Onderzoek naar de impact van een mogelijke wijziging in de berekening van het aantal toe te kennen groenestroom- en warmte-krachtcertificaten op de rendabiliteit van projecten

Eindrapport

Trinomics

Contractdetails

Vlaams Energie- en Klimaatagentschap (VEKA)

Onderzoek naar de impact van een mogelijke wijziging in de berekening van het aantal toe te kennen groenestroom- en warmte-krachtcertificaten op de rendabiliteit van projecten

Referentie: VEKA/DES/Certificatensteun/LJ/2026-01

Studie uitgevoerd door

Trinomics B.V.
Mauritsweg 44
3012 JV Rotterdam
Nederland

Auteurs: Nina Voulis, Timo van Delzen, Luc van Nuffel

Contactpersonen

Nina Voulis
T: +31 (0) 6 831 08 081
E: nina.voulis@trinomics.eu

Luc van Nuffel
T: +32 (0) 478 65 26 37
E: luc.vannuffel@trinomics.eu

Datum

Rotterdam, 25/08/2026

De elektriciteitsprijsscenario's gebruikt voor deze studie zijn gebaseerd op het residuele-vraag-prijsmodel WHALE van DMEC

Dutch Marine Energy Centre (DMEC)
Hellingweg 11d
2583 DZ Den Haag
Nederland

Experten: *Anton Schaap, Hinne van der Zant*

Trinomics

Inhoudstabel

Samenvatting 4

1. Context, doel en scope van de studie 6

1.1. Regelgevend kader 6

1.2. Doel en scope studie 10

1.3. Structuur rapport 11

2. Methodologie 12

2.1. Definities 12

2.2. Bepaling impact kwartiermaatregel 12

2.3. Selectie startdata en installatietypes 13

2.4. Berekening IRR op eigen vermogen 16

2.5. S scenario's toekomstige elektriciteitsprijzen 17

3. Resultaten berekeningen PV-installaties met startdatum voor 1 augustus 2012 22

3.1. Aandeel elektriciteitsproductie tijdens periodes met negatieve prijzen 22

3.2. Impact op IRR op eigen vermogen 23

3.3. Gevoeligheidsanalyse gasprijzen 25

3.4. Gevoeligheidsanalyse zelfafname 27

3.5. Impact op IRR op projectbasis 28

4. Resultaten berekeningen WKK-installaties met startdatum vanaf 1 januari 2013 32

4.1. Aandeel elektriciteitsproductie tijdens periodes met negatieve prijzen 32

4.2. Impact op IRR eigen vermogen 34

4.3. Gevoeligheidsanalyse gasprijs 39

4.4. Impact op de IRR op projectbasis 43

5. Evaluatie en conclusies 51

5.1. Impact op PV-installaties met startdatum voor 1 augustus 2012 51

5.2. Impact op WKK-installaties met startdatum vanaf 1 januari 2013 51

5.3. Algemene conclusie 52

A. Aandeel kwartieren met negatieve prijzen in 2025-2033 54

B. Aandeel elektriciteitsproductie tijdens periodes met negatieve prijzen 56

Samenvatting

Op 19 september 2025 keurde de Vlaamse Regering principieel een wijziging goed van het Energiebesluit waarmee **de periode met negatieve elektriciteitsprijzen waarbinnen geen GSC en/of WKC worden toegekend aan productie-installaties, zal worden ingekort van zes opeenvolgende uren naar een kwartier**. Deze voorziene wijziging zal van toepassing zijn op alle installaties waaraan **groenestroomcertificaten** of **warmte-krachtcertificaten** worden toegekend, ongeacht de startdatum ervan of de datum waarop de voorlopige of definitieve projectspecifieke bandingfactor werd vastgelegd. Daarnaast voorziet het voorstel dat de vrijstelling voor kleinschalige installaties zal worden verlaagd van 500 kW naar 400 kW bruto nominaal vermogen, of 200 kW bruto nominaal vermogen voor installaties met indienstname vanaf 1 januari 2026.

In deze studie wordt de **verwachte impact** van deze **voorziene maatregel** op de **rendabiliteit** van bestaande productie-installaties van groene stroom en van warmte-krachtinstallaties gepresenteerd. De scope van de studie is gericht op **representatieve installaties waarvoor de bandingfactor niet jaarlijks aangepast wordt en installaties waarvoor nog geen bandingfactor van toepassing is, en die zich nog in de initiële steunperiode situeren**. Voor de andere installaties is in het kader van deze studie geen berekening uitgevoerd, aangezien de eventuele impact van de voorgestelde maatregel op de rendabiliteit van deze installaties in het kader van de huidige regelgeving kan worden gecompenseerd door een aanpassing van de bandingfactor.

De impact van de voorziene kwartiermaatregel is berekend op de **IRR op eigen vermogen** en **op projectbasis** van de geselecteerde referentie-installaties, waarbij verondersteld is dat de voorziene maatregel zou ingaan op 1 januari 2027. De berekeningen zijn gemaakt voor installaties met **startdatum voor 1 januari 2013**, en installaties met **startdatum vanaf 1 januari 2013**. Onder de eerste groep vallen **PV-installaties** die nog in de initiële steunperiode van 20 jaar zitten, terwijl de tweede groep **WKK-installaties** omvat. Voor andere installaties worden de bandingfactoren jaarlijks aangepast. We hebben **drie scenario's** gemodelleerd m.b.t. toekomstige elektriciteitsprijzen: (1) centraal scenario, (2) scenario met hoog aantal kwartieren met negatieve prijzen, en (3) scenario met laag aantal kwartieren met negatieve prijzen. Daarnaast hebben we een **gevoeligheidsanalyse** uitgevoerd voor de **toekomstige gasprijzen**. We vergelijken de impact bij World Energy Outlook (WEO) gasprijzen met de impact bij hogere gasprijzen; hierbij volgen we de aanpak uit de Elia Adequacy and flexbility studie, gepubliceerd is in juni 2025.

In de jaren **2025-2033** vindt een groeiend deel van de jaarlijkse elektriciteitsproductie plaats tijdens kwartieren met negatieve prijzen. Voor de onderzochte **PV-installaties** bedraagt dit aandeel in het centrale prijsscenario **17% tot 23%**, met een **bandbreedte van 6% tot 30%** afhankelijk van het scenario en zichtjaar. Voor de onderzochte **WKK-installaties** bedraagt het aandeel in het centrale scenario **5% tot 11%,** en **maximaal 15%** in het scenario met hoog aantal kwartieren met negatieve prijzen. Het groeiend aantal periodes met negatieve elektriciteitsprijzen is de achterliggende reden voor de voorgenomen maatregel. De maatregel heeft dan ook als doel om de **integratie van milieuvriendelijke elektriciteit** in de elektriciteitsmarkt te bevorderen door geen steun toe te kennen tijdens periodes met negatieve prijzen op de spotmarkt, in lijn met punt 123 van de Europese Richtsnoeren staatssteun ten behoeve van klimaat, milieubescherming en energie 2022 (CEEAG). De **aandelen elektriciteitsproductie tijdens periodes met negatieve prijzen** vormen dan ook de **basis** van de berekeningen van de financiële impact van de voorgenomen maatregel.

Uit de berekeningen blijkt dat de **impact van de voorgenomen maatregel op PV-installaties met startdatum voor 1 augustus 2012 zeer beperkt is in alle doorgerekende scenario's**. Het effect op de **IRR op eigen vermogen** berekend over de hele levensduur van de geselecteerde referentie-installaties bedraagt slechts **0,02 tot 0,32 procentpunten**. Dit komt doordat de voorgenomen maatregel voor PV-installaties met startjaar tussen 2008 en 2012 slechts in de **laatste jaren van de**

steunperiode van toepassing zou zijn en daarmee een zeer beperkt effect heeft op de IRR, die vooral bepaald wordt door de kasstromen in de beginjaren.

Ook voor **WKK-installaties met startdatum vanaf 1 januari 2013 is de impact zeer beperkt**. Voor WKK-installaties maken we onderscheid tussen installaties op aardgas en op biogas, en tussen installaties die wel en niet onder de huidige zesurenmaatregel vallen, afhankelijk van het moment van inbedrijfstelling. Voor **aardgasinstallaties** die niet onder de zesurenmaatregel vallen, bedraagt de afname van de IRR op eigen vermogen in het centrale scenario **0,03 tot 0,20 procentpunten** en **maximaal 0,47 procentpunten** in het scenario met een hoog aantal kwartieren met negatieve prijzen. Voor **biogasinstallaties** gaat het om **0,11 tot 0,14 procentpunten** in het centrale scenario, **oplopend tot 0,22 procentpunten** in het scenario met een hoog aantal kwartieren met negatieve prijzen. Voor installaties die reeds onder de zesurenmaatregel vallen, is het bijkomende effect van de kwartiermaatregel zeer klein tot verwaarloosbaar. De impact van de voorgenomen maatregel op de IRR van WKK-installaties met startjaar tussen 2017 en 2021 is zeer beperkt omdat ook voor deze installaties de maatregel slechts in de **latere jaren van de steunperiode** van toepassing zou zijn, en in de **beginjaren** de **pieken in energieprijzen** tijdens de energiecrisis van 2022 en de daaropvolgende jaren een zeer grote impact hebben op de IRR, ongeacht de maatregel.

Op basis van deze resultaten concluderen we dat **de voorziene maatregel slechts een zeer beperkte impact heeft op de rendabiliteit van de onderzochte referentie-installaties, ongeacht de resterende duurtijd van de steunperiode. De berekende veranderingen in de IRR op eigen vermogen en op projectbasis zijn in alle scenario's zeer klein in verhouding tot het totale rendement.** De gedane investeringen kunnen bijgevolg ook na invoering van de voorziene maatregel worden terugverdiend, en de voorziene maatregel resulteert niet in een merkelijk andere rendabiliteit voor projecten die oorspronkelijk onder dezelfde voorwaarden werden opgestart.

1. Context, doel en scope van de studie

In deze studie berekenen we de **impact** van het voornemen van de Vlaamse Regering om voor groenestroomproductie- en warmte-krachtinstallaties **geen groenestroomcertificaten (GSC) en/of warmte-krachtcertificaten (WKC)** meer toe te kennen tijdens ieder **kwartier** met een **negatieve elektriciteitsprijs**. Op dit ogenblik geldt deze bepaling voor periodes van zes opeenvolgende uren met een negatieve elektriciteitsprijs. We berekenen de impact van deze voorgestelde wijziging op de **rendabiliteit** van installaties die momenteel certificatensteun ontvangen, en waarvoor de bandingfactor niet jaarlijks aangepast wordt.

De aanleiding van deze studie is het **advies van de Raad van State** 78.250/1, waarin de Raad een aantal opmerkingen formuleert over de effecten van de voorgestelde regeling op de rendabiliteit van de betrokken projecten en de evenredigheid van die effecten in het licht van het nagestreefde doel van de maatregel. Het doel van de maatregel is het bevorderen van de marktintegratie van milieuvriendelijke elektriciteit in de elektriciteitsmarkt door geen steun toe te kennen in het geval van negatieve prijzen op de spotmarkt, in lijn met de bepalingen van punt 123 van de Europese Richtsnoeren staatssteun ten behoeve van klimaat, milieubescherming en energie 2022 (**CEEAG**).

In dit hoofdstuk beschrijven we eerst het **regelgevend kader** als **context** voor deze studie. Vervolgens lichten we in meer detail het **doel en scope** van de studie toe in sectie 1.2. We sluiten het hoofdstuk af met een overzicht van de **structuur** van de rest van het **rapport** in sectie 1.3.

1.1. Regelgevend kader

1.1.1. EU-regelgeving inzake staatssteun voor hernieuwbare energie en energie-efficiëntie tijdens periodes met negatieve elektriciteitsprijzen

Punt 123 van de **CEEAG** vermeldt het **verbod op staatssteun voor elektriciteitsproductie in periodes met negatieve prijzen**: “De steun moet zodanig worden vormgegeven dat ongewenste verstoring van het efficiënte functioneren van markt en, met name, van doeltreffende prikkels voor de exploitatie en prijsprikkels wordt vermeden. Begunstigden moeten bijvoorbeeld blootgesteld blijven aan prijsfluctuaties en marktrisico’s, tenzij hiermee het behalen van de doelstelling van de steun wordt ondergraven. Meer bepaald mogen begunstigden niet worden geprikkeld om hun output onder hun marginale kosten aan te bieden en mogen zij geen steun ontvangen voor productie in periodes waarin de marktwaarde van die productie negatief is.”

Daarbij wordt verduidelijkt[1] dat als drempelwaarde voor kleinschalige installaties het vermogen uit artikel 5 van Verordening (EU) 2019/943 beschouwd moet worden, met name 400 kW en voor installaties die vanaf 1 januari 2026 in gebruik worden genomen 200 kW.

De **voorgestelde maatregel** strekt ertoe de Vlaamse regelgeving **in lijn** te brengen met punt 123 van de CEEAG.

Punt 468(a) van de CEEAG voorziet een **uitdrukkelijke verplichting voor de lidstaten** om hun bestaande steunregelingen ten behoeve van milieubescherming en energie tegen uiterlijk 31 december 2023 te wijzigen ten einde deze regelingen in overeenstemming te brengen met de richtsnoeren.

[1] *Voetnoot 70 bij punt 123 CEEAG Mededeling van de Commissie — Richtsnoeren staatssteun ten behoeve van klimaat, milieubescherming en energie 2022, die verwijst naar 2019/943 CL2019R0943NL0020010.0001_cp 1.1*

1.1.2. Bestaande Vlaamse regelgeving

Hoofdstuk I van Titel VII van het **decreet van 8 mei 2009 houdende algemene bepalingen betreffende het energiebeleid ("Energiedecreet")** bevat de regels voor het toekennen van GSC en WKC. Deze worden toegekend voor respectievelijk de **opwekking van elektriciteit uit hernieuwbare energiebronnen** en de **energiebesparing** die in installaties wordt gerealiseerd door gebruik te maken van **kwalitatieve warmte-krachtkoppeling**.

Steunstelsel voor installaties met startdatum vóór 1 januari 2013

De artikelen 7.1.1, §1, 7.1.2, §1, 7.1.6, §1 en 7.1.7, §1 van het **Energiedecreet** vormen de decretale basis van dit stelsel. Voor **installaties met startdatum vóór 1 januari 2013** wordt voor **elke MWh geproduceerde elektriciteit één GSC toegekend** (en één WKC per MWh warmte-krachtbesparing) en dit zonder rekening te houden met evoluties op het vlak van investeringskosten of brandstof- en elektriciteitsprijzen. Per certificaat geldt ook een vastgelegde minimumsteun bij verkoop aan de netbeheerder (artikel 7.1.6, §1 en 7.1.7, §1 van het Energiedecreet). Voor PV-installaties bijvoorbeeld gelden nog steeds zeer hoge, wettelijk vastgelegde minimumprijzen (tot 450 EUR voor de oudste installaties). Bovendien komen deze **PV-installaties** (net als GFT-vergisters) in aanmerking voor steun gedurende een periode van **20 jaar** (met uitzondering van 10 jaar voor installaties die tussen 1 augustus 2012 en 31 december 2012 in gebruik werden genomen). **Andere installaties** krijgen steun gedurende **10 jaar**, en kunnen daarna in het geval van GSC eventueel nog steunverlenging aanvragen voor ontbrekende vollasturen, waarbij de oorspronkelijke minimumsteun van toepassing blijft. Daarnaast is er de mogelijkheid tot een steunverlenging op basis van een specifieke bandingfactor voor 2 periodes van 5 jaar, daarbij wordt de minimumsteun gelijkgesteld aan deze voor nieuwe installaties. Er wordt voor deze laatste verlengingsmogelijkheid dus een onrendabele top berekend en bandingfactor toegepast, maar de steunhoogte wordt tijdens de verlengingsperiode niet geactualiseerd in functie van de elektriciteitsprijzen. Als een warmtekrachtinstallatie ingrijpend gewijzigd wordt door de motor of turbine na respectievelijk 10 of 15 jaar te vervangen, ontvangt deze installatie verder steun met een startdatum vanaf 2013.

Steunstelsel voor installaties met startdatum vanaf 1 januari 2013

De artikelen 7.1.1, §2, 7.1.2, §2, 7.1.6, §1 en 7.1.7, §1 van het **Energiedecreet** vormen de decretale basis van dit stelsel. Voor **installaties met startdatum vanaf 1 januari 2013** geldt een aangepast steunmechanisme, waarbij voor een groot aantal zogenaamde **representatieve** en **niet-representatieve projectcategorieën** een onrendabele top berekend wordt. Jaarlijks worden deze berekeningen voor de representatieve projectcategorieën geactualiseerd voor nieuwe installaties in functie van de evoluties op vlak van investeringskosten, inkomsten (elektriciteitsprijzen) en exploitatiekosten. De onrendabele top van de niet-representatieve projecten worden specifiek per project bepaald.

De **steunhoogte** wordt afgestemd op een op voorhand vastgelegd **redelijk financieel rendement** (berekend als **internal rate of return (IRR)**) in functie van het investeringsrisico. Per projectcategorie wordt dan steun toegekend in functie van een gereduceerd aantal certificaten naar rato van de zogenaamde bandingfactor.

Voor technologieën zonder brandstofkosten (PV en windenergie) worden de bandingfactoren van bestaande installaties jaarlijks geactualiseerd in functie van de elektriciteitsinkomsten, zodat hogere elektriciteitsprijzen niet kunnen leiden tot overcompensatie. Voor **technologieën met brandstofkosten** worden de **bandingfactoren niet geactualiseerd**, dat is met name het geval voor **WKK-installaties**.

Geen toekenning van GSC en/of WKC tijdens periodes met negatieve elektriciteitsprijzen

In het **Energiedecreet van 8 mei 2009** is in artikel 7.1.1, §4 en 7.1.2, §5 een rechtsgrond voor de Vlaamse Regering opgenomen om te bepalen dat respectievelijk **geen GSC en WKC** worden toegekend voor productie tijdens **periodes met negatieve elektriciteitsprijzen**:

Artikel 7.1.1, §4 Energiedecreet (GSC):

"§ 4. De Vlaamse Regering kan bepalen dat er geen groenestroomcertificaten worden toegekend voor de productie tijdens periodes met negatieve elektriciteitsprijzen. De Vlaamse Regering bepaalt hierbij de nadere modaliteiten."

Artikel 7.1.2, §5 Energiedecreet (WKC):

"§ 5. De Vlaamse Regering kan bepalen dat er geen warmte-krachtcertificaten worden toegekend voor de productie tijdens periodes met negatieve elektriciteitsprijzen. De Vlaamse Regering bepaalt hierbij de nadere modaliteiten."

Via het **Besluit van de Vlaamse Regering van 10 juli 2020** werd verdere uitvoering gegeven aan deze bepalingen. De uitvoeringsbepalingen, in artikel 6.1.3/2 en 6.2.3/1 van het Energiebesluit van 19 november 2010, bepalen dat **geen GSC en/of WKC worden toegekend voor groenestroomproductie en warmte-krachtbesparing** gedurende de periodes waarin de **day-ahead prijzen** op de Belgische elektriciteitsmarkt **negatief** zijn **gedurende minstens 6 opeenvolgende uren**. Installaties met een bruto nominaal elektrisch vermogen lager dan 500 kW worden uitgesloten van deze regeling.

In het bovenvermelde Besluit van de Vlaamse Regering werden in artikel 11 en 12 inwerkingtredings- en slotbepalingen opgenomen, waarmee het **temporeel toepassingsgebied** van de regeling wordt afgebakend. Voor installaties binnen **representatieve projectcategorieën** zijn enkel de installaties met startdatum **vanaf 1 januari 2021** gevat. Voor installaties binnen een niet-representatieve projectcategorie zijn enkel de installaties gevat waarvoor voor 1 september 2020 nog geen voorlopige of definitieve projectspecifieke bandingfactor is vastgelegd. Deze bepalingen leiden ertoe dat de **meeste installaties die GSC en/of WKC ontvangen vandaag niet gevat zijn door de negatieve prijzenregeling**. Voor de installaties die niet onder het toepassingsgebied vallen (startdatum vóór 1 januari 2021 of beslissing voorlopige of definitieve specifieke bandingfactor vóór 1 september 2020) geeft de groenestroomproductie of de warmte-krachtbesparing tijdens periodes met negatieve elektriciteitsprijzen dus nog steeds recht op toekenning van GSC en/of WKC. Ook **installaties die wel onder het toepassingsgebied van de bestaande regeling** vallen, krijgen nog **certificatensteun** tijdens **periodes met negatieve prijzen**, zolang die periodes **minder dan 6 opeenvolgende uren duren**.

1.1.3. Ontwerpbesluit van de Vlaamse regering tot wijziging van de steunregeling bij negatieve elektriciteitsprijzen

Punt 123 van de **CEEAG** schrijft voor dat begunstigden van steunmechanismen voor hernieuwbare energie en energie-efficiëntie **geen staatssteun** mogen ontvangen voor productie in periodes waarin de marktwaarde van de productie negatief is. In tegenstelling tot punt 124, onder c), van de vroegere richtsnoeren (EEAG 2014-2020), dat enkel vereiste dat maatregelen werden uitgewerkt om te garanderen dat producenten geen prikkel krijgen om elektriciteit te produceren tijdens periodes met negatieve prijzen, bevat punt 123 van de CEEAG een uitdrukkelijk verbod op steunverlening voor productie in periodes met negatieve prijzen.

Via het **Besluit van de Vlaamse Regering van 10 juli 2020** werd, rekening houdend met de **EEAG 2014-2020**, beslist om de periodes van negatieve prijzen waarin geen certificaten worden toegekend gelijk te stellen aan minstens 6 opeenvolgende uren met negatieve prijzen. Deze regeling is echter

niet meer in lijn met de CEEAG en moet bijgevolg worden **aangepast** naar de kleinst mogelijke tijdseenheid waarvoor een elektriciteitsprijs wordt vastgesteld, zijnde een kwartier.

Uit onderzoek blijkt overigens dat in **andere Europese lidstaten en regio's** (Duitsland, Nederland, Denemarken, Waals Gewest) een beweging aan de gang is waarbij **steunmechanismen** voor hernieuwbare energieproductie steeds vaker worden **aangescherpt** om **productie tijdens uren met negatieve elektriciteitsprijzen te ontmoedigen** en waarbij de referentieperiode wordt verkort van enkele uren naar een kwartier[2].

De voorziene maatregel dringt zich ook op omdat het **aantal uren met negatieve elektriciteitsprijzen** recent **zeer sterk is gestegen**: in de EU (+NO) is het jaarlijks aandeel van de tijd met negatieve prijzen gestegen van gemiddeld 0,3% in 2019-2022 tot 2,8% in 2024. In België is dit aandeel substantieel hoger (4,6% in 2024) dan het Europese gemiddelde[3], en in 2025 verder gestegen tot 4,9%[4].

Op 19 september 2025 keurde de Vlaamse Regering in dit kader principieel een **wijziging** goed van het **Energiebesluit** waarmee de **periode met negatieve elektriciteitsprijzen waarbinnen geen GSC en/of WKC worden toegekend**, wordt **ingekort** van zes opeenvolgende uren naar een **kwartier**. Daarnaast wordt deze regeling van toepassing op alle installaties die GSC of WKC toegekend krijgen, **ongeacht de startdatum** van de installatie of de datum waarop de voorlopige of definitieve projectspecifieke bandingfactor werd vastgelegd. De vrijstelling voor kleinschalige installaties wordt eveneens in lijn gebracht met de CEAAG door deze te verlagen van 500 kW naar 400 kW bruto nominaal vermogen, of 200 kW bruto nominaal vermogen voor installaties die in dienst worden genomen vanaf 1 januari 2026.

1.1.4. Advies Raad van State op het ontwerpbesluit

Over dit ontwerp van besluit werd op 23 september 2025 advies gevraagd aan de afdeling Wetgeving van de **Raad van State**. Dat **advies 78.250/1** werd ontvangen op 30 oktober 2025. In zijn advies formuleert de Raad een aantal opmerkingen over de **effecten** van **de voorgestelde regeling** op de **rendabiliteit** van de **betrokken projecten** en de **evenredigheid** van die effecten in het licht van het **nagestreefde doel van de maatregel**. De Raad van State spitst zich in het bijzonder toe op installaties met **startdatum vóór 1 januari 2013**, omdat de initiële doelstelling van de steunregeling voor deze installaties niet was om de hoogte van de steun afhankelijk te maken van de rendabiliteit van de installaties (door middel van een actualisatie van de onrendabele top en de bandingfactor zoals dat wel het geval is bij installaties met startdatum vanaf 1 januari 2013). In dat verband rijst volgens de Raad de vraag of de **investeringen** voor deze installaties **ook na de invoering van de voorgestelde regeling kunnen worden terugverdiend**, ongeacht de verschillende duurtijd van de nog lopende steunperiodes voor de betrokken installaties. Verder rijst de vraag of de **projecten met startdatum vóór 1 januari 2013** die oorspronkelijk onder dezelfde voorwaarden werden opgestart, op het einde van hun looptijd geen **merkelijk andere rendabiliteit** zouden hebben als gevolg van de voorgestelde regeling. Deze vragen vormen het uitgangspunt voor het voorliggende onderzoek.

[2] *Bijkomende informatie is beschikbaar in o.m. Eurelectric (2024), Understanding ultra-low and negative power prices: causes, impacts and improvements.*

[3] *ACER (2025), Key developments in European electricity and gas markets 2025 Monitoring Report*

[4] *ACER (2026), Key developments in EU electricity and gas markets 2026 Monitoring Report*

1.2. Doel en scope studie

1.2.1. Doel

Het doel van deze studie is om de **impact** te berekenen van het voornemen van de Vlaamse Regering op de **rendabiliteit** van de **representatieve groenestroominstallaties en warmte-kracht-installaties**. Deze resultaten zijn bedoeld om VEKA in staat te stellen om een antwoord te bieden op een aantal **opmerkingen** die zijn geformuleerd door de **Raad van State** in zijn advies 78.250/1 op het ontwerpbesluit betreffende de toekenning van GSC en WKC tijdens periodes met negatieve elektriciteitsprijzen. In het bijzonder strekt de studie ertoe na te gaan wat de impact is van de voorgestelde **maatregel op de rendabiliteit van de projecten**, of de **investeringen** ook na de invoering van de voorgestelde maatregel kunnen worden **terugverdiend**, en of de voorgestelde maatregel resulteert in een **merkelijk andere rendabiliteit** voor projecten die oorspronkelijk onder dezelfde voorwaarden werden opgestart.

1.2.2. Scope

De scope van de studie is primair **gericht op representatieve installaties waarvoor de bandingfactor niet jaarlijks aangepast wordt en installaties waarvoor geen bandingfactor van toepassing is**, en die zich nog in de **initiële steunperiode** situeren. De kritiek van de Raad van State spitst zich immers toe op deze installaties, omdat de initiële doelstelling van de steunregeling voor deze installaties niet was om de hoogte van de steun afhankelijk te maken van de rendabiliteit van de installaties door middel van een actualisatie van de onrendabele top en/of de bandingfactor. Daarnaast omvat de scope ook **representatieve installaties met startdatum vanaf 1 januari 2013 die brandstofkosten hebben**, en die zich nog in de **eerste steunperiode** situeren en waarvoor evenmin een jaarlijkse actualisatie van de bandingfactor plaatsvindt.

Voor installaties waarvoor een **verlenging van de certificatensteun** verleend wordt, gebeurt de berekening van de steun op **individuele basis** (middels de bepaling van een projectspecifieke bandingfactor) zodat de rendabiliteit van deze installaties voldoende wordt gewaarborgd, en is het in het kader van deze studie **niet mogelijk** om de impact van de voorgenomen maatregel in kaart te brengen aan de hand van **algemene berekeningen**. Hetzelfde geldt voor niet-representatieve (d.w.z. projectspecifieke) projectcategorieën. Daarom vallen ook **niet-representatieve projectcategorieën buiten de scope** van deze studie.

De **installaties waarvoor geen bandingfactor van toepassing** is, zijn de **installaties met startdatum voor 1 januari 2013**. Voor de installaties met een steunperiode van 10 jaar, is de voorgestelde maatregel niet meer relevant (rekening houdend met het feit dat een startdatum 3 jaar geldig is, is voor deze installaties de steunperiode uiterlijk eind 2025 afgelopen). Voor **PV-installaties met startdatum voor 1 augustus 2012** die gedurende **20 jaar** recht hebben op steun, heeft deze voorziene maatregel wel mogelijk een impact. Deze installaties vallen dus **binnen de scope** van deze studie.

Bij **installaties die brandstofkosten hebben**, wordt de **bandingfactor niet jaarlijks geactualiseerd**. Dit betreft de **WKK-installaties** (en groenestroomproductie-installaties op basis van biogas, maar die krijgen enkel certificatensteun op voorwaarde dat ze tevens een kwalitatieve WKK-installatie zijn). WKK-installaties met startdatum voor 1 januari 2013 zitten in een systeem van degressieve toekenning van certificaten (overeenkomstig artikel 12.3.3 van het Energiebesluit) waarbij de steun vanaf het vijfde jaar geleidelijk afneemt (in functie van de gerealiseerde primaire energiebesparing). Uit een analyse van VEKA blijkt dat de certificatensteun waarop deze installaties mogelijk nog aanspraak kunnen maken (tot 2035) nooit meer is dan 0,1% van de steun die ze tot nu al ontvangen hebben. De voorgenomen regeling zal slechts op een klein deel (5%) van deze 0,1% een impact hebben; die impact wordt verwaarloosbaar geacht. **WKK-installaties (op biogas of aardgas) met startdatum vanaf 1 januari 2013** vallen wel **binnen de scope** van dit onderzoek. Omdat de Raad van State stelt dat “Voor installaties met een startdatum vanaf 27 januari 2022 kan worden aangenomen

dat de CEEAG vereist dat een aanpassing nodig is om de steunregeling in overeenstemming te brengen met het staatssteunrecht, zodat artikel 6, lid 1, van richtlijn (EU) 2018/2001 niet in de weg staat van een aanpassing" werden geen installaties met een startdatum in 2022 of later geselecteerd.

