

Voorstel tot hervorming van het OT/Bf steunmechanisme tot een CfD voor windenergie in Vlaanderen

Studie uitgevoerd in opdracht van VWEA (ODE) en FEBEG

16/10/2024
FINAL





Voorstel tot hervorming van het OT/Bf steunmechanisme tot een CfD voor windenergie in Vlaanderen

Studie uitgevoerd in opdracht van VWEA (ODE) en FEBEG

Client:

VWEA - Vlaamse Windenergie Associatie
FEBEG – Federatie van de Belgische Elektriciteits- en Gas bedrijven

Contact person:

Maarten Dedeyne, maarten.dedeyne@ode.be

3E reference:

PR117263

3E contact person:

Jan Cornillie, jco@3e.eu

Date:

16/10/2024

Version:

Final

De algemene voorwaarden van 3E zijn van toepassing op dit document. Klant ontvangt het niet-exclusieve, niet-overdraagbare recht om dit document (met inbegrip van zijn bijlages indien van toepassing) uitsluitend te gebruiken voor zijn zakelijke doeleinden en activiteiten. Dit document is gebaseerd op een overeenkomst afgesloten enkel tussen Klant en 3E, en niet ten voordele van derde begunstigen. Tenzij de vertrouwelijkheidsclassificatie aangegeven door 3E het toelaat, gaat Klant akkoord dit document niet mee te delen aan of te kopiëren voor derden, noch geheel noch gedeeltelijk, zonder de voorafgaande schriftelijke toestemming van 3E. In ieder geval, en dit ongeacht of de vertrouwelijkheidsclassificatie verspreiding toelaat of niet, zal 3E niet aansprakelijk zijn t.a.v. derden voor de gevolgen van het gebruik van deze offerte door een derde partij.

Content

Document history	4
Executive summary (Dutch)	5
1. Inleiding	6
2. Het huidige steunmechanisme: OT/Bf	7
2.1. De methodiek: onrendabele top & bandingfactoren	7
2.2. De afwikkeling: handel in certificaten	8
2.3. Parameters voor wind op land	9
3. De preferente toekomst: CfD's	11
3.1. Type-CfD's	12
3.2. Hybride CfD's op maat	19
4. Voorstel tot hervorming	20
4.1. Principeel: incrementeel van OT/Bf naar een CfD	20
4.2. Steunbepaling: via model of veiling?	25
Annex A: Financiële parameters van het OT/Bf	29
Annex B: Rekenvoorbeelden van de verschillende steunmechanismen	31

Document history

N°	Date	Author	Review	Summary of changes
1	09/04/2024	Matilde Copppe	Ruben Baetens	Beschrijving huidig mechanisme
2	22/05/2024	Ruben Baetens	--	Beschrijving CfD's
3	27/06/2024	Ruben Baetens	--	Draft voorstel wijzigingen
4	12/08/2024	Matilde Copppe	Jan Cornillie	Wijzigingen opmerkingen
5	30/09/2024	Matilde Copppe	Jan Cornillie	Wijzigingen opmerkingen
6	15/10/2024	Matilde Copppe	Jan Cornillie	Wijzigingen opmerkingen

Confidentiality of the document:

Client only

Executive summary (Dutch)

Dit rapport, in opdracht van de Vlaamse Windenergie Associatie (VWEA) en de Federatie van de Belgische Elektriciteits- en Gasbedrijven (FEBEG), onderzoekt de haalbaarheid en implicaties van de overgang van het huidige ondersteuningsmechanisme voor onshore windenergie in Vlaanderen naar een bijpascontract, internationaal bekend als het *Contract for Difference* (CfD)-model. Het doel is om de investeringszekerheid in de sector te versterken en de integratie van hernieuwbare energiebronnen te bevorderen in een veranderende marktcontext na 2023.

Het huidige OT/Bf-systeem in Vlaanderen biedt financiële ondersteuning door de "onrendabele top" van groene energieprojecten te dekken. Echter, met de snel evoluerende energiemarkten en de toenemende noodzaak om hernieuwbare energiebronnen te integreren, rijzen er vragen over de effectiviteit van dit systeem op de lange termijn. Bovendien biedt het systeem weinig voorspelbaarheid voor investeerders, wat de noodzaak benadrukt voor een stabielere en meer voorspelbaar mechanisme.

Het rapport onderzoekt het CfD-model, dat wereldwijd erkend wordt als een effectief middel om investeringen in hernieuwbare energie te stimuleren. Een CfD biedt een vaste vergoeding (de "strike price") voor energieproducenten, waarbij het verschil tussen de marktplaatsprijs en de strike price wordt gecompenseerd. Dit model is met succes geïmplementeerd in landen zoals Frankrijk, Denemarken en het Verenigd Koninkrijk, en biedt voordelen zoals grotere financiële zekerheid en een stabielere inkomstenstroom voor producenten.

In het rapport werden verschillende CfD-modellen bestudeerd :

- de traditionele CfD,
- de capability-based CfD,
- de financiële CfD, en
- de yardstick CfD.

Op basis van de analyse raadt het rapport de implementatie van een capability-based CfD -mechanisme in Vlaanderen aan, met aanpassingen die specifiek zijn afgestemd op de regionale marktomstandigheden en beleidsdoelen. Het rapport benadrukt het belang van:

- Het zorgvuldig vaststellen van de strike price, rekening houdend met de kleinere markt in Vlaanderen.
- Het onderzoeken van een manier van steunbepaling om zowel de belangen van investeerders als consumenten te beschermen.
- Het vereenvoudigen van het bestaande OT/Bf model om een soepele overgang naar een CfD model te waarborgen, eventueel aan de hand van de voorgestelde maatregelen

De overgang naar een CfD-systeem biedt Vlaanderen een kans om de toekomst van de onshore windsector te verzekeren, door het bieden van grotere financiële voorspelbaarheid en een robuuster investeringsklimaat. In afwachting daarvan kan het huidige model verbeterd worden.

1. Inleiding

Dit rapport, opgesteld in opdracht van de Vlaamse Windenergie Associatie (VWEA) en de Federatie van de Belgische Elektriciteits- en Gasbedrijven (FEBEG), richt zich op het onderzoeken en ontwikkelen van een nieuw ondersteuningsmechanisme voor de onshore windsector in Vlaanderen. Dit kan worden gezien als een vervolgstudie op de studie “Investeringszekerheid voor windenergie in Vlaanderen post 2023” geschreven door 3E in opdracht van VWEA (ODE) en FEBEG, opgeleverd in 2023. In die studie werd geconcludeerd dat er nog steeds een steunmechanisme nodig is om de ontwikkeling van wind op land in Vlaanderen te blijven garanderen. Er is nood aan een mechanisme om het prijs- en investeringsrisico te dekken en de marktinkomsten aan te vullen indien deze onvoldoende blijken.

De focus van deze studie ligt op de overgang van het huidige ondersteuningssysteem, het OT/Bf-model, naar een bijpascontract (ook wel Contract for Difference (CfD) genoemd) om de investeringszekerheid voor windenergieprojecten na 2024 te versterken.

De kernvragen die in dit rapport worden behandeld, zijn:

- Welke CfD systemen bestaan al en welk CfD-systeem is het meest geschikt voor toepassing in Vlaanderen?
- Is het wenselijk en haalbaar om voort te bouwen op het bestaande GSC-systeem?

Om deze vragen te beantwoorden, is een grondige analyse uitgevoerd van zowel het huidige OT/Bf-systeem als diverse internationale CfD-modellen. Dit rapport is gestructureerd om eerst het huidige OT/Bf-mechanisme te evalueren, gevolgd door een gedetailleerde beoordeling van het CfD-model en de mogelijke voordelen ervan. Het laatste deel stelt een gestructureerd hervormingsplan voor, dat een duidelijk stappenplan biedt voor de overgang van het huidige systeem naar een CfD-mechanisme dat is afgestemd op de specifieke behoeften van de windenergiesector in Vlaanderen. Dit rapport richt zich specifiek op de onshore windsector in Vlaanderen en beperkt zich tot het onderzoeken van de financiële ondersteuningsmechanismen die nodig zijn om investeringen te waarborgen. Hoewel internationale voorbeelden worden gebruikt ter vergelijking, blijft de focus op het ontwikkelen van een systeem dat optimaal aansluit bij de Vlaamse marktomstandigheden en beleidsdoelen.

2. Het huidige steunmechanisme: OT/Bf

Het OT/Bf-model (Onrendabele Top/Bandingsfactor) is een financieel ondersteuningsmechanisme dat in Vlaanderen sinds 2012 wordt gebruikt om investeringen in hernieuwbare energie, zoals windenergie, te stimuleren. Dit systeem dekt de "onrendabele top" van projecten, oftewel het verschil tussen de kosten van energieproductie en de marktprijs, door een basisvergoeding te bieden aan producenten.

2.1. De methodiek: onrendabele top & bandingfactoren

In het huidige ondersteuningsmechanisme staan de begrippen 'onrendabele top' (OT) en bandingfactor (Bf) centraal:

- **De onrendabele top (OT)** van een investering is gedefinieerd als het bedrag in EUR per MWh groene-stroomproductie dat vanuit het steunmechanisme bijgelegd moet worden zodat de investering over de levensduur van de installatie het vereiste projectrendement behaalt.
- **De bandingfactor (Bf)** bepaalt het aantal groenestroomcertificaten per opgewekte MWh groene stroom. De bandingfactor Bf wordt bekomen door de onrendabele top OT te delen door de waarde van een groenestroomcertificaat.

Aangezien de Bf onderhevig is aan aanpassingen ten gevolge van de evolutie van de investeringskosten, brandstofprijzen, elektriciteitsprijs, etc worden de OT en Bf jaarlijks herzien door middel van berekeningen.

De minister bepaalt voor nieuwe projecten met startdatum vanaf 2014 jaarlijks de maximaal toegelaten bandingfactor (artikel 6.2/1.1. van het Energiebesluit). Het Energiedecreet voorziet daarnaast in de laatste regel van artikel 7.1.4/1., §4 dat deze maximale bandingfactor in ieder geval nooit meer dan 1,25 kan bedragen.

