

Marktverstoringen tweezijdige CfD voor wind op zee

TNO 2026 R10510 – 2 maart 2026

Marktverstoringen tweezijdige CfD voor wind op

Auteurs	Pieter Verstraten, Wester Coenraads
Met bijdrage van	Adriaan van der Welle, Bernard Bulder, Aliene van der Veen, Joris Koornneef
Aantal pagina's	52 (excl. voor- en achterblad)

Alle rechten voorbehouden

Niets uit deze uitgave mag worden verveelvoudigd en/of openbaar gemaakt door middel van druk, fotokopie, microfilm of op welke andere wijze dan ook zonder voorafgaande schriftelijke toestemming van TNO.

© 2026 TNO

Samenvatting

Dit rapport onderzoekt de potentiële marktverstoringen die kunnen ontstaan door de invoering van een tweezijdige Contract for Difference (CfD) voor wind op zee in Nederland. Aanleiding is de verslechterde investeerbaarheid van wind op zee projecten als gevolg van gestegen financierings- en materiaalkosten en de wens van het Ministerie van Klimaat en Groene Groei¹ (KGG) om investeringszekerheid te vergroten met behoud van een goed functionerende elektriciteitsmarkt.

De analyse richt zich op de effecten van CfD-ontwerpkeuzes op biedgedrag en prijsvorming op de day-ahead- en intradaymarkt, met onderscheid tussen steunjaren met lage prijzen en steunbetalingen, en terugvorderingsjaren met hoge prijzen en betalingen aan de overheid.

Internationale ervaringen en ontwerpkeuzes

Internationaal worden tweezijdige CfDs breed toegepast, met name sinds de introductie in het Verenigd Koninkrijk. Europese regelgeving, waaronder de herziening van het elektriciteitsmarktontwerp en RED III, stuurt expliciet aan op het gebruik van tweezijdige CfDs voor nieuwe hernieuwbare projecten. Internationale ervaringen laten zien dat de effecten op marktprikkels sterk afhangen van de gekozen ontwerpdetails.

Belangrijke ontwerpdimensies betreffen onder meer de keuze tussen productiegebaseerde en productieonafhankelijke CfDs, de definitie van de referentieprij, de omgang met negatieve prijzen, de interactie met onbalansmarkten, de samenhang met PPAs en termijnmarkten, en de contractduur en indexatie. Voor de Nederland context zijn er specifieke aandachtspunten, zoals de omgang met negatieve prijzen, het wegvallen van compensatie voor onbalanskosten en de mogelijke invoering van een invoedingstarief.

CfD-ontwerp en biedgedrag

In dit rapport wordt een door het ministerie voorgesteld test-CfD-ontwerp geanalyseerd. Dit ontwerp dient als uitgangspunt om inzicht te krijgen in mogelijke effecten van tweezijdige CfDs op marktgedrag en marktuitskomsten en moet niet worden gezien als een definitief beleidsontwerp. Drie beleidsvarianten worden toegelicht in de tekstbox hieronder.

Het CfD-ontwerp beïnvloedt het biedgedrag van wind op zee doordat het de relatie tussen marktprijzen en gerealiseerde opbrengsten verandert. Daarbij is onderscheid relevant tussen een steunjaar en een terugvorderingsjaar. Een steunjaar is een jaar waarin de referentieprij onder de strike price ligt en waarin steunbetalingen plaatsvinden. Een terugvorderingsjaar is een jaar waarin de referentieprij boven de strike price ligt en waarin betalingen plaatsvinden aan de overheid. De referentieprij wordt berekend over het gehele jaar, en niet op basis van individuele uren of kwartieren.

In een terugvorderingsjaar kan het CfD-ontwerp prikkels creëren om productie te beperken bij lage maar positieve prijzen, wanneer een vaste terugvorderingssystematiek ertoe leidt dat extra productie leidt tot een netto verlies. Dit kan resulteren in ongewenste curtailment en hogere marktprijzen. Dit effect wordt in de derde variant van het CfD-ontwerp voorkomen met

¹ Tijdens het opstellen van de rapportage is de naam van het Ministerie van Klimaat en Groene Groei gewijzigd in het Ministerie van Economische Zaken en Klimaat. In de tekst is de oorspronkelijke naam aangehouden.

een zogenoemde dynamic clawback. Terugvorderingen worden gestaakt gedurende momenten waarin de prijs lager is dan het terugvorderingsbedrag. Dit introduceert wel een discontinuïteit rondom het terugvorderingsbedrag, waarbij de gerealiseerde winst hoger is bij prijzen net onder dit bedrag, dan er net boven. Dit kan creëren een prikkel om prijzen net onder het terugvorderingsbedrag te houden.

In een steunjaar kan het CfD-ontwerp prikkels versterken om te blijven produceren bij lage of zelfs negatieve prijzen, omdat steunbetalingen de negatieve marktopbrengsten gedeeltelijk of geheel compenseren. Voor de day-aheadmarkt is dit ondervangen door het stopzetten van steunbetalingen bij negatieve prijzen. De staatssteunregels schrijven bovendien voor dat een vergelijkbare benadering ook voor de intradaymarkt moet gelden. De praktische uitwerking hiervan is echter complex, omdat er op de intradaymarkt geen eenduidige prijs bestaat, maar sprake is van meerdere transacties tegen verschillende prijzen. Hierdoor kan het voorkomen dat in de praktijk toch steunbetalingen plaatsvinden bij negatieve intradayprijzen.

Of en wanneer dergelijke prikkels daadwerkelijk tot strategisch biedgedrag leiden, hangt in belangrijke mate af van de voorspelbaarheid van de referentieprijzen. Producenten kunnen hun biedstrategie pas aanpassen wanneer zij voldoende zekerheid hebben over de vraag of een jaar zich ontwikkelt tot een steun- of terugvorderingsjaar en over de omvang daarvan. Analyse van historische data laat zien dat in relatief stabiele jaren de jaargemiddelde marktprijs vanaf ongeveer september een redelijke stabiliteit vertoont. Tegelijkertijd laten uitzonderlijke perioden, zoals tijdens de energiecrisis, zien dat plotselinge prijsschokken ook laat in het jaar nog tot aanzienlijke veranderingen kunnen leiden.

Scenario's en varianten

In dit rapport wordt onderscheid gemaakt tussen beleidsvarianten en scenario's. Met beleidsvarianten wordt bedoeld op varianten van het CfD-ontwerp voor wind op zee. Drie varianten worden beschouwd: (1) een situatie zonder CfD; (2) een tweezijdige productie-gebaseerde CfD met een jaarlijks, ex-post gecorrigeerde referentieprijzen gebaseerd op de day-aheadmarkt; en (3) een uitgebreidere CfD-variant met aanvullende ontwerpkeuzes om potentiële marktverstoringen te beperken. Deze varianten zijn bedoeld om de effecten van verschillende beleidskeuzes op marktgedrag en prijsvorming te vergelijken.

De scenario's beschrijven daarentegen alternatieve aannames over de ontwikkeling van het elektriciteitssysteem als geheel. Het basisscenario is gebaseerd op het Horizon Aanvoer scenario van Netbeheer Nederland (2025) voor 2035. Daarnaast is een scenario met achterblijvende elektriciteitsvraag geanalyseerd, om de gevoeligheid van de resultaten voor lagere vraaggroei te toetsen.

Potentiële effecten van een CfD-ontwerp in 2035

De effecten van het CfD-ontwerp zijn gekwantificeerd door aangepast biedgedrag onder de verschillende beleidsvarianten te modelleren binnen de gehanteerde scenario's met behulp van een elektriciteitsmarktmodel. De resultaten laten zien dat 2035 in de meeste gevallen een steunjaar is, met een beperkt maar niet verwaarloosbaar aantal uren met negatieve prijzen.

In een terugvorderingsjaar leidt de tweede beleidsvariant tot hogere marktprijzen en tot curtailment van wind op zee. Voor enkele honderden uren zijn de prijzen rond het terugvorderingsbedrag in plaats van rond nul.

Voor een steunjaar is gekeken naar de omvang van negatieve prijzen op de intradaymarkt. Vanwege de complexiteit van de prijsvorming op deze markt is dit geen voorspelling, maar

een verkenning op basis van aannames. De resultaten wijzen op een orde van grootte van enkele honderden uren met negatieve intradayprijzen. Deze uitkomsten zijn gevoelig voor aannames over de relatie tussen de day-ahead- en intradaymarkt en dienen primair ter illustratie van mogelijke effecten op het marktgedrag.

Reflecties en aanbevelingen

Het ontwerp van tweezijdige CfDs gaat onvermijdelijk gepaard met afwegingen tussen investeringszekerheid, marktwerving en systeemefficiëntie. Marktverstoringen kunnen niet volledig worden voorkomen, maar hun aard en omvang worden in belangrijke mate bepaald door concrete ontwerpkeuzes, zoals de referentieperiode, de omgang met negatieve prijzen en de verwerking van intradaymarktprijzen. Op basis van de analyses in dit rapport volgen drie hoofdaanbevelingen.

Ten eerst vraagt het ontwerp van CfD-regelingen om een adaptieve benadering. Ontwikkelingen in internationale ervaringen, Europese beleidsdiscussies en academisch onderzoek bieden waardevolle inzichten voor de Nederlandse situatie. Fundamentele veranderingen, zoals de keuze tussen productiegebaseerde en productieonafhankelijke CfDs, zullen in de praktijk alleen toepasbaar zijn op nog uit te geven CfDs. Gedurende de looptijd van een CfD kan daarentegen worden gestuurd op de wijze waarop marktcondities worden verwerkt, binnen de bestaande contractstructuur. Op deze manier kan het CfD-ontwerp adaptief worden ingericht, terwijl de kern van het contract en de voorspelbaarheid voor investeerders behouden blijven.

Ten tweede verdient de intradaymarkt expliciete aandacht in het CfD-ontwerp. De intradaymarkt speelt een steeds grotere rol in het elektriciteitssysteem, maar kent geen uniforme prijs, wat het stoppen van steun bij negatieve prijzen complex maakt. Het is daarom belangrijk om nu al keuzes te maken over de wijze waarop intradayprijzen worden meegenomen, bijvoorbeeld via indices of intradayveilingen, en deze keuzes periodiek te herzien naarmate de markt zich verder ontwikkelt.

Ten derde onderstreept de analyse het belang van vraagontwikkeling en systeemintegratie. CfDs kunnen het aanbod van wind op zee versnellen, maar als de elektriciteitsvraag en flexibiliteit achterblijven, neemt het risico op negatieve prijzen en inefficiënte inzet van productie toe. Het CfD-beleid voor wind op zee moet daarom in samenhang worden gezien met instrumenten die vraaggroei, flexibiliteit en systeemintegratie ondersteunen.

Inhoudsopgave

Samenvatting.....	4
1 Inleiding	4
2 Internationale ervaringen en kwalitatieve reflecties op CfD-ontwerp.....	5
2.1 Hoe een CfD werkt	5
2.2 Internationale ervaringen en ontwerpkeuzes	6
2.3 Specifieke aandachtspunten voor een Nederlandse CfD-regeling.....	10
3 CfD ontwerp en het effect op biedgedrag.....	13
3.1 Beschrijving van het voorgestelde CfD-ontwerp	13
3.2 Effect op biedgedrag in een terugvorderingsjaar	16
3.3 Effect op biedgedrag in een steunjaar	18
4 Voorspelbaarheid van referentieprijs en profielfactor	20
4.1 Voorspelbaarheid van gemiddelde marktprijs.....	20
4.2 Voorspelbaarheid van profielfactor	22
5 Aanpak: modellering van marktverstoringen CfDs	25
5.1 Aanpak voor de day-aheadmarkt	25
5.2 Aanpak voor de intradaymarkt	29
6 Resultaten en effecten van het CfD-ontwerp	33
6.1 In 2035 vooral een steunjaar met beperkt aantal negatieve uren	33
6.2 Effecten van het CfD-ontwerp in een terugvorderingsjaar.....	37
6.3 Effecten van het CfD-ontwerp in een steunjaar	39
7 Reflecties en aanbevelingen	42
7.1 Reflecties	42
7.2 Aanbevelingen	45
Bronnenlijst.....	47

1 Inleiding

De uitrol van wind op zee verloopt moeizaam, onder andere door stijgende kosten van financiering en materialen. Om investeringen in deze sector te stimuleren onderzoekt het Ministerie van Klimaat en Groene Groei (KGG) instrumenten, waaronder het invoeren van tweezijdige Contracts for Difference (CfDs) (Ministerie van Klimaat en Groene Groei, 2025b). CfDs worden in verschillende Europese landen toegepast en bieden investeringszekerheid door prijsgaranties, maar kunnen ook leiden tot marktverstoringen.

In opdracht van het ministerie heeft TNO een studie uitgevoerd naar de potentiële marktverstoringen die kunnen ontstaan door het invoeren van een tweezijdig CfD, specifiek voor windenergie op zee. Het doel van deze studie is om inzicht te geven in hoe CfDs de prijsvorming en het biedgedrag op de elektriciteitsmarkt beïnvloeden. Daarbij ligt de focus op de day-ahead- en intradaymarkt en maken we onderscheid tussen steunjaren, waarin producenten steun ontvangen, en terugvorderingsjaren, waarin de overheid bedragen terugvordert.

Het rapport is als volgt opgebouwd. Hoofdstuk 2 bespreekt internationale ervaringen en ontwerpkeuzes voor CfDs, inclusief aandachtspunten voor de Nederlandse context. Hoofdstuk 3 gaat in op het door KGG gekozen CfD-ontwerp en de effecten op biedgedrag in steun- en terugvorderingsjaren. Hoofdstuk 4 analyseert historische data om inzicht te krijgen in de voorspelbaarheid van bepaalde parameters en de momenten waarop strategisch biedgedrag kan optreden. Hoofdstuk 5 beschrijft de aanpak van de kwantitatieve analyses, waaronder het simulatiemodel en de gehanteerde scenario's. Hoofdstuk 6 presenteert de resultaten van de simulaties voor het jaar 2035 en bespreekt de effecten van het CfD-ontwerp in een terugvorderingsjaar en in een steunjaar. Tot slot bevat hoofdstuk 7 de belangrijkste reflecties en aanbevelingen voor het ontwerp en de implementatie van CfDs.

2 Internationale ervaringen en kwalitatieve reflecties op CfD-ontwerp

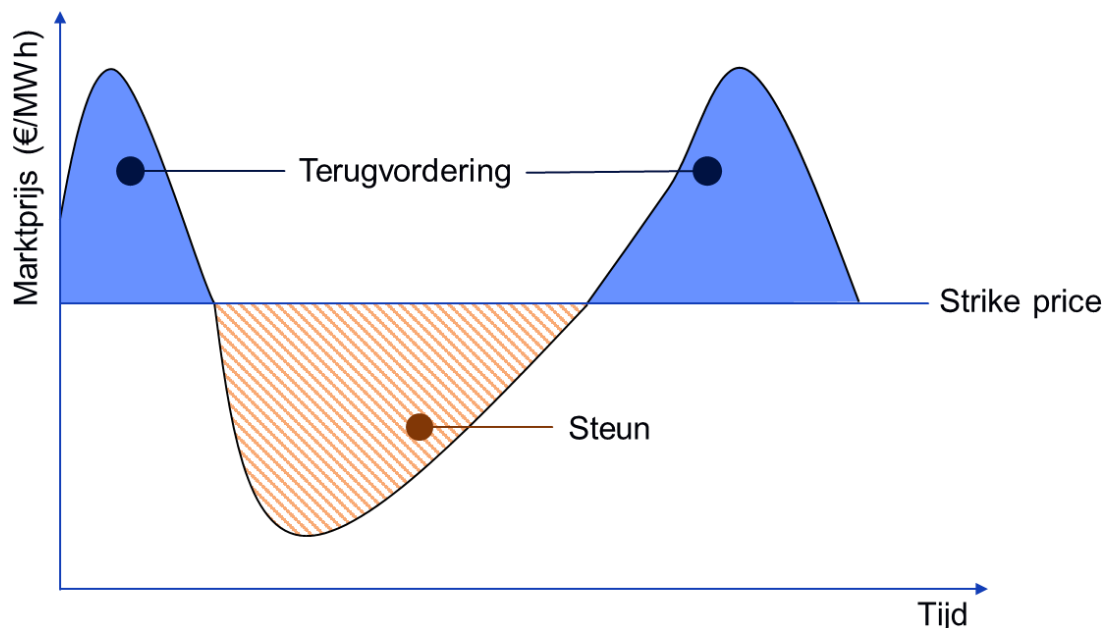
Contracts for Difference (CfDs) zijn de afgelopen jaren uitgegroeid tot een belangrijk instrument voor het stimuleren van investeringen in fossielvrije elektriciteitsproductie in Europa. Door de internationale adoptie en beleidsdiscussies op zowel nationaal als Europees niveau is er inmiddels veel ervaring opgedaan met verschillende ontwerpkeuzes en marktpraktijken. Dit hoofdstuk geeft eerst een beschrijving van hoe een CfD in haar simpelste vorm werkt en richt zich daarna eerst op internationale ervaringen en ontwerpvarianten en reflecteert tot slot op aandachtspunten voor de Nederlandse context: omgang met (i) de onbalansmarkt, (ii) negatieve prijzen, en (iii) invoedingstarieven.

2.1 Hoe een CfD werkt

Een CfD is in de kern een financieel contract waarbij het verschil tussen een vooraf afgesproken prijs (de strike price of uitoefenprijs) en een referentieprijs wordt afgerekend over een volume elektriciteit (Kitzing et al., 2024; ENTSO-E, 2024). De referentieprijs is doorgaans gebaseerd op de uurlijkse day-aheadmarktprijs, maar kan ook een gemiddelde marktprijs over een langere periode zijn.

Er zijn twee hoofdvarianten van CfDs te onderscheiden: tweezijdige (two-sided) CfDs en eenzijdige (one-sided) CfDs. Bij een tweezijdige CfD wordt zowel bij lage als bij hoge marktprijzen afgerekend. Als de marktprijs onder de strike price ligt, ontvangt de producent een aanvullende betaling; als de marktprijs boven de strike price ligt, betaalt de producent het verschil terug aan de overheid of het systeem (Europese Commissie, 2025c; Europese Unie, 2024b). Bij een eenzijdige CfD, vergelijkbaar met de SDE++-regeling die wij in Nederland kennen, geldt alleen een ondergrens. De producent ontvangt een aanvulling tot de strike price als de marktprijs daaronder ligt, maar hoeft bij hoge marktprijzen niets terug te betalen. Vaak zijn er aanvullende regels, bijvoorbeeld dat bij negatieve marktprijzen geen subsidie wordt uitgekeerd of dat er een minimumprijs geldt waarmee de productiesubsidie wordt gemaximeerd (Kitzing et al., 2024; ENTSO-E, 2024).

Figuur 2.1 laat op een gesimplificeerde manier het principe zien. Het blauwe gebied boven de strike price geeft de terugvordering weer bij een tweezijdige CfD, terwijl het rood gearceerde gebied onder de strike price de steunbetaling weergeeft. Bij een eenzijdige CfD ontbreekt het blauwe gebied omdat er geen betaling plaatsvindt wanneer de marktprijs hoger is dan de strike price.



Figuur 2.1: Afrekening bij een tweezijdig Contract for Difference met steunbetaling als de marktprijs onder de strike price ligt en terugvordering als de marktprijs boven de strike price ligt.

2.2 Internationale ervaringen en ontwerpkeuzes

CfDs zijn in Europa breed geïntroduceerd na de introductie van het tweezijdige CfD-model in het Verenigd Koninkrijk, waar het instrument sinds 2014 wordt ingezet voor onder meer offshore wind (OIES, 2024; Kitzing et al., 2024). In de jaren daarna volgden diverse EU-lidstaten, waaronder Denemarken, Duitsland, België, Frankrijk en Nederland, elk met eigen ontwerpkeuzes en implementaties (Kitzing et al., 2024; ENTSO-E, 2024). Veel van deze landen hadden echter al eerder ervaring met eenzijdige CfDs of andere steunmechanismen. Zo kent Nederland al sinds 2008 de SDE(++)-regeling.

De energieprijscrisis van 2021–2022 en de wens om investeringszekerheid van producenten te combineren met bescherming van afnemers en systeemefficiëntie, hebben geleid tot een versnelde beleidsontwikkeling op Europees niveau (Europese Unie, 2024a; Europese Unie, 2024b):

- Met de herziening van het Europese elektriciteitsmarktontwerp in 2024 is vastgelegd dat directe prijssteun voor nieuwe hernieuwbare installaties in beginsel de vorm moet krijgen van tweezijdige CfDs of gelijkwaardige schema's (Europese Unie, 2024b).
- De aangepaste Renewable Energy Directive (RED III) ondersteunt deze lijn en faciliteert de overgang van eenzijdige naar tweezijdige CfDs (Europese Unie, 2024a).
- In 2025 heeft de Europese Commissie (2025c) aanvullende richtlijnen gepubliceerd voor het ontwerp van tweezijdige CfDs, waarin onder meer aandacht wordt besteed aan referentieprijsgedefinities, contractscope, prikkels in day-ahead-, intraday- en balanceringsmarkten, en terugsluismechanismen naar consumenten.

2.2.1 Ontwerpkeuzes bij CfDs

De implementatie van CfDs in Europa kent aanzienlijke variatie, zowel in contractvorm als in operationele details. Hieronder volgt een overzicht van belangrijke ontwerpkeuzes

Type contract: tweezijdig versus eenzijdig

De meeste landen zijn inmiddels overgestapt op tweezijdige CfDs, waarbij zowel bij lage als bij hoge marktprijzen betalingen plaatsvinden (Europese Commissie, 2025c; Kitzing et al., 2024). Nederland kende tot voor kort een eenzijdig model met de SDE(++)-regeling, waarbij alleen bij lage marktprijzen een aanvullende subsidie werd uitgekeerd en bij hoge prijzen geen betaling plaatsvond. In het kader van de Europese elektriciteitsmarktherziening is besloten voor nieuwe zon- en windprojecten over te gaan naar een tweezijdig CfD-model. De voorgenomen volledige overstap moet uiterlijk per juli 2027 zijn gerealiseerd. In 2024 is vanwege EU staatssteungoedkeuring van SDE subsidies een tussenstap gezet, waarbij overwinsten van nieuwe zon- en windprojecten wordt verrekend met subsidies. Anders dan bij tweezijdige CfD's kan er geen netto betaling aan de overheid zijn, oftewel verrekening van overwinsten is gemaximeerd (Ministerie van Economische Zaken en Klimaat, 2024).

Productie-gebaseerd versus productie-onafhankelijk

Een fundamentele ontwerpkeuze is of de uitkering direct gekoppeld is aan de werkelijke productie ("productie-gebaseerd") of aan een vast referentievolume of capaciteit ("productie-onafhankelijk"). In de meeste Europese landen, waaronder het VK, Duitsland en Denemarken, zijn CfDs tot nu toe altijd productie-gebaseerd. De uitkering wordt berekend op basis van het werkelijk geproduceerde volume aan elektriciteit (Kitzing et al., 2024; ENTSO-E, 2024).

Productie-gebaseerde CfDs bieden zekerheid voor producenten, maar kunnen leiden tot "produce-and-forget"-gedrag, waarbij producenten altijd maximaal produceren ongeacht de systeemwaarde. Dit kan marktverstoringen veroorzaken, vooral bij lage of negatieve prijzen (Schlecht, Maurer & Hirth, 2024; Trinomics, 2024). Andere marktverstoringen hangen samen met impacts van dit type CfD's op investeringskeuzes, onderhoud en repowering.