De volgende Installaties vallen **buiten de scope** van deze studie:

- **Niet-representatieve projectcategorieën met projectspecifieke bepaling van de bandingfactor**. Voor deze installaties is de **bandingfactor individueel** bepaald, waardoor de rendabiliteit van deze installaties voldoende wordt gewaarborgd, en kunnen **geen algemene berekeningen** uitgevoerd worden.
- **Installaties met startdatum voor 1 januari 2013 die een steunverlenging gekregen hebben of nog kunnen krijgen (inclusief dossiers met lopende verlengingsaanvragen)**. Voor deze installaties wordt de **bandingfactor individueel** bepaald afhankelijk van de specifieke karakteristieken van het project, waardoor de rendabiliteit van deze installaties voldoende wordt gewaarborgd. Binnen de scope van deze studie is het niet mogelijk om voor elk van deze individuele installaties berekeningen te maken.
- **Kleine installaties**. Installaties met startdatum voor 1 januari 2026, met een bruto nominaal vermogen kleiner dan 400 kW vallen **buiten de scope van de voorgestelde maatregel**. Ook installaties die in dienst worden genomen vanaf 1 januari 2026 met een bruto nominaal vermogen kleiner dan 200 kW vallen buiten de scope van de voorgestelde maatregel. Deze installaties vallen daarom ook buiten de scope van deze studie.
- **PV- en windenergie installaties met startdatum vanaf 1 januari 2013**. De **jaarlijkse aanpassing van de bandingfactor** maakt het mogelijk om de impact van de voorgestelde maatregel op deze installaties te compenseren. De Raad van State heeft dit ook erkend in zijn advies. Daarom zijn deze installaties niet opgenomen in de scope van deze studie.

1.3. Structuur rapport

De rest van dit rapport is als volgt opgebouwd:

- **Hoofdstuk 2** beschrijft de gevolgde methodologie.
- **Hoofdstuk 3** bevat de resultaten van de impact van de maatregel op PV-installaties met startdatum voor 1 augustus 2012.
- **Hoofdstuk 4** bevat de resultaten van de impact van de maatregel op WKK-installaties met startdatum vanaf 1 januari 2013.
- **Hoofdstuk 5** bevat de evaluatie van de resultaten voor zowel PV- als WKK-installaties, en de conclusies van dit onderzoek.

2. Methodologie

In dit hoofdstuk beschrijven we de **methodologie** voor de bepaling van de **impact** van de **voorgenomen maatregel** van de Vlaamse Regering, waarbij de periode met negatieve elektriciteitsprijzen waarbinnen geen GSC en/of WKC worden verleend, wordt ingekort van zes opeenvolgende uren naar een kwartier, en wordt toegepast op een bredere groep installaties.

2.1. Definities

Voor de leesbaarheid van het rapport gebruiken we de onderstaande **definities** van de maatregelen van de Vlaamse Regering.

Definitie 1. Kwartiermaatregel

Kwartiermaatregel. Voorziene maatregel van de Vlaamse Regering waarbij geen GSC en/of WKC worden toegekend voor elektriciteitsproductie tijdens kwartieren met negatieve prijzen overeenkomstig de bepalingen van het ontwerp van besluit van de Vlaamse Regering.

Definitie 2. Zesurenmaatregel

Zesurenmaatregel. Bestaande maatregel van de Vlaamse Regering waarbij geen GSC en/of WKC worden toegekend voor elektriciteitsproductie tijdens periodes van zes opeenvolgende uren met negatieve prijzen overeenkomstig de bepalingen van het besluit van de Vlaamse Regering van 10 juli 2020.

2.2. Bepaling impact kwartiermaatregel

2.2.1. IRR als centrale indicator

De Vlaamse overheid heeft in 2013 beslist om de **internal rate of return-methode (IRR-methode)** te gebruiken voor de berekening van de **onrendabele top (OT)** voor de bepaling van het aantal toe te kennen GSC of WKC per technologie. Die methode werd toen gekozen omdat ze binnen de betrokken sectoren werd beschouwd als de **meest geschikte en betrouwbare maatstaf** om de rendabiliteit van projecten in te schatten. Een gelijkaardige benadering wordt ook gehanteerd bij de beoordeling van investeringen in andere sectoren. Het **rendement op eigen vermogen (IRR op eigen vermogen) is daarbij de maatstaf** voor het rendement dat een investeerder krijgt op zijn eigen financiële inbreng.

Het gebruik van de IRR-methodologie is separaat geëvalueerd in 2020[5]. Uit de evaluatie bleek dat er geen doorslaggevende redenen waren om een andere indicator te gebruiken. Daarom passen we ook in deze studie de IRR toe als centrale indicator.

Aanvullend op de berekening van de impact van de maatregel op de IRR op eigen vermogen, werd ook de **IRR op projectbasis** berekend. Deze resultaten zijn opgenomen in de afsluitende secties van hoofdstukken 3 en 4.

Hierbij dient te worden benadrukt dat de focus van de studie is om de **impact van de voorgenomen kwartiermaatregel op de IRR** te berekenen. We maken deze berekeningen voor verschillende

[5] *Trinomics, 2020. Evaluatie van het gebruik van de Internal Rate of Return (IRR) methode en van de impact van maximale bandingfactoren (m.b.t. ondersteuning milieuvriendelijke energieproductie)*

scenario's wat betreft toekomstige elektriciteits- en gasprijzen, verschillende referentie-installaties en verschillende startdata (zie secties hieronder). De **absolute waarde van de IRR** wordt mede bepaald door een aantal parameters (zoals de prijs van de biomassa als voeding voor de vergister van een biogas-WKK-installatie) waarvan de evaluatie buiten de scope van deze studie valt. De getoonde resultaten dienen in dat kader te worden geïnterpreteerd: niet als een analyse van de IRR-waarden (de waarden getoond in de grafieken), maar als een **analyse van de impact van de kwartiermaatregel op de IRR**: de verschillen tussen de waarden met en zonder kwartiermaatregel.

2.2.2. Impact kwartiermaatregel op IRR op eigen vermogen

We bepalen de **impact** van de **kwartiermaatregel** op de IRR op eigen vermogen door deze IRR-waarde te berekenen in de twee situaties, **met** en **zonder** de kwartiermaatregel.

De berekeningen zijn gebaseerd op de aanname dat de kwartiermaatregel ingaat per 1 januari 2027.

We beschrijven de methode voor de berekening van de IRR op eigen vermogen in sectie 2.4, na de toelichting op de selectie startdata en installatietypes.

Installaties die niet onder de zesurenmaatregel vallen

Voor installaties die niet onder de zesurenmaatregel vallen, berekenen we de IRR op eigen vermogen bij toepassing van de **kwartiermaatregel**. We vergelijken het resultaat met de IRR op eigen vermogen als **geen maatregel** toegepast wordt, m.a.w. als ook GSC en/of WKC worden toegekend tijdens periodes met negatieve elektriciteitsprijzen.

Installaties die wel onder de zesurenmaatregel vallen

Voor installaties die wel onder de **zesurenmaatregel** vallen, berekenen we de IRR op eigen vermogen zowel bij toepassing van de **kwartiermaatregel** als van de **zesurenmaatregel**, en vergelijken we beide resultaten. Voor de modellering gaan we ervan uit dat de zesurenmaatregel ingegaan is op 1 januari 2021 (of op de datum van indienstname van de installatie indien deze later is dan 1 januari 2021).

2.3. Selectie startdata en installatietypes

Het aantal startdata en installatiegroottes voor zowel PV-installaties met startdatum voor 1 augustus 2012, als voor WKK-installaties met startdatum vanaf 1 januari 2013 is zeer groot. Het is binnen de scope van dit onderzoek niet mogelijk om alle mogelijke combinaties door te rekenen. Daarom hebben we voor de berekeningen de **meest relevante combinaties geselecteerd**, die het mogelijk maken om **gefundeerde conclusies** te formuleren zowel voor representatieve PV-installaties als voor representatieve WKK-installaties.

2.3.1. Selectie startdata en types PV-installaties met startdatum voor 1 januari 2013

Voor **PV-installaties met startdatum voor 1 augustus 2012** zijn voor **15 combinaties** van startdatum en nominaal vermogen berekeningen gemaakt. We lichten de selectie hieronder toe.

Startdata

De oudste PV-installaties die op 1 januari 2027 te maken krijgen met de kwartiermaatregel, zijn PV-installaties met startdatum in 2008. De laatste PV-installaties waarvoor de bandingfactor niet jaarlijks aangepast wordt, zijn gestart in 2012. We maken de berekeningen daarom voor de installaties met startdatum in deze vijf jaren: **van 2008 t.e.m. 2012**.

Om het aantal combinaties te beperken, nemen we voor alle berekeningen de **startdatum van 1 januari** aan. Andere startdata in een bepaald jaar leiden tot een verschuiving van een deel van de impact naar de eerste maanden van het volgende jaar. Bijvoorbeeld, een startdatum van 1 maart 2008 betekent dat de installatie in januari en februari 2028 ook onder de kwartiermaatregel valt. Gegeven de lineariteit van de prijsontwikkeling in de scenario's, leidt een andere startdatum niet tot substantieel andere eindresultaten.

Nominaal vermogen

PV-installaties hebben een zeer grote verscheidenheid aan nominale vermogens. Voor de bepaling van de impact van de kwartiermaatregel op de IRR op eigen vermogen, hebben we **drie nominale vermogens** geselecteerd: **400 kWp, 750 kWp en 1500 kWp**. Deze selectie is als volgt gemotiveerd. 400 kWp is de kleinste installatie die onder de kwartiermaatregel valt, en is daarom opgenomen in de studie. De twee hoogste klassen van PV-installaties waarvoor certificatensteun worden toegekend, zijn 250 t.e.m. 750 kWp, en meer dan 750 kWp. Voor de berekening van de impact van de kwartiermaatregel is de grens tussen deze twee hoogste vermogensklassen gebruikt (750 kWp), en het dubbele ervan (1500 kWp). Deze laatste waarde ligt dicht bij het gemiddelde van de piekvermogens van de hoogste vermogensklasse uit de periode 2008-2012, en vertegenwoordigt daarmee de grotere PV-installaties met startdatum voor 1 augustus 2012. Uit het overzicht van de vermogens van PV-installaties met startdata in 2008 t.e.m. 2012 (zie Tabel 2-1), blijkt dat de gemiddelde grootte van de PV-installaties in de hoogste vermogenscategorie 1317 kWp bedraagt.

Tabel 2-1. Analyse geïnstalleerde vermogens en gemiddelde grootte PV-installatie. Bron: VEKA.

	Piekvermogen			
	10 - 40 kW	**40 - 250 kW**	**250 - 750 kW**	**> 750 kW**
Geïnstalleerde vermogens 2008-2012	30 MW	383 MW	254 MW	254 MW
Aantal nieuwe in installaties 2008-2012	1004	3347	608	193
Gemiddelde grootte nieuwe installaties 2008-2012	30 kW	114 kW	417 kW	1317 kW
Opmerking	*(buiten scope)*	*(buiten scope)*	*(gedeeltelijk buiten scope)*	

In Tabel 2-2 geven we een **overzicht** van de nominale vermogens en de startjaren van de **15 referentie-installaties voor PV-projecten**.

Tabel 2-2. Samenvattende tabel nominaal vermogen en startjaren voor PV-installaties.

Nominaal vermogen 400 kWp					
Referentie-installatie	1	2	3	4	5
Startjaar*	2008	2009	2010	2011	2012
Nominaal vermogen 750 kWp					
Referentie-installatie	6	7	8	9	10
Startjaar*	2008	2009	2010	2011	2012
Nominaal vermogen 1500 kWp					
Referentie-installatie	11	12	13	14	15
Startjaar*	2008	2009	2010	2011	2012

**Jaar eerste toekenning wordt gelijk aan startjaar verondersteld*

Aandeel zelfafname

Het aangenomen **aandeel zelfafname** voor productie van energie door PV-installaties bepaalt mee de IRR op eigen vermogen. In een voorgaande Oxera-studie[6] werd voor PV-installaties een aandeel van 100% zelfafname aangenomen. Deze aanname werd gecontesteerd door ODE[7] en in een vervolgstudie van 3E[8]. Een zelfafname van 100% is in de praktijk alleen in zeldzame gevallen haalbaar: bij een sterke onderdimensionering van de installatie, of bij het gebruik van een batterij (wat een onwaarschijnlijke aanname is, gezien het gaat om PV-installaties met startdatum voor 1 januari 2013). In deze studie hebben we voor PV-installaties een **gevoeligheidsanalyse** uitgevoerd voor de twee waarden die in de literatuur gehanteerd worden: **60%** en **65% zelfafname**. De lagere waarde van 60% is gebaseerd op VEKA-cijfers[9], terwijl de hogere waarde 65% gebaseerd is op de 3E-studie van 2022. Een **lagere aanname voor zelfafname** leidt tot een **lagere IRR**. Om de inschatting van de IRR conservatief te houden, hebben we een **standaardaanname van 60%** gehanteerd in deze studie. De resultaten van de gevoeligheidsanalyse zijn opgenomen in sectie 3.4.

2.3.2. Selectie startdata en types WKK-installaties met startdatum na 1 januari 2013

Ook voor **WKK-installaties met startdatum vanaf 1 januari 2013** zijn er een zeer groot aantal combinaties van startdata en types. Net zoals voor PV-installaties, is het voor WKK-installaties niet mogelijk om binnen de scope van deze studie de impact van de kwartiermaatregel op alle mogelijke combinaties door te rekenen. WKK-installaties hebben bovendien twee extra dimensies t.o.v. PV-installaties: ze gebruiken verschillende types brandstof (aardgas of biogas), en de elektriciteitsproductie ervan is stuurbaar, terwijl het productieprofiel van PV-installaties bepaald wordt door de zonne-instraling.

In deze studie zijn daarom **14 combinaties** van **productieprofiel**, **startdatum**, **nominaal vermogen** en **brandstof** doorgerekend (zie Tabel 2-3).

- Elk van deze referentie-installaties wordt gekoppeld aan een werkelijk gemeten **productieprofiel**. Het productieprofiel van WKK-installaties is daarbij afhankelijk van de sector waarin het bedrijf dat de WKK-installatie gebruikt actief is (landbouw of industrie), en van de wijze van uitbating en aansturing van de WKK-installatie, maar niet van het vermogen. We onderscheiden zo zes WKK-profielen (nummers 1 t.e.m. 6). Noteer dat referentie-installaties 9a en 9b, en 10a en 10b enkel verschillen in het gekoppeld profiel. Profiel 1 is gebruikt voor referentie-installaties 9b en 10b, profiel 3 voor 9a en 10a.
- Ook voor WKK-installaties nemen we voor alle berekeningen de **startdatum van 1 januari** aan. Voor WKK-installaties geldt hierbij dezelfde redenering als voor PV-installaties (zie 2.3.1). Voor de periode tussen **startjaar** en **jaar eerste toekenning** volgen we de aannames voor de constructieperiode uit de OT-methodiek van VEKA.
- Voor de **nominale vermogens** en **brandstof**, en daarvan afhankelijke eigenschappen zoals efficiënties, nemen we de aannames uit de OT-methodiek van VEKA over. De vermogens zelf zijn afgestemd op de referentievermogens in de OT-berekeningen van VEKA.

[6] *Oxera, 2022. Overcompensation assessment in relation to the pre-2013 Flemish green certificates scheme*

[7] *ODE, 6 juli 2022. Vlaams voorstel afschaffing groenestroomcertificaten gebaseerd op economisch en juridisch drijfzand.*

[8] *3E, 2022. Project-IRR van PV-installaties d.d. pre-2013 in Vlaanderen.*

[9] *VEKA, 2020. Deel 1 : Rapport OT/Bf voor projecten met een startdatum vanaf 1 januari 2021.*

Tabel 2-3. Geselecteerde combinaties van startdatum, installatietype, brandstof en productieprofiel voor WKK-installaties.

Ref. installatie	Startjaar	Jaar eerste toekenning	Nominaal vermogen (kW)	Profiel	Sector	Brandstof	OT WKK-categorie
1	2018	2019	500	profiel 4	landbouw	aardgas	cat 3.a
2	2021	2022	500	profiel 4	landbouw	aardgas	cat 3.a
3	2018	2019	2000	profiel 4	landbouw	aardgas	cat 4.a
4	2021	2022	2000	profiel 4	landbouw	aardgas	cat 4.a
5	2018	2019	2000	profiel 6	industrie	aardgas	cat 4.a
6	2021	2022	2000	profiel 6	industrie	aardgas	cat 4.a
7	2019	2020	7000	profiel 2	industrie	aardgas	cat 7.a.1
8	2018	2020	43000	profiel 2	industrie	aardgas	cat 8.a.1
9a	2018	2019	2500	profiel 3	landbouw	biogas	cat 5.a.1
9b	2018	2019	2500	profiel 1	landbouw	biogas	cat 5.a.1
10a	2021	2022	2500	profiel 3	landbouw	biogas	cat 5.a.1
10b	2021	2022	2500	profiel 1	landbouw	biogas	cat 5.a.1
11	2018	2019	1900	profiel 5	industrie	biogas	cat 5.a.1
12	2021	2022	1900	profiel 5	industrie	biogas	cat 5.a.1

Onderscheid brandstof

We maken een **onderscheid** in de **brandstof** waar de WKK-installaties gebruik van maken. Dit volgt de OT-methodiek. WKK-installaties op **aardgas** komen in aanmerking voor **WKC**. WKK-installaties op **biogas** komen in aanmerking voor zowel **WKC en GSC**. Noteer dat het biogas voor gemodelleerde WKK's in OT-categorie 5.1.a. ontstaat uit vergisting van biomassa die een mix is van mais, mest en organisch-biologisch afval (OBA), respectievelijk 12%, 26% en 62%.

Het **onderscheid in brandstof** heeft bij de berekeningen van de IRR op eigen vermogen een invloed door de impact van de **energieprijzen**, met name de impact van de prijspieken in gas- en elektriciteitsprijzen in de energiecrisis van 2022 en de daaropvolgende jaren. In de modellering nemen we aan dat de prijzen van biomassa voor gemodelleerde WKK's in OT-categorie 5.a.1. niet gecorreleerd zijn met aardgasprijzen. Prijzen van mais, mest en OBA zijn onderhevig aan eigen prijsvormingsmechanismes, zoals bijvoorbeeld de beschikbare restruimte voor het uitrijden van mest. Deze prijsvormingsmechanismes vallen buiten de scope van deze studie. We nemen in deze studie de prijzen van biomassabrandstof voor WKK-installaties in OT-categorie 5.a.1. onafhankelijk van gas- en elektriciteitsprijzen aan. We nemen wel de aangenomen indexering van de biomassaprijzen in de OT-methodiek over.

Toepasbaarheid van zesurenmaatregel

Voor een deel van de WKK-installaties is de **zesurenmaatregel** van toepassing. Dit is het geval voor installaties binnen representatieve projectcategorieën met startdatum vanaf 1 januari 2021, met een nominaal vermogen van 500 kW of hoger. **Referentie-installaties 2, 4, 6, 10a, 10b en 12** vallen hieronder (zie startjaar in Tabel 2-3). Voor deze installaties vergelijken we impact van de kwartiermaatregel met de situatie waarbij de zesurenmaatregel van toepassing is. Voor de overige referentie-installaties vergelijken we de impact van de kwartiermaatregel met de situatie zonder maatregel.

2.4. Berekening IRR op eigen vermogen

Om de impact van de kwartiermaatregel te bepalen, berekenen we de IRR op eigen vermogen (zie ook 2.2). Hiervoor passen we de **discounted cash flow** methode toe. Hierbij berekenen we alle kasstromen voor een installatie:

- initiële **investering**

- jaarlijkse **inkomstkasstromen**, belangrijkste hierbij zijn de inkomsten van verkoop elektriciteit (en van warmte voor WKK-installaties), vermeden kosten door zelfafname en inkomsten uit certificaten
- jaarlijkse **operationele kosten**, met onderhoudskosten voor zowel PV- als WKK-installaties; en brandstofkosten voor WKK-installaties
- jaarlijkse **belastingen**
- jaarlijkse **aflossing** en **rente** lening

De discounted cashflow methode passen we toe voor **elk jaar** gedurende de initiële steunperiode voor een installatie. Voor PV-installaties met startdatum voor 1 augustus 2012, is dat 20 jaar, en voor WKK-installaties met startdatum vanaf 1 januari 2013, is dat 10 jaar. Een deel van de initiële **steunperiode** valt hierbij in het **verleden**, een deel in de **toekomst**.

Voor de berekening van de **kasstromen**, maken we gebruik van de volgende **inputdata**. We maken hierbij onderscheid tussen **(1) inputdata voor de toekomst**, en **(2) alle overige inputdata**, met name de initiële investering, kasstromen die afhankelijk zijn van elektriciteits- en gasprijzen in het verleden (t.e.m. 2025), en de kasstromen die jaarlijks geïndexeerd worden met een vaste inflatie-index, zowel in het verleden, als in de toekomst:

- **Inputdata** voor de **toekomst** betreffen met name toekomstige scenario's voor elektriciteitsprijzen. Voor gasprijzen hanteren we twee prijzen, zie verder in 2.5.2 De **inkomsten uit verkoop** elektriciteit (en verkoop van warmte voor WKK's) en de **vermeden kosten door zelfafname** hangen af van deze elektriciteitsprijzen (en gasprijzen voor WKK's). We lichten de modellering van de toekomstige elektriciteitsprijzen toe in sectie 2.5.
- Voor de **initiële investering**, **kasstromen** die afhankelijk zijn van **elektriciteits- en gasprijzen** in het **verleden**, en de **kasstromen** die **jaarlijks geïndexeerd** worden met een **vaste inflatie-index**, zowel in het verleden als in de toekomst, maken we gebruik van data uit bestaande studies en rapporten. Voor de berekeningen voor **PV-installaties** met startdatum voor 1 augustus 2012, zijn deze data verzameld door Oxera[10], en beschikbaar gesteld aan ons voor deze studie door het VEKA. De belangrijkste afwijking in deze studie van de aannames in de Oxera-studie, is het aandeel zelfafname (zie 2.3.1 hierboven). Voor de berekeningen voor **WKK-installaties** maken we gebruik van data uit de definitieve evaluatierapporten certificatensteun[11] van het VEKA, die ook onderdeel zijn van de VEKA OT-modellen. VEKA heeft voor deze studie de relevante OT-modellen beschikbaar gesteld.

Op basis van deze inputdata berekenen we de IRR op eigen vermogen voor elk van de geselecteerde startdata en installatietypes.

2.5. S scenario's toekomstige elektriciteitsprijzen

De impact van de kwartiermaatregel is rechtstreeks afhankelijk van de **frequentie van voorkomen van kwartieren met negatieve prijzen in de toekomst**. Om de impact in te schatten, werken we met **meerdere scenario's** voor de toekomstige elektriciteitsprijzen. Deze scenario's zijn gebaseerd op de aannames uit de Adequacy and flexibility study van Elia[12]. We lichten hieronder eerst de aannames voor de scenario's in deze studie toe. Daarna beschrijven we extra aannames en methodes. Sectie 2.5.2 gaat nader in op de aanpak voor de uitgevoerde **gevoeligheidsanalyse** voor de invloed van gasprijzen. Sectie 2.5.3 bespreekt de **residuele-vraag-methode**, dit is de methode voor de bepaling van het toekomstig aantal kwartieren met negatieve prijzen in elk van deze scenario's. In

[10] *Oxera, 2022. Overcompensation assessment in relation to the pre-2013 Flemish green certificates scheme*

[11] *VEKA 2012-2025, Definitieve evaluatierapporten certificatensteun.*

[12] *Elia, 2025. Adequacy and flexibility study for Belgium 2026-2036.*

sectie 2.5.4 gaan we nader in op de **matching tussen elektriciteitsprijzen en productieprofielen**. Sectie 2.5.5 ten slotte licht de **aannames voor day-aheadprijzen en vaste contracten** toe.

De **resultaten** van de modellering van het **aandeel periodes met negatieve prijzen** in verschillende scenario's zijn opgenomen in **bijlage A**. De resultaten uit deze studie zijn grotendeels vergelijkbaar met die uit de Elia-studie. Dit valideert de aanpak voor de modellering van scenario's in deze studie.

2.5.1. Aannames scenario's

In deze studie maken we gebruik van **drie scenario's**: (1) centraal scenario, (2) scenario met hoog aantal kwartieren met negatieve prijzen, en (3) scenario met laag aantal kwartieren met negatieve prijzen. Deze scenario's zijn gebaseerd op respectievelijk de volgende scenario's in de Elia-studie: current commitments and ambitions (CC), prosumer power (PP), en constrained transition (CT).

Centraal scenario

Het **centraal scenario** volgt het **current commitments and ambitions** (CC) scenario uit de Elia-studie.

Scenario hoog aantal kwartieren met negatieve prijzen

Het scenario met **hoog aantal kwartieren met negatieve prijzen** is gebaseerd op het prosumer power (PP) scenario uit de Elia-studie. Hierbij is het opgestelde vermogen aan hernieuwbare elektriciteitsproductie circa 10% hoger dan in het CC-scenario. Ook de verschillende types van flexibele (of stuurbare) vraag zijn circa 10% hoger dan in het CC-scenario. Dit voeren we ook door in het scenario met hoog aantal kwartieren met negatieve prijzen. Hoewel zowel het hernieuwbare elektriciteitsproductievermogen als de flexibele vraag 10% hoger liggen dan in het CC-scenario, is het absoluut vermogen van niet-stuurbare elektriciteitsproductie zo'n 7,5 keer hoger dan de flexibele vraag. Een 10% verhoging in het hernieuwbare elektriciteitsproductievermogen leidt dus tot een veel hogere stijging in het aantal periodes met negatieve prijzen per jaar, ondanks het hoger beschikbaar vermogen in flexibele vraag.

Scenario laag aantal kwartieren met negatieve prijzen

Het scenario met **laag aantal kwartieren met negatieve prijzen** is gebaseerd op het constrained transition (CT) scenario uit de Elia-studie. Hierbij is het opgesteld vermogen aan hernieuwbare elektriciteitsproductie circa 10% lager dan in het CC-scenario. Ook de verschillende types van flexibele (stuurbare) vraag zijn circa 10% lager dan in het CC-scenario. Dit voeren we ook door in het scenario met laag aantal kwartieren met negatieve prijzen. Hoewel zowel het hernieuwbare elektriciteitsproductievermogen als de flexibele vraag 10% lager liggen dan in het CC-scenario, is het absoluut niet-stuurbaar duurzame productievermogen zo'n 7,5 keer hoger dan de flexibele vraag. Een 10% lager hernieuwbare elektriciteitsproductievermogen leidt dus tot een grotere daling in het aantal periodes met negatieve prijzen per jaar, ondanks het lager beschikbaar vermogen in flexibele vraag.

Echter, uit het rapport van Elia blijkt dat het aantal uren met lage prijzen in de CT- en CC-scenario's dicht bij elkaar liggen in 2028. Daarom **wijken** we voor het **lage scenario** van deze studie **af van de aannames** van Elia door een **tragere groei van zon-PV en windenergie** en **snellere groei van batterijen en andere energieopslag** aan te nemen dan in het CT-scenario. Dit zal naar verwachting tot minder uren met negatieve prijzen leiden dan in het CT-scenario. Hierdoor geeft de studie resultaten voor een bredere range aan uren met negatieve prijzen, zodat de resultaten robuuster zijn.

Voor de prijsscenario's hebben we waarden voor de volgende zichtjaren gemodelleerd : 2027, 2030 en 2033. De waarden voor de tussenliggende jaren zijn bekomen door interpolatie.

2.5.2. Gevoeligheidsanalyse gasprijzen

In het huidige elektriciteitssysteem zijn de elektriciteitsprijzen op de groothandelsmarkt nog steeds (gedeeltelijk) afhankelijk van de **gasprijzen**. Naar verwachting blijft dit ook zo in het komend decennium. In de scenario's nemen we dezelfde gasprijzen aan als Elia in de Adequacy and flexibility study, dit zijn de **World Energy Outlook (WEO) gasprijzen** gemodelleerd door de International Energy Agency (IEA).

Daarnaast houdt Elia ook rekening met **hogere gasprijzen**. In het centraal scenario in deze studie passen we ook deze gevoeligheidsanalyse toe. We modelleren het centraal scenario met zowel WEO- als hoge gasprijzen. Zie Figuur 2-1 voor de illustratie van het aangenomen verloop van de gasprijzen.

Figuur 2-1. Gasprijzen in Adequacy and flexibility study van Elia, die ook in deze studie aangenomen zijn (Bron: Figuur 5-12 uit Elia-studie).

