



ADVIES VOOR SUBSIDIEPARAMETERS DEFINITIEVE CORRECTIEBEDRAGEN 2025

Onderliggende documentatie ten behoeve van RVO-notitie definitieve correctiebedragen SDE en SCE 2025

**Adriaan van der Welle (TNO), Jonathan van de Berg (PBL), Berend Hopman (TNO),
Chris Henriquez (PBL), Matthijs Mugge (PBL), Sander Lensink (PBL)**

15 april 2026

PBL

Colofon

Advies voor subsidieparameters definitieve correctiebedragen 2025

© PBL Planbureau voor de Leefomgeving
Den Haag, 2026
PBL-publicatienummer: 6006

Contact

sde@pbl.nl

Auteurs

Adriaan van der Welle (TNO), Jonathan van den Berg (PBL), Berend Hopman (TNO), Chris Henriquez (PBL), Matthijs Mugge (PBL), Sander Lensink (PBL)

Redactie figuren

Beeldredactie PBL

Eindredactie en productie

Uitgeverij PBL

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:
Van der Welle, A. en anderen (2026), *Advies voor subsidieparameters definitieve correctiebedragen 2025*, Den Haag: Planbureau voor de Leefomgeving.

Het PBL doet onderzoek naar de leefomgeving en het leefomgevingsbeleid in Nederland en daarbuiten. Denk aan milieu, natuur en ruimtelijke inrichting. Met onze verkenningen, analyses en evaluaties leveren we strategische kennis voor beleid, politiek, maatschappelijke organisaties en het bredere publiek. We geven daarbij niet alleen feiten en inzichten over het hier en nu, maar kijken ook vooruit naar de nabije en verdere toekomst. We doen ons onderzoek gevraagd en ongevraagd, onafhankelijk en wetenschappelijk onderbouwd.

Inhoudsopgave

Samenvatting	4
1 Inleiding	5
2 Ontwikkeling van profiel- en onbalansfactoren en diverse prijsindices	6
2.1 Profiel- en onbalansfactoren	6
2.1.1 Berekeningswijze en gebruikte data	6
2.1.2 Toelichting op rekenmethodiek	10
2.1.3 Resultaten van de berekeningen	11
2.2 Garanties van oorsprong	14
2.3 Hernieuwbare-brandstofeenheden	14
2.4 Elektriteitsprijzen in bestaande CCU-categorieën	15
2.5 Ongewijzigde formules en parameters	15
3 Kwaliteitscontrole	17
Afkortingen	18
Bronvermelding	19
Bijlage: Uitgangspunten Definitieve Correctiebedragen 2025	20

Samenvatting

De correctiebedragen voor de regelingen SDE, SDE+, SDE++ en SCE worden berekend en gepubliceerd door RVO. Deze correctiebedragen zijn een maat voor de inkomsten van marktprijs van het product dat via deze regelingen gesubsidieerd wordt, zoals elektriciteit, groengas of waterstof. De meeste correctiebedragen kunnen eenduidig worden berekend uit openbare of vrij toegankelijke marktindices. Dit geldt echter niet voor alle parameters in de berekeningen van correctiebedragen. Daar waar de parameters niet eenduidig bepaald kunnen worden, geeft het PBL op verzoek van het ministerie van Economische Zaken en Klimaat advies over de te hanteren parameterwaardes. In deze notitie gaan we op al deze niet-eenduidig te bepalen parameters in. De meeste aandacht besteden we in deze notitie aan de berekening van de profiel- en onbalanskosten voor windenergie en zon-pv. We hebben de berekeningswijze voor deze kosten aangepast ten opzichte van de berekeningswijze voor deze kosten in eerdere jaren. De aanpassing hebben we doorgevoerd in reactie op de geleidelijk wijzigende handel van wind- en zonnestroom op de diverse elektriciteitsmarkten, waar er steeds meer sprake is van *curtailment* van wind- of zonne-energie. Ook behandelen we de inkomsten uit verkoop van de brandstofcertificaten HBE en de garanties van oorsprong voor wind-energie, zonne-energie en groengas. We adviseren geen wijzigingen door te voeren in de waardes van andere parameters.

1 Inleiding

Deze notitie is geschreven om achtergrond te geven bij de berekening van de definitieve correctiebedragen 2025. Met ingang van 2025 verzorgt RVO de berekening van de correctiebedragen voor de SDE- en SCE-regelingen. In deze notitie geeft het PBL advies over een aantal parameters in de berekening van de correctiebedragen die niet eenduidig te herleiden zijn uit transparante marktindices. Het gaat om de profiel- en onbalansfactoren voor windenergie op land, windenergie op zee en zon-pv. Ook gaat het om de inkomsten uit GvO's en HBE's. We geven in deze notitie het advies om een aantal additionele parameters in de berekeningswijzen onveranderd te laten. Verder geven we specifiek advies over de te gebruiken elektriciteitsprijzen in 2025 en sluiten af met een opmerking in het kader van kwaliteitscontrole.

We nemen aan dat de lezer kennis heeft van de SDE-regeling. Voor vragen over de SDE-regeling kan men contact zoeken met [RVO](#).

2 Ontwikkeling van profiel- en onbalansfactoren en diverse prijsindices

2.1 Profiel- en onbalansfactoren

Deze sectie bespreekt de berekeningen van de profiel- en onbalanskosten van wind- en zonne-energie, die worden bepaald als factoren ten opzichte van de ongewogen gemiddelde day-ahead-marktprijs. Achtereenvolgens gaan we in op de berekeningswijze en gebruikte data (paragraaf 2.1.1), keuzes die daarbij gemaakt zijn (paragraaf 2.1.2) en tenslotte de resultaten van de berekeningen (paragraaf 2.1.3).

2.1.1 Berekeningswijze en gebruikte data

In deze paragraaf geven we een toelichting op de berekeningswijze en de gebruikte data.