Productie-onafhankelijke CfDs zijn in Europa nog niet toegepast, maar worden in de literatuur en beleidsdiscussie genoemd als mogelijke oplossing om prikkels voor flexibiliteit en systeemintegratie te behouden en zo marktverstoringen tegen te gaan. Hierbij wordt de subsidie-uitkering bijvoorbeeld gekoppeld aan een afgesproken referentievolume of een capaciteit, waardoor producenten de prikkel ontvangen om hun productie af te stemmen op marktprijzen aangezien de subsidie niet langer wordt beïnvloed door de werkelijke productie (Kitzing et al., 2024; ENTSO-E, 2024). Hoewel dit het risico verkleint dat producenten niet hun subsidiabele volume kunnen realiseren, introduceert dit wel een nieuw risico ("basisrisico") voor producenten, omdat hun inkomsten samenhangen met de referentieproductie in plaats van met hun werkelijke productie.

Ook combinaties van productie-gebaseerde en productie-onafhankelijke CfD's zijn mogelijk, in deze context wordt ook gesproken van 'fusion 2w-CfD's' (Europese Commissie, 2025c). Een voorbeeld hiervan is een productie-gebaseerde CfD bij positieve elektriciteitsprijzen, terwijl bij negatieve elektriciteitsprijzen een productie-onafhankelijke CfD van toepassing is.

Referentieprijis en referentieperiode

De referentieprijis is doorgaans gebaseerd op de day-aheadmarkt, maar de exacte invulling verschilt per land. In het VK wordt de uurlijkse day-aheadprijs gebruikt, in Denemarken het gemiddelde over het voorgaande kalenderjaar, in Duitsland het gemiddelde over het lopende kwartaal, en in Nederland het gemiddelde over het lopende jaar (Kitzing et al., 2024; ENTSO-

E, 2024). Referentieprijzen kunnen worden aangepast met profielfactoren die rekening houdt met het technologiespecifieke effect van het productiepatroon van hernieuwbare opwek op de inkomsten van producenten ('capture prices'). Voorheen werden onbalanskosten ook als factor meegenomen, maar dit mag niet meer vanwege staatssteunregelgeving. De keuze voor de referentieperiode beïnvloedt de voorspelbaarheid en het strategisch gedrag van marktpartijen (Schlecht, Maurer & Hirth, 2024).

Auction model en contracttoewijzing

De meeste landen gebruiken een pay-as-bid veiling, waarbij projecten worden gerangschikt op basis van de gevraagde strike price en andere criteria zoals systeemwaarde, locatie of innovatie (Kitzing et al., 2024; Trinomics, 2024). De veilingregels zijn door de jaren heen aangepast om concurrentie te bevorderen en marktintegratie te verbeteren.

Contractduur en prijsindexatie

De contractduur varieert van 10 tot 20 jaar, afhankelijk van technologie en nationale voorkeuren. Indexatie van de strike price aan inflatie (bijvoorbeeld CPI) of investeringskosten komt veel voor, maar sommige landen kiezen voor vaste prijzen (Kitzing et al., 2024; ENTSO-E, 2024).

Negatieve prijzen

Een belangrijk aandachtspunt bij de vormgeving van CfDs is de eventuele compensatie voor gemiste inkomsten door negatieve prijzen. Volgens Europese staatssteunregels mag er geen subsidie worden uitgekeerd voor productie in perioden waarin de marktprijs negatief is. Duitsland en Nederland werkten aanvankelijk met een zogenoemde 6-uursregel, waarbij geen steun werd verstrekt als de day-aheadprijs gedurende een aaneengesloten periode van zes uur negatief was (Kitzing et al., 2024; ENTSO-E, 2024). In Nederland gold vanaf 2016 een periode van zes uur, vanaf 2023 werd dit voor nieuwe beschikkingen aangescherpt tot ieder afzonderlijk uur (RVO, 2016; RVO, 2022) en met de recente aanpassing van de granulariteit van day-ahead markten van uur naar kwartier, geldt dit voor beschikkingen vanaf 2023 inmiddels per kwartier.

Onbalansmarkt en flexibiliteitsverplichtingen

CfD-projecten blijven financieel verantwoordelijk voor de onbalans die zij veroorzaken (Europese Unie, 2019). Daarnaast gelden in sommige Europese landen, zoals het VK en Frankrijk, aanvullende eisen, zoals verplichte deelname aan flexibiliteitsmarkten of het leveren van balanceringsdiensten. Deze ontwerpkeuzes zijn bedoeld om te zorgen dat producenten hun productie nauwkeurig voorspellen en flexibiliteit inzetten om bij te dragen aan systeembehoeften.

Interactie met PPAs en termijnmarkten

De invoering van CfDs heeft gevolgen voor de werking van de termijnmarkten en voor de rol van Power Purchase Agreements (PPAs). PPAs zijn langetermijncontracten tussen producenten en afnemers, vaak bedrijven, waarin afspraken worden gemaakt over prijs en levering van elektriciteit. CfDs bieden daarentegen prijszekerheid via een contract met de overheid of een centrale marktpartij en zijn doorgaans gekoppeld aan publieke tenders. In veel landen komen CfDs en variabele prijs-PPAs naast elkaar voor en worden ze soms gecombineerd binnen specifieke projecten, al sluiten niet alle typen contracten even goed op elkaar aan. Ook in Nederland worden de SDE en PPAs in de regel met elkaar gecombineerd. PPAs zijn vaak een randvoorwaarde voor projectfinanciering door een bank. Voor zon- en windprojecten is projectfinanciering gebruikelijk. PPAs zijn normaal gesproken aangepast op de CfD/SDE-structuur, om te voorkomen dat prijsrisico's ontstaan door een verschillende

omgang met marktprijzen in respectievelijk CfDs en PPAs. Aangezien CfDs landspecifiek zijn, zijn PPAs dat ook.

De co-existentie van CfDs en PPAs kan leiden tot een verschuiving in de markt. Naarmate meer productie onder CfDs valt, neemt het aandeel van vaste prijs-PPAs en andere commerciële langetermijncontracten waarschijnlijk af. Dit kan de liquiditeit op de termijnmarkten (zoals futures en forwards) verminderen, vooral als CfDs een groot deel van de markt beslaan (Wagner, Jansen & Kitzing, 2026). Een lagere liquiditeit kan het voor andere marktpartijen moeilijker maken om prijsrisico's af te dekken, wat gevolgen kan hebben voor investeringsbeslissingen en marktwerking.

Tegelijkertijd bieden PPAs flexibiliteit en maatwerk, bijvoorbeeld voor bedrijven die hun elektriciteitsinkoop willen koppelen aan duurzaamheidsdoelen of specifieke leveringsprofielen. In sommige landen wordt daarom bewust ruimte gelaten voor PPAs naast CfDs, of worden hybride modellen ontwikkeld waarin beide instrumenten gecombineerd kunnen worden (Europese Commissie, 2025c).

De impact van grootschalige CfD-uitrol op termijnmarkten is onderwerp van lopend onderzoek en beleidsdiscussie. Recente studies wijzen erop dat een evenwichtige mix van CfDs, PPAs en liquide termijnmarkten wenselijk is om zowel investeringszekerheid als marktwerking te waarborgen (Wagner, Jansen & Kitzing, 2026; Europese Commissie, 2025c).

Netaansluiting

De verantwoordelijkheid voor de aansluiting van nieuwe wind op zee projecten op het elektriciteitsnet verschilt per land (Kitzing et al., 2024; ENTSO-E, 2024). In Nederland en Duitsland ligt deze verantwoordelijkheid vaak bij de Transmission System Operator (TSO). In Nederland is dit TenneT. Wanneer de TSO verantwoordelijk is voor de netaansluiting, worden ontwikkelaars ontlast van het risico op vertragingen en extra kosten bij de aanleg van het net. Dit kan de investeringszekerheid vergroten en het CfD-ontwerp vereenvoudigen, omdat het risico op "stranded assets" (projecten die niet tijdig kunnen leveren) wordt beperkt. In het VK en Denemarken zijn ontwikkelaars daarentegen zelf verantwoordelijk voor de aansluiting op het net. Dit betekent dat zij het risico dragen van eventuele vertragingen, kostenoverschrijdingen of technische complicaties. In deze landen wordt het CfD-contract vaak pas definitief toegerekend als de netaansluiting is geregeld, of zijn er aanvullende afspraken over compensatie bij vertragingen (Kitzing et al., 2024; Trinomics, 2024). In recente Europese richtlijnen wordt benadrukt dat een duidelijke verdeling van verantwoordelijkheden essentieel is voor een efficiënt en robuust CfD-systeem (Europese Commissie, 2025c).

Overwegingen en ontwikkelingen

De keuze voor een bepaald CfD-ontwerp hangt sterk af van nationale beleidsdoelen, marktomstandigheden en ervaringen met het ontwerp in eerdere jaren. Het is belangrijk dat de verschillende ontwerpkeuzes goed op elkaar worden afgestemd om ongewenste neveneffecten te voorkomen (Europese Commissie, 2025c; Kitzing et al., 2024). In de praktijk blijkt dat landen hun regelingen regelmatig aanpassen op basis van opgedane ervaringen en door te leren van elkaars aanpak. Zo worden marktverstoringen beperkt en wordt de integratie van hernieuwbare energie voortdurend verbeterd (ENTSO-E, 2024; Trinomics, 2024).

2.3 Specifieke aandachtspunten voor een Nederlandse CfD-regeling

Naast de ontwerpkeuzes die internationaal aandacht hebben, zijn er bij het opstellen van een CfD-regeling voor Nederland enkele specifieke kenmerken van de elektriciteitsmarkt die bijzondere aandacht vragen. Dit komt doordat bepaalde onderdelen van de Nederlandse markt anders zijn vormgegeven dan in andere landen, wat gevolgen kan hebben voor de werking van CfDs. Het is daarom belangrijk om deze verschillen expliciet mee te nemen in het beleid. In deze sectie gaan we in op drie van deze aspecten: de onbalansmarkt, de manier waarop negatieve prijzen worden behandeld en het invoedingstarief.

2.3.1 Onbalansmarkt

Voor een efficiënt systeem is het belangrijk dat producenten op een juiste manier blijven reageren op marktprikkels vanuit onbalansmarkten, zeker gezien de stijgende kosten op deze markten (Europese Commissie, 2025c). In de SDE(++)-regeling werden onbalanskosten tot voor kort verrekend via het correctiebedrag. Deze werkwijze is echter niet langer toegestaan. Producenten die balanceringsverantwoordelijkheid dragen mogen niet direct worden gecompenseerd voor hun onbalanskosten (Europese Commissie, 2025b). Dit zorgt ervoor dat producenten prikkels behouden om hun eigen onbalansvolumes en -kosten te minimaliseren.

Met de openstellingsronde van SDE++ 2025 worden onbalanskosten daarom niet langer verrekend in het correctiebedrag, maar uitsluitend gedekt via het basisbedrag (RVO, 2025). In termen van tweezijdige CfD's betekent dit dat onbalanskosten onderdeel worden van de inbiedprijs (de strike price), terwijl de referentieprijs vrij moet blijven van componenten die producenten vrijwaren van balanceringsverantwoordelijkheid. Dit houdt in dat marktpartijen zelf het risico dragen van stijgende onbalanskosten, maar omgekeerd ook voordeel hebben wanneer onbalanskosten dalen.

In de context van dit rapport is van belang dat deze wijziging betekent dat onbalanskosten geen bron van marktverstoring meer kunnen vormen binnen het CfD-ontwerp, omdat zij niet langer in de referentieprijs worden verrekend. De wijziging heeft echter nog steeds invloed op de investeerbaarheid van wind op zee projecten, doordat onbalanskosten een risicopost blijven. Dit wordt verder niet in dit rapport meegenomen.

2.3.2 Omgang met negatieve prijzen

Door een veel sterkere toename van duurzame elektriciteitsproductie gecombineerd met een kleinere toename van de elektriciteitsvraag dan in het algemeen voorzien, is het aantal momenten met negatieve elektriciteitsprijzen de afgelopen jaren sterk gestegen.

Om marktverstoringen te voorkomen was het Europese lidstaten al niet toegestaan om subsidie uit te keren voor elektriciteitsproductie tijdens perioden of kwartieren met negatieve prijzen (Europese Commissie, 2022).² Vanwege het toenemende aantal uren met negatieve prijzen is de Europese regelgeving hierover in de loop van de tijd aangescherpt en is

² Zie randnummer 123: "The aid must be designed to prevent any undue distortion to the efficient functioning of markets and, in particular, preserve efficient operating incentives and price signals. For instance, beneficiaries should remain exposed to price variation and market risk, unless this undermines the attainment of the objective of the aid. In particular, beneficiaries should not be incentivised to offer their output below their marginal costs and must not receive aid for production in any periods in which the market value of that production is negative."

daarmee de ruimte voor een nationale invulling afgenomen. Dit verklaart waarom in eerste instantie alleen subsidiëring van productie tijdens zes achtereenvolgende uren met negatieve day-ahead elektriciteitsprijzen niet werd toegestaan vanwege marktverstorende effecten en dit later is aangepast tot elk uur met een negatieve day-ahead prijs en per 1 oktober 2025 elk kwartier met een negatieve day-ahead prijs.

Met het fors gestegen handelsvolume van intradaymarkten (ca 40% van het handelsvolume op de EPEX day-aheadmarkt in 2024 in Nederland (EPEX SPOT, 2024)), de toename van de liquiditeit van deze markten, wordt het lidstaten met de overgang naar tweezijdige CfD's niet langer toegestaan om productie tijdens kwartieren met negatieve prijzen op de intradaymarkten te ondersteunen (Europese Commissie, 2025c).

Om financiële verliezen als gevolg van negatieve marktprijzen en het ontbreken van subsidie tijdens deze kwartieren te voorkomen, schakelen producenten in toenemende mate hun wind turbines en zonnepanelen af ('curtailment'). Aangezien subsidies worden beschikt op subsidiabele volumes ongeacht curtailment maar worden afgerekend op werkelijke productievolumes die afnemen vanwege curtailment, lopen SDE-projecten over een steeds groter deel van hun productievolume subsidie mis. Om dit te voorkomen is PBL van plan om in de berekening van de profielkosten niet langer uit te gaan van werkelijke productievolumes, maar van werkelijk beschikbare productievolumes ('actual available production'). Hierbij is productie tijdens negatieve prijsperiodes en kwartieren uitgesloten van de berekeningen van profielkosten. Een productie-onafhankelijke vergoeding van de productie tijdens deze kwartieren is denkbaar voor tweezijdige CfD's, maar vanwege complicaties in de uitvoering op dit moment (nog) niet mogelijk voor de SDE++.

2.3.3 Invoedingstarief

De energietransitie zorgt voor een fundamentele verandering in het Nederlandse elektriciteitssysteem. Het opgesteld vermogen van zon- en windenergie is de afgelopen jaren sterk gegroeid en zal richting 2050 nog verder toenemen. Hierdoor verschuift het systeem van vraaggestuurd naar aanbodgedreven. Om deze ontwikkeling en de stijgende elektriciteitsvraag te faciliteren, moeten netbeheerders fors investeren in uitbreiding en verzwaring van het elektriciteitsnet (ACM, 2025). Dit brengt hoge kosten met zich mee. Richting 2040 wordt een totale investering in de netten van circa €195 miljard geraamd waarvan €107 miljard op land (Ministerie van Klimaat en Groene Groei, 2025c).

Op dit moment worden deze kosten vrijwel volledig gedragen door afnemers via de nettarieven. Producenten die elektriciteit invoeden, zoals wind- en zonneparken, betalen daarentegen geen transporttarief, terwijl hun netgebruik wel systeemkosten veroorzaakt. De ACM wil dit corrigeren door een invoedingstarief in te voeren, zodat ook producenten bijdragen aan de netkosten en worden gestimuleerd om het net doelmatiger te benutten. Een bijkomend doel is dat buitenlandse afnemers meebetalen aan infrastructuur die nodig is voor export (ACM, 2025).

Het invoedingstarief is daarmee een instrument dat momenteel centraal staat in een bredere beleids- en marktdiscussie over de verdeling van netkosten en de prikkels voor efficiënt netgebruik in een elektriciteitssysteem met een hoog aandeel hernieuwbare opwek. Ontwikkelingen volgen elkaar hierbij snel op. De beschouwing in deze paragraaf is gebaseerd op de informatie die beschikbaar was ten tijde van het schrijven, met name op publieke analyses en stukken van de ACM (2025) en CE Delft (2024). Tijdens en na het schrijven is aanvullende informatie verschenen, waaronder recente communicatie van het Ministerie van Klimaat en Groene Groei (2026), die niet in deze analyse is verwerkt.

De ACM (2025) heeft een informele consultatie gehouden over de vormgeving van het invoedingstarief. Daarbij lagen verschillende ontwerpkeuzes op tafel. CE Delft (2024) onderscheidt zes varianten, gebaseerd op drie tariefdragers: kWmax, kWcontract en kWh. kWmax wordt afgerekend voor de gemeten piek op maandbasis, kWcontract voor de gecontracteerde waarde op jaarbasis en kWh per hoeveelheid energie. De zes varianten zijn:

1. **Uniform invoedingstarief:** een vast tarief voor zowel kWmax als kWcontract.
2. **Invoedingstarief gedifferentieerd naar moment:** tarief afhankelijk van het tijdstip van invoeding (toegepast op kWmax).
3. **Invoedingstarief gedifferentieerd naar locatie:** tarief afhankelijk van de geografische locatie.
4. **Invoedingstarief gedifferentieerd naar moment en locatie met kWmax en kWcontract als tariefdragers:** combinatie van tijd- en locatieafhankelijkheid.
5. **Invoedingstarief gedifferentieerd naar moment en locatie met kWh als tariefdrager:** vergelijkbaar met variant 4, maar gebaseerd op ingevoede energie, waardoor het makkelijker is om mee te nemen in marginale kosten.
6. **Aansluittarief met beperkt diepe en diepe netinvesteringen:** herziening van aansluittarieven in plaats van transporttarieven.

De invoering van een invoedingstarief heeft gevolgen voor de markt en voor het gedrag van producenten. Het tarief vormt een extra kostenpost, wat ertoe kan leiden dat wind- en zonneparken bij lage marktprijzen besluiten tijdelijk af te schakelen om negatieve marges te vermijden. Dit effect is het sterkst bij varianten waarbij het invoedingstarief wordt berekend op basis van ingevoede energie (kWh), omdat deze direct doorwerken in de marginale kosten. Bij tariefvarianten op vermogen (kWmax of kWcontract) is het effect op productiegedrag kleiner, maar ontstaat wel een prikkel om piekbelasting te beperken.

Voor producenten van hernieuwbare elektriciteit heeft het invoedingstarief een impact op de businesscase. Niet alleen nemen de kosten voor producenten toe, maar ook de gerealiseerde productie daalt. Dit maakt projecten financieel minder aantrekkelijk. CE Delft (2024) verwacht dan ook dat investeringen in hernieuwbare elektriciteit zonder aanvullende compensatie in alle doorgerekende varianten achterblijven.

Een invoedingstarief heeft ook gevolgen voor CfDs. Omdat het tarief een extra kostenpost vormt, zal dit waarschijnlijk leiden tot hogere inbiedingsbedragen. Daarmee worden de kosten van het invoedingstarief, deels of volledig, via de CfD vergoed. Dit betekent dat projecten duurder worden om te subsidiëren en dat bij een gelijkblijvend budget minder projecten gerealiseerd kunnen worden. Daarnaast kan tariefdifferentiatie leiden tot meer complexiteit in de uitvoering van CfDs.

De interactie tussen invoedingstarieven en CfDs kan ook marktverstoringen beïnvloeden. In hoofdstuk 3 gaan we verder in op het effect op het biedgedrag door een CfD, waarbij we specifiek kijken naar een steunjaar en een terugvorderingsjaar. In een terugvorderingsjaar, waarin prijzen hoog zijn en bedragen worden teruggevorderd, zorgen marktverstoringen met name voor hogere prijzen en ongewenste curtailment. In een steunjaar, waarin prijzen laag zijn en er steunbetalingen plaatsvinden, zorgen marktverstoringen juist voor negatieve prijzen en het uitblijven van efficiënte reacties op systeemsignalen. De effecten van invoedingstarieven die door CE Delft (2024) worden genoemd, zijn hogere prijzen en lagere gerealiseerde productie voor hernieuwbare energie. Hiermee lijkt het erop dat invoedingstarieven in een terugvorderingsjaar de effecten kunnen verergeren, terwijl in een steunjaar ze eerder de effecten zouden dempen.

3 CfD ontwerp en het effect op biedgedrag

In hoofdstuk 2 hebben we verschillende ontwerpkeuzes van CfDs besproken. In dit hoofdstuk richten we ons op één specifiek CfD-ontwerp dat door KGG aan TNO is voorgelegd voor analyse. Dit CfD-ontwerp is niet het finale ontwerp dat geïmplementeerd zal worden, maar een test-CfD om zo het effect van ontwerpkeuzes op potentiële marktverstoringen te onderzoeken. Het doel van deze analyse is om te beoordelen in welke mate dit ontwerp marktverstoringen kan veroorzaken op de day-aheadmarkt en de intradaymarkt. Daarbij kijken we naar de invloed van het CfD ontwerp op het biedgedrag van producenten.

Verschil tussen marktverstoringen en gedragsverstoringen

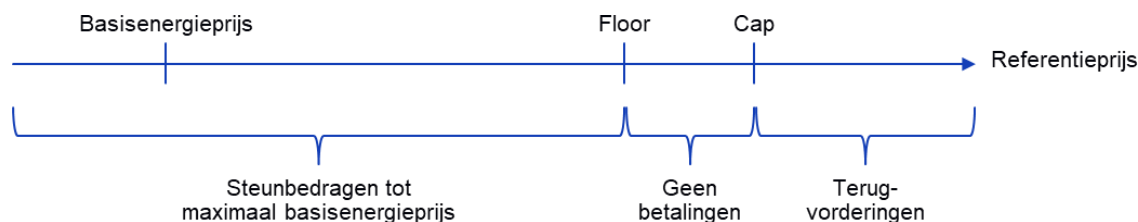
Dit onderzoek richt zich op marktverstoringen door CfDs. Hiervoor kijken we eerst naar het effect op het biedgedrag van productie binnen het CfD-ontwerp. Wanneer een CfD het biedgedrag verstoort, kan dit al ongewenst zijn, omdat wind op zee niet meer elektriciteit op de markt aanbiedt zoals het normaal zou doen. Dit is vooral problematisch wanneer wind op zee niet reageert op signalen uit het systeem.

Een gedragsverstoring hoeft echter niet altijd te leiden tot een marktverstoring. Een marktverstoring ontstaat pas wanneer een gedragsverandering daadwerkelijk invloed heeft op de marktuitskomsten. Wind op zee kan bijvoorbeeld met een lagere prijs inbieden, maar als dit in uren gebeurt waarin de vraag hoog is, kan het marktresultaat hetzelfde blijven. In dat geval spreken we wel van een gedragsverstoring, maar niet van een marktverstoring.

3.1 Beschrijving van het voorgestelde CfD-ontwerp

In de analyse zijn drie beleidsvarianten te onderscheiden. De eerste vormt de basisvariant zonder CfD. De tweede betreft een productie-gebaseerde CfD met een jaarlijks, ex-post gecorrigeerde referentieprij gebaseerd op de day-aheadmarkt. Dit ontwerp sluit aan bij voorwaarden zoals die gelden in de SDE++-regeling. Er wordt niet gewerkt met een enkele indieningsbedrag (strike price), maar met een cap-and-floormechanisme. Dit mechanisme bepaalt samen met een basisenergieprijs hoeveel geld wordt uitgekeerd of teruggevorderd. De cap en floor worden afgeleid van het indieningsbedrag van ontwikkelaars bij een veiling. De cap ligt 5% boven dit bedrag en de floor 5% eronder. Een indieningsbedrag van €80/MWh resulteert dus in een cap van €84/MWh en een floor van €76/MWh. De werking van dit mechanisme is weergegeven in Figuur 3.1. De referentieprij kan in vier gebieden vallen:

- Boven de cap vindt terugvordering plaats
- Tussen cap en floor zijn er geen betalingen
- Tussen floor en basisenergieprijs worden variabele steunbetalingen uitgekeerd van het verschil tussen floor en referentieprij
- Onder de basisenergieprijs worden de steunbetalingen afgekapt tot het verschil tussen floor en basisenergieprijs



Figuur 3.1: Schematische weergave van het cap-and-floormechanisme met een basisenergieprijs. De referentieprijs kan in vier gebieden vallen die ieder hun eigen betalingen kennen.