2.5.3. Residuele-vraag-prijsmodel

Voor de uitvoering van deze studie hebben we gebruik gemaakt van een **residuele-vraag-prijsmodel** WHALE. We noteren dat Elia ook gebruik heeft gemaakt van een residuele-vraag-prijsmodel voor zijn raming van de negatieve elektriciteitsprijzen in o.a. de Adequacy and flexibility study, aangezien het standaard merit-order-model dat Elia gebruikt niet in staat is om negatieve prijzen te simuleren (zie paragraaf N.1. op p. 239).

Een residuele-vraag-prijsmodel is gebaseerd op een **correlatie** tussen de **day-aheadprijzen** en de **residuele vraag**. Residuele vraag is gedefinieerd als het verschil tussen de vraag en de weersafhankelijke elektriciteitsproductie (uit zonne- en windenergie). Een dergelijk model wordt gekalibreerd op historische data. Hieruit blijkt dat er een hoge correlatie is tussen de residuele vraag en de day-aheadprijzen.

Om toekomstige elektriciteitsprijzen te ramen via modellering, houdt het WHALE-model rekening met veranderingen in de elektriciteitsvraag en elektriciteitsproductie op de korte, middellange en lange termijn. De **invoerparameters** uit de scenario's zoals beschreven hierboven zijn gebruikt als input voor het model. De modellering is uitgevoerd door DMEC, een partner van Trinomics. De invoerparameters gelden voor België. Het model houdt voor elk scenario rekening met verhoudingswijs gelijkaardige ontwikkelingen in de buurlanden.

In het toekomstige energiesysteem zullen de elektriciteitsprijzen steeds meer afhankelijk zijn van de weersomstandigheden. We maken voor deze studie gebruik van het **weerjaar 2025**, wat een **representatief weerjaar** is.

Voor de prijsscenario's zijn waarden voor de volgende zichtjaren gemodelleerd: 2025, 2027, 2030 en 2033. De waarden voor de andere jaren zijn bekomen door interpolatie.

2.5.4. Matching elektriciteitsprijzen met productieprofielen

Voor elk scenario, elke gemodelleerde installatie (zowel PV-installaties als WKK-installaties), en elk gemodelleerd jaar, zijn de **productieprofielen** van de installaties per kwartier **gematcht** met de **gemodelleerde toekomstige elektriciteitsprijzen**. Deze matching levert het **aandeel productie** tijdens kwartieren met negatieve prijzen. Op een gelijkaardige wijze, is het aandeel productie geraamd tijdens periodes van zes aaneensluitende uren met negatieve prijzen. Op basis van deze aandelen berekenen we de gederfde certificatensteun.

Naast het aandeel, levert deze matching ook de **absolute productie** (kWh/m^2/jaar voor PV-installaties en MWh per jaar voor WKK-installaties) voor elk scenario, elke gemodelleerde installatie en elk gemodelleerd jaar die valt onder de kwartiermaatregel, en indien relevant, onder de zesurenmaatregel.

De **resultaten** voor aandelen productie tijdens kwartieren met positieve en negatieve prijzen zijn opgenomen in de **resultatenhoofdstukken 3 en 4**. De resultaten voor aandelen productie buiten aaneensluitende periodes van 6 uur met negatieve prijzen, en tijdens deze periodes zijn opgenomen in **bijlage B**. Bijlage B bevat ook tabellen met absolute productie, zowel voor kwartieren als voor periodes van 6 uur.

Modellering productie PV-installaties

Productieprofielen van PV-installaties zijn gemodelleerd op basis van **instralingsdata** van het weerjaar 2025 (representatief weerjaar). De elektriciteitsproductie **schaalt lineair** met het **piekvermogen** van de gemodelleerde installatie (400 kWp, 750 kWp en 1500 kWp).

Modellering productie WKK-installaties

Aangezien WKK-installaties stuurbaar zijn, hebben we in deze studie gebruik gemaakt van **reële productieprofielen** van **zes WKK-installaties** die beschikbaar zijn gesteld door VEKA hiervoor. De reële productieprofielen zijn zo geschaald dat ze overeenstemmen met het **vermogen** en de **vollasturen** van de overeenkomstige WKK-categorie uit de OT-systematiek. De vermogens en vollasturen uit de OT-systematiek zijn gebaseerd op een groot aantal installaties en daarmee **representatief**.

2.5.5. Aannames day-ahead prijzen en vaste contracten

Voor de berekening van de opbrengsten en kosten, en daarmee de winstgevendheid van de referentie-installaties, is in de analyse rekening gehouden met het feit dat WKK-exploitanten in de praktijk veelal werken met vaste leverings- en afnamecontracten voor elektriciteit en gas. Deze contracten worden doorgaans voor meerdere jaren vooruit afgesloten, waarbij de prijzen worden vastgelegd op basis van de termijnmarktprijzen op het moment van contracteren, en gelden vervolgens voor de gehele looptijd van het contract, ongeacht de ontwikkeling van de markt in de tussenliggende periode.

Deze werkwijze wijkt af van een situatie waarin de exploitant volledig blootstaat aan de actuele markt en dagelijks tegen de geldende day-ahead prijs koopt en verkoopt. Zij verklaart waarom de in de financiële berekeningen gehanteerde elektriciteits- en gasprijzen niet in directe verhouding staan tot de actuele TTF-gasprijs of de gemiddelde day-ahead elektriciteitsprijs in het betreffende jaar. In

plaats daarvan weerspiegelen deze prijzen **de marktverwachtingen zoals die enkele jaren eerder golden**, op het moment waarop het contract werd afgesloten, en kunnen zij daardoor zowel hoger als lager liggen dan het actuele prijsniveau.

2.5.6. Impact van de kwartiermaatregel

We bepalen de **impact van de kwartiermaatregel** op de rendabiliteit van de installaties door de IRR eigen vermogen te vergelijken voor de geselecteerde installaties voor de situatie **met en zonder kwartiermaatregel**. Afhankelijk van de installatie, betekent de situatie zonder kwartiermaatregel – geen maatregel, of met de zesurenmaatregel.

Ook **zonder kwartiermaatregel**, is de **rendabiliteit** voor **verschillende installaties verschillend**. Dit verschil heeft ten eerste te maken met de startdatum en de bepaling van de certificatensteun in verhouding met de oorspronkelijke onrendabele top. Daarnaast heeft het bestaand verschil ook te maken met de verschillen tussen de energieprijzen die in de realiteit tot stand gekomen zijn, en de energieprijzen die verwacht werden ten tijde van de toekenning van de GSC- of WKC-steun. Het eerste effect – verschil in bepaling van certificatensteun – is met name duidelijk voor PV-installaties. Het tweede effect – hoge energiepieken rond de energiecrisis van 2022 – heeft met name impact op de IRR van WKK-installaties. De impact op de IRR van WKK-installaties is opvallend groot omdat de gemodelleerde installaties kort voor 2022 in dienst genomen zijn, en de kostenstromen in de eerste jaren van ingebruikname hebben een zeer sterk effect op de IRR. Voor de gemodelleerde PV-installaties valt de prijspiek van 2022 laat in de gebruiksperiode, en heeft daardoor aanzienlijk kleiner effect op de IRR.

3. Resultaten berekeningen PV-installaties met startdatum voor 1 augustus 2012

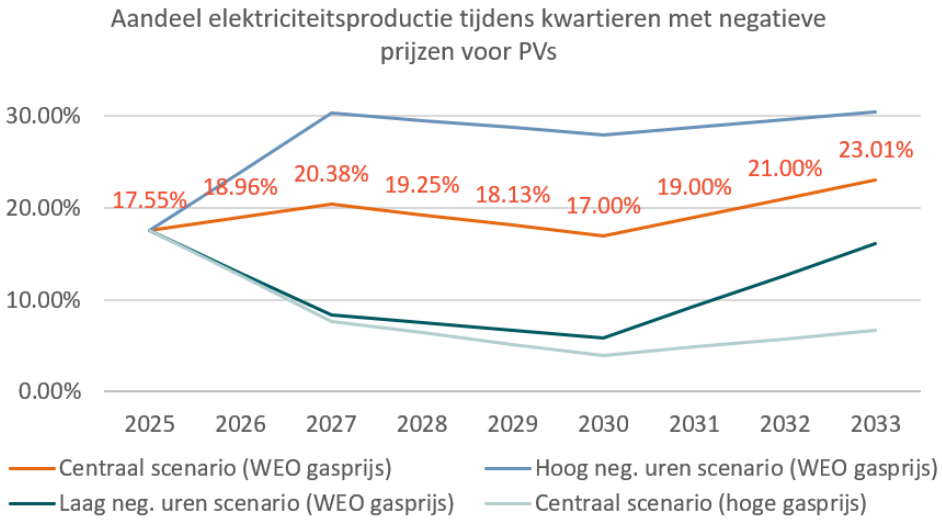
In dit hoofdstuk presenteren we de **resultaten** van de berekeningen van de **impact van de kwartiermaatregel op de rendabiliteit** weer voor **PV-installaties met een startdatum voor 1 augustus 2012**. We bespreken eerst de impact van de kwartiermaatregel op de IRR op eigen vermogen in de drie scenario's, en tonen vervolgens gevoeligheidsanalyses voor gasprijzen en zelfafname. De laatste sectie van het hoofdstuk presenteert de resultaten en gevoeligheidsanalyses voor de IRR op projectbasis.

3.1. Aandeel elektriciteitsproductie tijdens periodes met negatieve prijzen

Het **productieprofiel voor PV-installaties** is gematcht met de gemodelleerde **elektriciteitsprijs-profielen** voor de verschillende zichtjaren en scenario's. Voor elk scenario hebben we berekend welk **aandeel** van de jaarlijkse elektriciteitsproductie plaatsvindt tijdens **kwartieren** met **positieve** en respectievelijk **negatieve day-ahead prijzen**. Figuur 3-1 toont het aandeel van de elektriciteits-productie dat plaatsvindt tijdens kwartieren met negatieve prijzen. Bijlage B geeft de bijbehorende absolute productie in kWh per m^2 per jaar, uitgesplitst naar kwartieren met positieve en negatieve prijzen.

Het **aandeel elektriciteitsproductie** tijdens kwartieren met negatieve prijzen volgt het **algemene** patroon van het **aantal kwartieren met negatieve prijzen** (zie ook bijlage A). De stijging in het aandeel elektriciteitsproductie **vanaf 2030** komt door het geleidelijk online komen van het offshore windenergievermogen via het Princes Elisabetheiland. Dit is **niet-stuurbaar vermogen** dat in een elektriciteitssysteem waarin het vermogen aan flexibele vraag aanzienlijk lager ligt dan het vermogen aan niet-stuurbare productie leidt tot **meer periodes met negatieve prijzen**. Hierdoor valt een **groter aandeel** van de elektriciteitsproductie van PV-installaties tijdens **kwartieren met negatieve prijzen**.

Figuur 3-1. Aandeel elektriciteitsproductie tijdens kwartieren met negatieve prijzen voor PV's



3.2. Impact op IRR op eigen vermogen

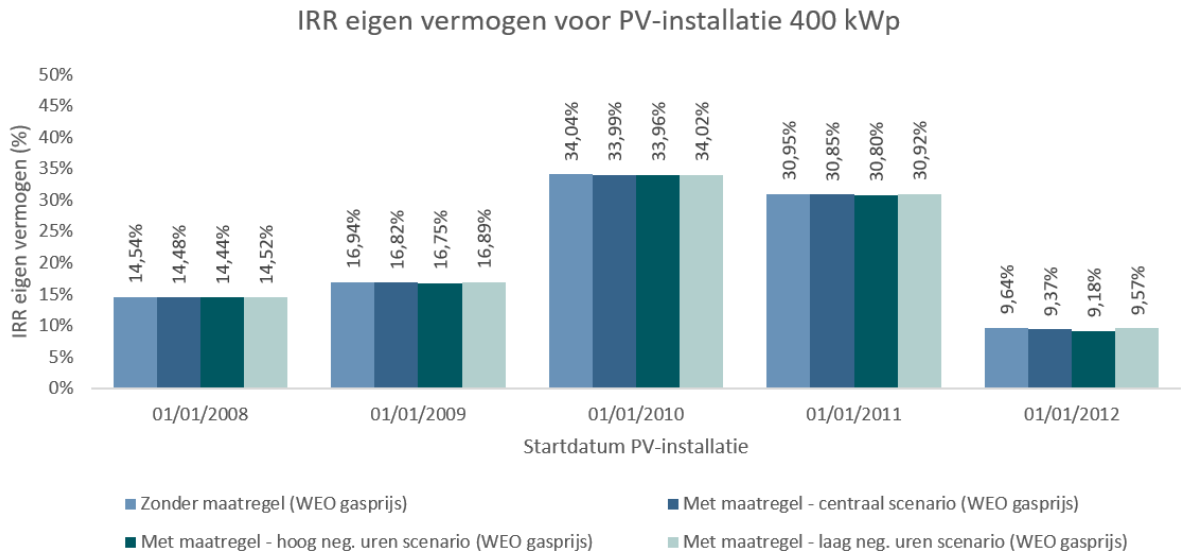
Uit de berekeningen blijkt dat de **impact van de kwartiermaatregel zeer beperkt** is in **alle doorgerekende scenario's**. Dit geldt voor PV-installaties van verschillende nominale vermogens, en verschillende startdata. De onderstaande figuren illustreren de resultaten. Figuur 3-2, Figuur 3-3 en Figuur 3-4 geven de resultaten voor PV-installaties met een nominaal vermogen van respectievelijk 400 kWp, 750 kWp en 1500 kWp.

Het **verschil tussen de IRR op eigen vermogen zonder kwartiermaatregel en met kwartiermaatregel** in het **centraal scenario** is in de grootteorde van enkele **honderdsten** tot enkele **tienden** van een **procentpunt**.

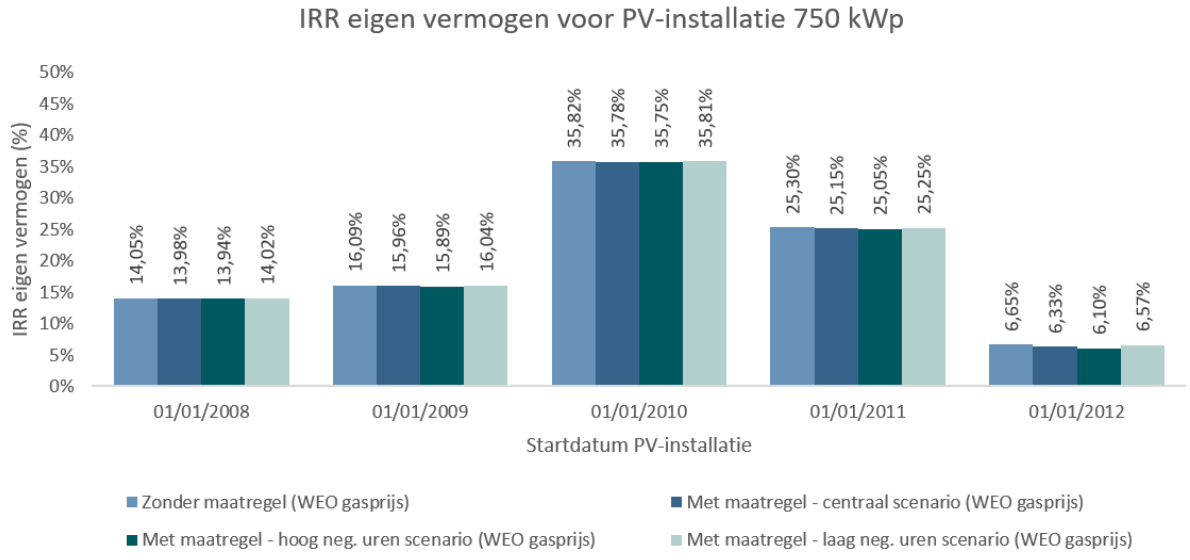
- Voor PV-installaties met **startdatum in 2010** (in de modellering is 1/1/2010 aangenomen) heeft de maatregel een impact tussen **0,02 en 0,05 procentpunten** op de IRR op eigen vermogen. Gegeven de oorspronkelijke looptijd van 20 jaar van de certificatensteun, hebben de installaties met een startdatum op 1/1/2010 enkel in 2027 t.e.m. 2029 te maken met de nieuwe kwartiermaatregel (aangenomen dat de kwartiermaatregel ingaat op 1/1/2027). Deze installaties hadden bij de start een relatief hoge GSC-steun, waardoor de IRR op eigen vermogen hoog is. De impact van de kwartiermaatregel in de laatste jaren van de certificatensteun voor deze installaties is daardoor zeer klein.
- Voor PV-installaties met de **oudste startdatum (1/1/2008)** is de impact tussen **0,06 tot 0,07 procentpunten**, afhankelijk van het nominaal vermogen van de installatie. Gegeven de looptijd van 20 jaar van de certificatensteun, hebben de installaties met startdatum op 1/1/2008 alleen in 2027 te maken met de nieuwe kwartiermaatregel (aangenomen dat de kwartiermaatregel ingaat op 1/1/2027).
- Voor de meest recente PV-installaties uit de gemodelleerde periode, is voor de modellering 1 januari 2012 aangenomen als startdatum. De impact van de kwartiermaatregel op deze installaties is **0,27 tot 0,32 procentpunten** op de IRR op eigen vermogen. Gegeven de looptijd van 20 jaar van de certificatensteun, hebben de installaties met startdatum op 1/1/2012 te maken met de nieuwe kwartiermaatregel in 2027 t.e.m. 2031 (aangenomen dat de kwartiermaatregel ingaat op 1/1/2027).
- De impact op PV-installaties met **startdata in 2009 en 2011** ligt tussen de impact op PV-installaties met startdatum in 2010 en 2012, en bedraagt tussen de **0,09 en 0,16 procentpunten**, afhankelijk van startdatum en nominaal vermogen.

In de scenario's met een hoger of lager aantal uren met negatieve prijzen, is de impact enkele honderden tot enkele tienden van een procentpunt groter of lager dan in het centraal scenario.

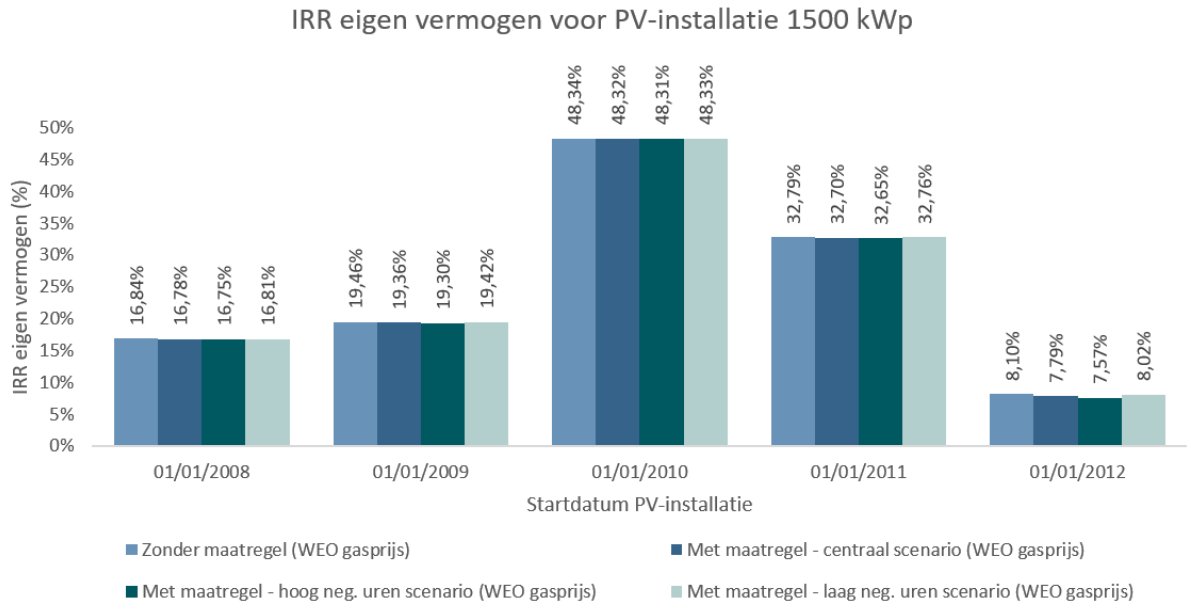
Figuur 3-2. Impact van de kwartiermaatregel op IRR op eigen vermogen voor PV-installaties van 400 kWp.



Figuur 3-3. Impact van de kwartiermaatregel op IRR op eigen vermogen voor PV-installaties van 750 kWp.



Figuur 3-4. Impact van de kwartiermaatregel op IRR op eigen vermogen voor PV-installaties van 1500 kWp.

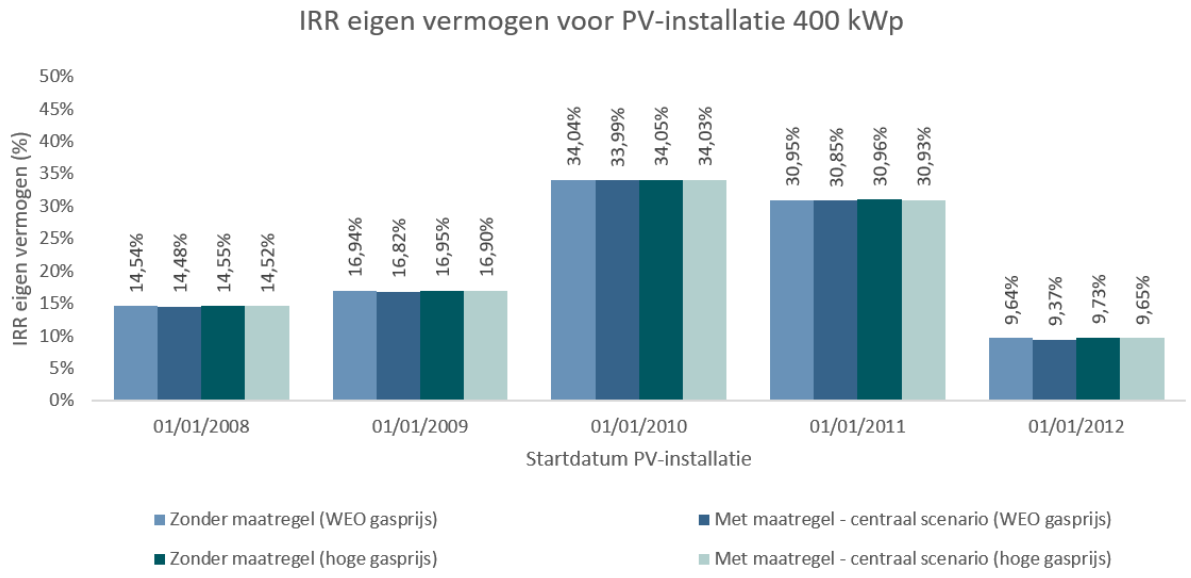


3.3. Gevoeligheidsanalyse gasprijs

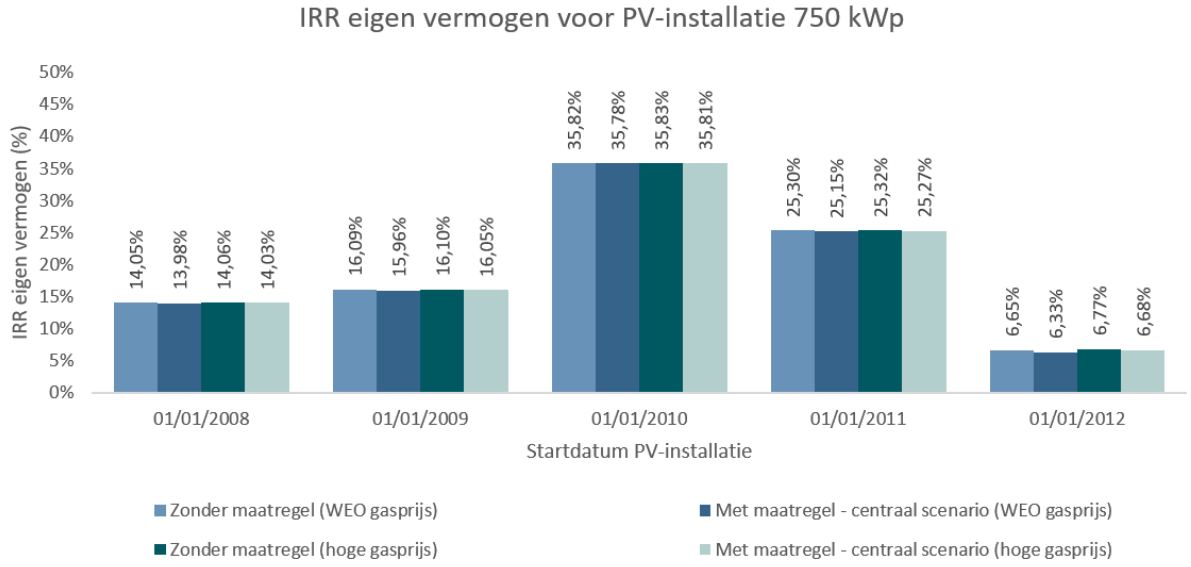
Gasprijzen hebben een invloed op de elektriciteitsprijzen, en dus ook op de inkomsten en IRR van PV-installaties. Figuur 3-5, Figuur 3-6, Figuur 3-7 geven de resultaten van de gevoeligheidsanalyse weer voor PV-installaties met een nominaal vermogen van respectievelijk 400 kWp, 750 kWp en 1500 kWp.

Bij een **hogere gasprijs** is de **IRR iets hoger** dan bij de aangenomen **WEO-gasprijs** omdat een hogere gasprijs leidt tot een hogere elektriciteitsprijs. Bij een hogere gasprijs is de impact van de kwartiermaatregel op de IRR dus ook kleiner, omdat meer inkomsten gegenereerd worden uit de verkoop van de elektriciteit en vermeden inkoop van elektriciteit door zelfafname. Daardoor is de **impact van de kwartiermaatregel op de IRR op eigen vermogen nog beperkter** bij een hogere gasprijs, en bedraagt deze voor de doorgerekende startjaren en nominale vermogens tussen 0,01 en 0,09 procentpunten van de IRR op eigen vermogen.

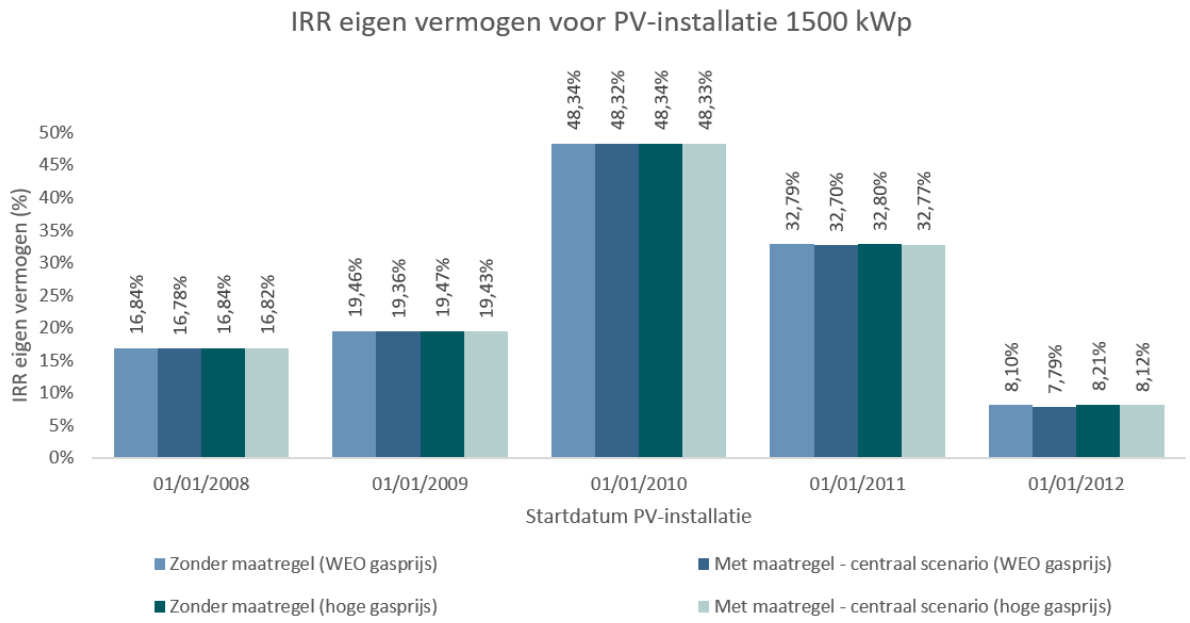
Figuur 3-5. Gevoeligheidsanalyse voor de gasprijzen van de impact van de kwartiermaatregel op IRR op eigen vermogen voor PV-installaties van 400 kWp.



Figuur 3-6. Gevoeligheidsanalyse voor de gasprijzen van de impact van de kwartiermaatregel op IRR op eigen vermogen voor PV-installaties van 750 kWp.



Figuur 3-7. Gevoeligheidsanalyse voor de gasprijzen van de impact van de kwartiermaatregel op IRR op eigen vermogen voor PV-installaties van 1500 kWp.