De aftopping van de Bf ten aanzien van de berekende OT dient de efficiëntie van het steunmechanisme te verhogen. Projecten met een te hoge OT worden immers niet (volledig) gesteund.

Voor technologieën met een steunperiode (afschrijvingsperiode) van 20 jaar worden de verschillende termijnen die gehanteerd worden in de berekening van de onrendabele top gelijkgesteld aan 20 jaar: de steunperiode, de afschrijvingsperiode, de economische levensduur en de banklening.

De berekeningsmethodiek

De bepaling van de OT en Bf wordt bepaald op basis van berekeningen die (twee-)jaarlijks worden uitgevoerd en herzien door het VEKA. De methodiek hanteert twee soorten parameters:

1. Algemene financieel-economische parameters
2. Technisch-economische parameters van referentie-installaties

Voor windenergie zijn de financieel-economische parameters de interestvoet op de banklening (%), de verwachte inflatie (%) van de vermeden kost voor elektriciteit door zelfafname, van de marktwaarde elektriciteit bij verkoop, en van de operationele kosten, het aandeel eigen vermogen in de totale investering (%), het deel van de investering dat in aanmerking komt voor investeringsaftrek (%) en de investeringsaftrek (%), de vennootschapsbelasting (%) en de marktwaarde elektriciteit bij verkoop in jaar 0 (EUR/MWh).

Voor de technisch-economische parameters wordt allereerst een referentie-installatie bepaald o.b.v. de geïnstalleerde installaties in het voorgaande jaar. Om de representativiteit te verhogen worden verschillende project-categorieën vastgelegd in functie van het vermogen van de turbine.

Voor elke referentie-installatie worden de vollasturen (MWh/MW), het aandeel eigenverbruik (%), de investeringskosten (EUR/kW), en de operationele kosten (EUR/kW.yr) vastgelegd. Eveneens worden de onbalanskosten (%) en het injectietarief (EUR/MWh) voor productie bepaald.

Jaarlijkse actualisaties

De OT/Bf-methode maakt een onderscheid tussen (i) parameters die vast staan en bepaald worden door het moment van de investeringsbeslissing, en (ii) parameters die jaarlijks worden herzien na toekenning van steun.

De jaarlijkse herziening van de OT en Bf betreft de herziening van de (ex post) inflatieverwachting door de (ex ante) waargenomen inflatie voor de waarde van zelfafname, de waarde van geïnjecteerde stroom en de operationele kosten. Eveneens worden de onbalanskosten en injectietarieven herzien.

De jaarlijkse actualisaties hebben als doel dat het vooropgestelde financieel rendement steeds gehaald wordt bij de referentie-installatie, en het rendement niet afhangt van het verschil tussen de initiële inflatieverwachtingen en de werkelijke inflatie.

2.2. De afwikkeling: handel in certificaten

De netto opgewekte elektriciteit uit hernieuwbare energiebronnen (E_{GSC}) wordt vermenigvuldigd met de toepasselijke banding factor (Bf) om het aantal toe te kennen groenestroomcertificaten (GSC) te bepalen. De geldende Bf is afhankelijk van het startjaar van de installatie, de categorie waarin het project valt, of er al dan niet sprake is van burgerparticipatie en de periode waarin de energie is geproduceerd.

Voor installaties groter dan 500 kW worden geen GSC's toegekend voor elektriciteitsproductie tijdens periodes waarin de day-ahead prijzen op de Belgische spotmarkt minstens 6 opeenvolgende uren negatief zijn.

Wanneer de producent van groene stroom zijn GSC's ontvangt, kan hij beslissen om deze (i) voor de minimumprijs aan de netbeheerder te verkopen of (ii) via een bilateraal contract aan een toegangshouder. Deze toegangshouders hebben een certificaatplicht, en ook de netbeheerder kan op zijn beurt het opgekochte GSC via veilingen opnieuw aan deze afnemers verkopen.

De certificatenvereisten voor de nettoegangshouders zijn gebaseerd op het elektriciteitsverbruik van het voorgaande jaar, gerapporteerd via de netbeheerders en berekend door de VREG. Sinds 2019 moet elke toegangshouder 0,215 GSC's indienen per MWh afname in het voorgaande jaar.

De resulterende handel in GSC's kan als volgt worden voorgesteld:

- **Verkoop door producenten.** De producent kan de certificaten verhandelen via bilaterale handel met andere partijen of verkopen tegen minimumsteun. In het laatste geval is de netbeheerder verplicht het certificaat op te kopen tegen een decretaal bepaalde prijs.¹
- **Verkoop door netbeheerders.** De netbeheerders brengen het GSC dat zij via de minimumprijsoperatie hebben verworven ten minste eenmaal per jaar terug op de markt. Het primaire doel van de netbeheerders hierbij is om (een deel van) de kosten die gepaard gaan met de minimale ondersteuning te recupereren. De meest voorkomende manier waarop de netbeheerders dit doen, is door te verkopen via veilingen. Tijdens deze veilingen wordt de prijs vastgesteld via het 'pay as bid'-systeem, waarbij geïnteresseerden een prijs per blok kunnen bieden. Jaarlijks verrekenen de distributienetbeheerders onderling de kosten van de opkoopverplichting, gekend als de solidarisering van de opkoopverplichting.
- **Opkoopregeling.** Naast de verkopen door de netbeheerders op de zakelijke markt is in 2015 de zogenaamde terugkoopregeling ingevoerd. De uitkoopregeling laat de netbeheerders toe om overschotten aan (vervallen) GSC in te dienen bij de VREG, en krijgen in ruil daarvoor een vergoeding uit het Energiefonds.

De minimumprijs voor GSC's bedraagt momenteel 93 EUR per certificaat.

2.3. Parameters voor wind op land

Dit hoofdstuk is als volgt opgesplitst: Eerst worden al de algemene financiële parameters die gelden voor al de groene stroom projecten met een startdatum vanaf 1 januari 2024 uitgeklaard. Daarna wordt specifiek de methodologie voor de windenergieprojecten aangegeven. De waarden van deze parameters worden geïdentificeerd in Annex A.

Methodiek voor het vastleggen van projectparameters

Het VEKA hanteert een gestandaardiseerde methode om financiële parameters voor referentie-installaties van windprojecten vast te stellen. Dit omvat het verzamelen van gegevens over alle windparken die in de afgelopen twee jaar in bedrijf zijn genomen, inclusief investerings- en onderhoudskosten, jaarlijkse draaiuren en turbine-afmetingen. Na het controleren op statistische uitschieters wordt de mediaan van de resterende gegevens gebruikt als de representatieve waarde voor de dataset.

¹ Dit is de zogenaamde minimumsteun en is vastgelegd in Artikelen 7.1.6 en 7.1.7 van het Energiedecreet.
<https://codex.vlaanderen.be/Zoeken/Document.aspx?DID=1018092¶m=inhoud&AID=1111517>

Om de specifieke investeringskosten in kaart te brengen, kregen de windparken die in de afgelopen twee jaar in bedrijf zijn genomen een sjabloon om in te vullen met specifieke deelposten, waaronder de kosten voor de windturbine en fundering, projectontwikkeling (uitsluitend voor het windpark zelf), bodemonderzoek, belendende werken, elektrische aansluiting, veiligheid en andere kosten.

Op basis van deze gegevens zijn ook de operationele kosten voor referentie-installaties per windprojectcategorie bepaald, inclusief variabele kosten, vaste kosten en het recht van opstal. Een sjabloon werd ontwikkeld voor de operationele kosten, waarbij onderscheid wordt gemaakt tussen onderhoudskosten, exploitatiekosten, verplichte studies na de bouw van het park, landleasekosten en injectiekosten. Landleasekosten worden gerapporteerd door owners of developers, maar deze zijn vaak hoger dan het geplafonneerde bedrag volgens het Energiebesluit. De vaste operationele kost houdt rekening met de Vlaamse Energieheffing, terwijl onderhoudscontracten worden omgerekend naar een vaste jaarlijkse kost over de beleidsperiode. Deze omrekening wordt gedaan op basis van de eigenschappen van de generieke installatie en veronderstellingen over contractduur en kostenstijgingen.

Het gemiddelde aantal equivalente vollasturen voor windparken wordt vastgesteld in twee stappen: Eerst worden de vollasturen bepaald van parken die de afgelopen vijf jaar probleemloos hebben gedraaid, met enkel turbines vanaf 2 MW vermogen. Vervolgens wordt een 'windfactor' afgeleid o.b.v. de verhouding tussen de gemiddelde vollasturen over vijf jaar en die van het laatste jaar. Deze factor wordt vermenigvuldigd met de vollasturen van het laatste jaar om een schatting te maken voor een gemiddeld windjaar.

Enkel turbines zonder technische problemen in het laatste jaar en maximaal vijf jaar oud worden gebruikt voor het bepalen van het aantal vollasturen voor dat jaar, waarbij een gewogen gemiddelde wordt berekend volgens voorschriften van het Energiebesluit.

3. Voorstel van toekomstig mechanisme: CfD's

Een bijpascontract (Contract for Difference, CfD) is principieel een financieel derivatencontract en gelijkaardig aan opties, futures en forwards (termijncontracten) of swaps² (ruilcontracten). Eigen aan een derivaat is dat niet het werkelijke activum verhandeld wordt, maar dat het een zuiver financiële transactie is. Dit laatste is het belangrijkste verschil tussen een traditionele power purchase agreement (PPA) en een CfD.

Een CfD is een overeenkomst waarin wordt bepaald dat de koper aan de verkoper het verschil betaalt tussen de huidige prijs van een activum en de prijs ervan op het moment van het contract. Dat wil zeggen:

- Als de prijs op het moment van levering hoger is dan de afgesproken contractprijs, dan betaalt de verkoper het verschil aan de koper en is de winst voor de koper.
- Als de prijs bij levering lager is dan in het contract, dan zal de verkoper, in plaats van de koper, profiteren van het verschil.

Het zijn dus de prijsschommelingen die de betalingen tussen de partners veroorzaken, zonder dat het activum van eigenaar verandert.