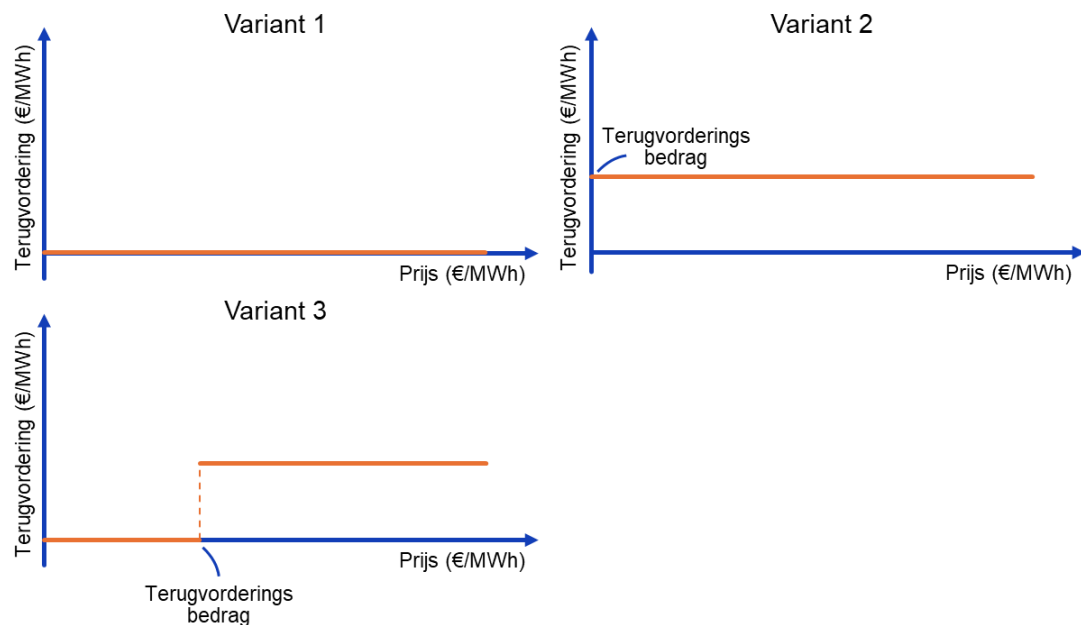
De derde variant bouwt voort op de ontwerpkeuzes uit variant 2 en bevat aanvullende maatregelen om marktverstoringen te beperken. Deze maatregelen richten zich op het stoppen van steunbetalingen en terugvorderingen in specifieke situaties. Bij een terugvorderingsjaar worden vorderingen beëindigd zodra het verwachte terugvorderingsbedrag hoger is dan de prijs op de day-ahead- of intradaymarkt. Bij een steunjaar worden steunbetalingen stopgezet wanneer het verwachte steunbedrag hoger is dan de negatieve prijs (in absolute termen) op de intradaymarkt.

De werking van deze varianten is schematisch weergegeven in Figuur 3.2 en Figuur 3.3. Figuur 3.2 toont hoe terugvorderingen zich ontwikkelen bij verschillende prijssituaties. In variant 1 is er geen CfD en dus geen terugvordering. In variant 2 geldt een vaste terugvordering ongeacht de prijs. In variant 3 is de terugvordering afhankelijk van de prijs: tussen nul en het terugvorderingsbedrag vindt geen terugvordering plaats, daarboven geldt het terugvorderingsbedrag.

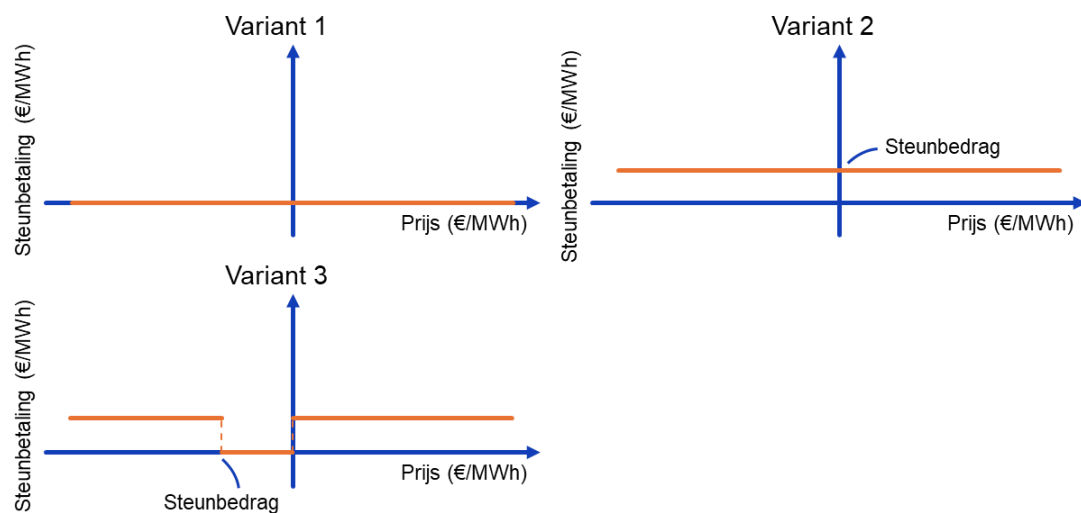
Figuur 3.3 laat hetzelfde zien voor steunbetalingen, inclusief de werking bij negatieve prijzen. Variant 1 kent geen steunbetalingen, variant 2 kent vaste steunbetalingen ongeacht de prijs, en variant 3 introduceert een bandbreedte waarin geen steun wordt uitgekeerd, namelijk van min het steunbedrag tot nul. Waar Figuur 3.2 in het algemeen geldt voor prijzen op de day-ahead- en intradayprijzen, geldt dit niet voor Figuur 3.3. Voor de day-aheadmarkt geldt dat er geen steun wordt uitgekeerd bij negatieve prijzen, conform Europese staatssteunregels (Europese Commissie, 2022; Europese Commissie, 2025c). Daarom geldt Figuur 3.3 niet voor de day-aheadmarkt. In principe gelden dezelfde staatssteunregels voor de intradaymarkt, maar hier is het complexer om vast te stellen wanneer een negatieve prijs optreedt.

De complexiteit bij de intradaymarkt komt voort uit het ontbreken van een uniforme prijs. De day-aheadmarkt werkt met een uniforme uurprijs die voortkomt uit een centrale veiling, waardoor eenvoudig kan worden vastgesteld of een prijs negatief is. De intradaymarkt kent wel centrale veilingmomenten, maar het grootste deel van de handel vindt plaats op de continue markt via bilaterale transacties. In Nederland werd in 2024 circa 16.288 GWh verhandeld op de intraday continuous markt en 966 GWh via intraday auctions (EPEX SPOT, 2024). Omdat transacties op de continue markt tegen verschillende prijzen plaatsvinden, bestaat er geen uniforme intradayprijs. Dit maakt het in de praktijk lastig om steunbetalingen bij negatieve prijzen op de intradaymarkt te stoppen, omdat niet eenduidig kan worden vastgesteld wanneer een prijs negatief is voor alle transacties.

Deze beleidsvarianten en prijssituaties beïnvloeden het biedgedrag van producenten op verschillende manieren. In het vervolg van dit hoofdstuk reflecteren we op de effecten van het CfD-ontwerp in een terugvorderingsjaar en in een steunjaar.



Figuur 3.2: Ontwikkeling van terugvorderingen voor de verschillende CfD beleidsvarianten gegeven de elektriciteitsprijs.



Figuur 3.3: Ontwikkeling van steunbetalingen voor de verschillende CfD beleidsvarianten gegeven de elektriciteitsprijs.

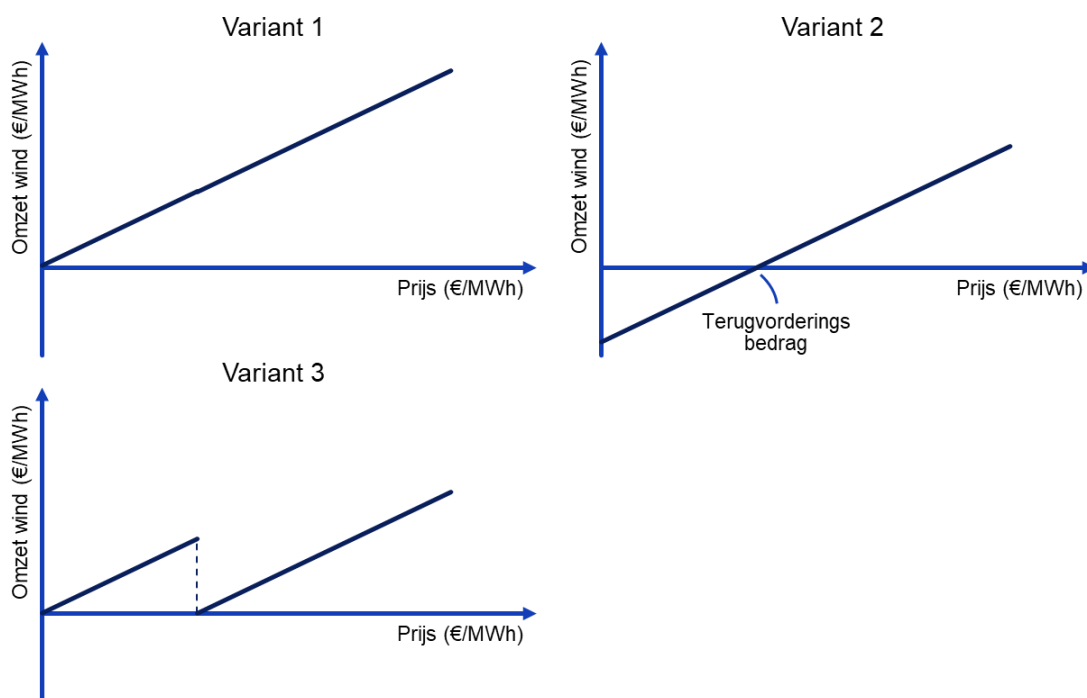
3.2 Effect op biedgedrag in een terugvorderingsjaar

Figuur 3.3 laat zien hoe de omzet van offshore wind zich ontwikkelt als functie van de elektriciteitsprijs in een terugvorderingsjaar onder de drie CfD beleidsvarianten. In variant 1 volgt de omzet één-op-één de marktprijs, wat betekent dat de biedprijs in een perfecte markt gelijk is aan de marginale kosten.

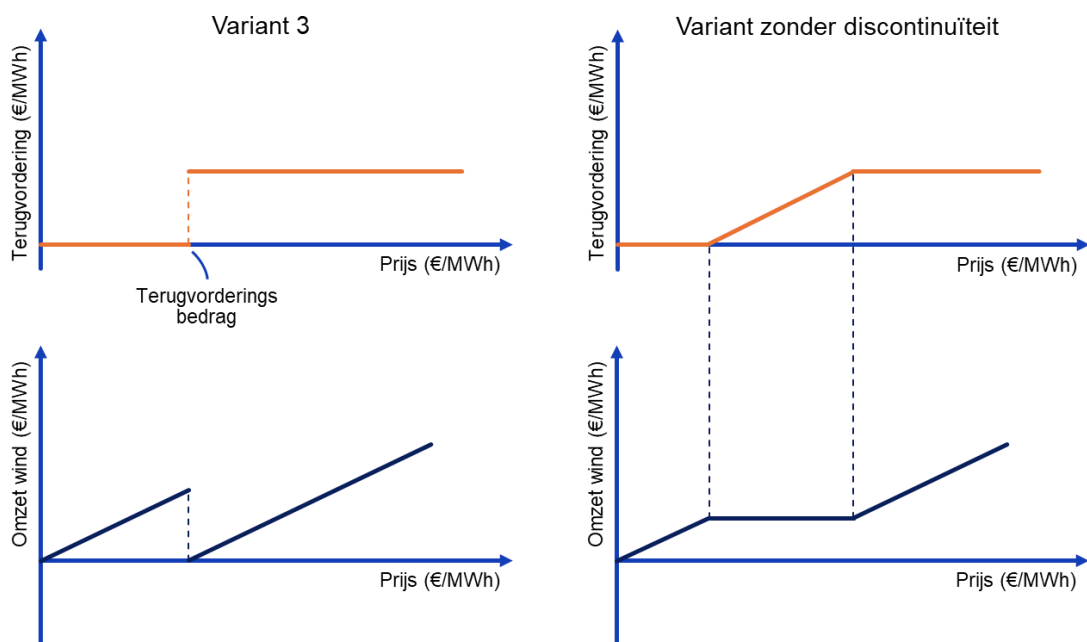
In variant 2 ontstaat een prikkel om productie te vermijden bij lage prijzen. Omdat het terugvorderingsbedrag een vaste correctie vormt, verschuift de omzetlijn naar beneden. Bij prijzen onder het terugvorderingsbedrag wordt de omzet negatief, waardoor producenten geneigd zijn een biedprijs te hanteren die minimaal gelijk is aan het terugvorderingsbedrag in plaats van €0/MWh. Dit kan ertoe leiden dat offshore wind wordt gecurtaild bij lage positieve prijzen, ook wanneer er vanuit het systeem behoefte is aan deze energie. Variant 2 kan dus resulteren in ongewenste curtailment en hogere marktprijzen.

Variant 3 introduceert een mechanisme waarbij terugvorderingen worden gestopt zodra het verwachte terugvorderingsbedrag hoger is dan de marktprijs. Dit voorkomt negatieve prikkels zoals in variant 2, maar creëert een discontinuïteit rond het terugvorderingsbedrag. Producenten hebben een hogere omzet net onder dit niveau dan net erboven, wat strategisch biedgedrag kan uitlokken. In een theoretisch perfecte markt zou de biedprijs nog steeds gelijk zijn aan de marginale kosten, rond de €0/MWh, maar in de praktijk kunnen operators met portfolio's proberen prijzen net onder het terugvorderingsbedrag te houden. Wat het terugvorderingsbedrag is wordt ex-post bepaald en is tijdens het plaatsen van de bieding nog onzeker. Deze onzekerheid heeft een effect op de mate waarin deze marktverstoring zal optreden. In hoofdstuk 4 gaan we dieper in op de voorspelbaarheid van de referentieprijs.

Deze discontinuïteit in omzet komt voort uit de sprong in het terugvorderingsbedrag, zoals ook zichtbaar is in Figuur 3.1. Figuur 3.4 toont een alternatief ontwerp waarin deze sprong wordt vervangen door een lineaire overgang. Hierdoor blijven de inkomsten over een bepaalde prijsklasse constant, wat verstoringen in het biedgedrag kan verminderen. Dit alternatief is wel complexer te implementeren, omdat het niet meer mogelijk is om eenvoudig uren weg te strepen zoals bij een mechanisme met een harde grens. Toch is het een optie die het overwegen waard is om marktverstoringen te beperken.



Figuur 3.4: Omzet van offshore wind als functie van de elektriciteitsprijs in een terugvorderingsjaar, onder drie verschillende CfD beleidsvarianten. Variant 1 toont de situatie zonder CfD, variant 2 met een standaard terugvorderingsmechanisme, en variant 3 met een terugvorderingsmechanisme waarbij terugvorderen wordt gestopt zodra het terugvorderingsbedrag hoger is dan de marktprijs.



Figuur 3.5: Alternatief CfD-ontwerp voor een terugvorderingsjaar waarbij de discontinuïteit in het terugvorderingsbedrag is vervangen door een lineaire overgang. Dit zorgt voor constante inkomsten over een bepaalde prijsklasse.

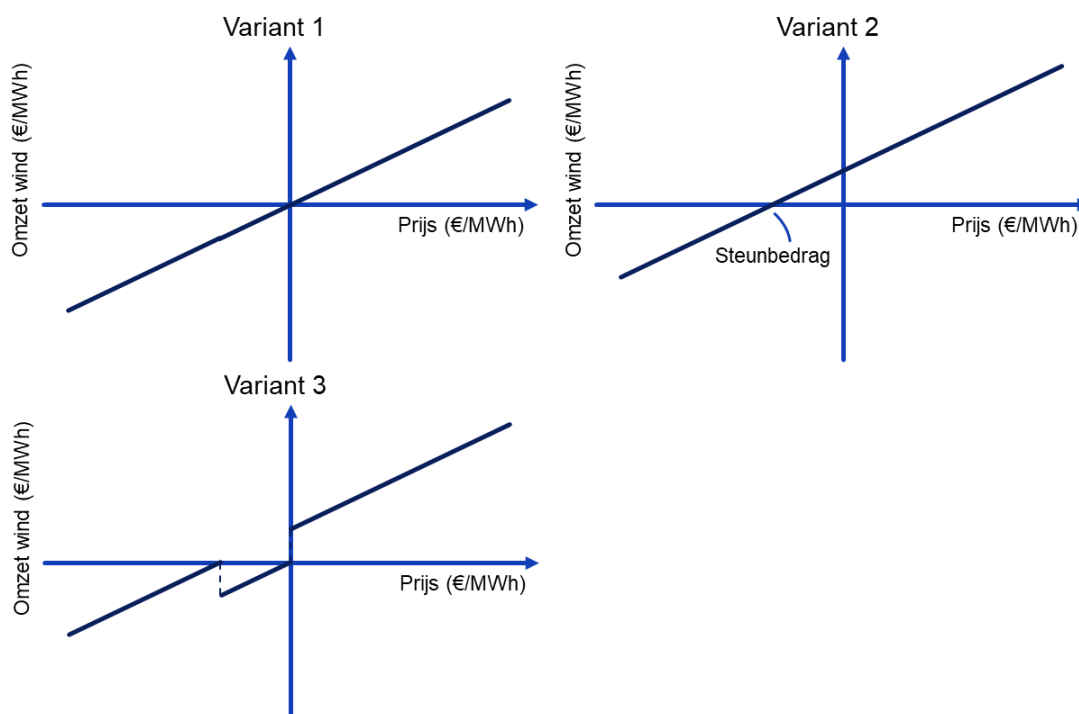
3.3 Effect op biedgedrag in een steunjaar

Figuur 4.3 laat zien hoe de omzet van offshore wind zich ontwikkelt als functie van de elektriciteitsprijs in een steunjaar onder drie CfD beleidsvarianten. In variant 1 volgt de omzet één-op-één de marktprijs. Bij negatieve prijzen is er dan geen prikkel om te produceren, omdat de omzet negatief is. In een perfecte markt zal de biedprijs gelijk zijn aan de marginale kosten, en onder de aanname van verwaarloosbare variabele kosten op €0/MWh liggen.

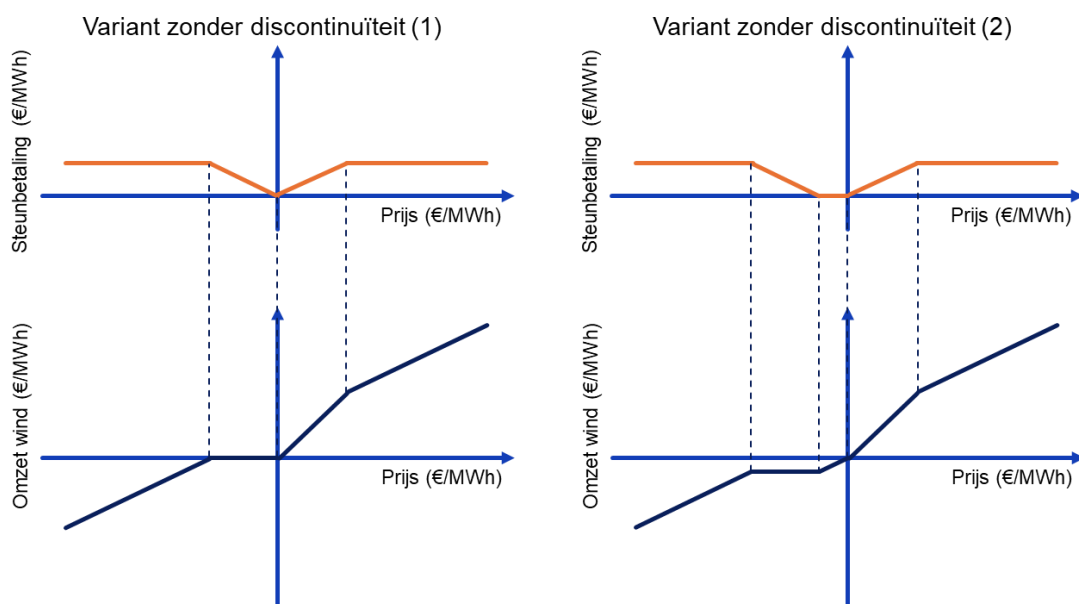
In variant 2 geldt een CfD met een steunmechanisme. Tussen het prijsniveau van min het steunbedrag en nul ontstaat een bandbreedte waarin de omzet positief wordt. Dit kan offshore wind stimuleren om te bieden tegen min het steunbedrag in plaats van tegen €0/MWh. Hierbij is het onderscheid tussen de day-ahead- en intradaymarkt belangrijk. Op de day-aheadmarkt wordt bij negatieve prijzen geen steun uitgekeerd, waardoor deze prikkel niet geldt. Op de intradaymarkt is dit minder duidelijk, mede omdat het in de praktijk lastig te implementeren is. Mocht het daar wel gelden, dan kan offshore wind negatieve prijzen accepteren op de intradaymarkt. Dit kan leiden tot een verschuiving van biedgedrag van de day-ahead- naar de intradaymarkt bij verwachtingen van lage (negatieve) prijzen, omdat daar meer omzet te behalen is.

Variant 3 introduceert een mechanisme waarbij steunbetalingen worden gestopt zodra het steunbedrag groter is dan de absolute marktprijs. Dit voorkomt prikkels om te bieden tegen negatieve prijzen, maar creëert net zoals bij terugvorderingen een discontinuïteit. Producenten hebben een hogere omzet net onder het niveau van min het steunbedrag dan net erboven, en er ontstaat een tweede sprong rond €0/MWh. Deze sprongen kunnen strategisch biedgedrag uitlokken.

Net zoals bij terugvorderingen komen deze discontinuïteiten voort uit sprongen in de steunbetalingen, zoals zichtbaar in Figuur 3.3. Figuur 3.7 toont twee alternatieve ontwerpen die deze sprongen vervangen door lineaire overgangen. Bij deze overgangen bewegen de steunbetalingen van het volledige steunbedrag naar nul. In het eerste ontwerp blijft de omzet bij de eerste negatieve prijzen gelijk aan nul. Dit kan ongewenst zijn, omdat producenten dan agnostisch zijn bij deze prijzen, terwijl het juist wenselijk is dat zij een prikkel hebben om niet te produceren. Het tweede ontwerp introduceert daarom een constante negatieve omzet over een bandbreedte van prijzen, zodat deze prikkel behouden blijft. Voor beide ontwerpen geldt dat de omzet bij lage positieve prijzen iets lager ligt dan in de variant waarin het volledige steunbedrag wordt uitgekeerd. Net zoals bij terugvorderingen zijn deze alternatieven complexer te implementeren, omdat het niet meer mogelijk is om eenvoudig uren weg te strepen zoals bij een mechanisme met een harde grens. Toch zijn ze het overwegen waard om marktverstoringen te beperken.



Figuur 3.6 Omzet van offshore wind als functie van de elektriciteitsprijs in een steunjaar, onder drie verschillende CfD beleidsvarianten. Variant1 toont de situatie zonder CfD, variant 2 met een standaard steunmechanisme waarbij tussen het prijsniveau van min het steunbedrag en nul een positieve omzet mogelijk is, en variant 3 met een steunmechanisme waarbij steun wordt gestopt bij negatieve prijzen zodra het steunbedrag groter is dan de absolute marktprijs.



