CREG

Commissie voor de Regulering
van de Elektriciteit en het Gas

Studie

(F)1628
16 november 2017

Studie over de operationele winstgevendheid van de bestaande STEG-centrales in België

gemaakt met toepassing van artikel 23, § 2, tweede lid, 2°, 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 4
1. INLEIDING 6
2. Model 8
2.1. Asset-backed trading strategie en Componenten van de winst van een STEG-centrale ... 8
2.2. De theoretisch gemiddelde STEG-centrale 10
2.2.1. Technische parameters 10
2.2.2. Economische parameters 10
2.2.3. Transport van aardgas 12
2.3. Toepassing van de standaard asset-backed trading strategie binnen deze studie 13
2.3.1. Asset-backed trading strategie op de langetermijnmarkten 14
2.3.2. Asset-backed trading strategie op de kortetermijnmarkten 16
2.3.3. Kwalitatieve bespreking van het model en factoren die buiten beschouwing werden gelaten 19
3. Historische Winstgevendheid 22
3.1. Toepassing van het model op een theoretisch gemiddelde STEG-centrale 22
3.1.1. Referentiescenario 22
3.1.2. Sensitiviteit van de technische en economische parameters 24
3.1.3. Sensitiviteit van de beschikbaarheidsgraad 27
3.1.4. Sensitiviteit van de manier van indekken 28
3.1.5. Sensitiviteit van de flexibele inzet van de centrale 31
3.1.6. Sensitiviteit van de variabele OPEX 33
3.1.7. Samenvatting van de resultaten en conclusie 33
3.2. Toepassing van het model op Bestaande Belgische STEG-centrales 36
3.2.1. Toepassing van de asset-backed trading strategie 36
3.2.2. Inzet van Belgische STEG-centrales voor ondersteunende diensten 37
4. Toekomstige winstgevendheid 39
4.1. Vooruitzicht op basis van gekende langetermijnprijzen voor baseload levering 39
4.2. Vooruitzicht op basis van gekende langetermijnprijzen voor peakload levering 41

4.3. Vooruitzicht op basis van gekende kortetermijnprijzen 42
5. CONCLUSIE 46

EXECUTIVE SUMMARY

Het doel van deze studie is om de operationele winstgevendheid, zowel historisch als op toekomstige korte termijn, van een in de Belgische markt bestaande gemiddelde STEG-centrale te evalueren. De studie reikt een methode aan om de levensvatbaarheid voor verder operationeel gebruik van een reeds gebouwde centrale te beoordelen aan de hand van gekende marktprijzen. Sensitiviteitsanalyses worden uitgevoerd om de robuustheid van de berekende resultaten te bepalen. De methode wordt tot slot toegepast op bestaande Belgische STEG-centrales om een inzicht te krijgen in de ordegrootte van hun operationele winstgevendheid in het verleden, en reeds vastgezette nettoverkoop in de nabije toekomst.

De studie spreekt zich niet uit over de toekomstige winstgevendheid van nieuw te bouwen STEG-centrales. De realisatie ervan is afhankelijk van het vooruitzicht op voldoende hoge nettowinsten gegeven het marktrisico dat gepaard gaat met 'een dergelijke investering. De studie houdt immers geen rekening met financieringskosten, afschrijvingskosten en belastingen omdat een beslissing om een bestaande centrale uit de markt te nemen niet wegneemt dat de kosten ten gevolge van de investering ten laste blijven van de exploitant. Bovendien kunnen boekhoudkundige regels en financiële bepalingen ter berekening van de nettowinst van producent tot producent verschillen.

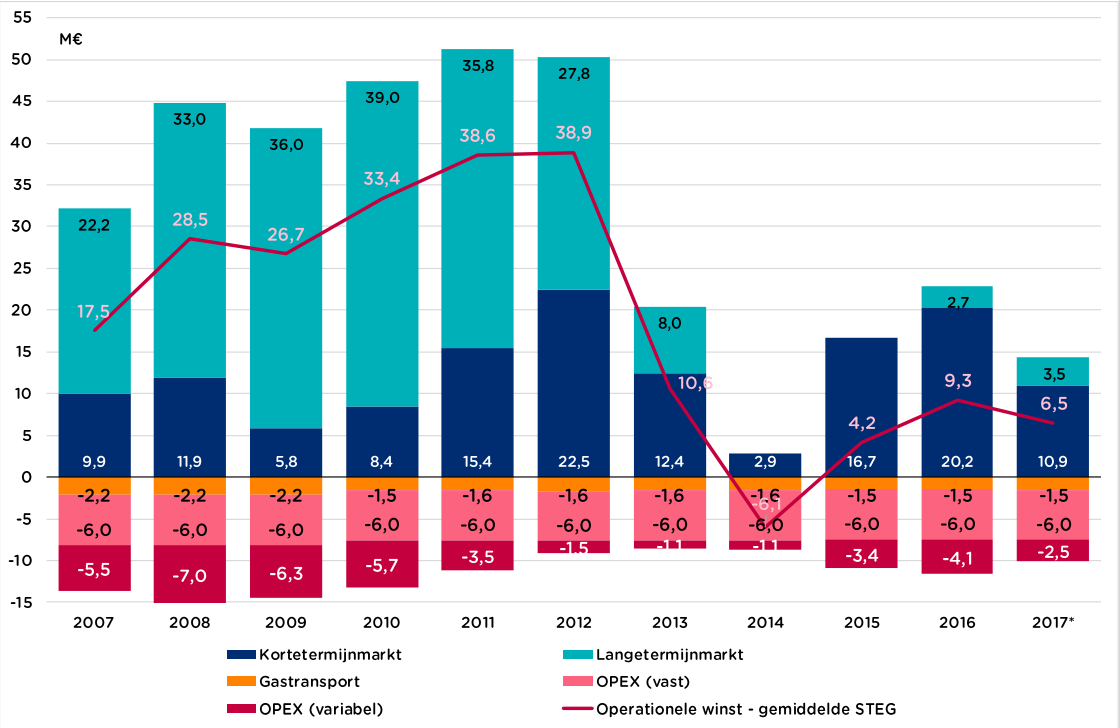
Vanuit deze doelstelling heeft de CREG de inkomsten die een STEG-centrale kon verkrijgen via de markt geëvalueerd door middel van een *asset-backed trading* valorisatiemethode en deze vergeleken met de operationele kosten. De standaard *asset-backed trading* strategie optimaliseert de inkomsten door er ook te halen uit opportuniteiten die zich aanmelden via kortetermijnmarkten (dagmarkt) en, door te reageren op zowel positieve als negatieve *Clean Spark Spreads* (CSS). De valorisatie van de centrale gebeurt dus op twee ogenblikken: eerst op de langetermijnmarkt en daarna op de kortetermijnmarkt.

De CSS is gelijk aan het verschil tussen de verkoopprijs van elektriciteit enerzijds en de aankoopprijs van aardgas en CO_2-emissierechten anderzijds, om een eenheid van volume elektriciteit via verbranding op te wekken. Een positieve CSS duidt op een winstgevende elektriciteitsproductie; een negatieve CSS toont aan dat het voordeliger is elektriciteit aan te kopen op de markt dan die zelf te genereren via de STEG-centrale. De CSS is met andere woorden vergelijkbaar met de netto verkoop per eenheid aan gegenereerde elektriciteit.

De CREG maakt een berekening in twee stappen. Eerst wordt de nettoverkoop bepaald aan de hand van de CSS, waarna deze als basis worden gebruikt om de operationele winst te berekenen.

Om rekening te houden de verschillende technische karakteristieken van bestaande STEG-centrales in de Belgische markt, wordt vervolgens een sensitiviteitsanalyse uitgevoerd om zo de robuustheid van de resultaten te testen.

De figuur op de volgende pagina toont de operationele winstgevendheid van een gemiddelde STEG-centrale voor de periode 2007 tot 2017. Tot en met 2012 werden hoge winsten gerealiseerd, van 17 tot 39 miljoen euro per jaar. Deze winst werd voornamelijk gerealiseerd op de langetermijnmarkten, die prijzen tot drie jaar vooruit noteren. Na 2012 daalde de operationele winst scherp, met zelfs een operationeel verlies in 2014. Vanaf 2015 herneemt de operationele winst, met een gemiddelde van 6 à 7 miljoen euro per jaar. De winst wordt dan voornamelijk gerealiseerd op de kortetermijnmarkt.



De STEG-centrales die zich momenteel in de markt bevinden, genereerden dus voldoende winst om operationeel te blijven (met inbegrip van kosten voor recurrent groot onderhoud). De operationele winst lijkt daarenboven weinig beïnvloed te zijn door de terugkeer van 2000 MW nucleaire capaciteit eind 2015. Het is echter duidelijk dat de operationele winst na 2014 sterk is afgenomen ten opzichte van 2012 en vroeger. Bovendien is er een duidelijke verschuiving van langetermijnhandel naar handel op kortere termijn, waardoor het risico voor de toekomstige winstgevendheid van de centrale verhoogt. Andere ontwikkelingen in de geïnterconnecteerde elektriciteitsmarkt, zoals de mogelijke instelling van een bodemprijs[1] voor CO_2-emissies, dragen ook bij tot de inschatting van dit risico.

Uit deze studie blijkt dat gemiddelde jaarprijzen niet of nauwelijks nog relevant zijn om de winstgevendheid van aardgasgestookte centrales te evalueren. De meeste STEG-centrales produceren immers niet meer het hele jaar door, maar eerder gedurende kortere periodes tijdens de winter of wanneer er weinig hernieuwbare elektriciteitsproductie is. Nettoverkopen voor de toekomstige levering van elektriciteit tijdens de winterperiode 2017-2018 worden berekend op 7,1 MEUR. Deze liggen hoger dan de berekende nettoverkopen vanaf 2014. Elke verwijzing naar *gemiddelde* jaarprijzen om het verlieslatende karakter van aardgasgestookte centrales aan te tonen, moet dan ook zeer kritisch benaderd worden.

De resultaten geven aan dat, ondanks de daling van de operationele winstgevendheid sinds 2013, bestaande Belgische STEG-centrales in de huidige Belgische marktomstandigheden nog altijd voldoende concurrentieel kunnen zijn om een operationele winst te genereren in een *energy-only* markt. Doordat STEG-centrales gemiddeld minder uren produceren is het belang van lage vaste operationele kosten in de winstgevendheid van een STEG gestegen en zijn de productie-efficiëntie en de variabele operationele kosten in belang gedaald in vergelijking met vroeger.

Deze studie bekijkt ex-post de operationele winstgevendheid van de Belgische STEG-centrales. Centrales die niet rendabel zijn, kunnen de markt verlaten en eventueel worden opgenomen in de strategische reserve indien dit nodig is om de bevoorradingzekerheid te garanderen. Als een STEG-centrale de markt verlaat, dan verhoogt dit de rendabiliteit van de centrales die nog in de markt zitten,

[1] Op het moment van de publicatie bedraagt de prijs voor CO_2 ongeveer 7€/ton, of 2.6 €/MWh aangepast aan de gemiddelde theoretische centrale

waardoor de kans kleiner wordt dat er een tweede centrale de markt verlaat. Bovendien verhindert de strategische reserve dat de bevoorradingszekerheid in het gedrag komt door de markt-exit. Op die manier is de strategische reserve een zelf-stabiliserend mechanisme: hoe meer centrales in de strategische reserve opgenomen worden, hoe kleiner de kans is dat een volgende centrale de markt zal verlaten. Deze studie evalueert echter niet de nodige productiecapaciteit om de bevoorradingszekerheid te garanderen, en is dus ook niet te beschouwen als een advies op het vlak van vergoedingsmechanismen voor capaciteit.

1. INLEIDING

De CREG heeft bij het opstellen van deze studie aan de producenten actief in de Belgische markt de mogelijkheid geboden hun commentaar te geven en deze ook toe te lichten. Dit gebeurde in 3 stappen. Bij de ontwerpfase van de studie werden de producenten uitgenodigd voor een algemeen gesprek over het onderwerp. De eerste ontwerpversie van de studie werd vervolgens doorgestuurd met de vraag om schriftelijk opmerkingen mee te delen aan de CREG. Tot slot werden de producenten die actief zijn in de Belgische markt uitgenodigd voor een tweede gesprek waarbij de schriftelijke commentaar besproken werd en opmerkingen in de studie geïntegreerd werden.

Begin 2017 bestaat het geïnstalleerd productievermogen aangesloten op het Elia-net in de Belgische regelzone voor 32% uit gasgestookte eenheden, waaronder warmtekrachtkoppelingcentrales (WKKs), stoom- en gascentrales (STEG-centrales) en gasturbines (met open cyclus).

Er waren in januari 2017 in België 10 STEGs en gasturbines met in totaal een operationele capaciteit van ongeveer 4 GW (Tabel 1). Ongeveer 3,3 GW van deze capaciteit neemt deel aan de markt; de capaciteit van de centrales Vilvoorde en Seraing is opgenomen in de strategische reserves. Onderstaande tabel toont het eigenaarschap van deze STEG-centrales.

Eigenaar	Eenheid	Pmax [MW]	Datum inbedrijfname	Opmerking
Engie	Amercoeur 1	451	2009	
Engie	Drogenbos	465	1993	230 MW in OCGT modus; sluiting gepland op 01/04/2021
Engie	Herdersbrug	480	1998	318 MW OCGT modus
Engie	Saint-Ghislain	350	2000	
Engie	Zandvliet Power	386	2006	50% BASF
EDF Luminus	Ringvaart	365	1998	
EDF Luminus	Seraing	485	1994	Strategische Reserves sinds 2014 met 470 MW
T-Power	T-Power	422	2011	
Direct Energy	Marcinelle Energie	405	2012	
Uniper	Vilvoorde	385	2001	Strategische Reserves sinds 2014 als OCGT van 255 MW

Tabel 1 – Eigenaarschap van grote Belgische STEG-centrales aangesloten op het Elia-net
Bron: CREG

Figuur 1 - Gemiddelde *baseload* d*ay-ahead* elektriciteitsprijzen (Belpex DAM) en gasprijzen (TTF) van 2007 tot en met 2016, en voor het jaar 2017 tot en met het derde kwartaal.
Bron: berekening CREG op basis van Belpex, EPEX SPOT Belgium

Een in *baseload* bedrijf uitgebate STEG-centrale in België zag vanaf 2009 tot en met 2013 de inkomsten uit de verkoop van elektriciteit dalen terwijl de prijs voor de aankoop van aardgas elk jaar steeg. Vanaf 2013 daalde de gasprijs sterker dan de mate waarin de elektriciteitsprijs daalde. Er wordt verwacht dat de invloed van gasprijzen op elektriciteitsprijzen in de toekomst zal verhogen[2]. Deze verwachting wordt versterkt door de stijgende steen- en bruinkoolprijzen, de toekomstige sluiting van nucleaire centrales in Duitsland, en de waarschijnlijke sluitingen van kolencentrales. Op basis van deze fundamentele ontwikkelingen lijken bestaande STEG-centrales in de nabije toekomst winstgevender te worden.

De weder indienstname van de nucleaire centrales Doel 3 en Tihange 2 eind december 2015 heeft aan de andere kant twee belangrijke gevolgen voor de winstgevendheid van de bestaande Belgische STEG-centrales. Ten eerste vergroot het aandeel van productietechnologieën met lage marginale kosten op korte termijn in de aanbodscurve in de Belgische biedzone met 2000 MW. Dit vergroot de neerwaartse druk op de prijzen op de Belgische elektriciteitsmarkten, wat als gevolg kan hebben dat het genereren van elektriciteit via STEG-centrales in de toekomst minder winstgevend wordt. Toch blijft het aandeel van elektriciteit gegenereerd door gasgestookte eenheden sinds 2013 nagenoeg constant[3], wegens dalende aardgasprijzen. Ten tweede verlaagt het risico op stroomschaarste of stroomtekort door de toename van beschikbare productiecapaciteit in de Belgische regelzone.

Deze studie heeft als doel de historische en op korte termijn toekomstige operationele winstgevendheidvan een gemiddelde bestaande Belgische STEG-centrale te evalueren. De studie berekent niet de werkelijk gegenereerde nettowinst aangezien dergelijke analyse voor eenzelfde niveau van operationele winstgevendheid bij individuele STEG-centrales tot verschillende resultaten kan leiden. Een beslissing om een bestaande centrale uit de markt te nemen, neemt bovendien niet weg dat de kosten ten gevolge van de investering ten laste blijven van de exploitant. De studie evalueert ook niet welke productiecapaciteit nodig is om de bevoorradingszekerheid in België te

[2] Zie bijvoorbeeld "*Gas to be German Power price-setting fuel more often*", ICIS European Daily Electricity Market, 03/07/2017

garanderen, en is dus ook niet te beschouwen als een advies op het vlak van vergoedingsmechanismen voor capaciteit. De studie reikt wel een methode aan om te oordelen of een gemiddelde bestaande STEG-centrale in België voldoende levensvatbaar is voor verder operationeel gebruik. Sensitiviteitsanalyses worden uitgevoerd om de robuustheid van de berekende resultaten te bepalen.

Met dit doel voor ogen wordt een risico-neutrale *asset-backed trading* strategie toegepast om een gemiddelde uitbating van een STEG-centrale te simuleren. Deze strategie wordt algemeen aanvaard als een standaard handelsstrategie waarvan producenten niettemin kunnen afwijken afhankelijk van de marktomstandigheden en haar risicoprofiel.

De studie bestaat uit 4 hoofdstukken. Hoofdstuk 2 stelt de *asset-backed trading* strategie voor, inclusief de gebruikte economische parameters en in rekening genomen technische beperkingen van een theoretisch gemiddelde STEG-centrale. De beperkingen van het model en de impact ervan op de resultaten worden besproken. Hoofdstuk 3 evalueert de historische winstgevendheid van de theoretisch gemiddelde STEG-centrale aan de hand van de *asset-backed trading* strategie. De strategie wordt analoog toegepast op STEG-centrales die gedefinieerd zijn door zich te baseren op de reële gegevens van bestaande Belgische STEG-centrales. Tot slot wordt de toekomstige winstgevendheid op korte termijn van STEG-centrales besproken in hoofdstuk 4.

2. MODEL

2.1. *ASSET-BACKED TRADING* STRATEGIE EN COMPONENTEN VAN DE WINST VAN EEN STEG-CENTRALE

De jaarlijkse operationele winst wordt bepaald aan de hand van een risico-neutrale, algemeen aanvaarde standaard *asset-backed trading* strategie.

Bij toepassing van een standaard *asset-backed trading* strategie verkoopt (of koopt) de uitbater van de STEG-centrale elektriciteit en koopt (of verkoopt) hij een equivalent volume aan aardgas en CO_2-emissierechten om die elektriciteit te genereren. De winst wordt behaald door de inkomsten (of kosten) uit de verkoop (of aankoop) van elektriciteit op te tellen bij (of te verminderen met) de gemaakte kosten (of behaalde inkomsten) uit de aankoop (of verkoop) van aardgas en CO_2-emissierechten (Figuur 2). Deze winst wordt in de verdere tekst als “netto verkoop” aangeduid.

Bijvoorbeeld, stel dat een STEG-centrale een efficiëntie van 50% heeft en dus een dubbel volume aan gas vereist om een volume aan elektriciteit te genereren, dat de bijhorende CO_2-uitstoot gelijk is aan 40% van dit volume, en stel dat de elektriciteitsprijs €50/MWh_e bedraagt, de gasprijs €20/MWh_{th}, en de prijs voor CO_2-emissierechten €5/MWh_e, dan wordt de netto verkoop na verkoop van 1.000 MWh elektriciteit berekend door:

$$50 * 1000 - 20 * 2000 - 5 * 400 = €8000$$

Stel dat na verloop van tijd de elektriciteitsprijs gedaald is naar €40/MWh_{el} terwijl de rest constant bleef, dan kan de producent opnieuw winst maken door elektriciteit aan te kopen, en gas en CO_2 te verkopen. De netto verkoop na aankoop van 1000 MWh elektriciteit wordt dan beschreven als:

$$brutowinst_{aankoop} = -40 * 1000 + 20 * 2000 + 5 * 400 = €2000$$

Na twee keer de *asset-backed trading* strategie toegepast te hebben, heeft de producent een netto-verkoop van €10.000 behaald.

De netto verkoop wordt vaak berekend door middel van de *Clean Spark Spread* (CSS). De CSS is gelijk aan het verschil, per eenheid gegenereerd volume elektriciteit, tussen de verkoopprijs van elektriciteit en de aankoopprijs van aardgas en CO_2-emissierechten om eenheid van volume elektriciteit via verbranding op te wekken. Een positieve CSS duidt een winstgevende elektriciteitsproductie aan; een negatieve CSS duidt aan dat het voordeliger is elektriciteit aan te kopen op de markt dan die zelf te genereren via de STEG-centrale. De CSS is met andere woorden vergelijkbaar met de netto verkoop per eenheid aan gegenereerde elektriciteit. In de hierboven gegeven voorbeelden zijn de CSS respectievelijk €8/MWh en €-2/MWh.

De "operationele winst" wordt bekomen door deze "netto-verkoop" te verminderen met de jaarlijkse operationele kosten, die bestaan uit vaste kosten (hierna: vaste OPEX) en variabele kosten exclusief de grondstofkosten (hierna: variabele OPEX).