3.4. Gevoeligheidsanalyse zelfafname

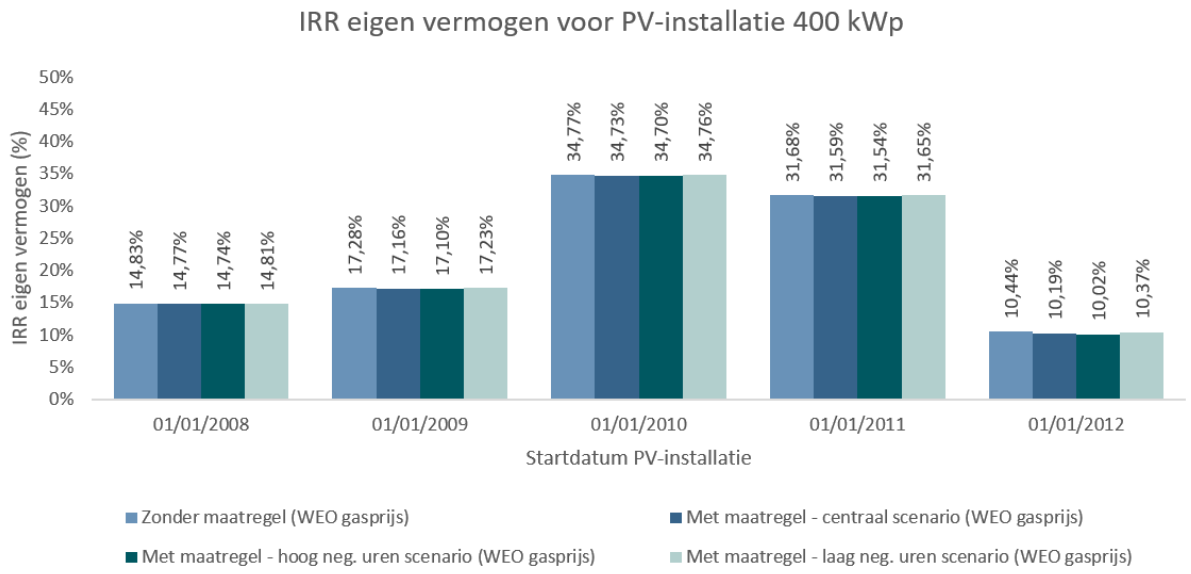
Alle bovenstaande resultaten zijn berekend voor een aangenomen percentage zelfafname van 60%. Bij een aanname van een **hoger percentage zelfafname, 65%**, **stijgt** de **IRR op eigen vermogen in zeer beperkte mate**. We illustreren dit voor PV-installaties van 400 kWp en van 1500 kWp (zie Figuur 3-8 en Figuur 3-9). De resultaten voor PV-installaties van 750 kWp, en voor hogere gasprijzen zijn gelijkaardig. De resultaten in Figuur 3-8 kunnen daarbij vergeleken worden met die in Figuur 3-2. Op dezelfde manier kunnen de resultaten in Figuur 3-9 vergeleken worden met die in Figuur 3-4. Bijvoorbeeld, voor een PV-installatie van 400 kWp met startdatum op 1/1/2008 is de IRR met kwartiermaatregel (centraal scenario) 14,77% (Figuur 3-8) bij een zelfafname van 65%; en 14,48% (Figuur 3-2) bij een zelfafname van 60%. Bij een hogere zelfafname stijgt de IRR dus in dit voorbeeld met 0,29 procentpunten.

De resultaten met een aangenomen zelfafname van 60% geven daarmee een conservatievere schatting van de IRR weer.

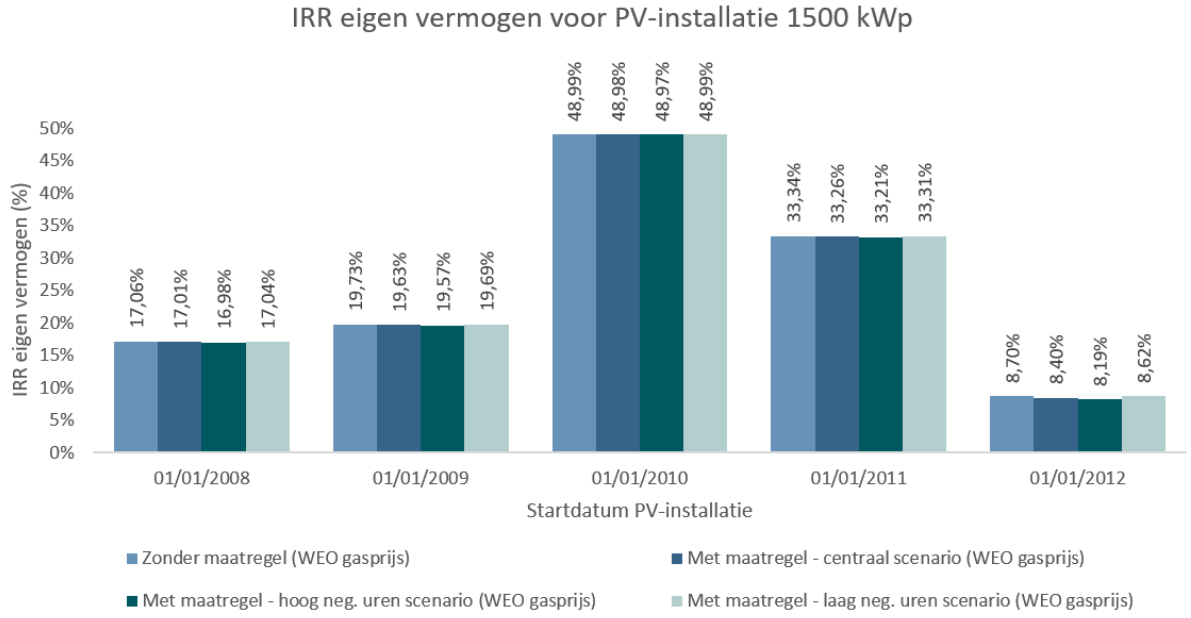
Het **aandeel zelfafname** heeft wel invloed op de exacte waarde van de IRR, maar **niet op de relatieve impact van de kwartiermaatregel**. Ook bij andere percentages zelfafname blijft de impact van de kwartiermaatregel zeer beperkt tot enkele honderdsten of enkele tienden van een procentpunt van de IRR op eigen vermogen.

In principe kan een investeerder in een PV-installatie het aandeel zelfafname zelf beïnvloeden, en daarmee ook de IRR.

Figuur 3-8. Gevoeligheidsanalyse voor de gasprijzen van de impact van de kwartiermaatregel op IRR op eigen vermogen voor PV-installaties van 400 kWp met aangenomen zelfafname van 65%.



Figuur 3-9. Gevoeligheidsanalyse voor de gasprijzen van de impact van de kwartiermaatregel op IRR op eigen vermogen voor PV-installaties van 1500 kWp met aangenomen zelfafname van 65%.



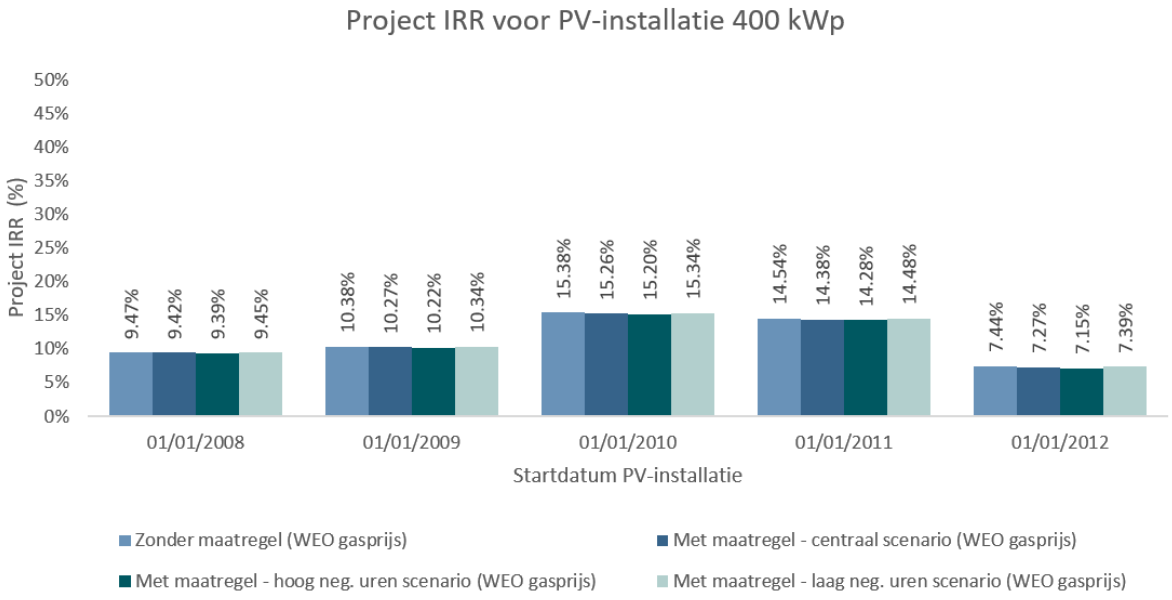
3.5. Impact op IRR op projectbasis

In deze sectie presenteren we de **resultaten van de impact van de voorgestelde kwartiermaatregel op de IRR op projectbasis van de geselecteerde PV-installaties**. Voor de berekening van de IRR op projectbasis is geen vergoeding voor eigen en vreemd vermogen aangenomen. De **conclusies over de impact van de voorgestelde kwartiermaatregel liggen in lijn met de eerdere conclusies op basis van de IRR op eigen vermogen**.

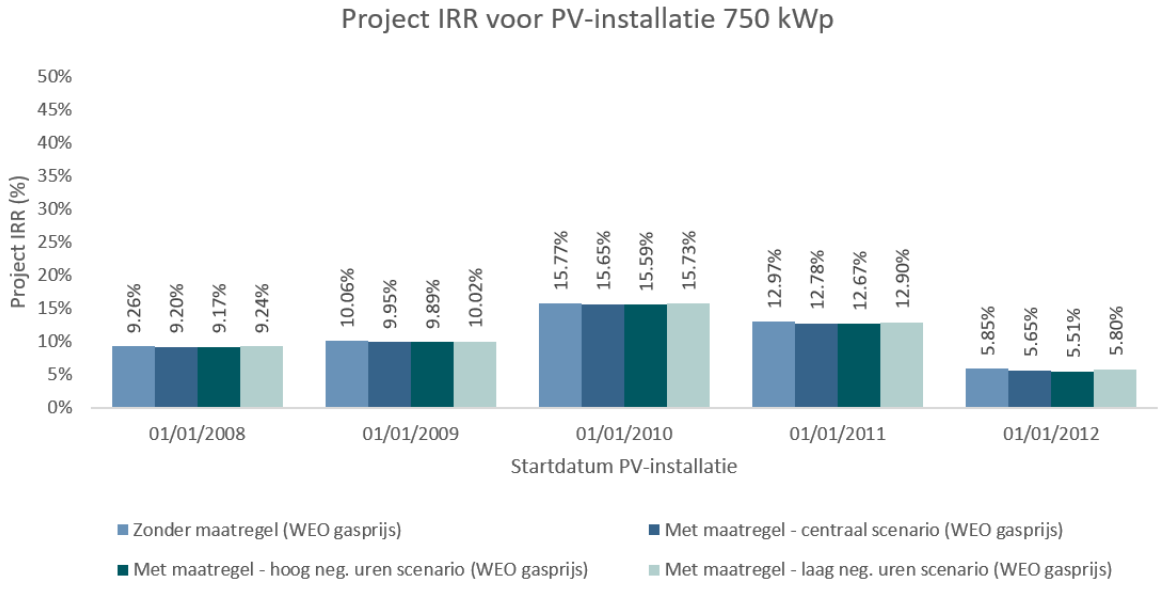
3.5.1. Impact op IRR op projectbasis voor geselecteerde PV-installaties

Figuur 3-10, Figuur 3-11 en Figuur 3-12 tonen de **resultaten voor de IRR op projectbasis**, met een aangenomen zelfafnamepercentage van 60%. Deze figuren kunnen vergeleken worden met respectievelijk Figuur 3-2, Figuur 3-3 en Figuur 3-4 Omdat de IRR op projectbasis over de gehele investering berekend wordt, ligt deze uiteraard lager dan de IRR op eigen vermogen.

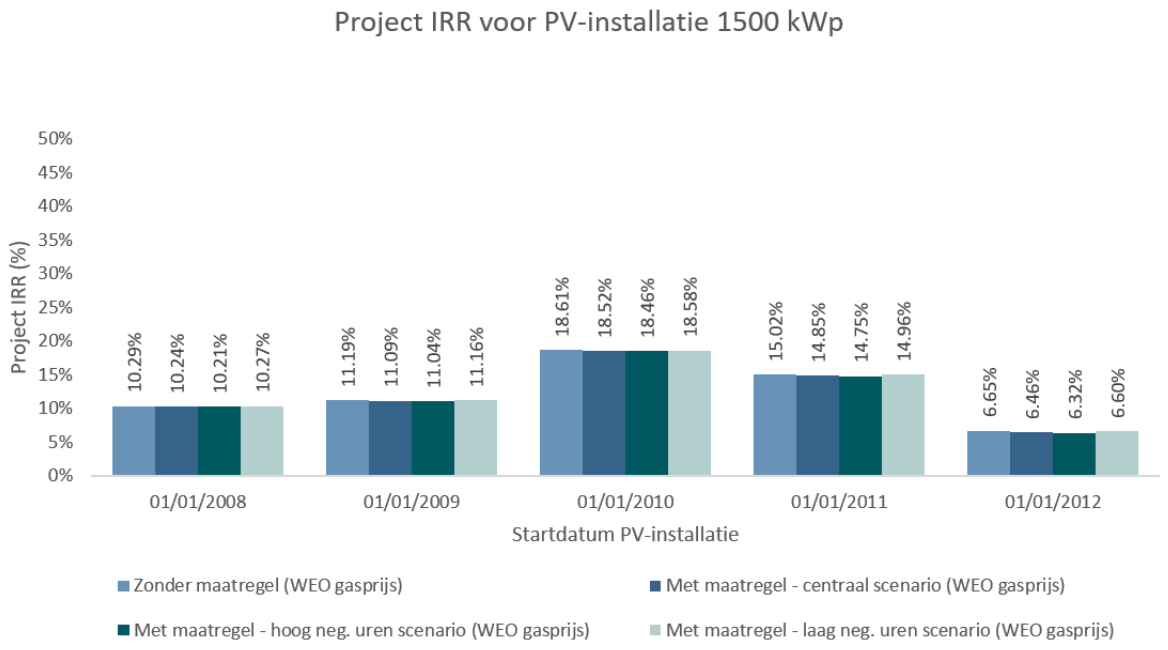
Figuur 3-10. Impact van de kwartiermaatregel op de IRR op projectbasis voor PV-installaties van 400 kWp.



Figuur 3-11. Impact van de kwartiermaatregel op de IRR op projectbasis voor PV-installaties van 750 kWp.



Figuur 3-12. Impact van de kwartiermaatregel op de project-IRR voor PV-installaties van 1500 kWp.

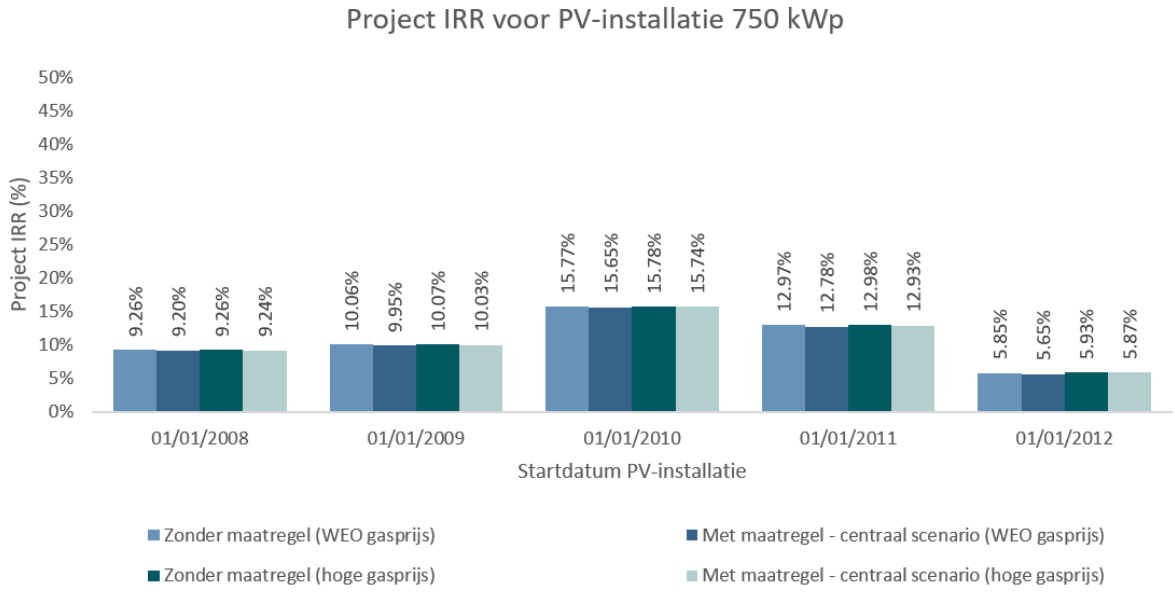


De impact van de kwartiermaatregel op de IRR op projectbasis is zeer beperkt in alle doorgerekende scenario's en voor alle geselecteerde PV-installaties.

3.5.2. Gevoeligheidsanalyse gasprijzen IRR op projectbasis

Figuur 3-13 toont de **gevoeligheidsanalyse voor de gasprijzen** van **de impact van de kwartiermaatregel op IRR op projectbasis** voor PV-installaties van 750 kWp. Dezelfde conclusies gelden voor PV-installaties van 400 kWp en 1500 kWp.

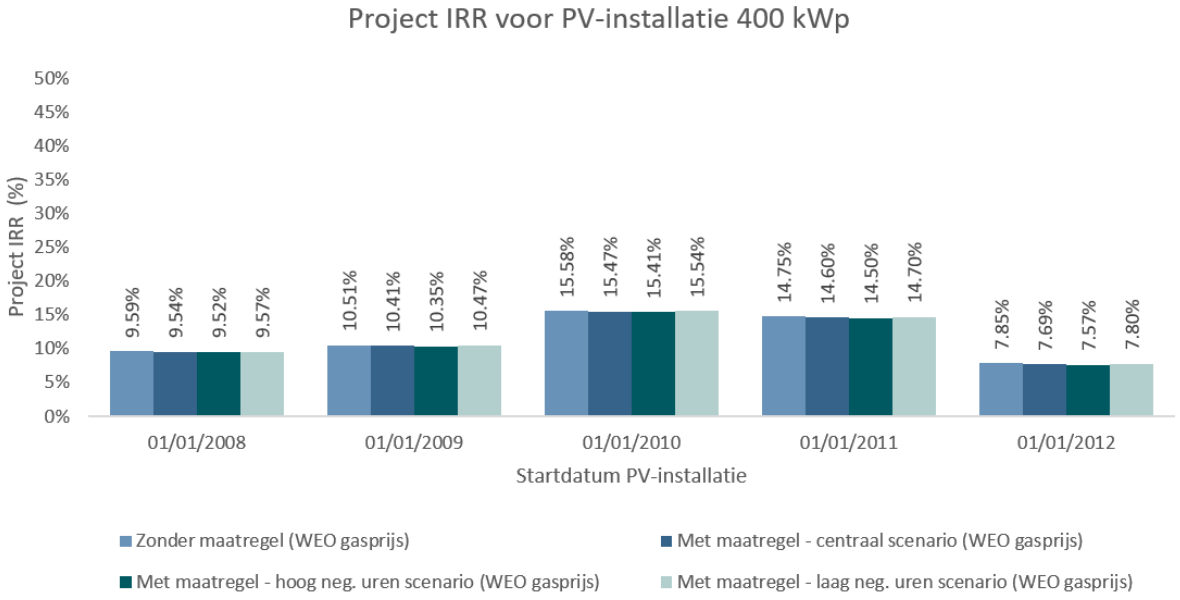
Figuur 3-13. Gevoeligheidsanalyse voor de gasprijzen van de impact van de kwartiermaatregel op de IRR op projectbasis voor PV-installaties van 750 kWp.



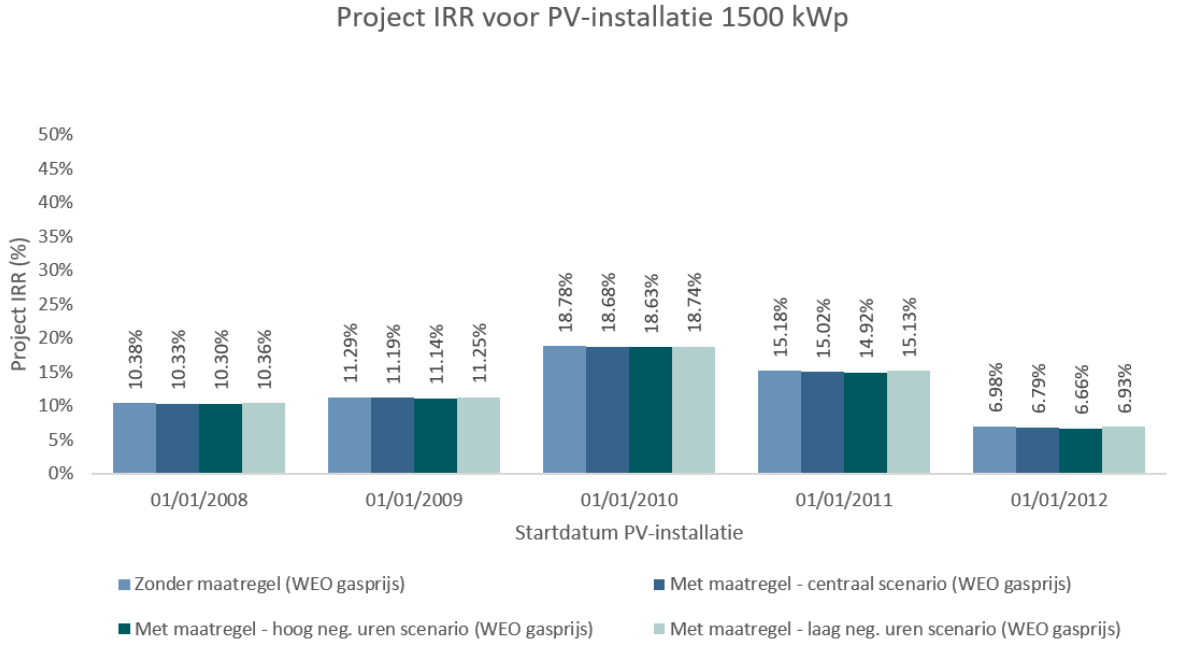
3.5.3. Gevoeligheidsanalyse zelfafname IRR op projectbasis

Figuur 3-14 en Figuur 3-15 tonen de **IRR-resultaten op projectbasis voor een hoger aandeel zelfafname** (65%). Ook hier is de **impact van de kwartiermaatregel zeer beperkt**.

Figuur 3-14. Gevoeligheidsanalyse voor de zelfafname van de impact van de kwartiermaatregel op de project-IRR voor PV-installaties van 400 kWp met aangenomen zelfafname van 65%.



Figuur 3-15. Gevoeligheidsanalyse voor de zelfafname van de impact van de kwartiermaatregel op de project-IRR voor PV-installaties van 1500 kWp met aangenomen zelfafname van 65%.



4. Resultaten berekeningen WKK-installaties met startdatum vanaf 1 januari 2013

In dit hoofdstuk geven we de **resultaten** van de berekeningen van de **impact van de kwartiermaatregel op de rendabiliteit** voor **WKK-installaties met een startdatum vanaf 1 januari 2013**. We bespreken eerst de impact van de kwartiermaatregel op de IRR op eigen vermogen in de drie scenario's m.b.t. toekomstige elektriciteitsprijzen, en tonen vervolgens gevoeligheidsanalyses voor gasprijzen. In de laatste sectie van dit hoofdstuk presenteren we de impact van de kwartiermaatregel op de IRR op projectbasis. We maken telkens onderscheid tussen installaties op **aardgas** en op **biogas**. Installaties op aardgas komen alleen in aanmerking voor WKC, terwijl installaties op biogas zowel WKC als GSC kunnen ontvangen. Daarnaast maken we onderscheid tussen installaties die **onder de zesurenmaatregel vallen** (dit zijn installaties met startdatum vanaf 1 januari 2021) en installaties die **niet onder de zesurenmaatregel vallen**.

4.1. Aandeel elektriciteitsproductie tijdens periodes met negatieve prijzen

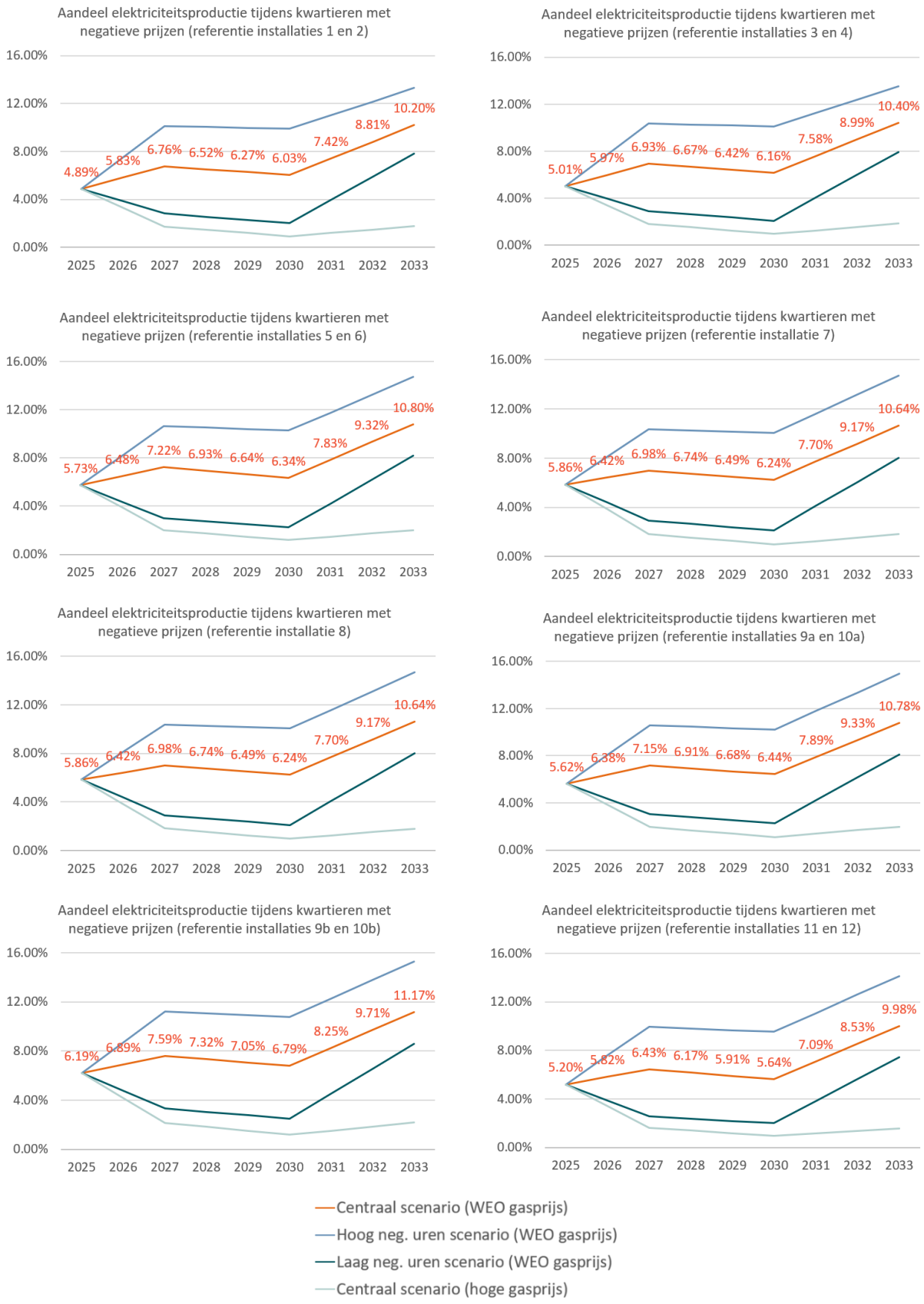
De **productieprofielen** van de **WKK-referentie-installaties** zijn gematcht met de gemodelleerde **elektriciteitsprijsprofielen** voor de verschillende zichtjaren en scenario's. Voor elk scenario hebben we berekend welk **aandeel** van de jaarlijkse elektriciteitsproductie plaatsvindt tijdens **kwartieren** met **positieve** en respectievelijk **negatieve day-ahead prijzen**. Figuur 4-1 toont per referentie-installatie het **aandeel** van de **elektriciteitsproductie** dat plaatsvindt tijdens kwartieren met negatieve prijzen. In Bijlage B zijn tevens de overeenkomstige figuren voor de aaneensluitende periodes van zes uur opgenomen, evenals de volledige resultaten in absolute waarden (in MWh per jaar) voor zowel het periodes van een kwartier als van zes uur.

De **productieprofielen** van WKK-installaties tonen een **productie** tijdens een **groot aandeel kwartieren per jaar** (zie Tabel 4-1). De aandelen elektriciteitsproductie tijdens kwartieren met negatieve prijzen (zie Figuur 4-1) volgt daarom nauw het percentage kwartieren met negatieve prijzen zelf (zie Figuur A-1). Het **verschil** in het aandeel elektriciteitsproductie tijdens kwartieren met negatieve prijzen tussen de **verschillende referentie-installaties** is dan ook **klein** (1,5 procentpunt of minder). De verschillen in de impact op de IRR op eigen vermogen (zie volgende secties) worden dus in beperkte tot zeer beperkte mate veroorzaakt door verschillen in productieprofielen, en zijn grotendeels te verklaren door andere factoren. De relevante verschillen worden in de secties hieronder toegelicht.