Figuur 3.7 Alternatieve CfD-ontwerpen voor een steunjaar waarbij de discontinuïteiten in het steunbedrag zijn vervangen door een lineaire overgang. Dit zorgt voor constante inkomsten over een bepaalde prijsklasse.

4 Voorspelbaarheid van referentieprijs en profielfactor

In het vorige hoofdstuk zagen we dat het biedgedrag van wind met een CfD verandert wanneer in het jaar duidelijk wordt of het een steun- of terugvorderingsjaar is en in welke mate. Strategisch biedgedrag zal optreden wanneer er voldoende zekerheid is over de referentieprijs. Zolang het risico op onverwachte correcties groot is, blijven aanbieders conservatief. Pas wanneer een betrouwbare inschatting mogelijk is, ontstaat ruimte voor strategische keuzes.

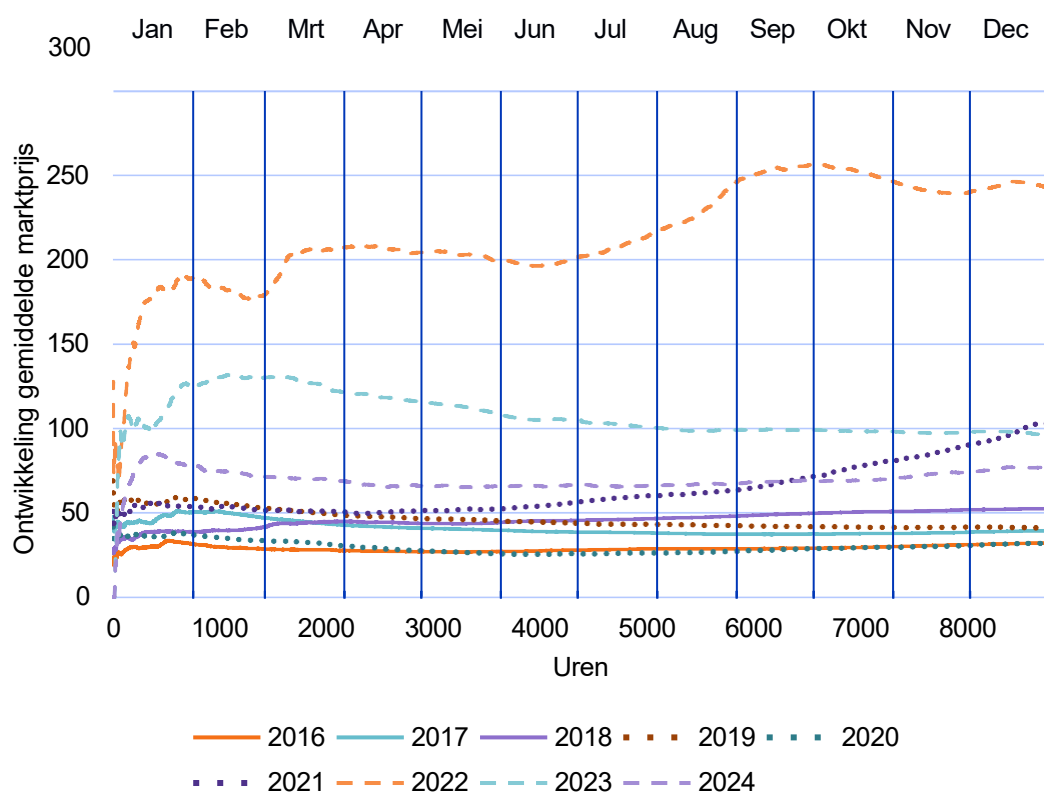
Daarom is het voor het CfD-ontwerp van belang te bepalen wanneer die voorspelbaarheid optreedt. Om hier inzicht in te krijgen, kijken we naar historische patronen. Dit geeft een indicatie van het moment waarop deze parameters zich stabiliseren. Voor prijzen gebruiken we data van het ENTSO-E Transparency Platform (ENTSO-E, z.d.) en voor windprofielen Renewables.ninja (z.d.), dat productie simuleert op basis van de MERRA-2 dataset. Deze keuze is gemaakt omdat er geen volledig betrouwbare openbare productieprofielen beschikbaar zijn. Voor de definitieve correctiebedragen voor SDE++ wordt uitgegaan van vertrouwelijke marktdata, getoetst aan ENTSO-E (Lensink & van der Welle, 2022). Omdat wij geen toegang hebben tot deze gegevens, gebruiken we Renewables.ninja als benadering.

4.1 Voorspelbaarheid van gemiddelde marktprijs

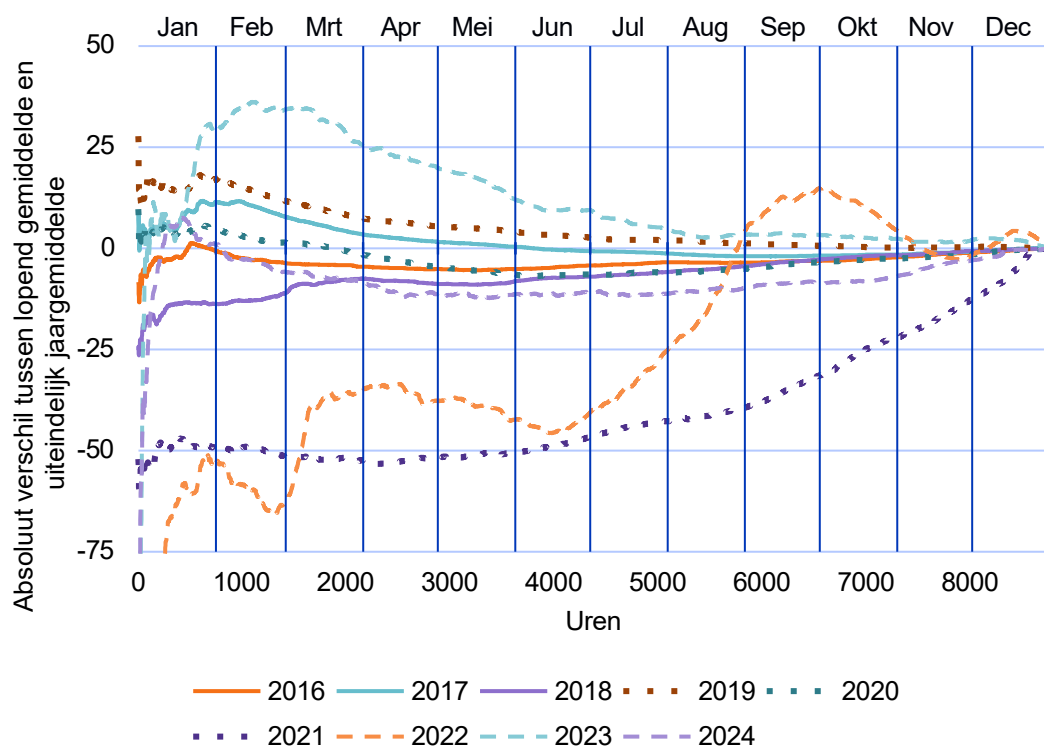
De ontwikkeling van de gemiddelde marktprijs gedurende het jaar is weergegeven in Figuur 4.1. Dit is het ongewogen gemiddelde van de uurlijkse day-aheadprijzen tot het betreffende moment in het jaar. Aan het einde van het jaar is dit gemiddelde gelijk aan de uiteindelijke gemiddelde marktprijs die wordt gebruikt voor de berekening van correctiebedragen. In de eerste uren van het jaar kan dit gemiddelde vrij volatiel zijn doordat individuele uren nog een grote invloed hebben op het gemiddelde. Na deze beginfase is voor de stabiele jaren al redelijk snel een trend zichtbaar richting het uiteindelijke jaargemiddelde. Dit is anders voor de jaren 2021 en 2022, gedurende de energiecrisis. Voor deze jaren zien we zelfs richting het einde van het jaar nog duidelijke veranderingen.

Dit patroon is ook zichtbaar in Figuur 4.2, waarin het absolute verschil tussen het lopende gemiddelde en het uiteindelijke jaargemiddelde wordt weergegeven. Dit geeft inzicht in de voorspelbaarheid van de gemiddelde marktprijs. In stabiele jaren ligt het verschil na september (ongeveer 6000 uur) meestal binnen een marge van enkele euro's. In 2021 en 2022 zien we echter grote afwijkingen, tot tientallen euro's, zelfs laat in het jaar.

Op basis van de meeste jaren lijkt het redelijk om aan te nemen dat vanaf september een betrouwbare inschatting van de gemiddelde marktprijs mogelijk is. Echter, de uitzonderlijke marktomstandigheden in 2021 en 2022 tonen aan dat dit beeld niet altijd opgaat. Plotselinge prijschokken, zoals tijdens de energiecrisis, kunnen ertoe leiden dat de gemiddelde marktprijs zelfs laat in het jaar nog sterk verandert, waardoor het moment waarop een betrouwbare inschatting mogelijk is, onzeker blijft.



Figuur 4.1 Ontwikkeling van de gemiddelde marktprijs door het jaar heen (2016–2024). De horizontale as toont de uren in het jaar (in totaal 8760). Voor schrikkeljaren is de extra dag verwijderd. Verticale lijnen markeren de maanden.



Figuur 4.2 Absoluut verschil tussen het lopende gemiddelde en het uiteindelijke jaargemiddelde (2016–2024). De horizontale as toont de uren in het jaar (in totaal 8.760). Voor schrikkeljaren is de extra dag verwijderd. Verticale lijnen markeren de maanden.

4.2 Voorspelbaarheid van profielfactor

De uiteindelijke referentieprijis in een CfD-regeling hangt niet alleen af van de gemiddelde marktprijs, maar ook van de profielfactor. Dit komt doordat hernieuwbare energie niet continu produceert: de wind waait niet altijd en de zon schijnt niet altijd. Daardoor ontvangt een producent niet het gemiddelde van alle marktprijzen, maar vooral de prijzen op momenten dat er veel productie is. Om dit effect te corrigeren, wordt een profielfactor toegepast bij het bepalen van de referentieprijis. Bij het bepalen van het uiteindelijke correctiebedrag kunnen in werkelijkheid nog meer elementen worden meegenomen. Voorheen werden bijvoorbeeld de onbalskosten meegenomen in de SDE++-regeling, maar dit geldt niet meer sinds 2025. Andere effecten nemen wij hier niet in beschouwing.

De profielfactor wordt berekend door een gewogen gemiddelde van de uurlijkse day-ahead-prijzen te nemen, waarbij de gewichten worden bepaald door de hoeveelheid geproduceerde windenergie. Uren met veel wind wegen dus zwaarder dan uren met weinig wind. Dit gewogen gemiddelde wordt afgezet tegen de ongewogen gemiddelde prijs (zoals weergegeven in Figuur 4.1). De ratio van deze twee gemiddelden is de profielfactor. Als beide gemiddelden gelijk zijn, is de profielfactor 1. In het algemeen geldt dat uren met veel hernieuwbare productie samenvallen met lagere prijzen, waardoor de profielfactor kleiner is dan 1.

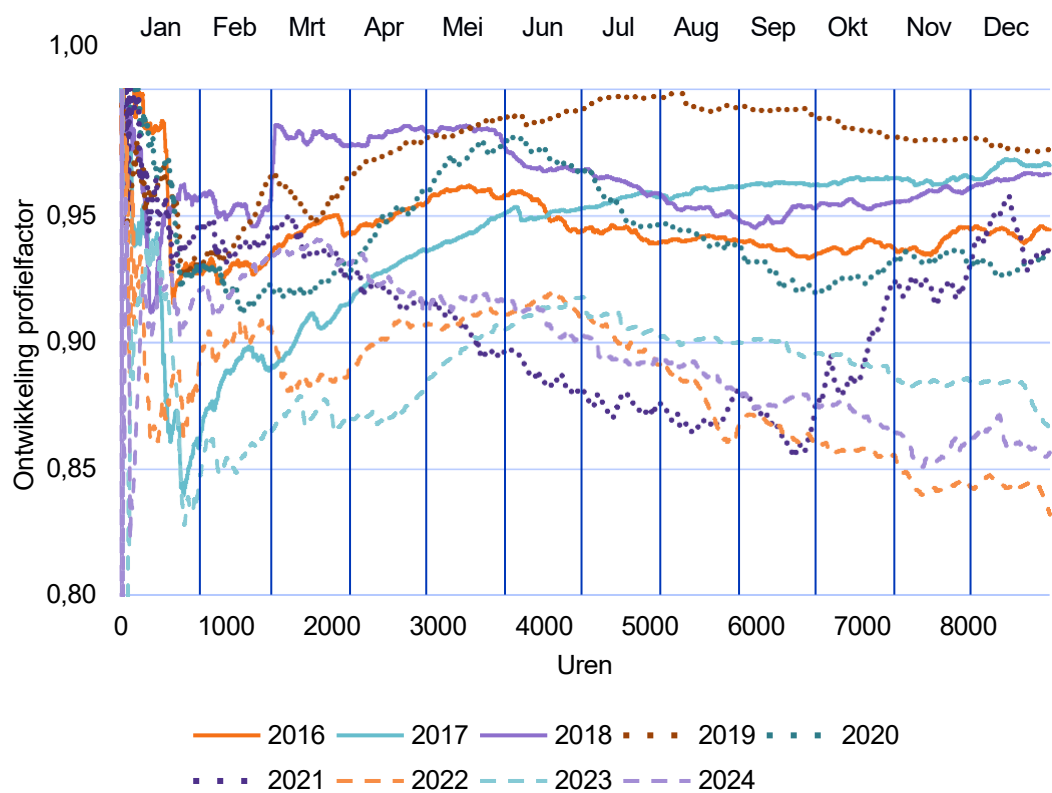
Figuur 4.3 toont de ontwikkeling van de profielfactor door het jaar heen. Net als bij de gemiddelde marktprijs zien we in het begin veel volatiliteit, maar deze stabiliseert langzamer en minder duidelijk. Dit komt doordat de profielfactor niet alleen afhankelijk is van prijzen, maar ook van het windprofiel. Juist in latere maanden kan het meer waaien, waardoor de profielfactor nog aanzienlijk kan veranderen, zelfs wanneer de gemiddelde marktprijs al grotendeels stabiel is.

Figuur 4.4 toont het absolute verschil tussen de lopende profielfactor en het uiteindelijke jaargemiddelde. Voor de meeste jaren geldt dat vanaf september (ongeveer 6.000 uur) de profielfactor redelijk goed benaderd kan worden, maar net als bij de gemiddelde marktprijs vallen ook hier de jaren 2021 en 2022 op door grote afwijkingen.

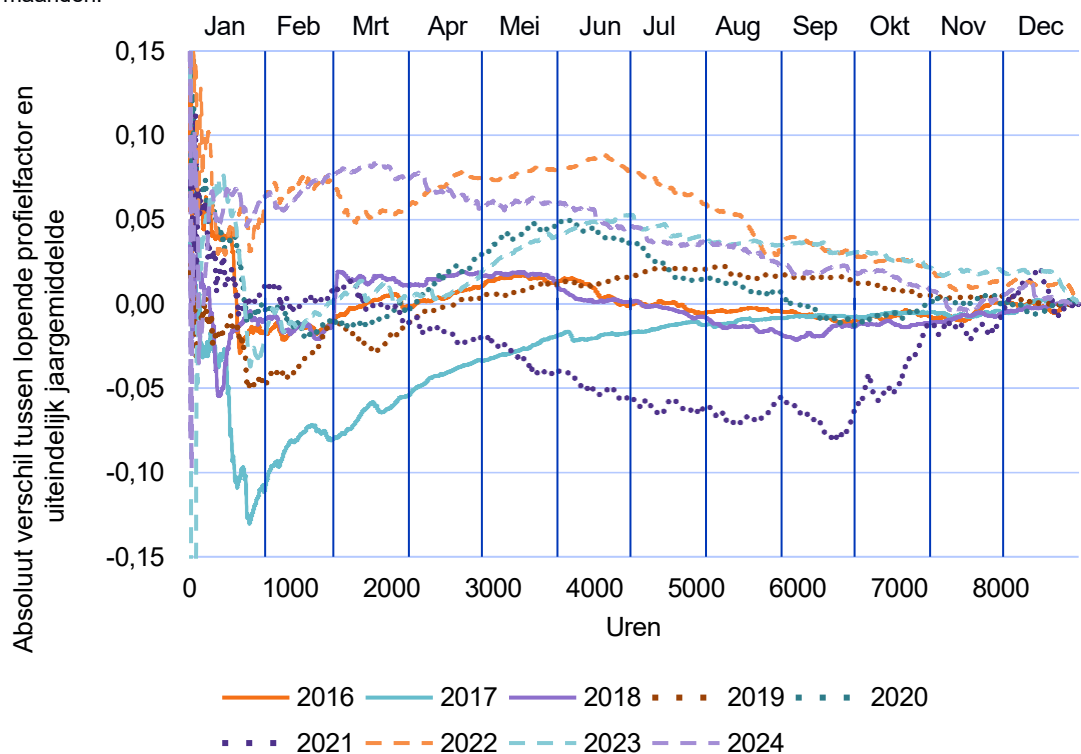
Wanneer de enige correctiefactor de profielfactor is, dan kan de referentieprijis worden berekend door de gemiddelde marktprijs te vermenigvuldigen met de profielfactor. De ontwikkeling van de referentieprijis en het absolute verschil met het uiteindelijke jaargemiddelde zijn te zien in Figuur 4.5 en Figuur 4.6.

Voor zowel de gemiddelde marktprijs, de profielfactor als de referentieprijis geldt dat in de meeste jaren vanaf september een redelijke inschatting van het uiteindelijke jaargemiddelde mogelijk is. Dit biedt enige houvast, maar jaren zoals 2021 en 2022 laten zien dat dit nooit volledig zeker is. Plotselinge prijsschokken door uitzonderlijke marktomstandigheden en periodes met zeer veel of weinig wind kunnen ertoe leiden dat deze waarden zelfs laat in het jaar nog sterk veranderen. Dit zorgt voor blijvende onzekerheid over het moment waarop strategisch biedgedrag zal optreden.

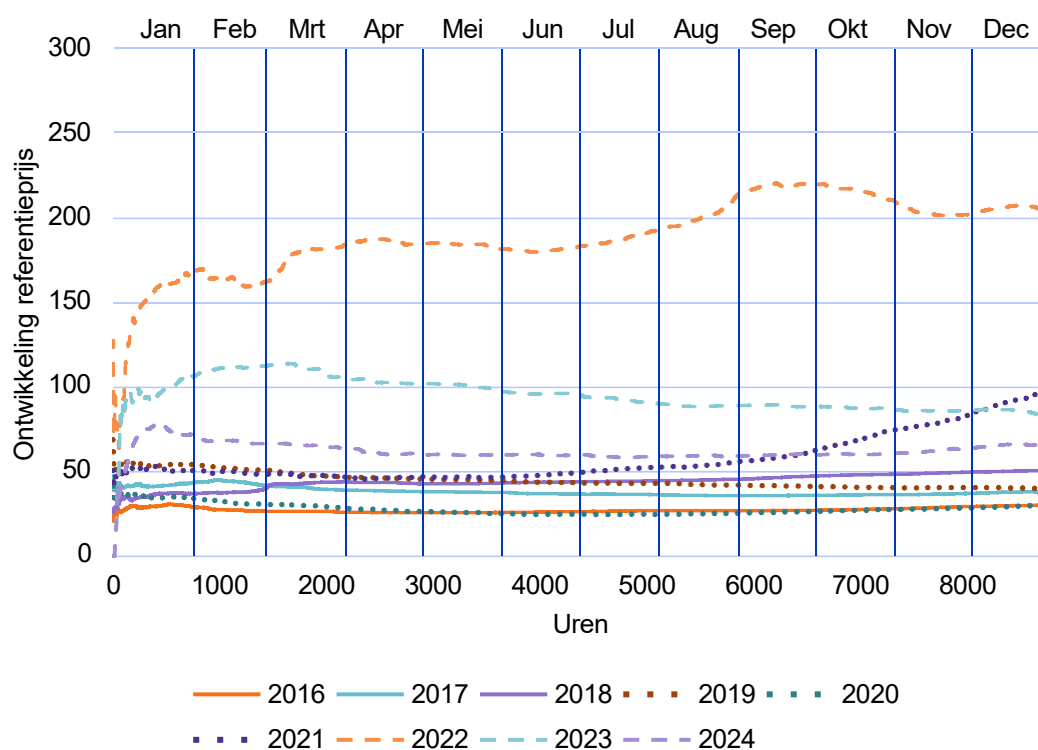
Bovendien hangt dit niet alleen af van de voorspelbaarheid van de parameters, maar ook van het risicoprofiel van de bidder. Een partij met een hoog risicoprofiel kan al eerder strategisch gedrag vertonen dan een partij die risico wil vermijden. Voor het ontwerp van een CfD-regeling maakt dit het lastig om exact te bepalen vanaf welk moment strategisch gedrag waarschijnlijk wordt. In de verdere analyses nemen wij september als indicatief beginpunt, ter illustratie van een moment waarop in veel jaren een redelijke inschatting mogelijk lijkt. Dit is echter geen garantie dat strategisch gedrag vanaf dat moment daadwerkelijk plaatsvindt.



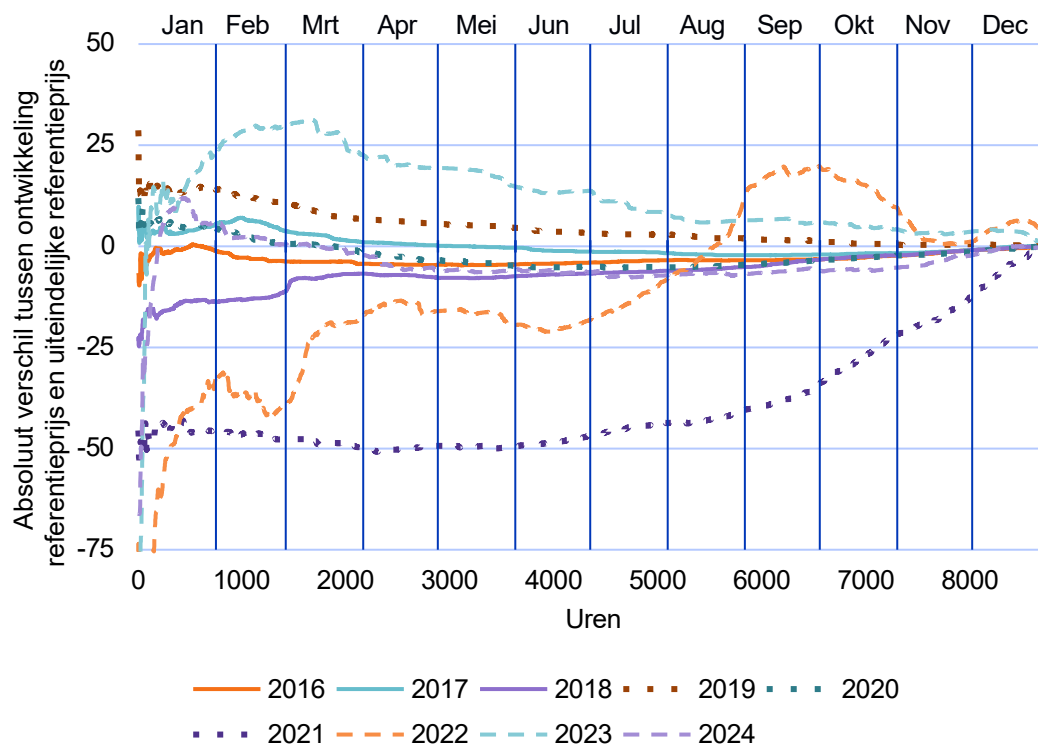
Figuur 4.3 Ontwikkeling van de profielfactor door het jaar heen (2016–2024). De horizontale as toont de uren in het jaar (in totaal 8760). Voor schrikkeljaren is de extra dag verwijderd. Verticale lijnen markeren de maanden.



