



TOELICHTING BIJ BEREKENING PROFIEL- EN ONBALANSFACTOR WINDENERGIE OP ZEE 2021

SDE++-achtergronddocumentatie

Sander Lensink, Adriaan van der Welle (TNO)

19 september 2022

TNO

PBL

Colofon

Toelichting bij berekening profiel- en onbalansfactor windenergie op zee 2021

© PBL Planbureau voor de Leefomgeving

Den Haag, 2022

PBL-publicatienummer: 4978

Contact

sde@pbl.nl

Auteurs

Sander Lensink, Adriaan van der Welle

Toegankelijkheid

Het PBL hecht veel waarde aan de toegankelijkheid van zijn producten. Mocht u problemen ervaren bij het lezen ervan, dan kunt u contact opnemen via info@pbl.nl. Vermeld daarbij s.v.p. de naam van de publicatie en het probleem waar u tegenaan loopt.

Delen uit deze publicatie mogen worden overgenomen op voorwaarde van bronvermelding: S.M. Lensink (2022), Toelichting bij berekening profiel- en onbalansfactor windenergie op zee 2021, Den Haag: Planbureau voor de Leefomgeving.

Het Planbureau voor de Leefomgeving (PBL) is het nationale instituut voor strategische beleidsanalyses op het gebied van milieu, natuur en ruimte. Het PBL draagt bij aan de kwaliteit van de politiek-bestuurlijke afweging door het verrichten van verkenningen, analyses en evaluaties waarbij een integrale benadering vooropstaat. Het PBL is vóór alles beleidsgericht. Het verricht zijn onderzoek gevraagd en ongevraagd, onafhankelijk en wetenschappelijk gefundeerd.

Inhoud

Samenvatting	4
1 Inleiding	5
2 Proces	5
3 Berekeningswijze	6
3.1 Toelichting berekening kalenderjaar 2019	6
3.2 Toelichting berekening kalenderjaar 2021	8
4 Nadere toelichting wind op zee 2021	13
Referenties	15

Samenvatting

Voor de vaststelling van de definitieve correctiebedragen 2021 in het kader van de SDE++-regeling heeft het PBL berekeningen gemaakt van de profiel- en onbalanskosten van windenergie en zonne-energie in 2021. Na publicatie van de berekeningen met betrekking tot het kalenderjaar 2021 heeft het PBL specifieke vragen gekregen over de profiel- en onbalansfactor voor wind op zee. In deze notitie voegen we de relevante informatie samen die in eerdere jaren gepubliceerd is en geven we extra toelichting op de keuzes die het PBL heeft gemaakt met betrekking tot de dataset die gebruikt is om de berekening te maken van de profiel- en onbalanskosten voor windenergie op zee specifiek.

De benodigde informatie die het PBL gebruikt om de profiel- en onbalanskosten te berekenen, zijn afkomstig van marktpartijen. De data zijn marktgevoelig en kunnen inzicht geven in de positie van bedrijven op de elektriciteitsmarkt. Daarom gaat het PBL akkoord met het onder geheimhouding ontvangen van de data en het niet publiceren van de onderliggende data. Over de berekeningswijze zelf streeft het PBL een zo groot mogelijke transparantie na, met name door een voorbeeldberekening met openbare, doch kwalitatief ontoereikende, ENTSO-E-data wel te publiceren.

Vanwege met name het aanzienlijke verschil tussen verwachte en gerealiseerde vollasturen zijn niet alle wind-op-zeeparken volwaardig meegewogen in de berekening van de generieke profiel- en onbalans factor (de PO-factor) voor windenergie. Dit is gebeurd door het ongewogen gemiddelde te nemen van de resterende parken voor de westkust en de parken voor de noordkust. Dit is in lijn met de werkwijze die tot vorig jaar gehanteerd werd voor wind op land, wind op zee en zon-pv, waarbij de generieke PO-factor berekend werd als het ongewogen gemiddelde van de PO-factoren die per balanceringsverantwoordelijke partij werden berekend. Als het gewogen gemiddelde van de resterende wind-op-zeeparken zou zijn gebruikt, dan was de PO-factor hoger uitgekomen dan 0,92 en zou de vergoeding voor profiel- en onbalanskosten uit de SDE++ subsidie dus lager zijn uitgevallen. Als alle wind-op-zeeparken, ook die met onvoldoende gevalideerde data, zou zijn gebruikt, dan was de PO-factor lager uitgekomen dan 0,92.

1 Inleiding

Voor de vaststelling van de definitieve correctiebedragen 2021 in het kader van de SDE++-regeling heeft het PBL berekeningen gemaakt van de profiel- en onbalanskosten van windenergie en zonne-energie in 2021. Na publicatie van de berekeningen met betrekking tot het kalenderjaar 2021 heeft het PBL specifieke vragen gekregen over de profiel- en onbalansfactor voor wind op zee. In deze notitie voegen we de relevante informatie samen die in eerdere jaren gepubliceerd is en geven we extra toelichting op de keuzes die het PBL heeft gemaakt met betrekking tot de dataset die gebruikt is om de berekening te maken van de profiel- en onbalanskosten voor windenergie op zee specifiek.