Een eigenschap van windenergie en zonne-energie is de in de tijd fluctuerende productie van elektriciteit. Door patronen in de productie ontstaat een productieprofiel van wind- of zonne-energie. Dit productieprofiel is in de regel nadelig voor eigenaren van windturbines of zonnepanelen, omdat ze meer elektriciteit produceren op momenten dat de elektriciteit minder oplevert en minder op momenten dat de elektriciteit meer waard is dan de ongewogen gemiddelde day-ahead-marktprijs. Daardoor hebben zowel investeerders in windturbines als investeerders in zonnepanelen te maken met profielkosten.

Daarnaast krijgen investeerders onbalanskosten in rekening gebracht voor afwijkingen van de gerealiseerde productie van windturbines en zonnepanelen ten opzichte van de verwachte productie. De afwijkingen zijn vooral het resultaat van weersvoorspellingen van een dag van tevoren, die afwijken van het werkelijke weer (de daadwerkelijke windsnelheid en zoninstraling) op het moment van productie alsook van curtailment van zonnepanelen en wind turbines op momenten met overschotten aan elektriciteitsproductie op momenten met veel zon en wind.¹ Voor de berekeningen kijken we specifiek naar de totale verwachte productie op basis van de laatste day-ahead-productievoorspelling. In de praktijk zullen marktpartijen hun onbalanskosten ook verkleinen met intraday-handel. Het is moeilijk om deze handel te incorporeren in de generieke berekeningen, onder meer omdat er op de veelgebruikte *intraday continuous*-markt niet één uniforme prijs bestaat, maar meerdere prijzen per kwartier tot stand komen (*pay-as-bid*-beprijzing). Om evenwel tot een betere benadering te komen van de inkomsten van partijen over de geleverde en gesubsidieerde

¹ Ook andere factoren zoals onverwachte niet-beschikbaarheid van windturbines en zonnepanelen vanwege ongepland onderhoud kunnen leiden tot afwijkingen tussen verwachte en gerealiseerde productie.

elektriciteit, passen we de berekeningswijze aan ten opzichte van de in voorgaande jaren gehanteerde berekeningen. Dit lichten we in de volgende paragraaf toe. We blijven graag in gesprek met marktpartijen om ook in komende jaren een zo passend mogelijke berekening te maken van de profiel- en onbalanskosten bij veranderende marktdynamiek.

Potentiële productie als basis voor de PO-factoren

Met de opkomst en gestage uitbreiding van hernieuwbare productiecapaciteit in Nederland en Europa verandert ook de markt voor hernieuwbare elektriciteit. In de afgelopen jaren zijn er steeds meer momenten geweest met een overschot aan productiecapaciteit en lage of negatieve stroomprijzen. Dit leidt tot beperkingen (*curtailment*) van de elektriciteitsproductie van wind- en zonneparken, zowel tijdens momenten met negatieve day-aheadprijzen als daarbuiten (bijvoorbeeld tijdens kwartieren met negatieve onbalansprijzen). Naast marktgebaseerde curtailment kunnen netcongestie of inzet voor levering van diensten voor systeembalancing ook leiden tot curtailment. Verder wordt voor de verkoop van elektriciteit naast biedingen op de day-aheadmarkt in toenemende mate gebruik gemaakt van intradayhandel.

In deze complexere elektriciteitsmarkt wordt een PO-factorenberekening op basis van enkel day-aheadbiedingen en gerealiseerde productie geleidelijk minder representatief voor de daadwerkelijke profiel- en onbalanskosten. Dat bleek ook uit de uitgebreide discussies met marktpartijen in de afgelopen jaren. Daarom richten we ons voor de berekening van de PO-factoren over het jaar 2025 op de potentiële in plaats van de gerealiseerde elektriciteitsproductie.

Voor de berekening van de PO-factoren voor 2025 hebben we dus gebruik gemaakt van de potentiële productie: zowel de day-aheadvoorspelling als de potentiële productie op basis van het weer op het moment waarop fysieke productie kan plaatsvinden. Merk op dat deze wijziging alleen effect heeft op de productievolumes in uren en kwartieren waarover SDE- of SCE-subsidie mag worden uitgekeerd. (Potentiële) productie tijdens momenten met negatieve day-aheadprijzen die – afhankelijk van de jaargang van de beschikking – deels of geheel is uitgesloten van SDE- of SCE-subsidies, blijft net als in de afgelopen jaren in de berekeningen buiten beschouwing. Onbalanscurtailment en andere vormen van marktgebaseerde curtailment zoals day-aheadcurtailment blijven op momenten met negatieve day-aheadprijzen net als in eerdere jaren buiten de berekening. De berekening wordt nader toegelicht in paragraaf 2.1.2.

We zijn van plan om in 2026 onderzoek te doen naar aanvullende aanpassingen in de berekening, zoals het meenemen van handel op de intradaymarkt. Reacties op de huidige berekening en voorstellen voor mogelijke aanpassingen zijn welkom in de reguliere marktconsultatie van de SDE++. Voor meer informatie over de consultatieprocedure, zie de Wijzigingsnotitie 2027 (Lensink en Egink, 2026).

Berekening profielkosten

De profielkosten berekenen we als het verschil tussen de met wind- of zonvolume gewogen gemiddelde day-aheadprijs en de ongewogen gemiddelde day-aheadprijs, als fractie van de ongewogen gemiddelde day-aheadprijs. De profielkosten berekenen we over de totale productie, omdat de SDE++-subsidie wordt uitbetaald over de totale productie. De profielkosten berekenen we op verzoek van EZK generiek voor Nederland, maar met uitsplitsing naar windenergie op land, windenergie op zee en zonne-energie. De berekening volgt de formule:

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

A_{profiel}	Profielkosten (afslag)
n	1...N (uur in het jaar)
N	Aantal uren in het jaar (8760 in een niet-schrikkeljaar)
$Q_{DA,n}$	Totale verwachte productievolume op day-aheadbasis in uur n [MWh] ²
$P_{DA,n}$	Day-aheadelektriciteitsprijs in uur n [euro/MWh], EPEX-NL-index
Q_n	Werkelijk beschikbare potentiële productie in <i>real-time</i> , in uur n [MWh]

Per 30 september 2025, met levering op 1 oktober 2025, zijn Europese day-ahead-elektriciteitsmarkten overgegaan van prijzen per uur naar prijzen per kwartier. Vanaf deze datum gaan we in de berekening van de profielkosten uit van day-ahead-kwartierprijzen. De berekening is daarom in twee delen opgeknipt. Variabelen n en N zijn daarom tot en met 30 september gedefinieerd in uren (een fractie van 8.760 uren in een niet-schrikkeljaar) en daarna in kwartieren (een fractie van 35.040 kwartieren in een niet-schrikkeljaar).

