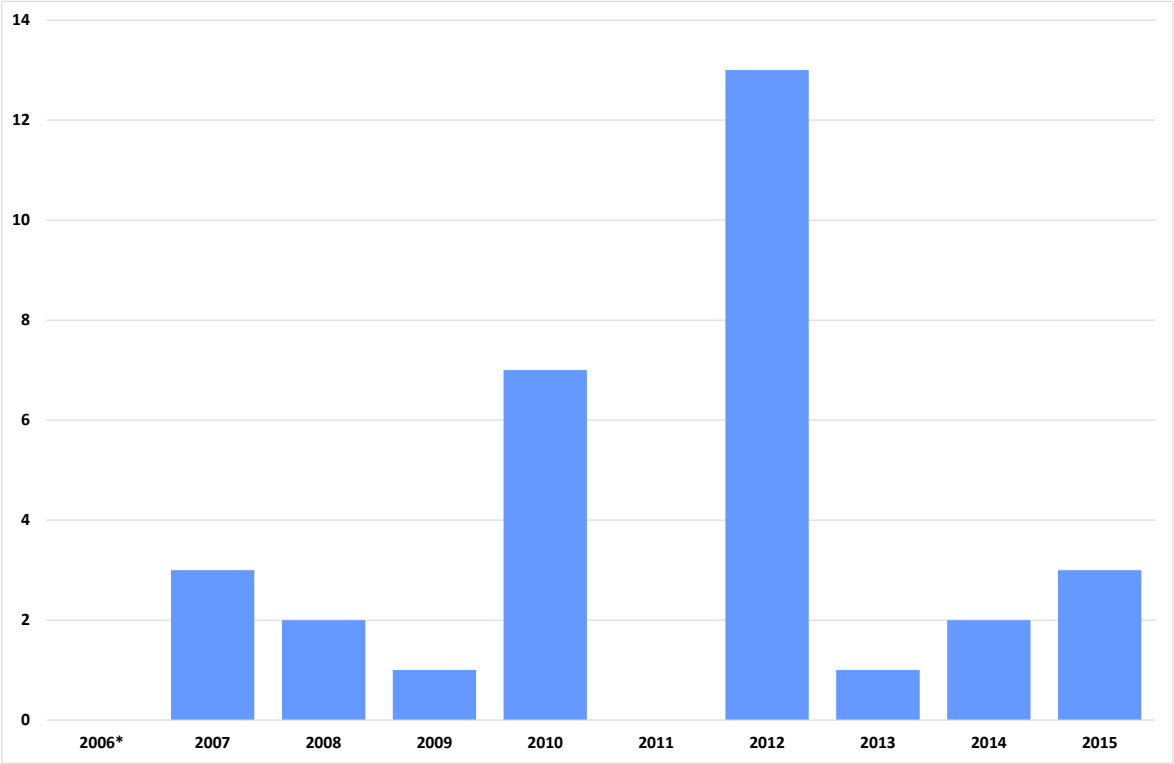
Deze toegangspunten worden geaggregeerd tot 118 industriële afnemers (rood, secundaire as). Het aantal afnemers met een maandelijkse positieve netto-afname (volle lijn) vertoont tot en met 2012 een gelijkaardige maar in absolute waarde lager verloop dan het aantal afnemers met een jaarlijkse positieve netto-afname (gestreepte lijn).

Vanaf 2013 divergeren beide curves en vergroot ook de variabiliteit binnen een jaar bij het aantal afnemers met een positieve maandelijks afnamevolume. De dalen aan het begin van elk jaar en tijdens de zomerperiode worden duidelijker zichtbaar. Het aantal afnemers die elke maand van het jaar een afname vertonen (stippelijn) daalt vanaf 2013: van de 117 afnemers met een positieve afname tijdens het jaar zijn er 90 die elke maand van het jaar een afname vertonen.

28. Figuur 9 illustreert het aantal toegangspunten op het Elia-net die beleverd worden door een andere leverancier tijdens de beschouwde periode. In 2015 komt dit neer op leverancierswissels op 3 toegangspunten ten opzichte van 2014. Meerdere toegangspunten kunnen tot eenzelfde industriële afnemer behoren waardoor dit slechts een benaderend beeld geeft van het percentage leverancierswissels.



Figuur 8 – Aantal industriële afnemers (oranje, secundaire as) en toegangspunten (blauw, primaire as), per maand tijdens de periode 2006-2015
Bron: Elia, CREG op basis van gegevens Elia



Figuur 9 - Aantal toegangspunten die van leverancier wisselden, per jaar
Bron: Elia.

3.2. AFNAMEGEDRAG

29. Vanuit het perspectief van de leverancier van industriële klanten zijn de elektriciteitsafname en het afnameprofiel belangrijk. Een volatiele electriciteitsafname of een variabel afnameprofiel behelst een risico dat afgedekt kan worden via kortetermijnmarkten (day-ahead of intraday markten). Dit risico kan zowel positief als negatief zijn, afhankelijk van de mate van voorspelling van of controle over deze volatiliteit.

3.2.1. Elektriciteitsafname

3.2.1.1. Jaarbasis

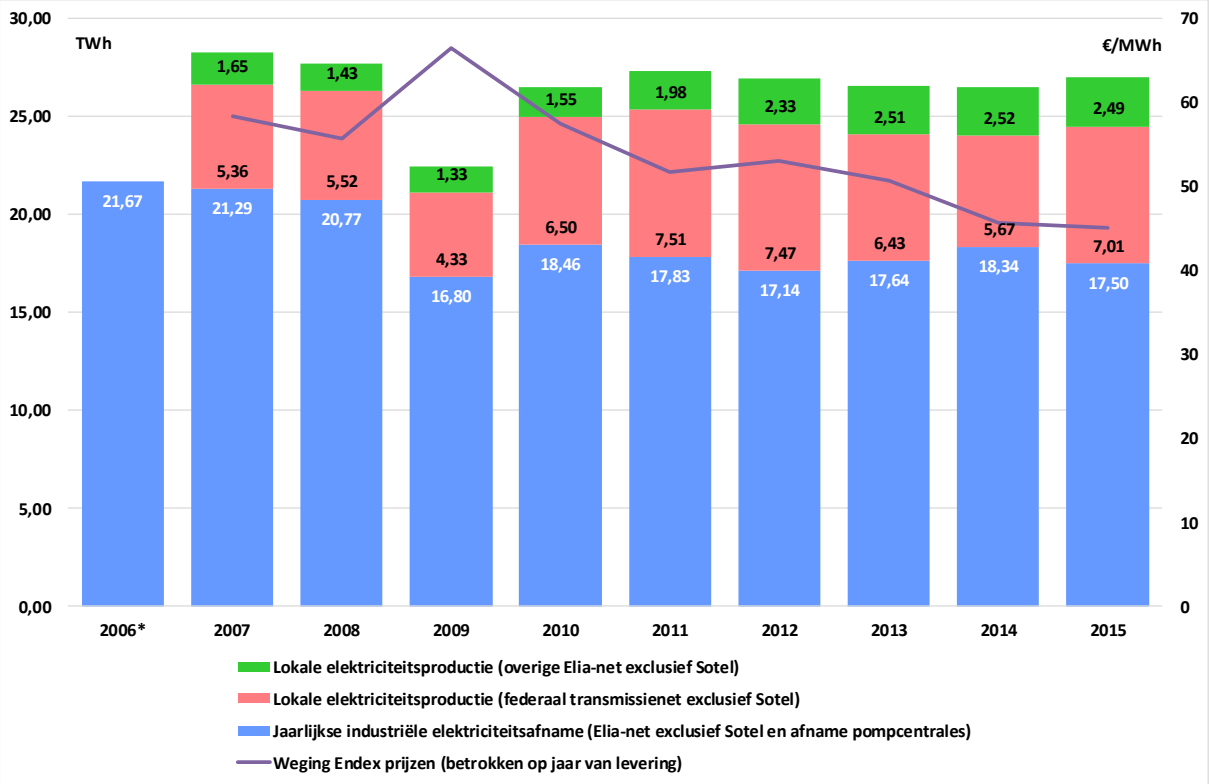
30. Tijdens de periode 2006-2015 bevindt zich met 21,3 TWh de hoogste totale elektriciteitsafname van alle grote industriële klanten aangesloten op het hoogspanningsnet in 2006 (Figuur 10, blauwe balken). De laagste elektriciteitsafname is te vinden in 2009 (16,8 TWh). In 2015 ligt de industriële elektriciteitsafname op 17,5 TWh, in lijn met de evolutie gedurende de voorbije jaren.

31. Het volume gegenereerd door lokale productie-eenheden aangesloten op het Elia-transmissienet is beschikbaar vanaf 2007 en kan onderverdeeld worden tussen het federaal transmissienet (>70kV, Figuur 10, rood) en het overige Elia-net[14] (>30kV, Figuur 10, groen). In 2015

[14] Beide zijn exclusief de perimeter Sotel gelegen in het Groothertogdom Luxemburg

werd in totaal 9,5 TWh lokaal gegenereerd bij de grotere industriële afnemers. Alles opgeteld wordt 27 TWh[15] geconsumeerd, een niveau gelijkaardig aan dat van 2012.