De profiel- en onbalanskosten worden in de SDE++-regeling vertaald naar een profiel- en onbalansfactor. De profiel- en onbalansfactor is de verhouding tussen de gemiddeld door de windproducent ontvangen elektriciteitsprijs en de gemiddelde elektriciteitsprijs op de groothandelsmarkt. De door de windproducent ontvangen elektriciteitsprijs wordt daarbij aangenomen gelijk te zijn aan de gemiddelde elektriciteitsprijs op de groothandelsmarkt minus de profiel- en onbalanskosten.

Het ministerie van EZK vraagt aan het PBL om profiel- en onbalansfactoren te berekenen voor windenergie op land, windenergie op zee en zon-pv afzonderlijk, waarbij als kader geldt dat de profiel- en onbalanskosten generiek voor heel Nederland worden bepaald.

2 Proces

De benodigde informatie die het PBL gebruikt om de profiel- en onbalanskosten te berekenen, zijn afkomstig van marktpartijen. De data zijn marktgevoelig en kunnen inzicht geven in de positie van bedrijven op de elektriciteitsmarkt. Daarom gaat het PBL akkoord met het onder geheimhouding ontvangen van de data en het niet publiceren van de onderliggende data. Over de berekeningswijze zelf streeft het PBL een zo groot mogelijke transparantie na, met name door een voorbeeldberekening met openbare, doch kwalitatief ontoereikende, ENTSO-E-data wel te publiceren. Verschillende keuzes die in de rekenkundige bewerking gemaakt kunnen worden, zijn de afgelopen jaren besproken met belanghebbenden. Deze staan gedocumenteerd in PBL-notities over correctiebedragen. De relevante passages in het kader van de profiel- en onbalanskosten van windenergie op zee zijn in hoofdstuk 3 van deze notitie in licht geredigeerde vorm opgenomen. De keuzes waaraan hier gerefereerd wordt, hebben onder andere betrekking op afronding van de getallen en de wijze waarop uitval van (delen van) het windpark wel of niet worden meegenomen in de berekening. Een keuze waar het PBL tot voor kort geheel niet over gerapporteerd heeft, is de wijze van middelen: hoe bereken je generieke profiel- en onbalanskosten uit meerdere windpark-specifieke data. Door het beperkte aantal dataleveranciers – het beperkte aantal operationele windparken op zee – meent het PBL dat informatie over de toegepaste middeling het mogelijk zou kunnen maken om toch de profiel- en onbalanskosten van concurrerende bedrijven te kunnen berekenen, al dan niet bij benadering. Het afgelopen jaar hebben meer partijen dan voorheen aangeboden informatie te delen met het PBL, waardoor er ook meer transparantie over de wijze van middeling gegeven kan worden.

3 Berekeningswijze

Dit hoofdstuk toont de documentatie over de berekeningswijze, zoals gepubliceerd in 2020 over de berekening met betrekking tot het kalenderjaar 2019, en zoals gepubliceerd in 2022 over de berekening met betrekking tot het kalenderjaar 2021.

3.1 Toelichting berekening kalenderjaar 2019

Net als in voorgaande jaren [voorafgaand aan 2019] zijn de profiel- en onbalanskosten berekend aan de hand van door de marktpartijen onder vertrouwelijkheid aangeleverde productie- en verwachtingsdata. Sinds 1 januari 2015 worden productie- en verwachtingsdata gepubliceerd door ENTSO-E. Echter, vanwege methodologische beperkingen aan de ENTSO-E-data zijn de data van marktpartijen de primaire databron. Voor de definitieve correctiebedragen 2019 is dus uitgegaan van vertrouwelijke data van marktpartijen over het kalenderjaar 2019, getoetst aan openbare data die door ENTSO-E zijn gepubliceerd. Afhankelijk van beschikbare data wordt er per marktpartij een profiel- en onbalansfactor voor respectievelijk wind op land, wind op zee en zon-pv bepaald.