Berekening onbalanskosten

De onbalanskosten berekenen we vanuit het perspectief van een producent met honderd procent wind- of zonproductie in zijn portfolio die uitsluitend handelt op de day-aheadmarkt en de onbalansmarkt. De veronderstelling daarbij is dat afwijkingen tussen verwachte en potentiële 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 beschouwen we als onbalanskosten.

De onbalanskosten bepalen we, net als de profielkosten, 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}	Onbalanskosten (afslag)
i	1...I (kwartier in het jaar)
I	Aantal kwartieren in een jaar (35.040 in een niet-schrikkeljaar)
Q_i	Werkelijk beschikbare potentiële productie in kwartier i [MWh]
$\Delta Q_i^+, \Delta Q_i^-$	Positief en negatief volumeverschil tussen verwachte en potentiële 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].

PO-factor en profielfactor

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

² De totale verwachte productie op basis van de laatste day-aheadvoorspelling, dat wil zeggen niet alleen de productie die wordt ingeboden op de day-aheadmarkt, maar ook de productie die bilateraal of op andere markten (zoals intraday) wordt verkocht.

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

De PO-factor wordt berekend voor alle SDE- en SCE-beschikkingen tot en met de subsidierondes voor SDE++ 2024 en SCE 2025. Voor beschikkingen uit latere subsidierondes worden de onbalanskosten niet langer vergoed uit de correctiebedragen, maar via de basisbedragen. Daarom wordt voor deze beschikkingen geen PO-factor maar een profielfactor berekend. De profielfactor is gegeven door:

$$Profielfactor = 1 + A_{\text{profiel}}$$

Gebruikte data

De berekening van de PO- en profielfactoren beslaat 42 procent van het totaal opgestelde vermogen aan SDE-parken van 1 megawatt of groter per eind 2024 van zon-pv en 53 procent van dit vermogen van wind op land.³ Beide percentages zijn sterk toegenomen ten opzichte van vorig jaar omdat meer marktpartijen productiedata met ons hebben gedeeld en sommige partijen over een groter deel van hun portfolio data hebben aangeleverd.

Afhankelijk van de beschikbare data hebben we per marktpartij een profiel- en onbalansfactor voor wind op land, wind op zee en zon-pv berekend. Gegeven significante verschillen in de omvang van portfolio's hebben we vervolgens gewogen gemiddelde profiel- en onbalansfactoren voor wind op zee, wind op land en zon-pv berekend, met weging op basis van de opgestelde vermogens in megawatt. Naar aanleiding van diverse checks op datakwaliteit hebben we, net als in eerdere jaren, niet alle gerapporteerde parken voor wind op land en zon-pv meegenomen in de berekeningen.

De profiel- en onbalansfactoren corresponderen met afslagpercentages op de ongewogen EPEX-day-aheadprijs voor Nederland. Aangezien zich in 2025 geen situatie heeft voorgedaan met (gedeeltelijke) marktontkoppeling, was de EPEX-day-aheadprijs voor Nederland alle momenten gelijk aan de *single day-ahead coupling* (SDAC)-prijs voor Nederland die de prijs van alle *nominated electricity market operators* (NEMO's) die actief zijn op de day-ahead markt reflecteert. De intentie is om vanaf 2026 bij de berekeningen uit te gaan van de SDAC-NL-prijs, omdat deze alle transacties van alle NEMO's die actief zijn in Nederland reflecteert. We sluiten hierbij aan bij ontwikkelingen in Europa, inclusief de Core-regio waarvan Nederland onderdeel uitmaakt, rond de prijsvorming bij (gedeeltelijke) day-aheadmarktontkoppeling.

Omgang met negatieve elektriciteitsprijzen

Analoog aan de berekening van de marktindex voor elektriciteit hebben we bij de berekening van de profiel- en onbalansfactoren voor subsidieaanvragen vanaf 1 december 2015 (SDE+ 2016-regeling, WOZ 2015 en latere regelingen) rekening gehouden met negatieve day-ahead-energieprijzen, zowel voor tijdsblokken van zes uur of langer (t/m SDE++ 2022-regeling) als voor afzonderlijke kwartieren (voor SDE++ 2023, SCE 2024 en latere regelingen). Omdat inkomsten tijdens deze momenten niet worden meegenomen, laten we ook de profiel- en onbalanskosten

³ Het opgestelde vermogen van wind op land en zon-pv is in 2025 verder toegenomen. Projecten die gedurende een jaar in gebruik zijn genomen, nemen we niet mee, omdat dit tot complicaties leidt bij de berekening van de PO-factoren over een geheel jaar. Alle SDE- en SCE-projecten waarvoor productiedata is aangeleverd, zijn meegenomen in de genoemde percentages, ook projecten die zijn afgefallen na de datavalidatie.

tijdens deze momenten buiten beschouwing. Zonder deze correctie zouden partijen via een hogere profielafslag gecompenseerd worden voor kwartieren of tijdsblokken van 6 uur of langer met negatieve day-ahead-elektriciteitsprijzen. De correctie geschiedt door deze momenten uit te zonderen van de berekening. Voor 2025 betreft dit 2.325 afzonderlijke kwartieren (581,25 uren) en 1.540 kwartieren (385 uren) in tijdsblokken van 6 uur of langer. Voor categorieën in eerdere regelingen worden de PO-factoren niet gecorrigeerd voor productie tijdens momenten met negatieve day-aheadelektriciteitsprijzen.

Voor de berekeningen van de definitieve correctiebedragen voor de SDE++ en SCE zijn enkele aanvullende keuzes gemaakt. Deze lichten we hieronder toe.

2.1.2 Toelichting op rekenmethodiek

Geen correctie voor uitval in de berekeningen

Net als vorige jaren houden we geen rekening met de doorwerking van *outages* in de vorm van productie-uitval op de profiel- en onbalanskosten. De redenen hiervoor hebben we toegelicht in eerdere adviezen, zie (Muller en anderen, 2023).