CfD's worden typisch gebruikt wanneer één contractpartij (met name de verkoper) blootgesteld is aan variabele prijzen en deze wil stabiliseren. Ze verkopen daarbij hun variabele prijs aan een koper die een vaste prijs teruggeeft, zonder dat het effectieve activum (waarvan de prijs gehanteerd wordt) mee verhandeld wordt. In het geval van een investering in energieproductie zijn het de producenten die blootgesteld zijn aan de variabele prijzen op de energiemarkt, en die in een CfD de 'verkoper' worden van de variabele prijs. Daartegenover staat (meestal) een overheidsinstantie die als 'koper' in het contract het vaste tarief levert.

Tijdens de looptijd van het contract worden de vaste en variabele prijzen vervolgens continu met elkaar vergeleken en financieel verrekend om de netto betalingsverplichting tussen de partijen voor elke verrekening periode te bepalen.³ CfD's voor hernieuwbare energie verschillen hierin klassiek op één punt sterk van zuiver financiële CfD's, i.e. dat er (i.t.t. traditionele CfD's) meestal een volume-gewogen verschil wordt gehanteerd van het prijsverschil. Dit betekent dat de uurlijkse day-ahead prijs wordt gehanteerd, gewogen aan de uurlijkse productie van die asset. CfD's vormen dus een hedge op de prijzen, wat op zijn beurt voor een minimum rendement, een verlaagd risico en bijhorende lagere financiële kosten zorgt.

Opdat een CfD ook een efficiënt steunmechanisme zou zijn, moet het niet enkel de uitrol van hernieuwbare energie versnellen maar ook zorgen voor een

² De CfD's die gehanteerd worden om investeringen in elektriciteitsproductie te promoten zijn wat men in de financiële sector generisch ook een fixed-for-floating swap noemt.

³ Florence School of Regulation (2023), "Contracts-for-Difference", Available on: <https://fsr.eu.eu/contracts-for-difference/>

efficiënte dagdagelijkse marktwerking. Bij een ondoordacht ontwerp hebben CfD's namelijk enkele nadelige effecten op de dagdagelijkse handel van stroom:

- De garantie tot vaste prijs is losgekoppeld van de verkoop van stroom wat ervoor kan zorgen dat er geen incentive is om in te spelen op de dagdagelijkse prijsvorming. Dit betekent ook dat het ontwerp van de installatie, de dispatching, alsook de planning van onderhoud mogelijks niet of nauwelijks aan de marktwerking zal worden aangepast.
- Omdat de day-ahead prijs al vooraf bekend is en als referentie wordt gebruikt, hebben producenten minder reden om in te spelen op de prijsveranderingen in de intraday markt. Hierdoor kan flexibiliteit in de stroomvoorziening minder goed worden benut. Dit kan uiteindelijk de prijsvolatiliteit vergroten en de algemene marktdynamiek kan verstoren.

Daarenboven kan ook gesteld worden dat CfD's enkel het prijsrisico dekken, maar niet het volume-risico. Dit betekent dat het investeringsrisico dat gelinkt is aan de hoeveelheid wind niet gedekt wordt onder de CfD en bij de investeerder blijven liggen. Tegelijk zijn CfD's vooral efficiënt wanneer de markt via veilingen de afgesproken prijs kan bepalen. Dit noodzaakt echter dat er een overaanbod is aan projecten en er veel competitie is.

3.1. Type-CfD's

Algemeen wordt er in de literatuur onderscheid gemaakt tussen 4 verschillende types aan CfD-ontwerpen die de ontwikkeling van hernieuwbare energie kunnen ondersteunen:

1. **Een traditionele CfD.** Deze CfD's worden al toegepast in verschillende landen en worden ook wel eens 'produce-and-forget' CfD's genoemd. Dit contract-ontwerp garandeert een prijs voor elke gegenereerde MWh.
2. **Een capability-based CfD.** Deze CfD hanteert niet de werkelijk geproduceerde MWh maar de MWh productie die de installatie in staat zou moeten geweest zijn te produceren. Het ontwerp anticipeert hiermee op de nood aan afschakeling bij e.g. negatieve stroomprijzen.
3. **Een financiële CfD.** Deze CfD beoogt een vast inkomen voor de ontwikkelaar door zowel de prijs als de beschikbare hoeveelheid wind te verrekenen. De referentie-inkomsten worden hierbij bepaald op basis van een gemiddelde, fictieve referentie-installatie.
4. **Een yardstick CfD.** Deze CfD is een financiële CfD waarbij de gehanteerde referentie-installatie regionaal gedifferentieerd wordt.

Elke hierboven vernoemde contract-ontwerp probeert een typisch probleem of nadeel van een ander CfD-ontwerp op te lossen. In de volgende delen gaan we verder in op de details en de voor- en nadelen van elk contractontwerp. Deze worden ook samengevat in onderstaande Tabel 1.

3.1.1. Een traditionele CfD

Traditionele CfD's zijn al toegepast in verschillende landen, en wordt ook wel eens het 'produce-and-forget' CfD genoemd. Dit CfD ontwerp garandeert een prijs (i.e. de strike price) voor elke gegenereerde MWh stroom van de turbine. Als de marktprijs lager ligt dan de strike price, dan levert de overheid het verschil aan de asset-owner. In de gevallen dat het omgekeerd is, levert de asset-owner het verschil aan de overheid (i.e. de 'clawback').

Praktische uitwerking

Er worden in een traditionele CfD drie aspecten vastgelegd:

1. Een contractduur (in jaar).
2. Een strike of uitoefenprijs P_{str} (in EUR/MWh). Deze kan vastgelegd worden door middel van een veiling of decretaal met een gelijkaardige methodiek als het OT/Bf-mechanisme.
3. Een referentieprijs. Deze kan 'ex post' afgeleid zijn van de marktprijs (i.e. de effectieve capture value van windproductie op de day-ahead markt)⁴ of decretaal worden vastgelegd op basis van prijsformules in PPA's zoals in OT/Bf.⁵

Vervolgens wordt de CfD als volgt maandelijks (of jaarlijks) afgehandeld:

4. Een overheidsinstantie publiceert de contractuele referentieprijs $P_{ref,y}$ (in EUR/MWh) voor onshore wind in Vlaanderen in periode y .
5. De contractant (of databeheerder) rapporteert de werkelijk geproduceerde hoeveelheid stroom $Q_{prod,y}$ in periode y van de installatie waarvoor een CfD is aangegaan.
6. De overheid stelt het verschil, gedefinieerd als $Q_{prod,y} (P_{str} - P_{ref,y})$.

Indien het contract ook uitzonderingsclausules bevatte (zie verder), dienen deze uitzonderingen in rekening gebracht te worden bij het berekenen van $Q_{prod,y}$ en/of $P_{ref,y}$.

Voordelen

Een traditionele CfD biedt de volgende voordelen voor de ondersteuning van hernieuwbare energie:

- Een traditionele CfD is een eenvoudig contract, dat weinig parameters en variabelen nodig heeft voor de afhandeling ervan.
- Ontwikkelaars hebben een incentive om allereerst wind te ontwikkelen op wind-rijke locaties.

Nadelen

Een traditionele CfD brengt echter ook een aantal problemen of nadelen met zich mee:

⁴ Indien de CfD de gemiddelde 'capture value' van wind op land in de Belgische biedzone hanteert, is deze gelijk voor alle installaties – ongeacht het moment waarop het contract is aangegaan. Dit zorgt voor een significante administratieve vereenvoudiging.

⁵ Indien de CfD een referentieprijs hanteert op basis van opgevraagde PPA's, dient er een jaarlijkse herziening te gebeuren (zoals vandaag bij OT/Bf) en zal de referentieprijs verschillen tussen installaties met een verschillend datum van ingebruikname.

- De contractant heeft geen prikkel om meer te produceren op het momenten met hoge marktprijzen en minder te produceren als de prijzen laag of negatief zijn. Dit zorgt voor markt-inefficiënties.
- De CfD biedt enkel een hedge tegen de marktprijs, maar niet voor de beschikbare wind. De contractant zal dus (bij gelijke marktprijs) minder inkomsten hebben in jaren met minder wind en meer inkomsten met meer wind.
- Locaties met minder windpotentieel zijn benadeeld ten opzichte van locaties met meer wind, zowel wanneer de strike price met een veiling of decretaal bepaald wordt.

Om de bovenvermelde markt-inefficiëntie tegen te gaan, bevatten de nieuwere traditionele CfD's vaak een uitzonderingsclausule die stelt dat uren met negatieve prijzen of langere periodes van negatieve prijzen niet worden gesetteld in de CfD. Dit noodzaakt bij elke afhandeling echter een correctie van zowel $Q_{\text{prod},y}$ als $P_{\text{ref},y}$, wat de complexiteit van de CfD verhoogt (terwijl 'eenvoud' het belangrijkste voordeel was).

Indien de traditionele CfD een uitzondering bevat voor uren met negatieve marktprijzen, moet de ontwikkelaar bij aanvang van het contract het verwachte aantal uren met negatieve marktprijzen inschatten – wat een extra risico introduceert.

3.1.2. Een capability-based CfD

Het concept van een capability-based CfD werd voorgesteld door de Belgische TSO Elia (Elia Group, 2022) als alternatieve oplossing voor de uitzonderingsclausule m.b.t. uren met negatieve prijzen bij traditionele CfD's. Een capability-based CfD verschilt van een traditionele CfD in de gehanteerde volumes stroom die gesetteld worden: niet de werkelijke productie MWh maar het productiepotentieel (in MWh afgeleid uit het geïnstalleerd vermogen en de gemeten windsnelheden) wordt verrekend in de CfD.

Op deze manier heeft de operator of eigenaar van de windturbine geen inkomensverlies indien productie beperkt (*curtailed*) wordt op momenten van negatieve stroomprijzen of op vraag van de TSO.