Bij de berekening van de profiel- en onbalanskosten is in de notitie definitieve correctiebedragen 2018 (Van der Welle en Lensink, 2019) nader gekeken naar de doorwerking van *outages*: productie-uitval om diverse redenen. De misgelopen inkomsten door geplande en ongeplande uitval die gemiddeld genomen te verwachten is, worden vergoed via de basisbedragen of maximum tenderbedragen, doordat in de bepaling van de basisbedragen gerekend wordt met de werkelijke gemiddelde subsidiabele productie. Daarnaast worden *outages* gedekt door de verzekeringspolis, die onderdeel uitmaakt van de O&M-kosten in de basisbedragen. Om te voorkomen dat investeerders zowel via de basis- als correctiebedragen gecompenseerd worden voor de hogere onbalanskosten van ongeplande *outages* is hiervoor gecorrigeerd in de berekening van de profiel- en onbalanskosten. Deze correctie wordt alleen toegepast voor wind op zee. De correctie was in 2019 opnieuw niet significant voor wind op zee. Voor de categorieën wind op land en zon-pv is in de notitie definitieve correctiebedragen 2018 vastgesteld dat de impact van ongeplande *outages* op de profiel- en onbalanskosten in veel gevallen niet te berekenen is door gebrek aan data en waar deze wel kon worden berekend, niet significant is.

Tot slot is ook gecorrigeerd voor eigen verbruik: eigen verbruik van elektriciteit wordt in de basisbedragen beschouwd als O&M-kostenpost, waardoor er reeds via een (hoger) basisbedrag is gecorrigeerd voor deze kosten. Eigen verbruik wordt daarom niet meegenomen in de berekening van profiel- en onbalanskosten, dit betekent dat negatieve productie op nul wordt gezet. Tabel 1 geeft een samenvatting van de verwerkingswijze.

Voor de bewerking van de datasets betekent dit dat de PO-factor voor wind op zee wordt berekend over alle uren waarop er geen ongepland onderhoud was. Alle uren met ongepland onderhoud worden uit de analyse gehouden, vervolgens wordt voor deze uren uitgegaan van de gemiddelde onbalanskosten in de overige uren van het jaar. Dit verlaagt normaliter de onbalanskosten en verhoogt de profiel- en onbalansfactor voor wind op zee.

Tabel 1

Gebruikte profiel- en onbalansfactoren voor profiel- en onbalanskosten windenergie op zee t.b.v. definitieve correctiebedragen

Omstandigheid	Productie	Profielkosten	Onbalanskosten
Gepland onderhoud	In deze periode is er geen productie. De kosten die aan de gemiste productie verbonden zijn, zijn verrekend in de basisbedragen (door een afslag op het aantal vollasturen).	De profielkosten hebben betrekking op de subsidiabele productie. Bij het inplannen van onderhoud houden park-eigenaren rekening met de verwachte elektriciteitsopbrengsten van de <i>day ahead</i> -markt. Gepland onderhoud zal waar mogelijk plaatsvinden op momenten met weinig wind en zon, gemiddeld gezien dus vooral op momenten dat elektriciteitsprijzen hoger en daarmee profielkosten lager dan gemiddeld zijn. Het niet meenemen van deze perioden betekent vanwege de beperkte productievolumes een beperkte overschatting van profielkosten. Om de analyse niet complexer te maken dan nodig zijn deze perioden buiten beschouwing gelaten.	Het onderhoud was voorzien, daarom zijn er in deze periode geen onbalanskosten.
Ongepland onderhoud	In deze periode is er geen productie. De kosten die aan de gemiste productie verbonden zijn, zijn verrekend in de basisbedragen (door een afslag op het aantal vollasturen).	De profielkosten hebben betrekking op de subsidiabele productie. Aangezien de productie op dag vooruit basis is verkocht, heeft ongepland onderhoud op de dag van levering geen impact op de profielkosten.	Het onderhoud was niet voorzien, daarom kunnen er in deze periode substantiële onbalanskosten ontstaan. Er bestaan hiervoor standaard verzekeringsproducten, waarvan in de berekening van de basisbedragen is uitgegaan. Deze kosten zijn daarmee onderdeel van de basisbedragen. Daarom is de berekening van de correctiebedragen aangepast om dubbele compensatie van onbalanskosten tijdens ongepland onderhoud te voorkomen.
Regulier bedrijf	De productie wordt gecorrigeerd voor het eigen verbruik. De kosten voor het eigen verbruik zijn onderdeel van de O&M-kostenpost in de basisbedragen.	Profielkosten worden meegenomen in de PO-factor.	Onbalanskosten worden meegenomen in de PO-factor.

Vanwege de financiële consequenties voor projectontwikkelaars is ervoor gekozen om de PO-factoren (opnieuw) op drie decimalen af te ronden, maar vanwege accuraatheid van de data wordt de derde decimaal afgerond op het cijfer 0 of 5. Twee voorbeelden om dit te verduidelijken: in het geval dat geldt dat $0,9025 \leq \text{PO-factor} < 0,9075$ wordt de PO-factor afgerond op 0,905; in het geval dat $0,9075 \leq \text{PO factor} < 0,9125$ wordt deze afgerond op 0,910.