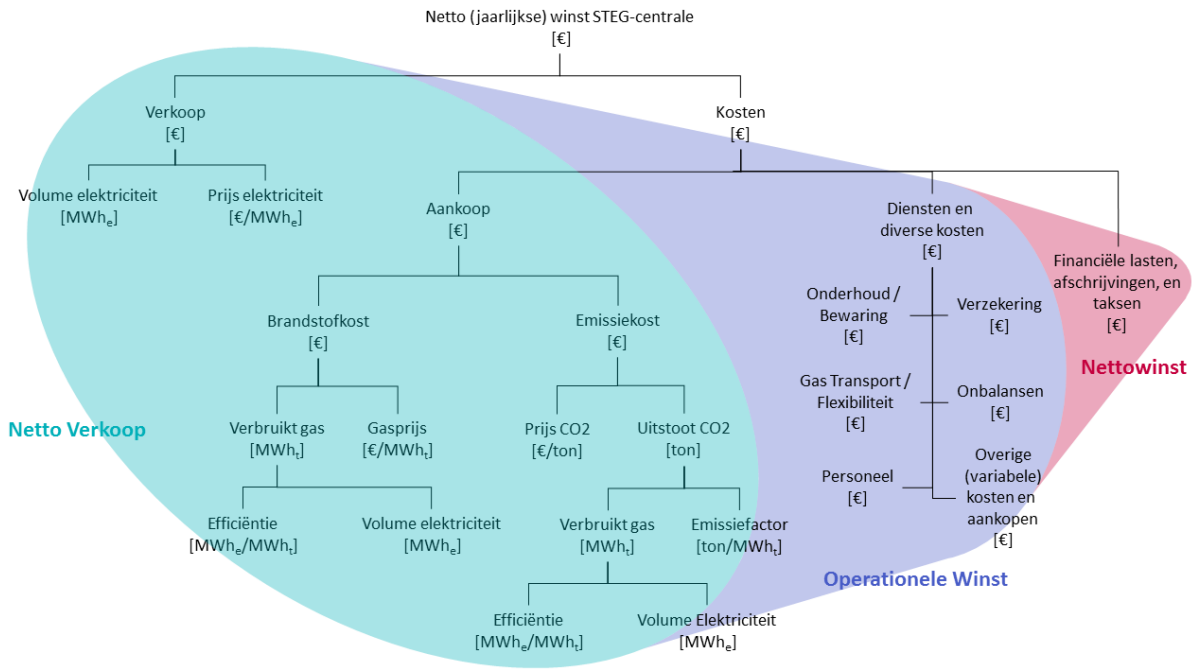
Het totaal aan variabele kosten omvat, naast de in vorige paragraaf vermelde grondstofkosten, kosten voor de injectie van elektriciteit op het net, variabele onderhoudskosten, kosten gerelateerd aan de flexibiliteit van de aan- en verkoop van aardgas, en kosten gerelateerd aan het in onevenwicht zijn ten opzichte van het genomineerd productieprofiel. Deze kosten worden in rekening gebracht bij de productie van elektriciteit en staan in €/MWh.

Jaarlijkse vaste operationele kosten omvatten personeelskosten, verzekeringskosten, kosten voor het onderhoud van de centrale, aardgastransportkosten, en kosten voor het balanceren van onevenwichtsposities voor gas en elektriciteit.

Een positieve "operationele winst" duidt aan dat het meer winstgevend is de centrale verder uit te baten dan deze stil te leggen aangezien minstens een deel van de afschrijvings- of financieringskosten gerecupereerd worden. Een positieve operationele winst garandeert weliswaar niet noodzakelijk dat alle investeringskosten terugverdiend worden. Om dit te evalueren, voor de bouw van nieuwe STEG-centrales bijvoorbeeld, moet een kostenbatenanalyse uitgevoerd worden, wat buiten de perimeter van deze studie ligt.

De "nettowinst" die verdiend wordt door de uitbating van de STEG-centrale wordt bekomen door de operationele winst te verminderen met financierings- of afschrijvingskosten van de centrale, en de belastingen. Er wordt geïnvesteerd in een project indien de verwachte nettowinst voldoende hoog is.

Om de winstgevendheid van een STEG-centrale ten opzichte van het alternatief van stopzetting van de uitbating te evalueren is een berekening van de nettowinst niet aangewezen. Ten eerste moet, ongeacht een stopzetting van de uitbating van de centrale, aan alle nog lopende financieringskosten of nog niet vervallen afschrijvingskosten die voortvloeien uit de initiële investeringskost, voldaan worden. Het niet mee opnemen van deze kosten in de berekening laat toe de operationele winst te vergelijken met een uitgangswaarde van nul in plaats van met de negatieve waarde van de afschrijvings- en financieringskosten. Ten tweede kunnen de modaliteiten van afschrijvings- of financieringskosten sterk verschillen tussen producenten.



Figuur 2 - Structuur voor de methodologie ter berekening van de netto verkoop en de operationele winst van een STEG-centrale.
Bron: CREG

2.2. DE THEORETISCH GEMIDDELDE STEG-CENTRALE

2.2.1. Technische parameters

Publiek beschikbare informatie betreffende prijzen wordt gebruikt om de CSS te berekenen. De in het model gebruikte emissie-intensiteit is gelijk aan 0,053942 tCO2e/MMBTu HHV (*Higher Heating Value*). De theoretisch gemiddelde STEG-centrale wordt verondersteld een efficiëntie van 50% te hebben. Om de totale netto-verkoop te berekenen wordt verondersteld dat de centrale maximaal 400 MWh/h elektriciteit kan genereren en minimaal 150 MWh/h. De productiecapaciteit is ongeveer gelijk aan de gemiddelde capaciteit van de nog in de Belgische markt aanwezige centrales (Tabel 1).

De CO2-component negerend van de CSS, geeft Figuur 1 het verloop van de *baseload Spark Spread*[4] weer die behaald kon worden op de dagmarkt over de periode 2007 tot en met 2016 door een theoretisch gemiddelde STEG-centrale zoals hierboven gedefinieerd. Tot en met 2011 is de *baseload Spark Spread* positief waarna drie jaren van negatieve *baseload Spark Spread* volgen, vooral gedreven door de stijging van de aardgasprijzen. Sinds 2015 is de *baseload Spark Spread* opnieuw positief dankzij de daling van aardgasprijzen.

2.2.2. Economische parameters

De opstartkosten zijn, naast een vaste kost, afhankelijk van de aardgasprijs en de aardgasconsumptie die nodig is om de turbine van de centrale op te warmen zodat elektriciteit gegenereerd kan worden. De gemiddelde STEG-centrale wordt verondersteld een vaste opstartkost van €2500 te hebben; de

[4] De *Spark Spread* is gelijk aan de *Clean Spark Spread* met uitsluiting van de component gerelateerd aan de uitstoot van CO_2. De assen van de prijs van gas en die van elektriciteit zijn zo aangepast zodat de *Spark Spread* positief is wanneer de curve van elektriciteitsprijs hoger ligt dan die van de gasprijs.

variabele opstartkost bestaat uit een aardgasconsumptie van 700 MWh thermisch (of 2520 GJ per opstart) dat aan dagmarktprijzen gewaardeerd wordt. Deze waarden werden bepaald aan de hand van gesprekken met producenten en eigen analyses van de CREG. Opstartkosten worden mee in rekening gebracht tijdens de *asset-backed trading* strategie en maken dus deel uit van de netto verkoop.

De vaste OPEX variëren per STEG-centrale. Deze hangen onder meer af van hoe kostenefficiënt de centrale beheerd wordt en van de afspraken waaronder (een deel van) de inzet van de centrale aan derden gedelegeerd wordt. Andere componenten, zoals de verzekeringskost, hangen af van de waarde en het aantal draaiuren van de centrale, die op hun beurt afhangen van de marktomstandigheden waarin ze beheerd wordt. Tot slot zijn er kosten die afhankelijk zijn van de grootte en de diversiteit van middelen in het portfolio van de uitbater.

Binnen deze studie wordt de jaarlijkse vaste OPEX van een gemiddelde STEG-centrale, exclusief de vaste kosten voor het transport van aardgas[5], genomen op 6 MEUR of 15.000 €/MW voor een eenheid van 400 MW. Dit bedrag is gebaseerd op gesprekken met producenten en eigen analyses van de CREG en heeft als uitgangspunt dat de centrale op een kostenefficiënte manier uitgebaat wordt. De CREG is ervan overtuigd dat de concurrentie tussen STEG-centrales niet enkel speelt in productie-efficiëntie, maar ook steeds meer in het kunnen beheersen van de jaarlijkse vaste kosten, gezien STEG-centrales minder draaiuren hebben dan in het verleden. De CREG gaat er dus van uit dat producenten met STEG-centrales in hun portfolio redelijke stappen ondernomen hebben om de vaste en variabele OPEX gerelateerd aan de uitbating van deze centrales te verlagen.

Het vastleggen van de jaarlijkse vaste OPEX op 6 MEUR neemt niet weg dat de resultaten ook geïnterpreteerd kunnen worden voor centrales met hogere of lagere jaarlijkse vaste OPEX door de operationele winst te verminderen of te vermeerderen met het verschil. Bij deze waarde van de vaste OPEX dient nog de kost voor de reservatie van vervoerscapaciteit van aardgas gerekend te worden (zie punt 2.2.3).

Variabele OPEX voor een gemiddelde STEG-centrale worden genomen op €2,5/MWh. Dit bedrag omvat onder andere variabele O&M-kosten[6] en de kosten voor injectie van elektriciteit in het Elia-net. Deze waarde werd net zoals de waarde van de jaarlijkse vaste OPEX gehaald uit gesprekken met in de Belgische markt actieve producenten met bestaande STEG-centrales in hun portfolio en uit eigen analyses van de CREG.

Bovenstaande waardes van variabele en jaarlijks vaste OPEX hebben betrekking op een theoretisch gemiddelde STEG-centrale. Ze houden geen rekening met portfoliovoordelen aangezien niet alle uitbaters van STEG-centrales hierop beroep kunnen doen, noch met andere kostenbesparende maatregelen. Zo kunnen kosten uitgespaard worden door de periode van uitbating in te perken van jaarbasis naar kwartaal- of maandbasis. Zulke inperking kan gerechtvaardigd zijn aangezien (door de aanwezigheid van goedkopere productie-eenheden in België en in het buitenland) Belgische STEG-centrales eerder ingezet worden tijdens periodes van hogere vraag en/of lagere beschikbaarheid van andere bestaande, Belgische centrales (zoals tijdens de tussenseizoenen en/of de winterperiode) dan

[5] Bij een standaard *asset-backed trading* strategie bevoorraadt de uitbater van de centrale zich van aardgas door zelf te ageren op energiemarkten. Daarom moet de uitbater ook zelf het transport van aardgas verzorgen. Indien aardgas geleverd wordt tot aan de site door een derde partij via een aardgasleveringscontract, is het transport van aardgas reeds inbegrepen in de prijs van het leveringscontract.

[6] O&M-kosten (of '*operation and maintenance*'-kosten) vertegenwoordigen de slijtagekost door gebruik van de centrale. Ten gevolge van deze slijtage wordt periodiek een klein of groot onderhoud van de centrale gepland. Om de financiering van deze kost geleidelijk op te bouwen worden O&M-kosten reeds tijdens de inzet van centrale aangerekend. De aangerekende O&M-kosten worden met andere woorden pas een reële uitgave op het moment van het onderhoud of de revisie. Het gevolg hiervan is dat de kosten gerelateerd aan het periodiek klein of groot onderhoud niet meer van de operationele winst afgetrokken dienen te worden. Als een centrale op het einde van haar levensduur is en geen groot onderhoud meer vereist, is de opgespaarde O&M-kost dus een bijkomende operationele winst voor de producent.

als basislasteenheid gedurende het hele jaar. Indien de kostenbesparing de opportuniteitskost ten gevolge van de onbeschikbaarheid compenseert, leidt deze actie tot een hogere operationele winst.

De CREG observeert daarnaast twee manieren hoe producenten hun vaste OPEX verminderen door middel van een andere inzet van de centrale. Beide manieren worden hierna kwalitatief behandeld, maar niet verder onderzocht binnen het kader van deze studie.

Een eerste methode is de centrale tijdelijk uit dienst nemen (ook *cocooning* genoemd). Door middel van *cocooning* kan een langdurige periode met verwachte negatieve CSS overbrugd worden met als optie de centrale relatief snel opnieuw in gereedheid te brengen om elektriciteit te genereren wanneer de marktomstandigheden verbeteren. Bij *cocooning* moeten weliswaar extra kosten worden gemaakt om de centrale in goede staat te bewaren en deze terug in dienst te stellen (vernieuwen van vergunningen, beheer van expertise, nazicht en herstellingen). Daarnaast kan de centrale niet op korte tijd inspelen op periodes met sterk positieve CSS.

Een alternatief om de vaste OPEX te verminderen is het omvormen van een STEG-centrale naar een gasturbine met open cyclus (OCGT). De hogere efficiëntie en capaciteit van een STEG-centrale worden hierbij ingeruild voor een hogere flexibiliteit en een vermindering van vaste OPEX door onder andere een lagere personeels- en onderhoudskost voor het aansturen en onderhouden van de stoomcyclus van de centrale. Er moet meestal worden geïnvesteerd om de centrale op die manier te kunnen uitbaten. Een ombouw is weliswaar niet bij elke STEG-centrale mogelijk.

2.2.3. Transport van aardgas

De producent reserveert op jaarbasis vervoerscapaciteit voor hoogcalorisch aardgas bij Fluxys Belgium die voldoende is om de centrale op ieder moment op vollast te kunnen benutten (Tabel 2). Voor een theoretisch gemiddelde STEG-centrale lag deze kost in 2016 op 1,5 MEUR terwijl in 2009 deze kost nog op 2,2 MEUR lag. Opgeteld bij de jaarlijkse vaste OPEX van 6 MEUR, komt dit neer op ongeveer 8 MEUR, of €19.500/MW aan totale jaarlijkse vaste kosten[7].

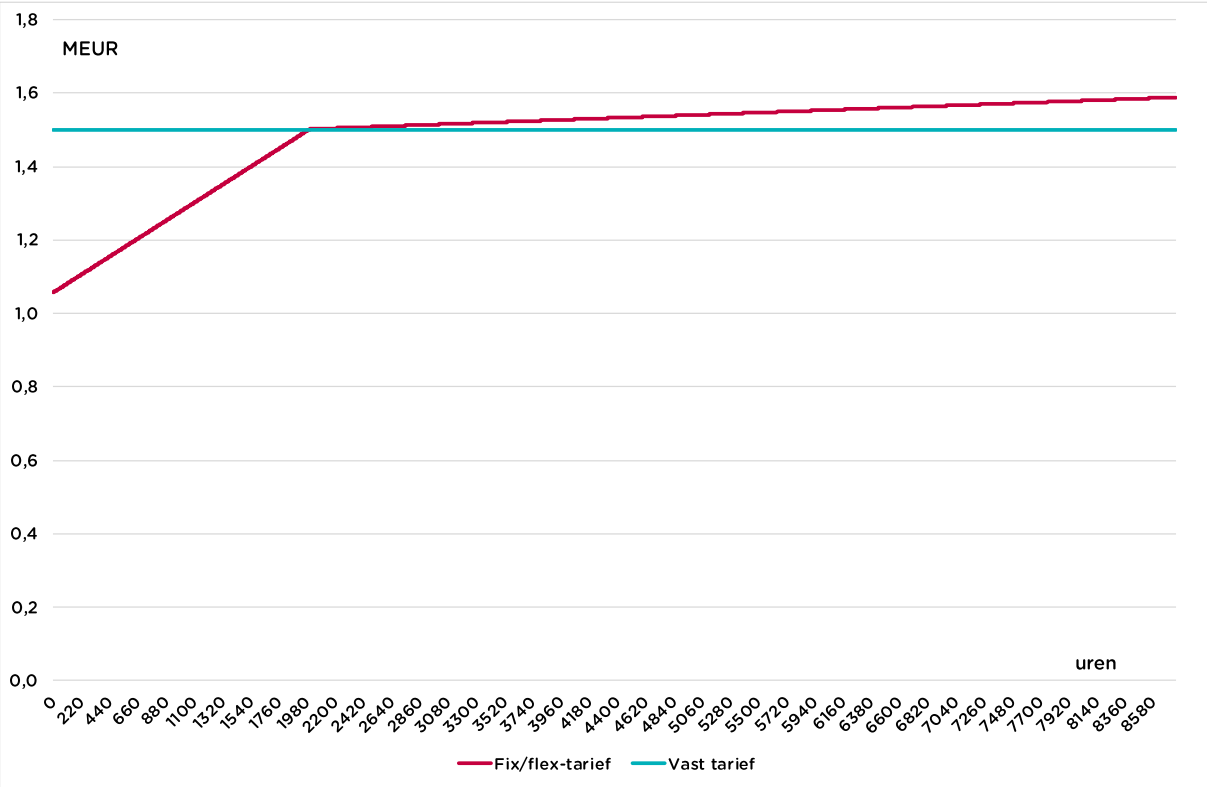
Er is echter een mogelijkheid om op een meer efficiëntere manier vervoerscapaciteit te reserveren op basis van de korte termijnvooruitzichten van de benutting van de centrale. Sinds 1 januari 2016 kan er via het *fix/flex*-tarief op een meer efficiënte manier aardgascapaciteit worden aangekocht, zeker wanneer verwacht wordt dat de centrale minder dan 2000 uur zal draaien (Figuur 3). Zelfs indien de totale afname van aardgas gedurende het jaar hoger zou liggen dan 2000 uur (oftewel hoger dan de gereserveerde uurlijkse aardgastransportcapaciteit volgens het model), is de opportuniteitskost ten opzichte van de vaste jaarlijkse capaciteitsreservering relatief klein. Het gebruik van het fix/flex-tarief verhoogt daarom de mogelijkheid om een supplementaire marge te verkrijgen doordat de vaste kost deels omgezet wordt naar een te beheren variabele kost, die voor een gemiddelde STEG-centrale van 400 MW maximaal 0,5 MEUR[8] (1.250 EUR/MW/jaar) bedraagt.

[7] Er wordt impliciet verondersteld dat de producent zich bevoorraadt op Belgische aardgasmarkten (ZTP) en niet in de buurlanden.

[8] Deze waarde wordt berekend door de vaste aardgastransportkost in 2016 voor de gemiddelde STEG-centrale (€1,84/kWh/h * 400 MWh/h / 50% = 1,5 MEUR) te vergelijken met de aardgastransportkost onder het *fix/flex*-tarief indien er geen productie was tijdens het jaar (= ongeveer 1 MEUR).

	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Tarief [euro/kWh/h]	2,70	2,70	2,70	1,93	1,99	2,05	1,95	1,96	1,83	1,84	1,88

Tabel 2 – Tarief voor het reserveren van een vaste jaarcapaciteit voor het vervoer van aardgas gedurende het hele jaar, 2007 – 2017
Bron: berekening van de CREG op basis van de gegevens van Fluxys



Figuur 3 – Vervoerskost van aardgas in 2016 voor een STEG-centrale van 400 MW en een efficiëntie van 50%, aan vast tarief voor de reservering van jaarcapaciteit (turquoise) en aan het *fix/flex*-tarief (rood)
Bron: berekening van de CREG op basis van de gegevens van Fluxys

2.3. TOEPASSING VAN DE STANDAARD ASSET-BACKED TRADING STRATEGIE BINNEN DEZE STUDIE

De in deze studie toegepaste standaard *asset-backed trading* strategie beperkt zich tot het gebruik van de op beursplatformen beschikbare contracten. Indien in de praktijk afgeweken wordt van deze strategie, door de centrale in te dekken via bilaterale langetermijncontracten of door de centrale deels te valoriseren in reële tijd, wordt dit verondersteld ingegeven te zijn op basis van rationele overwegingen.

De *asset-backed trading* strategie die gebruikt wordt binnen het kader van deze studie zal de volledige capaciteit van de centrale verhandelen in twee stappen: eerst op de langetermijnmarkt en daarna op de kortetermijnmarkt.

2.3.1. *Asset-backed trading* strategie op de langetermijnmarkten

Uit winstrisico-overwegingen wordt getracht de verwachte beschikbare productiecapaciteit van de centrale reeds te verhandelen via langetermijnmarkten. Wanneer verwacht wordt dat de centrale voor 90 procent van de tijd beschikbaar zal zijn, wordt het volumerisico geminimaliseerd door 90 procent van de totale beschikbare productiecapaciteit te verhandelen op langetermijnmarkten.

De beschikbare contracten voor levering van elektriciteit in België, aangeboden op de beurs ICE Endex, omspannen een jaar, een kwartaal, of een maand. Jaarcontracten worden tot 3 jaar vóór het jaar van levering verhandeld[9], kwartaalcontracten kunnen 4 tot 5 kwartalen op voorhand verhandeld worden[10], en maandcontracten tot 47 maanden voor de maand van levering. Dezelfde standaardcontracten worden verhandeld in aardgas. Voor handel in CO_2-emissierechten worden enkel langetermijncontracten op jaarbasis verhandeld.

Een lineaire indekkingsstrategie wordt toegepast zodat de totale capaciteit die op langetermijnmarkten ingedekt wordt gelijk verdeeld is over de beschikbare contracten die dezelfde leveringsperiode dekken. In het geval van indekking via jaarcontracten start de indekking 3 jaar op voorhand: het eerste jaar wordt een derde van de totaal in te dekken capaciteit ingedekt, hetzelfde gebeurt tijdens het tweede en het derde jaar van indekking.

Bijvoorbeeld, bij indekking van 90% van de totale capaciteit van de centrale voor levering in 2015 worden *3-year-ahead* contracten aangegaan in 2012, *2-year-ahead* contracten in 2013, en *1-year-ahead* contracten in 2014. De eerste 30% van de verwachte beschikbare productiecapaciteit van de centrale wordt ingedekt in 2012, de tweede 30% in 2013, en de laatste 30% in 2014. Bijgevolg is de totale in te dekken capaciteit, gelijk aan 90% van de capaciteit van de centrale, lineair ingedekt.

Het aandeel van de totale in te dekken capaciteit verschilt indien andere contracten dan jaarcontracten gebruikt worden. In geval van kwartaalcontracten komt een lineaire indekkingsstrategie overeen met de trimestrieel aandeel van 25% of 20% van de totaal in te dekken capaciteit, afhankelijk of er 4 of 5 kwartaalcontracten onderschreven worden. De lineaire indekkingsstrategie kan bij eender welk gekozen contract worden toegepast. Het model laat geen combinatie van jaarproducten en kwartaalproducten toe om de beschikbare capaciteit van de centrale beter af te stemmen op de noden van de markt.