Figuur 4.4 Absoluut verschil tussen de lopende profielfactor en het uiteindelijk jaargemiddelde (2016–2024). De horizontale as toont de uren in het jaar (in totaal 8760). Voor schrikkeljaren is de extra dag verwijderd. Verticale lijnen markeren de maanden.



Figuur 4.5 Ontwikkeling van de referentieprij door het jaar heen (2016–2024). De horizontale as toont de uren in het jaar (in totaal 8760). Voor schrikkeljaren is de extra dag verwijderd. Verticale lijnen markeren de maanden.



Figuur 4.6 Absoluut verschil tussen de lopende referentieprij en het uiteindelijke jaargemiddelde (2016–2024). De horizontale as toont de uren in het jaar (in totaal 8760). Voor schrikkeljaren is de extra dag verwijderd. Verticale lijnen markeren de maanden.

5 Aanpak: modellering van marktverstoringen CfDs

In dit hoofdstuk beschrijven we de aanpak van de kwantitatieve analyses die zijn uitgevoerd om te beoordelen in welke mate het in hoofdstuk 3 toegelichte CfD-ontwerp marktverstoringen kan veroorzaken, met specifieke aandacht voor de Nederlandse situatie in 2035. Dit jaar is gekozen omdat er tegen die tijd een groot volume aan wind op zee met een CfD wordt verwacht, waardoor de effecten op de markt significant kunnen zijn.

De analyse richt zich op mogelijke verstoringen op zowel de day-ahead- als de intradaymarkt. Voor de day-aheadmarkt is een simulatiemodel gebruikt dat werkt met vooraf gedefinieerde inputparameters en biedstrategieën. Voor de intradaymarkt is een probabilistische benadering toegepast om prijsprofielen te genereren en mogelijke marktverstoringen in te schatten.

In hoofdstuk 2 hebben we aandacht besteed aan onder andere negatieve prijzen en het invoedingstarief en hoe die samen gaan met een CfD-ontwerp. Deze kwalitatieve beschouwingen zijn buiten scope voor de volgende aanpak. Wel gelden ze als onzekerheid, omdat ze de uiteindelijke marktverstoringen van een CfD-ontwerp kunnen beïnvloeden.

5.1 Aanpak voor de day-aheadmarkt

De Europese elektriciteitsmarkt wordt voor een groot deel georganiseerd via de day-aheadmarkt, waar marktpartijen één dag van tevoren hun biedingen indienen voor de volgende dag. Oorspronkelijk waren dit biedingen per uur; sinds oktober 2025 gebeurt dit per kwartier. Deze markt werkt met een double-sided auction, waarbij vraag- en aanbodbiedingen worden samengebracht en de markt wordt geruimd op basis van het merit order-principe. Dit centrale clearingmechanisme zorgt voor een uniforme prijs per uur en is goed te modelleren, omdat het gebaseerd is op transparante regels en biedcurves.

Veel studies modelleren de day-aheadmarkt op basis van optimale dispatch, oftewel alle assets worden ingezet tegen hun marginale kosten, en het systeem wordt zo efficiënt mogelijk bediend (zie bijvoorbeeld Deng & Lv, (2019) en Lopion et al. (2018) voor een overzicht van energiemodellering). Deze aanpak werkt goed wanneer er geen marktverstoringen zijn, maar is minder geschikt om effecten van CfDs op biedgedrag en prijsvorming te analyseren. CfDs kunnen immers strategische prikkels introduceren die afwijken van puur marginale kosten, zoals ook beschreven in hoofdstuk 3.

Om deze marktverstoringen te kunnen onderzoeken, gebruiken we het EYE-simulatiemodel, onderdeel van de BDEYE-methode (Van der Veen et al., 2025). De BDEYE-methode is ontwikkeld om het gedrag van marktpartijen expliciet te modelleren en dit gedrag vervolgens te gebruiken in een marktsimulatie. Hierdoor kunnen we niet alleen prijsvorming analyseren, maar ook de impact van strategisch biedgedrag onder verschillende CfD-ontwerpen.

Het EYE-model heeft twee hoofdinputs:

- **Het energiesysteem**, inclusief geïnstalleerde capaciteiten, vraagprofielen en technische parameters.
- **Het biedgedrag van marktpartijen**, waaronder aangepaste strategieën voor assets die onder CfDs vallen.

In de volgende secties lichten we deze inputs toe. Eerst het gemodelleerde energiesysteem, daarna het biedgedrag van de verschillende assettypen.

5.1.1 Het gemodelleerde energiesysteem

Het EYE-model heeft een energiesysteem als input nodig om de simulaties uit te voeren. Voor deze studie is gekozen voor het scenario Horizon Aanvoer uit Netbeheer Nederland Scenario's Editie 2025 (Netbeheer Nederland, 2025). Dit scenario sluit aan bij de ambitie voor wind op zee zoals vastgelegd in het Windenergie Infrastructuurplan Noordzee (Ministerie van Klimaat en Groene Groei, 2025a).

Horizon Aanvoer bouwt voort op de scenario's Internationale Ambitie uit IP2024 en Internationale Handel uit II3050-2e editie en gaat uit van een wereld waarin duurzame energie op grote schaal internationaal beschikbaar is. Nederland richt zich sterk op de import van energie en industriële halffabricaten, waardoor de energie-intensieve industrie deels verplaatst naar het buitenland en het finaal energieverbruik in Nederland laag blijft. Door deze importoriëntatie is de eigen productie van duurzame elektriciteit beperkt, en ligt de nadruk op internationale energieketens.

Alle parameters voor geïnstalleerde capaciteiten, flexibiliteitsopties en elektriciteitsvraag zijn gebaseerd op dit basisscenario. Tabel 5.1 geeft een overzicht van deze inputparameters. Opvallend is dat ondanks de bovengenoemde relatief lage groei van het totale finale energieverbruik in dit scenario, de elektriciteitsvraag sterk stijgt. Het scenario gaat uit van een vraag van 224 TWh in 2035, vergeleken met 119 TWh in 2024 (CLO, z.d.).

Omdat de vraagontwikkeling in de praktijk achter kan blijven bij de gestelde doelen, is naast het basisscenario ook een variant doorgerekend waarin de vraag achterblijft. In deze tweede variant combineren we de elektriciteitsopwek uit 2035 met de vraag uit 2030 zoals beschreven in het Horizon Aanvoer-scenario. Dit resulteert in een situatie waarin het aanbod van elektriciteit groter is dan de vraag, bijvoorbeeld doordat CfDs succesvol zijn en veel hernieuwbare opwek is gerealiseerd terwijl de vraagontwikkeling achterblijft. Tabel 5.1 toont de inputparameters voor beide scenario's. Waar waarden gelijk zijn, is dit aangegeven met een “=”.

Tabel 5.1 Inputparameters voor het basisscenario en de variant met achterblijvende vraag. Waar waarden gelijk zijn, is dit aangegeven met een “=”. De scenario’s zijn gebaseerd op het Horizon Aanvoer scenario van Netbeheer Nederland (2025).

Input	Basisscenario	Achterblijvende vraag	Eenheid
Inflexibele elektriciteitsvraag			
	224,1	174,0	TWh
Flexibiliteit			
Power-to-gas op land	4,4	1,2	GW
Power-to-heat	1,8	=	GW
Opslag	9,4	5,6	GW
Vraagsturing	1,3	=	GW
Interconnectie	12,6	=	GW
Hernieuwbare energie			
Wind op zee	23,5	=	GW
Wind op land	8,2	=	GW
Zon-PV	52,7	=	GW
Centrales			
Kerncentrales	0,4	=	GW
Biomassa en afval	0,7	=	GW
Aardgas	2,6	=	GW
Waterstof	14,1	=	GW

5.1.2 Biedgedrag van gemodelleerde assets

Tabel 5.2 geeft een overzicht van het biedgedrag van de gemodelleerde assets. Voor de meeste assets is aangesloten bij het basisbiedgedrag, waarbij de prijs is gebaseerd op marginale kosten en het volume op een capaciteit of profiel. De marginale kosten van productie bestaan uit O&M kosten, brandstofkosten en kosten voor CO₂-rechten. Voor vraag wordt een vaste referentieprij gebruikt. Must-run productieassets bieden tegen de minimale marktprijs, terwijl must-run vraagassets tegen de maximale marktprijs bieden. Voor krachtcentrales is het effect van unit commitment niet meegenomen in het biedgedrag. Voor enkele specifieke assettypen wordt het biedgedrag hieronder toegelicht.

Het biedgedrag van opslag is gebaseerd op een dynamisch algoritme dat op basis van prijsvoorspellingen de winst optimaliseert. Deze prijsvoorspellingen zijn afkomstig uit een eerste simulatie waarin alle assets bieden op basis van standaardinformatie, zoals de brandstofkosten en de kosten van CO₂-rechten. De prijzen uit deze eerste run worden gebruikt als voorspelling voor opslag. Dit verschilt van de modellering in het Horizon Aanvoer-scenario, waar opslag statischer is ingeregeld. Hierdoor is te verwachten dat in de resultaten van EYE de prijzen meer worden uitgemiddeld door opslag dan in de marktresultaten van Horizon Aanvoer.

Vraagsturing is gemodelleerd als een eenvoudige vorm van opslag. Er wordt een capaciteit ingeboden, maar er kan maximaal 12 uur aan vraag worden verschoven. Daarna moet eerst weer aan de oorspronkelijke vraag worden voldaan voordat opnieuw verschoven kan worden.

De interconnectie is gebaseerd op prijsprofielen uit het Horizon Aanvoer-scenario en biedt een vaste capaciteit met deze prijzen.

Voor hernieuwbare energie is het biedgedrag aangepast door te bepalen hoeveel capaciteit onder welke subsidieregeling valt. Wind op zee is gemodelleerd volgens het CfD-ontwerp zoals beschreven in hoofdstuk 3. Wind op land dat onder de oude SDE(++)-regeling valt, kan bij negatieve prijzen bieden tot maximaal het SDE-bedrag^{3,4}. Overige wind op land biedt tegen marginale kosten i.e. €0/MWh. Zon-PV is gesplitst naar type. Zon-op-dak wordt behandeld als een must-run productieasset, waarbij het productieprofiel in Horizon Aanvoer is aangepast zodat grote productievolumes worden afgekapt. Voor zon onder de SDE(++)-regeling geldt hetzelfde als voor wind op land. Zon die tegen marginale kosten biedt, biedt €0/MWh.

Tabel 5.2 Overzicht van het biedgedrag van gemodelleerde assets.

Input	Biedgedrag
Inflexibele elektriciteitsvraag	
	Prijs is een vaste biedprijs (maximaal mogelijke marktprijs, 3000 €/MWh), volume a.d.h.v. een vraagprofiel
Flexibiliteit	
Power-to-gas op land	Prijs is een vaste biedprijs, volume a.d.h.v. een capaciteit
Power-to-heat	Prijs is een vaste biedprijs, volume a.d.h.v. een capaciteit
Opslag	Dynamische biedstrategie die winst optimaliseert met behulp van een prijsvoorspelling.
Vraagsturing	Prijs is een vaste biedprijs, volume a.d.h.v. een capaciteit en maximale duratie
Interconnectie	Prijs is een uurlijkse variërende biedprijs gebaseerd op het Horizon Aanvoer scenario, volume a.d.h.v. een capaciteit
Hernieuwbare energie	
Wind op zee	Windparken onder het CfD-ontwerp bieden zoals beschreven in hoofdstuk 3
Wind op land	Splitsing op basis van de SDE(++)-regeling. Er kan tegen negatieve bedragen gelijk aan SDE bedragen geboden worden of tegen €0/MWh. Volume a.d.h.v. een productieprofiel
Zon-PV	Splitsing op basis type en van de SDE(++)-regeling. Er kan tegen negatieve bedragen geboden worden of tegen €0/MWh. Volume a.d.h.v. een productieprofiel
Centrales	
Kerncentrales	Prijs is een vaste prijs op basis van marginale kosten (inclusief brandstof en CO2 rechten), volume a.d.h.v. een capaciteit
Biomassa en afval	Prijs is een vaste prijs op basis van marginale kosten (inclusief brandstof en CO2 rechten), volume a.d.h.v. een capaciteit. Ook zijn er must-run centrales die altijd aan staan of bieden volgens een warmte gedreven profie
Aardgas	Prijs is een vaste prijs op basis van marginale kosten (inclusief brandstof en CO2 rechten), volume a.d.h.v. een capaciteit

³ Vanaf 2016 t/m 2022 gold er dat steunbetalingen werden stopgezet als de day-aheadprijzen meer dan 6 uur achter elkaar negatief waren. Hiermee is geen rekening gehouden, waardoor wind en zon mogelijk langer tegen negatieve prijzen blijven bieden dan in werkelijkheid zo is.

⁴ Hierbij wordt geen rekening gehouden met de basisenergieprijzen.

Waterstof

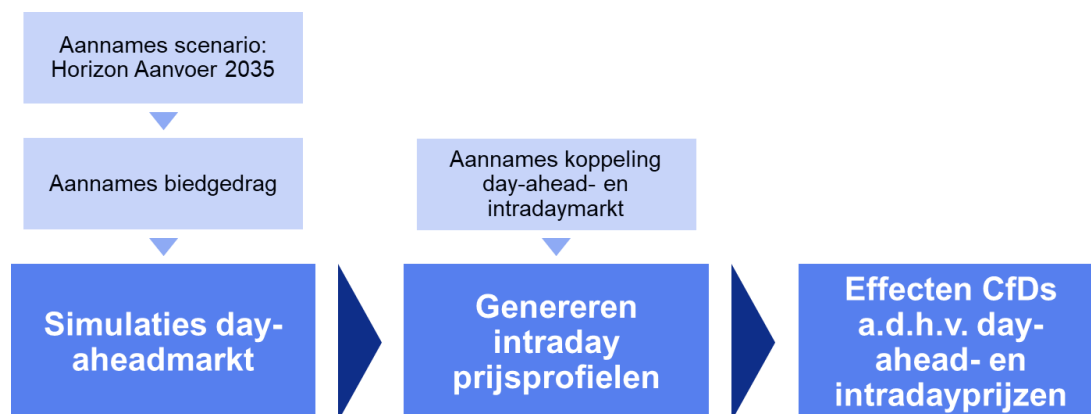
Prijs is een vaste prijs op basis van marginale kosten (inclusief brandstof en CO2 rechten), volume a.d.h.v. een capaciteit

5.2 Aanpak voor de intradaymarkt

De intradaymarkt speelt een steeds belangrijkere rol in het Europese elektriciteitssysteem. Waar de day-aheadmarkt zorgt voor de eerste allocatie van productie en vraag, biedt de intradaymarkt flexibiliteit om afwijkingen van voorspellingen, bijvoorbeeld door gewijzigde weersomstandigheden, op te vangen en in te spelen op systeembehoeften. In 2024 werden via EPEX SPOT volumes van respectievelijk 42.664 GWh op de day-aheadmarkt en 17.254 GWh op de intradaymarkt verhandeld (EPEX SPOT, 2025). Daarmee vertegenwoordigt de intradaymarkt circa 40% van het day-aheadvolume, en de groei was met 41% aanzienlijk hoger dan de 15% groei op de day-aheadmarkt.

Tot nu toe lag de aandacht bij CfD-ontwerpen vooral op de day-aheadmarkt, terwijl de intradaymarkt steeds relevanter wordt. De Europese Commissie (2025c) benadrukt het belang van prikkels die bijdragen aan een efficiënt systeem en het minimaliseren van maatschappelijke kosten. In deze analyse doen we een aanzet om ook marktverstoringen op de intradaymarkt mee te nemen in het ontwerp van CfDs.

Het meenemen van de intradaymarkt in deze analyse vraagt om een andere aanpak dan bij de day-aheadmarkt. Het simuleren van prijsvorming op de intradaymarkt is complex en vergt gedetailleerde informatie over portfolio's en handelsstrategieën van marktpartijen. Daarom is ervoor gekozen om de prijsvorming niet volledig te modelleren, maar om intradayprijsprofielen te genereren op basis van de gesimuleerde day-aheadprijsprofielen. Dit gebeurt via een probabilistisch proces dat hieronder wordt toegelicht. Deze aanpak maakt het mogelijk om een indicatie te geven van het aantal uren waarin marktverstoringen door CfDs kunnen optreden. Het is echter niet mogelijk om op basis van deze analyse het effect van CfDs op prijsvorming zelf vast te stellen, omdat de markt niet wordt gesimuleerd maar prijsprofielen worden gegenereerd. Figuur 5.1 geeft een overzicht van de analyse.



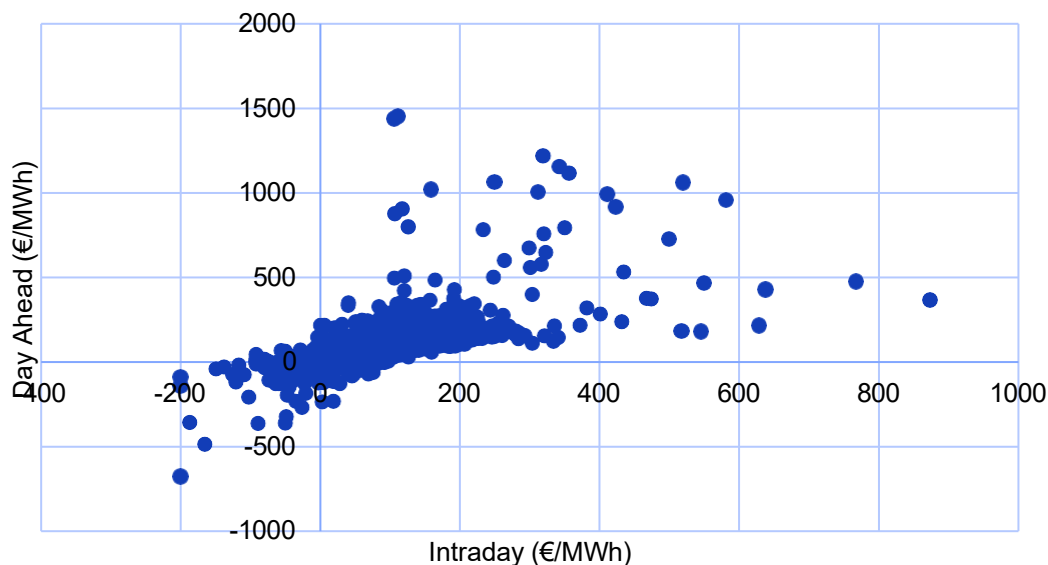
Figuur 5.1 Het schema toont de drie hoofdfasen van de analyse van de intradaymarkt: (1) simulaties van de day-aheadmarkt op basis van scenario-aanname (Horizon Aanvoer 2035) en biedgedrag, (2) het genereren van intraday prijsprofielen op basis van aannames over de koppeling tussen day-ahead- en intradaymarkt, en (3) het beoordelen van de effecten van CfDs aan de hand van deze prijsprofielen.

Eerdere studies hebben aangetoond dat er een correlatie bestaat tussen day-ahead- en intradayprijzen (zie bijvoorbeeld (Ziel, 2017)). Om deze relatie te bevestigen en te kwantificeren voor onze analyse, hebben wij een eigen analyse uitgevoerd op basis van

EPEX-data voor 2024 (EPEX SPOT, z.d.-a). Voor de continue intradaymarkt zijn er niet zoals voor de day-aheadmarkt centrale uniforme uurlijkse prijzen beschikbaar. Er is daarom gekozen om een uurlijkse index te gebruiken voor de analyse. Er zijn verschillende intraday-indices beschikbaar, waar wij hebben gekeken naar ID1 en ID3 (EPEX SPOT, z.d.-b). De ID1-index is het gewogen gemiddelde van alle continue transacties in het laatste handelsuur voor levering en de ID3-index is het gewogen gemiddelde van alle continue transacties in de laatste drie handelsuren voor levering. Wij hebben gekozen voor ID3, omdat deze index minder gevoelig is voor extreme uitschieters in het allerlaatste uur en beter de algemene prijsvorming op de intradaymarkt weergeeft.

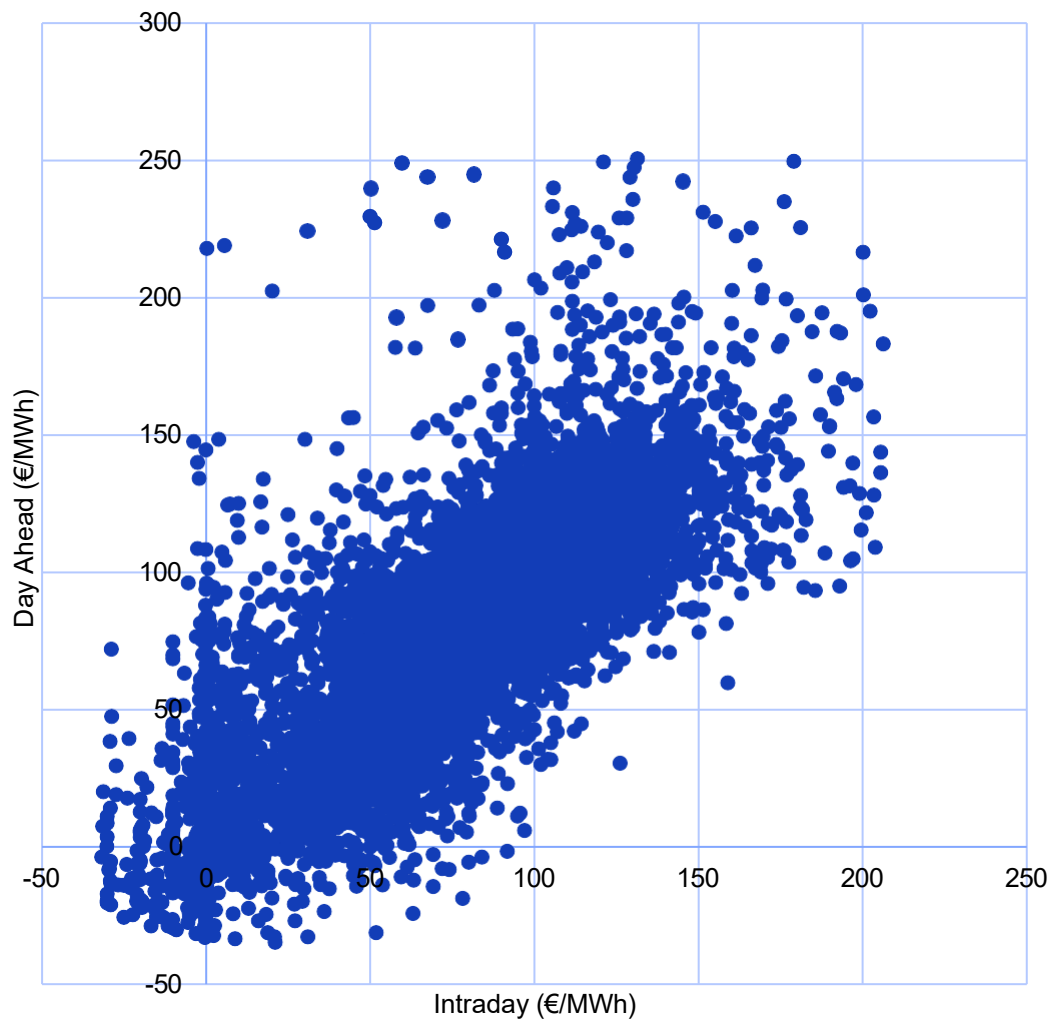
Figuur 5.2 toont een scatterplot met op de horizontale as de intradayprijzen en op de verticale as de day-aheadprijzen. Elke stip representeert één uur en geeft de prijzen op beide markten voor dat uur. Het figuur bevat enkele uitschieters, bijvoorbeeld combinaties van zeer hoge day-aheadprijzen en lage intradayprijzen of omgekeerd. Zulke afwijkingen zijn niet ongebruikelijk en kunnen ontstaan door onverwachte gebeurtenissen, zoals het plotseling uitvallen van een grote asset. Om beter zicht te krijgen op het patroon voor de meeste uren, is in Figuur 5.3 ingezoomd op het centrale deel van de data⁵. De meerderheid (97%) van de data uit Figuur 5.2 is aanwezig in Figuur 5.3. Voor het grootste gedeelte van het jaar (93% van de uren) zijn zowel de day-ahead- als intradaymarktprijs positief. Zowel de day-ahead- als de intradaymarktprijs zijn in circa 4% van de uren negatief.