3.2 Toelichting berekening kalenderjaar 2021

Berekeningswijze en gebruikte data

Windenergie en zonne-energie worden gekenmerkt door in de tijd fluctuerende productie van elektriciteit. Door patronen in de productie ontstaat een productieprofiel. Dit productieprofiel is nadelig voor investeerders in windturbines en zonnepanelen, omdat ze meer elektriciteit produceren op momenten dat deze minder oplevert en minder op momenten dat deze meer waard is dan de ongewogen gemiddelde *day-ahead*-marktprijs. Daarmee hebben zowel investeerders in windturbines als investeerders in zonnepanelen te maken met profielkosten. Daarnaast krijgen investeerders onbalanskosten in rekening gebracht voor afwijkingen tussen enerzijds de *day-ahead*-productievoorspelling en anderzijds de gerealiseerde productie van windturbines en zonnepanelen. Deze afwijkingen zijn vooral het resultaat van weersvoorspellingen een dag van tevoren die afwijken van het werkelijke weer (daadwerkelijke windsnelheid en zoninstraling) op het moment van productie.

De profiel- en onbalansafslagen worden als volgt berekend. De profielafslag is het verschil tussen de met het wind- of zonvolume gewogen gemiddelde *day-ahead*-prijs en de ongewogen gemiddelde *day-ahead*-prijs, als fractie van de ongewogen gemiddelde *day-ahead*-prijs. De profielafslag wordt berekend over de totale productie omdat de SDE++-subsidie wordt uitbetaald over de totale productie. De berekening kan worden weergegeven met de formule:

$$A_{\text{profiel}} = \left[\left(\frac{\sum_n Q_{DA,n} \cdot P_{DA,n}}{\sum_n Q_{DA,n}} * \frac{\sum_n Q_{DA,n}}{\sum_i Q_i} \right) - \frac{\sum_n P_{DA,n}}{N} \right] / \frac{\sum_n P_{DA,n}}{N}$$

A_{profiel}	Profielafslag
n	1...N (uur in het jaar)
N	Aantal uur in een jaar (8760 in een niet-schrikkeljaar)
$Q_{DA,n}$	Volume aan verwachte productie op <i>day-ahead</i> -basis in uur n [MWh]
$P_{DA,n}$	<i>Day-ahead</i> -elektriciteitsprijs in uur n [euro/MWh], EPEX-NL index
i	1...I (kwartier in het jaar)
I	Aantal kwartieren in een jaar (35040 in een niet-schrikkeljaar)
Q_i	Gerealiseerde productie in kwartier i [MWh]

De onbalansafslag wordt berekend uit het perspectief van een producent met 100% wind- of zonvolume in zijn portfolio die uitsluitend handelt op de *day-ahead*-markt en de onbalansmarkt. De veronderstelling daarbij is dat afwijkingen tussen verwachte en gerealiseerde productie volledig worden afgerekend via de onbalansmarkt. Tijdens sommige *imbalance settlement periods* (ISP's) van elk een kwartier maakt een producent kosten, terwijl een producent tijdens andere ISP's opbrengsten behaalt. De netto kosten worden als onbalanskosten beschouwd. De onbalansafslag wordt bepaald ten opzichte van de ongewogen gemiddelde *day-ahead*-elektriciteitsprijs, met de volgende formule:

$$A_{\text{onbalans}} = \frac{\sum_i \Delta Q_i^+ \cdot P_{af,i} + \Delta Q_i^- \cdot P_{in,i}}{\sum_i Q_i} / \frac{\sum_n P_{DA,n}}{N}$$

$A_{onbalans}$	Onbalansafslag
$\Delta Q_i^+, \Delta Q_i^-$	Positief en negatief volumeverschil tussen verwachte en gerealiseerde productie in kwartier i [MWh]
$P_{af,i}$	Onbalansverrekenprijs voor afnemen van het systeem in kwartier i [euro/MWh]
$P_{in,i}$	Onbalansverrekenprijs voor invoeden op het systeem in kwartier i [euro/MWh]

De PO-factor wordt berekend door de som te nemen van de profiel- en onbalansafslagen ten opzichte van een PO-factor van 1 (een productietechnologie zonder profiel- en onbalansafslagen):

$$PO\text{-factor} = 1 + A_{profiel} + A_{onbalans}$$

Net als voorgaande jaren zijn de profiel- en onbalanskosten berekend aan de hand van door de marktpartijen onder vertrouwelijkheid aangeleverde data over verwachte en gerealiseerde productie. Sinds 1 januari 2015 worden productie- en verwachtingsdata gepubliceerd door ENTSO-E. Echter, vanwege methodologische beperkingen aan de ENTSO-E-data konden deze opnieuw niet worden gebruikt. Daarom zijn vertrouwelijke data van marktpartijen over het kalenderjaar 2021 opgevraagd, verwerkt en geanalyseerd. Vanwege de vertrouwelijkheid van deze data kan het PBL de onderliggende berekeningen niet delen. Ter illustratie van de berekeningsmethode is een berekening op basis van openbare ENTSO-E-data beschikbaar gesteld op de [PBL-website](#).