Praktische uitwerking

Er worden in een capability-based CfD vier aspecten vastgelegd:

1. Een contractduur (in jaar).
2. Een strike of uitoefenprijs P_{str} (in EUR/MWh). Deze kan vastgelegd worden door middel van een veiling of decretaal met een gelijkaardige methodiek als het OT/Bf-mechanisme.
3. Een referentieprijs. Deze kan 'ex post' afgeleid zijn van de marktprijs (i.e. de effectieve capture value van windproductie op de day-ahead markt) of decretaal worden vastgelegd op basis van prijsformules in PPA's zoals in OT/Bf.

4. Het productiepotentieel. Dit kan door middel van de permanente communicatie van de 'active available power' (AAP)⁶, van de power curves⁷, op basis van de marktbijsidingen⁸ of op basis van een fictieve referentieturbine.⁹

Vervolgens wordt de CfD als volgt maandelijks (of jaarlijks) afgehandeld:

5. Een overheidsinstantie publiceert de contractuele referentieprijis $P_{ref,y}$ (in EUR/MWh) voor onshore wind in Vlaanderen in periode y .
6. De databeheerder rapporteert het productiepotentieel $Q_{cap,y}$ in periode y van de installatie waarvoor een CfD is aangegaan.
7. De overheid settelt het verschil, gedefinieerd als $Q_{cap,y} (P_{str} - P_{ref,y})$.

Voordelen

Een capability-based CfD biedt de volgende voordelen voor de ondersteuning van hernieuwbare energie:

- Een capability-based CfD geeft in tegenstelling tot de traditionele CfD, aan de operatoren van windturbines een prikkel om te reageren op marktprijssignalen en af te schakelen bij negatieve prijzen.
- Een capability-based CfD elimineert in tegenstelling tot de traditionele CfD met een uitzonderingsclausule voor uren met negatieve marktprijzen, de risico-inschatting van het verwacht aantal uren met negatieve marktprijzen.
- Ontwikkelaars hebben een incentive om allereerst wind te ontwikkelen op wind-rijke locaties.
- Een capability-based CfD geeft een incentive voor goed onderhoud: Enerzijds geeft het een potentieel om winsten boven het plafond te creëren door een hogere performantie te realiseren dan is aangenomen bij het berekenen van het energiepotentieel, e.g. door uitmuntend onderhoud. De uitbater valoriseert deze 'over-productie' aan de marktprijs. Anderzijds zorgen ook onder-prestaties voor een financieel verlies, gelijk aan de marktprijs.

⁶ Het beschikbaar actief vermogen (AAP) is een real-time gegevensstroom die wordt geleverd aan exploitanten van windparken en die op elk moment de maximaal mogelijke output van de asset aangeeft. Het wordt berekend door een ingebouwde module en is gebaseerd op factoren zoals lokale weersomstandigheden en de topologie van het park. De berekeningen zelf zijn vaak de intellectuele eigendom van de fabrikant, en dus moeilijk te manipuleren door de plant eigenaar.

⁷ Door de lokale weerwaarnemingen en het gebruik van power curves kan een centrale entiteit de productie schatten. Deze methode is minder nauwkeurig dan het vorige, maar de schatting is wel onafhankelijk van data gegeven door de asset-eigenaar.

⁸ In markten met per-unit bijsidingen kan de exploitant van de CfD exacte bijsidinginformatie hebben van individuele generatoren. Hierdoor kan de CfD precies worden afgestemd op de prijs van de overeenkomstige markt (Day-Ahead en/of Intraday) en het volume, waardoor een 'perfecte' hedge ontstaat op de overwogen markt(en).

⁹ Een fictieve referentie turbine wordt berekend op basis van de gemiddelde prestaties van turbines in de regio. Gegevens worden verzameld over de prestaties van de referentieturbine, zoals de vermogenskromme, de gemiddelde windsnelheden op de locatie van de turbine en de operationele kenmerken, door hier het gemiddelde te nemen van de verschillende turbines in de regio. Deze methode vereenvoudigt de berekeningen en kan redelijk ongecompliceerd in het reeds bestaande Belgische steunsysteem toegepast worden.

Nadelen

Een capability-based CfD brengt echter ook een aantal problemen of nadelen met zich mee:

- Een capability-based CfD is complexer dan een traditionele CfD: het productiepotentieel is fictief en moet dus permanent modelmatig bepaald worden bij elke afhandeling.
- De CfD biedt enkel een hedge tegen de marktprijs, maar niet voor de beschikbare wind. De contractant zal dus (bij gelijke marktprijs) minder inkomsten hebben in jaren met minder wind en meer inkomsten met meer wind.
- Locaties met minder windpotentieel zijn benadeeld ten opzichte van locaties met meer wind, zowel wanneer de strike price met een veiling of decretaal bepaald wordt.

3.1.3. Een financiële CfD

Het financiële CfD design werkt heel anders dan de traditionele of capability-based CfD's en werd bedacht door Schlecht et al. vanwege zijn parallellen met een financieel derivaat (Schlecht, Maurer, & Hirth, 2024).

De financiële CfD bestaat uit twee betalingen:

1. Een standaard betaling van de overheid naar de *asset owner*, onafhankelijk van de elektriciteit generatie.
2. Een betaling van de *asset owner* naar de overheid, gelijk aan de marktinkomsten van een referentie windpark.

Op deze manier zou een generator dus altijd een inkomst hebben die gelijk is aan de standaard betalingen van de overheid. Echter, omdat de werkelijke opwekking van elke willekeurige turbine niet noodzakelijk gelijk is aan de opwekking van de referentie turbine, is er toch een beperkt risico verbonden aan de ontwikkeling van windenergie o.b.v. een financiële CfD:

- Turbines die meer opwekken dan de referentie-turbine mogen hun winst behouden, gewaardeerd aan de marktprijs.
- Turbines die minder opwekken dan de referentie-turbine hebben finaal minder inkomsten, omdat hun referentie-inkomsten gelijkgesteld worden aan deze van de referentie-turbine. Dit verminderd inkomen zal dan gelijk zijn aan het aantal MWh dat ze minder produceren dan de referentie-turbine, gewaardeerd aan de marktprijs.

Dit zorgt ervoor dat het plaatsen van windturbines met betere technologie en in hogere wind zones gestimuleerd wordt.

Praktische uitwerking

Er worden in een financiële CfD vier aspecten vastgelegd:

1. Een contractduur (in jaar).
2. Een strike settlement S_{str} (in EUR of EUR/MW). Deze kan vastgelegd worden door middel van een veiling of decretaal met een gelijkaardige methodiek als het OT/Bf mechanisme. De strike S_{str} kan alsook bepaald worden als een

strike price P_{str} (in EUR/MWh) vermenigvuldigd met een nominale referentieproductie $Q_{ref,nom}$ (in MWh).

3. Een referentieprijs. Deze kan 'ex post' afgeleid zijn van de marktprijs (namelijk de effectieve capture value van windproductie op de day-ahead markt) of decretaal worden vastgelegd op basis van prijsformules in PPA's zoals in OT/Bf.
4. De methode-bepaling van de referentie-installatie. Dit kan op basis van een fictieve referentieturbine of op basis van het gemiddelde productieprofiel van (een selectie van) de operationele windturbines binnen de biedzone.

Vervolgens wordt de CfD als volgt maandelijks (of jaarlijks) afgehandeld:

5. Een overheidsinstantie publiceert de referentie-inkomst van de referentieturbine $S_{ref,y}$ (in EUR of EUR/MW) voor onshore wind in Vlaanderen in periode y .
6. De overheid stelt het verschil, gedefinieerd als $S_{str} - S_{ref,y}$.

Voordelen

Een financiële CfD biedt de volgende voordelen voor de ondersteuning van hernieuwbare energie:

- De financiële CfD is zeer eenvoudig, omdat de settlement turbine-onafhankelijk is. Het gaat gepaard met een significante administratieve vereenvoudiging.
- De financiële CfD zorgt zowel voor een quasi volledige hedge van de prijzen alsook van het productievolume. Er blijft echter altijd een restrisico over, doordat het overschot of tekort aan productie ten opzichte van de referentie installatie wordt gewaardeerd aan de marktprijs.
- Een financiële CfD geeft de operatoren van windturbines een prikkel om te reageren op marktprijssignalen en af te schakelen bij negatieve prijzen.
- Een financiële CfD elimineert de risico-inschatting van het verwacht aantal uren met negatieve marktprijzen.
- Ontwikkelaars hebben een prikkel om allereerst wind te ontwikkelen op windrijke locaties.

Nadelen

Een financiële CfD brengt echter ook een aantal problemen of nadelen met zich mee: Locaties met minder windpotentieel zijn benadeeld ten opzichte van locaties met meer wind, zowel wanneer de strike price met een veiling of decretaal bepaald wordt.

3.1.4. Een yardstick CfD

Een yardstick of benchmark CfD is een financiële CfD waarbij de referentie-turbine regionaal gedifferentieerd wordt.

Een yardstick CfD bevat zo alle voordelen van een financiële CfD, maar stimuleert de ontwikkeling van windenergie (quasi) overal – niet enkel op locaties met een gemiddeld of bovengemiddeld windpotentieel. Hierdoor verdwijnt het nadeel dat locaties met minder windpotentieel hebben ten opzichte van locaties met meer wind in een capability-based CfD.

Tabel 1. Overzicht van de type CfD's die in de literatuur geschikt geacht worden voor de ondersteuning hernieuwbare energie.