Wel correctie voor eigen verbruik

Net als in de afgelopen jaren corrigeren we in de berekeningen 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. De negatieve productie van windturbines en zonnepanelen nemen we daarom zoveel mogelijk niet mee in de berekening van profiel- en onbalanskosten.

Afronding van PO-factoren

De procentuele PO-factoren ronden we af op drie decimalen, met de derde decimaal afgerond op het cijfer 0 of 5. Vanwege de budgettaire consequenties voor marktpartijen worden de PO-factoren afgerond op drie decimalen, maar vanwege de accuraatheid van de data is afronding van het derde decimaal op het cijfer 0 of 5 noodzakelijk. 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 $0,8175 \leq \text{PO-factor} < 0,8225$, wordt deze afgerond op 0,820.

Geen verdeling van productiedata over negatieve-prijzenregimes

Oudere SDE-projecten, met recht op subsidie tijdens negatieve prijzen, worden in de regel minder vaak afgeschakeld dan nieuwere projecten zonder recht op subsidie tijdens tijdsperioden met negatieve prijzen. De productieprofielen van oudere en nieuwere SDE-projecten kunnen dan ook verschillen per negatieve prijzenregime. In de PO-factorberekeningen voor 2024 is getracht om hiermee expliciet rekening te houden door de ontvangen productiedata te verdelen in zogenoemde mandjes per negatieve prijzenregime. In de PO-factorberekeningen voor 2025 hebben we hiervan afgezien vanwege twee redenen. Allereerst was er voor de berekeningen voor 2024 alleen voor wind op land voldoende data beschikbaar om productiedata uit te splitsen naar twee van de drie negatieve-prijzenregimes; geen correctie voor negatieve prijzen en correctie voor tijdsblokken met negatieve day-ahead-prijzen van 6 uur of langer. Voor het derde negatieve-prijzenregime, correctie van alle kwartieren met negatieve prijzen, was onvoldoende productiedata beschikbaar. Voor wind op zee en zon-pv was onvoldoende productiedata per negatieve prijzenregime beschikbaar om representatieve berekeningen te kunnen maken. Daarnaast was de significantie van het resultaat voor wind op land beperkt of twijfelachtig. In het licht van deze overwegingen en de beschikbare

productiedata voor 2025, hebben we geen opsplitsing gemaakt voor PO-factoren over de mandjes voor het jaar 2025.

2.1.3 Resultaten van de berekeningen

De profiel- en onbalanskosten zijn gedaald voor windenergie, maar gestegen voor zon-pv. Dat blijkt ook uit de hogere profiel- en onbalansfactoren (PO-factoren) voor wind op land en wind op zee; voor wind op land is de factor gestegen van 0,715 naar 0,795 en voor wind op zee van 0,825 naar 0,835 (zie tabel 1). Deze waarden gelden ten opzichte van de basislast-elektriciteitsprijzen van respectievelijk 0,0807 euro per kWh in 2024 en 0,0916 euro per kWh in 2025. Hierbij is uitgegaan van correctie voor tijdsperioden met negatieve day-aheadprijzen van zes uur of langer. Voor zon-pv suggereert de stijging van de PO-factor van 0,460 in 2024 naar 0,490 in 2025 dat de profiel- en onbalanskosten zijn gedaald, echter vanwege de gestegen day-aheadprijzen zijn ook de absolute PO-kosten toegenomen (zie ook tabel 4 verderop). Tabel 1 geeft een overzicht van de profiel- en onbalansafslagen, die gezamenlijk leiden tot de PO-factoren voor zowel 2024 als 2025.

Tabel 1

Overzicht van PO-factoren in 2024 en 2025, voor de situatie met correctie voor tijdsperioden van negatieve elektriciteitsprijzen van zes uur of langer

	PO-factor 2025	Profiel- afslag ^{a)} 2025	Onbalans- afslag ^{a)} 2025	PO-factor 2024	Profiel- afslag ^{a)} 2024	Onbalans- afslag ^{a)} 2024
Wind op land	0,795	-0,160	-0,045	0,715	-0,185	-0,100
Wind op zee	0,835	-0,085	-0,080	0,800	-0,100	-0,100
Zon-pv	0,490	-0,365	-0,145	0,460	-0,315	-0,230

a) 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 t/m de SDE++ 2022.

Het aantal uren met negatieve prijzen is opnieuw sterk toegenomen ten opzichte van vorig jaar. Er is ook sterkere variatie zichtbaar tussen PO-factoren waarin wel of geen uren met negatieve elektriciteitsprijzen in de berekening worden meegenomen.

Tabel 2 toont de PO-factoren waarbij niet is gecorrigeerd voor negatieve day-aheadelektriciteitsprijzen voor SDE-aanvragen van voor 1 december 2015. De PO-factoren voor aanvragen die zijn ingediend voor 1 december 2015 zijn voor wind op land en zon-pv dus lager dan in latere regelingen. De bijbehorende ongewogen gemiddelde elektriciteitsprijzen bedragen over 2025 respectievelijk 0,0868 euro per kWh, behorend bij tabel 2 en 0,0938 euro per kWh, behorend bij tabel 3. Voor 2024 waren deze ongewogen gemiddelde elektriciteitsprijzen respectievelijk 0,0772 en 0,0825 euro per kWh.

Tabel 2

Overzicht van PO-factoren in 2024 en 2025, voor de situatie zonder correctie voor kwartieren met negatieve elektriciteitsprijzen

	PO-factor 2025	Profiel- afslag 2025	Onbalans- afslag 2025	PO-factor 2024	Profiel- afslag 2024	Onbalans- afslag 2024
Wind op land	0,775	-0,180	-0,045	0,685	-0,180	-0,135
Wind op zee	0,825	-0,090	-0,080	0,805	-0,080	-0,115
Zon-pv	0,375	-0,485	-0,140	0,375	-0,415	-0,210

De PO-factoren hebben we eveneens berekend voor SDE++ 2023, SCE 2024 en latere regelingen, waarbij alle kwartieren met negatieve day-aheadelektriciteitsprijzen zijn uitgesloten van de berekening (zie tabel 3).