Tabel 4-1. Overzicht aantal kwartieren met productie per jaar voor de verschillende WKK-referentie-installaties en profielen

Referentie-installatie	Profiel	Aandeel kwartieren met productie per jaar
Referentie-installaties 1 en 2	Profiel 4	69%
Referentie-installaties 3 en 4	Profiel 4	69%
Referentie-installaties 5 en 6	Profiel 6	95%
Referentie-installatie 7	Profiel 2	94%
Referentie-installatie 8	Profiel 2	94%
Referentie-installaties 9a en 10a	Profiel 3	92%
Referentie-installaties 9b en 10b	Profiel 1	85%
Referentie-installaties 11 en 12	Profiel 5	66%

Figuur 4-1. Aandeel elektriciteitsproductie tijdens kwartieren met negatieve prijzen voor WKK's



4.2. Impact op IRR eigen vermogen

Uit de berekeningen voor WKK's blijkt dat de **impact van de kwartiermaatregel** ook voor de **WKK-installaties zeer beperkt** is, in alle doorgerekende scenario's en voor zowel WKK's op **aardgas** als op **biogas**. Andere factoren, met name de **energieprijzen** (van aardgas, elektriciteit en biomassa waaruit biogas gewonnen wordt) hebben een **veel groter effect** op de IRR op eigen vermogen dan de kwartiermaatregel. Alle resultaten tonen **economisch** gesproken **zeer hoge IRR**. Hierbij wordt benadrukt dat de IRR mede bepaald wordt door parameters die niet het onderwerp van deze studie uitmaken; de focus van de studie ligt immers op het verschil in IRR met en zonder de kwartiermaatregel (onder verschillende prijsscenario's), eerder dan de absolute waarden van de IRR. De hoge IRR zijn te verklaren door de **zeer hoge elektriciteitsprijzen** als gevolg van de energiecrisis in 2022 en de jaren daarna. De oorspronkelijke berekeningen van de onrendabele top konden deze energiecrisis en de daaruit voortvloeiende hoge energieprijzen niet voorzien. Daarom was de onrendabele top berekend op basis van veel lagere inkomsten. De WKK-installaties ontvangen door de hogere energieprijzen **meer inkomsten** voor de **geleverde elektriciteit en warmte**, en hebben hogere vermeden kosten voor zelfafname. De WKK-installaties op aardgas hebben ook te maken met hogere brandstofkosten, echter de hogere inkomsten voor elektriciteit en warmte wegen zwaarder door op het resultaat. Dit verklaart de zeer hoge IRR-waarden voor alle geselecteerde referentie-installaties. Dat betekent evenwel ook dat als de elektriciteitsprijzen in de toekomst sterk zouden dalen, dat een negatieve impact zou hebben op de IRR.

4.2.1. WKK-installaties op aardgas

De eerste acht gemodelleerde referentie-installaties zijn **installaties op aardgas**, waarvan er drie onder de huidige zesurenmaatregel vallen, en vijf niet.

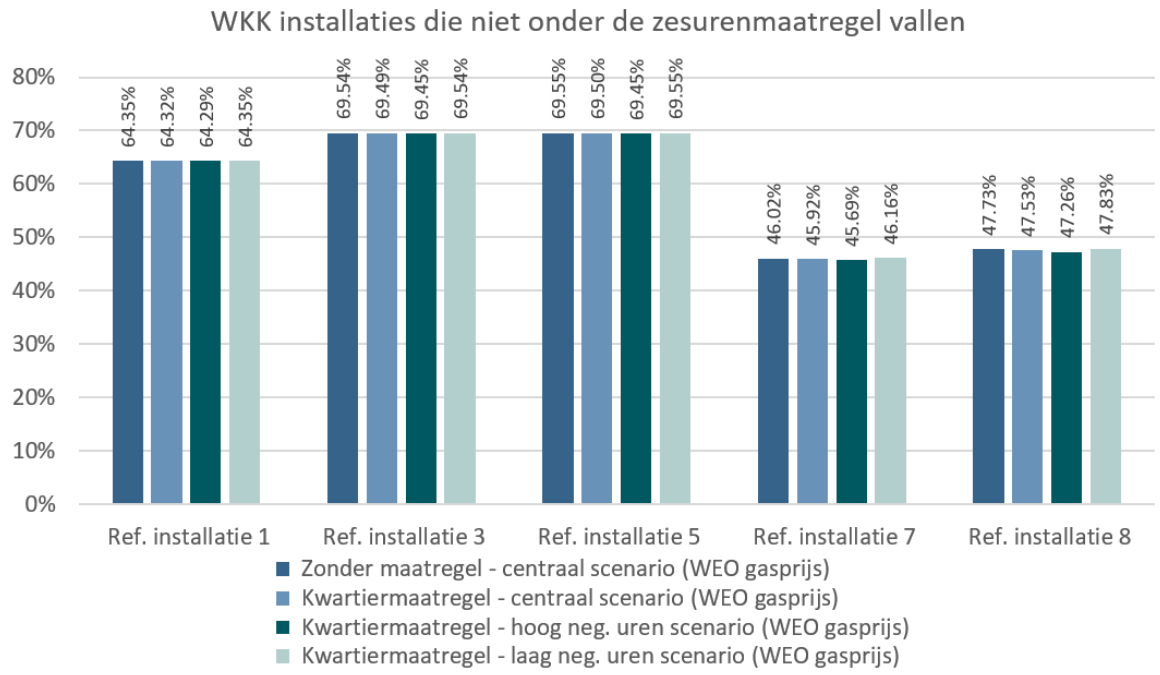
Installaties die niet onder de zesurenmaatregel vallen

Figuur 4-2 toont de resultaten voor de aardgasgestookte referentie-installaties 1, 3, 5, 7 en 8 die niet onder de zesurenmaatregel vallen. Voor deze installaties is de IRR op eigen vermogen **zonder maatregel** vergeleken met de IRR op eigen vermogen bij toepassing van de **kwartiermaatregel** in het centrale scenario, scenario met hoog aantal kwartieren met negatieve prijzen, en scenario met laag aantal kwartieren met negatieve elektriciteitsprijzen.

Uit de berekeningen blijkt dat de **kwartiermaatregel** in **alle doorgerekende scenario's** slechts een **zeer beperkte invloed** heeft op de rendabiliteit.

- In het **centrale scenario** neemt de IRR op eigen vermogen van referentie-installaties 1, 3 en 5 met **0,03 tot 0,05 procentpunten** af. Voor de grotere industriële installaties is de impact iets groter: **0,10 procentpunten** voor referentie-installatie 7 en **0,20 procentpunten** voor referentie-installatie 8.
- In het **scenario** met een **hoog aantal kwartieren** met negatieve prijzen is de impact van de kwartiermaatregel marginaal hoger. Voor referentie-installatie 8 is de impact relatief het grootst en bedraagt **0,47 procentpunten**. Voor referentie-installatie 7 gaat het om **0,33 procentpunten**. Voor referentie-installaties 1, 3 en 5 ligt de impact in dit scenario tussen **0,06** en **0,10 procentpunten**.
- In het **scenario** met een **laag aantal kwartieren** met negatieve prijzen is de impact het meest beperkt. Voor referentie-installaties 1, 3 en 5 bedraagt de afname van de IRR op eigen vermogen **minder dan 0,01 procentpunt**. Voor referentie-installaties 7 en 8 ligt de berekende IRR op eigen vermogen **0,14** respectievelijk **0,10 procentpunten** hoger dan zonder maatregel in het centrale scenario. Dit komt doordat er in het lage scenario minder kwartieren met negatieve prijzen zijn en er dus minder gederfde certificatensteun is, en omdat de inkomsten uit verkoop van warmte en elektriciteit en vermeden kosten door zelfafname hoger liggen in dit scenario door gemiddeld hogere energieprijzen dan in het centraal prijsscenario.

Figuur 4-2. Impact van de kwartiermaatregel op de IRR op eigen vermogen voor WKK-installaties op aardgas die niet onder de zesurenmaatregel vallen (referentie-installaties 1, 3, 5, 7 en 8).



Installaties die onder de huidige zesurenmaatregel vallen

Figuur 4-3 toont de resultaten voor de **aardgasgestookte** referentie-installaties die vanwege hun **startdatum vanaf 1 januari 2021** onder de **zesurenmaatregel** vallen: referentie-installaties 2, 4 en 6.

Voor deze installaties hebben wij de IRR op eigen vermogen bij toepassing van de huidige **zesurenmaatregel in het centrale scenario als referentiesituatie** gebruikt. Deze hebben wij vergeleken met de IRR op eigen vermogen bij toepassing van de kwartiermaatregel in het centrale scenario en in de scenario's met respectievelijk een hoog en een laag aantal kwartieren met negatieve prijzen.

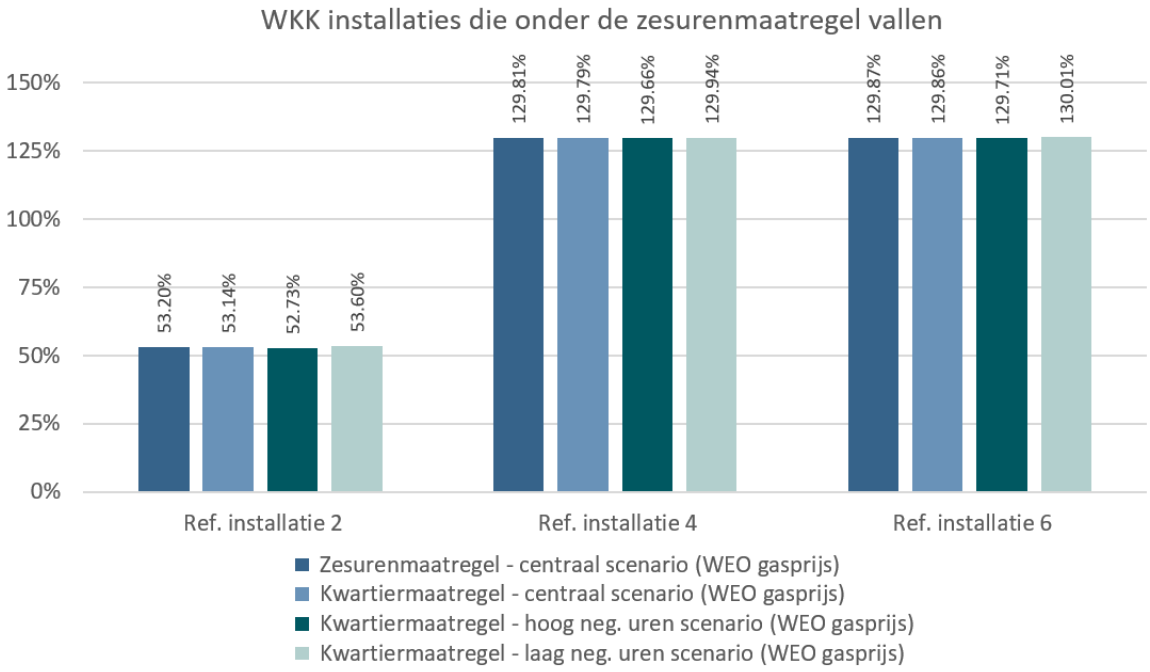
Wat opvalt in Figuur 4-3 is dat de IRR op eigen vermogen van **referentie-installatie 2 merkbaar lager** is dan die van referentie-installaties 4 en 6, hoewel alle IRR-waarden economisch gesproken zeer hoog zijn. Het verschil heeft twee verklaringen. Ten eerste is referentie-installatie 2 een kleinere WKK (deze referentie-installatie valt onder OT-categorie 3, de andere twee vallen onder OT-categorie 4). De **investeringskosten** van referentie-installatie 2 zijn **per kWe** circa 60% hoger dan die van referentie-installaties 4 en 6, en wegen dus zwaarder door in de kosten, waardoor de IRR lager uitvalt. Daarnaast verschilt het **aangenomen aandeel verkoop van stroom** (deze aannames zijn overgenomen uit het OT-model van het VEKA). Voor referentie-installatie 2 is dat 40%, voor referentie-installaties 4 en 6 is het 97%. Doordat de elektriciteitsprijzen op de markt zeer hoog waren in 2022, heeft het aandeel verkoop stroom een aanzienlijke impact op de IRR, te meer omdat 2022 voor deze installaties het tweede jaar na indienstname was, en de IRR daarmee omwille van de verdiscontering aanzienlijk beïnvloedt.

Voor de drie referentie-installaties 2, 4 en 6 zou de **invloed van de overgang van de zesurenmaatregel naar de kwartiermaatregel zeer beperkt** zijn.

- In het **centrale prijsscenario** neemt de IRR op eigen vermogen met **0,06 procentpunten** af voor referentie-installatie 2. Voor referentie-installaties 4 en 6 bedraagt de afname respectievelijk **0,02 en 0,01 procentpunten**.

- In het **scenario** met een **hoog aantal kwartieren** met negatieve prijzen is de impact van de kwartiermaatregel in vergelijking met de zesurenmaatregel **0,47 procentpunten** voor referentie-installatie 2. Voor referentie-installaties 4 en 6 bedraagt is de impact respectievelijk **0,15 en 0,16 procentpunten**.
- In het **scenario** met een **laag aantal kwartieren** met negatieve prijzen is de IRR op eigen vermogen met de kwartiermaatregel **0,04 procentpunten** hoger dan in het centraal scenario voor referentie-installatie 2, en **0,13 en 0,14 procentpunt** hoger voor referentie-installaties 4 en 6 respectievelijk. Hierbij spelen dezelfde factoren als hierboven bij referentie-installaties 7 en 8: het verschil is voornamelijk te verklaren door verschillen in energieprijzen tussen de scenario's, de impact van de kwartiermaatregel is zeer beperkt.

Figuur 4-3. Impact van de kwartiermaatregel op de IRR op eigen vermogen voor WKK-installaties op aardgas die onder de zesurenmaatregel vallen (referentie-installaties 2, 4 en 6).



Over het geheel genomen laten de resultaten zien dat de **mogelijke invoering** van de **kwartiermaatregel** slechts een **zeer beperkte invloed** heeft op de **IRR op eigen vermogen** van de onderzochte aardgasgestookte WKK-installaties. De impact is groter naarmate meer kwartieren met negatieve elektriciteitsprijzen voorkomen, maar blijft ook in het scenario met een hoog aantal kwartieren met negatieve prijzen beperkt tot maximaal **0,47 procentpunten**.

4.2.2. WKK-installaties op biogas

Voor de **WKK-installaties op biogas** hebben wij dezelfde analyse uitgevoerd als voor de installaties op aardgas. Anders dan installaties op aardgas komen installaties op biogas in aanmerking voor **zowel warmte-krachtcertificaten als groenestroomcertificaten**. Onder de kwartiermaatregel zouden tijdens kwartieren met negatieve elektriciteitsprijzen voor deze installaties beide steunstromen vervallen. Ook hier maken we onderscheid tussen installaties die niet onder de zesurenmaatregel vallen, en installaties die wel onder de zesurenmaatregel vallen.

Installaties die niet onder de zesurenmaatregel vallen

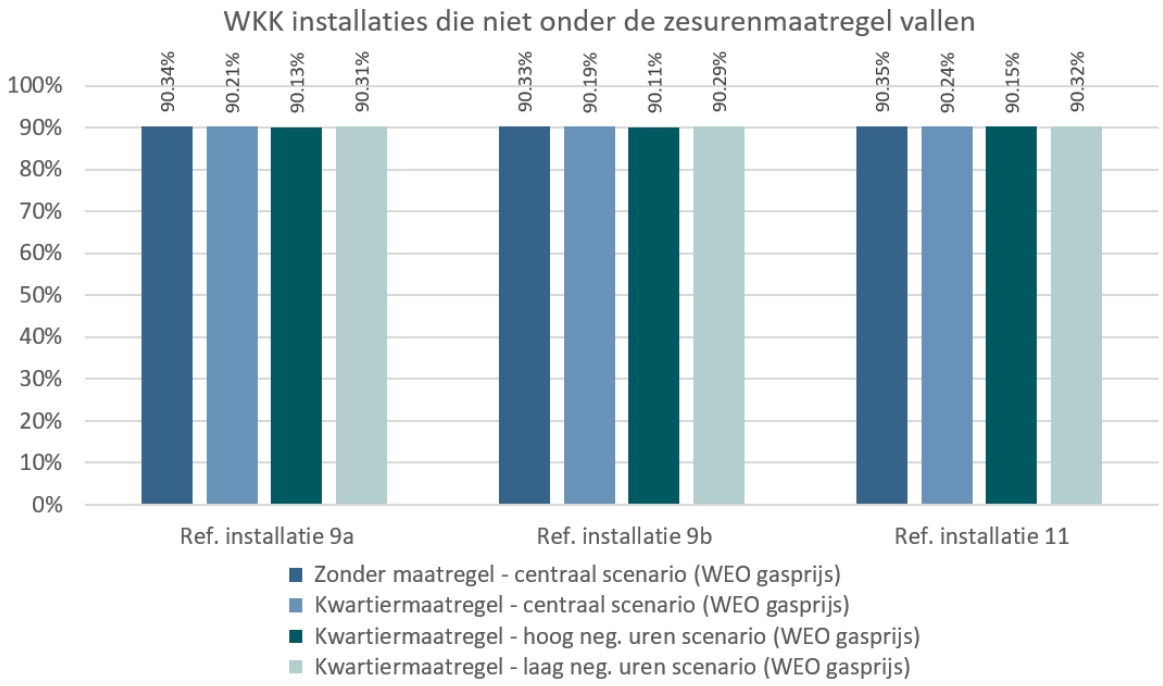
Figuur 4-4 toont de resultaten voor de biogasgestookte **referentie-installaties die niet onder de zesurenmaatregel** vallen: referentie-installaties 9a, 9b en 11. Voor deze installaties is de IRR op eigen

vermogen zonder maatregel vergeleken met de IRR op eigen vermogen bij toepassing van de kwartiermaatregel in de drie prijsscenario's.

Ook voor de **biogasgestookte referentie-installaties** is de **invloed van de kwartiermaatregel** zeer **beperkt**, al is deze iets groter dan voor aardgasgestookte WKK-installaties. Deze iets grotere impact ontstaat omdat biogas-installaties zowel warmte-krachtcertificaten als groenestroomcertificaten ontvangen, die beide vervallen in kwartieren met negatieve prijzen.

- In het **centrale scenario** neemt de IRR op eigen vermogen af met **0,11 tot 0,14 procentpunten**. De impact is daarmee iets groter dan voor de aardgasgestookte referentie-installaties 1, 3 en 5, maar blijft zeer beperkt.
- In het **scenario** met een **hoog aantal kwartieren** met negatieve prijzen is de impact op de IRR op eigen vermogen **0,20 à 0,22 procentpunten**.
- In het **scenario** met een **laag aantal kwartieren** met negatieve prijzen bedraagt de impact **0,03 à 0,04 procentpunten**. Net als bij aardgasgestookte installaties, is de impact het resultaat van twee factoren: de gederfde certificatensteun door de kwartiermaatregel (in een lager aantal kwartieren met negatieve prijzen dan in het centraal scenario), en de hogere inkomsten en hogere vermeden kosten door zelfafname door de gemiddeld hogere energieprijzen in het scenario met laag aantal kwartieren met negatieve prijzen. Omdat biogasgestookte installaties zowel WKC- als GSC-steun krijgen, wegen de gederfde inkomsten iets zwaarder door dan bij aardgasgestookte installaties. De impact van de energieprijzen is echter ook hier duidelijk: de gemiddeld hogere energieprijzen in het scenario met een laag aantal kwartieren met negatieve prijzen leiden tot een hogere IRR op eigen vermogen. Het netto effect van de kwartiermaatregel is zeer beperkt en bedraagt maximaal enkele honderdsten procentpunten.

Figuur 4-4. Impact van de kwartiermaatregel op de IRR op eigen vermogen voor WKK-installaties op biogas die niet onder de zesurenmaatregel vallen (referentie-installaties 9a, 9b en 11).



Installaties die onder de zesurenmaatregel vallen

Figuur 4-5 toont de resultaten voor de **biogasgestookte referentie-installaties** die vanwege hun startdatum vanaf 1 januari 2021 onder de **zesurenmaatregel** vallen: referentie-installaties 10a, 10b en

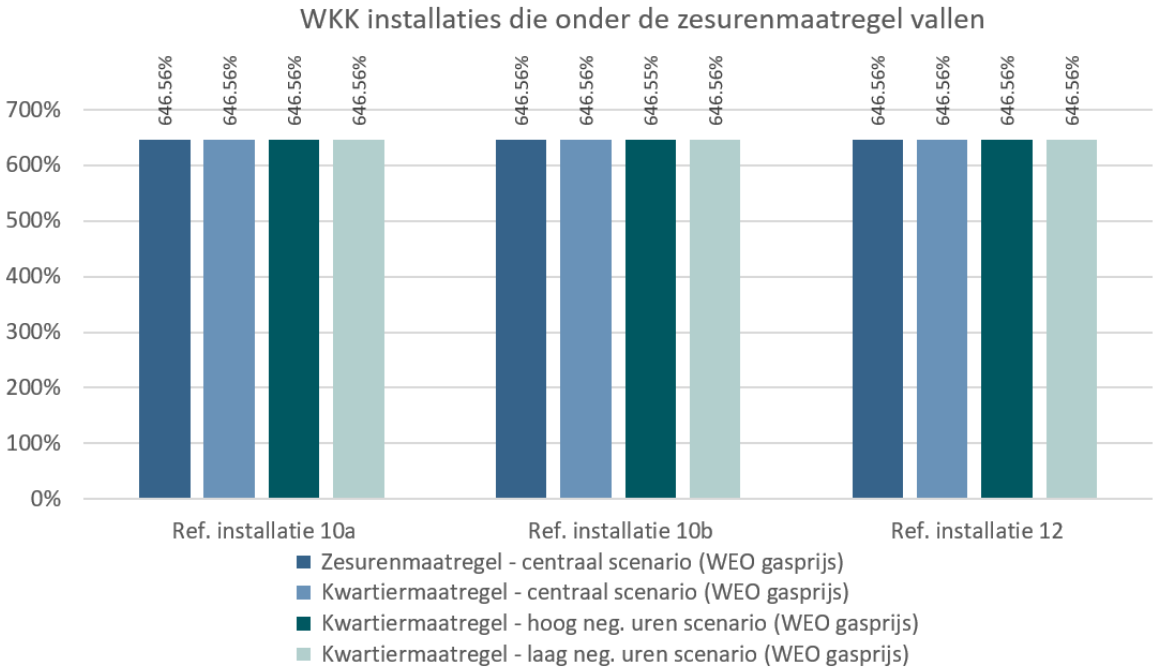
12. Voor deze installaties is de IRR op eigen vermogen bij toepassing van de **zesurenmaatregel in het centrale scenario als referentiesituatie** gebruikt en vergeleken met de IRR op eigen vermogen bij toepassing van de kwartiermaatregel in de drie scenario's.

De **IRR waarden op eigen vermogen** zijn voor deze referentie-installaties **extreem hoog**, **ongeacht** de toepassing van de **kwartiermaatregel**. Dit komt doordat deze WKK-installaties net voor de energieprijspieken van 2022 in dienst genomen zijn. Deze biogasgestookte installaties ontvangen daardoor in het begin van hun levensduur **zeer hoge inkomsten** voor de geleverde elektriciteit en warmte. Wij hebben bij de modellering aangenomen dat de **biomassaprijzen niet gekoppeld** zijn aan de aardgas- of elektriciteitsprijzen, en daardoor niet extreem hoog waren. In de praktijk is het mogelijk dat biomassaprijzen ook sterker gestegen zijn dan verondersteld in de modellering. De biomassaprijzen hebben een aanzienlijke impact op de IRR, ongeacht de toepassing van de kwartiermaatregel. De inschatting van de impact van de biomassaprijzen op de IRR valt echter buiten de scope van dit onderzoek. Daarom dienen de **onderstaande resultaten** geïnterpreteerd worden in het licht van de **impact van de kwartiermaatregel**, en **niet** als **analyse** van de **absolute IRR-waarden op eigen vermogen van biogasgestookte WKK-installaties**.

We wijzen er hierbij op dat de voorliggende analyse enkel geldt voor installaties met startdatum in 2021. De zesurenmaatregel is immers pas voor installaties met startdatum vanaf 1 januari 2021 van toepassing. Installaties met startdatum na 2021 zijn niet opgenomen in de studie (zie sectie 1.2.2). Concreet gaat het hier over hoogstens **vier installaties** (voor enkele dossiers is de steunaanvraag nog lopende) met een gezamenlijk vermogen van circa 6 MW.

Voor deze biogasgestookte referentie-installaties 10a, 10b en 12 zou de overgang van de zesurenmaatregel naar de kwartiermaatregel **vrijwel geen effect** hebben. De berekende IRR op eigen vermogen bedraagt in alle gevallen circa 646,5; de verschillen tussen de referentiesituatie en de kwartiermaatregel blijven in **de prijsscenario's** beperkt tot **maximaal 0,01 procentpunt**.

Figuur 4-5. Impact van de kwartiermaatregel op de IRR op eigen vermogen voor WKK-installaties op biogas die onder de zesurenmaatregel vallen (referentie-installaties 10a, 10b en 12)



Over het geheel genomen is de **impact van de kwartiermaatregel** ook voor de onderzochte **biogasgestookte WKK-installaties zeer beperkt**. Voor de installaties die niet onder de zesurenmaatregel vallen, bedraagt de afname van de IRR op eigen vermogen maximaal **0,22**

procentpunten in het hoge scenario; voor de installaties die onder de zesurenmaatregel vallen, is het bijkomende effect van de kwartiermaatregel verwaarloosbaar.

4.3. Gevoeligheidsanalyse gasprijs

De **gasprijs beïnvloedt de rendabiliteit van de WKK-installaties op verschillende manieren**. Een hogere gasprijs leidt enerzijds tot **hogere brandstofkosten**, wat zowel de **primaire brandstof** als de **waarde van de geproduceerde warmte** van de WKK beïnvloedt. Daarnaast werkt de gasprijs ook door in de **elektriciteitsprijs**, waardoor ook de inkomsten uit de verkoop van elektriciteit en de waarde van de vermeden elektriciteitsinkoop door middel van zelfafname veranderen. Welk effect uiteindelijk overheerst, hangt onder meer af van het verbruiks- en productieprofiel van de installatie.

Om de **gevoeligheid** van de **resultaten** voor de gasprijs te onderzoeken, zijn de berekeningen uit het centrale prijsscenario opnieuw uitgevoerd met een **hoge gasprijs**. De uitkomsten zijn vervolgens vergeleken met de resultaten op basis van de **WEO-gasprijs**. Daarbij hebben we zowel gekeken naar het directe effect van de gasprijsaanname op de IRR op eigen vermogen als naar de vraag of de berekende impact van de kwartiermaatregel verandert bij een hogere gasprijs.

4.3.1. WKK-installaties op aardgas

Installaties die niet onder de zesurenmaatregel vallen

Figuur 4-6 toont de resultaten voor de **aardgasgestookte referentie-installaties** die **niet onder de zesurenmaatregel** vallen: referentie-installaties 1, 3, 5, 7 en 8.

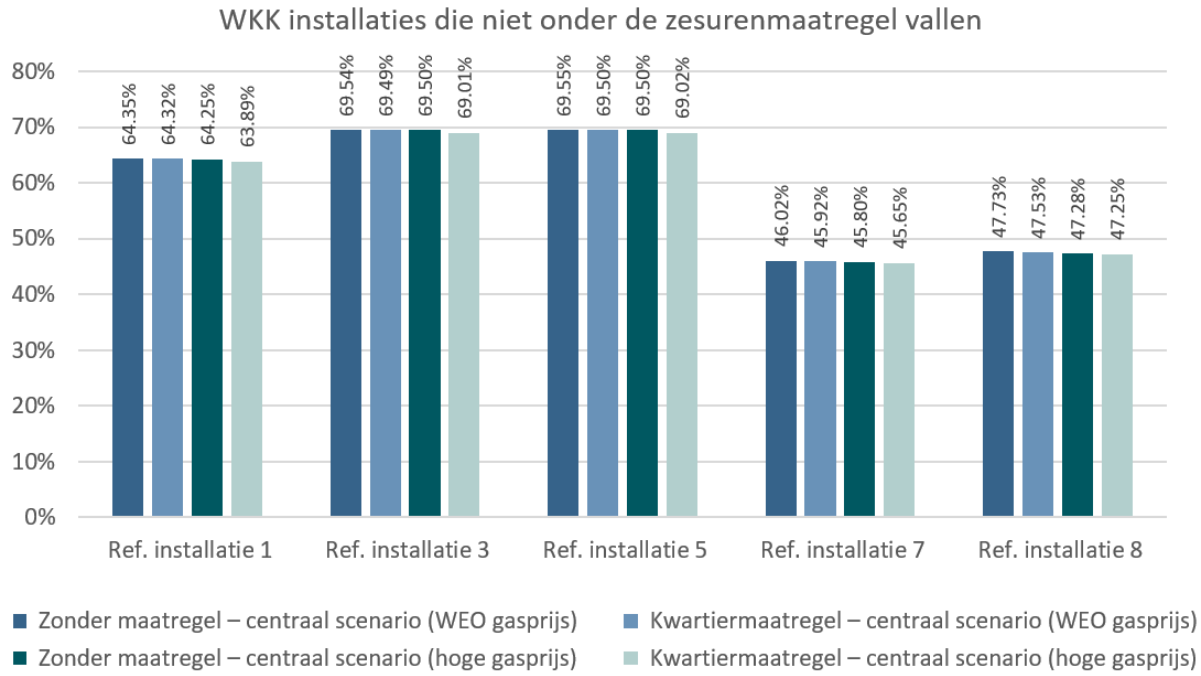
Voor deze installaties hebben wij de IRR op eigen vermogen zonder maatregel en met toepassing van de kwartiermaatregel berekend bij zowel de **WEO-gasprijs** als de **hoge gasprijs** (zie ook 2.5.2). Alle berekeningen hebben betrekking op het **centrale scenario** voor het aantal kwartieren met negatieve elektriciteitsprijzen.