Er is een lineaire relatie zichtbaar tussen day-ahead- en intradayprijzen. De punten bevinden zich grofweg op een diagonale lijn. Om dit niet alleen op het oog, maar ook statistisch te toetsen, wordt vaak de Pearson-correlatie gebruikt. Deze maat geeft aan hoe sterk twee variabelen samen bewegen. Een waarde van +1 betekent een perfecte positieve relatie, 0 betekent geen verband, en -1 betekent een perfecte negatieve relatie. De Pearson-correlatie tussen day-ahead- en intradayprijzen bedraagt $r = 0,688$ ($p < 0,001$) voor de volledige dataset (Figuur 14) en $r = 0,778$ ($p < 0,001$) na uitsluiten van extreme waarden (Figuur 15). Volgens gangbare richtlijnen duidt dit op een sterke tot zeer sterke lineaire relatie.



Figuur 5.2 Scatterplot van intradayprijzen (horizontale as) versus day-aheadprijzen (verticale as) voor alle uren in 2024.

⁵ Voor zowel de day-ahead- als intradayprijzen zijn de waarden genomen tussen de 1^e en 99^e percentielen.



Figuur 5.3 Ingezoomde scatterplot (97% van de punten uit Figuur 5.2) waarin een duidelijke lineaire relatie zichtbaar is tussen day-ahead- en intradayprijzen.

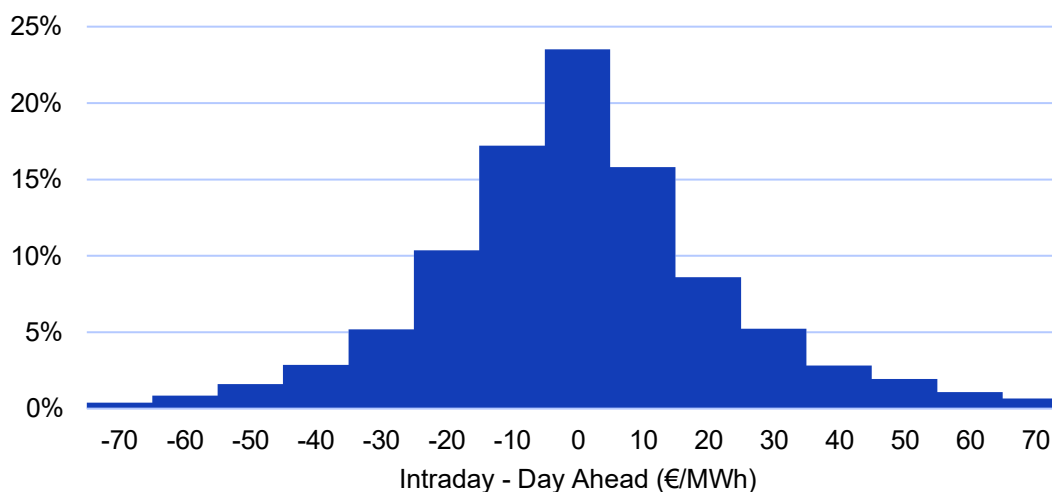
Als we de verschillen tussen de intraday- en day-aheadprijzen plotten, ontstaat het histogram in Figuur 5.4. Hierin is een verdeling zichtbaar die sterk lijkt op een normale verdeling, gecentreerd rond nul met een aanzienlijke spreiding. Om dit statistisch te toetsen gebruiken we de Shapiro-Wilk-test. Deze geeft een W-waarde en een p-waarde. Een W-waarde dicht bij 1 betekent dat de verdeling sterk op normaal lijkt. Een kleine p-waarde (vaak kleiner dan 0,05) betekent dat we de hypothese verwerpen dat de verdeling perfect normaal is. In onze analyse is $W = 0,512$ ($p < 0,001$) voor de volledige dataset en $W = 0,930$ ($p < 0,001$) na uitsluiten van extreme waarden. Dit geeft aan dat de kern van de verdeling goed overeenkomt met een normale verdeling, maar niet perfect. De afwijking zit vooral in de staarten. Er komen meer extreme waarden voor dan een normale verdeling zou voorspellen. De p-waarde is zeer klein, wat formeel betekent dat de verdeling niet exact normaal is. Dit komt mede door het grote aantal datapunten (ruim 8.000), waardoor zelfs kleine afwijkingen significant worden. Voor onze analyse is deze benadering echter voldoende, omdat het centrale deel van de verdeling goed op een normale verdeling lijkt. Wel moeten we hierbij rekening houden met het feit dat hierin extreme intraday- en day-aheadprijzen minder goed worden gerepresenteerd.

Op basis van de verdeling van het prijsverschil kunnen intradayprijzen worden gesimuleerd door een foutterm op te tellen bij de day-aheadprijs. Deze foutterm wordt getrokken uit een normale verdeling, die wordt gekarakteriseerd door een gemiddelde en een standaarddeviatie. Voor onze analyse is het geschatte gemiddelde 1,38 €/MWh met een 95%-betrouwbaarheidsinterval van [0,82; 1,95] €/MWh. De standaarddeviatie bedraagt 26,52 €/MWh, met een 95%-betrouwbaarheidsinterval van [26,13; 26,92] €/MWh. Dit impliceert dat intradayprijzen gemiddeld iets hoger liggen dan day-aheadprijzen, maar vooral dat de spreiding groot is. Om deze variabiliteit goed te representeren, genereren we niet één enkel profiel, maar meerdere profielen via een Monte Carlo-analyse. Doorsnedes over deze profielen, bijvoorbeeld door de mediaan te nemen, geven een goed beeld van wat de typische prijsprofielen zou moeten zijn op basis van deze verdeling. Dit geeft een robuuster beeld van mogelijke prijspatronen.

Bij deze aanpak worden impliciet twee aannames gemaakt die van belang zijn om te noemen:

- De correlatie tussen day-ahead- en intradayprijzen blijft bestaan in 2035. Dit is aannemelijk omdat intradayhandel nog steeds start vanuit een day-aheadreferentie, maar niet gegarandeerd. Het energiesysteem verandert immers sterk door de toename van hernieuwbare energie. Ook zijn er sinds 2025 niet meer uurlijkse maar kwartierprijzen op de day-aheadmarkt en kunnen er verschuivingen plaatsvinden tussen de day-ahead- en intradaymarkt.
- De gemiddelde en standaarddeviatie van de prijsverschillen blijven gelijk aan die van 2024. Dit is een zwakkere aanname, omdat de prijsdynamiek in een systeem met veel hernieuwbare energie anders kan zijn.

Deze aannames betekenen dat de resultaten vooral moeten worden gezien als een orde van grootte en niet als exacte voorspellingen. Tegelijkertijd is het niet onrealistisch om een correlatie te blijven veronderstellen, omdat intradaybiedingen nog steeds voortbouwen op day-aheadprijzen. Vooral de tweede aanname (over gemiddelde en standaarddeviatie) introduceert onzekerheid en vraagt om voorzichtigheid bij interpretatie.



Figuur 5.4 Histogram van het verschil tussen Intraday- en Day-Ahead-prijzen in €/MWh. De verdeling benadert een normale verdeling met gemiddelde 0,77 €/MWh en standaarddeviatie 21,96 €/MWh.

6 Resultaten en effecten van het CfD-ontwerp

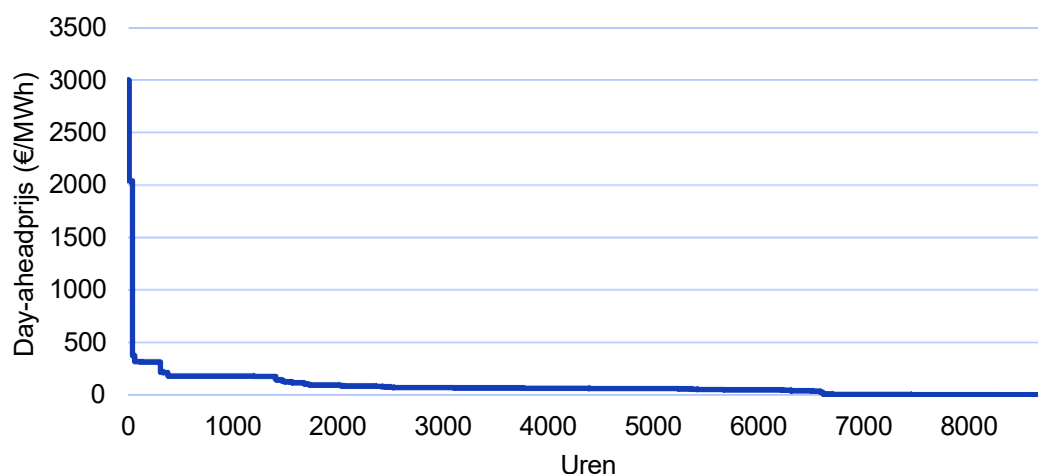
Dit hoofdstuk presenteert de resultaten van de kwantitatieve analyses zoals beschreven in hoofdstuk 5. We tonen de uitkomsten van de day-ahead simulaties en de effecten van het CfD-ontwerp beschreven in hoofdstuk 3, zowel in een terugvorderingsjaar als in een steunjaar.

6.1 In 2035 vooral een steunjaar met beperkt aantal negatieve uren

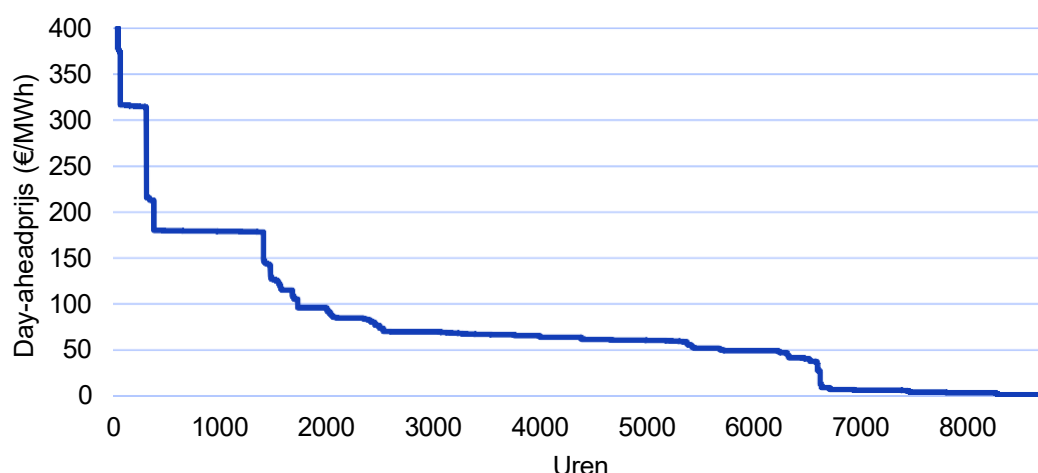
Figuur 6.1 toont de price duration curve voor het basisscenario in 2035. Een price duration curve geeft alle uurprijzen van het jaar weer, gesorteerd van hoog naar laag. Op de horizontale as staan de uren (in totaal 8.760), en op de verticale as de clearing prijs op de day-aheadmarkt in €/MWh. Deze weergave maakt het eenvoudig om inzicht te krijgen in de verdeling van prijzen over het jaar. Wat opvalt in deze curve is dat er enkele zeer hoge uitschieters zijn, met prijzen tot wel €3.000/MWh. Deze extreme pieken komen slechts incidenteel voor, maar doordat ze zo hoog zijn, maken ze het lastig om de verdeling van de overige uren goed te zien.

Figuur 6.2 toont een ingezoomde versie van de price duration curve, waarbij de extreme pieken buiten beeld zijn gelaten om de verdeling van de meeste uren beter zichtbaar te maken. De hoge prijzen aan de linkerkant van de grafiek worden voornamelijk veroorzaakt door krachtcentrales met hoge marginale kosten, zoals waterstofcentrales. Lagere prijzen worden in het algemeen bepaald door flexibele vraagassets, zoals elektrische boilers, die overschotten van hernieuwbaar benutten. Er zijn echter uitzonderingen, zoals warmtepompen met een hoge efficiëntie, die een hoge willingness-to-pay hebben, en krachtcentrales met lage marginale kosten, zoals kerncentrales.

Aan de rechterkant van de curve zien we uren waarin de prijs (nagenoeg) nul is. Deze situaties worden gedreven door hernieuwbare energie in combinatie met must-run installaties, zoals warmtekrachtkoppelingen (WKK's), die niet eenvoudig kunnen worden uitgeschakeld.



Figuur 6.1 Price duration curve voor het basisscenario in 2035. De grafiek toont alle uurprijzen van het jaar, gesorteerd van hoog naar laag. Op de horizontale as staan de uren en op de verticale as de clearing prijs op de Day Ahead markt in €/MWh.

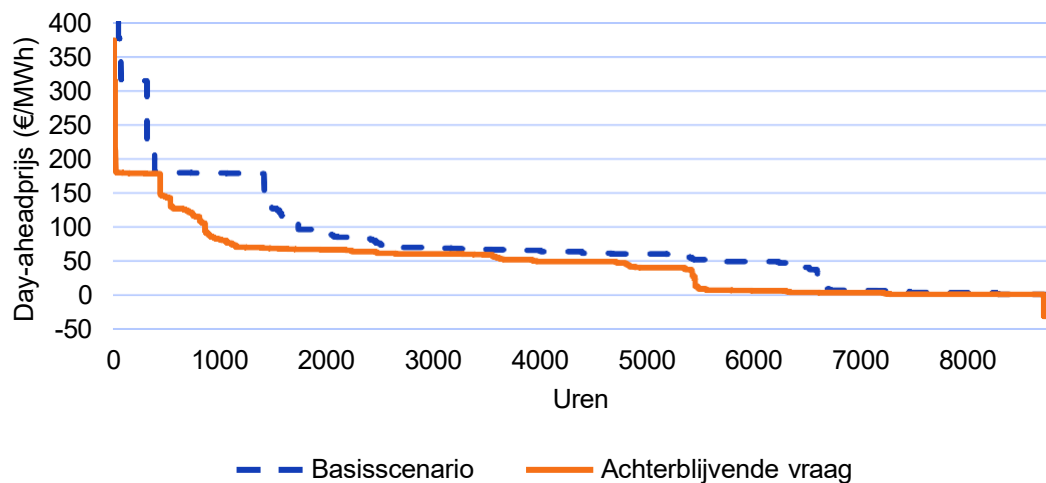


Figuur 6.2 Price duration curve voor het basisscenario in 2035 (zelfde als in Figuur 6.1), met een aangepaste verticale as om de verdeling van de meeste uren duidelijker te tonen.

Naast het basisscenario is ook een variant doorgerekend waarin de vraag achterblijft. Dit scenario is relevant omdat in de praktijk de vraag naar elektriciteit nog achterblijft bij de gestelde doelen. Figuur 6.3 toont de price duration curves voor zowel het basisscenario als het scenario met achterblijvende vraag. De oranje lijn geeft het scenario met achterblijvende vraag weer, terwijl de blauwe stippellijn het basisscenario toont. Wat direct opvalt, is dat de curve voor het scenario met achterblijvende vraag als het ware “naar links” is verschoven ten opzichte van het basisscenario. Door de lagere piekvraag verdwijnen de uren met de hoogste prijzen uit het systeem. Er zijn geen uren meer waarin (bijna) niet aan de vraag kan worden voldaan, terwijl dit in het basisscenario nog wel voorkwam.

Tegelijkertijd neemt het aantal uren met prijzen van (nagenoeg) nul duidelijk toe, en zijn er zelfs negatieve prijzen. Omdat de opwek gelijk blijft, moet het overschot aan elektriciteit door minder (flexibele) vraag worden geabsorbeerd, wat minder vaak lukt dan in het basisscenario. Dit onderstreept dat negatieve prijzen in 2035 wel voor kunnen komen, maar slechts in een beperkt aantal uren. Deze resultaten komen overeen met recente

marktstudies, zoals die van Aurora Energy Research (2024), waarin wordt verwacht dat het aantal negatieve prijsuren in de komende jaren zal afnemen. Dit is vooral het gevolg van twee ontwikkelingen. Ten eerste worden subsidiemechanismes steeds vaker zo ingericht dat er geen uitkering plaatsvindt bij negatieve prijzen. Ten tweede wordt een sterke groei van flexibele vraag verwacht, bijvoorbeeld door batterijen, elektrolyzers en andere assets die juist bij lage prijzen extra elektriciteit kunnen opnemen. Wanneer deze groei tegenvalt, zoals in het achterblijvende vraag scenario, dan kunnen er toch meer negatieve uren voorkomen. Dit onderstreept dat instrumenten als CfDs weliswaar succesvol kunnen zijn in het stimuleren van hernieuwbare opwek, maar dat zij niet op zichzelf kunnen staan. Wanneer alleen het aanbod groeit en de vraag achterblijft, kan een ongebalanceerde situatie ontstaan op de elektriciteitsmarkt.



Figuur 6.3 Price duration curves voor het basisscenario (zelfde als in Figuur 6.1 en Figuur 6.2) en het scenario met achterblijvende vraag in 2035. De oranje lijn geeft het scenario met achterblijvende vraag weer, de blauwe stippellijn het basisscenario.

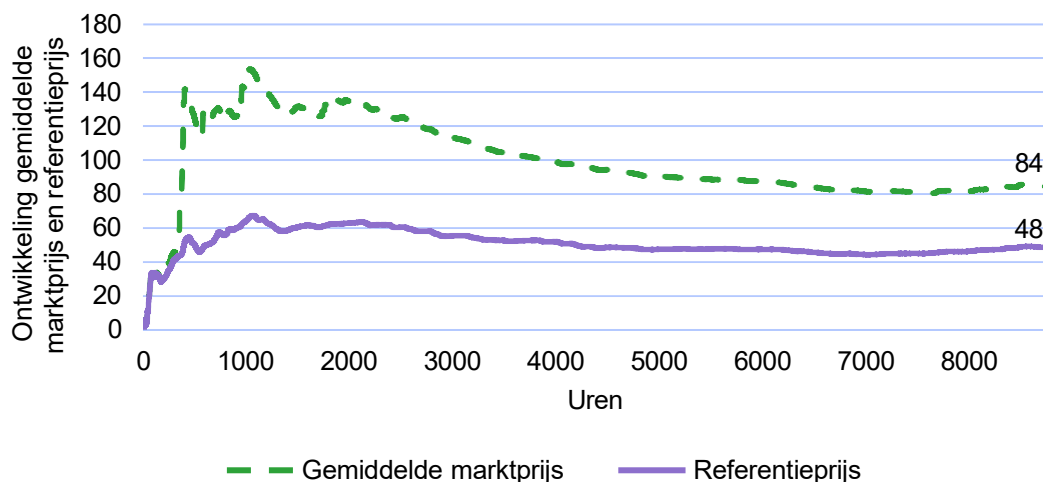
Met de gesimuleerde prijzen kunnen we zowel de referentieprijs als de profielfactor bepalen die relevant zijn voor het CfD-ontwerp. De referentieprijs nemen we hier als het product van de gemiddelde day-aheadmarktprijs en de profielfactor. Wanneer de profielfactor als enige correctie geldt op de gemiddelde marktprijs, dan wordt ook wel gesproken van de capture prijs. De referentieprijs is daarmee een mate van welke prijs offshore wind daadwerkelijk “vangt” voor de geleverde elektriciteit. In hoofdstuk 4 hebben we gezien hoe deze waarden zich historisch hebben ontwikkeld. Met de simulaties kunnen we verkennen hoe ze zich in 2035 zouden kunnen ontwikkelen.

In Figuur 3.7 zijn de lopende gemiddelde marktprijs en referentieprijs weergegeven voor het basisscenario. De gemiddelde marktprijs is aan het begin van het jaar relatief hoog, daalt vervolgens met name in de zomer en stabiliseert richting het einde van het jaar. De referentieprijs volgt een vergelijkbaar patroon, maar ligt structureel lager dan de gemiddelde marktprijs. Juist op momenten dat er veel aanbod van hernieuwbare energie is, zoals tijdens perioden met veel wind, zijn de prijzen doorgaans lager. Daardoor vindt het grootste deel van de productie van offshore wind plaats in uren met relatief lage prijzen.

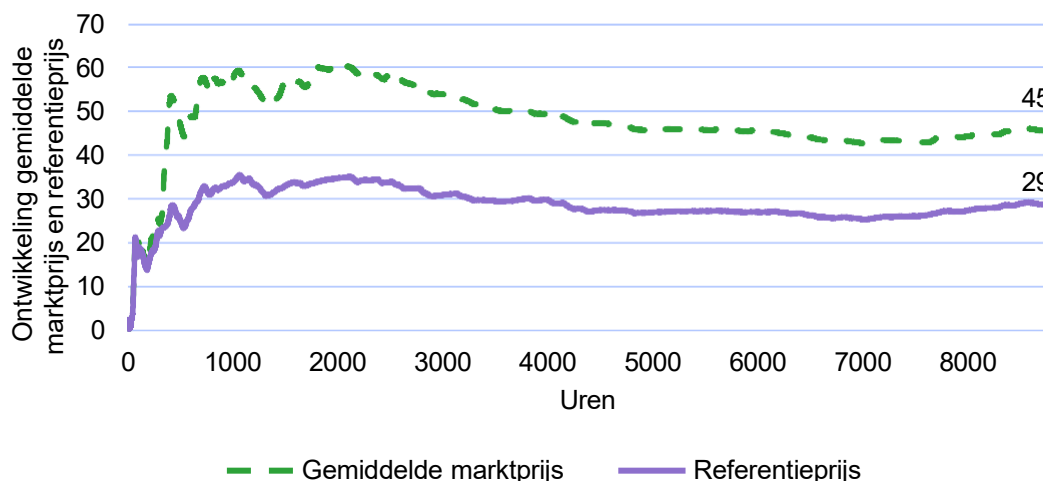
De profielfactor geeft aan in hoeverre de inkomsten van offshore wind afwijken van het marktgemiddelde. De uiteindelijke gemiddelde marktprijs en referentieprijs zijn respectievelijk €84/MWh en €48/MWh. De profielfactor is daarmee gelijk aan 0,57. Dit is fors lager dan de historische profielfactoren zoals te zien in Figuur 4.3. Dit illustreert de toenemende impact van wind op zee op de prijsvorming op de day-aheadmarkt.

In Figuur 6.5 zijn de lopende gemiddelde marktprijs en referentieprijs weergegeven voor het scenario met een achterblijvende vraag. Beide volgen eenzelfde patroon als in het basisscenario. Wel valt op dat de absolute waarden een stuk lager liggen dan in het basisscenario. In dit scenario zijn de uiteindelijke gemiddelde marktprijs en referentieprijs gelijk aan €45/MWh en €29/MWh, wat een profielfactor van 0,63 oplevert.

De verschillen tussen deze scenario's laten zien dat deze getallen met voorzichtigheid moeten worden geïnterpreteerd. Het gaat om modelresultaten die patronen en indicaties geven, geen exacte voorspellingen van toekomstige marktprijzen. Deze resultaten zijn bedoeld om inzicht te bieden in mogelijke prijseffecten en om te reflecteren op het CfD-ontwerp.