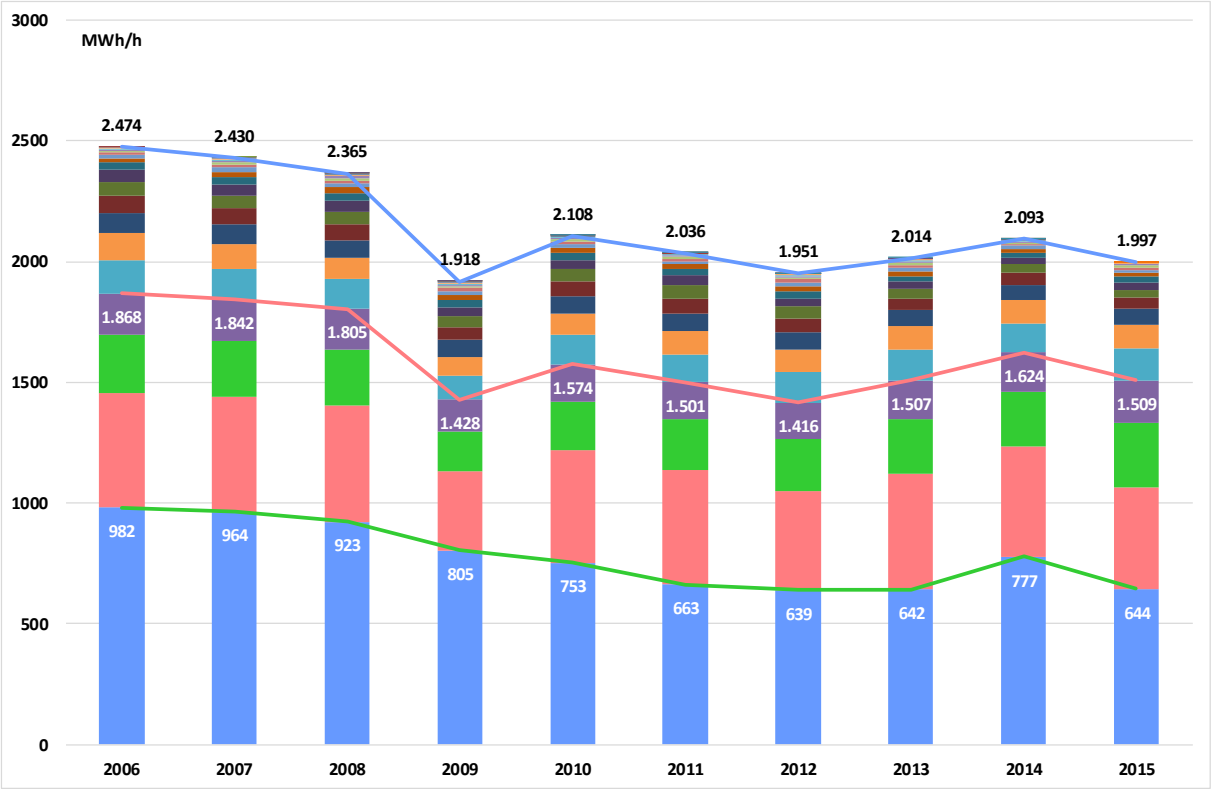
32. De verhouding tussen zelfproductie en totale consumptie lag tot en met 2008 rond 25%. Daarna stijgt het aandeel tot 36,4% in 2012 om opnieuw te dalen naar 30,9% in 2014. In 2015 stijgt het aandeel opnieuw naar 35,2%. Ter referentie wordt de gemiddelde Endex-prijs getoond van een combinatie van Calendar producten volgens de weging op basis van de duur van contracten elk jaar (Figuur 2).



Figuur 10 – Totaal gemeten jaarlijkse industriële elektriciteitsafname en lokale productie-eenheden, per jaar, 2006-2015
Bron: CREG op basis van gegevens Elia

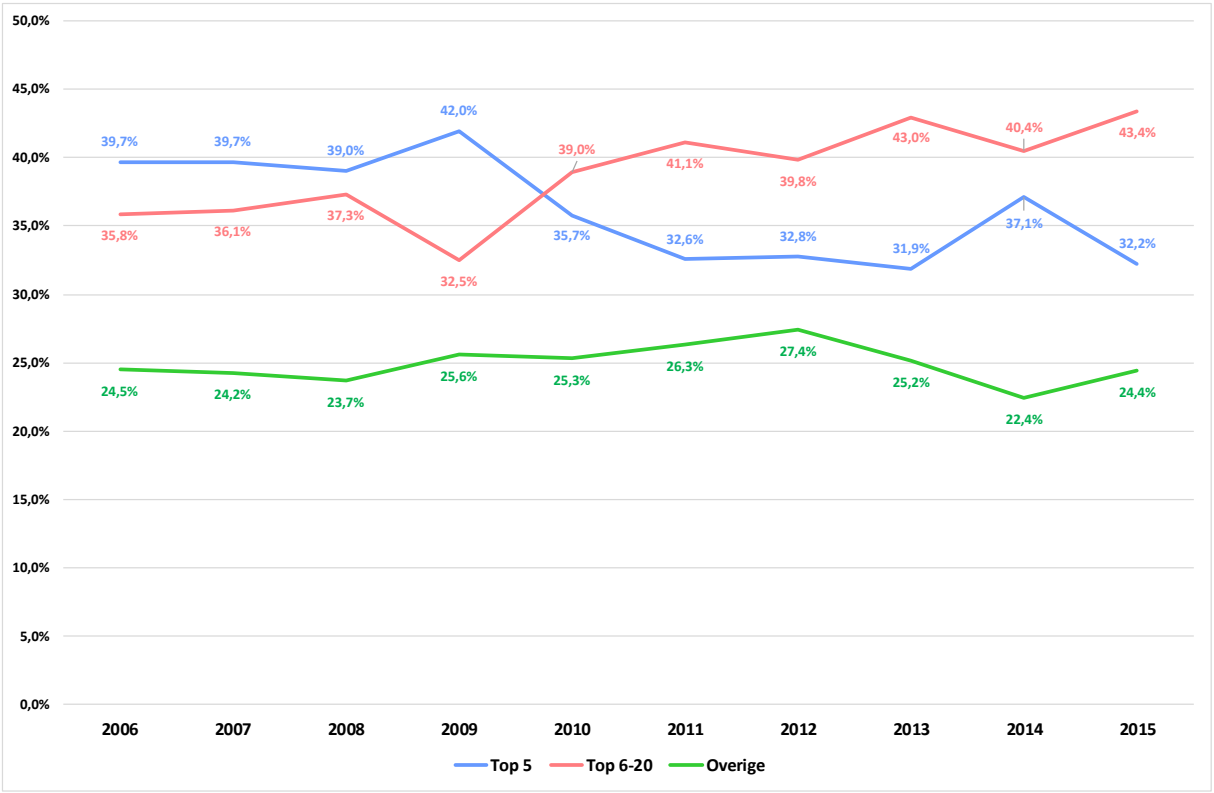
33. De jaarlijkse industriële elektriciteitsafname wordt onderverdeeld in 3 segmenten: de top 5 indsutriële afnemers, de top 6-20 industriële afnemers, en de overige industriële afnemers (Figuur 11). De gemiddelde uurlijkse industriële elektriciteitsafname van de top 5 industriële afnemers is in 2015 gedaald tot een gelijkaardig niveau als in 2013 en ligt daarmee net boven het laagste niveau geregistreerd in 2012 (groene lijn). De distributie per groep van 5 industriële klanten (gekleurde balken) geeft aan dat de 20 grootste industriële elektriciteitsafnemers (op vlak van gemiddelde uurlijkse afname), het merendeel van de totale afname voor hun rekening neemt.

[15] Het consumptieniveau wordt benaderd door de gemeten afnamevolumes op te tellen bij de lokale elektriciteitsproductie geïnjecteerd in het Elia-net en het federaal transmissienet (exclusief Sotel).



Figuur 11 - Gemiddelde dagelijkse elektriciteitsafname per jaar, voor de periode 2006-2015, en gesegmenteerd in functie van afnamevolume (top 5, top 6-20, en overige)
Bron: CREG op basis van gegevens Elia

34. Figuur 12 geeft de relatieve evolutie per segment weer. Het aandeel van de top 5 (blauw) is gedaald van 37,1% in 2014 tot 32,2% in 2015. De overige twee segmenten stijgen in aandeel. De top 5 en top 6-20 industriële afnemers lijken communicerende vaten te zijn die samen in 2015 verantwoordelijk zijn van iets meer dan 75% van de totale industriële elektriciteitsafname.



Figuur 12 – Relatief aandeel van gemiddelde uurlijkse elektriciteitsafname per segment, per jaar tijdens de periode 2006-2015

Bron: CREG op basis van gegevens Elia

35. De industriële klanten die behoren tot elk segment kunnen verschillen van jaar tot jaar, net als het totale aantal industriële klanten. Tabel 1 illustreert de evolutie van de positie van industriële klanten, per segment. De samenstelling van de top 5 industriële afnemers (segment A) veranderde met 1 industriële afnemer die nu tot de top 6-20 industriële afnemers (segment B) behoort, en vice versa. Tussen de top 6-20 afnemers en de rest (segment C) zijn er 2 afnemers gewisseld. De samenstelling van de segmenten blijft doorgaans relatief gelijk doorheen de jaren.