Welk type contract gekozen wordt en wat de hoogte is van de in te dekken capaciteit van de centrale hangt af van de liquiditeit van het contract, maar ook van de verwachte toekomstige prijsvolatiliteit en de risicotolerantie van het bedrijf: hoe meer er verwacht wordt dat prijzen in de toekomst zullen dalen en hoe lager de risicotolerantie van het bedrijf, hoe hoger de indekkingsgraad via langetermijncontracten. Indien bijvoorbeeld verwacht wordt dat de CSS zal dalen in de loop van de jaren, kan een producent besluiten om een hoger aandeel dan 30% in te dekken via *3-year-ahead* contracten. Het toegepaste model ter berekening van de resultaten in deze studie houdt geen rekening met deze overwegingen. Het kapitaalintensieve karakter van de uitbating van een centrale zorgt ervoor dat in beperkte mate afgeweken wordt van de lineaire indekstrategie. De capaciteit van de centrale wordt via bovenvermelde strategie verkocht zolang de CSS, op basis van de prijzen van de drie contracten voor handel in elektriciteit, aardgas, en CO_2-emissierechten, positief is. Bij het bieden op langetermijnmarkten is de *bid-ask spread* zichtbaar voor alle marktdeelnemers. De uitbater van de

[9] *2-year-ahead*- en *3-year-ahead*-producten werden pas verhandeld vanaf januari 2006 waardoor 2009 het eerste jaar van levering was waarbij capaciteit tot 3 jaar op voorhand ingedekt kon worden.

[10] Het *4-quarter-ahead*-product was reeds beschikbaar voor levering vanaf het eerste kwartaal van 2007. Het *5-quarter-ahead*-product werd pas geïntroduceerd in 2014 en wordt enkel aangeboden wanneer de marktvraag ernaar voldoende hoog is.

centrale kan dus in reële tijd aan prijsontdekking doen en biedingen aanvaarden die een positieve CSS inhouden. In de praktijk wordt een marge genomen alvorens te handelen, deels om redenen van liquiditeit[11]. Binnen het kader van deze studie wordt een derde van de variabele O&M-kost als marge genomen, of €0,8/MWh in het geval van de gemiddelde STEG-centrale.

De optiewaarde[12] van de verkoop van capaciteit – om niet alleen de verkoop van volumes per jaar maar ook die over de jaren heen af te stemmen op periodes met hoger dan gemiddelde CSS – wordt niet geëvalueerd door het model, wat leidt tot een door de CREG conservatief ingeschatte netto-verkoop aangezien sommige producenten in realiteit de optiewaarde wel meenemen in de waardebepaling van hun STEG-centrale(s).

Formeel wordt de via langetermijnmarkten behaalde nettoverkoop NV_{LT} door verkoop van elektriciteit voor levering in periode l, beschreven als

$$NV_{LT}(l) = \sum_{c=1}^{C} NV_{LT}(l,c)$$

met

$$NV_{LT}(l,c) = V_F(l,c) * \sum_{d=d_1(l,c)}^{d_2(l,c)} CSS_p(d)$$

$$V_F(l,c) = \begin{cases} \dfrac{K * I(l,c)}{C * D(l,c)} * H(l), & if\ D(l,c) \geq R * (d_2(l,c) - d_1(l,c)) \\ 0, & if\ D(l,c) < R * (d_2(l,c) - d_1(l,c)) \end{cases}$$

waarbij

$$CSS_p(d) = \{\, CSS(d) \mid CSS(d) > M \,\}$$

$$D(l,c) = \sum_{d=d_1(l,c)}^{d_2(l,c)} [CSS(d) > M]$$

en

C	totaal aantal beschikbare producten (3, zie voetnoot 9)
K	maximale capaciteit van de STEG-centrale (400 MW, zie 2.2)
R	minimale ratio van handelsdagen met positieve CSS (15%, zie voetnoot 11)
M	andere kosten, onder andere door een illiquide markt (€0,8/MWh, zie voetnoot 11)
$I(l)$	indekkingsgraad van de STEG-centrale voor de beschouwde leverperiode l (90%, zie 2.2)
$H(l)$	aantal uren omvat door de leverperiode l

[11] Deze marge dekt voldoende de transactiekosten en andere kosten gerelateerd aan een lage liquiditeit. Om te vermijden dat de totale beschikbare capaciteit ingedekt wordt op een te beperkt aantal handelsdagen wordt daarenboven een minimale liquiditeit geëist binnen het model. Deze houdt in dat de CSS gedurende minstens 15% van de handelsdagen hoger moet zijn dan €0,5/MWh. Indien hieraan niet voldaan is, wordt verondersteld dat er geen indekking gebeurde via het desbetreffende contract.

[12] De optiewaarde van een beslissing geeft weer of het al dan niet winstgevender is om de beslissing uit te stellen in de tijd dan deze meteen te nemen.

$D(l,c)$ totaal aantal handelsdagen waarbij product c met leverperiode l beschikbaar is

$CSS(d)$ *Clean Spark Spread* (zie punt 2.1) op handelsdag d

2.3.2. *Asset-backed trading* strategie op de kortetermijnmarkten

De tweede actie van de producent situeert zich op de dagmarkt. Spotproducten voor de handel van elektriciteit zijn beschikbaar op het platform van EPEX Spot Belgium[13] (vroeger: Belpex); de producten voor de handel in aardgas en CO_2-emissierechten zijn beschikbaar op TTF en EEX. Met behulp van deze producten bepaalt de producent de inzet van de centrale (en bijgevolg het profiel van aardgaslevering) op basis van het uurlijks CSS-profiel. Twee situaties kunnen zich voordoen:

- Een positieve kortetermijn CSS duidt op winstgevendheid om elektriciteit te genereren met de centrale en deze te verkopen op de dagmarkt. De nog beschikbare capaciteit van de centrale – de capaciteit die niet op voorhand ingedekt werd – wordt verkocht om de netto-verkoop te verhogen en dit tot de volledige capaciteit van de centrale verkocht is. Tegelijkertijd worden de nodige volumes aardgas en CO_2-emissierechten aangekocht;

- Een negatieve kortetermijn CSS duidt op winstgevendheid om elektriciteit aan te kopen via de dagmarkt in plaats van deze zelf te genereren door de STEG-centrale in te zetten. De reeds via langetermijnmarkten ingedekte capaciteit van de centrale wordt opnieuw aangekocht om de netto-verkoop te verhogen tot ofwel enkel het minimale stabiele productieniveau (Pmin) verkocht is of de volledige capaciteit opnieuw aangekocht werd. Tegelijkertijd worden de nodige volumes aardgas en CO_2-emissierechten verkocht. In dit laatste geval genereert de centrale geen elektriciteit, maar verhoogt de netto-verkoop door niet te produceren.

Beide acties worden geïllustreerd aan de hand van twee didactische voorbeelden. De gebruikte waarde van de CSS dient louter als illustratie en is niet representatief voor de realiteit.

Stel dat 75% van de capaciteit van de centrale reeds via jaarcontracten ingedekt werd op de langetermijnmarkt aan een gemiddelde CSS van €5/MWh. Gegeven dat de centrale een totale capaciteit heeft van 400 MW dan komt dit neer op een reeds vastgezette netto-verkoop van 1,5 kEUR per uur[14] of 13,14 MEUR per jaar[15]. Stel dat gedurende 25% van het jaar een positieve CSS geobserveerd werd aan gemiddeld €4/MWh, dan resulteerde de verkoop van de overige 100 MW tijdens de uren met een positieve CSS in een additionele netto-verkoop van 0,88 MEUR[16]. Als de overige 75% van de uren van het jaar gekenmerkt zijn door een negatieve CSS van gemiddelde €-2/MWh dan wordt de centrale tijdens deze uren stilgelegd, waardoor de netto verkoop verder verhoogt met 3,94 MEUR[17]. De totale netto verkoop bedraagt bijgevolg 17,96 MEUR[18]. Merk op dat er

[13] EPEX Spot Belgium is de enige actieve van de 2 aangewezen Nominated Electricity Market Operators (NEMOs) in België. De tweede NEMO is Nord Pool.

[14] Deze waarde wordt bekomen door de uurlijkse energieproductie gegenereerd door 75% van de capaciteit (300 MWh/h) te vermenigvuldigen met de CSS (€5/MWh).

[15] Veronderstellend dat er 8760 uren zijn in het jaar, wordt deze waarde bekomen door 8760 uur te vermenigvuldigen met €1000/uur

[16] Deze waarde wordt bekomen door de nog beschikbare capaciteit (100 MW) te vermenigvuldigen met het gemiddelde van positieve CSS (€4/MWh) en het aantal uur met positieve CSS (25% van de 8760 uur in het jaar)

[17] Deze waarde wordt bekomen door de reeds ingedekte capaciteit (300 MW) te vermenigvuldigen met de negatieve van het gemiddelde van de negatieve CSS (€2/MWh) en het aantal uur met negatieve CSS (75% van de 8760 uur in het jaar). Het teken van het gemiddelde van de negatieve CSS wordt veranderd omdat er gekocht wordt in plaats van verkocht.

[18] De totale netto verkoop wordt berekend als de som van de netto verkopen per actie: 13,14 MEUR, 0,876 MEUR en 3,942 MEUR.

gedurende uren met negatieve CSS een significant deel van de netto verkoop gegenereerd wordt zonder effectief elektriciteit te genereren.

Als tweede voorbeeld nemen we aan dat de CSS via jaarcontracten €0/MWh bedraagt. Nochtans is de markt volatiel, waardoor tijdens 80% van de uren van het jaar op de dagmarkt een negatieve CSS ontstaat van gemiddeld €-5/MWh en tijdens de overige 20% van de uren van het jaar een positieve CSS van gemiddeld €20/MWh[19]. Alhoewel via langetermijnmarkten de STEG-centrale in het eerste didactische voorbeeld geen netto verkoop genereert, genereert deze - enkel door in te spelen op de dagmarkt - een netto verkoop van 14,0 MEUR[20]. Dit voorbeeld toont aan dat, bij de inschatting van de winstgevendheid van bestaande centrales, men zich niet enkel en alleen mag baseren op prijzen op langetermijnmarkten.

Met de variabele OPEX gerelateerd aan de inzet van de centrale, zoals onder andere tarieven voor de injectie van elektriciteit en het behoud van evenwicht (punt 2.2) wordt in het model rekening gehouden door de CSS van een gemiddelde STEG-centrale tijdens arbitrage op de dagmarkt te reduceren met €2,5/MWh, tenzij de centrale volledig stilgelegd wordt. Dit bedrag omvat ook de toekomstige financiering van een groot onderhoud van de centrale.

Het model valoriseert de STEG-centrale per piek- en dalperiode[21] zoals gedefinieerd door EPEX Spot Belgium. Deze suboptimale manier van inbieden zorgt ervoor dat het model geen nood heeft aan prijsvoorspellingen waardoor het prijsrisico sterk vermindert. Immers, gegeven dat in elke periode de centrale ofwel niet produceert, of produceert aan het minimaal stabiel productieniveau, of produceert aan volle capaciteit biedt de uitbater 8 van de 9 mogelijke combinaties[22] in via *exclusive blocks*. In realiteit gebruiken uitbaters prijsvoorspellingen om de prijs en het productieprofiel van de biedingen te optimaliseren.

De prijs van de biedingen die de centrale ertoe leidt om tijdens een periode op een minimaal stabiel productieniveau laten genereren of om deze volledig stil te leggen wordt bepaald aan de hand van de *short-run marginal cost*. Deze omvat onder andere de eventuele opstartkosten en de variabele OPEX. Het marktalgoritme bepaalt welk bod de meeste welvaart creëert en berekent marktprijzen die hoger liggen dan de prijs van de bieding. Het model gaat er daarom van uit dat de meest winstgevende (of minst verlieslatende) van de 9 mogelijke productieprofielen geselecteerd wordt. Indien de kost van een toekomstige opstart van de centrale lager ligt dan de kost om de centrale aan verlies elektriciteit te laten genereren, dan zal het productieprofiel genomen worden waarbij de centrale stilgelegd wordt.

Tijdens de *asset-backed trading* strategie op kortetermijnmarkten zal tijdens periodes van gepland onderhoud elektriciteit aangekocht moeten worden. Het model spreidt de planning van de onderhoudsperiode evenwichtig over periodes met positieve en negatieve CSS. Het model veronderstelt dat de duurtijd van het onderhoud overeenkomt met 10%[23] van de uren die het jaar telt. Deze aanname resulteert in een vermindering van de op korte termijn behaalde netto-verkoop met 10%. In realiteit wordt het prijsrisico ten gevolge van gepland onderhoud beheerst door een onderhoud tijdens periodes met negatieve CSS uit te voeren. Bij stillegging voor onderhoud tijdens periodes met positieve CSS vermindert de op de kortetermijnmarkten behaalde netto-verkoop. Een

[19] Merk op dat het gemiddelde van de positieve en negatieve CSS exact gelijk is aan de €0/MWh te verkrijgen via langetermijn markten

[20] Deze waarde wordt bekomen met de volgende formule: 400 MW x €20/MWh x 20% x 8760 uur

[21] Elke werkdag is opgedeeld in 3 periodes, gaande van uur 1 tot en met uur 8, uur 9 tot en met uur 20, en uur 21 tot en met uur 24. Een feestdag of een dag in het weekend wordt aanzien als 1 *off-peak* periode.

[22] De combinatie van niet produceren tijdens alle periodes moet niet ingeboden worden, maar wordt verkregen door de afwijzing van alle andere 8 aangeboden combinaties.

[23] Deze veronderstelling is afgeleid uit de verwachting dat de beschikbare capaciteit 90% bedraagt.

goed gepland onderhoud, i.e. tijdens een periode met een hoge waarschijnlijkheid van negatieve CSS, doet dus de aanpassing van het model teniet.

Formeel wordt de via kortetermijnmarkten behaalde netto-verkoop NV_{KT} door handel op de dagmarkt van elektriciteit voor levering tijdens de leverperiode l beschreven als

$$NV_{KT}(l) = I(l) * \sum_{d=d_1(l)}^{d_2(l)} NV_{KT}(l,d)$$

$$NV_{KT}(l,d) = \max_{O(p)} \left[\sum_{p=1}^{P} \big(V(l,d,p) - F(l,d,p)\big) * \overline{CSS}(l,d,p) - \sum_{p=1}^{P} (C_S(l,d,p) * I_S(l,d,p)) \right] - \sum_{p=1}^{p} (V(l,d,p) * C_{OPEX})$$

met

$$F(l,d,p) = \frac{\sum_{c=1}^{C} V_F(l,c)}{H(l)} * \big(h_2(l,d,p) - h_1(l,d,p)\big)$$

$$V(l,d,p) = \big(h_2(l,d,p) - h_1(l,d,p)\big) * O(l,d,p)$$

$$\overline{CSS}(l,d,p) = \frac{\sum_{h=h_1(l,d,p)}^{h_2(l,d,p)} (CSS(l,d,p,h) - C_{p,OPEX})}{h_2(l,d,p) - h_1(l,d,p)}$$

waarbij

$$O(l,d,p) \in \begin{cases} 0 \\ O_{min} \\ O_{max} \end{cases}$$

$$C_{p,OPEX} = \begin{cases} C_{OPEX}, & if\ CSS(l,d,p,h) \geq 0 \\ 0, & otherwise \end{cases}$$

$$I_S(l,d,p) = \begin{cases} 1, & if\ O(l,d,p) = 0\ and\ O(l,d,p+1) > 0 \\ 0, & otherwise \end{cases}$$

en

P	aantal periodes waarin de dag verdeeld werd (3, zie voetnoot 21)
$F(l,d,p)$	ingedekt volume via langetermijnmarkten tijdens periode p van dag d (zie punt 2.3.1)
$O(l,d,p)$	het constant productieniveau van de centrale tijdens periode p van dag d
$I(l)$	indekkingsgraad van de STEG-centrale voor de beschouwde leverperiode l (90%, zie 2.2)
$H(l)$	aantal uren omvat door de leverperiode l
$CSS(l,d,p,h)$	*Clean Spark Spread* (zie punt 2.1) op uur h tijdens periode p van dag d
$C_S(l,d,p)$	Opstartkost tijdens periode p van dag d
C_{OPEX}	Variabele OPEX in €/MWh (€2,5/MWh, zie punt 2.3.2)

2.3.3. Kwalitatieve bespreking van het model en factoren die buiten beschouwing werden gelaten

Het model geeft een theoretische, statische benadering van hoe een STEG-centrale ingeboden wordt op de langetermijn- en kortetermijnmarkten. Het model valoriseert de centrale met opzet aan de hand van gemiddelde langetermijn marktprijzen en aan de hand van gemiddelde dagmarktprijzen tijdens statische piek- en dalperiodes om ex-post optimalisaties te vermijden. In realiteit zullen uitbaters op basis van toekomstige verwachtingen en ontwikkelingen in marktomstandigheden afwijken van dit statische model dat politieke en sociaaleconomische evoluties negeert met als doel betere resultaten te bekomen.

Structurele afwijkingen op vlak van evolutie en grootteorde tussen de berekende winstgevendheid van een theoretisch gemiddelde STEG-centrale en de reële winstgevendheid van een STEG-centrale, zowel in negatieve als in positieve zin, kunnen niet worden toegewezen aan een handelsstrategie die afwijkt van de door het model toegepaste strategie. Significante afwijkingen kunnen eventueel wel worden toegewezen aan een aantal andere factoren die niet meegerekend zijn.

Het meerekenen van de volgende factoren zou de operationele winst verhogen:

Arbitrage op de onbalansmarkt laat toe de operationele winst te verhogen door de flexibiliteit van de centrale in te zetten op basis van de onevenwichtsprijs. Om te arbitreren is er geen nood aan een directe toegang tot reserveproducten; de centrale kan via *reactive balancing* het evenwicht van de ARP waartoe ze behoort in reële tijd doen afwijken van het genomineerde niveau. Indien deze afwijking het volledige systeem helpt, wordt de actie vergoed en verhoogt de operationele winst van de STEG-centrale. Er moet opgemerkt worden dat de evenwichtsverantwoordelijke te allen tijde moet kunnen terugkeren naar haar genomineerde positie, waardoor het potentieel van *reactive balancing* beperkt kan zijn.

Een voorwaarde om *reactive balancing* tot een betrouwbare bron van inkomsten te herleiden is dat de onbalansprijs en de systeemonbalans in reële tijd gekend zijn. Momenteel worden beide parameters, evenals het volume van reeds geactiveerde reserves, in quasi-reële tijd gepubliceerd op de website van Elia[24]. Dit laat een ARP reeds toe om *reactive balancing* op een voldoende betrouwbare manier toe te passen.

Daarenboven moet de ARP op een voldoende robuuste manier *reactive balancing* kunnen toepassen. Dit is het geval wanneer de ARP het systeemonevenwicht op kwartierbasis accuraat kan voorspellen. Er zijn reeds actoren die voldoende succesvol het systeemonevenwicht kunnen voorspellen om flexibele eenheden op basis van deze voorspelling aan te sturen.

Het **fix/flex-aardgasvervoerstarief** laat toe om, bij toepassing van een *asset-backed trading* strategie, een significant deel van de vaste OPEX deels om te zetten naar een te beheren variabele OPEX, in tegenstelling tot de reservatie van aardgastransport aan een vaste kost zoals toegepast bij het berekenen van de resultaten. Het fix/flex-aardgasvervoerstarief is enkel voordeling wanneer een STEG-centrale verwacht wordt om minder dan 2000 equivalente draaiuren operationeel te zijn. In het geval dat een centrale meer dan 2000 equivalente draaiuren operationeel is, is het fix/flex-aardgasvervoerstarief duurder dan het vaste tarief voor de reservatie van aardgastransport. Welk product voor de reservering van vervoerscapaciteit van aardgas gebruikt wordt hangt weliswaar sterk af van de toegepaste indekkingsstrategie (het niet indekken van de centrale zoals gesimuleerd in punt 3.1.4, het arbitreren op de onbalansmarkt...)

Een deel van de capaciteit van de STEG-centrale kan ook gebruikt worden om te **arbitreren op de reservemarkt**. De primaire en secundaire reserves komen hiervoor in aanmerking, maar ook andere

[24] http://www.elia.be/nl/grid-data/dashboard

ondersteunende diensten zoals het leveren van reactief vermogen (spanningsregeling) en de Black Start dienst voor het heropstarten van het net kunnen als alternatieve valorisatiemethode voor de centrale worden gekozen.

Besparingen op vaste en variabele OPEX verhogen de operationele winst. Bij een laag aantal draaiuren wegen besparingen op vaste OPEX zwaarder door dan die op variabele OPEX. Zo kan een STEG-centrale, indien mogelijk, worden omgebouwd tot een aardgasturbine met open cyclus, of kan de STEG-centrale voor een langere tijd worden geconserveerd via *cocooning*. Daarnaast kan, in afwezigheid van indekking via langetermijnmarkten, de centrale selectief worden ingezet, bijvoorbeeld tijdens periodes wanneer de kans op frequente positieve CSS het hoogst is, zoals bijvoorbeeld in het eerste en vierde kwartaal van elk jaar.

De CREG stelt vast dat recentelijk enkele Belgische STEG-centrales reeds kostenbesparende maatregelen ondergaan hebben die toelaten om de centrale flexibeler in te zetten. De waarden van de theoretisch gemiddelde STEG-centrale reflecteert deze tendens ook (punt 2.2). De CREG is ervan overtuigd dat, onder invloed van veranderde marktomstandigheden, de concurrentie tussen STEG-centrales zich op dit domein afspeelt.

Het **gebruik van op maat gemaakte producten** bij handel op kortetermijnmarkten laat toe de centrale accurater in te bieden dan via de in de berekeningen gebruikte standaardmethode. *Smart orders* op kortetermijnmarkten laten toe het inbieden van de centrale accurater af te stemmen op de uren wanneer de CSS positief al dan negatief is en zo accurater het volume te bepalen, zodat het order makkelijker aanvaard wordt door het marktkoppelingsalgoritme. Hierdoor kan de centrale beter inspelen op hoge prijzen en prijspieken.

Tot slot vermijden **portfoliovoordelen** het risico ten gevolge van een onevenwicht van de STEG-centrale. Hoe groter het portfolio, hoe lager dit risico. Een (internationaal) portfolio laat toe de inzet van de STEG-centrale beter te optimaliseren dan via een *asset-backed trading* strategie toegepast op een individuele STEG-centrale. Portfoliovoordelen hebben een versterkend effect op meerdere van de in dit deel vermelde factoren. Zo wordt, naast de arbitrage op de onbalansmarkt en de reservemarkt, ook de reservatie van aardgasvervoerscapaciteit geoptimaliseerd via het aardgasleveringscontract. Deze optimalisatie kan leiden tot grotere marges dan degene aangenomen in deze studie. Anderzijds kan niet elke uitbater beroep doen op portfoliovoordelen.