Figuur 6.4 Ontwikkeling van de gemiddelde marktprijs (groene stippellijn) en referentieprijs (paarse lijn) voor het basisscenario in 2035. De uiteindelijke waarden aan het einde van het jaar zijn respectievelijk €84/MWh voor de gemiddelde marktprijs en €48/MWh voor de referentieprijs, zoals ook in de grafiek rechts is weergegeven.



Figuur 6.5 Ontwikkeling van de gemiddelde marktprijs (groene stippellijn) en referentieprijs (paarse lijn) voor het scenario met achterblijvende vraag in 2035. De uiteindelijke waarden aan het einde van het jaar zijn respectievelijk €45/MWh voor de gemiddelde marktprijs en €29/MWh voor de referentieprijs, zoals ook in de grafiek rechts is weergegeven.

De waarden in Figuur 6.4 en Figuur 6.5 zijn gebaseerd op gemiddelden over alle prijzen. In de praktijk worden echter niet altijd alle uren meegenomen in de berekening van de gemiddelde marktprijs en referentieprijs. Zo worden bijvoorbeeld uren met negatieve prijzen vaak uitgesloten bij de bepaling van subsidiebedragen. Tabel 5.2 geeft een overzicht van het effect van deze keuzes. Naast het gemiddelde met alle prijzen, wordt ook het gemiddelde zonder negatieve prijzen getoond, en het gemiddelde zonder negatieve prijzen én zonder extreme uitschieters (prijzen boven €2.000/MWh). Deze uitschieters worden niet uitgesloten, maar kunnen een groot effect hebben op de gemiddeldes.

Tabel 6.1 Overzicht van de gemiddelde marktprijs, referentieprijs en profiel-factor voor het basisscenario en het scenario met achterblijvende vraag, afhankelijk van de selectie van uren. Naast het gemiddelde met alle prijzen zijn ook de gemiddelden zonder negatieve prijzen en zonder negatieve prijzen én extreme uitschieters (prijzen boven €2.000/MWh) weergegeven. Bij het basisscenario zijn er geen negatieve prijzen en bij het scenario met achterblijvende vraag geen extreme uitschieters, waardoor sommige waarden hetzelfde zijn.

	Basisscenario			Achterblijvende vraag		
	Gemiddelde marktprijs	Referentie-prijs	Profiel-factor	Gemiddelde marktprijs	Referentie-prijs	Profiel-factor
Met alle prijzen	84	48	0,57	45	28	0,63
Zonder negatieve prijzen	84	48	0,57	46	29	0,64
Zonder negatieve prijzen en extreme uitschieters	73	46	0,64	46	29	0,64

Op basis van de simulaties voor zowel het basisscenario als het scenario met achterblijvende vraag, is de verwachting dat 2035 een steunjaar zal zijn. De resultaten laten zien dat de gemiddelde marktprijs in het basisscenario weliswaar in de buurt komt van een verwachte strike price, maar dat de referentieprijzen voor offshore wind daar duidelijk onder ligt.

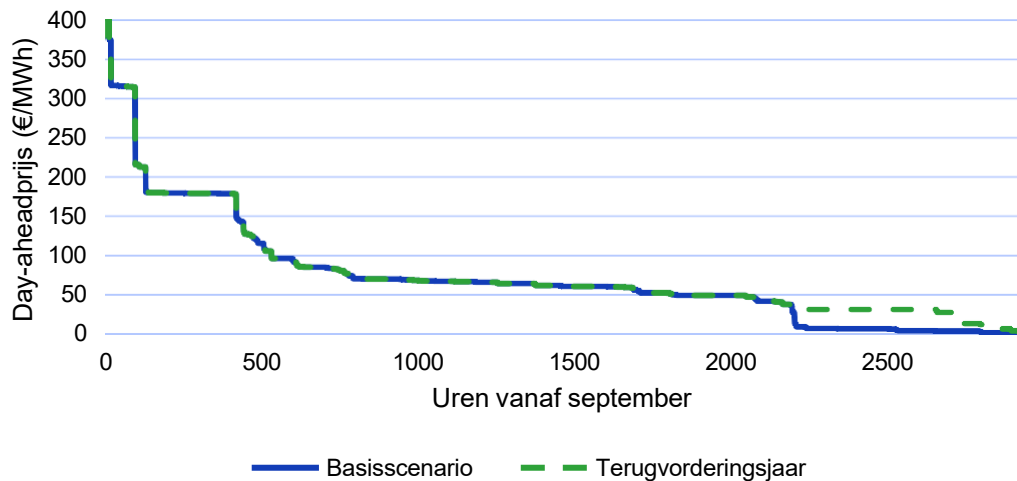
Mocht de markt zich anders ontwikkelen, bijvoorbeeld door sterk stijgende prijzen voor aardgas, waterstof of CO₂, dan kunnen de gemiddelde elektriciteitsprijzen hoger uitvallen. Toch is het niet waarschijnlijk dat dit snel zal leiden tot een terugvorderingsjaar, juist omdat offshore wind vooral produceert in uren waarin de prijs niet door krachtcentrales wordt bepaald, maar door een overvloed aan hernieuwbare productie. Dit sluit niet uit dat een terugvorderingsjaar mogelijk is, maar op basis van deze simulaties lijkt een steunjaar het meest waarschijnlijk.

6.2 Effecten van het CfD-ontwerp in een terugvorderingsjaar

In sectie 3.2 hebben we beschreven hoe het CfD-ontwerp prikkels kan geven voor afwijkend biedgedrag in een terugvorderingsjaar. In variant 2 zou offshore wind een netto verlies maken bij prijzen onder het terugvorderingsbedrag. Hierdoor ontstaat een prikkel om niet langer tegen €0/MWh te bieden, maar tegen het terugvorderingsbedrag.

Om het effect hiervan te illustreren, hebben we een fictieve analyse uitgevoerd. We nemen het basisscenario, dat in werkelijkheid een steunjaar is, en doen alsof het een terugvorderingsjaar is. Offshore wind biedt vanaf september €30/MWh in plaats van €0/MWh. De keuze voor september sluit aan bij hoofdstuk 4, waar we zagen dat pas later in het jaar voldoende zekerheid ontstaat over de referentieprijzen en het terugvorderingsbedrag.

Figuur 6.6 toont het effect op de prijsvorming. Voor prijzen boven €30/MWh verandert er niets, omdat offshore wind dan sowieso wordt ingezet. Onder dit niveau zien we een duidelijk verschil. Er ontstaat een plateau rond €30/MWh en het aantal uren met een prijs van €0/MWh neemt sterk af. Dit komt mede doordat het eind van het jaar minder zonne-energie bevat, waardoor wind een grotere rol speelt.

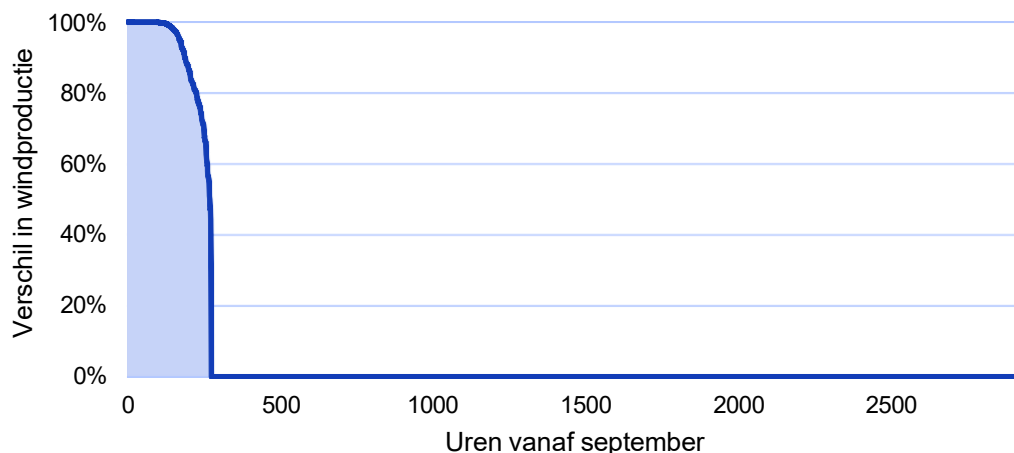


Figuur 6.6 Price duration curves voor het basisscenario en een fictief terugvorderingsjaar in 2035 vanaf september. De groene stippellijn geeft het terugvorderingsjaar weer, de blauwe lijn het basisscenario.

Figuur 6.7 laat het effect op de windproductie zien. Het verschil tussen het basisscenario en het fictieve terugvorderingsjaar is weergegeven ten opzichte van de geïnstalleerde capaciteit van wind op zee. Voor ongeveer 300 uur is er een verschil, dat kan oplopen tot 100 procent van de windproductie. In totaal mist wind op zee 252 vollasturen, de productie van wind als het dat aantal uur met maximale capaciteit zou produceren.

In werkelijkheid zal dit effect anders zijn, omdat we deze aanpassing het een fictief scenario is en we het alternatieve biedgedrag alleen op offshore wind toepassen. Toch is het een realistisch risico dat voortkomt uit het gebruik van een jaarlijkse referentieperiode in plaats van een uurbasis. Dit leidt tot ongewenste marktverstoring. Het basisscenario laat zien dat het systeem behoefte heeft aan deze windproductie, maar door het CfD-ontwerp vindt curtailment plaats en stijgen de prijzen.

Variant 3 voorkomt dit effect, omdat het mechanisme daar voorkomt dat wind tegen het terugvorderingsbedrag gaat bieden. Wel blijft er een risico op andere verstoringen, zoals strategisch gedrag rond de discontinuïteit bij het terugvorderingsbedrag. Dit simuleren we hier niet, omdat daarvoor gedetailleerde informatie nodig is over biedstrategieën en portfolio's van marktpartijen.



Figuur 6.7 Verschil in offshore windproductie ten opzichte van de geïnstalleerde capaciteit van wind op zee tussen het basisscenario en een fictief terugvorderingsjaar in 2035 vanaf september. Positieve waarden geven extra productie in het basisscenario ten opzichte van het fictieve terugvorderingsjaar.

6.3 Effecten van het CfD-ontwerp in een steunjaar

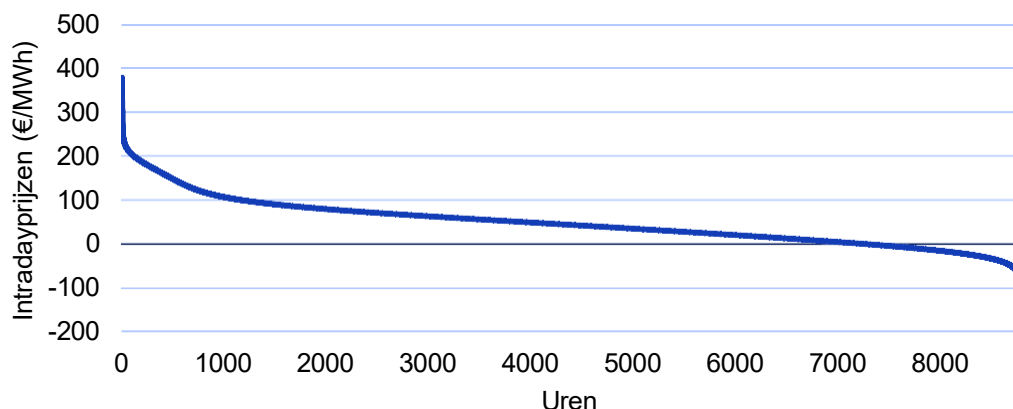
In sectie 3.3 hebben we beschreven hoe het CfD-ontwerp prikkels kan geven voor afwijkend biedgedrag in een steunjaar. In variant 2 wordt het door het steunbedrag mogelijk voor offshore wind om tegen negatieve prijzen toch een positieve omzet te realiseren. Op de day-aheadmarkt is dit vanwege staatssteunregels niet toegestaan, en in principe geldt dit ook voor de intradaymarkt. Vanwege de complexiteit van deze markt is het echter niet uitgesloten dat dergelijke situaties toch voorkomen. Daarom richten we ons in deze analyse specifiek op de intradaymarkt.

Figuur 6.8 toont de price duration curve voor de intradaymarkt over het volledige jaar. Het profiel lijkt op een gesmoothde versie van de curve van de day-aheadmarkt voor het scenario met achterblijvende vraag (zie Figuur 6.3). Dit komt door onze aanpak, waarbij het intradayprofiel wordt gegenereerd op basis van het day-aheadprofiel. We benadrukken dat dit geen volledige simulatie van de intradaymarkt is, waardoor conclusies met voorzichtigheid moeten worden geïnterpreteerd.

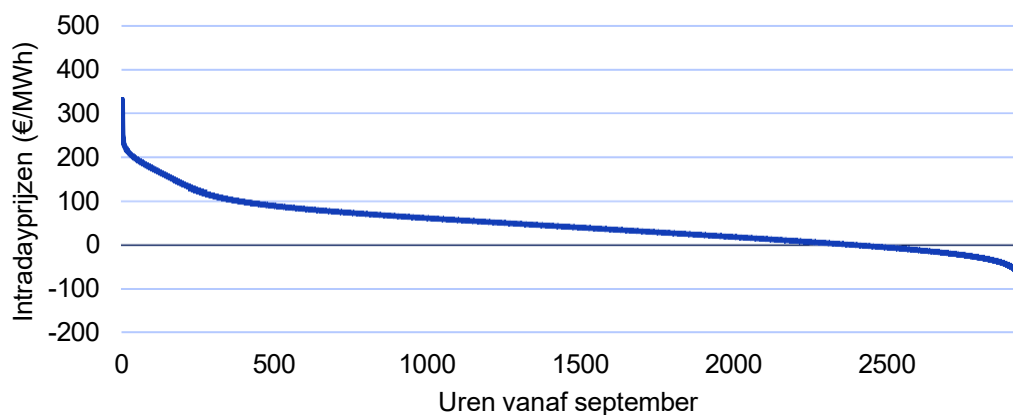
In hoofdstuk 4 hebben we besproken dat strategisch biedgedrag pas later in het jaar zal optreden. Daarom tonen we in Figuur 6.9 de price duration curve vanaf september. De vorm blijft gelijk, maar de absolute waarden verschillen door seizoensinvloeden. Voor een steunjaar zijn we vooral geïnteresseerd in negatieve prijzen. Figuur 6.10 zoomt hierop in. In deze analyse komen 546 uren met negatieve intradaymarktprijzen voor. De meeste negatieve uren liggen dicht bij nul, terwijl slechts enkele uren sterk negatief zijn.

Deze negatieve prijzen ontstaan deels doordat er op de day-aheadmarkt al negatieve uren voorkomen, zoals zichtbaar in Figuur 6.3. Daarnaast speelt onze methode een rol. We trekken een foutterm uit een normale verdeling met een gemiddelde dicht bij nul en een grote spreiding. Hierdoor is bijna de helft van de trekkingen negatief, wat een day-aheadprijs rond nul kan vertalen naar een negatieve intradayprijs. Slechts een klein deel van de trekkingen is extreem negatief, wat overeenkomt met de staarten van een normale verdeling.

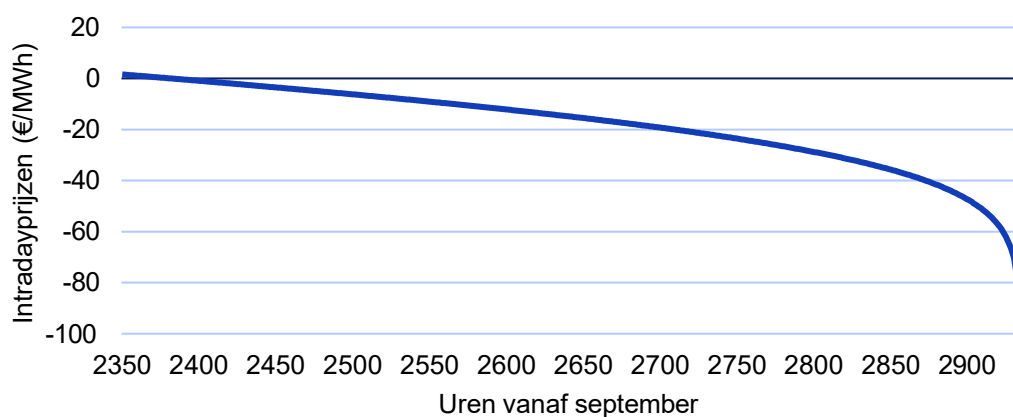
Figuur 6.11 laat zien hoe deze negatieve intradayprijzen zijn verdeeld over verschillende intervallen. Het grootste deel van de negatieve uren ligt dicht bij nul. In het interval van 0 tot -10 €/MWh bevinden zich 180 uren. Naarmate de prijzen verder dalen, neemt het aantal uren snel af. Slechts enkele uren hebben sterk negatieve prijzen, bijvoorbeeld onder -50 €/MWh.



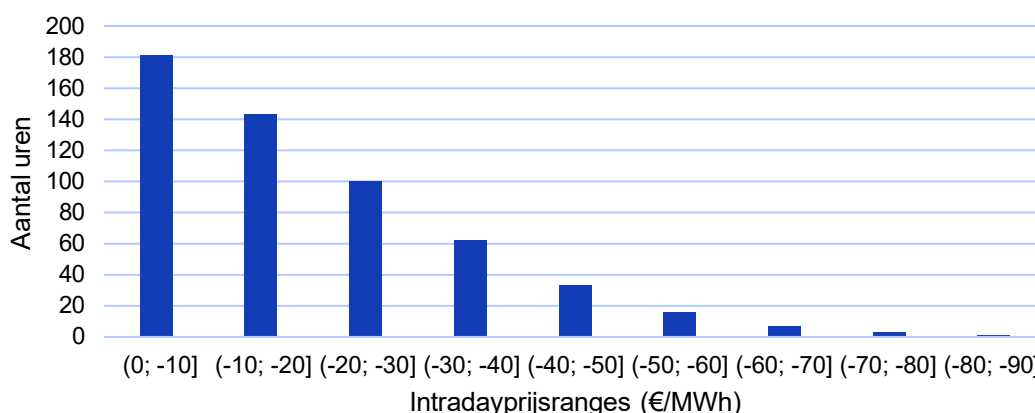
Figuur 6.8 Price duration curve voor de intradaymarkt over het volledige jaar in het scenario met achterblijvende vraag. De curve toont de prijzen (€/MWh) gesorteerd van hoog naar laag over alle 8.760 uren.



Figuur 6.9 Price duration curve voor de intradaymarkt vanaf september (ongeveer 3.000 uren).



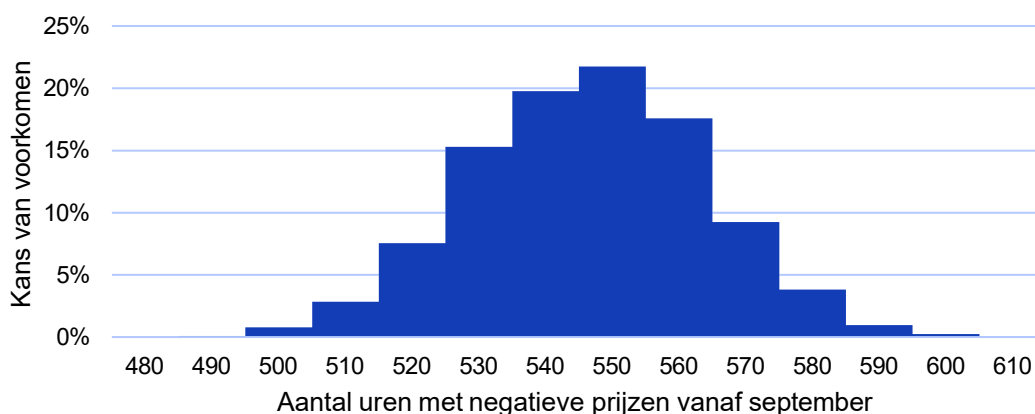
Figuur 6.10 Ingezoomde price duration curve voor uren met negatieve prijzen vanaf september.



Figuur 6.11 Verdeling van de aantallen uren over intradayprijsranges, gebaseerd op het prijsprofiel uit Figuur 6.10.

Voor de robuustheid van de resultaten hebben we een Monte Carlo-analyse uitgevoerd met 10.000 runs. De curves hierboven zijn gebaseerd op een doorsnede van deze runs. Om een beter beeld te krijgen van de spreiding in het aantal uren met negatieve prijzen, hebben we voor elk gegenereerd prijsprofiel het aantal negatieve uren vanaf september geteld. Het resultaat is weergegeven in Figuur 6.12. Het histogram toont een verdeling met het aantal negatieve uren tussen 460 en 610. In 91% van de gevallen ligt dit aantal tussen 520 en 570 uur.

Belangrijk om te benadrukken is dat deze aantallen gebaseerd zijn op aannames. Ten eerste simuleren we niet de intradaymarkt zelf, maar genereren we intradayprijzen op basis van het day-aheadprofiel en een huidige correlatie tussen day-ahead- en intradayprijzen. We veronderstellen dat deze correlatie in 2035 gelijk blijft en dat het gemiddelde en de spreiding van de prijsverschillen hetzelfde zijn als in 2024. Door de grote veranderingen in het energiesysteem is het niet zeker dat deze aannames volledig standhouden. Daarom moeten de resultaten vooral worden gezien als een orde van grootte en niet als exacte voorspellingen. Ze geven een indicatie van de mogelijke omvang van marktverstoring, maar niet het precieze aantal negatieve uren in 2035.



Figuur 6.12 Histogram van het aantal uren met negatieve prijzen vanaf september op basis van 10.000 Monte Carlo-simulaties. De verdeling benadert een normale verdeling, met het aantal negatieve uren meestal tussen 520 en 570 (91% van de gevallen), en een totale spreiding tussen circa 480 en 610 uren.

7 Reflecties en aanbevelingen

In dit onderzoek is gekeken naar de effecten van de ontwerpkeuzes van tweezijdige Contracts for Difference (CfDs) op de elektriciteitsmarkt. Eerst is de theoretische achtergrond van CfDs besproken, vervolgens zijn relevante parameters zoals referentieprij en profielfactor geanalyseerd, en daarna zijn er drie beleidsvarianten doorgerekend: geen CfD; een CfD langs de lijnen van de SDE-regeling; en een CfD met aanvullende maatregelen om marktverstoringen te beperken. De varianten zijn geëvalueerd door middel van simulaties van het energiesysteem in 2035, waarbij strategisch biedgedrag is meegenomen en marktverstoringen zijn gekwantificeerd. Op basis van deze analyses volgen hieronder de belangrijkste reflecties en aanbevelingen.

7.1 Reflecties

Reflectie 1 – Ontwerpvariatie en internationale verschillen

CfDs kunnen op veel verschillende manieren vormgegeven worden, met uiteenlopende effecten op marktwerking, investeringszekerheid en risicoverdeling. Nederland kiest momenteel voor een productiegebaseerde benadering, waarbij de steun afhankelijk is van de daadwerkelijk gerealiseerde productie. Dit sluit aan bij het historische SDE++-mechanisme, maar is niet de enige ontwerpoptie die in Europa wordt besproken.

De Europese Commissie (2025c) noemt, naast productiegebaseerde CfDs met correcties om marktverstoringen te voorkomen, ook de optie van productieonafhankelijke CfDs, waarbij de steun niet direct gekoppeld is aan gerealiseerde productie. Dit wordt gezien als een manier om marktverstoringen te beperken, omdat het gekozen productieniveau de CfD-vergoeding dan niet langer beïnvloed en het biedgedrag daarmee alleen nog afhankelijk is van de marktprijs. Tegelijkertijd brengt deze benadering andere aandachtspunten met zich mee, bijvoorbeeld rond de bepaling van referentievolumes. Hoewel dit nog niet breed is ingevoerd, wordt ermee geëxperimenteerd, onder andere in Denemarken. Deze ontwikkeling is ook relevant voor Nederland.