	Traditionele CfD	Capability-based CfD	Financiële CfD	Yardstick CfD
Ontwerp	Voor elke geproduceerde MWh wordt het verschil gesetteld tussen de strike en referentieprijs.	Voor elke geproduceerde MWh wordt het verschil gesetteld tussen de strike en referentieprijs. Ook alle MWh die gecurtailed worden bij negatieve marktprijzen of op vraag van de TSO worden gesetteld aan de strike.	Het contract beoogt een vast (maandelijks of) jaarlijks inkomen. Men hanteert voor de settlement de referentie-inkomsten van een fictieve, gemiddelde productie-installatie.	Het contract beoogt een vast (maandelijks of) jaarlijks inkomen. Men hanteert voor de settlement de referentie-inkomsten van een fictieve, lokale productie-installatie.
Voordelen	<ul style="list-style-type: none"> Eenvoudig contract Incentive om eerst te ontwikkelen op windrijke locaties 	<ul style="list-style-type: none"> De operator behoudt incentives om te curtailen bij negatieve marktprijzen. Inschatting van verwacht aantal negatieve uren is geen ontwikkelingsrisico meer Incentive om eerst te ontwikkelen op windrijke locaties 	<ul style="list-style-type: none"> Stabiele inkomsten Eenvoudige settlement, want niet gebaseerd op individuele installaties 	<ul style="list-style-type: none"> Stabiele inkomsten Eenvoudige settlement, want niet gebaseerd op individuele installaties Steunhoogte wordt regionaal gedifferentieerd
Nadelen	<ul style="list-style-type: none"> Geen incentive om te curtailen bij negatieve marktprijzen. Inkomsten schommelen met de productie Aantal negatieve prijzen voorspellen wordt risico, indien uitzondering in contract Locaties met minder wind zijn benadeeld 	<ul style="list-style-type: none"> Inkomsten schommelen met de productie Curtailement moet aantoonbaar en kwantificeerbaar zijn Complexe afhandeling, indien gebaseerd op individuele turbine Locaties met minder wind zijn benadeeld 	<ul style="list-style-type: none"> De (inschatting van de) bepaling van de referentie-installatie is cruciaal voor ontwikkelaar Locaties met minder wind zijn benadeeld 	<ul style="list-style-type: none"> Beperkte incentive voor ontwikkelaars om wind te ontwikkelen op de locaties met de meeste wind
Formule settlement	$Q_{prod,y} * (P_{str} - P_{ref,y})$	$Q_{cap,y} * (P_{str} - P_{ref,y})$	$S_{str} - S_{ref,y}$	$Q_{cap,y} * (P_{str} - P_{ref,y})$
Voorbeeld		België (2024), voor offshore wind in de Princess Elisabeth Zone		

3.2. Hybride CfD's op maat

Omdat elke regio er anders uitziet, is er geen one-size-fits-all oplossing. Hybride CfD's combineren de eigenschappen van de verschillende CfD-ontwerpen op maat van de regio of doelstelling.

Voorstel hybride financiële CfD

De basis van het voorstel van een FEBEG/VWEA-lid is dat elke windturbine een gegarandeerde minimuminkomst zal ontvangen gebaseerd op hun geïnstalleerde capaciteit, ongeacht hun locatie.

Startend van de type-CfD's kan het voorstel als volgt beschreven worden:

- De strike price wordt gedefinieerd in EUR/MW, zoals bij een financiële CfD. Het contract vormt dus ook een hedge voor de hoeveelheid wind.
- De strike wordt bepaald door een model en een referentieproject, zoals bij OT/Bf. De strike bestaat uit een vloer en een plafond. Alle parameters uit het OT/Bf model kunnen worden overgenomen, en dit kan zonder een inschatting van de gemiddelde jaarproductie en afslagfactor voor de referentiewindturbine.
- Het verschil wordt niet gesetteld op basis van de referentie-inkomsten van het referentieproject maar op basis van de individuele werkelijke marktinkomsten.

Wanneer de inkomsten uit de markt lager zijn dan de vastgestelde vloer wordt het verschil bijgepast. Dit verschil kan worden gefinancierd via een fonds of ex post GSC toegekend. Wanneer de inkomsten uit de markt hoger zijn dan het vastgesteld plafond wordt het overschot in een fonds gestort. Tussen deze vloer en plafond heeft de ontwikkelaar ruimte om winst te maken.

De vastgestelde vloer en plafond worden vooraf berekend volgens de OT. Om de efficiënte werking van het systeem te garanderen, wordt een minimale capaciteitsfactor bepaald. Wind projecten dat deze capaciteitsfactor niet halen, kunnen niet meegenieten van het steunmechanisme.

Door het gebruik van de cijfers per individuele turbine en geen referentie turbine, worden de voor- en nadelen van de financiële CfD in deze hybride vorm vermengd.

- De wind ontwikkelaars zijn zeker van een minimum inkomen per MW,
- De windontwikkelaars hebben een grote incentive om te reageren op marktprijzen door de vloer en plafond mechanisme.
- De CfD is omslachtiger om af te handelen, vanwege de individuele afhandeling i.p.v. de afhandeling met een referentie turbine.

Curtailement moet niet aangetoond of berekend worden omdat de uitbater een gegarandeerde minimumvergoeding krijgt.

4. Voorstel tot hervorming

De voorgaande secties tonen dat het huidige OT/Bf mechanisme op enkele aspecten gelijk op een contract for difference (CfD), maar eveneens op enkele cruciale aspecten verschilt van een CfD.

- Enerzijds bevat de filosofie van OT/Bf de kernelementen van een CfD: de methode resulteert in een variabele premium die afhangt van de marktprijs en resulteert dus in weinig (tot geen) steun bij periodes van hoge marktprijzen en veel steun bij periodes van lage prijzen.
- Anderzijds verschilt de uitwerking van OT/Bf van de kernelementen van een CfD: de methode is intransparant en onvoorspelbaar, de methode speelt met vertraging in op trends of trendbreuken, de methode kent een hoge administratieve last en de steun is éénzijdig.

Alle bovengenoemde verschillen tussen OT/Bf en een CfD zijn echter toewijsbaar aan ontwerpbeslissingen in OT/Bf, zoals verderop geduid. Hierdoor kan er een stappenplan uitgewerkt worden dat het huidige OT/Bf mechanisme incrementeel doet evolueren tot een financiële CfD.

In de volgende secties werken we deze evolutie verder uit, en maken hierbij het onderscheid tussen (i) het proces voor de toewijzing van steun en (ii) het proces van de afwikkeling van de toegekende steun.

4.1.1. Het huidige OT/Bf-model

Vooraleer de wijzigingen uit te werken beschrijven we allereerst de huidige methode OT/Bf vanuit dezelfde blik als de type-CfD's eerder in dit document.

De methodologie van het huidige OT/Bf dateert van 2012, en kan aanzien worden als een variant op een CfD. Het OT/Bf ontwerp garandeert een projectrendement door het verdelen van groenestroomcertificaten (of GSC's) voor elke gegenereerde MWh stroom van de turbine. Als de marktprijs lager ligt dan nodig om het beoogde rendement te halen, (her-)berekent de overheid hoeveel certificaten zullen worden uitgegeven per MWh – rekening houdend met de inkomsten uit alle voorbije jaren.

Praktische uitwerking

Er worden in OT/Bf vier aspecten vastgelegd:

1. Een contractduur (in jaar).
2. Een beoogd projectrendement.
3. De CAPEX, OPEX, WACC en productie van een referentieturbine die gehanteerd worden ter bepaling van de 'onrendabele top' OT_{ref} (in EUR/MWh)
4. Een referentieprijs, waarvan de methode decretaal wordt vastgelegd op basis van prijsformules in PPA's.¹⁰

¹⁰ Indien de methode een referentieprijs hanteert op basis van opgevraagde PPA's, dient er een jaarlijkse herziening te gebeuren en zal de referentieprijs verschillen tussen installaties met een verschillend datum van ingebruikname.

Vervolgens wordt de OT/Bf-methode als volgt jaarlijks afgehandeld:

5. Een overheidsinstantie rapporteert jaarlijks de reeds gerealiseerde referentie-inkomsten en inkomsten uit certificaten, en de verwachte toekomstige referentie-inkomsten voor de referentieturbine. Op basis van de gehanteerde CAPEX, OPEX, WACC en productie van de referentieturbine, berekent de overheid de $OT_{ref,y}$ (in EUR/MWh) voor onshore wind in Vlaanderen in periode y . Deze $OT_{ref,y}$ is het verschil tussen de verwachte referentie-inkomsten en de nodige inkomsten om het beoogde projectrendement te halen, gedeeld door de verwachte productie van de referentie-installatie.
6. De overheid publiceert de bandingdeeler (BD), zijnde de verwachte waarde van groenestroomcertificaten (in EUR).
7. De overheid stelt het verschil door vanaf periode y per geproduceerde MWh een aantal certificaten uit te reiken gelijk aan de bandingfactor bf , gedefinieerd als de OT gedeeld door de BD .

Voordelen

De OT/Bf-methode biedt het volgende voordeel voor de ondersteuning van hernieuwbare energie:

- Ontwikkelaars hebben een incentive om allereerst wind te ontwikkelen op wind-rijke locaties: installaties die meer produceren dan de referentie, kunnen een hoger projectrendement realiseren.

Nadelen

De OT/bf-methode brengt echter ook een aantal problemen of nadelen met zich mee:

- De bepaling van de referentie-inkomsten is intransparant, omdat ze gebaseerd is op de prijsformules in PPA's (die confidentieel worden behandeld). Dit wordt ook beaamd door de grootbanken in hun brief 'Marktbevraging PPA onshore wind Vlaanderen' opgesteld op 30 Januari 2024 door de Belgische Banken (Belfius Bank, BNP Paribas Fortis, ING Lease Belgium en KBC Bank).
- De onrendabele top (of 'het verschil') wordt niet retroactief gecompenseerd maar vooruitschrijdend: een tekort aan inkomsten in jaar y wordt gecompenseerd door een extra inkomst toe te kennen aan elke geproduceerde MWh in jaar $y+1$. Hierdoor wordt ook een vooruitschrijdende 'fout' geïntroduceerd, omdat de productie (in MWh) verschilt tussen jaar y en $y+1$.
- Locaties met minder windpotentieel zijn benadeeld ten opzichte van locaties met meer wind, wat mogelijk een rem zet op de ontwikkeling van windenergie op land.

Om de markt-inefficiëntie gelinkt aan mogelijke productie bij uren met negatieve prijzen tegen te gaan, bevatten de OT/Bf een uitzonderingsclausule dat stelt dat langere periodes van negatieve prijzen niet worden gesetteld.

4.1.2. Verschillen tussen het OT/Bf model en een CfD

In de onderstaande tabel worden de nadelen van het OT/Bf model opgelijst en wordt ook aangeduid hoe oplossingen voor die nadelen het pad effenen voor de transitie naar een CfD model.