Marktpartijen hebben productiedata aangeleverd over circa 40% van het totaal opgestelde vermogen ≥ 1 MW per eind 2020 voor zowel wind op land als zon-pv.¹⁰ Het opgestelde vermogen van wind op land en zon-pv is in 2021 verder toegenomen. Projecten die gedurende een jaar in gebruik zijn genomen worden niet meegenomen omdat dit tot allerlei complicaties leidt bij de berekening van de PO-factoren over een geheel jaar. Het percentage wordt niet getoond voor wind op zee vanwege het risico op benchmarking vanwege het beperkte aantal partijen dat hiervoor data aanlevert. Afhankelijk van beschikbare data is per marktpartij een profiel- en onbalansfactor voor respectievelijk wind op land, wind op zee en zon-pv bepaald. Gegeven significante verschillen in de omvang van portfolio's worden in principe gewogen gemiddelde profiel- en onbalansfactoren voor wind op land en zon-pv berekend, indien datakwaliteit en datarepresentativiteit dit toelaten. Voor wind op zee wordt vanwege datarepresentativiteit (onder andere de geografische spreiding van de aangeleverde portfolio's) een ongewogen gemiddelde berekend. De profiel- en onbalansfactoren corresponderen met afslagpercentages op de ongewogen EPEX-NL-*day-ahead*-prijs.

Analoog aan de berekening van de marktindex voor elektriciteit is er bij de berekening van de profiel- en onbalansfactoren voor SDE-rondes waarbij aanvragen zijn ingediend vanaf 1 december 2015 (SDE+ 2016-regeling, WOZ 2015 en latere regelingen) rekening gehouden met negatieve *day-ahead*-elektriciteitsprijzen gedurende tijdsblokken van zes uur of langer. Omdat inkomsten tijdens deze tijdsblokken niet worden meegenomen, worden ook specifieke profiel- en onbalanskosten tijdens deze tijdsblokken buiten beschouwing gelaten. Zonder deze correctie zouden partijen via een hogere profielafslag gecompenseerd worden voor tijdsblokken van 6 uur of langer met negatieve *day-ahead*-elektriciteitsprijzen. De correctie vindt plaats door deze uren uit te zonderen van de berekening, voor 2021 betrof dit 16 uren. Voor deze 16 uren is uitgegaan van de gemiddelde profiel- en onbalanskosten tijdens de resterende uren van het jaar. Voor categorieën in eerdere regelingen worden de PO-factoren niet gecorrigeerd voor negatieve *day-ahead*-elektriciteitsprijzen gedurende 6 uur of langer.

Voor de berekeningen zijn enkele keuzes gemaakt. Deze worden hieronder één-voor-één toegelicht.

Toepassing van uurnominaties voor voorspelde productie, voornemen tot gebruik van kwartiernominaties

Tot op heden maken we voor berekening van de onbalanskosten gebruik van uurnominaties, waarbij de voorspelde productie gelijkmatig is verdeeld over de kwartieren van het betreffende uur omdat partijen alleen per uur kunnen bieden op de *day-ahead*-markt. Door de mismatch tussen nominaties per uur en afrekening van onbalans per kwartier ontstaat er extra onbalans, vooral tijdens het op- en neerregelen van productie; deze onbalanskosten wordt vergoed via de PO-factoren. Gegeven de toenemende mogelijkheden voor handel per kwartier (*after-market*-handelsproducten op EPEX, *ex-post*-nominaties in de balanceringsmarkt, mogelijkheden voor elektriciteitshandel met Duitse en Belgische partijen per kwartier) is het steeds beter mogelijk om deze extra onbalans te beperken. Het PBL is daarom voornemens om in de toekomst voor de berekening van PO-factoren uit te gaan van handel per kwartier i.e. kwartiernominaties. Dit sluit ook aan bij de verplichting van artikel 8(2) van Verordening (EU) 2019/943 die elektriciteitsbeurzen, waaronder EPEX, verplicht om kwartierproducten op de *day-ahead*-markt aan te bieden.

Geen correctie voor outages in de berekeningen

Net als vorige jaren is er geen rekening gehouden met de doorwerking van *outages* in de vorm van productie-uitval op de profiel- en onbalanskosten. De redenen hiervoor zijn toegelicht in eerdere adviezen.

Wel correctie voor eigen verbruik

Net als in de afgelopen jaren is in de berekeningen wel gecorrigeerd voor eigen verbruik van windturbines en zonnepanelen. Eigen verbruik van elektriciteit wordt in de basisbedragen namelijk beschouwd als O&M-kostenpost, waarvoor reeds via een (hoger) basisbedrag is gecorrigeerd. Eigen verbruik van productie-installaties is daarom niet meegenomen in de berekening van profiel- en onbalanskosten.