Daarnaast zijn de keuzes rond referentieprij en referentieperiode belangrijk. Nederland hanteert momenteel een referentieprij gebaseerd op het gemiddelde van de day-aheadprijzen over het lopende jaar, terwijl in het Verenigd Koninkrijk wordt gewerkt met een uurlijkse referentieprij. We hebben gezien dat een jaarlijks gemiddelde tot strategisch biedgedrag kan leiden richting het einde van het jaar, wanneer de verwachte referentieprij steeds beter in beeld komt. Een uurlijkse referentieprij kent weer andere marktverstoringen, zoals produce-and-forget gedrag. Tegelijkertijd worden nieuwe ontwerpconcepten verkend om marktverstoringen verder te beperken, zoals dynamische clawback-mechanismen waarbij de mate van terugbetaling afhankelijk is van marktomstandigheden (Kitzing et al., 2024). Dit illustreert dat het ontwerp van CfDs zich blijft ontwikkelen en dat er geen eenduidige ontwerpkeuze bestaat waarmee marktverstoringen volledig kunnen worden voorkomen. Elke variant kent een andere balans tussen eenvoud, investeringszekerheid en gedragsprikkeles.

Reflectie 2 – Voorspelbaarheid van parameters en strategisch gedrag

Twee belangrijke parameters voor het CfD-ontwerp zijn de referentieprij en de profielfactor. De voorspelbaarheid van deze parameters beïnvloedt wanneer en in welke mate strategisch biedgedrag kan optreden. Voor beide geldt dat vanaf september vaak een redelijke

inschatting van het jaargemiddelde mogelijk is. Toch blijft er onzekerheid door prijsschokken, extreme weersomstandigheden of uitzonderlijke marktsituaties.

Daarnaast hangt het moment waarop strategisch biedgedrag voorkomt ook af van het risico-profiel van de bidder. Een partij met een hoog risicoprofiel kan al eerder strategisch gedrag vertonen dan een partij die risico wil vermijden. Voor het ontwerp van een CfD-regeling maakt dit het lastig om exact te bepalen vanaf welk moment strategisch gedrag waarschijnlijk wordt. In onze analyses is september als indicatief moment genomen, maar het is niet gezegd dat strategisch gedrag vanaf dat moment daadwerkelijk plaatsvindt.

Reflectie 3 – Verwachtingen voor 2035 en negatieve prijzen

Op basis van de simulaties voor zowel het basisscenario als het scenario met achterblijvende vraag is de verwachting dat 2035 een steunjaar zal zijn. De resultaten laten zien dat de gemiddelde marktprijs in het basisscenario weliswaar in de buurt komt van een verwachte costrike price voor CfDs, maar dat de referentieprijs voor wind op zee daar duidelijk onder ligt.

Mocht de markt zich anders ontwikkelen, bijvoorbeeld door sterk stijgende prijzen voor aardgas, waterstof of CO₂, dan kunnen de gemiddelde elektriciteitsprijzen hoger uitvallen. Toch is het niet waarschijnlijk dat dit snel zal leiden tot een terugvorderingsjaar, omdat offshore wind vooral produceert in uren waarin de prijs niet door krachtcentrales wordt bepaald, maar door een overvloed aan hernieuwbare productie. Dit sluit niet uit dat een terugvorderingsjaar mogelijk is, maar op basis van deze simulaties lijkt een steunjaar het meest waarschijnlijk.

De verwachting is dat het aantal uren met negatieve prijzen in 2035 relatief beperkt zal zijn. De zorgen over negatieve prijzen zijn groot, maar het lijkt erop dat het hoogtepunt inmiddels is bereikt. Belangrijke factoren die bijdragen aan een daling van negatieve prijzen zijn aanpassingen in subsidieregelingen en de toename van (flexibele) vraag. In het scenario met achterblijvende vraag zien we dat de prijzen inderdaad lager uitvallen en dat negatieve prijzen vaker voorkomen, wat bevestigt dat vraagontwikkeling een belangrijke rol speelt in het beperken van negatieve prijzen.

Reflectie 4 – Marktverstoringen in terugvorderingsjaren

In een terugvorderingsjaar kan het CfD-ontwerp invloed hebben op het biedgedrag van offshore wind. Onze analyse laat zien dat variant 2, waarin een standaard terugvorderingsmechanisme wordt toegepast, een prikkel creëert om productie te vermijden bij lage prijzen. Doordat het terugvorderingsbedrag een vaste correctie vormt, wordt bij prijzen onder dit bedrag de omzet negatief. Producenten hebben daardoor een incentive om niet langer tegen €0/MWh te bieden, maar tegen het terugvorderingsbedrag. Dit leidt tot ongewenste curtailment en hogere marktprijzen.

Variant 3 voorkomt dit effect met een mechanisme waarbij terugvorderingen worden gestopt zodra het verwachte terugvorderingsbedrag hoger is dan de marktprijs. Hierdoor verdwijnen negatieve prikkels zoals in variant 2. Wel introduceert variant 3 een nieuwe complexiteit, namelijk een discontinuïteit rond het terugvorderingsbedrag. Producenten hebben een hogere omzet net onder dit niveau dan net erboven, wat strategisch biedgedrag kan uitlokken. In een perfect competitieve markt zou de biedprijs nog steeds rond €0/MWh liggen, maar in de praktijk, waarbij marktmacht een rol speelt, kunnen operators met portfolio's proberen prijzen net onder het terugvorderingsbedrag te houden.

Een alternatief ontwerp, zoals beschreven in sectie 3.2, waarin deze sprong wordt vervangen door een lineaire overgang, kan verstoringen verminderen. Dit zorgt voor constante

inkomsten over een bepaalde prijsklasse, maar is complexer te implementeren omdat het niet meer mogelijk is om eenvoudig uren weg te strepen zoals bij een harde grens.

Hierbij speelt ook mee dat er een jaarlijkse in plaats van een uurlijkse referentieperiode wordt gebruikt. Bij een uurbasis zullen er ook terugvorderingen zijn, maar blijft een producent in principe een positieve omzet houden. Ook in een jaar met gemiddeld hoge prijzen zullen er uren zijn met lage prijzen. Dit wordt door een referentieperiode van een jaar niet goed gevangen, wat ongewenst biedgedrag kan veroorzaken.

Tegelijkertijd kent een uurlijkse referentieperiode zelf andere nadelen. Doordat de subsidie- of terugvorderingscorrectie per uur meebeweegt, ontstaat een sterke prikkel tot productie-maximalisatie. Productie wordt daardoor losgekoppeld van de marktprijs en de systeemwaarde, wat leidt tot inefficiënte inzet van windenergie. Er bestaat dan ook geen perfect ontwerp waarin alle marktverstoringen volledig kunnen worden voorkomen.

Reflectie 5 – Negatieve biedingen op intraday markten in steunjaren

In een steunjaar heeft het CfD-ontwerp invloed op het biedgedrag van offshore wind bij negatieve prijzen. Uit onze analyse blijkt dat variant 2, waarin een standaard steunmechanisme wordt toegepast, een duidelijke prikkel geeft om te blijven produceren wanneer prijzen onder nul zakken. Dit komt doordat het steunbedrag een vaste correctie vormt, waardoor tussen het prijsniveau van min het steunbedrag en nul de omzet positief wordt. Producenten hebben hierdoor een incentive om niet langer tegen nul te bieden, maar tegen min het steunbedrag.

Het ontstaan van negatieve prijzen door subsidieregelingen is al langer een aandachtspunt. Tot nu toe lag de focus vooral op de day-aheadmarkt, waar staatssteunregels verbieden dat er steun wordt uitgekeerd bij negatieve prijzen. Op de intradaymarkt geldt dit met de implementatie van tweezijdige CfDs ook, maar is implementatie complexer. De day-aheadmarkt kent een uniforme prijs, terwijl die op de intradaymarkt ontbreekt. Hierdoor is het mogelijk dat er alsnog steun wordt uitgekeerd bij negatieve intradayprijzen. Dit kan offshore wind stimuleren om negatieve prijzen te accepteren om extra omzet te behalen, wat een risico creëert op verschuiving van biedgedrag van de day-ahead- naar de intradaymarkt bij verwachtingen van lage prijzen.

In het scenario met achterblijvende vraag komen vanaf september 546 uren met negatieve intradayprijzen voor. De meeste negatieve prijzen liggen dicht bij nul, terwijl slechts enkele uren sterk negatief zijn, bijvoorbeeld onder -50 €/MWh. Deze aantallen zijn gebaseerd op aannames en niet op een volledige simulatie van de intradaymarkt, dus moeten worden gezien als een indicatie van de mogelijke omvang van marktverstoring.

Variant 3 voorkomt dit effect grotendeels met een mechanisme waarbij steunbetalingen worden gestopt zodra het steunbedrag groter is dan de absolute marktprijs. Daarmee verdwijnt de prikkel om negatieve prijzen te accepteren. Wel introduceert variant 3, net zoals bij terugvorderingen, een nieuwe complexiteit. Er ontstaan twee sprongen in de omzet, wat strategisch biedgedrag kan uitlokken. Alternatieve ontwerpen met lineaire overgangen kunnen deze sprongen vervangen en prikkels voor strategisch gedrag verminderen. Deze alternatieven zijn complexer te implementeren, maar het overwegen waard om marktverstoringen te beperken.

Een belangrijk aandachtspunt is dat variant 3 veronderstelt dat bekend is wanneer negatieve prijzen optreden. Zoals we in de volgende reflectie bespreken, is dit juist lastig vast te stellen voor intradaymarkten.

Reflectie 6 – Complexiteit van intraday en staatssteunregels

Het ontbreken van een uniforme intradayprijs maakt het toepassen van staatssteunregels complex. Er zijn verschillende manieren om hiermee om te gaan, zoals het gebruik van een intraday-index of het hanteren van prijzen uit een intraday auction. Deze oplossingen brengen echter uitdagingen met zich mee, zoals administratieve complexiteit, verschillen tussen werkelijke prijzen en gebruikte indices, en een gebrek aan liquiditeit in bepaalde markten.

Een recente staatssteunbeslissing voor drie offshore windparken in Frankrijk gaat specifiek in op negatieve prijzen. Daar is gekozen om geen steun te verlenen in tijdseenheden waarin er negatieve prijzen zijn op de day-aheadmarkt, op de intradayauction of volgens de intradayindex op basis van de afgelopen drie uur (ID3). Steun wordt alleen uitgekeerd als alle prijzen positief zijn (Europese Commissie, 2025a).

7.2 Aanbevelingen

Aanbeveling 1 – Wees adaptief en kijk naar internationale ontwikkelingen

Het ontwerp van CfD-regelingen vraagt om een adaptieve benadering. Ontwikkelingen in het buitenland, Europese beleidsdiscussies en academisch onderzoek bieden waardevolle inzichten. Het is belangrijk om deze ontwikkelingen actief te volgen en waar mogelijk lessen te trekken voor het Nederlandse ontwerp. Daarbij verdient het onderscheid tussen productiegebaseerde en productieonafhankelijke CfDs specifieke aandacht. In het opkomende CfD-ontwerp kunnen correctiemechanismen die marktverstoringen beperken, zoals een dynamische clawback, worden meegenomen.

Het is van belang onderscheid te maken tussen aanpassingen die tijdens de looptijd van een CfD mogelijk zijn en wijzigingen die alleen bij het afsluiten van nieuwe CfDs kunnen worden doorgevoerd. Fundamentele ontwerpkeuzes, zoals de overgang van productiegebaseerde naar productieonafhankelijke CfDs, zullen in de praktijk doorgaans uitsluitend toepasbaar zijn op nog uit te geven CfDs. Dit sluit aan bij de ervaring met de SDE(++)-regeling, waar wijzigingen veelal alleen gelden voor subsidiebeschikkingen die na de beleidsaanpassing worden afgegeven.

Gedurende de looptijd van een CfD kan daarentegen worden gestuurd op de wijze waarop marktcondities worden verwerkt, binnen de bestaande contractstructuur. Daarbij kan een aanvankelijk gekozen methode gedurende de looptijd worden geactualiseerd. Een voorbeeld is de omgang met negatieve intradayprijzen, die in eerste instantie kan worden gebaseerd op een index, maar waarbij later kan worden overgestapt op intradayveilingen zodra deze voldoende liquiditeit hebben. Op deze manier kan het CfD-ontwerp adaptief worden ingericht, terwijl de kern van het contract en de voorspelbaarheid voor investeerders behouden blijven.

Aanbeveling 2 – Neem de intradaymarkt mee in het CfD-ontwerp

De intradaymarkt speelt een steeds grotere rol in het energiesysteem, maar is complexer om in het CfD-ontwerp te integreren dan de day-aheadmarkt. Tot nu toe lag de focus vooral op het voorkomen van negatieve prijzen op de day-aheadmarkt. Dit is complexer bij de intradaymarkt door het ontbreken van een centrale uniforme prijs. In plaats daarvan zijn er intraday auctions en een continuous market, waarvoor indices zoals ID3 een indicatie geven van prijsniveaus.

Een mogelijke optie om hiermee om te gaan is om aan te sluiten bij de aanpak die recent in Frankrijk is toegepast, waarbij steun alleen wordt verleend als alle prijzen positief zijn: day-ahead, intraday auction en intraday index (ID3). Het is belangrijk om de ontwikkeling van de intradaymarkt actief te volgen en het CfD-ontwerp hierop aan te passen wanneer dat nodig

en haalbaar is. Voor nu kan deze optie passend zijn, maar op langere termijn kan een ander ontwerp beter aansluiten bij de marktdynamiek.

Aanbeveling 3 – Stimuleer vraagontwikkeling en borg systeemintegratie

Het is belangrijk dat de ontwikkeling van vraag gelijke tred houdt met het aanbod van hernieuwbare elektriciteit. CfDs kunnen het aanbod van wind op zee versnellen, maar als de vraag achterblijft, ontstaat een ongebalanceerd energiesysteem. Een mogelijke optie om dit te voorkomen is het koppelen van CfDs voor hernieuwbare opwek en (flexibele) elektriciteitsvraag, bijvoorbeeld via zogenoemde four-sided CfDs. Tegelijkertijd geldt dat dergelijke constructies relatief complex zijn en dat de effecten ervan in de praktijk nog beperkt zijn onderzocht, waardoor nadere analyse nodig is om te beoordelen in welke mate zij daadwerkelijk bijdragen aan vraagontwikkeling. Daarnaast wijst de Europese Commissie (2025c) op het belang van een goede afstemming tussen CfDs en PPAs, waarmee aanbod en vraag deels via marktcontracten op elkaar kunnen worden afgestemd.

Tegelijkertijd moet het bredere perspectief van systeemintegratie niet uit het oog worden verloren. De focus op het voorkomen van stilstand in de sector kan ertoe leiden dat andere waarden onder druk komen te staan. In het Verenigd Koninkrijk wordt hierover actief gesproken, onder andere in de consultatie voor toekomstige Allocation Rounds, waarin ook opties zoals hybrid metering worden genoemd om ruimte te creëren voor combinaties van hernieuwbare opwek, flexibele vraag en opslag (Department for Energy Security and Net Zero, 2024). In het huidige Nederlandse ontwerp ontbreekt dit, waardoor het risico bestaat dat CfDs barrières opwerpen voor dergelijke oplossingen.

Het CfD-ontwerp voor wind op zee en het bijbehorende beleid moeten expliciet rekening houden met vraagontwikkeling en systeemintegratie. Als deze aspecten niet worden meegenomen, kan dat op termijn leiden tot inefficiënties en hogere maatschappelijke kosten. Dit vraagt om een samenhangende inzet van CfDs en andere beleidsinstrumenten, die gezamenlijk moeten bijdragen aan een evenwichtig en goed functionerend energiesysteem.

Bronnenlijst

ACM. (2025). Consultatie vormgeving invoedingstarief. <https://www.acm.nl/nl/publicaties/consultatie-vormgeving-invoedingstarief>

Aurora Energy Research. (2024). Negative Prices in the French Power Market. <https://go.auroraer.com//885013/2024-10-07/nl8wm>

CE Delft. (2024). Analyse en doorrekening van invoedingstarief. <https://www.acm.nl/system/files/documents/ce-delft-analyse-en-doorrekening-van-invoedingstarief.pdf>

CLO. (z.d.). Aanbod en verbruik van elektriciteit, 1990-2024. Geraadpleegd op 23 december 2025. <https://www.clo.nl/indicatoren/nl002029-aanbod-en-verbruik-van-elektriciteit-1990-2024>

Deng, X., Lv. T. (2019.) Power system planning with increasing variable renewable energy: a review of optimization models. J Clean Prod. 2020;246:118962.

Department for Energy Security and Net Zero. (2024). Proposed amendments to Contracts for Difference for Allocation Round 7 and future rounds. <https://www.gov.uk/government/consultations/proposed-amendments-to-contracts-for-difference-for-allocation-round-7-and-future-rounds>

ENTSO-E. (2024). Sustainable Contracts for Difference (CfDs) Design. ENTSO-E, Brussels.

ENTSO-E. (z.d.). Transparency Platform. Geraadpleegd op 26 september 2025. <https://transparency.entsoe.eu/>

EPEX SPOT. (2024). Annual Power Trading Results 2024. https://www.epexspot.com/sites/default/files/download_center_files/2025-01-28_EPEX%20SPOT_Annual%20Power%20Trading%20Results%202024_finaldraft_0.pdf

EPEX SPOT. (z.d.-a) Market Data Services. <https://www.epexspot.com/en/marketdataservices>

EPEX SPOT. (z.d.-b). Indices. <https://www.epexspot.com/en/indices>

Europese Commissie. (2022). Guidelines on State aid for climate, environmental protection and energy 2022 (2022/C 80/01). <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX:52022XC0218%2803%29>

Europese Commissie. (2025a). Aide d'État SA.115764 (2025/N) – France EPIP - Régime de soutien à trois parcs éoliens en mer, l'un au large du Sud de la Bretagne et deux autres en Méditerranée. <https://competition-cases.ec.europa.eu/cases/SA.115764>

Europese Commissie (2025b). State Aid SA.118519 (2025/N) – The Netherlands Prolongation and amendment of the SDE++. <https://competition-cases.ec.europa.eu/cases/SA.118519>

Europese Commissie. (2025c). Commission guidance on the design of two-way contracts for difference (C(2025) 8479 final). https://energy.ec.europa.eu/publications/guidance-contracts-difference-c2025-8479-final_en

Europese Unie. (2019). Verordening (EU) 2019/943 van het Europees Parlement en de Raad van 5 juni 2019 betreffende de interne markt voor elektriciteit (Tekst met EER-relevantie). Publicatieblad van de Europese Unie, L 158, 54–124. <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/NL/TXT/?uri=CELEX:32019R0943>

Europese Unie. (2024a). Richtlijn (EU) 2024/1711 van het Europees Parlement en de Raad van 13 juni 2024 tot wijziging van Richtlijn (EU) 2018/2001 wat betreft de bevordering van energie uit hernieuwbare bronnen (Tekst met EER-relevantie). Publicatieblad van de Europese Unie, L. <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/NL/TXT/?uri=CELEX:32024L1711>

Europese Unie. (2024b). Verordening (EU) 2024/1747 van het Europees Parlement en de Raad van 13 juni 2024 tot wijziging van Verordeningen (EU) 2019/942 en (EU) 2019/943 wat betreft verbetering van het ontwerp van de elektriciteitsmarkt van de Unie (Tekst met EER-relevantie). Publicatieblad van de Europese Unie, L. <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/NL/TXT/?uri=CELEX:32024R1747>

Kitzing, L., Held, A., Gephart, M., Wagner, F., Anatolitis, V., & Klessmann, C. (2024). Contracts-for-difference to support renewable energy technologies: Considerations for design and implementation. European University Institute. <https://doi.org/10.2870/379508>

Lensink, S.M., van der Welle, A. (2022). Toelichting bij berekening profiel- en onbalansfactor windenergie op zee 2021. Den Haag: Planbureau voor de Leefomgeving

Lopion, P., Markewitz, P., Robinius, M., Stolten, D. (2018). A review of current challenges and trends in energy systems modeling. Renewable and Sustainable Energy Reviews, Elsevier, vol. 96(C), pages 156-166.

Ministerie van Economische Zaken en Klimaat. (2024). Kamerbrief over toekomstig stimuleringsbeleid zon-PV en windenergie op land na de SDE++.
<https://www.rijksoverheid.nl/documenten/kamerstukken/2024/05/13/toekomstig-stimuleringsbeleid-zon-pv-en-windenergie-op-land-na-de-sde>

Ministerie van Klimaat en Groene Groei. (2025a). Het Windenergie Infrastructuurplan Noordzee. <https://www.rijksoverheid.nl/documenten/rapporten/2025/07/16/het-windenergie-infrastructuurplan-noordzee>

Ministerie van Klimaat en Groene Groei. (2025b). Kamerbrief over actieplan windenergie op zee.
https://www.tweedekamer.nl/kamerstukken/brieven_regering/detail?id=2025Z16953&did=2025D39425

Ministerie van Klimaat en Groene Groei. (2025c). Schakelen naar de toekomst - over bekostiging elektriciteitsinfrastructuur. <https://open.overheid.nl/documenten/e914cc94-fcdd-42dd-9989-bf7c3fdd44f9/file>

Ministerie van Klimaat en Groene Groei. (2026). Beantwoording Kamervragen JA21 aangaande invoedingstarief elektriciteitsnetten.

<https://www.rijksoverheid.nl/documenten/kamerstukken/2026/02/16/beantwoording-kamervragen-ja21-aangaande-invoedingstarief-elektriciteitsnetten>

Netbeheer Nederland. (2025). Netbeheer Nederland Scenario's Editie 2025.

https://www.netbeheernederland.nl/sites/default/files/2025-11/netbeheer_nederland_scenarios_editie_2025_incl_errata.pdf

OIES. (2024). Contracts for difference - CfDs - in the energy transition: balancing market efficiency and risk mitigation. Oxford Institute for Energy Studies, Oxford.

Renewables.ninja. (z.d.). Renewables.ninja platform. Geraadpleegd op 26 november 2025.

<https://www.renewables.ninja/>

RVO. (2016). SDE+ 2016. Zwolle: Rijksdienst voor Ondernemend Nederland.

<https://www.rvo.nl/sites/default/files/2016/02/Brochure%20SDE%202016.pdf>

RVO. (2022). SDE++ 2022. Zwolle: Rijksdienst voor Ondernemend Nederland.

https://www.rvo.nl/files/file/2022-06/Brochure_SDE_plus_plus_2022_versie_27_06_2022.pdf

RVO. (2025). SDE++ 2025. Zwolle: Rijksdienst voor Ondernemend Nederland.

<https://www.rvo.nl/sites/default/files/2025-09/Brochure-SDE2025.pdf>

Schlecht, I., Maurer, C. & Hirth, L. (2024). Financial contracts for differences: The problems with conventional CfDs in electricity markets and how forward contracts can help solve them. Energy Policy, 186, 113981. https://neon.energy/Financial_CfD.pdf

Trinomics. (2024). Design principles for 2-way CfDs for solar-PV & onshore wind.

<https://www.tweedekamer.nl/downloads/document?id=2024D18768>

Van der Veen, A., Coenraads, W., Verstraten, P. (2025). Leveraging the Belief Desire Intention Framework for modeling the behavior of stakeholders in energy markets.

<https://publications.tno.nl/publication/34644578/sqzRIOdI/veen-2025-leveraging.pdf>

Veenstra, A. T., & Mulder, M. (2024). Impact of Contracts for Differences for non carbon electricity generation on the efficiency of electricity market. Energy Economics, 136.

Wagner, F., Jansen, M., & Kitzing, L. (2026). How do two-way contracts-for-difference affect the futures markets? A novel modelling approach of futures market liquidity. Energy Economics, 153.

Ziel, F. (2017). Modeling the impact of wind and solar power forecasting errors on intraday electricity prices. In 2017 14th International Conference on the European Energy Market (EEM) (pp. 1–6). IEEE. <https://doi.org/10.1109/EEM.2017.7981900>

ICT, Strategy & Policy

Anna van Buerenplein 1
2595 DA Den Haag
www.tno.nl