De volgende factoren hebben een negatieve impact op de operationele winst en zijn niet meegerekend:

De **onvoorziene onbeschikbaarheid** van de STEG-centrale en de daaruit volgende onbalanskosten wegens het onevenwicht of kosten gemaakt met als doel de positie te dekken via kortetermijnmarkten verminderen de operationele winst. Deze onbeschikbaarheid kan van technische aard zijn, maar ook ten gevolge van externe factoren zoals bijvoorbeeld in geval van staking of een disruptie van de bevoorrading van aardgas.

Een zwakke **robuustheid van de prijzen op de dagmarkt** zorgt ervoor dat de nog beschikbare productiecapaciteit van de centrale (na handel op langetermijnmarkten) niet altijd verhandeld kan worden. Het inbieden van een groot volume aan een infra-marginale prijs zal bij een zwak robuuste markt tot een andere, lagere marktprijs leiden dan die indien de centrale niet ingeboden werd. In geval een te groot volume aangeboden wordt kan dit, bij aanvaarding van het bod, de gemiddelde prijs zo sterk doen dalen dat de prijs lager zou liggen dan de prijs waaraan de aanbieder wil verkopen. In dit geval zal de marktkoppeling het bod niet aanvaarden omdat de aanbieder verplicht zou zijn een verlieslatende transactie uit te moeten voeren. Er wordt in dit geval gesproken van een *paradoxically rejected sell order* aangezien de uiteindelijk gevormde marktprijs hoger ligt dan de prijs waaraan de capaciteit ingeboden werd.

Een zwakke robuustheid van de prijzen op de dagmarkt leidt evenwel ook tot de conclusie dat, indien een STEG-centrale de markt zou verlaten, de dagmarktprijzen zullen stijgen. Het sluiten van een STEG-centrale zal zo de winstgevendheid van andere, meer performante, STEG-centrales verhogen via de reeds bestaande marktmechanismes in de *energy-only* markt.

Ten slotte zijn er de inkomsten uit de **spanningsregeling**. Het produceren of absorberen van reactief vermogen kan door Elia vergoed worden. De totale uitgaven van Elia hiervoor stegen de laatste jaren van enkele miljoenen euro per jaar naar ongeveer 17 miljoen euro in 2016. Een deel van deze uitgaven gaan naar de STEG-centrales. Deze inkomsten zijn buiten beschouwing gelaten in deze studie.

3. HISTORISCHE WINSTGEVENDHEID

3.1. TOEPASSING VAN HET MODEL OP EEN THEORETISCH GEMIDDELDE STEG-CENTRALE

De resultaten beschrijven de operationele winstgevendheid van de theoretisch gemiddelde STEG-centrale (zie punt 2.2) die aangeboden wordt volgens een standaard *asset-backed trading* strategie (punt 2.3). De resultaten geven niet de gerealiseerde nettowinst van bestaande Belgische STEG-centrales weer, maar illustreren de evolutie en de grootteorde van de operationele winst die via de *asset-backed trading* strategie behaald kan worden.

De verschillende componenten waaruit de operationele winst bestaat worden in de meeste resultaten afzonderlijk weergegeven (via balken). Deze componenten zijn:

i. de netto verkoop behaald door elektriciteit te verkopen, en het equivalent volume van aardgas en CO_2-emissierechten aan te kopen, op langetermijnmarkten

ii. de netto verkoop behaald door elektriciteit aan te kopen, en het equivalent aan aardgas en CO_2-emissierechten te verkopen, op kortetermijnmarkten, inclusief opstartkosten maar exclusief de correctie van 90% om rekening te houden met gepland onderhoud

iii. de variabele OPEX, inclusief onder andere variabele O&M-kosten en injectietarieven

iv. de jaarlijkse vaste OPEX

v. de reservatie van capaciteit voor het transport van aardgas.

Om de operationele winst (rode lijn in Figuur 4) te bekomen, wordt de netto-verkoop behaald op kortetermijnmarkten aangepast wordt met een correctiefactor om rekening te houden met gepland onderhoud alvorens de componenten bij elkaar op te tellen.

3.1.1. Referentiescenario

Het referentiescenario gaat uit van volgende veronderstellingen:

a. De theoretisch gemiddelde STEG-centrale heeft een maximale capaciteit van 400 MW, een minimale capaciteit van 150 MW en een efficiëntie van 50%. De STEG-centrale presteert gemiddeld met een variabele OPEX van €2,5/MWh en een jaarlijkse vaste OPEX van 6 MEUR;

b. *Baseload* jaarcontracten worden gebruikt om de centrale in te dekken. De beschikbare jaarcontracten zijn *1-year-ahead*, *2-year-ahead*, *3-year-ahead;*

c. De flexibiliteit van de centrale is beperkt tot het inspelen op de gemiddelde prijzen van de piek- en dalurenperiode zoals gedefinieerd door EPEX Spot Belgium;

d. De liquiditeit van de langetermijnmarkt laat toe om 90% van de maximale capaciteit in te dekken in geval van positieve CSS.

Gegeven bovenstaande veronderstellingen resulteert de *asset-backed trading* strategie in een operationele winst van 9,3 MEUR in 2016. Gedurende de totale periode stijgt de operationele winst van 17,5 MEUR in 2007 tot 38,9 MEUR in 2012 waarna deze in 2013 sterk daalt naar 10,6 MEUR om een minimum te bereiken van -6,1 MEUR in 2014 (Figuur 4). In 2015 stijgt de operationele winst opnieuw naar 4,2 MEUR en in 2016 stijgt deze ondanks de terugkeer van 2000 MW nucleaire

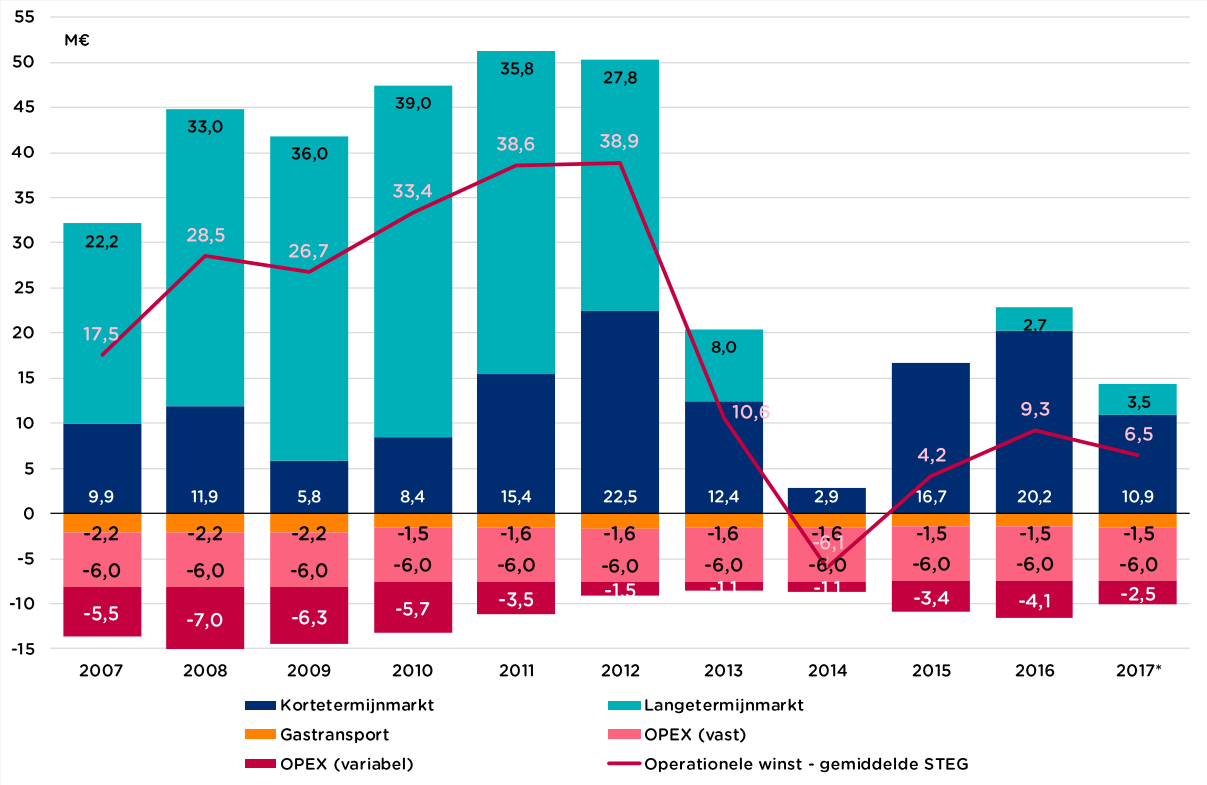
productiecapaciteit verder tot 9,3 MEUR. In 2017 werd tot aan het eind van het derde kwartaal een operationele winst gegenereerd van 3,2 MEUR. Extrapolatie van deze operationele winst naar het volledige jaar geeft een geschatte operationele winst, voor 2017, van 6,5 MEUR.

Er zijn met andere woorden 2 jaren geweest met sterk dalende operationele winst (2013 en 2014), waarvan enkel 2014 resulteerde in een operationeel verlies. Deze resultaten duiden niet op een structureel verlieslatend segment in de elektriciteitssector. In 2015, 2016 en 2017 is de operationele winst positief maar ligt het lager dan de gemiddelde operationele winst behaald van 2007 tot en met 2012.

De operationele winst daalt niet vanaf 2009 zoals verwacht kan worden afgaande op de positieve *Spark Spread* (Figuur 1). Indekking van het volume tot drie jaar op voorhand via jaarcontracten op langetermijnmarkten verklaart waarom de berekende operationele winst pas in 2013 sterk daalt. Immers, zonder hoge indekkingsgraad op langetermijnmarkten kan er met de *asset-backed trading* strategie vooral (of enkel) operationeel winst gemaakt worden door de verkoop van elektriciteit op kortetermijnmarkten wat, bij een hoge frequentie van negatieve CSS, beperkt is in potentieel. Wanneer men de daling van de CSS op de dagmarkt als maat voor de frequentie van positieve of negatieve CSS neemt, kan hieruit afgeleid worden dat de performantie van de *asset-backed trading* strategie elk jaar toeneemt over de periode 2009 tot en met 2012. In 2013 daalt de indekkingsgraad op langetermijnmarkten zonder dat de frequentie van positieve CSS verhoogt, waardoor de operationele winst daalt. Vanaf 2014 stijgt de frequentie van positieve CSS opnieuw tot 2016, wat resulteert in een hogere operationele winst.

De stijgende CSS op de dagmarkt vanaf 2014 is een logische evolutie volgend op de sterker dalende aardgasprijzen dan de dalende elektriciteitsprijzen. Factoren die de elektriciteitsprijs ondersteunen, zijn het tijdelijk of definitief uit de markt treden van een aantal STEG-centrales in België en naburige landen alsook de tijdelijke onbeschikbaarheid van nucleaire eenheden in België (2015) en Frankrijk (2016) en de opname van twee STEGs, Vilvoorde en Seraing, in de strategische reserves vanaf 2014. Deze factoren leiden tot een minder intensieve concurrentie tussen alle nog actieve STEG-centrales tijdens uren met positieve CSS waardoor – ceteris paribus – de jaarlijkse winstgevendheid van de nog aanwezige STEG-centrales in de markt verhoogt. Een lagere beschikbare productiecapaciteit heeft als gevolg dat bij eenzelfde (hoog niveau van) vraag de elektriciteitsprijzen frequenter en tot hogere waarden stijgen. Stijgende elektriciteitsprijzen gecombineerd met sterker stijgende prijzen voor de aankoop van een equivalent volume van aardgas en CO_2-emissierechten leiden in 2017 tot een dalende CSS.

Over de gehele tienjarige periode 2007-2016 heeft een STEG-centrale een operationele winst gegenereerd van nominaal 202 MEUR, of gemiddeld 20,2 MEUR per jaar. Vanaf 2012 is de operationele winst gemiddeld 4,9 MEUR. In 2016 bedroeg de operationele winst 9,3 MEUR en in 2017 wordt deze geschat rond 6,5 MEUR.



Figuur 4 – Operationele winst van een gemiddelde STEG-centrale gedurende de periode 2007-2016, inclusief een extrapolatie op basis van de eerste drie kwartalen van 2017.
Bron: CREG

3.1.2. Sensitiviteit van de technische en economische parameters

De positieve operationele winstgevendheid van de theoretisch gemiddelde STEG-centrale neemt niet weg dat die negatief kan zijn voor een minder productie-efficiënte of positiever voor een meer performante STEG-centrale.

De parameters van de gemiddeld presterende STEG-centrale worden aangepast om de impact van het rendement van de centrale, de variabele OPEX, en jaarlijks vaste OPEX op de operationele winst te onderzoeken. Naast de theoretisch gemiddeld presterende STEG-centrale worden een theoretisch benedengemiddeld en een theoretisch bovengemiddeld presterende STEG-centrale gedefinieerd (Tabel 3)[25]. De waarden zijn gekozen vanuit de veronderstelling dat centrales intensief concurreren op variabele en vaste OPEX.

[25] De impact van een hogere of lagere vaste OPEX dan de waarden gegeven in de tabel kan afgeleid worden uit de resultaten. Als voorbeeld, indien de bovengemiddeld presterende STEG een vaste OPEX zou hebben van 8 MEUR in plaats van 4,5 MEUR, dan moet per jaar het verschil (3,5 MEUR) opgeteld worden bij de operationele winst van de bovengemiddeld presterende STEG-centrale. In 2016 leidt dit tot een operationele winst van 12,1 MEUR, wat nog altijd 30% boven die van de gemiddelde STEG-centrale (punt 3.1.1) ligt. De operationele winst over de tienjarige periode daalt dan met 35 MEUR.

	Benedengemiddeld presterende STEG	Gemiddeld presterende STEG	Bovengemiddeld presterende STEG
Rendement [-]	47%	50%	53%
Variabele OPEX [EUR/MWh]	3,0	2,5	2,0
Vaste OPEX [MEUR]	8	6	4,5

Tabel 3 – Parameters van verschillend presterende STEG-centrales
Bron: CREG op basis van gesprekken met producten die bestaande Belgische STEG-centrales in hun portfolio hebben

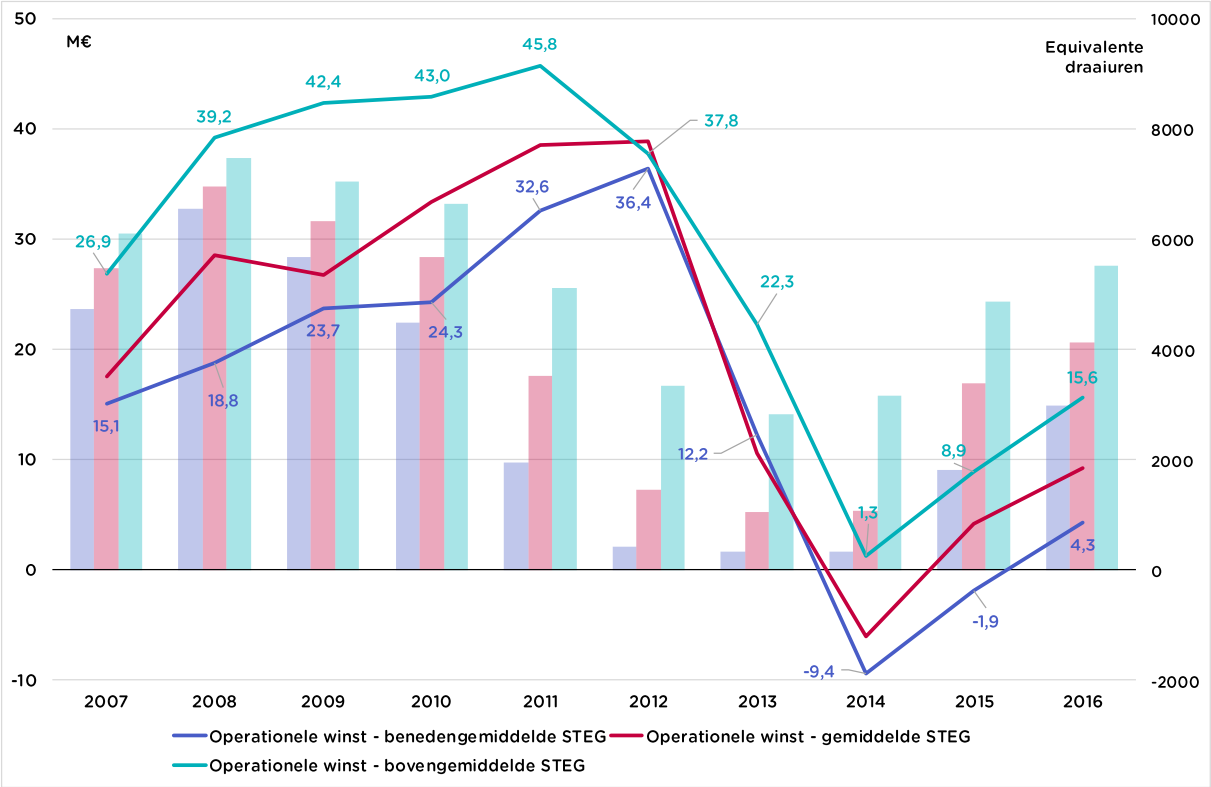
De theoretisch bovengemiddeld presterende centrale behaalt over de tienjarige periode de hoogste operationele winst, 283 MEUR of 28,3 MEUR per jaar, terwijl de theoretisch benedengemiddeld presterende centrale een operationele winst van 156 MEUR behaalt, of gemiddeld 15,6 MEUR per jaar (Figuur 5, Tabel 4).

Opnieuw is er in 2014 een operationeel verlies op te merken maar dit enkel voor de theoretisch benedengemiddeld en gemiddeld preseterende STEG-centrale. De benedengemiddeld presterende centrale genereert daarenboven een licht operationeel verlies in 2015. Ondanks het competitief nadeel ten opzichte van de theoretisch gemiddeld presterende centrale leiden de toegenomen vaste en variabele OPEX niet tot een structureel operationeel verlies.

In 2012 behaalt de theoretisch benedengemiddeld presterende centrale een vergelijkbaar resultaat als de bovengemiddeld en gemiddeld presterende centrales ten gevolge van de combinatie van enerzijds een succesvolle indekking op langetermijnmarkten van de volledige 90% van de capaciteit van de centrale en anderzijds een hogere frequentie van negatieve CSS op kortetermijnmarkten (zoals ook af te leiden valt uit de daling in equivalente draaiuren). De combinatie van beide factoren leidt tot een quasi-volledige benutting van het potentieel van de *asset-backed trading* strategie door de benedengemiddeld presterende STEG-centrale: de reeds op voorhand ingedekte capaciteit wordt namelijk frequenter opnieuw aangekocht op de dagmarkt waardoor de operationele winstgevendheid sterker verhoogt.

Gezien het lage aantal draaiuren van de benedengemiddeld en gemiddeld presterende centrale van 2012 tot en met 2014 zou het een rationele beslissing geweest zijn om kostenbesparende maatregelen toe te passen (zie onder andere de laatste paragrafen van punt 2.2). Gezien het lage aantal draaiuren van beide theoretische STEG-centrales en de lage operationele winst in 2014 zou het uit de markt treden ook een rationele beslissing geweest zijn. Deze centrales konden in de loop van 2015 hebben aangekondigd om in 2016 uit de markt te treden. In 2015 en 2016 steeg desondanks de operationele winst en het aantal equivalente draaiuren opnieuw waardoor uitbaters van theoretisch gemiddelde centrales hun beslissing konden herzien.

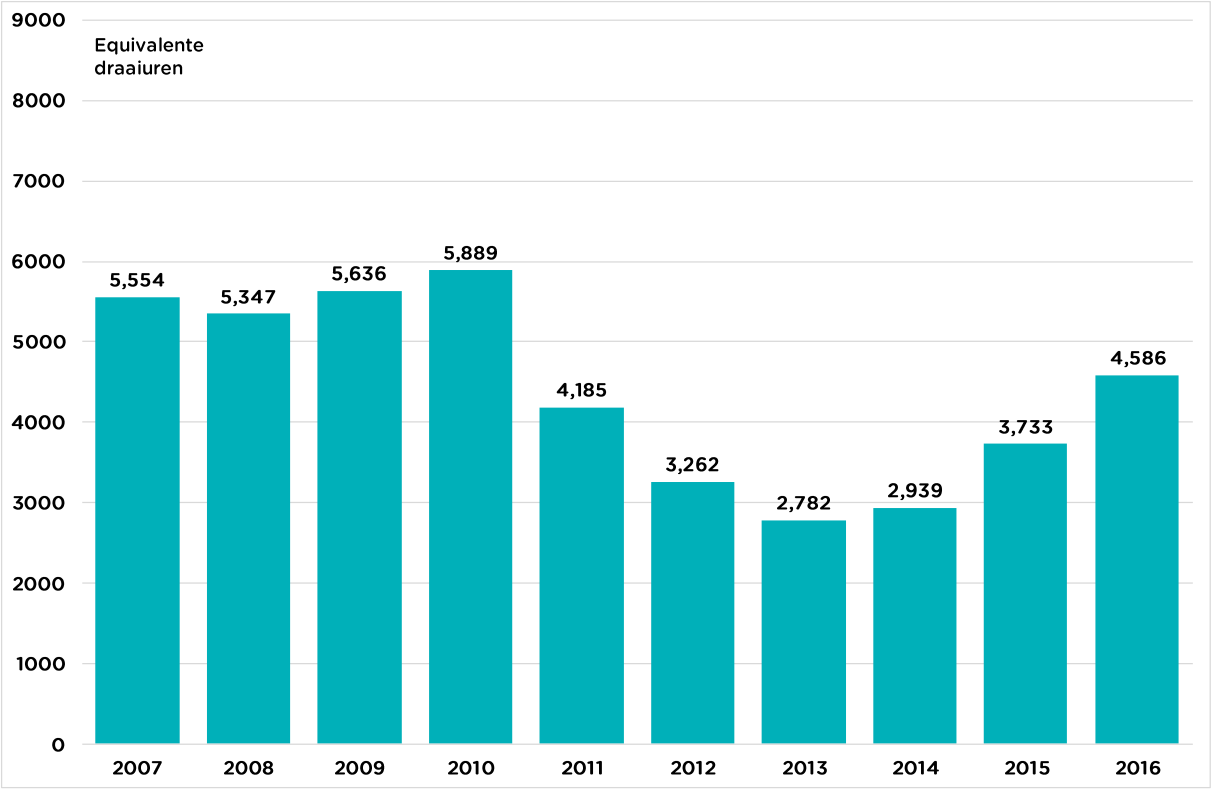
Dit in tegenstelling tot de bovengemiddeld presterende centrale die ondanks de lagere operationele winst nog een significant aantal equivalente draaiuren had. De bovengemiddeld presterende centrale genereerde gemiddeld over de periode een operationele winst die 40% hoger lag dan de gemiddeld presterende centrale, en 80% hoger dan de benedengemiddeld presterende centrale. Verbeteringen in productie-efficiëntie en variabele OPEX hebben met andere woorden een significante impact op de operationele winst.