Tabel 3

Overzicht van PO-factoren in 2024 en 2025, voor de situatie met correctie voor kwartieren met negatieve elektriciteitsprijzen

	PO-factor 2025	Profiel- afslag 2025	Onbalans- afslag 2025	PO-factor 2024	Profiel- afslag 2024	Onbalans- afslag 2024
Wind op land	0,795	-0,160	-0,040	0,720	-0,180	-0,100
Zon-pv	0,555	-0,295	-0,145	0,510	-0,255	-0,235

Aangezien de PO-factoren zijn uitgedrukt in de gemiddelde day-aheadelektriciteitsprijs en deze prijs over de jaren heen sterk fluctueert, is het zinvol om naast de procentuele profiel- en onbalanskosten ook naar de absolute kosten te kijken. Tabel 4 toont de absolute PO-kosten in euro per kWh, op basis van de gewogen gemiddelde PO-factoren. Voor wind op land en wind op zee zijn de PO-kosten gedaald, met name door lagere onbalanskosten. Onderzoek naar de redenen achter de afname van de onbalanskosten valt buiten de scope van deze notitie. Voor zon-pv zijn de PO-kosten gestegen, waarbij opvalt dat de profielkosten met circa 30% zijn gestegen terwijl de onbalanskosten net als bij wind zijn gedaald. De toename van profielkosten wordt waarschijnlijk verklaard door de toename van elektriciteitsproductie op dezelfde momenten vanwege de verdere groei van het opgestelde vermogen aan zon-pv gecombineerd met het hoge aantal zonuren. Volgens het KNMI was 2025 het jaar met het op een na hoogste aantal zonuren sinds de start van de weersmetingen (KNMI, 2026). Tenslotte laat Tabel 5 de ontwikkeling van de profiel- en onbalansfactoren over de jaren heen zien.

Tabel 4

Overzicht van absolute profiel- en onbalanskosten in 2024 en 2025 (in euro/kWh), voor de situatie met correctie voor tijdsperioden van negatieve elektriciteitsprijzen van zes uur of langer

	PO-kosten ^{a)} 2025	Profiel- kosten 2025	Onbalans- kosten 2025	PO-kosten ^{a)} 2024	Profiel- kosten 2024	Onbalans- kosten 2024
Wind op land	0,0188	0,0146	0,0041	0,0230	0,0149	0,0081
Wind op zee	0,0151	0,0078	0,0073	0,0161	0,0081	0,0081
Zon-pv	0,0467	0,0334	0,0133	0,0436	0,0254	0,0186

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

Tabel 5
Gebruikte factoren voor profiel- en onbalanskosten van wind en zon-pv

Correctiebedragen- regeling	Wind op land (t/m SDE 2012)	Wind op land windrijk (SDE 2012)	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 & Voorlopig 2023^{b)}	0,825	0,825	0,825	0,920	0,665
Definitief 2022 & Voorlopig 2024^{d)}	0,745	0,745	0,745	0,790	0,835
Definitief 2023 & Voorlopig 2025^{d)}	0,810	0,810	0,810	0,825	0,625
Definitief 2024 & Voorlopig 2026^{e)}	0,715	0,715	0,715	0,800	0,460
Definitief 2025^{f)}	0,795	0,795	0,795	0,835	0,490

- a) Deze PO-factoren gelden alleen voor categorieën in de SDE+ 2016-regeling, WOZ 2015 en latere regelingen tot en met de SDE++ 2022. 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 dan de getoonde waarde. 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.
- c) De PO-factoren voor wind op land en zon-pv voor aanvragen ingediend voor 1 december 2015 (in de SDE+ 2015-regeling en daarvoor) zijn respectievelijk 0,005 en 0,015 lager dan de getoonde waarde. Voor wind op zee is er geen significant verschil tussen de PO-factoren voor aanvragen die zijn ingediend voor en na 1 december 2015.
- d) De PO-factoren voor wind op land en zon-pv voor aanvragen ingediend voor 1 december 2015 (in de SDE+ 2015-regeling en daarvoor) zijn respectievelijk 0,020 en 0,055 lager. Voor wind op zee is er geen significant verschil. De PO-factoren voor wind op land en zon-pv voor aanvragen ingediend na 1 september 2023 (in de SDE++ 2023-regeling en daarna) zijn respectievelijk 0,005 en 0,040 hoger dan de getoonde waarde.
- e) De PO-factoren voor wind op land en zon-pv voor aanvragen ingediend voor 1 december 2015 (in de SDE+ 2015-regeling en daarvoor) zijn respectievelijk 0,030 en 0,085 lager. Voor wind op zee is de PO-factor 0,005 hoger. De PO-factoren voor wind op land en zon-pv voor aanvragen ingediend na 1 september 2023 (in de SDE++ 2023-regeling en daarna) zijn respectievelijk 0,005 en 0,050 hoger dan de getoonde waarde.
- f) De PO-factoren voor wind op land, wind op zee en zon-pv voor aanvragen ingediend voor 1 december 2015 (in de SDE+ 2015-regeling en daarvoor) zijn respectievelijk 0,020, 0,010 en 0,115 lager. De PO-factor voor zon-pv voor aanvragen ingediend na 1 september 2023 (in de SDE++ 2023-regeling en daarna) is 0,065 hoger dan de getoonde waarde, terwijl er voor wind op land geen significant verschil is.

2.2 Garanties van oorsprong

Er is geen transparante prijsvorming voor garanties van oorsprong (GvO), voor elektriciteit noch voor gas. We hebben een algemeen beeld van de werking van de markt, maar niet van de concrete marktprijzen. Beperkte doch voldoende consistente informatie die van marktpartijen is ontvangen, vormt nu de basis van de prijsinschatting. Voor windenergie en zon-pv is een gemiddelde GvO-prijs berekend op 0,0020 euro/kWh, onveranderd ten opzichte van 2024. Op basis van nieuwe verkregen informatie van marktpartijen zien we geen indicatie dat de GvO-prijs significant veranderd is. Voor andere vormen van elektriciteitsproductie is deze nagenoeg 0 en adviseren we een waarde van 0,0000 euro/kWh.