Tabel 2. Voornaamste factoren waarom OT/BF géén CfD is.

Observatie	Oorzaak	Oplossing die leidt tot CfD
OT/Bf is intransparant en onvoorspelbaar, i.v.m. CfD's	OT/Bf gebruikt lopende PPA's ter bepaling van de marktwaarde van injectie, en dit op een confidentiële manier. Hierdoor zijn actualisaties vaak voor discussie vatbaar, wat steeds stakeholderoverleg noodzaakt.	Directe marktwaardebepaling o.b.v. uurlijkse day-ahead prijzen op Belpex i.p.v. prijsformules in PPA's
OT/Bf baseert zich op (ver)oude(rde) data i.t.t. CfD's.	De marktwaarde van windstroom alsook de investeringskosten schommelen de laatste jaren enorm. Dit leidt tot onzekerheden in winst die niet (altijd) direct worden gezien in het OT/Bf mechanisme, aangezien de nood aan steun in jaar Y berekend wordt op basis van de situatie in jaar Y-1 en eerder. Hierdoor wordt de nodige steun vaak procyclisch uitgekeerd en reflecteert het niet de huidige stand van zaken in de industrie.	Directe verrekening van verschil bij productie, i.p.v. aanpassing bandingfactor voor toekomstige productie
OT/Bf speelt traag in op trends of trendbreuken, i.v.m. CfD's.	Het gebruik van PPA's draagt hieraan bij, omdat langlopende contracten niet noodzakelijk representatief zijn voor nieuwe contracten die inspelen op nieuwe marktsituaties.	Ibid.
OT/Bf kent een hoge administratieve overlast, i.t.t. CfD's.	OT/Bf noodzaakt jaarlijkse actualisaties waarbij steeds veel informatie moet opgevraagd worden uit de sector, ook voor reeds toegewezen steun.	Ibid.

4.2. Transitie van het bestaande OT/Bf model naar een CfD

Het OT/Bf mechanisme kan omgevormd worden tot één van de eerder besproken vormen van CfD's indien onderstaande vier voorstellen tegelijkertijd tot uitvoering worden gebracht.

1. Gebruik het bestaande OT/Bf model in plaats van een veiling om de strike price van de CfD te bepalen. Het verschil met het OT/Bf model is dat met een CfD geen jaarlijkse actualisaties op basis van de energieprijzen meer nodig zijn. Een strike price die jaarlijks geïndexeerd wordt, ligt immers steeds vast voor de volledige duur van de steunperiode.

2. Gebruik day-ahead prijzen als referentieprij, in plaats van de PPA prijsformules zoals vandaag toegepast in het OT/Bf.
3. Vereffen maandelijks het opgelopen verschil tussen de strike price en de referentieprij, in plaats van het te vertalen in een incrementele correctie van de bandingfactor voor alle toekomstige productie vandaag.
4. Vereffen het verschil tweezijdig. In principe kan het gebruik van groenestroomcertificaten (GSC) behouden blijven voor de afhandeling van het steunmechanisme, al is dit niet noodzakelijk. Er dient evenwel onderzocht te worden op GSC nog wel het juiste middel is in een nieuw model en geen extra complexiteit veroorzaakt. De voorkeur gaat naar een hervorming die resulteert in een vereenvoudiging en beperking van de administratieve lasten voor de overheid en ontwikkelaars.

Het resultaat van al deze voorstellen tot wijzigingen samen is een tweezijdige CfD, die vertrekt van het kosten-model van OT/Bf, afgehandeld wordt in EURO's, een prikkel geeft voor marktintegratie door het belang van day-ahead prijzen, en geen jaarlijkse actualisatie noodzaakt.

Hieronder worden die elementen één voor één besproken.

4.2.1. Voorstel 1: Gebruik day-ahead prijzen

Als onderdeel van de onrendabele top (OT) dient jaarlijks de marktwaarde van de geproduceerde stroom berekend en herzien worden. Om deze te berekenen gebruikt VEKA de gangbare prijsformules in geldige PPA's. Deze aanpak zorgt voor een grote administratieve werklast en heeft bovendien enkele tekortkomingen of ongewenste effecten:

- PPA's zijn langlopende contracten, met een duurtijd van 3, 5, of 10 jaar. Door een gemiddelde prijsformule van alle geldende PPA's te hanteren, wegen de prijsformules in nieuwe PPA's voor nieuwe installaties slechts beperkt door in de berekening van de marktwaarde voor productie. Dit zorgt voor een trage doorrekening van trends of trendbreuken.
- PPA's zijn bilaterale contracten en dienen confidentieel behandeld te worden. Dit zorgt ervoor dat de berekening van de marktwaarde intransparant is, en steevast voor discussie zorgt.
- PPA's hanteren meestal jaarlijkse en maandelijksse prijsindexen waardoor ontwikkelaars en/of eigenaars een beperkte of geen incentive hebben om in te spelen op korte(re) prijssignalen van de markt.

In het vernieuwde steunmechanisme dient daarom de werkelijke, momentane marktwaarde van de geproduceerde stroom in rekening te worden gebracht. Hiervoor lijkt het aangewezen om een productie-gewogen gemiddelde van de day-ahead markt te hanteren, zoals ook wordt gehanteerd in de CfD voor de offshore Princess Elisabeth Zone. In deze CfD wordt eveneens de marktwaarde van de geproduceerde stroom gecorrigeerd met de gemiddelde balanceringskost. Dit productie-gewogen gemiddelde kan worden gebaseerd op publiek beschikbare data, zoals EPEX of Elia. De onbalans kan mathematisch worden berekend aan de hand van de volgende formule:

$$(reële\ productie - verwachte\ productie) * (onbalans\ prijs - DA\ prijs)$$

De overstap van PPA-prijsformules naar day-ahead prijzen heeft de volgende positieve gevolgen:

- De verrekening van evoluties in marktprijzen gebeurt transparant en eenvoudig, en resulteert in een administratieve vereenvoudiging. Er is geen nood meer om jaarlijks PPA's confidencieel te behandelen voor de actualisaties, welke ook geen stakeholderoverleg meer noodzaken.
- PPA's zullen evolueren van afnameovereenkomsten o.b.v. maandelijkse prijsindices naar overeenkomsten o.b.v. day-ahead prijzen. Hierdoor behoudt de eigenaar of ontwikkelaar elke incentive om zijn productie af te stemmen op de marktnoden.

Het hanteren van day-ahead prijzen maakt het steunmechanisme transparanter, reduceert de administratieve last, zorgt voor positieve prijssignalen in de markt, en doet het steunsysteem evolueren richting een CfD zonder noodzaak aan een grote hervorming.

4.2.2. Voorstel 2: Vereffen jaarlijks of maandelijks het verschil

De banding factor (Bf) verrekent steeds de verwachte of actuele OT naar de verwachte toekomstige productie. Deze aanpak heeft enkele tekortkomingen of ongewenste effecten:

- De compensatie van opgelopen verschillen gebeurt traag en bijna procyclisch. De lagere inkomsten van een jaar met (bv.) lage productie en/of lage marktprijzen wordt niet in hetzelfde jaar gecompenseerd, maar gespreid in de daaropvolgende jaren – wanneer (hoogstwaarschijnlijk) de productie en/of prijzen weer hoger zijn.
- De verrekening van het verschil blijft gevoelig voor foute inschattingen over de verwachte toekomstige productie en prijzen. Hierdoor dient er jaarlijks een actualisatie van de bandingfactor te gebeuren.

In een capability-based steunmechanisme wordt het opgelopen verschil momentaan verrekend. Praktisch kan dit door jaarlijks of zelfs maandelijks het verschil te berekenen op basis van de geobserveerde day-ahead prijzen, productie en onbalanskosten.

De overstap van een indirecte naar een directe vereffening heeft de volgende positieve gevolgen:

- De compensatie van opgelopen verschillen gebeurt snel en anticyclisch.
- De verkregen afrekening is pas achteraf gekend. Dit geeft een incentive geeft om maximaal en correct in te spelen op marktsignalen.

Door de opgelopen verschillen direct te compenseren i.p.v. indirect en met vertraging gaat het OT/Bf zich als een capability-based één-zijdige CfD gedragen.

4.2.3. Voorstel 3: Vereffen het verschil tweezijdig

Om ook de potentieel hogere inkomsten op momenten waarbij marktprijzen boven de nodige strike price ligt in te rekenen in het steunmechanisme, dient de CfD het verschil tweezijdig te verrekenen. In het huidig OT/Bf model worden die

momenten indirect verrekend door winsten in rendabele periodes in mindering te brengen van steun wanneer de top onrendabel is. Een tweezijdige CfD is transparanter, directer en eenvoudiger te administreren.

4.3. Punctuele verbeteringen van het OT/Bf model in afwachting van transitie naar een CfD-model

Bij een eventuele tijdelijke verlenging van het huidig steunmechanisme in afwachting van de invoering van bijpascontracten cfr. het Vlaamse regeerakkoord 2024-2029, kunnen best al punctuele verbeteringen aan het OT/Bf model aangebracht worden. Deze zouden er moeten voor zorgen dat de administratieve last wordt verminderd en dat windenergie rendabel blijft voor de ontwikkelaars.

4.3.1. Voorstel 1: Tijdelijke aanpassingen van huidig mechanisme

De volgende aanpassingen en vereenvoudigingen zouden het OT/Bf model in zijn huidige vorm verbeteren:

- De afslagfactor, die momenteel wordt toegepast op de energieprijis, dient in de toekomst gebaseerd te worden op publieke beschikbare en door Elia gepubliceerde marktdata in plaats van op PPA's. Enkel op deze wijze kan op een transparante en correcte manier rekening gehouden worden met elementen als de onbalansmarkt en kannibalisatie-effecten. Dit bepleiten ook de grootbanken in hun brief 'Marktbevraging PPA onshore wind Vlaanderen' opgesteld op 30 Januari 2024 door de Belgische Banken (Belfius Bank, BNP Paribas Fortis, ING Lease Belgium en KBC Bank).
- In het decreet moet een positieve maximale Bandingsfactor (> 0) bepaald worden om de windenergie rendabel te maken.
- De bestaande categorieën voor steunbepaling dienen herzien te worden. Recente ontwikkelingen tonen steeds grotere turbines op de markt, omdat deze voor dezelfde productiecapaciteit een kleinere sociale en ruimtelijke impact hebben. Om mee te kunnen gaan met deze technologische vooruitgang moeten de categorieën waarin de turbines moeten vallen om van steun te kunnen genieten herzien worden. Zo zou de bovengrens, die nu op de 4.5 MW ligt, opgetrokken kunnen worden.
- Het onderscheid tussen projecten met of zonder burgerparticipatie kan worden losgelaten aangezien dit verschil minimale impact heeft.