Figuur 5 – Operationele winst van een bovengemiddeld, gemiddeld, en benedengemiddeld presterende STEG-centrale (volle lijnen) en de respectievelijke equivalente draaiuren (balken in overeenkomstige kleuren).
Bron: CREG

	TGV aux prestations inférieures	TGV aux prestations moyennes	TGV aux prestations supérieures
Gemiddelde operationele winst [MEUR]	15,6	20,2	28,3
Totale operationele winst [MEUR]	156,2	201,6	283,2
Totaal eq. draaiuren [uur]	29291	39064	52138
2007	4732	5472	6112
2008	6551	6959	7473
2009	5669	6324	7059
2010	4482	5682	6635
2011	1961	3532	5120
2012	419	1458	3344
2013	342	1056	2822
2014	325	1078	3167
2015	1818	3378	4880
2016	2993	4126	5526

Tabel 4 – Vergelijking van de operationele winsten en van het aantal equivalente draaiuren tussen een benedengemiddeld, gemiddeld, en bovengemiddeld presterende STEG-centrale
Bron: CREG



Figuur 6 – In realiteit gemeten gemiddeld aantal equivalente draaiuren voor alle in de markt aanwezige bestaande Belgische STEG-centrales, berekend op basis van de day-ahead nominaties van STEG-centrales
Bron: berekening CREG op basis van gegevens van Elia

Ter verificatie van de resultaten wordt het berekende aantal equivalente draaiuren van de theoretisch gemiddeld presterende STEG-centrale vergeleken met het gemiddelde van het in realiteit in *day-ahead* genomineerde aantal equivalente draaiuren van bestaande STEG-centrales in België. Een hoog aantal draaiuren wordt geobserveerd tot en met 2010 waarna een daling tot een minimumaantal draaiuren in 2013 volgt. Een stijging van het aantal draaiuren wordt ingezet vanaf 2014 en zet zich door tot en met 2016. De grootteordes komen overeen wetende dat de samenstelling van operationele STEG-centrales in Figuur 6 verandert doorheen de tijd ten gevolge van (i) het jaartal van indienstname, (ii) het jaartal van toetreding tot de strategische reserves, en (iii) omvormingen van de STEG-centrale naar gasturbine met open cyclus.

3.1.3. Sensitiviteit van de beschikbaarheidsgraad

Om de impact van de beschikbaarheidsgraad van 90% te bepalen, wordt de beschikbaarheidsgraad aangepast naar enerzijds 85% en 95% anderzijds. Een verhoging van beschikbaarheidsgraad heeft een grotere impact bij een STEG-centrale met een hoger rendement. Aan de andere kant moeten mogelijks additionele onderhoudskosten worden gemaakt om een hogere beschikbaarheidsgraad te halen. Daarom wordt de hogere beschikbaarheidsgraad toegepast op een STEG-centrale met rendement 53%, met een variabele OPEX van €3/MWh en vaste OPEX van 8 MEUR, en de beschikbaarheidsgraad van 85% op een STEG-centrale met rendement 47%, met een variabele OPEX van €2/MWh en vaste OPEX van 4,5 MEUR.

De resultaten illustreren dat het beheer van vaste en variabele OPEX een grotere impact heeft op de operationele winstgevendheid van een STEG-centrale dan het verhogen van de beschikbaarheidsgraad (Figure 7).

Voor de STEG-centrale met een hoog rendement, hoge kosten, en een hogere beschikbaarheid ligt de gemiddelde operationele winst over de beschouwde periode gemiddeld 5,6 MEUR lager dan de bovengemiddeld performante centrale met een beschikbaarheid van 90% en lagere OPEX. Over de periode na 2013 is dit verschil 5,7 MEUR. Ook voor de STEG-centrales met lager rendement behaalt de centrale met de laagste variabele kosten een hogere operationele winst, ondanks de lagere beschikbaarheidsgraad. Over de periode bedraagt het verschil gemiddeld 3,4 MEUR, of 4,6 MEUR indien enkel de periode na 2013 genomen wordt. Deze resultaten tonen het belang van het beheer van de vaste en variabele kosten van de STEG-centrale teneinde operationeel winstgevend te blijven[26].

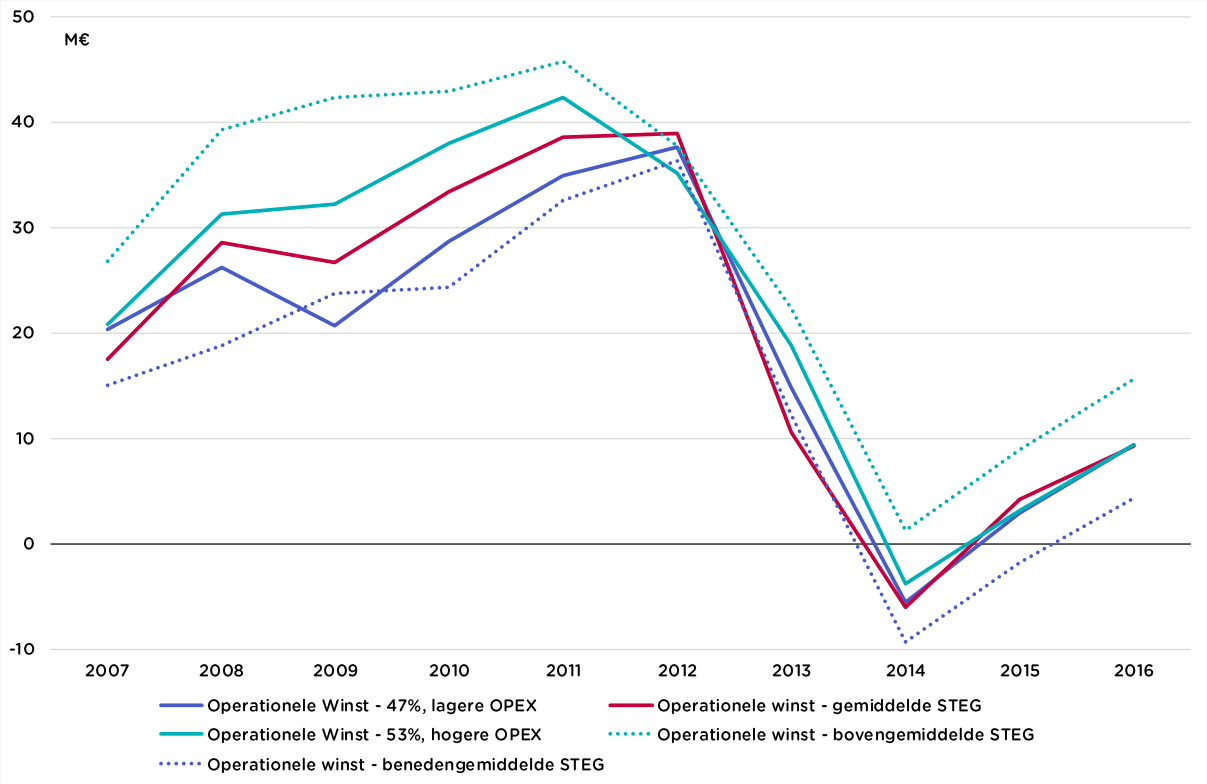


Figure 7 – Operationele winst van een bovengemiddeld, gemiddeld, en benedengemiddeld presterende STEG-centrale (volle lijnen) en die van een STEG-centrale met een bovengemiddeld rendement en hoge vaste en variabele OPEX, en een STEG-centrale met een benedengemiddeld rendement en lage vaste en variabele OPEX (transparante lijnen).
Bron: CREG

3.1.4. Sensitiviteit van de manier van indekken

Het resultaat in punt 3.1.1 illustreert het belang van indekking op langetermijnmarkten. De capaciteit van de STEG-centrale kan op meerdere manieren ingedekt worden. Er kan bijvoorbeeld ook ingedekt worden via kwartaalcontracten in plaats van via jaarcontracten. Aangezien prijzen van jaarcontracten een gemiddelde zijn van de prijzen van de onderliggende kwartaalcontracten, kan tegelijkertijd de CSS van een paar onderliggende kwartaalcontracten positief zijn en de CSS van het bovenliggende jaarcontract negatief.

De beschikbare contracten zijn *1-quarter-ahead*, *2-quarter-ahead*, *3-quarter-ahead*, *4-quarter-ahead*, en in enkele gevallen ook *5-quarter-ahead*. Telkens wordt een gelijk aandeel van 90% van de capaciteit van de centrale ingedekt, afhankelijk van het aantal beschikbare contracten. Daarnaast wordt de

[26] Deze conclusie geldt zolang het verlagen van de beschikbaarheidsgraad geen invloed heeft op de betrouwbaarheid van de centrale om te elektriciteit te genereren wanneer de producent dit wil.

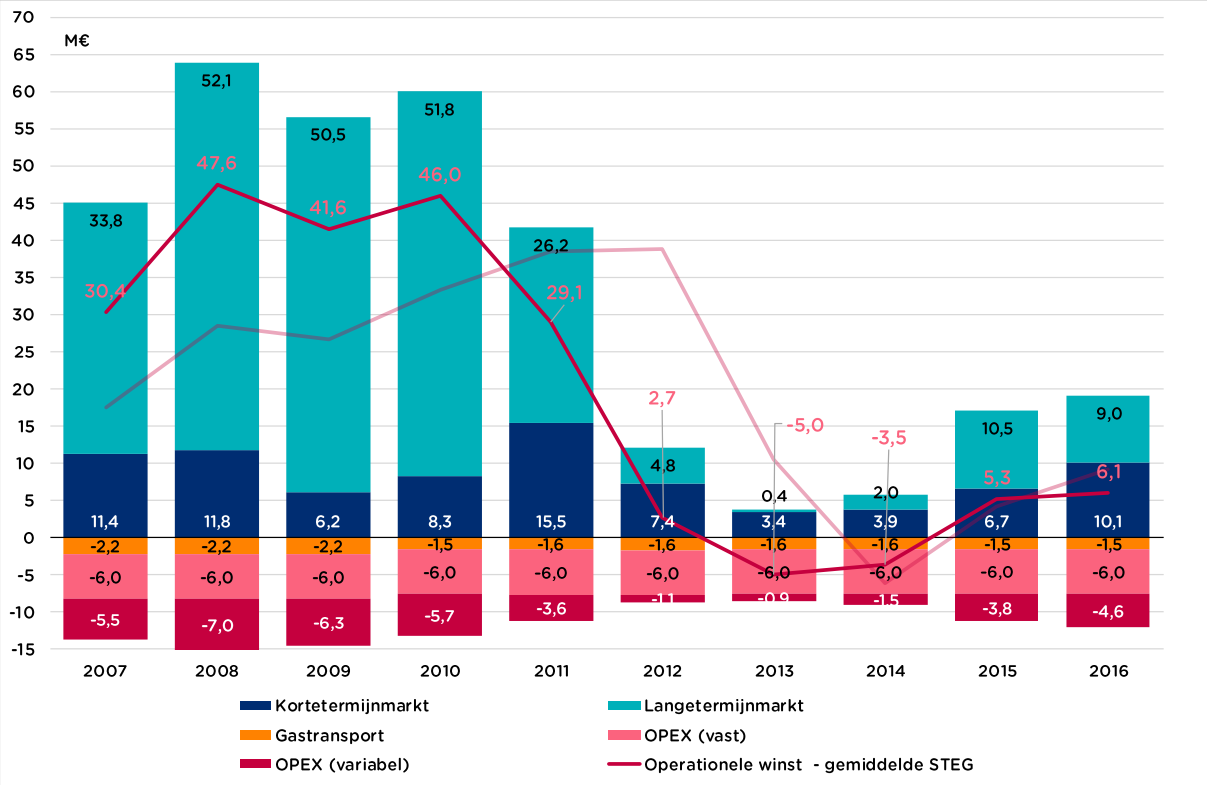
operationele winst gesimuleerd indien de STEG-centrale niet ingedekt wordt. Resultaten worden opgeteld op jaarbasis om te kunnen vergelijken met die van het referentiescenario.

Het gebruik van kwartaalcontracten om de gemiddeld presterende STEG-centrale in te dekken is tijdens de jaren 2007-2010 meer winstgevend dan indekking via jaarcontracten (Figuur 8). Het omgekeerde is waar tijdens de jaren 2011-2013. De daling in 2011 van de operationele winst bij indekking via kwartaalcontracten is met een vertraging van 2 jaar ook op te merken bij indekking via jaarcontracten. Deze vertraging van 2 jaar wordt verklaard door het verschil in levertermijn van beide contracten: bij kwartaalcontracten strekt de tijdshorizon van levering (en daarmee gepaard de hoge operationele winsten) zich uit over 4 tot 5 kwartalen, of ongeveer 1 jaar, terwijl die bij gebruik van jaarcontracten tot 3 jaar bedraagt.

Indekking via kwartaalcontracten van de gemiddeld presterende STEG-centrale concentreert zich voor de meeste jaren na 2011 vooral in het eerste en vierde kwartaal van elk jaar. In 2014 en 2015 lag de operationele winst iets hoger dan die behaald bij indekking via jaarcontracten. Deze observatie toont dat STEG-centrales, in het geval dat jaarcontracten onvoldoende zijn om een voldoende indekkingsgraad te bereiken, ook gebruik kunnen maken van andere contracten om operationeel winstgevend te zijn, zonder al te significant in te boeten op de operationele winst.

Aanvulling met additionele kostenbesparende maatregelen betreffende de jaarlijkse vaste OPEX tijdens het tweede en derde kwartaal van elk jaar leidt tot een nog hogere operationele winst in vergelijking met het berekende resultaat in dit scenario.

Over de gehele tienjarige periode 2007-2016 heeft een gemiddeld presterende STEG een totale operationele nominale winst gegenereerd, via indekking met kwartaalcontracten, van 200 MEUR, of gemiddeld 20,0 MEUR per jaar. Gemiddeld ligt dit bedrag ongeveer even hoog als bij indekking via jaarcontracten.



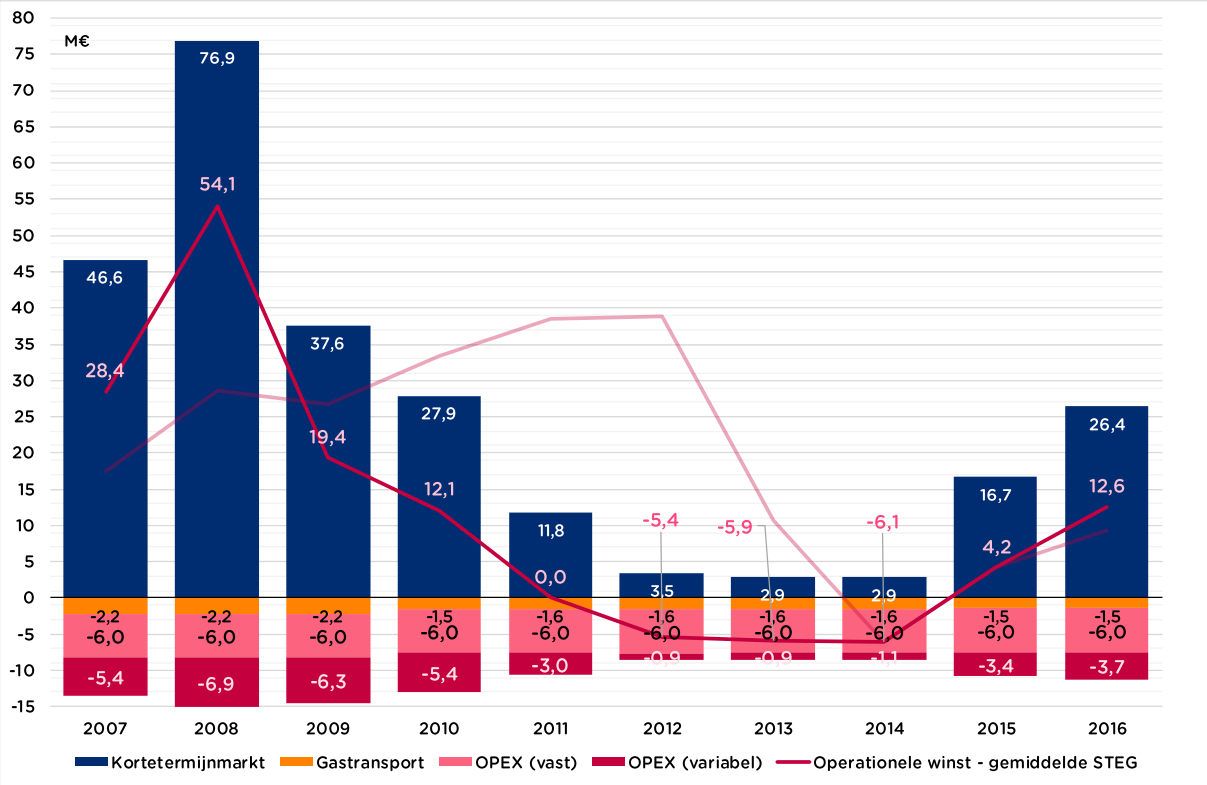
Figuur 8 – Operationele winst van een gemiddeld presterende STEG-centrale met indekking via kwartaalproducten. De roodgekleurde transparante curve komt overeen met de operationele winst in het referentiescenario.
Bron: CREG

Indien de gemiddeld presterende STEG-centrale niet via andere langetermijncontracten ingedekt wordt, wordt deze enkel via de dagmarkt gevaloriseerd.

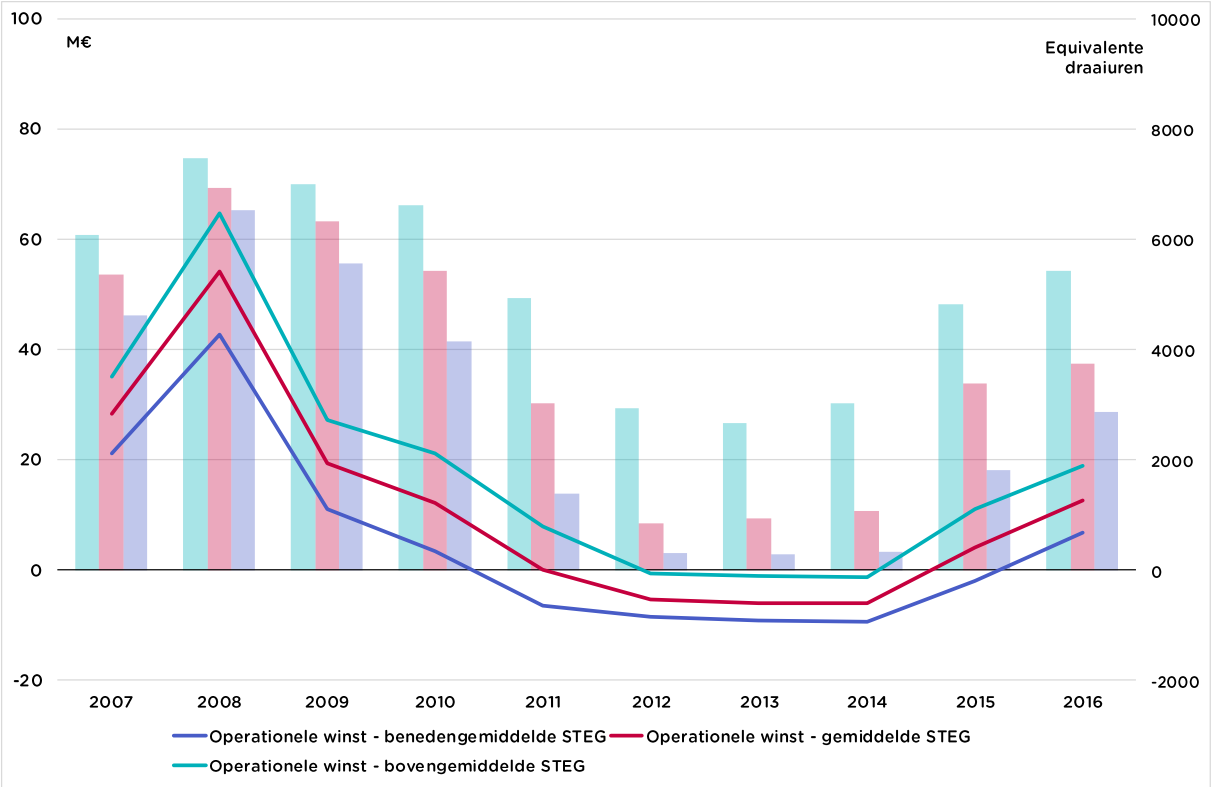
De operationele winst ligt meestal lager in vergelijking met indekking via jaarcontracten, behalve in 2007, 2008, en opvallend ook 2015 en 2016 (Figuur 9). In 2016 lagen de elektriciteitsprijzen, en bijgevolg ook de CSS, tijdens het laatste kwartaal hoog. Het niet kunnen indekken van de STEG-centrale in 2015 en 2016 leidt dus niet noodzakelijk tot een lagere operationele winst dan wanneer de centrale wel ingedekt kon worden. Het niet kunnen indekken van STEG-centrales via langetermijnmarkten is een onvoldoende voorwaarde om af te leiden dat STEG-centrales operationeel niet winstgevend zijn.