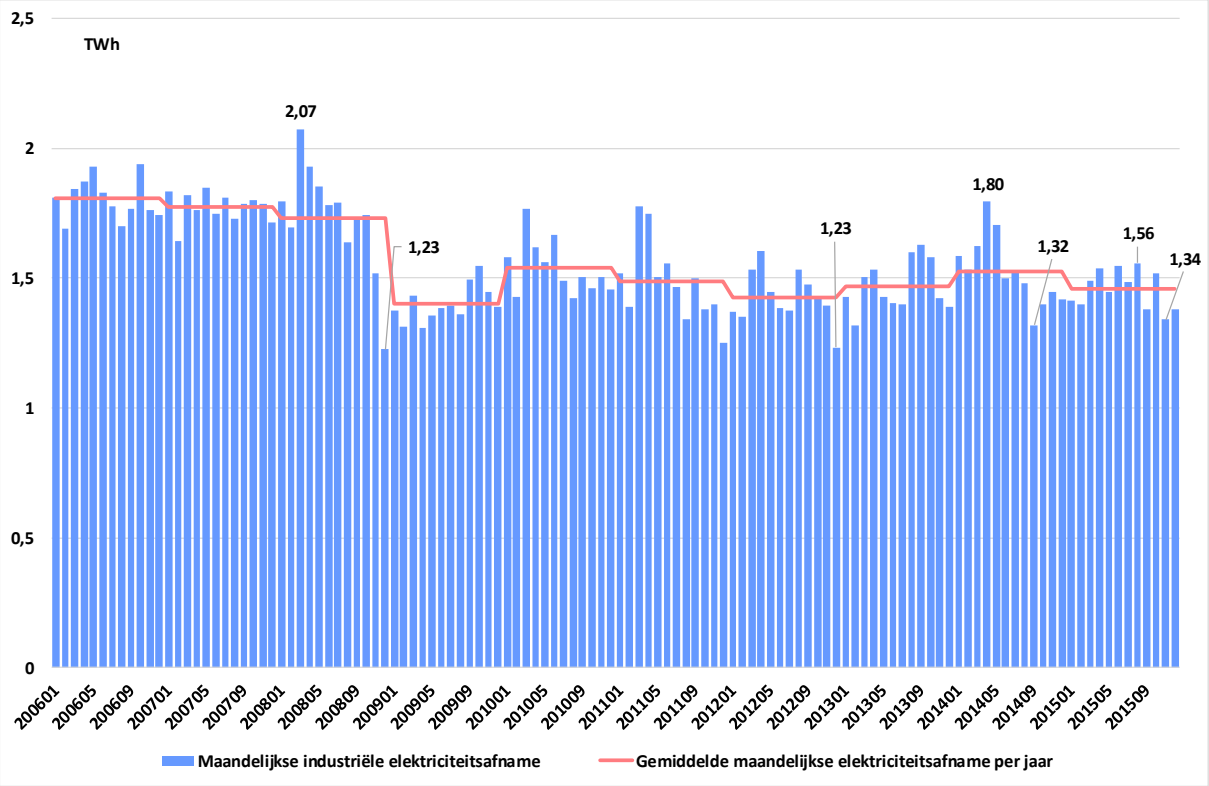
	A-B	B-A	A-C	C-A	B-C	C-B
2006-2007	0	0	0	0	1	1
2007-2008	0	0	0	0	1	1
2008-2009	1	1	0	0	3	3
2009-2010	0	0	0	0	3	3
2010-2011	1	1	0	0	1	1
2011-2012	0	0	0	0	2	2
2012-2013	1	1	0	0	3	3
2013-2014	2	2	0	0	2	2
2014-2015	1	1	0	0	2	2

Tabel 1 – Verandering van industriële afnemers per segment in functie van elektriciteitsafname, per jaar

Bron: CREG op basis van gegevens Elia

3.2.1.2. Maandbasis

36. In tegenstelling tot voorgaande jaren is een lagere variabiliteit in maandelijkse elektriciteitsafname op te merken: het verschil tussen de hoogste en laagste maandelijks gemeten afname tijdens het jaar bedraagt slechts 0,22 TWh. De hoogste afname werd in augustus opgemeten; de laagste in november.

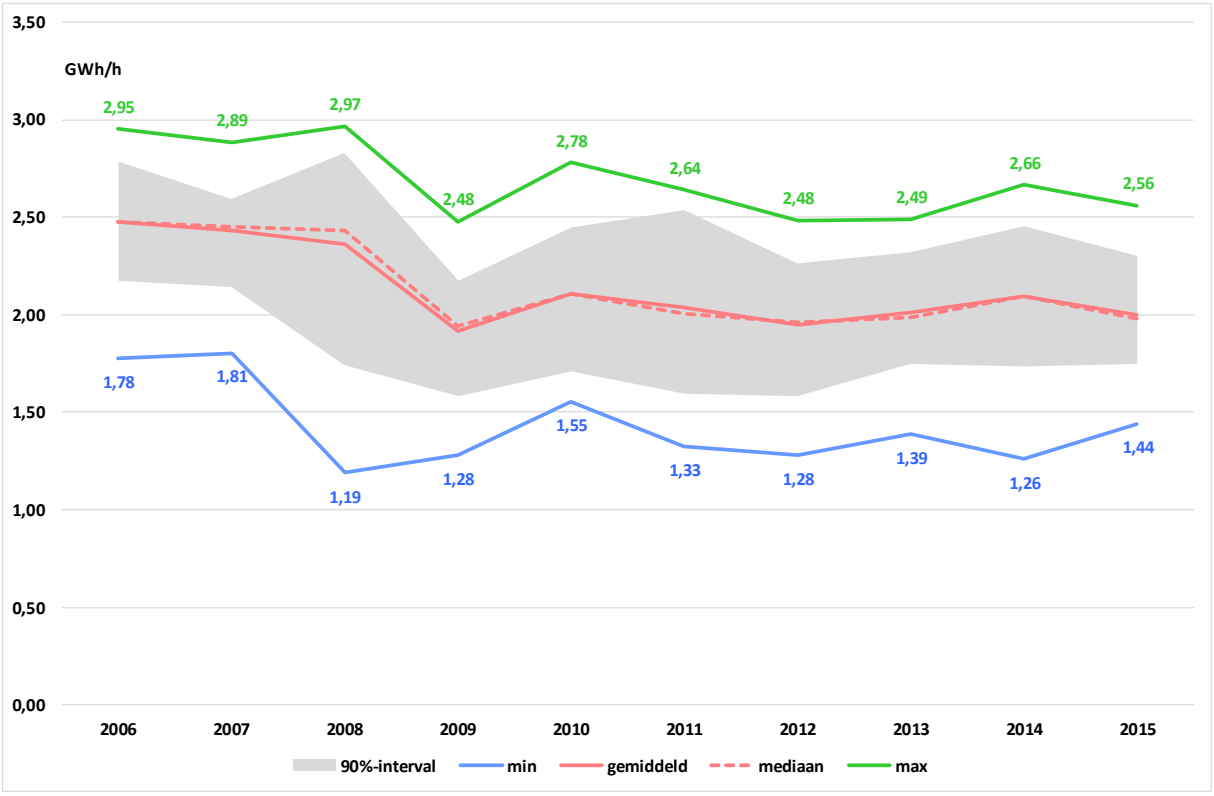


Figuur 13 – Maandelijkse industriële elektriciteitsafname tijdens de periode 2006-2015, per maand
Bron: CREG op basis van gegevens Elia

3.2.1.3. Dagbasis

37. De volatiliteit van de dagelijkse elektriciteitsafname per jaar is in 2015 lager dan in 2014, en dit zowel voor het totale bereik als voor het 90%-interval waarbinnen de dagelijkse elektriciteitsafname per jaar ligt (Figuur 14). Het totale bereik schommelt rond 1230 MWh/h gedurende de voorbije 5 jaar en was het grootst in 2008 als gevolg van de financiële crisis. Het bereik bij het 90%-interval schommelt in 2015 rond 700 MWh/h en is gelijkaardig in vergelijking met de voorbije 3 jaar.

38. De laagste dagelijkse elektriciteitsafname, met name 1,44 GWh/h, bevond zich op 1 januari 2015. De hoogste dagelijkse elektriciteitsafname (2,56 GWh/h) was op 20 april 2015.