De resultaten laten zien dat het **effect** van een **hogere gasprijs verschilt** tussen de referentie-installaties. Voor alle referentie-installaties geldt daarbij dat de **impact** van de **kwartiermaatregel** ook bij een **hogere gasprijs zeer beperkt** blijft.

- Voor alle referentie-installaties ligt de **IRR op eigen vermogen** bij de **hoge gasprijs marginaal lager** dan bij de WEO-gasprijs. Het effect van de **hogere brandstofkosten** weegt hierbij dus iets zwaarder dan het positieve effect van de hogere elektriciteits- en warmte-inkomsten, en de hogere waarde van de vermeden elektriciteitsinkoop. De omvang van dit effect is zeer beperkt. In de situatie zonder kwartiermaatregel daalt de IRR op eigen vermogen door de hogere gasprijzen tussen **0,04 tot 0,10 procentpunten** voor referentie-installaties 1, 3 en 5. De daling is **0,22 procentpunten** voor referentie-installatie 7 en **0,45 procentpunten** voor referentie-installatie 8. Het verschil hangt samen met het **aandeel** van de **brandstofkosten** in de **totale kostenstructuur** en met het aangenomen aandeel van zelfafname.
- Bij de **hoge gasprijs** is de **invloed van de kwartiermaatregel** voor referentie-installaties 1, 3 en 5 iets groter dan bij de WEO-gasprijs. De afname van de IRR op eigen vermogen bedraagt **0,36 procentpunten** voor referentie-installatie 1 en **0,49 à 0,48 procentpunten** voor referentie-installaties 3 en 5, tegenover **0,03 à 0,05 procentpunten** bij de WEO-gasprijs. Een hogere gasprijs leidt namelijk tot hogere elektriciteitsprijzen in de uren waarin de installatie produceert, waardoor de gemiste certificatensteun tijdens kwartieren met negatieve prijzen relatief zwaarder weegt.
- Voor de grotere industriële installaties is het beeld omgekeerd. Voor referentie-installatie 7 neemt de impact op de IRR op eigen vermogen toe van **0,10 naar 0,15 procentpunten**. Voor referentie-installatie 8 neemt de impact af van **0,20 naar 0,03 procentpunten**..

De gevoeligheidsanalyse laat daarmee zien dat de **invloed** van de **gasprijsaanname** zowel het niveau van de IRR op eigen vermogen als de berekende impact van de kwartiermaatregel slechts zeer beperkt beïnvloedt. De conclusie dat de **kwartiermaatregel** slechts een **zeer beperkte invloed heeft op de rendabiliteit**, blijft bij een hoge gasprijs echter **overeind**: de afname van de IRR op eigen vermogen bedraagt minder dan **0,5 procentpunt, op een rendement van bijna 70%.**

Figuur 4-6. Gevoeligheidsanalyse voor de gasprijs van de impact van de kwartiermaatregel op de IRR op eigen vermogen van WKK-installaties op aardgas die onder de zesurenmaatregel vallen (referentie-installaties 1, 3, 5, 7 en 8).



Installaties die onder de zesurenmaatregel vallen

Figuur 4-7 toont de resultaten voor de **aardgasgestookte referentie-installaties die onder de zesurenmaatregel** vallen: referentie-installaties 2, 4 en 6.

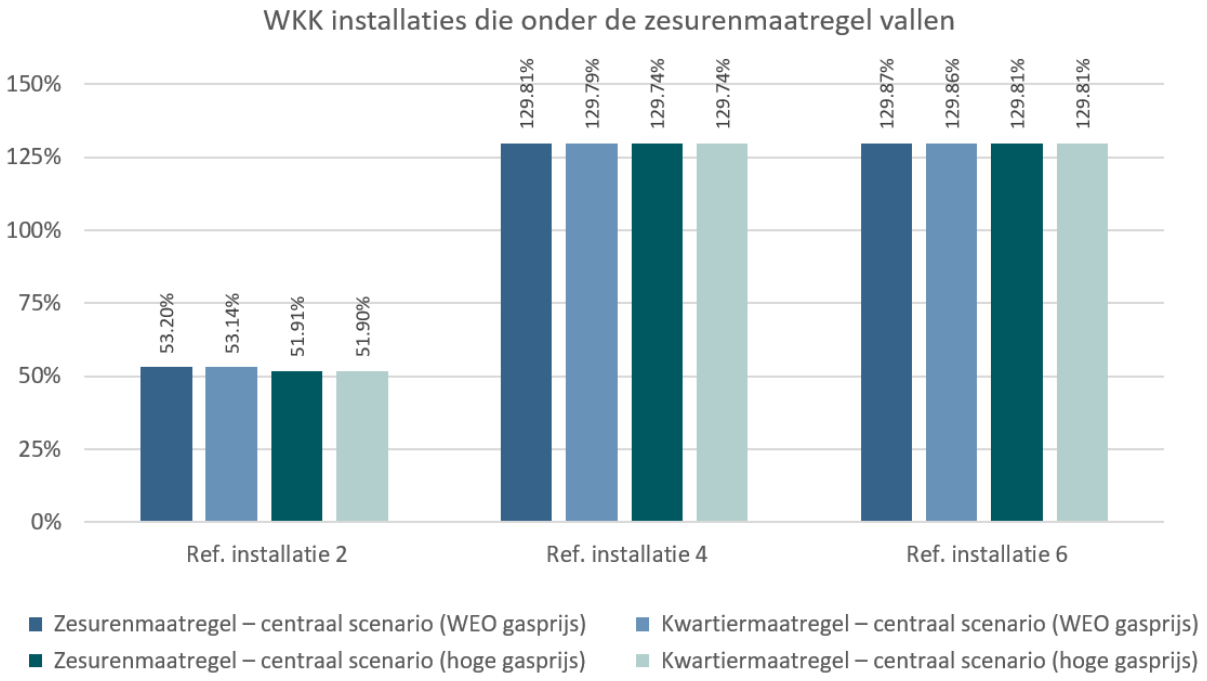
Voor deze installaties hebben wij de IRR op eigen vermogen bij toepassing van de **zesurenmaatregel** en bij toepassing van de kwartiermaatregel berekend bij zowel de **WEO-gasprijs** als de **hoge gasprijs**. Ook deze vergelijking zijn uitgevoerd voor het centrale prijsscenario.

- Voor referentie-installatie 2 ligt de IRR op eigen vermogen bij de **hoge gasprijs 1,29 procentpunten lager** dan bij de WEO-gasprijs. Voor deze installatie wegen de hogere **brandstofkosten zwaarder** dan het positieve effect van de hogere elektriciteitsprijzen.
- Voor referentie-installaties 4 en 6 verandert de IRR op eigen vermogen nauwelijks. Het verschil tussen de IRR-waarden bij de **hoge gasprijs en de WEO-gasprijs** bedraagt voor beide installaties minder dan **0,07 en 0,06 procentpunten**.
- De **impact** van een mogelijke overgang van de **zesurenmaatregel** naar de **kwartiermaatregel** is bij de hoge gasprijs kleiner dan bij de WEO-gasprijs. De afname van de IRR op eigen vermogen bedraagt **0,01 procentpunt** voor referentie-installatie 2. Voor referentie-installaties 4 en 6 is het **verschil nihil**.

Het opvallende verschil in **gevoeligheid** tussen **referentie-installatie 2** enerzijds en **referentie-installaties 4 en 6** anderzijds hangt samen met de **opbouw** van hun **kasstromen** en **rendement**. Alle drie de installaties zijn gestart vanaf 1 januari 2021 en hebben daardoor **uitzonderlijk hoge energieprijzen** gekend in het begin van hun dienstperiode, vanaf 2022. Voor **referentie-installaties**

4 en 6 domineren de **kasstromen** uit deze **beginjaren** het rendement, hun IRR op eigen vermogen bedraagt circa 130%, waardoor de latere jaren, waarin de WEO-gasprijs en de hoge gasprijs van elkaar verschillen, minder impact hebben op de IRR. De historische prijzen, inclusief de piek van 2022, zijn in beide berekeningen immers gelijk. Voor **referentie-installatie 2** ligt de IRR op eigen vermogen aanzienlijk lager (circa 53%), waardoor de **kasstromen in latere jaren** relatief zwaarder meewegen en het gehanteerde gasprijspad wel een **merkbaar effect** heeft. Daar komt bij dat voor deze installatie de hogere brandstofkosten zwaarder wegen dan de hogere elektriciteitsinkomsten, zodat de hoge gasprijs per saldo negatief uitpakt op de IRR op eigen vermogen (zie ook 4.2.1).

Figuur 4-7. Gevoeligheidsanalyse voor de gasprijs van de impact van de kwartiermaatregel op de IRR op eigen vermogen van WKK-installaties op aardgas die onder de zesurenmaatregel vallen (referentie-installaties 2, 4 en 6)



4.3.2. WKK-installaties op biogas

Voor de **biogasgestookte WKK-installaties** is de **impact** van de **gasprijs** wezenlijk anders dan voor aardgasgestookte WKK-installaties. De brandstofkosten van deze installaties zijn niet aan de gasprijs gekoppeld. In de berekeningen is de prijs van biomassa (mix van mest, organisch-biologisch afval en mest), waaruit biogas gewonnen wordt, onafhankelijk van de gasprijs verondersteld. De **opbrengstenkant** beweegt daarentegen wel mee met de **gasprijs**. Omdat gasgestookte elektriciteitscentrales gedurende vele uren prijszettend zijn op de elektriciteitsmarkt, werkt een **hogere gasprijs sterk door** in de **elektriciteitsprijzen**; daarnaast stijgt de waarde van de **geproduceerde warmte**, omdat deze wordt afgemeten aan de vermeden kosten van warmteproductie met een gasgestookte ketel. Een hogere gasprijs verhoogt voor biogasinstallaties dus vooral de inkomsten, zonder dat daar hogere brandstofkosten tegenover staan. Dit mechanisme was het meest uitgesproken in 2022, toen de gas- en elektriciteitsprijzen als gevolg van de **energiecrisis piekten**: biogasgestookte WKK-installaties die toen in bedrijf waren, zagen hun marges sterk toenemen, terwijl aardgasinstallaties de hoge energieprijzen grotendeels ook aan de kostenkant terugzagen.

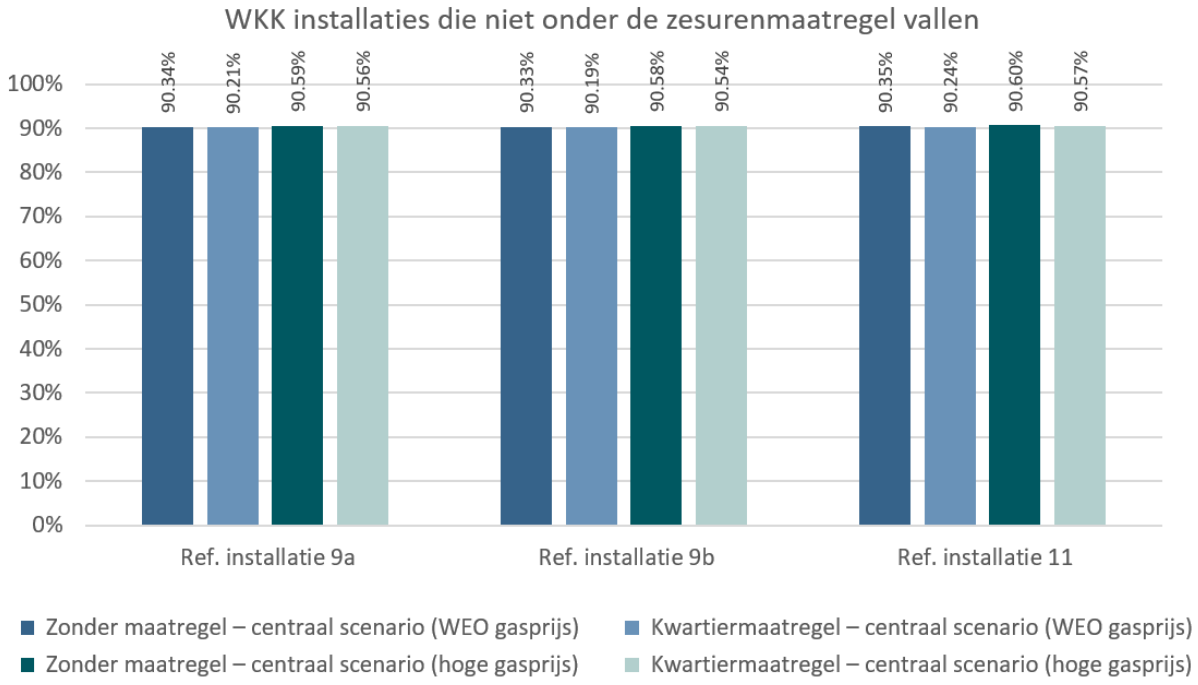
Installaties die niet onder de zesurenmaatregel vallen

Figuur 4-8 toont de resultaten voor de **biogasgestookte referentie-installaties die niet onder de zesurenmaatregel** vallen: referentie-installaties 9a, 9b en 11. Voor deze installaties hebben wij de IRR op eigen vermogen zonder maatregel en met toepassing van de kwartiermaatregel berekend bij zowel de **WEO-gasprijs** als de **hoge gasprijs**, telkens in het centrale scenario voor het aantal kwartieren met negatieve elektriciteitsprijzen.

- In lijn met het bovenstaande ligt de IRR op eigen vermogen bij de hoge gasprijs hoger dan bij de WEO-gasprijs. In de situatie zonder maatregel bedraagt het verschil circa **0,25 procentpunten** voor de drie referentie-installaties.
- De afname van de IRR op eigen vermogen door de **kwartiermaatregel** bedraagt bij de hoge gasprijs **0,03 à 0,04 procentpunten** en is daarmee kleiner dan bij de WEO-gasprijs (0,11 tot 0,14 procentpunten).

De gasprijsaanname beïnvloedt de IRR op eigen vermogen van deze installaties daarmee iets meer dan de kwartiermaatregel zelf. De conclusie dat de **kwartiermaatregel** slechts een **zeer beperkte invloed** heeft op de rendabiliteit, blijft ook bij een **hoge gasprijs** overeind.

Figuur 4-8. Gevoeligheidsanalyse voor de gasprijs van de impact van de kwartiermaatregel op de IRR op eigen vermogen van WKK-installaties op biogas die niet onder de zesurenmaatregel vallen (referentie-installaties 9a, 9b en 11).



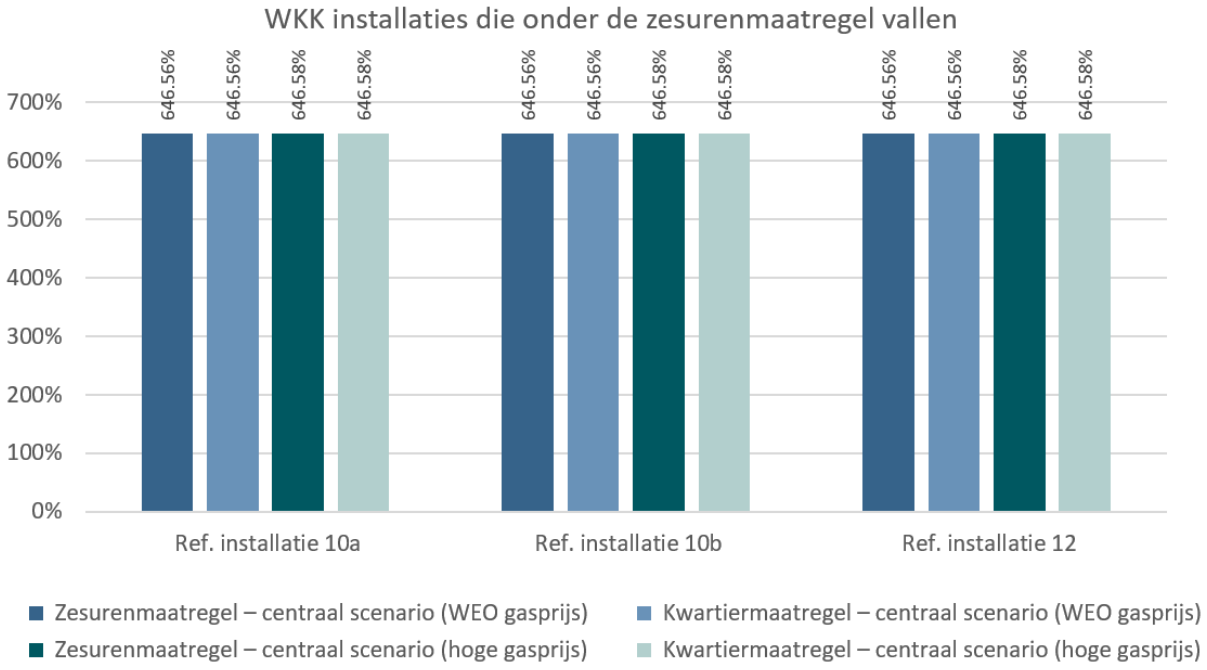
Installaties die onder de zesurenmaatregel vallen

Figuur 4-9 toont de resultaten voor de **biogasgestookte referentie-installaties die onder de zesurenmaatregel** vallen: referentie-installaties 10a, 10b en 12. Voor deze installaties hebben wij de IRR op eigen vermogen bij toepassing van de zesurenmaatregel en bij toepassing van de kwartiermaatregel berekend bij zowel de **WEO-gasprijs** als de **hoge gasprijs**, eveneens uitsluitend voor het centrale elektriciteitsprijsscenario.

De resultaten volgen het beeld uit 4.2.2. De IRR op eigen vermogen ligt bij de hoge gasprijs 0,02 procentpunt hoger dan bij de WEO-gasprijs, en het **verschil in IRR** tussen de **zesurenmaatregel** en de **kwartiermaatregel** is bij beide gasprijzen verwaarloosbaar (afgerond **0,00 procentpunten**). De gasprijsaanname verandert de conclusies voor deze installaties dan ook niet.

Zowel de zeer hoge IRR op eigen vermogen als de geringe gevoeligheid voor de gasprijsaanname worden vooral verklaard door de **piek** in de **elektriciteits- en gasprijzen** in het jaar 2022 en de jaren erna. De gemodelleerde referentie-installaties hebben een startdatum van 1 januari 2021 en hebben daardoor al in de **eerste jaren** van hun **levensduur**, en met name in 2022, te maken gehad met **uitzonderlijk hoge elektriciteitsprijzen** en een **hoge waarde van de geproduceerde warmte**, terwijl hun **brandstofkosten** (biomassa) **niet** in dezelfde mate meestegen. De inkomsten uit deze beginjaren domineren het rendement op het eigen vermogen. Verschillen in de aannames voor de latere jaren, zoals het gasprijspad of de mogelijke vervanging van de zesuren- door de kwartiermaatregel, hebben daardoor nauwelijks nog invloed op het resultaat. De gasprijsaanname verandert de conclusies voor deze installaties dan ook niet.

Figuur 4-9. Gevoeligheidsanalyse voor de gasprijs van de impact van de kwartiermaatregel op de IRR op eigen vermogen van WKK-installaties op biogas die onder de zesurenmaatregel vallen (referentie-installaties 10a, 10b en 12).



4.4. Impact op de IRR op projectbasis

In deze sectie presenteren we de **resultaten van de impact van de voorgestelde kwartiermaatregel op de IRR op projectbasis van de geselecteerde WKK-installaties**. De conclusies over de impact van de voorgestelde kwartiermaatregel liggen in lijn met de eerdere conclusies op basis van de IRR op eigen vermogen.

De **verschillen in de impact van de kwartiermaatregel op de IRR**, zij het **zeer beperkt**, zijn het duidelijkst bij installaties met **uitzonderlijk hoge kasstromen in de eerste jaren** van exploitatie. De **IRR op eigen vermogen** kan daardoor zeer hoge waarden aannemen, omdat deze enkel wordt berekend op het ingelegde eigen vermogen.. Omdat de **IRR op projectbasis** over de gehele investering berekend wordt, ligt deze lager. In het algemeen blijven de **conclusies** over de **impact van de kwartiermaatregel ongewijzigd**: de **invloed** op de **rendabiliteit** van de onderzochte WKK-installaties blijft **zeer beperkt**.

Ook de **IRR op projectbasis** ligt voor de meeste geselecteerde WKK-installaties op een **(zeer) hoog niveau**. Dit hangt samen met de **uitzonderlijk hoge elektriciteitsprijzen in 2022** en de jaren daarna, die niet konden worden voorzien in de oorspronkelijke berekeningen van de onrendabele top. Door deze hogere prijzen ontvangen WKK-installaties hogere inkomsten uit de verkoop van elektriciteit

en warmte, en neemt ook de waarde van vermeden elektriciteitsinkoop bij zelfafname toe. Voor aardgasgestookte WKK's staan daar hogere brandstofkosten tegenover, maar in de meeste gevallen wegen de hogere inkomsten zwaarder door. **Andere factoren**, met name de energieprijzen van aardgas, elektriciteit en biomassa, hebben bovendien **een grotere invloed op de IRR op projectbasis dan de kwartiermaatregel zelf**, wat ook het geval is voor de IRR op eigen vermogen.

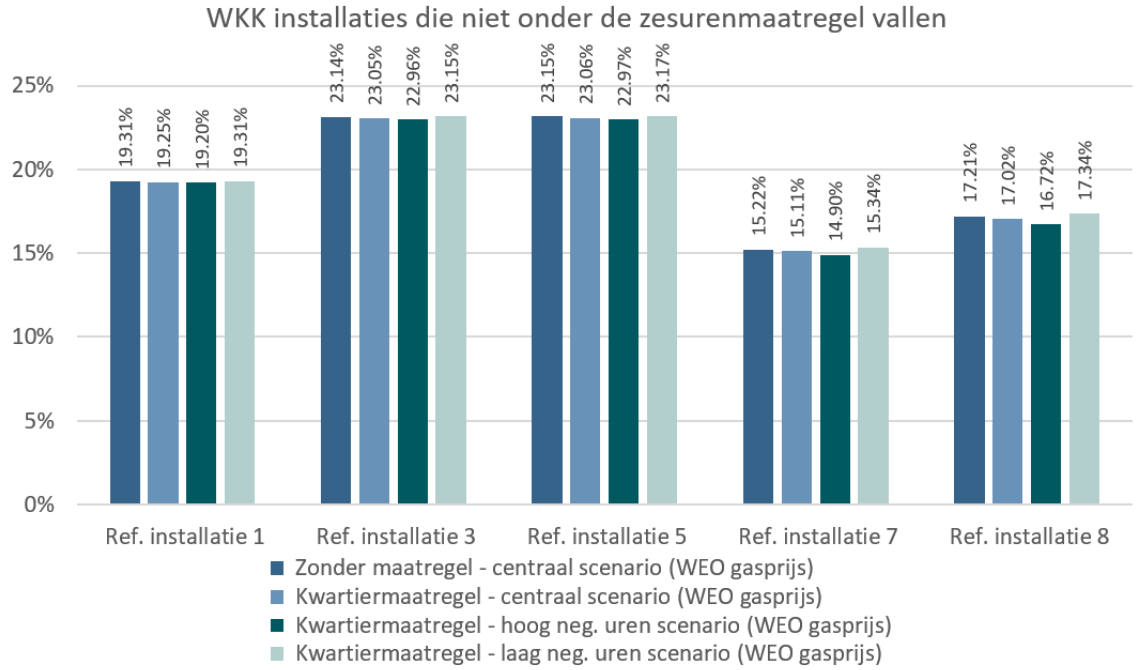
4.4.1. WKK-installaties op aardgas

Installaties die niet onder de zesurenmaatregel vallen

Figuur 4-10 toont de resultaten voor de **aardgasgestookte referentie-installaties** 1, 3, 5, 7 en 8 die **niet onder de huidige zesurenmaatregel** vallen. Voor deze installaties is de IRR op projectbasis zonder maatregel vergeleken met de IRR op projectbasis bij toepassing van de kwartiermaatregel in het centrale prijsscenario, het scenario met een hoog aantal kwartieren met negatieve prijzen en het scenario met een laag aantal kwartieren met negatieve elektriciteitsprijzen.

Uit de berekeningen blijkt dat de **kwartiermaatregel** in **alle scenario's** een **zeer beperkte invloed** heeft op de rendabiliteit. In het centrale scenario daalt de IRR op projectbasis met circa **0,06 tot 0,19 procentpunten**. De impact is het kleinst voor referentie-installatie 1 en het grootst voor referentie-installatie 8. In het **scenario met een hoog aantal kwartieren** met negatieve prijzen loopt de impact op tot maximaal circa **0,49 procentpunten** voor referentie-installatie 8. In het **scenario met laag aantal kwartieren** met negatieve prijzen is de impact voor referentie-installatie 1 **verwaarloosbaar**. De IRR op projectbasis blijft nagenoeg gelijk aan de referentiesituatie zonder maatregel, terwijl deze voor de referentie-installaties 3, 5, 7 en 8 zelfs **iets hoger ligt**. Dit komt doordat in dit scenario minder kwartieren met negatieve prijzen voorkomen dan in het centrale scenario zonder maatregel, waardoor de gemiddeld hogere elektriciteitsprijzen opwegen tegen de gederfde WKC-inkomsten tijdens de kwartieren met negatieve prijzen. Voor de grotere installaties 7 en 8 is dit effect het duidelijkst zichtbaar, met een toename van circa **0,12** respectievelijk **0,13** procentpunten. Dit effect is vergelijkbaar met de impact op de IRR op eigen vermogen.

Figuur 4-10. Impact van de kwartiermaatregel op de project-IRR voor WKK-installaties op aardgas die niet onder de zesurenmaatregel vallen (referentie-installaties 1, 3, 5, 7 en 8).

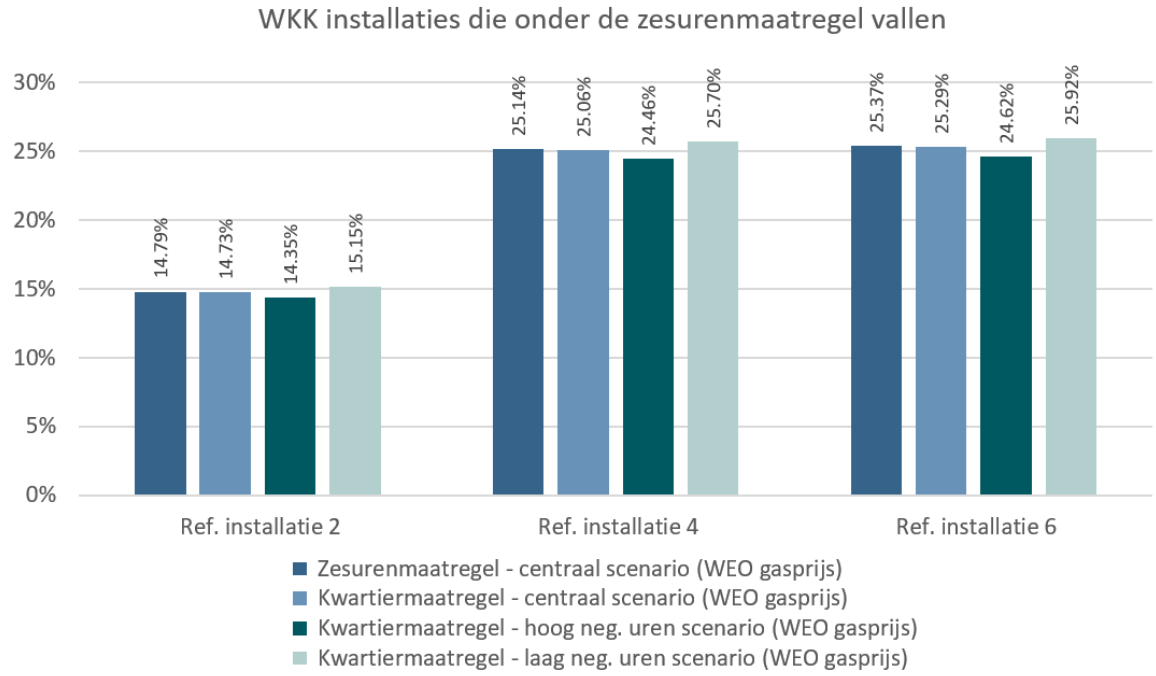


Installaties die onder de zesurenmaatregel vallen

Figuur 4-11 toont de resultaten voor de **aardgasgestookte referentie-installaties** 2, 4 en 6, die vanwege hun startdatum onder de **zesurenmaatregel** vallen. Voor deze installaties is de IRR op projectbasis bij toepassing van de zesurenmaatregel in het centrale scenario gebruikt als referentiesituatie. Deze is vergeleken met de IRR op projectbasis bij toepassing van de kwartiermaatregel in de drie scenario's voor negatieve elektriciteitsprijzen.