Inspelen op hoge prijzen op kortetermijnmarkten in tijden van schaarste kan een evenwaardige strategie zijn als het indekken van de centrale via langetermijnmarkten. Maar gezien de onzekerheid die gepaard gaat met deze strategie kan er weliswaar niet verwacht worden dat bedrijven deze strategie consequent zouden toepassen. Inspelen op dagmarktprijzen is eerder een optie in geval langetermijnmarkten onvoldoende liquide zijn of in onvoldoende hoge CSS resulteren.

Over de hele tienjarige periode 2007-2016 heeft een gemiddeld presterende STEG die enkel aangeboden wordt via de dagmarkt een totale operationele nominale winst gegenereerd van 113 MEUR, of gemiddeld 11,3 MEUR per jaar. Een bovengemiddeld presterende STEG-centrale behaalde nominaal 19,0 MEUR per jaar ten opzichte van 15,6 met indekking via jaarcontracten. Voor een benedengemiddeld presterende centrale wordt dit 6,7 MEUR per jaar ten opzichte van 4,3 MEUR bij indekking via jaarcontracten.



Figuur 9 – Operationele winst van een gemiddeld presterende STEG-centrale zonder indekking via langetermijnmarkten. De roodgekleurde transparante curve komt overeen met de operationele winst in het referentiescenario. Bron: CREG



Figuur 10 - Operationele winst van een benedengemiddeld, gemiddeld, en bovengemiddeld presterende STEG-centrale zonder indekking via langetermijnmarkten.
Bron: CREG

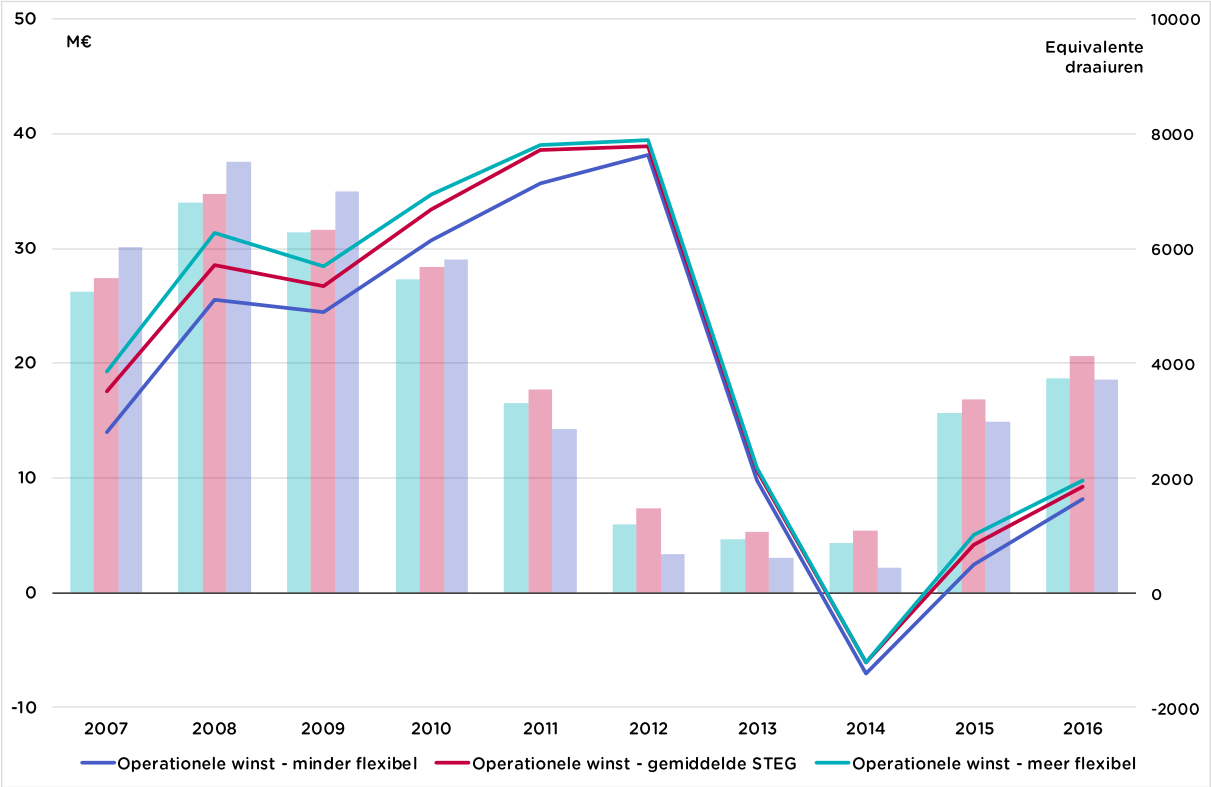
3.1.5. Sensitiviteit van de flexibele inzet van de centrale

Om de *asset-backed trading* strategie uit te voeren moet de STEG-centrale inspelen op prijzen van de kortetermijnmarkt. Het model speelt enkel in op dagmarktprijzen tijdens piek- en dalperiodes. Om de waarde van de flexibiliteit te evalueren wordt het model aangepast om op *baseload* dagprijzen of individuele uurprijzen in te spelen. In beide gevallen houdt het model rekening met opstartkosten.

De minder flexibele STEG-centrale heeft een lagere operationele winst ten opzichte van het referentiescenario met gemiddeld 2 MEUR per jaar (Figuur 11, Tabel 5). De meer flexibele centrale ziet de operationele winst met gemiddeld 1 MEUR per jaar stijgen. Dit resultaat duidt aan dat flexibiliteit op de dagmarkt de operationele winstgevendheid van de theoretisch gemiddelde STEG-centrale slechts in beperkte mate beïnvloedt.

Opvallend is dat de gemiddeld flexibele STEG-centrale vanaf 2011 de meeste equivalente draaiuren heeft. De meer flexibele STEG-centrale gaat immers het productieniveau verminderen tot het minimum stabiele productieniveau tijdens uren met negatieve CSS terwijl de minder flexibele centrale de opportuniteiten tijdens de piekperiode niet meer kan benutten.

Over de hele tienjarige periode 2007-2016 heeft een meer flexibele STEG-centrale een totale operationele winst gegenereerd van 212 MEUR, of gemiddeld 21,2 MEUR per jaar. Dit in tegenstelling tot een minder flexibele STEG-centrale die over dezelfde periode een totale operationele winst genereerde van 182 MEUR, of gemiddeld 18,2 MEUR per jaar.



Figuur 11 – Operationele winst van een via jaarcontracten ingedekte gemiddeld presterende STEG-centrale reagerend op baseload dagmarktprijzen, gemiddelde piek- en dalprijzen, en uurlijkse dagmarktprijzen
Bron: CREG

	Minder flexibele STEG	Gemiddeld flexibele STEG	Meer flexibele STEG	Maximum verschil
Gemiddelde operationele winst [MEUR]	18,2	20,2	21,2	3,0
Totale operationele winst [MEUR]	181,8	201,6	211,7	30,0
2007	14,0	17,5	19,3	5,2
2008	25,5	28,5	31,4	5,9
2009	24,4	26,7	28,4	4,0
2010	30,7	33,4	34,7	4,0
2011	35,6	38,6	39,0	3,4
2012	38,2	38,9	39,5	1,3
2013	9,7	10,6	10,8	1,1
2014	-7,0	-6,1	-6,0	1,0
2015	2,4	4,2	5,0	2,6
2016	8,2	9,3	9,7	1,5

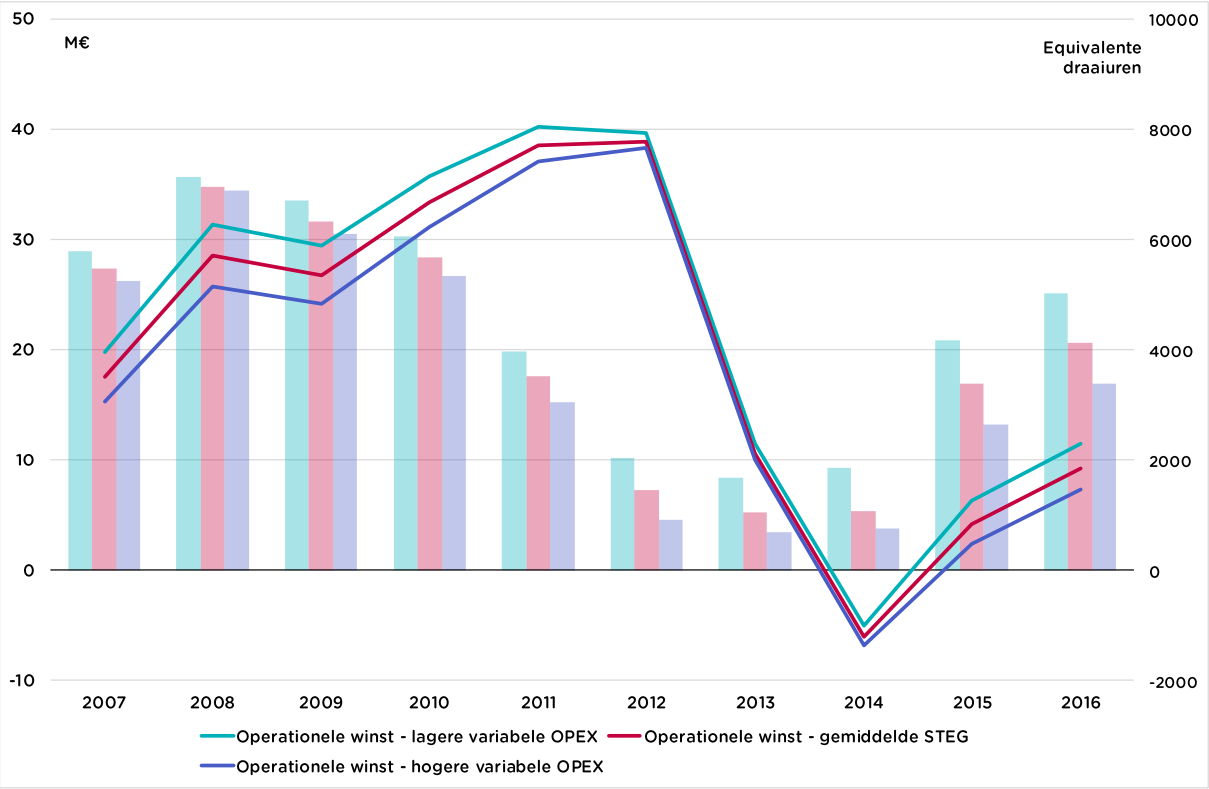
Tabel 5 – Vergelijking van de operationele winsten tussen een minder, gemiddeld, en meer flexibele STEG-centrale
Bron: CREG

3.1.6. Sensitiviteit van de variabele OPEX

Om de impact van de variabele OPEX te isoleren, wordt een sensitiviteitsanalyse uitgevoerd door die van de gemiddeld presterende STEG-centrale aan te passen met €1/MWh. De operationele winst van een gemiddeld presterende STEG-centrale wordt daarom berekend met een variabele OPEX van €1,5/MWh, €2,5/MWh, en €3,5/MWh.

De impact van een deviatie van variabele OPEX met €1/MWh heeft een grotere invloed op het aantal equivalente draaiuren vanaf 2012 dan voordien. Het belang op de operationele winst is over de hele periode te observeren.

Over de hele tienjarige periode 2007-2016 heeft een gemiddeld presterende STEG-centrale met variabele OPEX van €1,5/MWh een totale operationele winst gegenereerd van 221 MEUR, of 22,1 MEUR gemiddeld per jaar. Met variabele OPEX van €3,5/MWh bedraagt de operationele winst over deze periode 185 MEUR. Ter vergelijking, de gemiddeld presterende centrale met een variabele OPEX van €2,5/MWh genereerde een operationele winst van 202 MEUR. Een deviatie van €1/MWh aan variabele OPEX leidt gemiddeld tot een verandering in operationele winst van ongeveer 2 MEUR per jaar.



Figuur 12 - Operationele winst van een gemiddeld presterende STEG-centrale met variabele OPEX van €1,5/MWh, €2,5/MWh, en €3,5/MWh.
Bron: CREG

3.1.7. Samenvatting van de resultaten en conclusie

Het toepassen van een standaard *asset-backed trading* strategie (punt 2.3) op een theoretisch gemiddelde STEG-centrale (punt 2.2) laat niet toe om de nettowinst van STEG-centrales te bepalen. Een analyse van de nettowinst dient te gebeuren door kostenbatenanalyses uit te voeren. Deze studie analyseert de operationele winst.

De resultaten van deze studie laten wel toe om de evolutie en grootteordes van de operationele winsten te evalueren. Bestaande STEG-centrales worden verder uitgebaat bij positieve operationele winsten terwijl langdurig negatieve operationele winsten kunnen leiden tot het uit de markt treden van bestaande STEG-centrales.

Enkel in 2014 is er een operationeel verlies op te merken. In het geval van een benedengemiddelde STEG-centrale op vlak van vaste OPEX is er ook in 2015 een licht operationeel verlies terwijl een bovengemiddeld presterende centrale in geen enkel jaar een operationeel verlies maakt. Er kan geen structureel verlieslatende periode worden opgetekend om te besluiten dat bestaande, competitief uitgebate Belgische STEG-centrales onvoldoende opportuniteiten in deze markt krijgen om voldoende inkomsten te genereren. De bovenstaande resultaten illustreren ook dat de *energy-only* markt de nodige investeringen voor een groot onderhoud[27] van STEG-centrales kan financieren.

Daarenboven is indekking via jaarcontracten op langetermijnmarkten geen noodzakelijke vereiste om operationele winst te genereren. Het niet kunnen indekken van de centrale op basis van positieve CSS via jaarcontracten is geen voldoende voorwaarde voor de STEG-centrale om operationeel verlieslatend te zijn. Indekking van de centrale via kwartaalcontracten of inspelen op de CSS op de dagmarkt leidt ook tot operationele winst, die op basis van de resultaten in 2016 zelfs hoger ligt dan de operationele winst verkregen door indekking via jaarcontracten. Dit resultaat geeft aan dat de inzet van de STEG-centrale als inflexibele (quasi-)*baseload* productiecapaciteit voorbijgestreefd is en dat de winstgevendheid van de STEG-centrale dus niet meer enkel en alleen aan de hand van jaarcontracten geëvalueerd mag worden.

Het verhandelen van de centrale op kortere termijn verhoogt weliswaar het risico voor producenten rond de toekomstige winstgevendheid van de centrale, wat een impact heeft op toekomstige investeringsbeslissingen. Voor consumenten verlaagt het risico aangezien zij hun energienoden beter kunnen inschatten op kortere termijn dan 3 jaar op voorhand. Het toegenomen risico voor producenten wordt verklaard doordat de nettoverkopen van STEG-centrales (en dus ook de vraag van consumenten naar piekcapaciteit) zich grotendeels tijdens de winterperiode situeren vanaf 2012 (hoofdstuk 4). Andere ontwikkelingen in de geïnterconnecteerde elektriciteitsmarkt, zoals bijvoorbeeld de aankondiging van de instelling of mogelijke instelling van een bodemprijs[28] voor CO_2-emissies in Nederland[29], Frankrijk[30], en de UK[31], bepalen mee dit risico. Een mogelijke oplossing waarmee deze risico's beheerd worden is de uitgifte van opties, die op lange termijn verhandeld worden door producenten en gelicht worden op korte termijn door consumenten. De flexibiliteit van de centrale om in te spelen op dagmarktprijzen heeft slechts een beperkte impact op de operationele winst.

Een verandering van variabele OPEX met €1/MWh heeft een beperkte impact op de operationele winst. Bij wijze van kanttekening wordt vermeld dat de verhoging van de variabele OPEX een niet-lineaire impact heeft op de operationele winst waardoor er geen evoluties of grootteordes van operationele winsten afgeleid kunnen worden voor STEG-centrales met nog hogere variabele OPEX.

---

[27] Een groot onderhoud wordt geprefinancierd via de O&M-kosten die reeds van de nettoverkoop afgehouden werden. De operationele winst kan een levensduurverlenging financieren. Een levensduurverlenging met 100.000 uur wordt geschat op 40 MEUR. Deze investering hangt weliswaar af van de toekomstige operationele winstgevendheid en het bijhorende marktrisico. Onder een groot onderhoud wordt niet noodzakelijk een levensduurverlenging bedoeld. Een *Life Time Extension* van de centrale wordt buiten beschouwing gelaten.

[28] Op het moment van publicatie staat de CO_2 -prijs op ongeveer €7/ton of omgerekend €2,6/MWh voor de theoretisch gemiddelde STEG-centrale

[29] Nederland voorziet de instelling van een bodemprijs voor CO_2-emissies van €18/MWh in 2020, die gradueel stijgt tot €43/MWh in 2030

[30] Frankrijk is voorstander van de invoering van een Europese bodemprijs voor CO_2-emissies rond €30/ton

[31] Op het moment van publicatie is de bodemprijs voor CO_2-emissies ingesteld op £18 /ton CO_2 tot 2020. Een mogelijke verlenging wordt momenteel besproken.

Een minder presterende centrale dan diegene die geanalyseerd werden zal een lagere operationele winstgevendheid hebben.

Besparingen aan de kostenzijde leidend tot een vermindering van zowel vaste als variabele OPEX, om minstens de parameters van de theoretisch gemiddelde STEG-centrale te benaderen, zijn daarom onontbeerlijk in een competitieve markt.

De resultaten geven dus aan dat, ondanks de daling van de operationele winstgevendheid sinds 2013, onder de huidige Belgische marktomstandigheden bestaande Belgische STEG-centrales nog altijd voldoende concurrentieel kunnen zijn om een operationele winst te genereren in een *energy-only* markt aangevuld met een strategische reserve. Een eventueel operationeel verlieslatende uitbating van een bestaande STEG-centrale wordt met andere woorden niet in de eerste plaats veroorzaakt door een te beperkt aantal opportuniteiten in deze markt om voldoende inkomsten te genereren. Het risico om de centrale te verhandelen is gestegen, maar dit vindt zijn oorzaak in de nood van consumenten aan piekcapaciteit tijdens de winterperiode terwijl de nood aan piekcapaciteit tijdens de zomerperiode verdwenen is. De markt signaleert met andere woorden een nood aan STEG-centrales met lage jaarlijkse vaste OPEX, waarbij productie-efficiëntie en variabele OPEX in belang gedaald zijn in vergelijking met vroeger. STEG-centrales die de markt verlaten omdat ze een competitief nadeel hebben door niet aan deze nood te voldoen, zorgen ervoor dat STEG-centrales die beter aan de noden van de markt voldoen (en dus in de markt blijven) operationeel winstgevender worden. De tijdelijk uit de markt genomen STEG-centrales kunnen dan terugkeren naar de markt indien hun operationele winstgevendheid via de markt opnieuw positief wordt. Indien hun deelname aan de strategische reserve investeringen vereiste die gefinancierd werden in het kader van de strategische reserve dienen deze terugbetaald te worden naargelang hun economische waarde. De *energy-only* markt aangevuld met de strategische reserve is een zelfstabiliserende markt.

Er kunnen op basis van de resultaten in dit hoofdstuk geen conclusies getrokken worden of het al dan niet economisch rationeel is om te investeren in een nieuwe STEG-centrale. Dit vereist, naast een analyse van de toekomstige nettowinst, ook een analyse van het risico dat gepaard gaat met de investeringsbeslissing.

De volgende tabellen vatten de resultaten samen. Tabel 6 geeft de gemiddelde jaarlijkse operationele winst weer over de periode 2007 tot en met 2016. Tabel 7 geeft de operationele winst van 2016 weer.

		Benedengemiddeld presterende STEG €3,0/MWh - 8 MEUR	Gemiddeld presterende STEG 3,5 | 2,5 | 1,5 (€/MWh) - 6 MEUR			Bovengemiddeld presterende STEG €2,0/MWh - 4,5 MEUR
Minder flexibele STEG	Y	-	18,2			-
	Q		18,0			
	D		9,4			
Gemiddeld flexibele STEG	Y	15,6	18,5	20,2	22,1	28,3
	Q	17,2		20,0		30,6
	D	5,0	9,5	11,3	13,4	18,3
Meer flexibele STEG	Y	-	21,2			29,0
	Q		21,1			-
	D	5,6	12,1			19,2

Tabel 6 – Vergelijking van de berekende gemiddelde jaarlijks operationele winst voor de periode 2007-2016 van de verschillende simulaties.
Bron: CREG

		Benedengemiddeld presterende STEG €3,0/MWh - 8 MEUR	Gemiddeld presterende STEG 3,5 | 2,5 | 1,5 (€/MWh) - 6 MEUR			Bovengemiddeld presterende STEG €2,0/MWh - 4,5 MEUR
Minder flexibele STEG	Y	-	8,2			-
	Q		5,0			
	D		11,6			
Gemiddeld flexibele STEG	Y	4,3	7,3	9,3	11,5	15,6
	Q	5,5	-	6,1	-	13,8
	D	6,7	10,7	12,6	14,8	19,0
Meer flexibele STEG	Y	-	9,7			16,1
	Q		6,8			-
	D	7,2	13,0			19,4

Tabel 7 - Vergelijking van de berekende operationele winst in 2016 van de verschillende simulaties.
Bron: CREG

3.2. TOEPASSING VAN HET MODEL OP BESTAANDE BELGISCHE STEG-CENTRALES

3.2.1. Toepassing van de *asset-backed trading* strategie

De *asset-backed trading* strategie wordt in dit deel van de studie toegepast op bestaande Belgische STEG-centrales. Aangezien opnieuw de *asset-backed trading* strategie toegepast wordt, gelden de overwegingen vermeld in punten 2.3.3 en 3.1.7 ook voor dit hoofdstuk van de studie. De methode is weliswaar aangepast om werkelijke ongeplande onbeschikbaarheden van centrales te integreren. Geplande onbeschikbaarheid wordt in rekening gebracht zoals vermeld in punt 2.3.

De capaciteit van de centrale, de efficiëntie, en de variabele opstartkosten worden berekend aan de hand van de beschikbare gegevens. Jaarlijks vaste OPEX, vaste opstartkosten en de kost voor reservatie van aardgastransport zijn dezelfde als die voor een theoretisch gemiddelde centrale (zie punt 2.3). De variabele OPEX komen overeen met degene vermeld in Tabel 3, waarbij een productie-efficiëntie lager dan 48% gezien wordt als benedengemiddeld en die hoger dan 52% als bovengemiddeld presterend.