De GvO's voor groengas zijn onderdeel van de correcties voor beschikkingen uit 2023 en later. De prijsvorming is momenteel te intransparant om er een representatieve waarde voor te geven. Het ministerie van KGG heeft als uitgangspunt meegegeven om de GvO-waarde voor groengas te baseren op een ETS-voordeel door inzet van groengas, mocht het PBL onvoldoende informatie hebben om de GvO-waarde direct te bepalen. We hebben onvoldoende informatie en daarom adviseren we in lijn met de uitgangspunten van EZK om de GvO-waarde voor groengas te baseren het ETS-voordeel door inzet van groengas. Daarbij kan worden aangenomen dat groengas voor warmte-doelinden wordt ingezet, met dien verstande dat de subsidie in de SDE uitgekeerd wordt over de gemeten groengasproductie in bovenwaarde. De formule om te komen tot het ETS-voordeel van groengasinzet is: $ETS_max_warmte * 31,65/35,17$.

Hier wordt ETS_max_warmte berekend uit:

- ETS-1 prijs 2025: 73,4525 [€/t CO₂]
- emissiefactor van aardgas op onderwaarde: 0,0562 [kg CO₂/MJ]
- omzettingsrendement van aardgas naar warmte: 90%

Ingevuld:

$ETS_max_warmte = 73,4525 \text{ [€/t CO}_2\text{]} / 1000 \text{ [kg/t]} * 0,0562 \text{ [kg CO}_2\text{/MJ]} * 3,6 \text{ [MJ/kWh]} / 90\% = 0,01651 \text{ €/kWhth}$.

Uitkomst voor de definitieve GvO-correctie 2025:

$GvO_HG = 0,01651 \text{ €/kWhth (LHV)} * 31,65/35,17 \text{ (LHV/HHV)} = 0,0149 \text{ €/kWh}$.

2.3 Hernieuwbare-brandstofeenheden

De informatie over de prijs van hernieuwbare-brandstofeenheden is afkomstig van de broker Olyx. We hebben geen aanwijzingen om te twijfelen aan de getrouwheid van aangeleverde data, maar we kunnen niet instaan voor de accuraatheid ervan. De prijs van de HBE's is gebaseerd op de HBE-A, het certificaat dat gegeven wordt voor geavanceerde hernieuwbare transportbrandstoffen. De gemiddelde prijs is 14,0304 euro/GJ. Voor de brandstoffen die via de SDE++ ondersteund worden, worden twee HBE's afgegeven per GJ aan brandstof. Dit wordt ook wel de dubbeltelling van HBE's genoemd voor onder andere geavanceerde brandstoffen. Dat maakt de waarde van de HBE's per brandstofeenheid gelijk aan 28,0608 euro/GJ_{brandstof}. De berekening van de HBE-waarde is daarmee: $HBE = 14,0304 \text{ [€/GJ}_{HBE}\text{]} * 2 \text{ [GJ}_{HBE}\text{/GJ}_{brandstof}\text{]} * 3,6 \text{ [MJ/kWh]} / 1000 \text{ [MJ/GJ]} = 0,1010 \text{ [€/kWh}_{brandstof}\text{]}$.

Het systeem voor waardering van het gebruik van hernieuwbare transportbrandstoffen is aangepast per 2026. De naamgeving van de bijbehorende certificaten worden ook aangepast van HBE's

naar emissiereductie-eenheden (ERE's), waarbij de broeikasgasreductie in de keten bepalender wordt. Deze aanpassing heeft echter nog geen effect op de definitieve correctiebedragen 2025.

2.4 Elektriciteitsprijzen in bestaande CCU-categorieën

In de SDE-adviezen van 2021 tot en met 2025 zijn er verschillende varianten van de elektriciteitsprijzen gebruikt voor het berekenen van het correctiebedrag binnen de CCU-categorieën (methode-ID 35, 44 en 45). De combinaties van verschillende varianten van de elektriciteitsprijs worden in tabel 6 per SDE-advies vermeld. Vanaf de SDE++ 2025 hebben alle CCU-categorieën methode-ID 45.1, die onder andere de gemiddelde elektriciteitsprijs inclusief alle negatieve prijskwartieren gebruikt als input.

Tabel 6
Overzicht van voorgaande SDE-openstellingsrondes en de bijbehorende elektriciteitsprijsvariant voor CCU-categorieën per methode-ID.

SDE++-ronde	Methode-ID	Formule	Gemiddelde elektriciteitsprijs
SDE++ 2021	35.2	$TTF[LHV]/ketel_co2 \times 1000 - \frac{2}{3} \times 1000 \times EPEX2/wkk_co2$	Excl. 6-uursblok met negatieve prijs
SDE++ 2022	35.2	$TTF[LHV]/ketel_co2 \times 1000 - \frac{2}{3} \times 1000 \times EPEX2/wkk_co2$	Excl. 6-uursblok met negatieve prijs
SDE++ 2022	44.2	$TTF[LHV]/ketel_co2 \times 1000 - \frac{2}{3} \times 1000 \times EPEX2/wkk_co2 + co2_transp_kost$	Excl. 6-uursblok met negatieve prijs
SDE++ 2023	45.2	$TTF[LHV]/ketel_co2 \times 1000 - 90\% \times 1000 \times EPEX2/wkk_co2 + co2_vermeden_opex_wkk_ketel$	Excl. 6-uursblok met negatieve prijs
SDE++ 2024	45.3	$TTF[LHV]/ketel_co2 \times 1000 - 90\% \times 1000 \times EPEX3/wkk_co2 + co2_vermeden_opex_wkk_ketel$	Excl. alle periodes met negatieve prijs
SDE++ 2025	45.1	$TTF[LHV]/ketel_co2 \times 1000 - 90\% \times 1000 \times EPEX1/wkk_co2 + co2_vermeden_opex_wkk_ketel$	Alle uren

2.5 Ongewijzigde formules en parameters

Een aantal parameters zullen weinig veranderen in de tijd. Deze staan in deze paragraaf en in tabel 7 vermeld. Toelichting op onderstaande parameters is te vinden in de jaarlijkse adviezen voor nieuwe categorieën. Enkel als we menen een verandering in waarde te moeten adviseren, zullen we daar in deze notitie of zijn opvolgers op ingaan. Voor de definitieve correctiebedragen 2025 adviseren we geen wijzigingen in deze parameters door te voeren.