4.4. Steunbepaling: via model of veiling?

We komen tenslotte terug op de eerste stap van bovenstaand voorstel om van het OT/Bf mechanisme naar een CfD model te evolueren. Bovenstaande transitie van de OT/Bf-methode naar een CfD vertrekt van de huidige methode voor de bepaling van de steunhoogte, i.e. een centraal kostenmodel waarvan jaarlijks de

CAPEX, OPEX, WACC en vollaasturen worden geüpdatet op basis van gangbare installaties.

Het gebruik van veilingen is een alternatieve methode om de toekenning en de hoogte van steun te bepalen. In dat geval wordt het OT/Bf model volledig verlaten. Algemeen wordt gesteld dat veilingen tot een efficiëntere steunbepaling leiden met een beperktere administratielast voor de overheid. Dit kan alleen als aan bepaalde voorwaarden is voldaan. Hierdoor heeft zowel de steunbepaling via een rekenmodel als via veilingen zijn voor- en nadelen.

Op deze voor- en nadelen wordt hieronder verder ingegaan.

Doelstelling van de methode tot steuntoewijzing

De toekenning van overheidssteun aan productie van hernieuwbare energie zou idealiter moeten leiden tot de volgende aspecten:

- Reflectie van de ware kost: overheidssteun ligt idealiter niet hoger dan nodig om de investering te verzekeren. Daardoor moet er steeds rekening gehouden worden met de laatste trends in projectkosten en worden de operationele kosten best geïndexeerd in het OT/Bf model. Competitieve processen kunnen helpen om de ware kost van hernieuwbare energie te ontdekken. Op die manier verminderen veilingen ook de administratieve werklast na toekenning van de steun.
- Risicobeheer: steunmechanismen dienen de financiële en technische risico's die gepaard gaan met hernieuwbare energieprojecten te verminderen.
- Eerlijke competitie: Het stimuleren van een concurrerende markt waarin verschillende bedrijven en technologieën kunnen strijden op een gelijk speelveld. Dit bevordert innovatie en zorgt ervoor dat de meest efficiënte en effectieve projecten worden geselecteerd. Dit kan zowel via een referentiemodel waarin iedereen op gelijke voet ondersteund wordt (en dus beter-dan-gemiddelde projecten meer inkomsten realiseren) alsook via veilingen waarin minder performante projecten het risico lopen om geen steun toegekend te krijgen.
- Kwaliteit en betrouwbaarheid: Steunmethodes moeten verzekeren dat de geselecteerde projecten technisch haalbaar en betrouwbaar zijn, waardoor ze een consistente en duurzame bijdrage kunnen leveren aan het energienetwerk.
- Transparantie en vertrouwen: Het creëren van een transparant proces dat investeerders en de bredere gemeenschap vertrouwen geeft in de eerlijkheid en doelmatigheid van de toekenning van overheidssteun.
- Steun voor de regionale strategie: Steunmechanismen moeten verzekeren dat de toekenning van steun in lijn is met de nationale strategieën en doelstellingen voor hernieuwbare energie. Dit houdt in dat projecten bijdragen aan het behalen van de vastgestelde doelen voor energieopwekking uit hernieuwbare bronnen en helpen om de energiemix te verduurzamen. Dit betekent eveneens dat voldoende steun voor handen moet zijn om de doelstellingen te halen.

Zowel de toewijzing van steun op basis van veilingen alsook steuntoewijzing op basis van een referentie installatie kunnen aan (de belangrijkste van) deze criteria voldoen.

Steuntoewijzing met veilingen

Vanuit het standpunt van de Europese Commissie wordt de strike price van een CfD (die bij een financiële CfD de maandelijkse betaling van de overheid aan de investeerder bepaalt) best bepaald via een veiling. Duidelijke vereisten in de preselectie zorgen ervoor dat de kwaliteit behouden blijft, risico's beheerd worden, innovatie gestimuleerd wordt, en zowel het milieu als de projectomgeving beschermd worden. Bovendien draagt preselectie bij aan transparantie in het veilingproces.

Hernieuwbare energie veilingen worden reeds wereldwijd door verschillende landen met succes georganiseerd.

Een efficiënte toekenning met behulp van een veiling kan echter enkel gebeuren indien er aan een aantal voorwaarden wordt voldaan:

- Er zijn voldoende actoren én projecten om op geregelde basis veilingen te organiseren.
- Er zijn voldoende actoren én projecten om concurrentie in de veiling te krijgen, waarbij niet noodzakelijk alle steunaanvragen ook werkelijk steun moeten krijgen. Het laatste lijkt enkel gepermitteerd wanneer er meer projecten zijn dan noodzakelijk om de vooropgestelde regionale doelstellingen te halen.
- Er zijn voldoende actoren én projecten om niet te kunnen anticiperen op de uitkomst van de veiling, en 'gaming' van de veilingresultaten niet mogelijk is.
- De veilingen zijn voorspelbaar genoeg om als ontwikkelaar het risico te willen nemen om de up-front ontwikkelingskost die gepaard gaat aan een vergunningstraject te dragen.

In een kleine regio als Vlaanderen, met op dit moment een schaarste aan projecten, met een grote volatiliteit aan vergunningen over de jaren heen, met lange doorlooptijden, en met een sterke ruimtelijke versnippering lijkt het echter moeilijker om in Vlaanderen competitieve veilingen te organiseren die aan bovenstaande eisen voldoen.

Als veilingen slechts af en toe plaatsvinden en er lange pauzes zijn tussen de veilingen, kan een ondernemer die verliest, veel schade lijden. Zij moeten dan langer wachten tot de volgende veiling. Dit kan leiden tot hoge investeringsrisico's en hoge financieringskosten, lagere participatie en minder concurrentie. Het is dus belangrijk dat veilingen voldoende frequent en transparant, volgens een op voorhand gepubliceerde timing worden georganiseerd.

Een goed design van een veiling is essentieel opdat ook nieuwe en kleinere spelers niet geconfronteerd worden met te lange en te dure procedures.

Toewijzing o.b.v. referentieprijzen of benchmarks

Een haalbaar alternatief voor veilingen op basis van het OT/Bf mechanisme is de bepaling van een strike price op basis van een fictieve, gemiddelde referentie-installatie.

Deze optie heeft in Vlaanderen het voordeel dat deze methode reeds lang is ingeburgerd: de huidige OT/Bf-methode die vandaag de certificaten-steun bepaalt, werkt namelijk op dezelfde manier.

De voornaamste voordelen van steunbepaling op basis van een referentiemodel zijn de volgende:

- Transparantie. Het hanteren van een referentiemodel met bijhorend kostenmodel is transparant en verklaarbaar.
- Voorspelbaar en zeker. De toegekende steun is voorspelbaar en bij benadering al gekend bij aanvang van het ontwikkelingsproces. Dit geeft zekerheid aan ontwikkelaars om de up-front ontwikkelingskosten te dragen die gepaard gaan met een vergunningsproces.
- Geeft incentives tot optimalisatie. Aangezien alle projecten steun toegekend krijgen op basis van eenzelfde referentiemodel worden de betere projecten (deels) beloond voor hun betere performantie zonder onzekerheid te creëren voor de minder-performante projecten.

Het systeem kent echter nog steeds enkele nadelen, waaronder de voornaamste zijn:

- Politieke micro-management van kostenfactoren. Er is heel wat informatie nodig om een referentie-kostenmodel op te bouwen. Dit opent ruimte voor (politiek) een waardeoordeel te hangen aan bepaalde kosten, en de aannames voor deze kosten te sturen of plafonneren.
- Minder kosten-competitie. Continue benchmarking met buitenlandse steunmechanismen kan hiervoor een oplossing zorgen.

Annex A: Financiële parameters van het OT/Bf

Financiële parameters voor alle projecten

De onderstaande tabel geeft de financiële parameters die gelden voor al de groene stroom projecten in België, met een indicatie van de methode hoe deze waarde bepaald werd.

Tabel 3: Financiële parameters voor al de GS-projecten in 2022

Afkorting	waarde	parameter	berekend op basis van ...
i_{ok}	2%	Jaarlijkse indexering op investeringskosten en operationele kosten	Referentiewaarden van het Federaal Planbureau en streefcijfers van de Europese Centrale Bank (ECB)
$i_{EL,V}$	0%	Jaarlijkse verandering van de marktwaarde elektriciteit bij verkoop	Door de huidige historisch hoge energieprijzen lijkt het onwaarschijnlijk dat de energieprijzen gedurende de hele economische levensduur blijven stijgen. Gezien de vele onzekere factoren kan niet inschat worden wanneer de energieprijzen terug zullen dalen naar oorspronkelijke niveaus.
$i_{EL,ZA}$	0%	Jaarlijkse verandering van de vermeden kost voor elektriciteit door zelfafname	
$P_{EL,V}$	174 €/MWh	Marktwaarde elektriciteit bij verkoop in jaar 0	De verhandelde prijs op ENDEX Cal 24, conform punt 3.1.4 van Bijlage III/1 (groene stroom) en Bijlage III/2 (WKK) van het Energiebesluit
r_d	4.5%	Interestvoet op de banklening	De referentie-interestvoet werd bepaald op basis van een combinatie van de Euribor voor obligaties op 10 jaar , de interestvoet op 3 maanden en de rente op lineaire obligaties van de Belgische staat. Daarnaast werd op basis van gegevens uit voorbije marktbevragingen een inschatting gemaakt van de risicopremie.
E	20%	Aandeel eigen vermogen in de totale investering	Zoals in het vorige VEKA-rapport 2022
b	25%	Tarief van de vennootschapsbelasting	Artikel 215 van het Wetboek der Inkomstenbelasting (W.I.B. 92)
i	100%	Deel van de investering dat in aanmerking komt voor investeringsaftrek	Artikel 69 van het Wetboek der Inkomstenbelasting (W.I.B. 92)
IAP	20.5%	Het percentage van deze investeringsaftrek	VLAIO neemt aan dat door de inflatie het basispercentage voor verhoogde aftrekken in inkomstenjaar 2023 10,5% zal zijn. Dit wordt nog eens met 10,5% verhoogd, daarom wordt aangenomen dat het percentage voor het aanslagjaar 2024

Projectparameters voor wind, startdatum na 01.01.2023

De waarden zoals vastgelegd door VEKA van de algemene financiële en technische kenmerken voor al de windturbines in Vlaanderen wordt samengevat in Tabel 4 Tabel 4. Tabel 5 toont de waarden voor windturbines in categorie 4/1a en 4/1b.