Ook voor deze installaties blijft de **invloed** van de mogelijke overgang van de zesurenmaatregel naar de **kwartiermaatregel zeer beperkt**. In het centrale scenario daalt de IRR op projectbasis met circa **0,06 tot 0,08 procentpunten**. In het scenario met een hoog aantal kwartieren met negatieve prijzen is de impact iets groter en loopt deze op tot circa **0,75 procentpunten** voor referentie-installatie 6. In het scenario met een laag aantal kwartieren met negatieve prijzen ligt de **IRR op projectbasis** met de kwartiermaatregel zelfs **hoger** dan in het centrale prijsscenario met de zesurenmaatregel, doordat de impact van de hogere elektriciteitsprijzen zwaarder doorweegt dan de kwartiermaatregel.

Figuur 4-11. Impact van de kwartiermaatregel op de project-IRR voor WKK-installaties op aardgas die onder de zesurenmaatregel vallen (referentie-installaties 2, 4 en 6).



4.4.2. WKK's op biogas

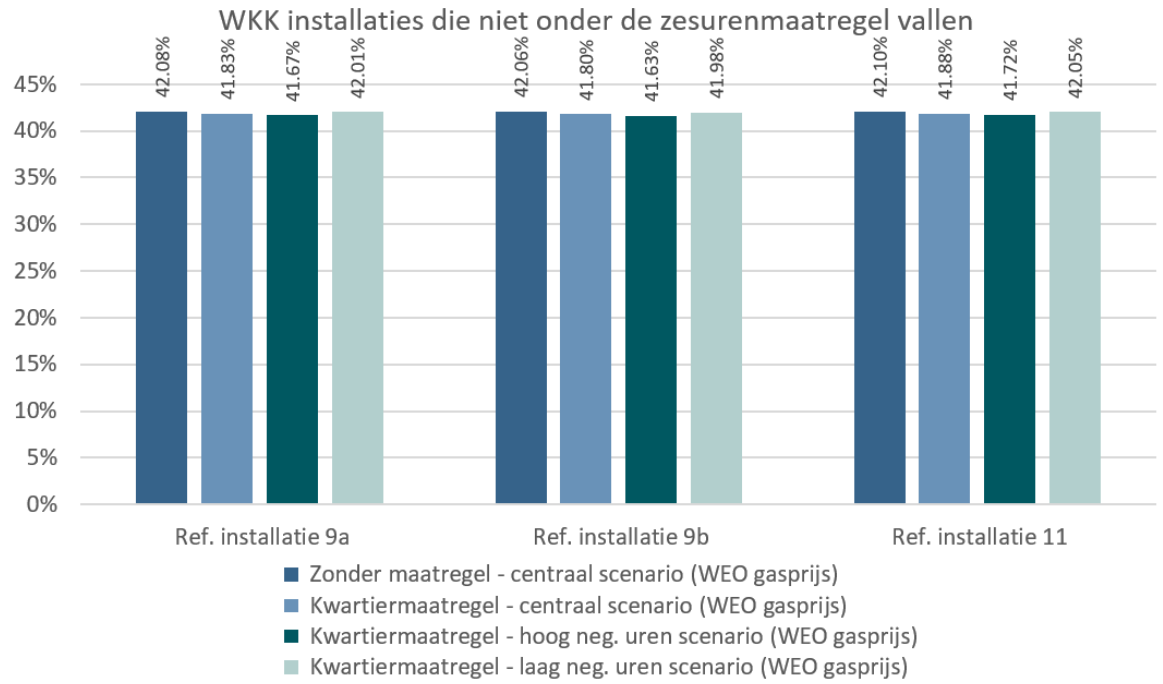
Voor biogasgestookte WKK-installaties is dezelfde analyse uitgevoerd als hierboven. Anders dan aardgasgestookte WKK's komen biogasgestookte installaties in aanmerking voor zowel **WKC** als **GSC**. Onder de kwartiermaatregel vervallen tijdens kwartieren met negatieve elektriciteitsprijzen beide steunstromen. Daarom is de impact van de maatregel bij deze installaties relatief iets groter dan bij aardgasgestookte WKK's, maar nog steeds zeer beperkt.

Installaties die niet onder de zesurenmaatregel vallen

Figuur 4-12 toont de resultaten voor de **biogasgestookte referentie-installaties** 9a, 9b en 11, die **niet onder de zesurenmaatregel vallen**. Voor deze installaties is de IRR op projectbasis zonder maatregel vergeleken met de IRR op projectbasis bij toepassing van de kwartiermaatregel in de drie prijsscenario's.

In het **centrale scenario** daalt de IRR op projectbasis met circa **0,22 tot 0,26 procentpunten**. In het **scenario met een hoog aantal kwartieren** met negatieve prijzen is de impact **0,38 tot 0,43 procentpunten**. In het **scenario met laag aantal kwartieren** met negatieve prijzen is de impact **0,05 tot 0,08 procentpunten**.

Figuur 4-12. Impact van de kwartiermaatregel op de project-IRR voor WKK-installaties op biogas die niet onder de zesurenmaatregel vallen (referentie-installaties 9a, 9b en 11).



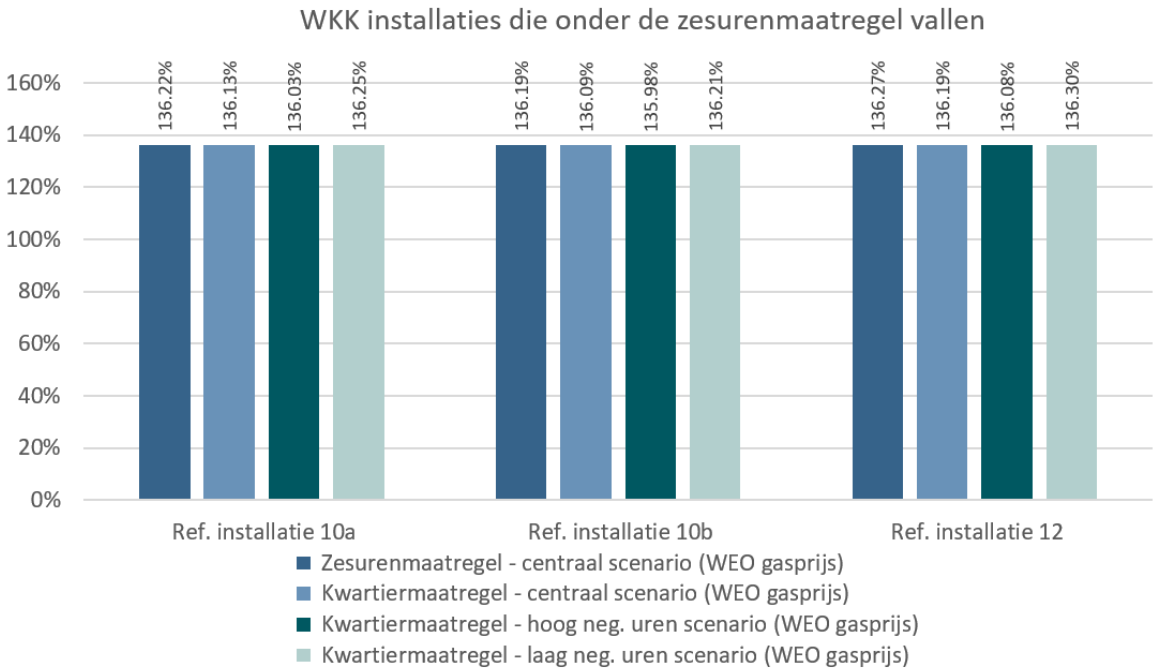
Installaties die onder de zesurenmaatregel vallen

Figuur 4-13 toont de resultaten voor de **biogasgestookte referentie-installaties** 10a, 10b en 12, die **onder de zesurenmaatregel vallen**. Voor deze installaties is de IRR op projectbasis bij toepassing van de zesurenmaatregel in het centrale scenario gebruikt als referentie en vergeleken met toepassing van de kwartiermaatregel in de drie scenario's.

De berekende **IRR op projectbasis voor deze installaties zijn zeer hoog**, en bedragen circa 136%. De verklaring voor deze zeer hoge IRR op projectbasis is dezelfde als voor de IRR op eigen vermogen: de zeer hoge inkomsten tijdens de beginjaren van de installaties uit de elektriciteits- en warmteverkoop en zeer hoge waarde van de vermeden elektriciteitsinkoop door zelfafname, zonder dat er hoge brandstofkosten tegenover staan. Net als bij de berekeningen van de IRR op eigen vermogen, is bij deze modellering aangenomen dat de **biomassaprijzen niet gekoppeld** zijn aan de aardgas- of elektriciteitsprijzen.

De mogelijke overgang van de zesurenmaatregel naar de **kwartiermaatregel** heeft slechts een **zeer beperkte invloed** op de IRR op projectbasis. In het **centrale scenario** bedraagt de afname circa **0,08 tot 0,10 procentpunten**. In het **hoge scenario** is de impact **0,19 tot 0,21 procentpunten**. In het **lage scenario** is het verschil **verwaarloosbaar**.

Figuur 4-13. Impact van de kwartiermaatregel op de project-IRR voor WKK-installaties op biogas die onder de zesurenmaatregel vallen (referentie-installaties 10a, 10b en 12).



Over het geheel genomen is ook voor de IRR op projectbasis de impact van de **kwartiermaatregel** voor biogasgestookte WKK-installaties **zeer beperkt tot nihil**.

4.4.3. Gevoeligheidsanalyse gasprijs

De **gasprijs** beïnvloedt de rendabiliteit van WKK-installaties op verschillende manieren. Voor aardgasgestookte WKK's leidt een hogere gasprijs tot hogere **brandstofkosten**, maar ook tot hogere **elektriciteitsprijzen** en een hogere **waarde van geproduceerde warmte**. Voor biogasgestookte WKK's werkt een hogere gasprijs vooral door aan de opbrengstenkant, omdat de biomassaprijs in de berekeningen niet is gekoppeld aan de gasprijs.

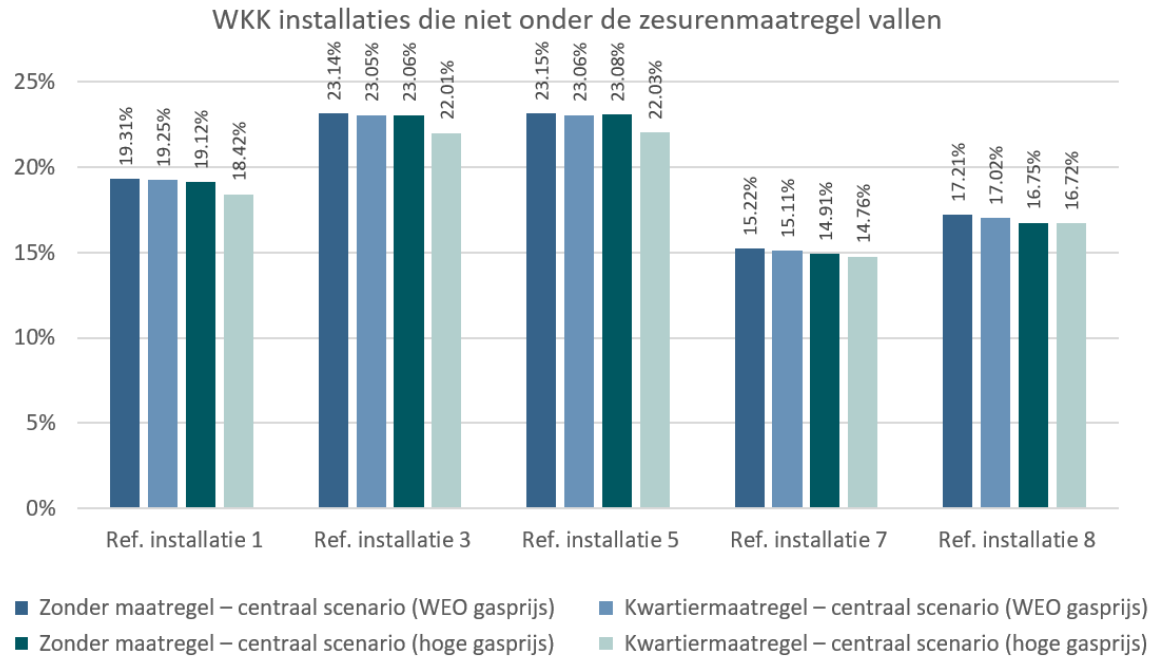
WKK-installaties op aardgas

De gasprijs beïnvloedt ook de impact van de kwartiermaatregel. Bij de WEO-gasprijs is de afname klein. Bij de berekening op basis van een hoge gasprijs wordt dit effect duidelijk groter, maar blijft het in alle gevallen **beperkt tot ongeveer één procentpunt of minder**. De gevoeligheid verschilt dus per installatie, maar de algemene conclusie blijft dat de **kwartiermaatregel** slechts een **zeer beperkte invloed** heeft op de IRR op projectbasis.

Figuur 4-14 en Figuur 4-15 tonen de resultaten van de **gevoeligheidsanalyse** voor de gasprijs voor **aardgasgestookte installaties** die respectievelijk niet en wel onder de zesurenmaatregel vallen.

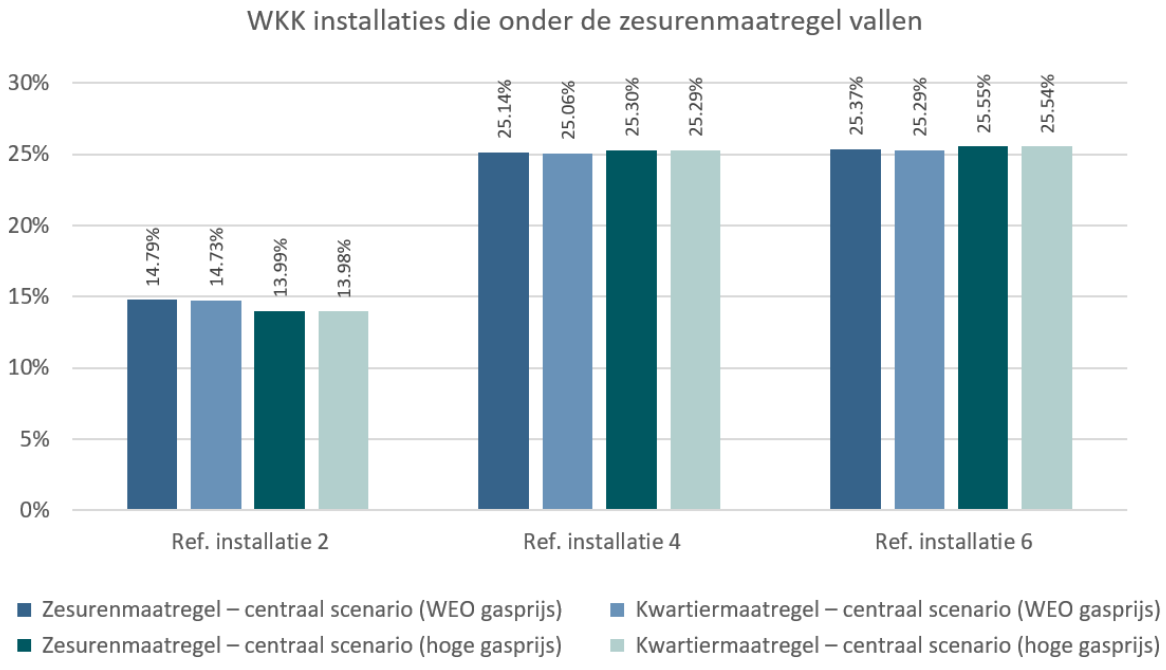
Voor installaties die **niet onder de zesurenmaatregel vallen**, leidt een hogere gasprijs tot een lagere IRR op projectbasis. De daling is beperkt en verschilt per referentie-installatie. De gasprijs beïnvloedt ook de impact van de kwartiermaatregel. Bij de WEO-gasprijs is de afname klein. Bij de berekening op basis van een hoge gasprijs wordt dit effect duidelijk groter, maar blijft het in alle gevallen **beperkt tot ongeveer één procentpunt of minder**. De gevoeligheid verschilt dus per installatie, maar de algemene conclusie blijft dat de **kwartiermaatregel** slechts een **zeer beperkte invloed** heeft op de IRR op projectbasis.

Figuur 4-14. Gevoeligheidsanalyse voor de gasprijs van de impact van de kwartiermaatregel op de project-IRR van WKK-installaties op aardgas die niet onder de zesurenmaatregel vallen (referentie-installaties 1, 3, 5, 7 en 8).



Voor installaties die **wel onder de zesurenmaatregel vallen**, verschilt het effect van een hogere gasprijs eveneens per referentie-installatie. Sommige installaties zien een lichte daling van de IRR op projectbasis, terwijl andere een beperkte stijging vertonen. De overgang van de zesurenmaatregel naar de kwartiermaatregel heeft bij de **hoge gasprijs een zeer beperkt effect** en blijft duidelijk in dezelfde orde van grootte als bij de WEO-gasprijs.

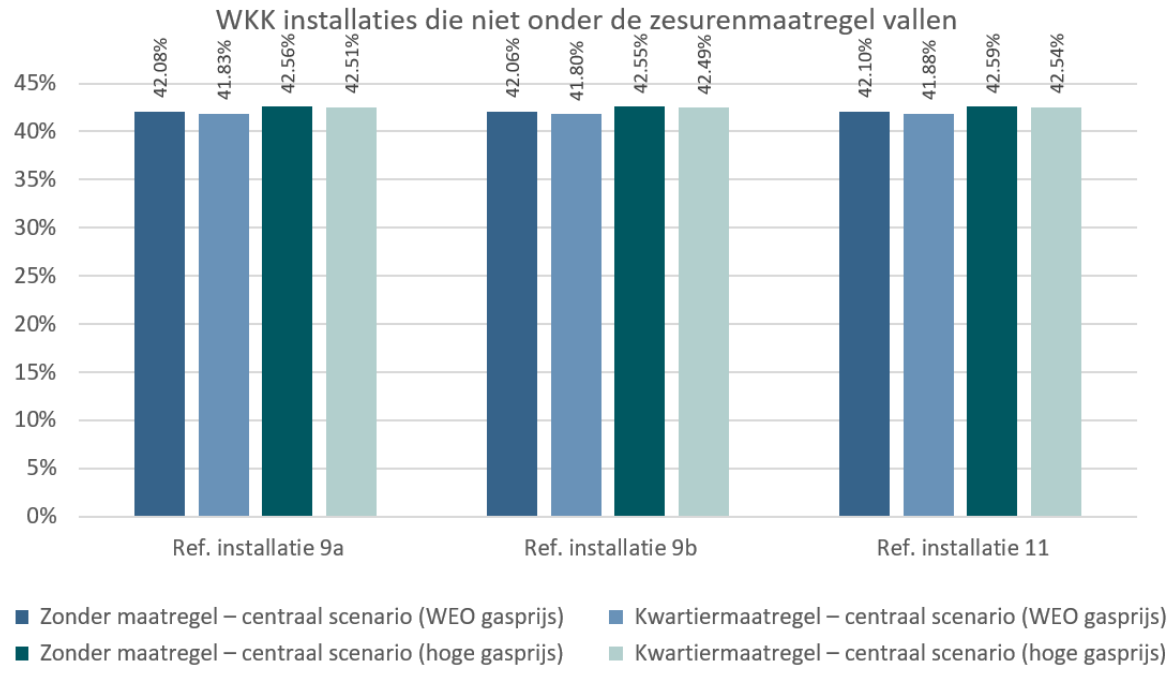
Figuur 4-15. Gevoeligheidsanalyse voor de gasprijs van de impact van de kwartiermaatregel op de project-IRR van WKK-installaties op aardgas die onder de zesurenmaatregel vallen (referentie-installaties 2, 4 en 6).



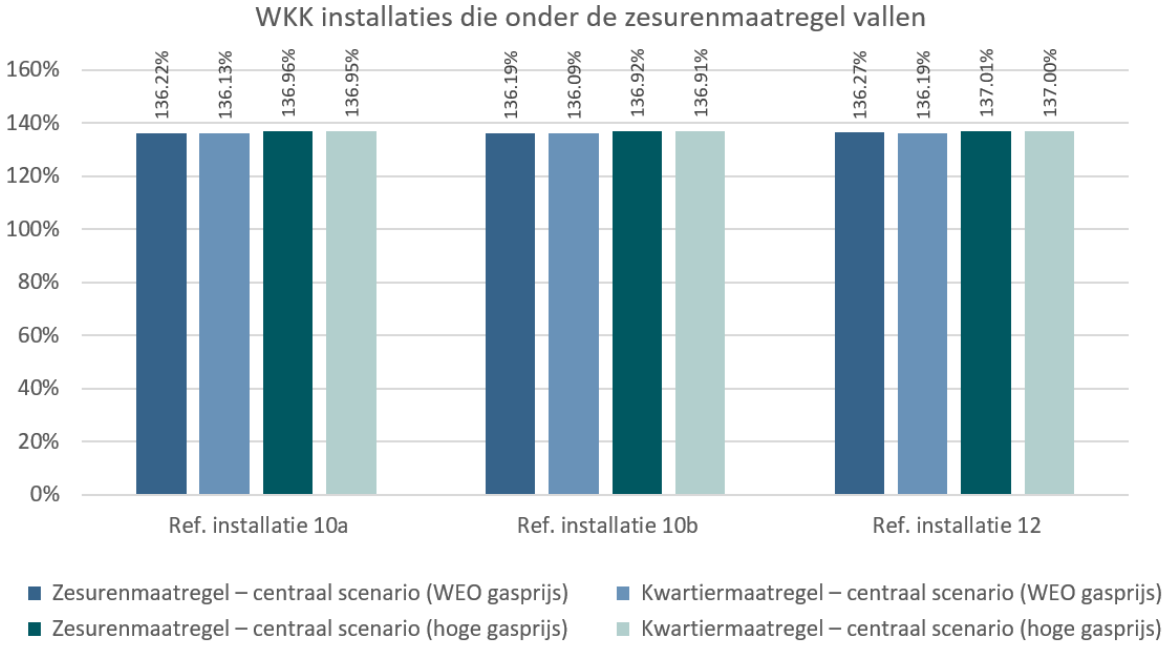
WKK-installaties op biogas

Figuur 4-16 en Figuur 4-17 tonen de resultaten van de **gevoeligheidsanalyse** voor de gasprijs voor de **biogasgestookte referentie-installaties**.

Figuur 4-16. Gevoeligheidsanalyse voor de gasprijs van de impact van de kwartiermaatregel op de project-IRR van WKK-installaties op biogas die niet onder de zesurenmaatregel vallen (referentie-installaties 9a, 9b en 11).



Figuur 4-17. Gevoeligheidsanalyse voor de gasprijs van de impact van de kwartiermaatregel op de project-IRR van WKK-installaties op biogas die onder de zesurenmaatregel vallen (referentie-installaties 10a, 10b en 12).



Voor biogasgestookte installaties leidt een hogere gasprijs tot een hogere IRR op projectbasis doordat de waarde van de geproduceerde elektriciteit en warmte stijgt, terwijl de biogasprijs in de

analyse onafhankelijk is verondersteld van de gasprijs. De invloed van de **kwartiermaatregel** blijft echter **zeer beperkt** en de conclusies veranderen niet ten opzichte van het centrale scenario.

De gevoeligheidsanalyse bevestigt daarmee dat de gasprijsaanname een grotere invloed heeft op het niveau van de IRR op projectbasis dan de **kwartiermaatregel**, maar dat de maatregel in alle onderzochte gevallen slechts een **zeer beperkte impact heeft op de rendabiliteit van de referentie-installaties**.

5. Evaluatie en conclusies

In dit hoofdstuk evalueren we de resultaten van de berekeningen voor **PV- en WKK-installaties** en formuleren we de **conclusies van de studie**. De Vlaamse Regering keurde op 19 september 2025 principieel een wijziging van het Energiebesluit goed waarmee de periode met **negatieve elektriciteitsprijzen** waarbinnen **geen GSC en/of WKC worden toegekend**, zou worden ingekort van zes opeenvolgende uren naar een **kwartier**. Deze voorziene wijziging zou van toepassing zijn op alle installaties waaraan **GSC** of **WKC** worden toegekend, ongeacht de startdatum ervan of de datum waarop de voorlopige of definitieve projectspecifieke bandingfactor werd vastgelegd. Daarnaast voorziet het voorstel dat de vrijstelling voor kleinschalige installaties zal worden verlaagd van 500 kW naar 400 kW bruto nominaal vermogen, of 200 kW bruto nominaal vermogen voor installaties die in dienst worden genomen vanaf 1 januari 2026.

In deze studie hebben wij de **verwachte impact** van deze **voorziene maatregel** berekend op de **rendabiliteit** van representatieve installaties die zich nog in hun initiële steunperiode bevinden en waarvoor de **bandingfactor niet** jaarlijks wordt aangepast, uitgaande van een inwerkingtreding van de voorgestelde kwartiermaatregel op 1 januari 2027. De impact van de kwartiermaatregel is berekend op de IRR op eigen vermogen, en de IRR op projectbasis. De berekeningen zijn uitgevoerd voor **drie prijsscenario's** voor het verwacht aantal kwartieren met negatieve elektriciteitsprijzen en aangevuld met gevoeligheidsanalyses voor de gasprijzen en, voor PV-installaties, voor het aandeel zelfafname.

5.1. Impact op PV-installaties met startdatum voor 1 augustus 2012

Voor deze categorie van **PV-installaties** zijn de berekeningen uitgevoerd voor installaties met startdatum voor 1 augustus 2012. Deze installaties bevinden zich in de **laatste jaren** van hun **steunperiode**, waardoor de voorziene maatregel nog slechts gedurende een **beperkt aantal jaren** doorwerkt. Uit de berekeningen blijkt dat de **impact** van de **kwartiermaatregel** op de IRR op eigen vermogen in alle doorgerekende prijsscenario's **zeer beperkt** is: het effect over de volledige levensduur bedraagt slechts **0,02 tot 0,32 procentpunten**, afhankelijk van het startjaar, de installatie en het gekozen scenario. Ook de impact op de IRR op projectbasis is zeer beperkt. De grootste effecten treden op bij installaties die in 2012 in dienst zijn gesteld, en daarmee na de invoering van de voorgestelde kwartiermaatregel in 2027 nog meerdere jaren certificatensteun ontvangen. Naarmate de **resterende steunperiode korter** is, neemt de **impact verder af**. De **gevoeligheidsanalyses** laten bovendien zien dat **fluctuaties** in **toekomstige elektriciteits- en gasprijzen** en het **aandeel zelfafname** (waarop uitbaters van PV-installaties deels zelf invloed hebben) de rendabiliteit sterker beïnvloeden dan de voorziene **kwartiermaatregel**.

5.2. Impact op WKK-installaties met startdatum vanaf 1 januari 2013

Voor de **WKK-installaties** met een **startdatum vanaf 1 januari 2013** zijn de berekeningen uitgevoerd voor **WKK-installaties op aardgas en op biogas** die zich nog in hun initiële steunperiode bevinden. Binnen deze groep maken we **onderscheid** tussen installaties die reeds onder de **bestaande zesurenmaatregel** vallen (installaties met startdatum vanaf 1 januari 2021), en installaties waarvoor de **zesurenmaatregel niet** geldt. Uit de berekeningen blijkt dat de **impact** van de **kwartiermaatregel** op de IRR op eigen vermogen in alle doorgerekende prijsscenario's **zeer beperkt** is. Voor de **aardgasgestookte installaties** die momenteel **niet onder de zesurenmaatregel** vallen, bedraagt de afname van de IRR op eigen vermogen in het **centrale prijsscenario 0,03 tot 0,20 procentpunten**. In het **scenario** met een **hoog aantal kwartieren** met negatieve prijzen loopt dit op

tot maximaal **0,47 procentpunten**. In het **scenario** met een **laag aantal kwartieren** met negatieve prijzen is de impact **0,01 tot 0,14 procentpunten**.

Voor de **biogasgestookte installaties** die **niet onder de zesurenmaatregel** vallen, is de impact van de kwartiermaatregel **0,11 tot 0,14 procentpunten** in het **centrale prijsscenario**, oplopend tot **0,22 procentpunten** in het **scenario** met een **hoog aantal kwartieren** met negatieve prijzen. In het **scenario** met een **laag aantal kwartieren** met negatieve prijzen is de impact **0,03 tot 0,04 procentpunten**.

Voor de **WKK-installaties** die wel **onder de zesurenmaatregel vallen** (waarvoor in deze studie enkel gekeken is naar installaties met een startdatum in 2021) is de impact van de overgang naar de voorgestelde kwartiermaatregel **zeer klein** tot **verwaarloosbaar**. Voor de aardgasinstallaties in deze groep blijft de afname in het centrale scenario beperkt tot maximaal 0,06 procentpunten; voor de biogasinstallaties is het verschil verwaarloosbaar. Deze zeer beperkte impact is te verklaren doordat de **pieken** in **energieprijzen** vielen in de beginjaren van de uitbating van deze installaties. Tijdens de energiecrisis van 2022 waren de gasprijzen uitzonderlijk hoog en, omdat gasgestookte centrales in veel uren prijszettend zijn, stuwden ze ook de elektriciteitsprijzen naar recordniveaus. De hoge kasstromen uit deze beginjaren wegen **zeer zwaar door** in de berekeningen van de **IRR op eigen vermogen**, die voor deze referentie-installaties dan ook uitzonderlijk hoog uitkomt. Daardoor is de **impact** van de **voorgestelde wijziging in certificatensteun** op het totale rendement **miniem**, en hebben verschillen in de vormgeving van de maatregel in de latere jaren nauwelijks nog invloed op de IRR op eigen vermogen.