Afronding van PO-factoren

Vanwege de financiële consequenties voor projectontwikkelaars worden de procentuele PO-factoren afgerond op drie decimalen, maar vanwege accuraatheid van de data wordt de derde decimaal afgerond op het cijfer 0 of 5. Twee voorbeelden om dit te verduidelijken: in het geval dat geldt dat $0,8225 \leq \text{PO-factor} < 0,8275$ wordt de PO-factor afgerond op 0,825; in het geval dat $0,8275 \leq \text{PO-factor} < 0,8325$ wordt deze afgerond op 0,830.

Resultaten van de berekeningen

De relatieve profiel- en onbalanskosten voor windenergie en zon-pv zijn licht gedaald. Deze daling vertaalt zich in hogere profiel- en onbalansfactoren (PO-factoren). Voor wind op land is de factor gestegen van 0,785 naar 0,825, voor wind op zee van 0,885 naar 0,920 en voor zon-pv van 0,625 in 2020 naar 0,665 in 2021 (zie tabel 2). Deze waarden gelden ten opzichte van de basislast elektriciteitsprijs en voor categorieën in de SDE+ 2016-regeling, WOZ 2015 en latere regelingen. Voor categorieën in eerdere regelingen worden de PO-factoren niet gecorrigeerd voor negatieve *day-ahead*-elektriciteitsprijzen gedurende 6 uur of langer en bedragen de PO-factoren voor wind op land, wind op zee en zon-pv in 2021 respectievelijk 0,825, 0,920 en 0,660. Alleen de PO-factor voor zon-pv voor aanvragen die zijn ingediend voor 1 december 2015 is dus lager dan in latere regelingen. Dit verschil is het gevolg van hogere profielkosten. Tabel 2 geeft een overzicht van de profiel- en onbalansafslagen, die gezamenlijk leiden tot de PO-factoren voor wind op land en zon-pv voor zowel 2021 als voor 2020. De afslagen worden niet getoond voor wind op zee vanwege het beperkte aantal partijen dat hiervoor data aanlevert.

Tabel 2
Overzicht van PO-factoren in 2020 en 2021

	PO-factor	Profiel-afslag	Onbalans-afslag	PO-factor	Profiel-afslag	Onbalans-afslag
	2021	2021	2021	2020	2020	2020
Wind op land	0,825	-0,105	-0,070	0,785	-0,095	-0,120
Wind op zee	0,920			0,885		
Zon-pv	0,665	-0,195	-0,140	0,625	-0,140	-0,235

Een negatief getal is een afslag, een positief getal is een opslag. De cijfers gelden voor categorieën in de SDE+ 2016-regeling, WOZ 2015 en latere regelingen, voor de cijfers van categorieën in eerdere regelingen wordt verwezen naar de tekst.

Hoewel de procentuele profiel- en onbalanskosten licht zijn gedaald vanwege de hogere elektriciteitsprijzen, zijn de absolute kosten behoorlijk gestegen (zie tabel 3). Dit hangt samen met de volgende ontwikkelingen:

- De profielkosten zijn waarschijnlijk toegenomen als gevolg van de toename van het opgestelde vermogen van wind op land met ruim 1 GW en van zon-pv met ruim 3 GW in 2021 (CBS, 2022). Daardoor werd meer wind- en zonne-energie geproduceerd in dezelfde uren, zodat de profielafslagen toenamen ('kannibalisatie-effect'). Bij wind op land zijn de profielkosten minder sterk gestegen dan bij zonne-energie, waarschijnlijk is dit het gevolg van het hogere aantal vollasturen waardoor de productie verspreid is over meer uren zodat het effect van gelijktijdige productie op de profielkosten minder sterk is dan bij zon-pv.
- De onbalanskosten zijn toegenomen door de stijging van de onbalansprijzen met de *day-ahead*-prijzen. Daarnaast zorgde de groei van het opgestelde vermogen van zon mogelijk voor een grotere correlatie tussen het zonprofiel en de systeemonbalans. Daarbij speelt ook de mismatch tussen de uurreolutie van de *day-ahead*-markt en de kwartierresolutie van de onbalansafrekening mee. Vanwege dezelfde redenen zijn waarschijnlijk ook de onbalanskosten voor wind op land gestegen.

Tabel 3
Overzicht van absolute profiel- en onbalanskosten in 2020 en 2021 (in euro/kWh)

	PO-kosten	Profiel-kosten	Onbalans-kosten	PO-kosten	Profiel-kosten	Onbalans-kosten
	2021	2021	2021	2020	2020	2020
Wind op land	0,0181	0,0108	0,0072	0,0070	0,0031	0,0039
Wind op zee	0,0083			0,0037		
Zon-pv	0,0346	0,0201	0,0144	0,0122	0,0045	0,0076

Vanwege afrondingsverschillen tellen de profiel- en onbalanskosten soms niet op tot de totale PO-kosten.