Tabel 4: Financiële en technische parameters voor alle windturbines in 2022

Afk	Waarde	Parameter
EV _{el}	0%	Aandeel eigenverbruik van de installatie zelf
EV _{gsc}	0%	Aandeel bruto elektriciteitsproductie dat niet in aanmerking komt voor GSC
T _c	1 jaar	Constructieperiode
	2182,2 €/yr	Energieheffing voor een aansluiting op MS
	5.000 €/WT.yr	Plafond landlease kosten
	11,0%	Procentuele afslag 2023
	1.000 €/yr	Extra operationele kost voor turbines met burgerparticipatie (cat 4a en 4/1a)

Tabel 5: Nieuwe installaties windenergie op land, met een bruto nominaal vermogen per turbine ≥ 2,5 MWe en ≤ 4,5 MWe (GS cat. 4/1a en GS cat. 4/1b) in 2022

Afk	Waarde	Parameter
P	3.675 kWe	Mediaan vermogen
VU	2.350 h	Gemiddelde jaarlijkse aantal vollasturen
K _i	1.380 €/kWe	Specifieke investeringskost per vermogensseenheid
K _v	35,7 €/kW	Vaste kosten per eenheid capaciteit in jaar 0
P _{in}	1,33 €/MWh + 11%*P _{el,v}	Kost voor de geïnjecteerde elektriciteit in jaar 0

Annex B: Rekenvoorbeelden van de verschillende steunmechanismen

Tabel 6. Overzicht van de afhandeling van een capability-based CfD indien de marktwaarde lager ligt dan de strike (boven) en indien de marktwaarde hoger ligt dan de strike (onder)

	Werking turbine (reëel)	Referentie (AAP)
<i>Marktwaarde: 70 €/MWh</i> <i>Strike: 80 €/MWh</i>		
1. Situatie		
Productie-potentieel van de site	2398 FLH	2398 FLH
Operationele performantie	98 %	98 %
Curtailement	3 %	0 %
Finale productie	2280 FLH	2350 FLH
2. Afhandeling CfD		
Markt-inkomsten (capture value)	159.600 €/MW.y	--
Gehanteerde uitoefen-waarde in de CfD	--	188.000 €/MW.y
Afhandeling van de CfD	+28.400 €/MW.y	
3. Eindresultaat		
Totale inkomsten van de ontwikkelaar	188.000 €/MW.y	
Equivalent, per MWh	82,5 €/MWh	
<i>Marktwaarde: 90 €/MWh</i> <i>Strike: 80 €/MWh</i>		
1. Situatie		
Productie-potentieel van de site	2398 FLH	2398 FLH
Operationele performantie	98 %	98 %
Curtailement	3 %	0 %
Finale productie	2280 FLH	2350 FLH
2. Afhandeling CfD		
Markt-inkomsten (capture value)	205.200 €/MW.y	--
Gehanteerde uitoefen-waarde in de CfD	--	188.000 €/MW.y
Afhandeling van de CfD	-17.200 €/MW.y	
3. Eindresultaat		
Totale inkomsten van de ontwikkelaar	188.000 €/MW.y	
Equivalent, per MWh	82,5 €/MWh	

Tabel 7. Overzicht van de afhandeling van een financial CfD indien de marktwaarde lager ligt dan de strike (boven) en indien de marktwaarde hoger ligt dan de strike (onder) – voor een locatie met hetzelfde windpotentieel als de referentie

	Werking turbine (reëel)		Referentie (AAP)	
<i>Marktwaarde: 70 €/MWh</i> <i>Strike: 188.000 €/MW.y</i>				
1. Situatie				
Productie-potentieel van de site	2398	FLH	2398	FLH
Operationele performantie	98	%	98	%
Curtaillment	3	%	3	%
Finale productie	2280	FLH	2280	FLH
2. Afhandeling CfD				
Markt-inkomsten (capture value)	159.600	€/MW.y	159.600	€/MW.y
Gehanteerde uitoefen-waarde in de CfD	--		188.000	€/MW.y
Afhandeling van de CfD	+28.400	€/MW.y		
3. Eindresultaat				
Totale inkomsten van de ontwikkelaar	188.000	€/MW.y		
Equivalent, per MWh	82,5	€/MWh		
 <i>Marktwaarde: 90 €/MWh</i> <i>Strike: 188.000 €/MW.y</i>				
1. Situatie				
Productie-potentieel van de site	2398	FLH	2398	FLH
Operationele performantie	98	%	98	%
Curtaillment	3	%	3	%
Finale productie	2280	FLH	2280	FLH
2. Afhandeling CfD				
Markt-inkomsten (capture value)	205.200	€/MW.y	205.200	€/MW.y
Gehanteerde uitoefen-waarde in de CfD	--		188.000	€/MW.y
Afhandeling van de CfD	-17.200	€/MW.y		
3. Eindresultaat				
Totale inkomsten van de ontwikkelaar	188.000	€/MW.y		
Equivalent, per MWh	82,5	€/MWh		

Tabel 8. Overzicht van de afhandeling van een financial CfD indien de marktwaarde lager ligt dan de strike (boven) en indien de marktwaarde hoger ligt dan de strike (onder) – voor een locatie met minder windpotentieel dan de referentie

	Werking turbine (reëel)		Referentie (AAP)	
<i>Marktwaarde: 70 €/MWh</i> <i>Strike: 188.000 €/MW.y</i>				
1. Situatie				
Productie-potentieel van de site	2180	FLH	2398	FLH
Operationele performantie	98	%	98	%
Curtaillment	3	%	3	%
Finale productie	2070	FLH	2280	FLH
2. Afhandeling CfD				
Markt-inkomsten (capture value)	144.900	€/MW.y	159.600	€/MW.y
Gehanteerde uitoefen-waarde in de CfD	--		188.000	€/MW.y
Afhandeling van de CfD	+28.400	€/MW.y		
3. Eindresultaat				
Totale inkomsten van de ontwikkelaar	173.300	€/MW.y		
Equivalent, per MWh	83,7	€/MWh		
 <i>Marktwaarde: 90 €/MWh</i> <i>Strike: 188.000 €/MW.y</i>				
	Werking turbine (reëel)		Referentie (AAP)	
1. Situatie				
Productie-potentieel van de site	2180	FLH	2398	FLH
Operationele performantie	98	%	98	%
Curtaillment	3	%	3	%
Finale productie	2070	FLH	2280	FLH
2. Afhandeling CfD				
Markt-inkomsten (capture value)	186.300	€/MW.y	205.200	€/MW.y
Gehanteerde uitoefen-waarde in de CfD	--		188.000	€/MW.y
Afhandeling van de CfD	-17.200	€/MW.y		
3. Eindresultaat				
Totale inkomsten van de ontwikkelaar	169.100	€/MW.y		
Equivalent, per MWh	81,7	€/MWh		

Tabel 9. Overzicht van de afhandeling van een financial CfD indien de marktwaarde lager ligt dan de strike (boven) en indien de marktwaarde hoger ligt dan de strike (onder) – voor een locatie met meer windpotentieel dan de referentie

	Werking turbine (reëel)		Referentie (AAP)	
<i>Marktwaarde: 70 €/MWh</i>				
<i>Strike: 188.000 €/MW.y</i>				
1. Situatie				
Productie-potentieel van de site	2180	FLH	2398	FLH
Operationele performantie	98	%	98	%
Curtailement	3	%	3	%
Finale productie	2510	FLH	2280	FLH
2. Afhandeling CfD				
Markt-inkomsten (capture value)	175.700	€/MW.y	159.600	€/MW.y
Gehanteerde uitoefen-waarde in de CfD	--		188.000	€/MW.y
Afhandeling van de CfD	+28.400	€/MW.y		
3. Eindresultaat				
Totale inkomsten van de ontwikkelaar	204.100	€/MW.y		
Equivalent, per MWh	81,3	€/MWh		

	Werking turbine (reëel)		Referentie (AAP)	
<i>Marktwaarde: 90 €/MWh</i>				
<i>Strike: 188.000 €/MW.y</i>				
1. Situatie				
Productie-potentieel van de site	2180	FLH	2398	FLH
Operationele performantie	98	%	98	%
Curtailement	3	%	3	%
Finale productie	2510	FLH	2280	FLH
2. Afhandeling CfD				
Markt-inkomsten (capture value)	225.900	€/MW.y	205.200	€/MW.y
Gehanteerde uitoefen-waarde in de CfD	--		188.000	€/MW.y
Afhandeling van de CfD	-17.200	€/MW.y		
3. Eindresultaat				
Totale inkomsten van de ontwikkelaar	208.700	€/MW.y		
Equivalent, per MWh	83,1	€/MWh		



Contact person:

Jan Cornillie

jco@3e.eu

3E NV/SA

Kalkkaai 6 – Quai à la Chaux

B-1000 Brussels – Belgium

T +32 2 217 58 68

F +32 2 219 79 89

Belfius Bank SA/NV

IBAN: BE12 0689 4198 3292

SWIFT/BIC: GKCCBEBB

RPR Brussels VAT BE 0465 755 594