Figuur 14 – Minimale, gemiddelde, en maximale dagelijkse industriële elektriciteitsafname, over een jaar, voor de periode 2006-2014

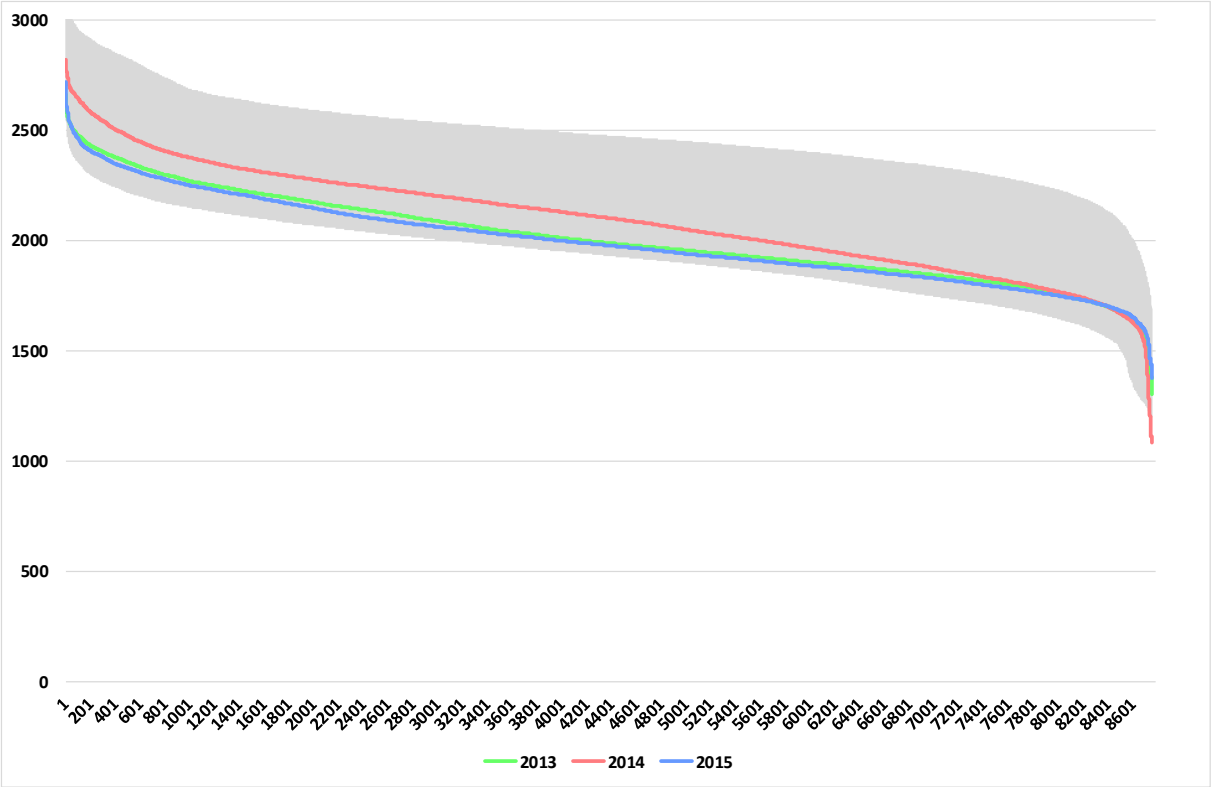
	Minimum		Maximum	
2006	maandag	25/12	woensdag	17/05
2007	maandag	01/01	woensdag	05/09
2008	donderdag	25/12	vrijdag	04/04
2009	donderdag	01/01	zaterdag	03/10
2010	maandag	27/12	zaterdag	24/04
2011	zondag	25/12	zaterdag	10/09
2012	maandag	31/12	zaterdag	01/09
2013	dinsdag	01/01	dinsdag	16/04
2014	maandag	15/12	vrijdag	18/04
2015	donderdag	01/01	maandag	20/04

Tabel 1 - Datums van minimale en maximale dagelijkse industriële elektriciteitsafname
Bron: CREG op basis van gegevens Elia

3.2.2. Belastingskromme

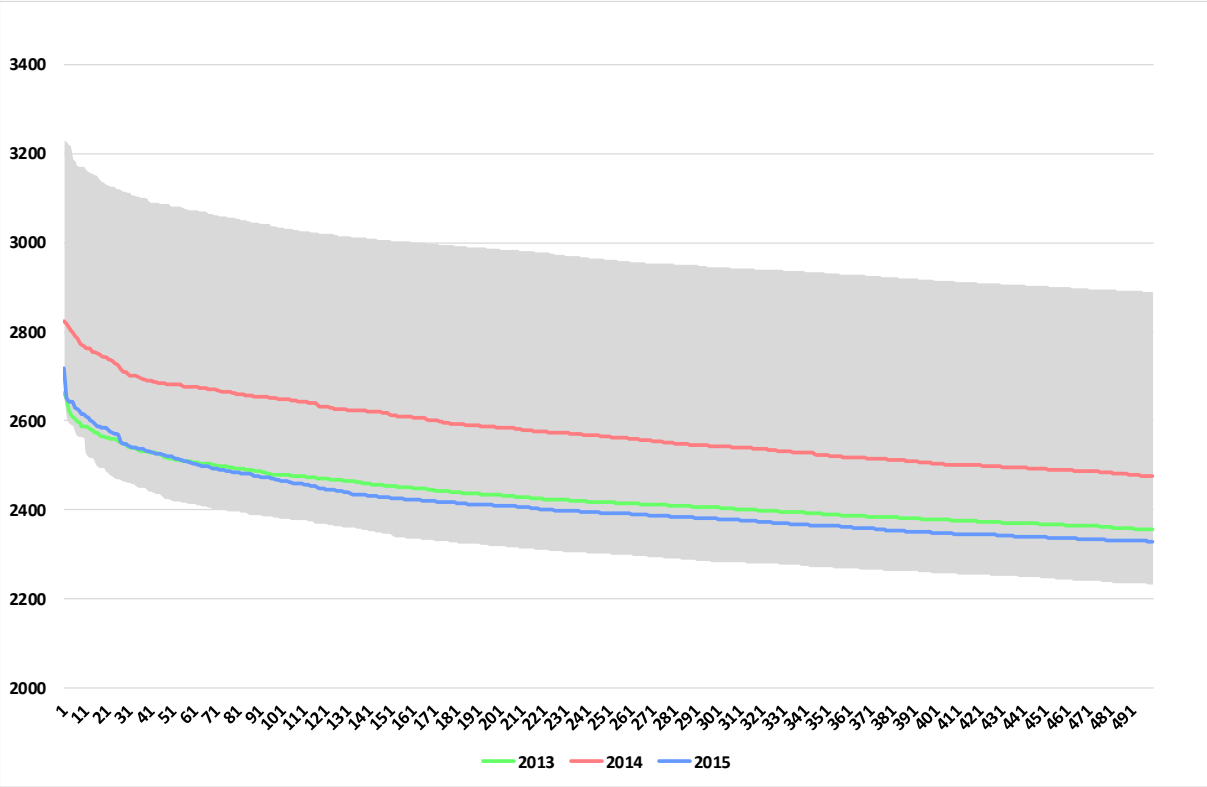
39. Figuur 15 illustreert de load duration curve per jaar waarbij de jaren voor 2013 aangeduid worden als een band waarin deze curves lagen. Deze curve illustreert de totale industriële elektriciteitsafname gemeten per uur tijdens een jaar, en gesorteerd in aflopende volgorde op vlak van afnamehoeveelheid.

40. De maximale gemeten industriële elektriciteitsafname per uur was 2.719 MWh/h, 3,7% lager dan in 2014. De minimale gemeten industriële elektriciteitsafname bedraagt 1.376 MWh/h (+27,1% ten opzichte van 2014).