Overzicht van de profiel- en onbalansfactoren voor 2021 en voorgaande jaren

Tabel 3 geeft een overzicht van de berekende PO-factoren voor 2020 en 2021. Tabel 4 geeft een overzicht van de gehanteerde factoren voor profiel- en onbalanskosten van wind en zon in de afgelopen jaren (zowel definitieve als voorlopige correctiebedragen).

Tabel 4

Gebruikte profiel- en onbalansfactoren voor profiel- en onbalanskosten van wind en zon voor berekening van correctiebedragen

Correctiebedragenregeling	Wind op land (t/m SDE2012)	Wind op land windrijk (SDE2012)	Wind op land groot Wind in meer Wind op land (vanaf SDE+2013)	Wind op zee	Zon-pv (>15 kWp)
Definitief 2011	0,890	-	0,915	0,930	-
Definitief 2012	0,876	0,876	0,901	0,916	-
Definitief 2013	0,870	0,870	0,895	0,910	-
Definitief 2014	0,913	0,913	0,913	0,913	-
Definitief 2015	0,822	0,822	0,822	0,831	1,031
Definitief 2016	0,82	0,82	0,82	0,86	1,01
Voorlopig 2018	0,85	0,85	0,85	0,86	1,01
Definitief 2017 & Voorlopig 2019	0,85	0,85	0,85	0,90	0,89
Definitief 2018 & Voorlopig 2020	0,88	0,88	0,88	0,92	0,97
Definitief 2019 & Voorlopig 2021	0,910	0,910	0,910	0,925	0,870
Definitief 2020 & Voorlopig 2022^a	0,785	0,785	0,785	0,885	0,625
Definitief 2021^b	0,825	0,825	0,825	0,920	0,665

a Deze PO-factoren gelden alleen voor categorieën in de SDE+ 2016-regeling, WOZ 2015 en latere regelingen, de PO-factoren voor categorieën in eerdere regelingen zijn 0,005 lager voor wind op zee en 0,01 lager voor wind op land en zon-pv.

b De PO-factor voor zon-pv voor aanvragen ingediend voor 1 december 2015 (in de SDE+ 2015-regeling en daarvoor) is 0,005 lager. Voor wind op land en wind op zee is er geen significant verschil tussen de PO-factoren voor aanvragen die zijn ingediend voor en na 1 december 2015.

4 Nadere toelichting wind op zee

2021

In het voorgaande hoofdstuk zijn veel keuzes rond de berekeningen van PO-factoren al gedocumenteerd. Hieronder leggen we uit hoe we met aanvullende keuzes tijdens de datavalidatie zijn omgegaan. We beschrijven eerst de algemene keuzes en daarna de toepassing op wind op zee parken. Vanwege de vertrouwelijkheid van de data, is de toelichting geanonimiseerd wat ten koste gaat van de leesbaarheid.

Beschrijving van het datavalidatieproces

Na ontvangst van de productiedata van marktpartijen worden er standaardchecks uitgevoerd op alle ontvangen productiedata van zon-pv, wind op land en wind op zee. We checken onder meer of de productiedata van verschillende portfolio's elkaar overlappen en bekijken de data per park of asset op *outliers*. Het doel hiervan is om te voorkomen dat productiedata dubbel wordt meegenomen en tevens dat data van slechte kwaliteit de PO-factoren beïnvloedt en daarmee de representativiteit van deze factoren compromitteert. Het PBL en TNO zijn zich ervan bewust dat als de PO-factoren niet representatief zijn, dit kan leiden tot te lage of te hoge SDE-subsidiebetalingen en ook de investeringszekerheid van projectontwikkelaars kan aantasten omdat de PO-factoren ook als *benchmark* gebruikt kunnen worden in PPA-contracten. Er zijn dan ook strikte kwaliteitsprocedures van toepassing op de PO-factorberekeningen. Deze berekeningen zijn voor alle verschillende bronnen van productiedata zowel in Excel (door TNO) als in Python (schaduwberekening door PBL) uitgevoerd en vervolgens met elkaar vergeleken. Gemaakte keuzes rond het wel of niet meenemen van data zijn vanwege het meer-ogenprincipe binnen het projectteam besproken. De grotere diversiteit van berekende PO-factoren voor windparken op zee in 2021 vergeleken met eerdere jaren levert een risico dat niet-representatieve parken de gemiddelde generieke PO-factor voor wind op zee zouden kunnen beïnvloeden. Dit onderstreept het belang van een zorgvuldig datavalidatieproces.

Monitoring vollasturen

Tot de standaardchecks behoort een check van het gerealiseerde aantal vollasturen (berekening op basis van aangeleverde data) vergeleken met het verwachte aantal vollasturen (P50-waarde of mediaan van verwachte productie uit een publieke RVO-database gedeeld door het opgestelde vermogen).