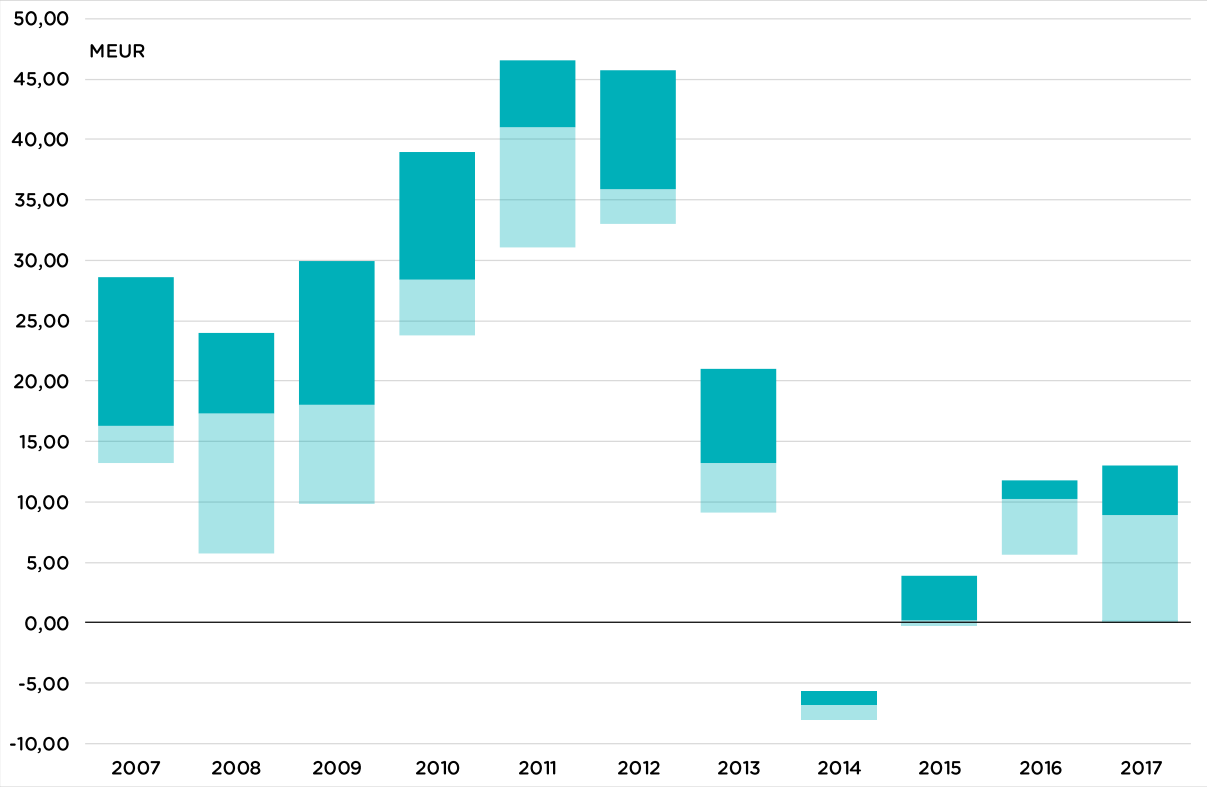
De operationele winst van bestaande Belgische STEG-centrales wordt geaggregeerd voorgesteld (Figuur 13). De spreiding van de resultaten is significant maar te verklaren door (i) de verschillen in productie-efficiëntie, (ii) verschillen in capaciteit tussen de centrales, en (iii) verschillen in periodes van ongeplande onbeschikbaarheid. Het benadrukken van de 50% STEG-centrales die de meeste operationele winst genereren laat toe de evolutie en grootteorde van hun operationele winst te vergelijken met die van de overige minder presterende centrales.

De operationele winst lag hoog tot en met 2012 waarna deze sterk daalde tot een negatieve waarde in 2014 en daarna terug steeg naar een niveau dat ongeveer half zo hoog ligt als vóór 2013. In 2014 is er voor alle STEG-centrales een operationeel verlies dat niet veel verschilt tussen alle centrales.

De evoluties en grootteordes alsook de conclusies zijn gelijkaardig als degene bij de theoretisch gemiddelde STEG-centrale: er is geen periode te observeren waarin er structureel operationeel verlies gemaakt wordt.

Daarenboven blijft de voor 2017 geschatte operationele winst van de top 50% centrales op eenzelfde niveau als dat van 2016. Dit resultaat bevestigt dat Belgische STEG-centrales, na het doorvoeren van kostenbesparende maatregelen, voldoende concurrentieel zijn om een positieve operationele winst te genereren in een *energy-only* markt aangevuld met een strategische reserve.

De resultaten bevatten reeds de prefinanciering van een *groot onderhoud* van de centrale (zie voetnoot7). Bij het einde van de levensduur van de centrale kan deze operationele winst aangewend worden voor het bekomen van een verlenging van de levensduur, afhankelijk van de verwachte toekomstige operationele winstgevendheid (hoofdstuk 4).



Figuur 13 – Vork van operationele winsten van de bestaande Belgische STEG-centrales over de periode 2007-2017, volgens de beschreven *asset-backed trading* strategie. De operationele winst in 2017 is een extrapolatie van de operationele winst in de eerste drie kwartalen van 2017. De turquoise balken tonen de 50% best presterende centrales, de transparant turquoise balken tonen de 50% minst presterende centrales.
Bron: berekening van de CREG op basis van gegevens van Elia, Fluxys, en gesprekken met producenten

3.2.2. Inzet van Belgische STEG-centrales voor ondersteunende diensten

De STEG-centrale kan deels via een *asset-backed trading* strategie (punt 2.3) en deels via de reservatie en levering van secundaire reserves (*automatic Frequency Restoration Reserves*, aFRR) gevaloriseerd worden. Op basis van de gemeten systeemonbalans in de controlezone waarvoor Elia verantwoordelijk is (*Area Control Error*, ACE) stuurt Elia een signaal naar eenheden om deze secundaire reserves automatisch te leveren. Marktdeelnemers krijgen een vergoeding voor zowel het ter beschikking stellen van de capaciteit van de eenheden die de dienst kunnen leveren (reservatie tot in *day-ahead*) als voor het effectief leveren van deze reserves (activatie in reële tijd).

Omdat de ontvangen prijs voor de activatie van secundaire reserves gelijk is aan de ingeboden prijs[32] en omdat marktdeelnemers aan marginale kost moeten inbieden worden de door de STEG-centrale gegenereerde inkomsten uit activatie gelijk verondersteld aan het totaal van variabele kosten om deze energie te genereren en eventuele opportuniteitskosten indien de dienst geleverd moet worden wanneer de CSS negatief is. Indien de STEG-centrale enkel vermarkt wordt door het aanbieden van

[32] Activatie van secundaire reserves is, net zoals de reservatie ervan, georganiseerd via een *pay-as-bid* systeem.

reserves moet de jaarlijkse vaste OPEX worden terugverdiend via inkomsten die gegenereerd worden door de reservatie van capaciteit.

De uitbater van de STEG-centrale weegt dus af in hoeverre de inkomsten verkregen uit de reservatie van de STEG-centrale hoger liggen dan die verkregen op basis van marktprijzen. Immers, indien een deel van de capaciteit van de centrale gereserveerd wordt om opwaartse reserves te leveren, mag dit deel van de capaciteit niet meer verkocht worden op de markt. Indien een deel van de capaciteit gereserveerd wordt voor levering van neerwaartse reserves verplicht dit de STEG-centrale om te genereren zodat de dienst aangeboden kan worden. Beide gevallen beperken de flexibiliteit van de STEG-centrale om ten volle het potentieel van een *asset-backed trading* strategie te benutten.

Tot en met 2013 konden de *Frequency Containment Reserves* (FCR) en de *Frequency Restoration Reserves* (FRR) een jaar op voorhand aangekocht worden. Vanaf 2015 werden elke maand veilingen voor de reservatie van secundaire reserves georganiseerd. Sinds augustus 2016 worden de veilingen op weekbasis georganiseerd. De sterke vermindering van de tijdshorizon voor de reservatie van secundaire reserves laat toe om de winstverwachting van de *asset-backed trading* biedstrategie enerzijds en die behaald uit de reservatie van secundaire reserves anderzijds accurater te bepalen en zo het risico op opportuniteitsverliezen te verminderen.

4. TOEKOMSTIGE WINSTGEVENDHEID

Hoofdstuk 3 toont aan dat STEG-centrales nog altijd voldoende operationele winsten kunnen genereren binnen de *energy-only* markt aangevuld met de strategische reserve.

Investeringsbeslissingen worden genomen op basis van de verwachtingen van de evolutie van de marktsituatie. De historische operationele winstgevendheid garandeert immers geen toekomstige operationele winstgevendheid. Dit hoofdstuk bespreekt op een kwalitatieve manier een mogelijke evolutie van de markt en staaft, waar mogelijk, met kwantitatieve gegevens.

4.1. VOORUITZICHT OP BASIS VAN GEKENDE LANGETERMIJNPRIJZEN VOOR *BASELOAD* LEVERING

In overeenstemming met de reeds vermelde resultaten waren de CSS op langetermijnmarkten sterk positief tijdens handelsdagen van 2007 tot en met 2010 en dit voor alle beschikbare jaarproducten (Tabel 8). Het aantal handelsdagen met een positieve CSS is ook voldoende groot om een hoge indekkingsgraad van de centrale te bereiken. Vanaf 2011 tot en met 2014 waren er geen handelsdagen met positieve CSS. In 2015 en 2016 is de CSS vooral voor het *year-ahead* product (levering in 2016 en 2017 respectievelijk) opnieuw positief, en dit voor respectievelijk 55% en 35% van de tijd.

Door elke CSS te vermenigvuldigen met een derde van de capaciteit (punt 2.3.1), wordt voor 2018, 2019 en 2020 een tot nu toe vastgezette netto verkoop en van respectievelijk 4,5 MEUR, 0,8 MEUR, en 1,2 MEUR bekomen. Voor 2017 is dit 4,3 MEUR[33]. Ondanks de verwachting dat het volledige nucleair productiepark beschikbaar zal zijn, zijn de CSS voor levering van elektriciteit in 2018 en 2019 positief. Deze resultaten bevestigen dat (i) bestaande, Belgische STEG-centrales niet structureel verlieslatend zijn, maar zelfs voldoende winstgevend om een toekomstig groot onderhoud[34] te financieren, en (ii) het risico om een STEG-centrale te valoriseren toegenomen is doordat ze niet meer langer dan 1 jaar op voorhand ingedekt kan worden.

De lagere CSS, in vergelijking met vroeger, is deels te verklaren doordat STEG-centrales vooral tijdens de winterperiode winstgevend zijn, zoals kan worden afgeleid uit de positieve CSS van kwartaalproducten die vanaf 2015 verhandeld worden, en dit bijna 100% van de handelstijd (Tabel 9). De waarde van de CSS is voor het *1-quarter-ahead* contract en *2-quarter-ahead* contract het meest positief.

Vermenigvuldigen van elke CSS voor levering van elektriciteit in het eerste en vierde kwartaal met een vijfde van de in te dekken capaciteit (72 MW) resulteert in een tot nu toe reeds vastgezette netto-verkoop, voor 2017, van 8,6 MEUR, een bedrag dat hoger ligt dan wat gegenereerd werd via jaarcontracten en dat reeds de vaste kosten (inclusief aardgasvervoerskosten) van een gemiddelde centrale dekt. Voor 2018 tonen de resultaten een reeds vastgezette netto verkoop van 4,1 MEUR, een waarde gelijkaardig aan die voor levering in 2016 op hetzelfde moment tijdens het voorgaande jaar. Deze waarde zal nog stijgen aangezien handel voor levering in alle kwartalen in 2018 nog niet afgesloten is.

[33] Deze waarde verschilt van de netto verkoop op langetermijnmarkten in Figuur 4 omdat de toegepaste methode in hoofdstuk 3 extra beperkingen oplegt.

[34] Bij de berekening van de operationele winst werd reeds rekening gehouden met de aanleg van voldoende provisies voor een recurrent groot onderhoud ('*major overhaul*'). Met groot onderhoud wordt een "*major overhaul*" bedoeld en niet noodzakelijk een levensduurverlenging ("*Life Time Extension*"). Een *Life Time Extension* ligt buiten het bereik van deze studie.

De conclusie dat men zich voor de bepaling van de winstgevendheid van bestaande STEG-centrales niet mag baseren op de gemiddelde CSS via jaarcontracten wordt bevestigd. De gemiddelde CSS is immers structureel positief voor de verhandelde contracten voor levering in het eerste en vierde kwartaal van elk jaar. Het vooruitzicht voor de winter 2017-2018 toont dat de gemiddeld presterende STEG-centrale volledig ingedekt kon worden voor een totaal van 7,1 MEUR.

De lage indekkingsgraad in het tweede en derde kwartaal geeft een mogelijkheid om op de groothandelsmarkt op korte termijn de eenheid aan te bieden: op de dagmarkt voor de verkoop van elektriciteit en/of voor ondersteunende diensten. De vermelde reeds verworven netto-verkopen geven met andere woorden een referentie van de operationele winst die aangevuld kan worden met inkomsten gegenereerd op kortere termijnmarkten.

	Cal-1	Cal-2	Cal-3
2007	6,95	-	-
2008	14,87	5,89	-
2009	14,00	11,59	8,63
2010	14,78	11,34	11,00
2011	11,34	11,51	11,20
2012	4,77	9,87	10,90
2013	0,00	0,58	7,25
2014	0,00	0,00	0,56
2015	0,51	0,00	0,00
2016	2,53	0,00	0,00
2017	2,73	1,32	0,00
2018	2,07*	0,42	1,81
2019	-	0,79*	0,00
2020			1,18

	Cal-1	Cal-2	Cal-3
2007	90%	-	-
2008	97%	99%	-
2009	98%	100%	99%
2010	99%	100%	100%
2011	99%	100%	100%
2012	19%	100%	100%
2013	0%	5%	98%
2014	0%	0%	6%
2015	14%	0%	0%
2016	59%	0%	0%
2017	43%	15%	0%
2018	36%*	2%	7%
2019	-	31%*	0%
2020	-	-	33%*

Tabel 8: Gemiddelde positieve CSS (in €/MWh, links), per beschikbaar jaarcontracttype en per jaar van levering (in %, rechts), en frequentie van dagen met positieve CSS (rechts) per beschikbaar jaarcontracttype en per jaar van levering. Waarden met een asterisk nemen enkel de periode tot en met 30/06/2017 in rekening.
Bron: CREG op basis van gegevens ICE Endex, TTF, EEX

	Q-1	Q-2	Q-3	Q-4	Q-5
Q1 2015	8,72	6,93	2,37	0,28	-
Q2 2015	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Q3 2015	0,06	0,00	0,00	0,00	-
Q4 2015	8,41	6,88	2,78	1,73	1,71
Q1 2016	5,69	7,79	7,17	4,28	-
Q2 2016	0,24	3,57	1,11	0,00	0,00
Q3 2016	0,00	0,00	1,36	0,00	0,00
Q4 2016	6,04	1,95	2,22	3,13	5,36
Q1 2017	17,84	6,51	3,38	2,44	1,08
Q2 2017	0,39	0,69	0,00	0,00	0,00
Q3 2017	1,62	0,00	0,00	0,00	0,00
Q4 2017	9,73	6,04	2,58	2,57	2,66
Q1 2018	-	9,84	6,76	3,84	1,05
Q2 2018	-	-	0,03	0,00	0,00
Q3 2018	-	-	-	0,00	0,00
Q4 2018	-	-	-	-	4,57

	Q-1	Q-2	Q-3	Q-4	Q-5
Q1 2015	99%	100%	78%	1%	-
Q2 2015	0%	0%	0%	0%	0%
Q3 2015	4%	0%	0%	0%	-
Q4 2015	99%	100%	93%	54%	92%
Q1 2016	99%	100%	100%	88%	-
Q2 2016	5%	51%	26%	0%	0%
Q3 2016	0%	0%	42%	0%	0%
Q4 2016	99%	100%	100%	97%	100%
Q1 2017	98%	100%	100%	100%	18%
Q2 2017	6%	17%	0%	0%	0%
Q3 2017	82%	0%	0%	0%	0%
Q4 2017	98%	100%	98%	100%	100%
Q1 2018	-	99%	100%	88%	98%
Q2 2018	-	-	1%	0%	0%
Q3 2018	-	-	-	0%	0%
Q4 2018	-	-	-	-	99%

Tabel 9: Gemiddelde positieve CSS (in €/MWh, links) en frequentie van dagen met positieve CSS (in %, rechts) per kwartaal van levering.
Bron: CREG op basis van gegevens ICE Endex, TTF, EEX

4.2. VOORUITZICHT OP BASIS VAN GEKENDE LANGETERMIJNPRIJZEN VOOR PEAKLOAD LEVERING

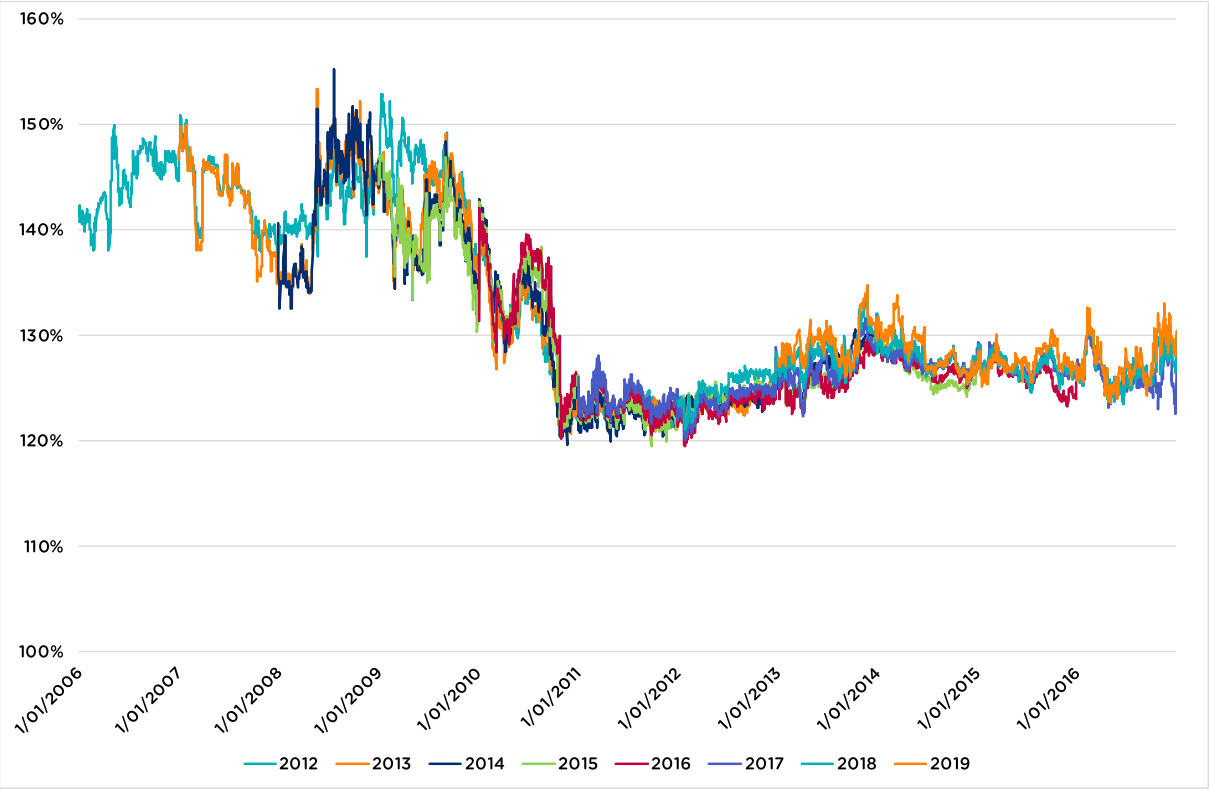
Bovenstaande analyse is gebaseerd op *baseload* levering van elektriciteit. Zoals ook al aangegeven in de resultaten en conclusies in hoofdstuk 3 wordt ook een voldoende positieve operationele winstgevendheid gegenereerd door een STEG-centrale op kortetermijnmarkten, bijvoorbeeld de dagmarkt, in te zetten tijdens periodes van positieve CSS, bijvoorbeeld tijdens de piekperiode van de vraag. Om een schatting te bekomen van het toekomstige potentieel bij het aanbieden van een STEG-centrale op de dagmarkt tijdens de piekperiode worden de *forward* prijsnoteringen van piekproducten in Duitsland omgezet als ware het leveringen bestemd voor de Belgische markt[35]. Op deze manier wordt een inschatting van de toekomstige gemiddelde dagmarktprijs tijdens piekperiodes op de Belgische markt verkregen. De piekperiode in Duitsland loopt net zoals in België elke weekdag van uur 9 tot en met uur 20.

Prijzen van *peakload* producten voor levering in Duitsland liggen sinds 2011 tussen 20% en 30% hoger dan die van *baseload* producten voor levering in Duitsland (Figuur 14). Op de laatste handelsdag in 2016 bedroeg deze verhouding 27%. De *peakload* CSS wordt geschat uitgaand van het feit dat eenzelfde ratio genomen kan worden tussen de prijzen van *peakload* en *baseload* producten voor levering in België en gebruik makende van de gekende gas- en CO_2-prijzen.

De op dit moment verwachte netto verkoop bij de vermarkting van de volledige capaciteit van een gemiddelde centrale op de dagmarkt tijdens piekperiodes bedraagt van 8,4 MEUR voor levering in 2018, en 6,9 MEUR voor levering in 2019, allebei liggend rond de aangenomen waarde van de jaarlijkse vaste OPEX.

De conclusie dat men zich voor de bepaling van de winstgevendheid van STEG-centrales niet mag baseren op de gemiddelde CSS verkregen via langetermijncontracten wordt bevestigd. STEG-centrales lijken ook in de komende jaren winstgevend te kunnen blijven door in te spelen op CSS tijdens piekperiodes.