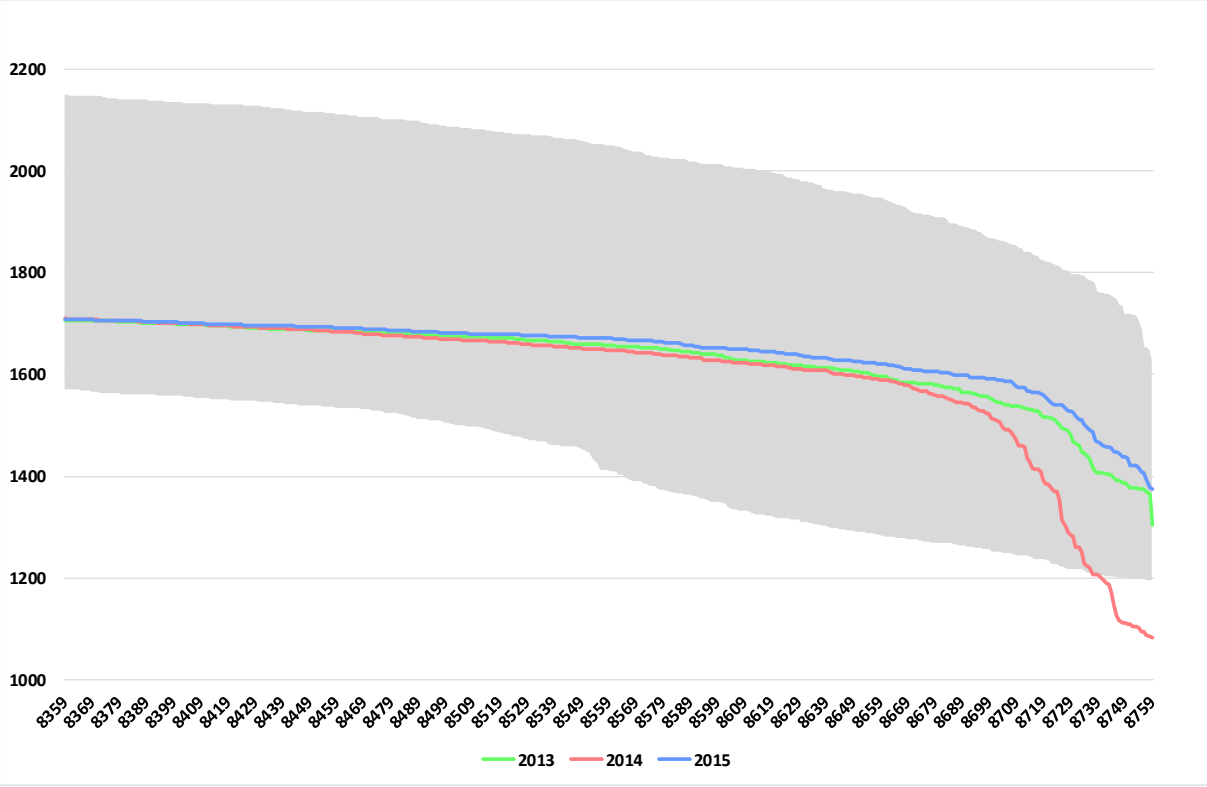


Figuur 15 - Load duration curve op basis van de uurlijkse elektriciteitsafname van industriële klanten
Bron: CREG op basis van gegevens Elia

41. Men kan afleiden dat in 2015 het afnameniveau lager was dan in 2014 behalve voor de laagste 380 uur. Aan het hoge uiteinde van de curve is helling steiler in 2015: gedurende de eerste 40 uur daalt het afnameniveau met 185 MWh/h terwijl dit in 2014 en 2013 ongeveer 130 MWh/h is (Figuur 16). In vergelijking met 2013 ligt het afnameniveau van de 40 uur hoogste afnames hoger in 2015 alsook die van de 400 uur laagste afnames (Figuur 17).



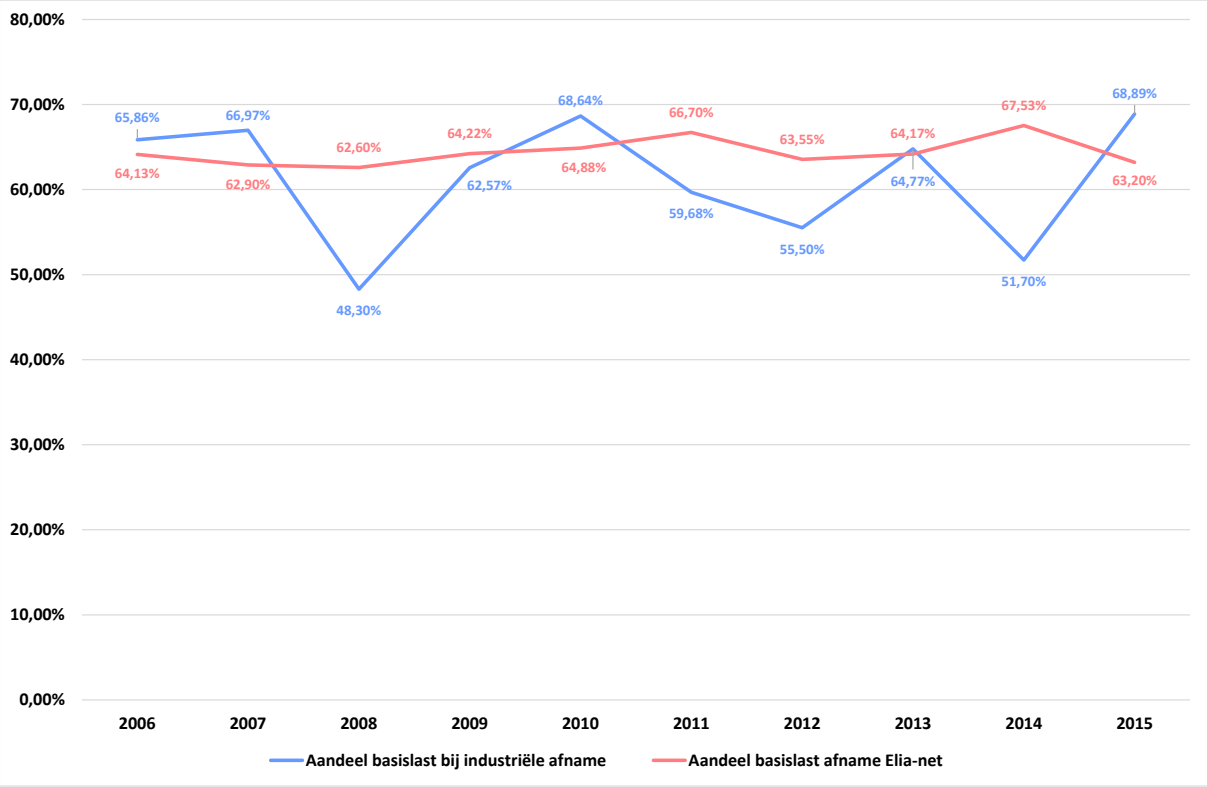
Figuur 16 – Load duration curve op basis van de uurlijkse elektriciteitsafname van industriële klanten, eerste 500 uren
Bron: CREG op basis van gegevens Elia



Figuur 17 – Load duration curve op basis van de uurlijkse elektriciteitsafname van industriële klanten, laatste 400 uren
Bron: CREG op basis van gegevens Elia

42. Figuur 18 zet het aandeel basislast van de gemeten elektriciteitsafname van industriële klanten aangesloten op het Elia-net uit ten opzichte van deze van de totaal gemeten afname van het Elia-net[16]. Het aandeel basislast wordt berekend als de proportie van de gemeten basislast[17] met de totaal gemeten industriële elektriciteitsafname tijdens dit jaar. Het industriële aandeel basislast per jaar heeft een volatieler karakter tussen 2006 en 2015 dan het totale aandeel basislast gemeten op het Elia-net. Voor het eerst sinds 2010 ligt het aandeel basislast bij industriële afnemers opnieuw duidelijk hoger dan die bij alle afnemers gemeten op het Elia-net. In 2015 stijgt dit aandeel scherp bij industriële afnemers tot 68,9%, terwijl deze alle afnemers een lichte daling vertoont tot 63,2%.

43. Dit betekent dat industriële klanten hun geaggregeerde elektriciteitsafname meer uitmiddelen doorheen het jaar; bijvoorbeeld doordat hun kernactiviteiten een mindere volatiliteit ondervinden, ofwel wordt lokale productie, al dan niet in beheer van de leverancier, ingezet tijdens periodes van hogere vraag of kortetermijnprijzen. Deze lokale productie kan gedecentraliseerde productie zijn die ofwel op het transmissienet of op het distributienet elektriciteit injecteert. Ook lokale centrales die injecteren op hoogspanningsniveau van minstens 30 kV maken hiervan deel uit. Het inzetten van deze energiebronnen verlaagt het energieverbruik gemeten op toegangspunten van industriële afnemers terwijl de leverancier door de aanwezigheid van die eenheid net meer flexibiliteit heeft om de industriële klant te beleveren.



Figuur 18 - Gemiddeld percentage basislastafname van industriële afnemers en totale afname gemeten op het Elia-net
Bron: CREG op basis van gegevens Elia

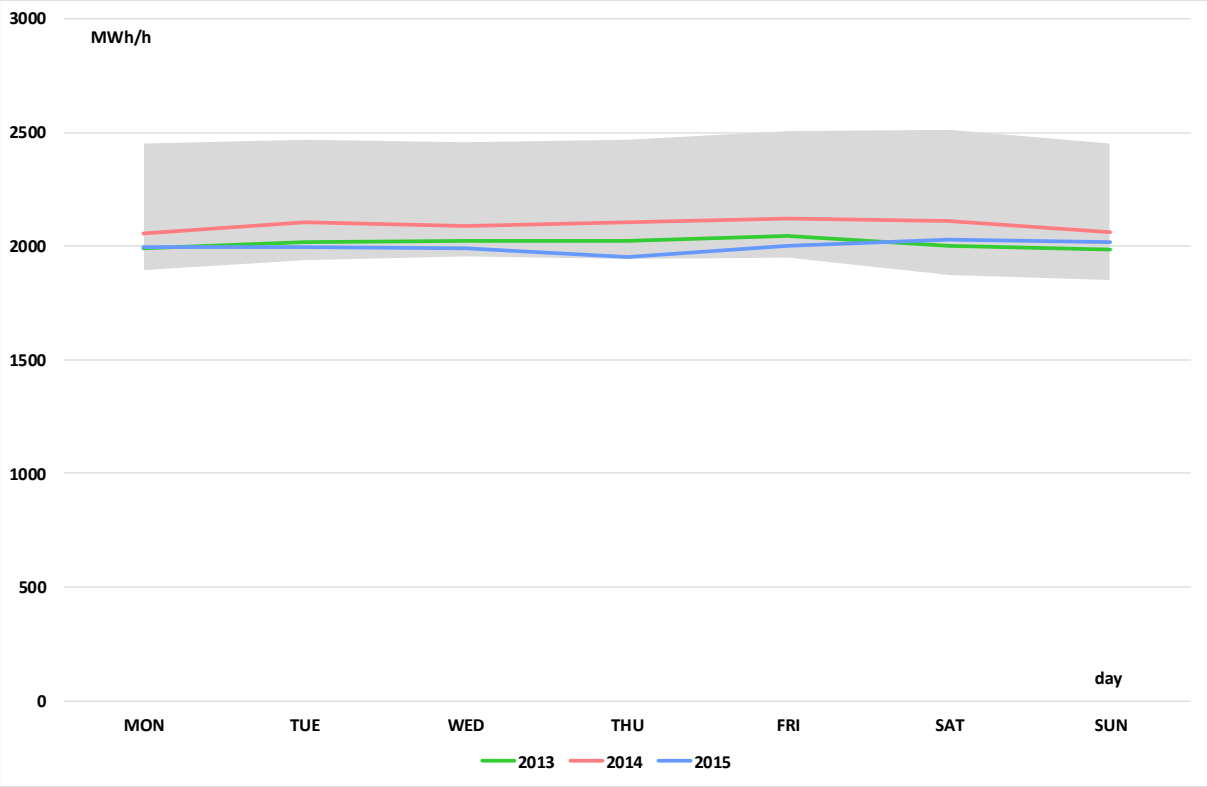
[16] Pompcentrales worden niet meegenomen in deze dataset, en de dataset werd aangepast om de perimeter Sotel te verwijderen.