Toepassing:

- Bij grote verschillen tussen de verwachte en gerealiseerde vollasturen zijn er vragen gesteld aan de betreffende dataleveranciers. Voor wind op zee betrof dit enkele parken waarbij de gerealiseerde productie 22-30% lager is dan de verwachte productie. In cijfers in de RVO-database bevatten soms niet of gedeeltelijke verrekening van zogeeffecten door windturbines in de nabijheid. Een zogeeffect van ca. 10% van de elektriciteitsproductie kan het grote verschil in vollasturen echter maar deels verklaren, de gerealiseerde productie is dan nog steeds 13-23% lager dan de verwachte productie.
- In dit kader is gekeken of de *outages* van de windparken als gerapporteerd op het [ENTSO-E transparency-platform](#) en de [EEX-transparency-website](#), een waarschijnlijke verklaring zijn voor het verschil in vollasturen. Deels was dit het geval, deels bleef dit onduidelijk.

- Sommige dataleveranciers hebben extra informatie gegeven over technische of operationele aandachtspunten die de productie kunnen hebben beïnvloed. Andere dataleveranciers, waarbij het PBL ook het vermoeden van dergelijke aandachtspunten heeft, hebben geen nadere informatie gegeven als toelichting op het gemelde productievolume.
- Een enkele partij heeft in reactie op de validiteitscheck door het PBL een fout in de productiedata gecorrigeerd en een herziene datareeks opgeleverd – een actie die niet ongebruikelijk is door de aard van de informatie-uitwisseling tussen marktpartijen en het PBL: complexe databestanden die met Excel worden uitgewisseld, dus zonder automatische overdracht.

Monitoring start windpark volledig operationeel

Voor ondersteunend bewijs voor de observaties rond vollasturen wordt, voor wind op land, wind op zee en zon-pv, gekeken naar de startdatum van de commerciële operatie van productieparken in de dataset. In principe worden PO-factoren alleen berekend voor wind- of zonneparken die het gehele afgelopen jaar in bedrijf zijn geweest. Deze voorwaarde wordt jaarlijks benoemd bij de uitvraag van productiedata. Als een PO-factor wordt berekend voor een park dat gedurende het jaar in bedrijf is gesteld dan levert dit een PO-factor voor een deel van het jaar op, welke niet representatief is voor het gehele jaar. Schaling van een PO-factor voor een deel van het jaar naar een geheel jaar vraagt vervolgens om diverse arbitraire keuzes en is erg bewerkelijk. Vandaar dat parken die pas gedurende het jaar in bedrijf komen standaard worden uitgesloten van de berekeningen.

Toepassing:

- Publieke informatie laat zien dat één windpark op zee tijdens het kalenderjaar 2021 volledig in gebruik is genomen. Vanwege de vertrouwelijkheid van de data kunnen we niet zeggen of dit windpark en daarmee deze monitoringsstap van invloed is geweest op de uitkomst.

Conclusie

Vanwege met name het aanzienlijke verschil tussen verwachte en gerealiseerde vollasturen zijn niet alle wind-op-zeeparken volwaardig meegewogen in de berekening van de generieke PO-factor voor windenergie. Dit is op prudente wijze gebeurd door het ongewogen gemiddelde te nemen van de resterende parken voor de westkust en de parken voor de noordkust. Dit is in lijn met de werkwijze die tot vorig jaar gehanteerd werd voor wind op land, wind op zee en zon-pv, waarbij de generieke PO-factor benaderd werd als ongewogen gemiddelde van de PO-factoren die per balanceringsverantwoordelijke partij werden berekend. Als het gewogen gemiddelde van de resterende wind-op-zeeparken zou zijn gebruikt, dan was de PO-factor hoger uitgekomen dan 0,92 en zou de vergoeding voor profiel- en onbalanskosten uit de SDE++-subsidie dus lager zijn uitgevallen. Of de PO-factor bij een alternatieve berekening hoger of lager uitvalt, is overigens geen onderdeel van de beoordeling door het PBL, maar we merken wel op dat we ons bewust zijn dat er marktbelangen zijn, zowel voor een hogere PO-factor als voor een lagere PO-factor. Door het ongewogen gemiddelde te nemen zijn de windparken voor de westkust zwaarder meegewogen dan het opgesteld vermogen van de windparken voor de westkust die volledig in de berekening zijn meegenomen, waardoor er een betere *match* is met de geografische spreiding van de aangeleverde portfolio's.

Referenties

Van der Welle en Lensink (2019), Definitieve correctiebedragen 2018 voor de SDE+, Den Haag: PBL.
CBS (2022), Hernieuwbare elektriciteit; productie en vermogen, voorlopige cijfers voor 2021, CBS
Statline 7-3-2022.