Het is ook mogelijk dat formules die voor de correcties gehanteerd worden, beter aangepast kunnen worden. Dat kan het geval zijn voor de ETS-correcties als de regels binnen het ETS veranderen. Aanpassing in het ETS kunnen daarmee ook leiden tot aanpassing in de formules voor ETS-correcties voor projecten met een al bestaande SDE-beschikking.

Extra inkomsten die ontstaan vanuit certificaatmarkten, typisch bij verplichtingen zoals een bijmengverplichting voor groengas in de gebouwde omgeving, kunnen aanleiding geven tot aanpassing van de wijze waarop advies wordt gegeven over de correcties. De introductie van een verplichting zou ertoe kunnen leiden dat de berekeningswijze voor correctie door certificaatinkomsten ook voor bestaande SDE-beschikkingen verandert.

Voor de definitieve correctiebedragen 2025 adviseren we geen aanpassingen in berekeningswijzen door te voeren.

Tabel 7
Ongewijzigde parameterwaarden

Parameter	Omschrijving	Waarde
co2_transp_kost	CO ₂ -transportkosten	15 €/t CO ₂
co2_vermeden_opex_wkk_ketel	Vermeden O&M wkk/ketel bij tuinder	12 €/t CO ₂
eff_gasketel	Rendement gasketel	90%
Allocatie_gratis_EUA_warmtenet	Percentage gratis gealloceerde rechten bij levering aan warmtenet	30%
D_ketel_warmtenet_inflex	Aanname aandeel gasketelwarmtevervanging in warmtenet (niet-flexibele warmte)	10%
D_ketel_warmtenet_flex	Aanname aandeel gasketelwarmtevervanging in warmtenet (flexibele warmte)	50%
Niet_CL_offshore_gas	Aandeel niet- <i>Carbon-Leakage</i> -gevoelig offshore gaswinning in EU ETS-fase 4	0%
Gasbesparing_EOP	Verhouding vermeden aardgas op gebruikte elektriciteit	3,48 kWh _{LHV} gas/kWh _{e,input}
Emfac_waterstof	Gebaseerd op een SMR met een emissiefactor van 9 kg CO ₂ /kg H ₂	0,229 kg CO ₂ /kWh _{HHV} H ₂

3 Kwaliteitscontrole

Vanaf 2025 voert RVO de meeste berekeningen uit voor de correctiebedragen die voorheen door het PBL gedaan werden. Het betreft berekeningen die eenduidig zijn en waar geen advies over gegeven hoeft te worden. Het PBL blijft daarbij wel advies geven over de berekeningswijzen zelf en over enkele parameters waarvan de waarde niet eenduidig te bepalen is. Deze zijn in deze notitie vermeld. We constateren dat de berekeningen voor de definitieve correctiebedragen 2025 door RVO overeenkomen met de schaduwberekeningen die we zelf voor de definitieve correctiebedragen 2025 hebben gemaakt.

Afkortingen

CCU	CO ₂ Capture and Utilization, CO ₂ -afvang en -gebruik
EPEX	<i>European Power Exchange</i>
ERE	Emissiereductie-eenheden
ETS	Europees emissiehandelssysteem
EU	Europese Unie
EUA	European Emission Allowances
EZK	Ministerie van Economische Zaken en Klimaat
GvO	Garantie van Oorsprong
HBE	Hernieuwbare Brandstofeenheid
ISP	<i>Imbalance Settlement Periods</i>
KGG	Ministerie van Klimaat en Groene Groei
KNMI	Koninklijk Nederlands Meteorologisch Instituut
NEMO	<i>Nominated Electricity Market Operator</i>
O&M	<i>Operations and Maintenance</i> , beheer en onderhoud
PBL	Planbureau voor de Leefomgeving
PO	Profiel- en onbalans
pv	foto-voltaïsch
RVO	Rijksdienst voor Ondernemend Nederland
SCE	Subsidieregeling Coöperatieve Energieopwekking
SDAC	<i>Single Day-Ahead Coupling</i>
SDE	Stimulering Duurzame Energieproductie
SMR	<i>Steam Methane Reforming</i>
TNO	Nederlandse organisatie voor toegepast-natuurwetenschappelijk onderzoek
wkk	warmte-krachtkoppeling
WOZ	Wind op zee

Bronvermelding

KNMI (2026), Jaaroverzicht van het weer in Nederland, 2025.

Lensink, S. en Eggink, E. (2026), [Wijzigingsnotitie SDE++ 2027 en CfD 2027](#), Den Haag: Planbureau voor de Leefomgeving.

Muller, M., Henriquez, C., Van der Welle, A. (2023), [Definitieve correctiebedragen 2022](#), Den Haag: Planbureau voor de Leefomgeving.

Van der Welle, A. (2025), [Ondersteunende template bij de correctiebedragen \(profiel- en onbalansfactoren 2024\)](#), Den Haag, Planbureau voor de Leefomgeving.

Bijlage: Uitgangspunten Definitieve Correctiebedragen 2025

Uitgangspunten Algemeen

De correcties hebben de volgende afrondingen:

- SDE-regelingen tot en met 2014:
 - Gas: alle bedragen in euro/kWh in 4 decimalen.
 - Warmte en wkk: alle bedragen in euro/kWh in 4 decimalen.
 - Elektriciteit: alle categorieën exclusief wind op zee, alle bedragen in euro/kWh in 3 decimalen.
 - Alle categorieën wind op zee in euro/kWh in 6 decimalen.
- SDE+- en SDE++-regelingen vanaf 2015 tot en met 2020:
 - Alle categorieën exclusief wind op zee, CCS en CCU: alle bedragen in euro/kWh in 3 decimalen.
 - Alle categorieën CCS en CCU in euro/ton CO₂ in 3 decimalen.
 - Alle categorieën wind op zee in euro/kWh in 6 decimalen.
- SDE++-regelingen vanaf 2021:
 - Alle categorieën behalve CCS en CCU in euro/kWh in 4 decimalen.
 - Alle categorieën CCS en CCU in euro/ton CO₂ in 4 decimalen.
- SCE-besluiten
 - Alle categorieën in euro/kWh in 3 decimalen