[17] Basislast wordt berekend als het product van de minimale gemeten industriële elektriciteitsafname en het aantal uur waaruit het jaar bestaat

3.2.3. Afnameprofielen

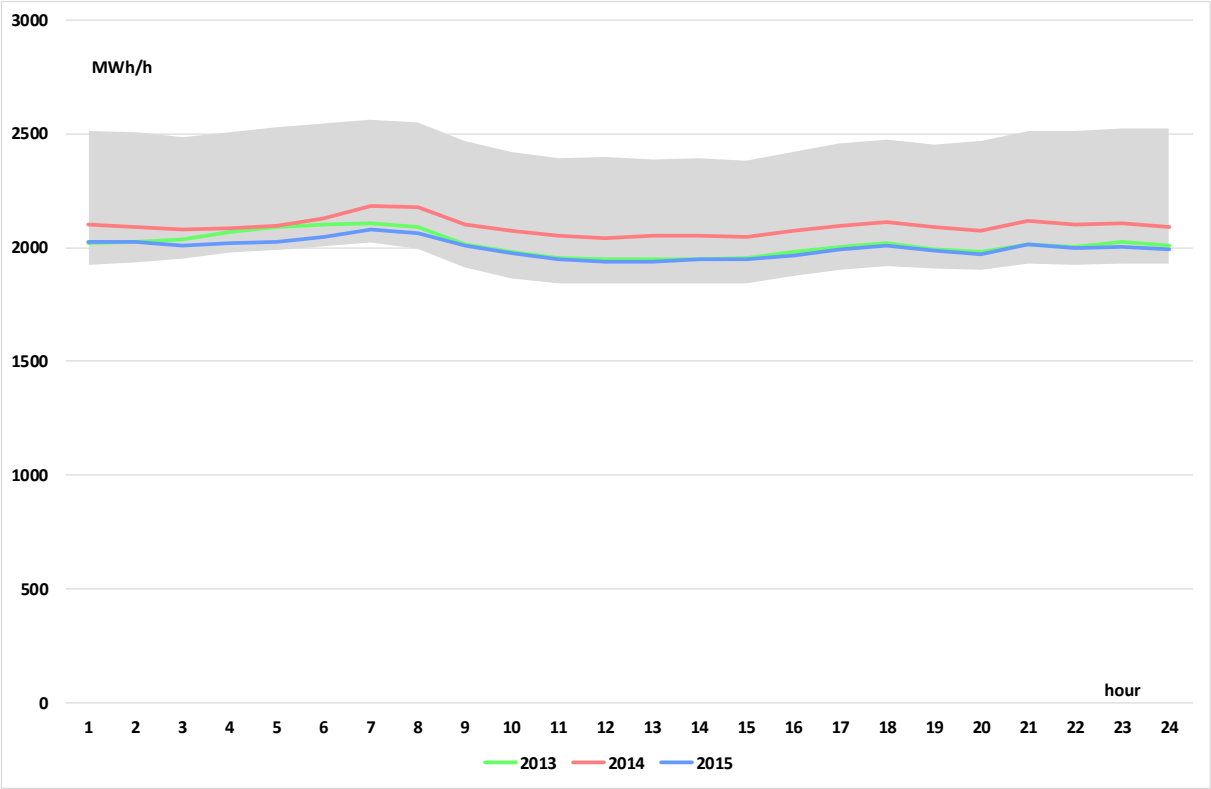
44. Figuur 19 illustreert, per jaar, het gemiddelde afnameprofiel van alle industriële afnemers tijdens de week.

Het gemiddeld afnameprofiel in 2015 vertoont een gelijkaardig niveau als in 2014 in het begin van de week en tijdens het weekend. Op donderdag is er een vermindering te zien van afnameniveau.



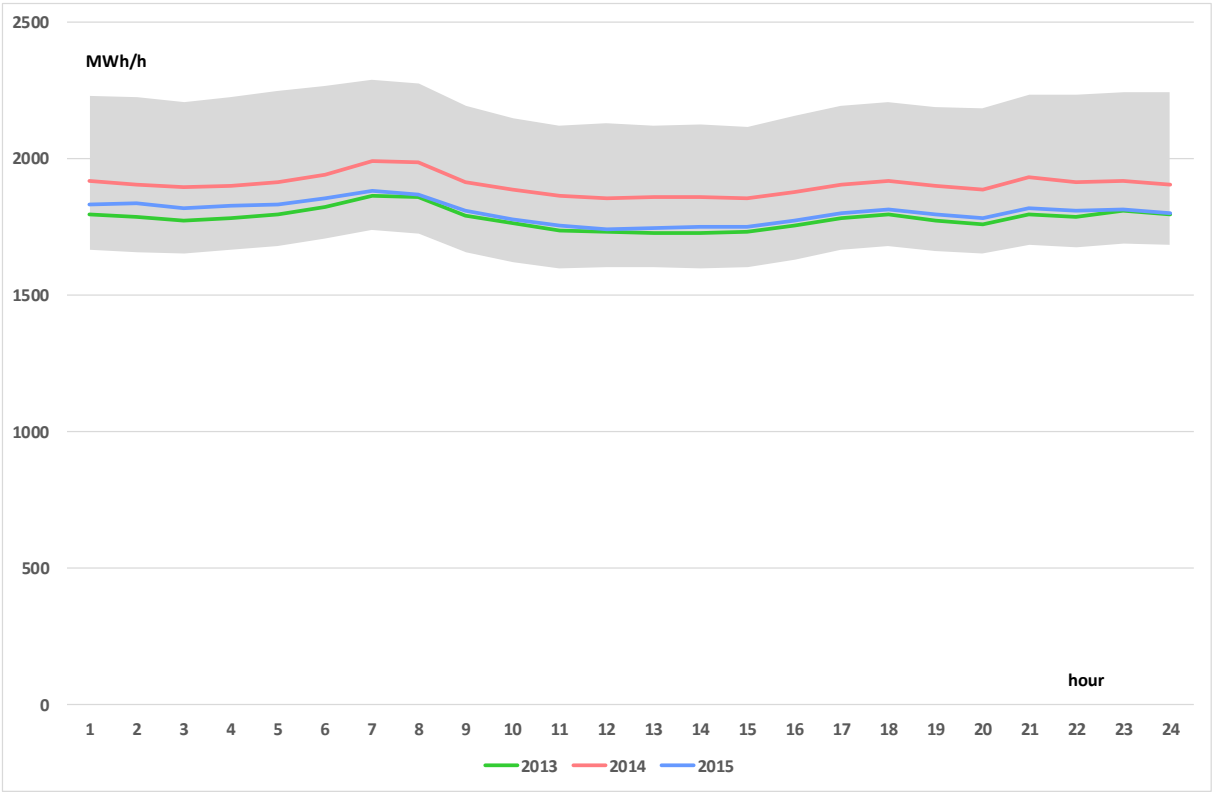
Figuur 19 - Gemiddeld afnameprofiel van alle industriële afnemers tijdens de week, over alle dagen van het jaar
Bron: CREG op basis van gegevens Elia

45. Figuur 20 toont, per jaar, het gemiddeld afnameprofiel tijdens een dag voor alle industriële afnemers aangesloten op het Elia-net. Het bereik van afnameprofielen van de jaren tot en met 2012 wordt aangegeven door het grijze oppervlak. Het afnameprofiel is gelijkaardig aan die van 2013 met uitzondering van de lagere afname in 2015 tijdens uren 3-7 en vanaf uur 23. De ochtendpiek rond 7-8 uur is opnieuw minder uitgesproken.