[35] Er worden geen *future* piekproducten voor levering in België verhandeld op publieke marktplaatsen waardoor een omzetting van referentiekader vereist is op basis van de *future* piekproducten in Duitsland. Het niet bestaan van producten op publieke marktplaatsen voor levering aan de Belgische markt beïnvloedt de conclusies van deze analyse niet aangezien *forward* contracten een schatting van de prijs op de dagmarkt vertegenwoordigen, noch sluit het uit dat gelijkaardige *forward* producten bilateraal verhandeld kunnen worden, buiten publieke marktplaatsen om.



Figuur 14 - Verhoudingsfactor tussen de *peakload* en *baseload* elektriciteitsprijs voor levering in Duitsland, voor alle beschikbare jaarcontracten tussen 2012 en 2017
Bron: CREG op basis van gegevens EEX

4.3. VOORUITZICHT OP BASIS VAN GEKENDE KORTETERMIJNPRIJZEN

Om het volledige potentieel van de vermarkting van een STEG-centrale op de dagmarkt in te schatten, naast de reeds besproken vermarkting via *baseload* en *peakload* vermarkting, wordt de evolutie van de jaarlijkse prijskromme van de historische *day-ahead* CSS besproken (Figuur 15 en Figuur 16).

Zoals reeds opgemerkt kan een STEG-centrale door haar flexibiliteit periodes van negatieve CSS vermijden door niet te produceren. Er wordt in dit geval zelfs bijkomende winst gegenereerd indien de centrale reeds ingedekt werd op de langetermijnmarkt. Zoals de gemiddelde jaarlijkse CSS niet relevant is om de winstgevendheid van een STEG-centrale te duiden, is de frequentie van negatieve CSS geobserveerd tijdens het jaar niet noodzakelijk een bewijs van lage winstgevendheid.

Het aantal uren met positieve *day-ahead* CSS is gedaald van 6886 uur in 2008 naar 6046 uur in 2010 en naar 2948 uur in 2013. Tegelijk is de piekwaarde van de CSS over deze jaren heen gedaald en de curve tijdens de eerste 400 uur steiler geworden. Vanaf 2016 stijgt het aantal uren met positieve *day-ahead* CSS naar 5379, een soortgelijke marktsituatie als in 2010. De piekwaarde van de CSS stijgt naar een hoger niveau dan die in 2010. De stijging van het aantal uren met positieve *day-ahead* CSS naar 5379 uur in 2016 gaat gepaard met een hogere CSS tijdens de eerste 1000 uur. De CSS ligt lager tijdens de overige uren.

De elektriciteitsmarkt ziet vanaf 2010 eerder een nood aan aardgasgestookte eenheden die inspelen op een beperkt aantal uren. Een perfect flexibele aardgasgestookte eenheid die enkel inspeelt op positieve CSS genereert in 2016 een netto verkoop van k€80,7/MW. Dit daalt met een derde naar k€53,8/MW indien de 400 uur met hoogste CSS niet meegerekend worden. Rekening houdend met de variabele OPEX, zou een perfect flexibele gemiddelde STEG-centrale in 2016 een netto verkoop genereren van 27,3 MEUR wat daalt naar 16,1 MEUR indien de centrale tijdens de eerste 400 uur niet

ingezet zou zijn. Deze waarden bevestigen opnieuw dat sinds 2010 de markt een nood signaleert aan performante aardgasgestookte eenheden op vlak van flexibiliteit en op vlak van kosten. Deze analyse wordt ook bevestigd door marktdeelnemers: EDF Luminus stelt in een artikel van L'Echo op 28/03/2017 dat performante STEG-centrales hun plaats kunnen hebben op de markt.

De concurrentie bestaat ook met kolencentrales in het buitenland (Figuur 17). Sinds 2013 daalt de theoretische CO_2-prijs die nodig is om een aardgasgestookte centrale even rendabel te maken dan een steenkoolgestookte centrale[36]. Vanaf de tweede helft van 2016 komt deze theoretische CO_2-prijs overeen met de reële CO_2-prijs wat aantoont dat de aardgasgestookte centrale met productie-efficiëntie van 50% via de dagmarkt een ongeveer even hoge netto-verkoop kon genereren als de kolencentrale met productie-efficiëntie van 35%. Gegeven de verwachte toekomstige stijging van elektriciteitsprijzen door geleidelijke sluitingen van steenkoolgestookte en nucleaire centrales in de CWE-regio en de verwachte toekomstige verdere daling van aardgasprijzen[37], zullen opportuniteiten voor aardgasgestookte centrales aanwezig blijven in de *energy-only* marktcontext. De resultaten bewijzen dat het competitief voordeel van steenkoolcentrales sterk verminderd is.

De verschuiving van handel op lange naar korte termijn en de verbeterde concurrentiepositie van aardgasgestookte centrales is reeds op te merken bij marktdeelnemers. Zo verklaarde Uniper in 2016 dat ze haar productiecentrales niet meer zal indekken op de langetermijnmarkten[38] en voorspelde Alpiq in februari 2017 dat de handel op de langetermijnmarkten zal verminderen en op termijn zelfs verdwijnen[39].

Deze resultaten nemen niet weg dat eventuele sluitingen van bestaande aardgasgestookte centrales de noden van de markt opnieuw kunnen doen veranderen. Artikel 4bis van de Elektriciteitswet vereist dat uitbaters een definitieve of tijdelijke buitenwerkingstelling van hun centrale ten laatste op 31 juli van het jaar voorafgaand aan de ingangsdatum van buitenwerkingstelling. Een tijdelijke buitenwerkingstelling kan slechts na 31 maart van het jaar volgend op de mededeling plaatsvinden, terwijl een definitieve buitenwerkingstelling slechts na 30 september van het jaar volgend op de mededeling kan plaatsvinden. Geen enkele definitieve of tijdelijke buitenwerkingstelling mag plaatsvinden tijdens de winterperiode. Uitbaters van centrales die sluiten, krijgen een terugkoppeling van de markt over de waardering van de centrales die voorzien zijn te sluiten zodat ze hun beslissing eventueel kunnen herzien zonder acuut verlies van expertise[40]. Het aanpassen van de inzet van bestaande centrales aan de veranderende noden van de markt creëert een dynamische marktwerking.

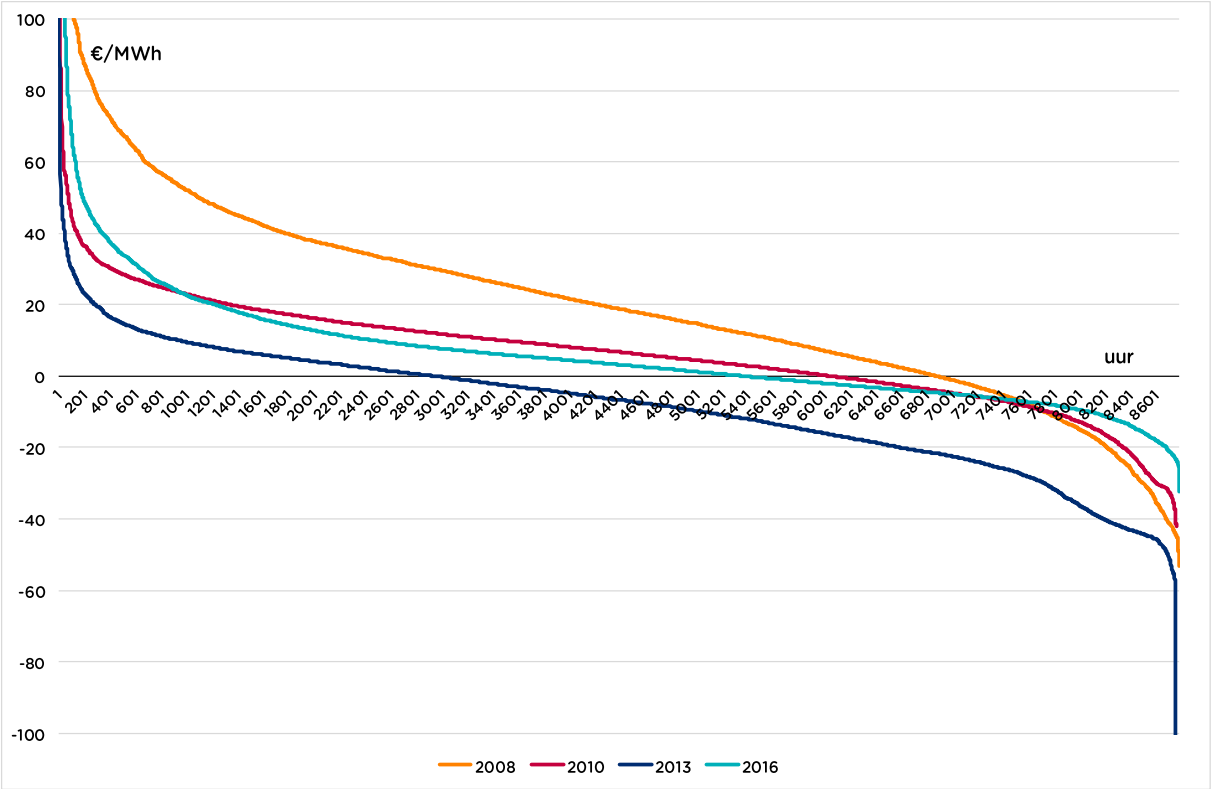
[36] De theoretische CO_2-prijs is de CO_2-prijs die nodig is om een *day-ahead* CSS van een STEG-centrale met een productie-efficiëntie van 50% even hoog te laten worden als de *day-ahead Clean Dark Spread* (CDS), het equivalent van de *day-ahead* CSS voor een kolencentrale met productie-efficiëntie van 35%.

[37] "Gas oversupply outlook 'not priced in yet'", Platts Power in Europe, Issue 754 / July 17, 2017, pages 5-7

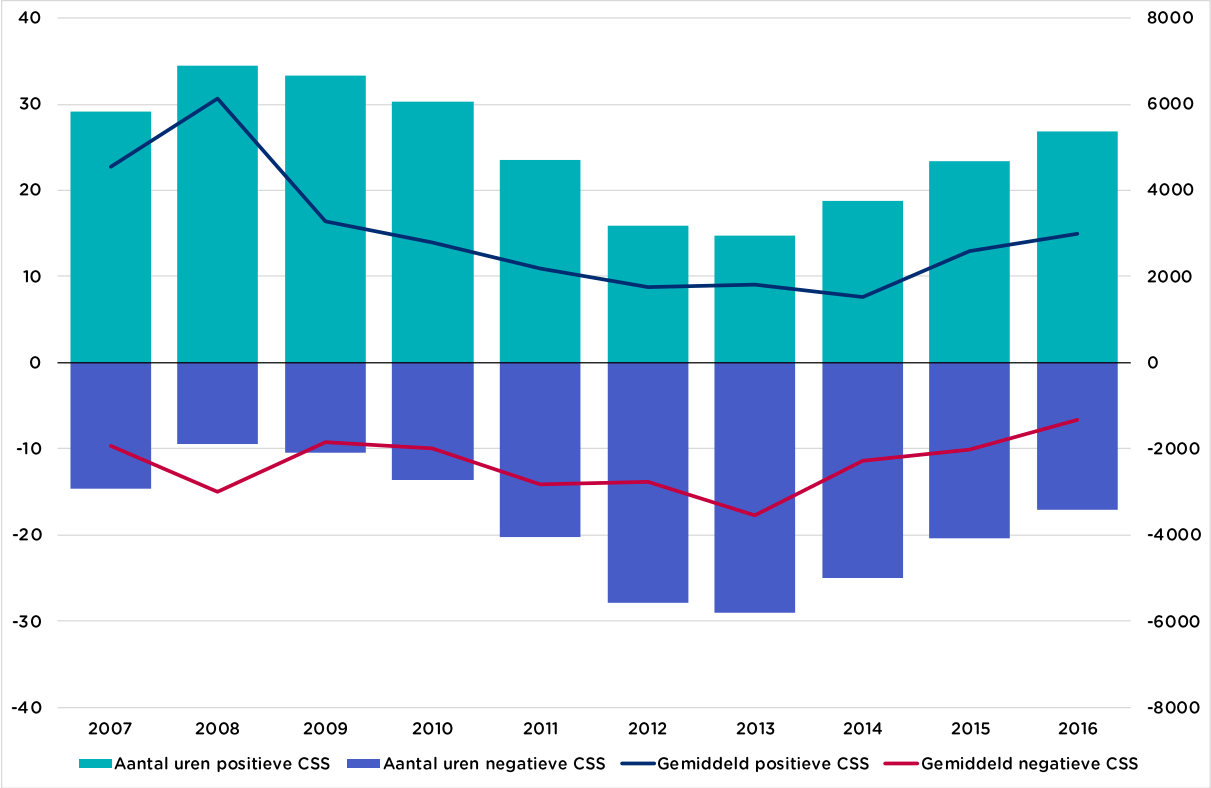
[38] https://www.montel.no/StartPage/SubPage.aspx?id=728770

[39] https://www.montel.no/StartPage/SubPage.aspx?id=776331

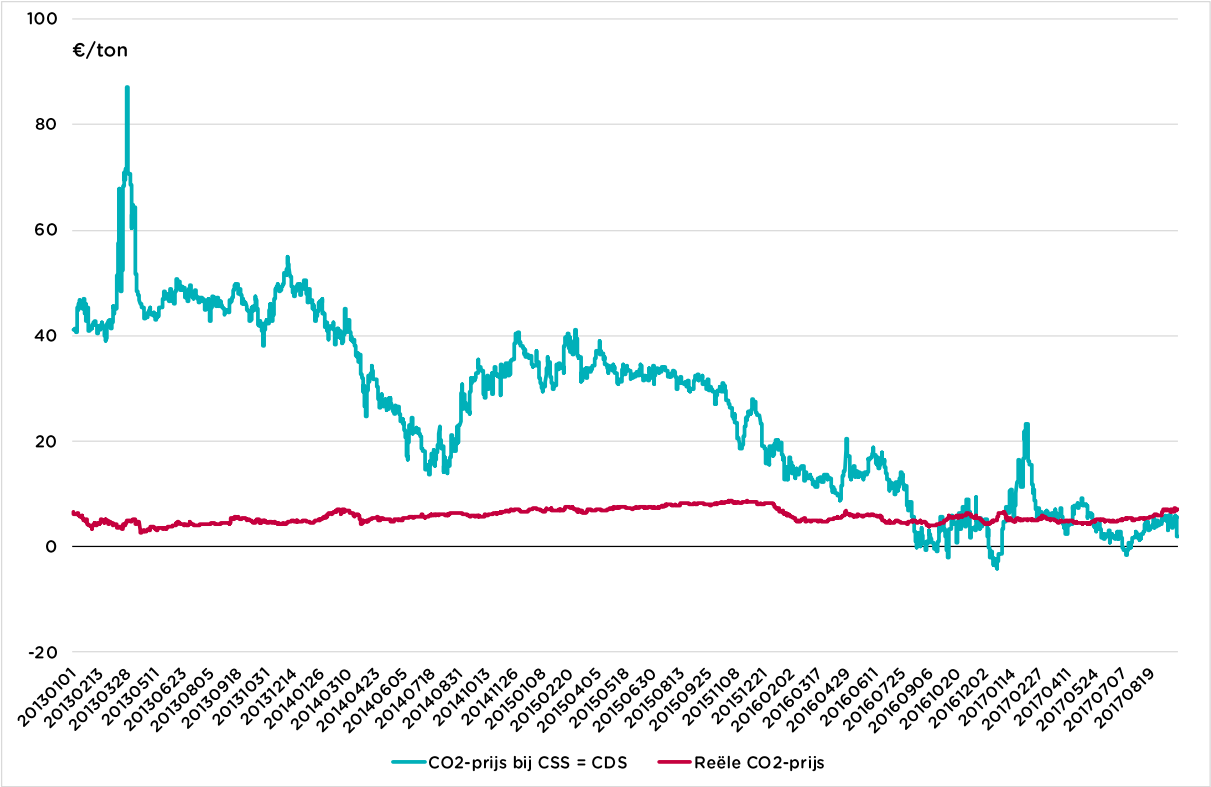
[40] Volledigheidshalve worden als nadeel vermeld dat kosten voor een langere tijd behouden blijven, en dat die niet gereduceerd kunnen worden vooraleer het resultaat van de offerteaanvraag van de strategische reserves bekend is.



Figuur 15 – Aflopend gesorteerde monotoon van *day-ahead* CSS, per uur, voor geselecteerde jaren. De figuur is begrensd op €100/MWh.
Bron: CREG op basis van gegevens EPEX SPOT Belgium, ZTP, EEX



Figuur 16 – Gemiddeld positieve en negatieve CSS per jaar (linkse Y-as) en aantal uren met positieve en negatieve CSS (rechtse Y-as)
Bron: CREG op basis van gegevens EPEX SPOT Belgium, ZTP, EEX



Figuur 17 – De werkelijke CO2-prijs (rood) ten opzichte van de CO2-prijs die nodig is om een aardgasgestookte centrale even winstgevend te maken als een steenkoolgestookte eenheid (turquoise). De STEG-centrale is winstgevender dan de kolencentrale indien de rode curve hoger ligt.
Bron; CREG op basis van EPEX SPOT Belgium, EEX, ZTP

5. CONCLUSIE

De operationele winstgevendheid van een theoretisch gemiddelde STEG-centrales is gedaald van een niveau van 17-38 MEUR tot en met 2012, naar een operationeel verlies in 2014. Daarna veerde de operationele winst opnieuw op tot bijna 10 MEUR in 2016. Voor 2017 wordt de operationele winst geschat op 6,5 MEUR. Toekomstige netto-verkopen worden bepaald op 4,0-4,5 MEUR in 2018. Via kwartaalcontracten voor levering tijdens de winterperiode van 2017-2018 werd de gemiddeld presterende STEG-centrale volledig ingedekt voor een totale netto-verkoop van 7,0 MEUR. De reeds vastgezette netto-verkopen op langetermijnmarkten via kwartaalcontracten voor 2018 zijn even hoog als de netto-verkopen op langetermijnmarkten voor 2016 op hetzelfde moment tijdens het voorgaande jaar. De sensitiviteitsanalyses tonen aan dat de bekomen waarden van operationele winsten door de methode robuust zijn.

Dit resultaat geeft aan dat (i) bestaande, Belgische STEG-centrales niet structureel verlieslatend zijn, maar zelfs voldoende winstgevend om een toekomstig groot onderhoud ("*major overhaul*") te financieren, en (ii) het risico om een STEG-centrale te valoriseren toegenomen is door een verschuiving van netto-verkopen naar kortere termijn, in tegenstelling tot vroeger waarbij netto-verkopen vooral op langetermijn uitgevoerd werden. De operationele winst lijkt daarenboven weinig beïnvloed te zijn door de terugkeer van 2000 MW nucleaire capaciteit eind 2015. Het is echter duidelijk dat de operationele winst na 2014 sterk is afgenomen ten opzichte van 2012 en vroeger. Op de korte termijn lijken operationele winsten zich in de toekomst ook te stabiliseren rond 6 à 7 MEUR per jaar. Ervan uitgaand dat dit ook op langere termijn het geval zou zijn, kan een investering van 40 MEUR voor de verlenging van de levensduur van een STEG-centrale met 100.000 uur in 6 à 8 jaar terugverdiend worden.

Terwijl tot en met 2012 STEG-centrales gewaardeerd werden om gedurende het hele jaar elektriciteit te genereren, is deze waardering verschoven naar de kortere termijn en jaarlijks beperkt tot de winterperiode. De verschuiving van langetermijnhandel naar handel op kortere termijn verhoogt het risico betreffende de toekomstige winstgevendheid van de centrale, wat vooral een impact heeft bij investeringsbeslissingen. De evaluatie van dit risico wordt daarnaast ook beïnvloed door andere ontwikkelingen in de geïnterconnecteerde elektriciteitsmarkt, zoals de mogelijke instelling van een gradueel stijgende bodemprijs voor CO_2-emissies. Het verhandelen van bestaande Belgische centrales op kortere termijn leidt weliswaar niet tot een vermindering van de operationele winst. Voor levering van elektriciteit tijdens de winterperiode 2017-2018 bedraagt de netto verkoop immers 7 MEUR, wat de vaste OPEX bijna volledig dekt. Gemiddelde jaarlijkse prijzen zijn bijgevolg niet meer relevant om de winstgevendheid van aardgasgestookte centrales te evalueren. Elke verwijzing naar *gemiddelde* jaarprijzen om het verlieslatende karakter van aardgasgestookte centrales te bewijzen, moet dan ook zeer kritisch worden benaderd.

De resultaten geven aan dat, ondanks de daling van de operationele winstgevendheid sinds 2013, onder de huidige Belgische marktomstandigheden bestaande Belgische STEG-centrales nog altijd voldoende concurrentieel kunnen zijn om een operationele winst te genereren in een *energy-only* markt. Doordat STEG-centrales gemiddeld minder uren produceren is het belang van lage vaste operationele kosten in de winstgevendheid van een STEG gestegen en zijn de productie-efficiëntie en de variabele operationele kosten in belang gedaald in vergelijking met vroeger.

Deze studie bekijkt ex-post de operationele winstgevendheid van de Belgische STEG-centrales. Centrales die niet rendabel zijn, kunnen de markt verlaten en worden eventueel opgenomen in de strategische reserve indien dit nodig is om de bevoorradingzekerheid te garanderen. Als een STEG de markt verlaat, dan verhoogt dit de rendabiliteit van de centrales die nog in de markt zitten, waardoor de kans kleiner wordt dat er een tweede centrale de markt verlaat. Bovendien zal door de strategische reserve de bevoorradingszekerheid door de markt-exit niet in het gedrang komen. Op die manier is de strategische reserve een zelf-stabiliserend mechanisme: hoe meer centrales in de strategische reserve opgenomen worden, hoe kleiner de kans dat een volgende centrale de markt zal verlaten. Deze studie evalueert echter niet de nodige productiecapaciteit om de bevoorradingszekerheid te garanderen, en is dus ook niet te beschouwen als een advies op het vlak van vergoedingsmechanismen voor capaciteit.

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

Andreas TIREZ
Directeur

Marie-Pierre FAUCONNIER
Voorzitster van het Directiecomité