Uitgangspunten correctiebedrag voor hernieuwbare-energieopties

- Het correctiebedrag is de relevante gemiddelde marktprijs van de geproduceerde energie in het productiejaar.
- De marktindex voor elektriciteit is de kortste periode waarover prijzen worden genoteerd op de EPEX day ahead. Zodra deze periode overgaat van uur naar kwartierbasis zal dit overgenomen worden in de berekening van de gemiddelde elektriciteitsprijs en de profiel- en onbalansfactor. Voor het jaar 2025 worden beide periodes gecombineerd bij het vaststellen van één enkele marktindex en profiel- en onbalansfactor voor het jaar 2025.
- De marktindex voor gas is de TTF year-ahead-notering op de ICE Endex.
- Bij het bepalen van de marktindex en de profiel- en onbalanskosten voor elektriciteit worden de periodes met een negatieve prijs gedurende ten minste zes uren buiten beschouwing gelaten voor de SDE-rondes waarbij de aanvragen zijn ingediend na 1 december 2015. Dit betreft de SDE-rondes vanaf 2016 t/m 2022 en de WOZ-regelingen sinds 2015.
- Voor de SDE++ 2023-ronde en later wordt elke periode met een negatieve prijs buiten beschouwing gelaten.
- Voor zon-pv- en windenergiecategorieën vanaf de SDE++ 2025 wordt alleen nog de profiefactor meegenomen in het correctiebedrag en niet meer de onbalansfactor.
- Waar nodig kan voor categorieën een verschillend correctiebedrag voor netlevering en eigen verbruik worden gehanteerd.
- Voor zon-pv-categorieën SDE 2008 t/m SDE+ 2017 én vanaf SDE++ 2024 worden alleen correctiebedragen voor netlevering vastgesteld, uitgezonderd de zon-pv-categorieën

- waarvoor de correctie bepaald wordt door de gemiddelde consumentenprijs voor nieuwe en bestaande contracten.
- Voor zon-pv-categorieën SDE+ 2018 t/m SDE++ 2023 worden aparte correctiebedragen voor netlevering en niet-netlevering vastgesteld.
 - Voor het bepalen van het consumententarief van zon-pv dat wordt gebruikt bij de bepaling van het correctiebedrag voor zon-pv-installaties bij kleinverbruikers met een SDE-beschikking uit 2008-2010 wordt uitgegaan van de gemiddelde energietarieven voor consumenten, rekening houdend met zowel nieuwe als bestaande contracten.
 - De profiel- en onbalanskosten van windenergie, windenergie op zee en zon-pv worden apart bepaald.
 - Vanwege praktische overwegingen worden de profiel- en onbalansfactoren alleen bepaald bij de definitieve correctiebedragen. Bij de voorlopige correctiebedragen worden de laatst bekende profiel- en onbalansfactoren gehanteerd.
 - Bij de bepaling van de profiel- en onbalansfactor van windenergie op zee wordt een gewogen gemiddelde, op basis van het opgesteld vermogen in megawatt, van de profiel- en onbalansfactor van windparken met een SDE-beschikking gebruikt.
 - Voor elektriciteit uit zonne-energie en windenergie wordt gevraagd wat de waarde van de garantie van oorsprong voor netlevering is.
 - Als de waarde van de garantie van oorsprong van groen gas niet met voldoende zekerheid kan worden vastgesteld, wordt deze afgeleid van de ETS-1-prijs.
 - Voor hernieuwbare warmte wordt een aparte correctie (aanvullend op correctiebedrag voor de marktwaarde) bepaald voor bedrijven die onder het ETS-1 vallen of leveren aan bedrijven die ETS-1-voordelen hebben.
 - Bij het bepalen van de marktprijs van warmte voor kleinschalige monomestvergistings wordt uitgegaan van de levering van warmte van meerdere installaties aan één grotere afnemer (warmtehub).

Uitgangspunten correctiebedrag voor andere CO₂-reducerende opties

- Bij gebruik van broeikasgassen of energiedragers als product in een productieproces is niet de CO₂-prijs de referentie voor het correctiebedrag, maar de marktprijs van het product dat het vervangt.
- Bij de berekening van de correctiebedragen wordt er gecorrigeerd voor de prijs van ETS-1-rechten indien de verwachting is dat bedrijven ETS-1-rechten vrijspelen door de CO₂-reducerende installatie. Een aparte correctie (aanvullend op correctiebedrag voor de marktwaarde van het product) wordt bepaald voor bedrijven die onder het ETS-1 vallen of leveren aan bedrijven die ETS-1-voordelen hebben.
- De volgende uitgangspunten zijn belangrijk om mee te nemen in het berekenen van de ETS-1-correctie:
 - a) De hoogte van de ETS-1-correctie wordt gebaseerd op het ongewogen gemiddelde van de CO₂-prijs uit de EEX, omgezet naar euro/kWh.
 - b) Restwarmte wordt aangenomen bij levering aan stadsverwarming 30% gratis emissierechten te krijgen in het bepalen van het correctiebedrag.
 - c) Hernieuwbare of elektrisch opgewekte warmte wordt aangenomen bij levering aan industrie 100% gratis emissierechten te krijgen in het bepalen van het correctiebedrag.
 - d) De vermeden inkoop van emissierechten wordt ook in de berekening meegenomen. Om de vermeden inkoop te berekenen worden aannames gemaakt zoals

bijvoorbeeld een mix van een gas-wkk/gasketel bij de levering van warmte van elektrische boilers aan stadsverwarming.

- e) Als er aanleiding is om deze aannames te herzien ontvangen we hier graag advies over.
- Gevraagd wordt rekening te houden met veranderingen in het ETS die effect hebben op de onrendabele top.
- Gevraagd wordt waar mogelijk rekening te houden met inkomsten verkregen uit overheidsnormen, zoals bijmengverplichtingen voor vervoer, gebouwde omgeving en industrie.