Figuur 20 –Gemiddelde uurlijkse elektriciteitsafname bij industriële afnemers over alle dagen tijdens het jaar
Bron: CREG op basis van gegevens Elia

46. Figuur 21 illustreert opnieuw het dagelijks afnameprofiel per jaar, maar ditmaal enkel voor de top 35 industriële afnemers op vlak van het jaarlijks elektriciteitsafnameniveau. De top 35 industriële klanten hebben een lager liggend afnameprofiel ten opzichte van 2014, en, opmerkelijk, een licht hoger liggend afnameprofiel ten opzichte van 2013. De lichte daling van afnameprofiel bij alle industriële afnemers ten opzichte van 2013, zoals gezien in Figuur 20, is dus toe te schrijven is aan een daling van de afname van de overige industriële afnemers.



Figuur 21 – Gemiddelde uurlijkse elektriciteitsafname bij de top 35 industriële afnemers op vlak van elektriciteitsafname gedurende het hele jaar
Bron: CREG op basis van gegevens Elia

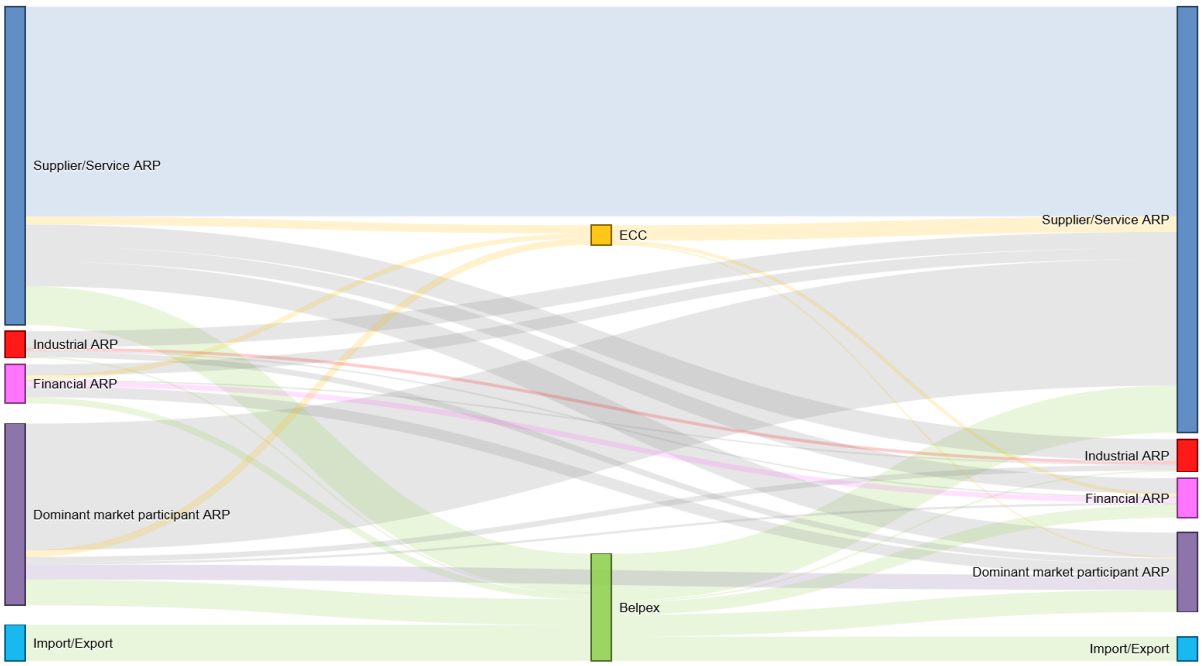
4. BEVOORRADING VAN GROTE INDUSTRIËLE KLANTEN

47. De uitgewisselde volumes elektriciteit tussen toegangsverantwoordelijken (ARPs), op basis van hun day-ahead nominaties, vergelijken met historische energieuitwisselingen geeft een inzicht in hoe de belevering van grote industriële afnemers evolueert in de context van de geliberaliseerde markt. De energieuitwisselingen in 2015 (Figuur 23) worden vergeleken met die van 2011 (Figuur 22). De ARPs worden opgedeeld in zeven segmenten.

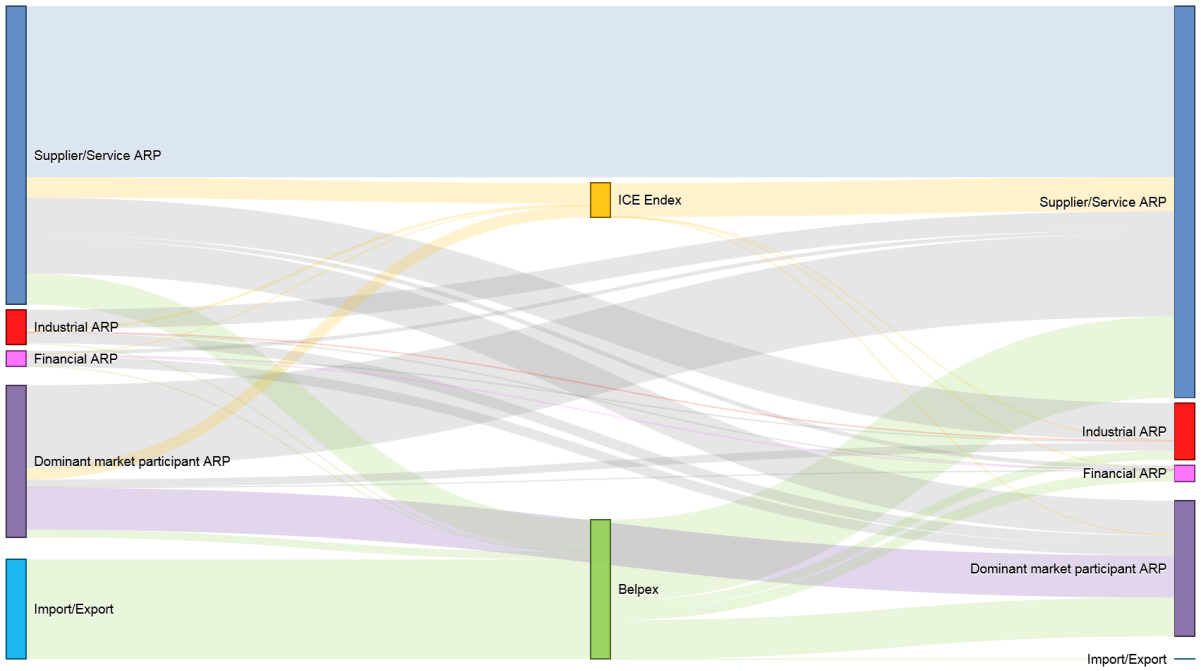
De eerste vier segmenten omvatten de op de Belpex dagmarkt actieve marktdeelnemers. Er wordt een onderscheid gemaakt tussen de ARP horende bij de dominante leverancier (paarse balk, de holding ENGIE), ARPs horende bij andere actieve leveranciers of dienstverleners die energie-oplossingen op maat aanbieden zoals aggregatoren (donkerblauwe balk, Supplier/Service ARP), ARPs horende bij industriële afnemers (rode balk, Industrial ARP), en ARPs horende bij financiële instellingen (roze balk, Financial ARP). Er wordt opgemerkt dat niet alle industriële afnemers een eigen ARP hebben. De andere drie segmenten omvatten de kortetermijnbeurs Belpex (groene balk), de langetermijnbeurs ICE Endex (oranje balk, vroeger verzorgd door ECC) en de invoer/uitvoer-balans (lichtblauwe balk).

De uitgewisselde energievolumes worden aangeduid door de banden die de ARPs met elkaar verbinden. De richting van de uitwisselingen gaat van links naar rechts, of anders gezegd, de ARP links van een band verkoopt de energie; degene rechts van de band koopt deze aan. De uitwisselingen tussen ARPs behorende tot eenzelfde segment zijn aangeduid in de kleur van het segment. Alle

uitwisselingen via de korte- en langetermijnbeurzen worden aangeduid in de kleur van de beurs: groen voor de Belpex day-ahead markt, oranje voor de langetermijnmarkt. Banden met een andere kleur die eventueel zouden overlappen met de balken die Belpex en de langetermijnbeurs vertegenwoordigen worden dus niet verhandeld via het respectievelijk publieke marktplatform. De overige uitwisselingen worden aangeduid in het grijs.



Figuur 22 – Sankey diagram van de aan elektriciteit uitgewisselde volumes tussen leveranciers, op basis van de Elia hub nominaties in day-ahead, in 2011



Figuur 23 – Sankey diagram van de aan elektriciteit uitgewisselde volumes tussen leveranciers, op basis van de Elia hub nominaties in day-ahead, in 2015
Bron: CREG op basis van gegevens Elia

48. In 2015 werd 84,7 TWh uitgewisseld tussen ARPs. Via publieke marktplaatsen werd 24,5 TWh (29%) verhandeld. In 2011 was het totale volume aan uitgewisselde energie tussen ARPs 51,2 TWh waarvan 10,8 TWh (21%) via publieke marktplaatsen. De stijging in aandeel energie verhandeld via publieke markten onderstreept het belang van toegang tot deze publieke marktplatformen: ten opzichte van de stijging van 65% van de totale energieuitwisselingen tussen 2011 en 2015, is een meer dan verdubbeling van uitwisselingen via publieke markten op te merken.

49. Het stijgende belang van publieke marktplaatsen aan de **vraagzijde** is ook op te merken per segment. De volumes voor belevering die aangekocht werden via de Belpex dagmarkt meer dan verdubbelden bij 3 segmenten van ARPs: de ARP van de dominante leverancier, de ARPs van andere leveranciers en/of dienstverleners, en de ARPs bij industriële afnemers. Voor de financiële ARPs wordt een lichtere stijging geobserveerd. Alhoewel het aandeel energie behaald via de Belpex dagmarkt voor de belevering van industriële ARPs in absolute waarden laag is ten opzichte van de andere segmenten, is het aandeel ten opzichte van het totaal verhandeld volume via Belpex ongeveer vervijfvoudigd. Deze toegenomen activiteit duidt op een positieve evolutie op vlak van markttoegang en marktwerking.

De volumes voor belevering via de publieke langetermijnmarkt vertonen ook een stijging. Deze stijging wordt vooral veroorzaakt door ARPs van andere leveranciers en/of dienstverleners. In tegenstelling tot 2011 zijn in 2015 ook industriële ARPs actief op de langetermijnmarkt, maar de uitgewisselde volumes zijn insignificant.

50. Aan de **aanbodszijde** is een vermindering in toegeleverde energie door de ARP van de dominante leverancier. In 2011 zijn de aandelen van verkochte energie op beide publieke marktplaatsen ongeveer gelijk verdeeld. In 2016 valt het aandeel verkochte energiehoeveelheid door de dominante leverancier terug ten opzichte van dat van de andere leveranciers en/of dienstverleners.

In 2011 verkocht de ARP van de dominante marktdeelnemer ongeveer 25% van het totaal verhandelde volume op de Belpex dagmarkt. De ARP van de andere leveranciers en/of dienstverleners verkochten iets meer dan 35%. In 2015 zijn de aandelen respectievelijk 6% en 22%. De hogere onbeschikbaarheidsgraad van nucleaire centrales[18] kunnen verklaren waarom de deelname van ARP van de dominante leverancier terugvalt op de Belpex dagmarkt en waarom er een toename aan invoer is uit het buitenland.

Deze redenen zijn minder verklarend voor het aandeel van verkochte energie op de langetermijnmarkt. In 2011 hebben zowel de ARP van de dominante leverancier als die van andere leveranciers en/of dienstverleners een aandeel van 35%-40% ten opzichte van het totaal verhandelde volume. Gegeven een totaal verkocht volume van 1,7 TWh op de langetermijnmarkt in 2011, komt dit neer op een gemiddeld aangeboden baseload capaciteit van iets minder dan 200 MWh/h. In 2015 werd 4,8 TWh aangeboden waarbij ongeveer een derde verkocht werd door de ARP van de dominante leverancier en meer dan de helft verkocht werd door ARPs van andere leveranciers en/of dienstverleners. Ondanks de hogere graad van onbeschikbaarheid van nucleaire centrales vanaf 2012 (i.e. vanaf het Calendar product met levering in 2015 verhandeld kon worden) werd met andere woorden door de ARP van de dominante leverancier in absolute waarde 1 TWh meer energie verkocht op de langetermijnmarkt dan in 2011.

51. Het overgrote merendeel van energieuitwisselingen blijft afgesloten worden op bilaterale basis. De industriële ARPs en financiële ARPs beleveren zich vooral via de ARPs van andere leveranciers en/of dienstverleners. De netto-uitwisseling tussen de ARP van de dominante leverancier en die van de andere leveranciers en/of dienstverleners is tussen 2011 en 2015 gedaald van 8,7 TWh tot 6,8 TWh. Rekening houdende met de stijging in totaal verhandeld volume tussen ARPs over dezelfde periode,

[18] Zie figuur 5 op pagina 21 van CREG studie 1513 over "de werking van en de prijsevolutie op de Belgische groothandelsmarkt voor elektriciteit – monitoringrapport 2015".

kan geconcludeerd worden dat de belevering van industriële ARPs minder concentratie vertoont en competitiever geworden is.

5. CONCLUSIE

52. Deze studie heeft als doel de transparantie omtrent elektriciteitsbelevering van grote industriële klanten te vergroten. Een grotere transparantie laat een industriële klant toe om zich te positioneren ten opzichte van andere Belgische industriële klanten.

53. **De studie omvat een analyse van leveringscontracten voor elektriciteit en van het afnamegedrag van industriële klanten**. Omdat de beschikbare gegevens verschillend van aard zijn, hanteren beide analyses een verschillende definitie van het begrip "grote industriële klant". Bij de analyse van leveringscontracten wordt elke klant met een gefactureerde consumptie van minstens 10 GWh/jaar aangeduid als "grote industriële klant" (inclusief de bedrijven die aangesloten zijn op distributieniveau). Dit stemt overeen met 35,3 % van het verbruik van de Belgische eindklanten in 2015. Bij de analyse van het afnamegedrag wordt elke klant aangesloten op het Elia-transmissienet als "grote industriële klant" beschouwd (inclusief degenen wiens gefactureerde consumptie lager ligt dan 10 GWh/jaar). Dit komt overeen met 22,7 % van de totale afname van het Elia transmissienet in 2015.

54. Analyse van de leveringscontracten toont aan dat vooral contracten met een korte looptijd (1 of 2 jaar) aangegaan worden.

55. Wat de gefactureerde energieprijs betreft, worden grote prijsverschillen tussen industriële klanten vastgesteld, en dit in de loop van hetzelfde jaar. Deze kunnen bovendien niet worden verklaard door het verbruikte volume. In 2015 situeren de contractprijzen zich tussen 15 EUR/MWh en 79 EUR/MWh waarbij 50% van de klanten zich tussen 52 EUR/MWh en 63 EUR/MWh bevindt. Deze studie bespreekt de belangrijkste bepalende factoren die bijdragen tot de verschillen in contractprijzen.

Tussen 2002 en 2009 is de gefactureerde elektriciteitsprijs constant gestegen. In 2010 is hij gedaald om tot 2012 stabiel te blijven en om daarna zelfs te dalen. Deze stabilisatie en daling geeft aan dat de daling van de prijzen op de elektriciteitsbeurzen die in 2010 is vastgesteld, de stijging van de hernieuwbare bijdrage heeft gecompenseerd. Het gaat om de bijdrage die de leveranciers aanrekenen om de kosten te compenseren die zij moeten maken om te kunnen voldoen aan hun regionale verplichting die eist dat zij een groeiend aandeel van de elektriciteitslevering certificeren door WKK- en/of groenestroom-certificaten.

56. In het segment van de industriële klanten is het marktaandeel van ELECTRABEL sinds 2002 bijna constant gedaald. Gedurende de eerste jaren van de liberalisering verschoof dit marktaandeel voornamelijk naar de groepen EDF Luminus en RWE. Vanaf 2008 kan de verdere daling van het marktaandeel van ELECTRABEL enerzijds voornamelijk verklaard worden door de opkomst en groei van andere leveranciers. Anderzijds hebben een aantal industriële klanten hun eigen beleveringsactiviteiten ontwikkeld.

57. **In het tweede deel maakt deze studie een analyse van het afnamegedrag van grote industriële klanten** aangesloten op het Elia hoogspanningsnet. De jaarlijkse elektriciteitsafname daalt van 18,34 TWh in 2014 naar 17,50 TWh in 2015. De totale elektriciteitsconsumptie blijft stabiel rond 27 TWh. Deze daling in elektriciteitsafname wordt gedreven door de top 5 industriële klanten op vlak van het volume van de elektriciteitsafname; met andere woorden bij de bedrijven waarbij elektriciteitsafname een belangrijke component is van de totale operationele kost.

De hoogste maandelijkse elektriciteitsafname in 2015 werd gemeten in augustus met een volume van 1,56 TWh. De spreiding tussen de minimale en maximale dagelijkse afname veminderde in 2015 ten opzichte van 2014.

Het aandeel basislast bij de industriële afname behaalde het hoogste niveau (68,9%). Dit komt vooral doordat de laagste afgenomen volumes in 2015 hoger liggen dan de voorbije jaren.

Het gemiddeld weekafnameprofiel over alle industriële klanten aangesloten op het Elia transmissienet ligt lager tijdens de weekdagen en hoger tijdens het weekend ten opzichte van die van 2014. Het dagafnameprofiel is gelijkaardig aan die in 2013 met uitzondering van de eerste 6 uren van de dag wanneer de curve hoger ligt.

58. Drie toegangspunten veranderden van leverancier in 2015. Op basis van de genomineerde day-ahead energieuitwisselingen kan afgeleid worden dat er meer uitwisselingen gebeuren via openbare marktplatformen. Daarnaast is een actievere deelname van industriële ARPs op te merken op de Belpex dagmarkt. Tot slot wordt een toename in concurrentie in de over-the-counter markt geobserveerd bij de belevering van industriële ARPs.

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

Andreas TIREZ	Laurent JACQUET	Marie-Pierre FAUCONNIER
Directeur	Directeur	Voorzitster van het Directiecomité