Uit de **gevoeligheidsanalyse** voor de **gasprijzen** blijkt dat ook bij hogere gasprijzen de **impact** van de **kwartiermaatregel** voor alle onderzochte referentie-installaties in alle scenario's **zeer beperkt** blijft. Het **effect van hogere gasprijzen** op de **IRR op eigen vermogen zelf verschilt** tussen de installaties. Bij aardgasinstallaties staan hogere brandstofkosten tegenover hogere elektriciteits- en warmte-inkomsten en de hogere waarde van vermeden elektriciteitsinkoop, terwijl bij biogas-installaties enkel de opbrengstenzijde meebeweegt. Ook de berekende impact van de kwartiermaatregel zelf verschuift bij een hoge gasprijs: voor sommige installaties valt deze kleiner uit dan bij de WEO-gasprijs, voor andere loopt zij op tot circa 0,50 procentpunten. De **impact van fluctuaties van energieprijzen** op de **rendabiliteit** is in veel gevallen **groter of aanzienlijk groter dan de voorziene kwartiermaatregel**.

Voor de **IRR op projectbasis** tonen de resultaten dezelfde trends als voor de IRR op eigen vermogen. De impact van de voorziene **kwartiermaatregel** is ook hier **zeer beperkt**.

5.3. Algemene conclusie

Naar verwachting zal het **aantal kwartieren** met **negatieve elektriciteitsprijzen** de komende jaren verder **toenemen**, onder meer door de verdere uitbreiding van offshore windenergie. De **scenario's** met een hoog en een laag aantal kwartieren met negatieve prijzen geven hiervoor een **brandbreedte**. Uit de berekeningen in deze studie blijkt dat de **impact** van de **kwartiermaatregel** op de rendabiliteit van bestaande **PV- en WKK-installaties zeer beperkt** is in **alle scenario's**. Weliswaar neemt de impact toe naarmate negatieve prijzen vaker voorkomen, maar ook dan blijft de impact voor alle onderzochte referentie-installaties beperkt tot maximaal **0,5 procentpunten** op de IRR op eigen vermogen.

Op basis van deze resultaten concluderen wij dat de **voorziene wijziging** van de **drempel** van **zes opeenvolgende uren** naar een **kwartier** met negatieve elektriciteitsprijzen slechts een **zeer beperkte impact** heeft op de **rendabiliteit** van de onderzochte **representatieve installaties**. De berekende **impact op de IRR op eigen vermogen** en de **IRR op projectbasis** is in alle doorgerekende scenario's, inclusief gevoeligheidsanalyses, **zeer klein** in verhouding tot het totale rendement van de projecten. De **voorziene kwartiermaatregel ondermijnt de rendabiliteit van de onderzochte installaties dan ook niet**, en de gedane investeringen kunnen ook na invoering van de maatregel

worden terugverdiend. Bovendien resulteert de voorziene maatregel niet in een merkelijk andere rendabiliteit voor projecten die oorspronkelijk onder dezelfde voorwaarden werden opgestart.

Deze conclusie geldt voor de in deze studie geselecteerde **referentie-installaties**, die **representatief** zijn gekozen voor de **betrokken segmenten**. Voor individuele installaties kunnen de resultaten afwijken, afhankelijk van het productie- en verbruiksprofiel en de mate waarin dit samenvalt met kwartieren met negatieve elektriciteitsprijzen. Voor installaties met een projectspecifieke bandingfactor of met steunverlenging, die buiten de scope van deze berekeningen vallen, kan een eventuele impact bovendien binnen de huidige regelgeving worden opgevangen via een aanpassing van de bandingfactor.

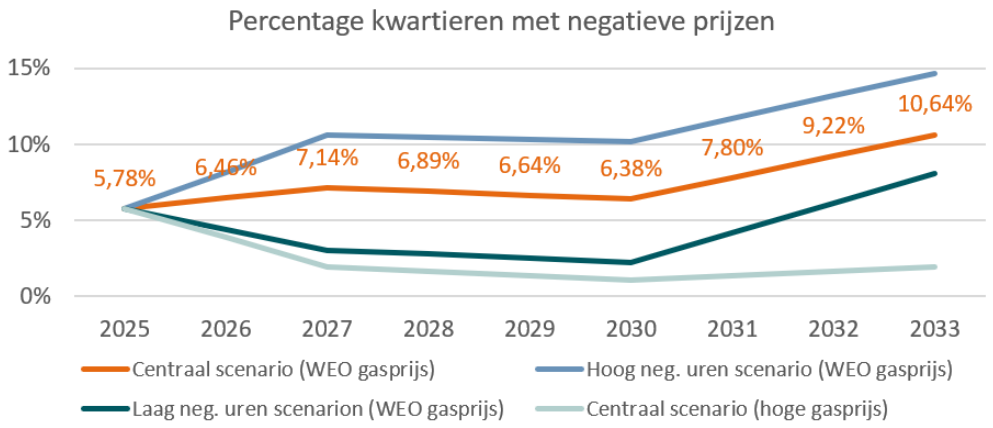
A. Aandeel kwartieren met negatieve prijzen in 2025-2033

De figuren hieronder geven de **gemodelleerde evolutie** van het **aandeel kwartieren met negatieve elektriciteitsprijzen** weer. Figuur A-1 toont het percentage kwartieren met negatieve prijzen per jaar (ter referentie, een niet-schrikkeljaar telt 35.040 kwartieren). Figuur A-2 toont het percentage kwartieren die vallen in aaneensluitende periodes van zes uur met negatieve prijzen. Voor de leesbaarheid van de figuren zijn de cijfers alleen voor het centraal scenario toegevoegd.

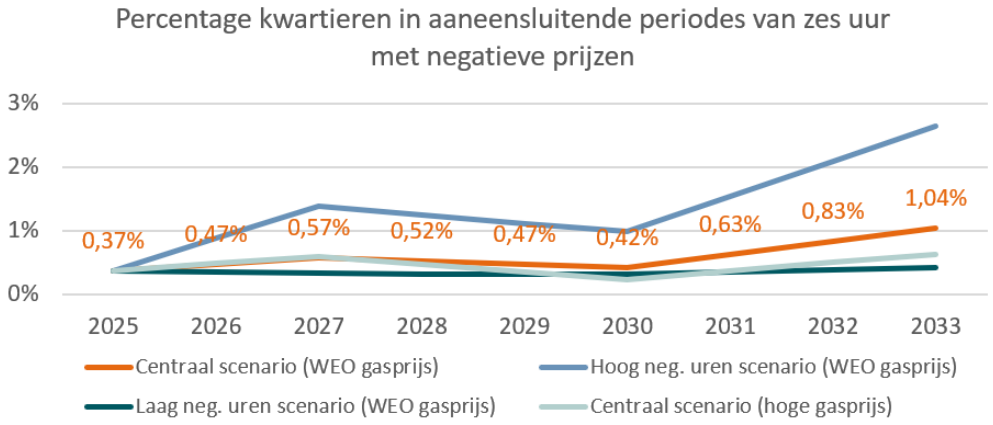
Vanaf **2030 stijgt in alle scenario's het aantal kwartieren met negatieve elektriciteitsprijzen**. Dat komt grotendeels door het stapsgewijs online komen van bijkomend **offshore windenergievermogen** via de aansluiting van het Prinses Elisabetheiland. Dit is niet-stuurbaar vermogen, wat in een elektriciteitssysteem waarin het vermogen aan flexibele vraag aanzienlijk lager ligt dan het vermogen aan niet-stuurbare productie leidt tot meer periodes met negatieve prijzen. Windparken op zee zullen ook via de Nautiluskabel verbonden worden met het Verenigd Koninkrijk. De hoeveelheid energie die uitgevoerd zal worden naar het Verenigd Koninkrijk zal bepaald worden door de elektriciteitsmarkten. Een gedetailleerde modellering van de elektriciteitsmarkt lag buiten de scope van deze studie, daarom hebben we een vereenvoudigde aanname gebruikt: in het centraal scenario en het scenario met laag aantal uren met negatieve prijzen nemen we aan dat 40% van de offshore windenergieproductie geëxporteerd wordt naar het Verenigd Koninkrijk. Dit percentage is gebaseerd op de relatieve verhouding van de vermogens van de windparken op zee en de Nautiluskabel. In het scenario met hoog aantal uren met negatieve prijzen, nemen we aan dat de Nautiluskabel niet in gebruik genomen wordt voor 2033, omdat dergelijke grote infrastructuurprojecten in de praktijk geregeld vertraging oplopen. In dit scenario nemen we aan dat het volledig vermogen van offshore windenergie t.e.m. 2033 in het Belgische elektriciteitssysteem wordt geïnjecteerd.

De resultaten van Figuur A-1 kunnen vergeleken worden met Figuur A-3, uit de **Elia Adequacy and flexibility study**. Figuur A-3 geeft de grafiek uit de Elia Adequacy and flexibility study weer met het aantal uren met prijzen onder 5 euro/MWh (de studie bevat geen grafiek met uitsluitend negatieve prijzen). Uit de vergelijking van beide figuren blijkt dat de modellering zoals beschreven resultaten oplevert die nauw aansluiten bij de resultaten in de Elia-studie. Bijvoorbeeld, het CT-scenario in Figuur A-3 heeft circa 1000 uur met prijzen lager dan 5 euro/MWh in 2032, dat is 11,4% van het totaal aantal uren. Hierbij zijn ook uren met prijzen tussen 0 en 5 euro/MWh inbegrepen. Dit resultaat ligt dus dicht in de buurt van het resultaat gemodelleerd in deze studie (9,22%) in Figuur A-1. Ook voor andere scenario's zijn de resultaten uit deze studie grotendeels vergelijkbaar met die van de Elia-studie. Deze vergelijking valideert de benadering die werd gebruikt voor deze studie.

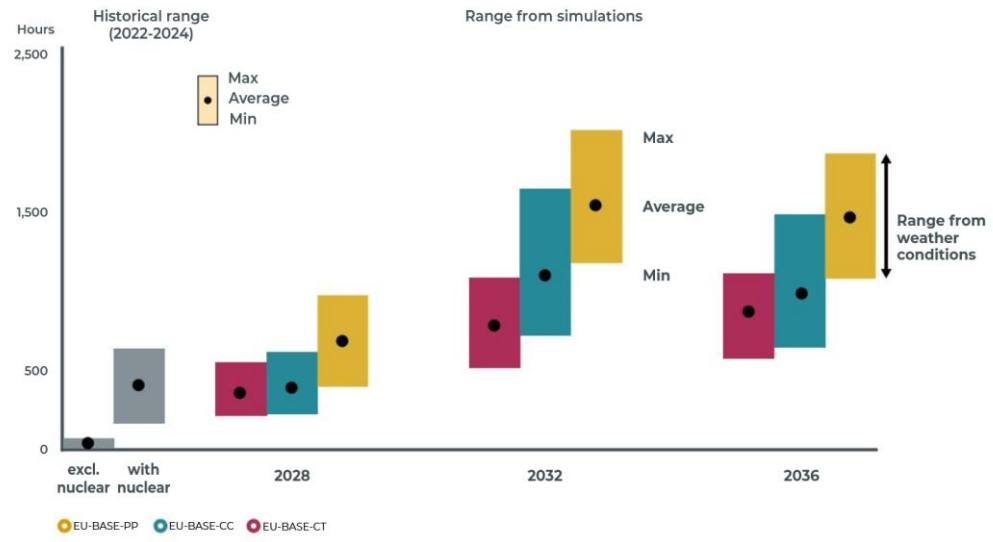
Figuur A-1. Percentage kwartieren met negatieve prijzen in verschillende gemodelleerde scenario's.



Figuur A-2. Percentage kwartieren in aaneensluitende periodes van zes uur met negatieve prijzen in verschillende gemodelleerde scenario's.



Figuur A-3. Aantal uren met negatieve residuele belasting en prijzen lager dan 5 euro/MWh. Bron: Elia Adequacy and flexibility study, oorspronkelijke figuur 10-37 in het Elia-rapport.



B. Aandeel elektriciteitsproductie tijdens periodes met negatieve prijzen

In deze bijlage staan de volledige resultaten van de matching van de productieprofielen van PV- en WKK-installaties met de gemodelleerde elektriciteitsprijsprofielen voor de verschillende zichtjaren en scenario's. Voor elk scenario is bepaald welk deel van de jaarlijkse elektriciteitsproductie plaatsvindt tijdens kwartieren (en voor WKK-installaties tevens aaneensluitende periodes van zes uur) met positieve respectievelijk negatieve day-aheadprijzen. Per zichtjaar (2025, 2027, 2030 en 2033) is naast het centrale scenario ook een scenario met een hoog en een laag aantal negatieve kwartieren doorgerekend, telkens op basis van de WEO-gasprijs, alsmede een centraal scenario met een hoge gasprijs. De resultaten zijn weergegeven in onderstaande tabellen en figuren.

PV-installaties

Voor **PV-installaties** is de productie uitgedrukt in **kWh per m² per jaar**. De elektriciteitsproducties van installaties met verschillende **piekvermogens schalen lineair** met de productie in kWh per m² per jaar.

Tabel B-1. Elektriciteitsproductie van PV-installaties per m² tijdens kwartieren met positieve en met negatieve prijzen voor verschillende scenario's.

	Elektriciteitsproductie tijdens kwartieren met positieve prijzen	Elektriciteitsproductie tijdens kwartieren met negatieve prijzen
	[kWh/m²/jaar]	[kWh/m²/jaar]
2025	166	35
2027 centraal scenario (WEO gasprijs)	161	41
2027 hoog neg. uren scenario (WEO gasprijs)	141	61
2027 laag neg. uren scenario (WEO gasprijs)	185	17
2027 centraal scenario (hoge gasprijs)	186	15
2030 centraal scenario (WEO gasprijs)	168	34
2030 hoog neg. uren scenario (WEO gasprijs)	145	57
2030 laag neg. uren scenario (WEO gasprijs)	190	12
2030 centraal scenario (hoge gasprijs)	194	8
2033 centraal scenario (WEO gasprijs)	155	46
2033 hoog neg. uren scenario (WEO gasprijs)	140	61
2033 laag neg. uren scenario (WEO gasprijs)	169	32
2033 centraal scenario (hoge gasprijs)	188	13

WKK-installaties

Voor de **WKK-referentie-installaties** zijn de resultaten weergegeven in **MWh per jaar**, zowel voor kwartieren als voor aaneensluitende periodes van zes uur met negatieve prijzen. Figuur B-1 toont eerst per referentie-installatie het aandeel van de elektriciteitsproductie tijdens **aaneensluitende periodes van zes uur met negatieve prijzen**. Daarna volgen **per referentie-installatie** de tabellen met de **absolute elektriciteitsproductie**: eerst de productie tijdens **kwartieren** met positieve en negatieve prijzen, vervolgens de productie binnen en buiten **aaneensluitende zesurenperiodes** met negatieve prijzen.

Figuur B-1. Aandeel elektriciteitsproductie tijdens aaneensluitende periodes van 6 uur met negatieve prijzen voor WKK's

Tabel B-2. Elektriciteitsproductie in kwartieren met positieve en negatieve prijzen voor referentie-installatie 1 en 2

	Elektriciteitsproductie tijdens kwartieren met positieve prijzen	Elektriciteitsproductie tijdens kwartieren met negatieve prijzen
	[MWh/jaar]	[MWh/jaar]
2025	1813	93
2027 centraal scenario (WEO gasprijs)	1777	129
2027 hoog neg. uren scenario (WEO gasprijs)	1713	193
2027 laag neg. uren scenario (WEO gasprijs)	1852	54
2027 centraal scenario (hoge gasprijs)	1873	33
2030 centraal scenario (WEO gasprijs)	1791	115
2030 hoog neg. uren scenario (WEO gasprijs)	1717	189
2030 laag neg. uren scenario (WEO gasprijs)	1868	38
2030 centraal scenario (hoge gasprijs)	1889	17
2033 centraal scenario (WEO gasprijs)	1712	194
2033 hoog neg. uren scenario (WEO gasprijs)	1653	253
2033 laag neg. uren scenario (WEO gasprijs)	1757	149
2033 centraal scenario (hoge gasprijs)	1872	34

Tabel B-3. Elektriciteitsproductie buiten aaneensluitende periodes van 6 uur met negatieve prijzen, en in aaneensluitende periodes van 6 uur met negatieve prijzen voor referentie-installaties 1 en 2

	Elektriciteitsproductie buiten aaneensluitende periodes van 6 uur met negatieve prijzen	Elektriciteitsproductie in aaneensluitende periodes van 6 uur met negatieve prijzen
	[MWh/jaar]	[MWh/jaar]
2025	1900	6
2027 centraal scenario (WEO gasprijs)	1895	11
2027 hoog neg. uren scenario (WEO gasprijs)	1884	22
2027 laag neg. uren scenario (WEO gasprijs)	1900	6
2027 centraal scenario (hoge gasprijs)	1895	11
2030 centraal scenario (WEO gasprijs)	1897	9
2030 hoog neg. uren scenario (WEO gasprijs)	1890	16
2030 laag neg. uren scenario (WEO gasprijs)	1900	6
2030 centraal scenario (hoge gasprijs)	1902	4
2033 centraal scenario (WEO gasprijs)	1889	17
2033 hoog neg. uren scenario (WEO gasprijs)	1867	39
2033 laag neg. uren scenario (WEO gasprijs)	1897	9
2033 centraal scenario (hoge gasprijs)	1895	11

Tabel B-4. Elektriciteitsproductie in kwartieren met positieve en negatieve prijzen voor referentie-installaties 3 en 4

	Elektriciteitsproductie tijdens kwartieren met positieve prijzen	Elektriciteitsproductie tijdens kwartieren met negatieve prijzen
	[MWh/jaar]	[MWh/jaar]
2025	9151	482
2027 centraal scenario (WEO gasprijs)	8966	667
2027 hoog neg. uren scenario (WEO gasprijs)	8636	997
2027 laag neg. uren scenario (WEO gasprijs)	9354	279
2027 centraal scenario (hoge gasprijs)	9460	173
2030 centraal scenario (WEO gasprijs)	9039	594
2030 hoog neg. uren scenario (WEO gasprijs)	8659	974
2030 laag neg. uren scenario (WEO gasprijs)	9433	200
2030 centraal scenario (hoge gasprijs)	9542	91
2033 centraal scenario (WEO gasprijs)	8631	1002
2033 hoog neg. uren scenario (WEO gasprijs)	8329	1304
2033 laag neg. uren scenario (WEO gasprijs)	8869	764
2033 centraal scenario (hoge gasprijs)	9457	176

Tabel B-5. Elektriciteitsproductie buiten aaneensluitende periodes van 6 uur met negatieve prijzen, en in aaneensluitende periodes van 6 uur met negatieve prijzen voor referentie-installaties 3 en 4

	Elektriciteitsproductie buiten aaneensluitende periodes van 6 uur met negatieve prijzen	Elektriciteitsproductie in aaneensluitende periodes van 6 uur met negatieve prijzen
	[MWh/jaar]	[MWh/jaar]
2025	9603	30
2027 centraal scenario (WEO gasprijs)	9575	58
2027 hoog neg. uren scenario (WEO gasprijs)	9517	116
2027 laag neg. uren scenario (WEO gasprijs)	9600	33
2027 centraal scenario (hoge gasprijs)	9578	55
2030 centraal scenario (WEO gasprijs)	9588	45
2030 hoog neg. uren scenario (WEO gasprijs)	9551	82
2030 laag neg. uren scenario (WEO gasprijs)	9600	33
2030 centraal scenario (hoge gasprijs)	9611	22
2033 centraal scenario (WEO gasprijs)	9543	90
2033 hoog neg. uren scenario (WEO gasprijs)	9431	202
2033 laag neg. uren scenario (WEO gasprijs)	9587	46
2033 centraal scenario (hoge gasprijs)	9574	59

Tabel B-6. Elektriciteitsproductie in kwartieren met positieve en negatieve prijzen voor referentie-installaties 5 en 6

	Elektriciteitsproductie tijdens kwartieren met positieve prijzen	Elektriciteitsproductie tijdens kwartieren met negatieve prijzen
	[MWh/jaar]	[MWh/jaar]
2025	9081	552
2027 centraal scenario (WEO gasprijs)	8937	696
2027 hoog neg. uren scenario (WEO gasprijs)	8606	1027
2027 laag neg. uren scenario (WEO gasprijs)	9344	289
2027 centraal scenario (hoge gasprijs)	9438	195
2030 centraal scenario (WEO gasprijs)	9022	611
2030 hoog neg. uren scenario (WEO gasprijs)	8644	989
2030 laag neg. uren scenario (WEO gasprijs)	9417	216
2030 centraal scenario (hoge gasprijs)	9518	115
2033 centraal scenario (WEO gasprijs)	8592	1041
2033 hoog neg. uren scenario (WEO gasprijs)	8217	1416
2033 laag neg. uren scenario (WEO gasprijs)	8845	788
2033 centraal scenario (hoge gasprijs)	9439	194

Tabel B-7. Elektriciteitsproductie buiten aaneensluitende periodes van 6 uur met negatieve prijzen, en in aaneensluitende periodes van 6 uur met negatieve prijzen voor referentie-installaties 5 en 6

	Elektriciteitsproductie buiten aaneensluitende periodes van 6 uur met negatieve prijzen	Elektriciteitsproductie in aaneensluitende periodes van 6 uur met negatieve prijzen
	[MWh/jaar]	[MWh/jaar]
2025	9603	30
2027 centraal scenario (WEO gasprijs)	9569	64
2027 hoog neg. uren scenario (WEO gasprijs)	9480	153
2027 laag neg. uren scenario (WEO gasprijs)	9601	32
2027 centraal scenario (hoge gasprijs)	9564	69
2030 centraal scenario (WEO gasprijs)	9586	47
2030 hoog neg. uren scenario (WEO gasprijs)	9520	113
2030 laag neg. uren scenario (WEO gasprijs)	9601	32
2030 centraal scenario (hoge gasprijs)	9608	25
2033 centraal scenario (WEO gasprijs)	9537	96
2033 hoog neg. uren scenario (WEO gasprijs)	9351	282
2033 laag neg. uren scenario (WEO gasprijs)	9585	48
2033 centraal scenario (hoge gasprijs)	9560	73

Tabel B-8. Elektriciteitsproductie in kwartieren met positieve en negatieve prijzen voor referentie-installatie 7

	Elektriciteitsproductie tijdens kwartieren met positieve prijzen	Elektriciteitsproductie tijdens kwartieren met negatieve prijzen
	[MWh/jaar]	[MWh/jaar]
2025	48982	3047
2027 centraal scenario (WEO gasprijs)	48394	3634
2027 hoog neg. uren scenario (WEO gasprijs)	46639	5390
2027 laag neg. uren scenario (WEO gasprijs)	50513	1516
2027 centraal scenario (hoge gasprijs)	51078	951
2030 centraal scenario (WEO gasprijs)	48783	3246
2030 hoog neg. uren scenario (WEO gasprijs)	46802	5227
2030 laag neg. uren scenario (WEO gasprijs)	50932	1097
2030 centraal scenario (hoge gasprijs)	51527	502
2033 centraal scenario (WEO gasprijs)	46494	5535
2033 hoog neg. uren scenario (WEO gasprijs)	44381	7648
2033 laag neg. uren scenario (WEO gasprijs)	47854	4174
2033 centraal scenario (hoge gasprijs)	51089	939

Tabel B-9. Elektriciteitsproductie buiten aaneensluitende periodes van 6 uur met negatieve prijzen, en in aaneensluitende periodes van 6 uur met negatieve prijzen voor referentie-installatie 7

	Elektriciteitsproductie buiten aaneensluitende periodes van 6 uur met negatieve prijzen	Elektriciteitsproductie in aaneensluitende periodes van 6 uur met negatieve prijzen
	[MWh/jaar]	[MWh/jaar]
2025	51821	208
2027 centraal scenario (WEO gasprijs)	51759	270
2027 hoog neg. uren scenario (WEO gasprijs)	51312	717
2027 laag neg. uren scenario (WEO gasprijs)	51895	133
2027 centraal scenario (hoge gasprijs)	51752	277
2030 centraal scenario (WEO gasprijs)	51841	188
2030 hoog neg. uren scenario (WEO gasprijs)	51538	490
2030 laag neg. uren scenario (WEO gasprijs)	51897	132
2030 centraal scenario (hoge gasprijs)	51939	90
2033 centraal scenario (WEO gasprijs)	51500	528
2033 hoog neg. uren scenario (WEO gasprijs)	50622	1407
2033 laag neg. uren scenario (WEO gasprijs)	51839	190
2033 centraal scenario (hoge gasprijs)	51730	299

Tabel B-10. Elektriciteitsproductie in kwartieren met positieve en negatieve prijzen voor referentie-installatie 8

	Elektriciteitsproductie tijdens kwartieren met positieve prijzen	Elektriciteitsproductie tijdens kwartieren met negatieve prijzen
	[MWh/jaar]	[MWh/jaar]
2025	206756	12862
2027 centraal scenario (WEO gasprijs)	204278	15340
2027 hoog neg. uren scenario (WEO gasprijs)	196867	22751
2027 laag neg. uren scenario (WEO gasprijs)	213221	6397
2027 centraal scenario (hoge gasprijs)	215604	4014
2030 centraal scenario (WEO gasprijs)	205918	13700
2030 hoog neg. uren scenario (WEO gasprijs)	197555	22063
2030 laag neg. uren scenario (WEO gasprijs)	214989	4629
2030 centraal scenario (hoge gasprijs)	217501	2117
2033 centraal scenario (WEO gasprijs)	196255	23363
2033 hoog neg. uren scenario (WEO gasprijs)	187336	32282
2033 laag neg. uren scenario (WEO gasprijs)	201999	17619
2033 centraal scenario (hoge gasprijs)	215653	3965

Tabel B-11. Elektriciteitsproductie buiten aaneensluitende periodes van 6 uur met negatieve prijzen, en in aaneensluitende periodes van 6 uur met negatieve prijzen voor referentie-installatie 8

	Elektriciteitsproductie buiten aaneensluitende periodes van 6 uur met negatieve prijzen	Elektriciteitsproductie in aaneensluitende periodes van 6 uur met negatieve prijzen
	[MWh/jaar]	[MWh/jaar]
2025	218741	877
2027 centraal scenario (WEO gasprijs)	218478	1140
2027 hoog neg. uren scenario (WEO gasprijs)	216593	3025
2027 laag neg. uren scenario (WEO gasprijs)	219055	563
2027 centraal scenario (hoge gasprijs)	218449	1169
2030 centraal scenario (WEO gasprijs)	218826	792
2030 hoog neg. uren scenario (WEO gasprijs)	217549	2069
2030 laag neg. uren scenario (WEO gasprijs)	219062	556
2030 centraal scenario (hoge gasprijs)	219238	380
2033 centraal scenario (WEO gasprijs)	217387	2231
2033 hoog neg. uren scenario (WEO gasprijs)	213679	5939
2033 laag neg. uren scenario (WEO gasprijs)	218818	800
2033 centraal scenario (hoge gasprijs)	218357	1261

Tabel B-12. Elektriciteitsproductie in kwartieren met positieve en negatieve prijzen voor referentie-installatie 9a en 10a

	Elektriciteitsproductie tijdens kwartieren met positieve prijzen	Elektriciteitsproductie tijdens kwartieren met negatieve prijzen
	[MWh/jaar]	[MWh/jaar]
2025	18684	1113
2027 centraal scenario (WEO gasprijs)	18382	1415
2027 hoog neg. uren scenario (WEO gasprijs)	17702	2094
2027 laag neg. uren scenario (WEO gasprijs)	19196	600
2027 centraal scenario (hoge gasprijs)	19406	390
2030 centraal scenario (WEO gasprijs)	18521	1275
2030 hoog neg. uren scenario (WEO gasprijs)	17777	2020
2030 laag neg. uren scenario (WEO gasprijs)	19345	452
2030 centraal scenario (hoge gasprijs)	19581	216
2033 centraal scenario (WEO gasprijs)	17662	2134
2033 hoog neg. uren scenario (WEO gasprijs)	16834	2962
2033 laag neg. uren scenario (WEO gasprijs)	18191	1605
2033 centraal scenario (hoge gasprijs)	19403	393

Tabel B-13. Elektriciteitsproductie buiten aaneensluitende periodes van 6 uur met negatieve prijzen, en in aaneensluitende periodes van 6 uur met negatieve prijzen voor referentie-installatie 9a en 10a

	Elektriciteitsproductie buiten aaneensluitende periodes van 6 uur met negatieve prijzen	Elektriciteitsproductie in aaneensluitende periodes van 6 uur met negatieve prijzen
	[MWh/jaar]	[MWh/jaar]
2025	19717	79
2027 centraal scenario (WEO gasprijs)	19666	130
2027 hoog neg. uren scenario (WEO gasprijs)	19536	260
2027 laag neg. uren scenario (WEO gasprijs)	19723	73
2027 centraal scenario (hoge gasprijs)	19665	132
2030 centraal scenario (WEO gasprijs)	19702	95
2030 hoog neg. uren scenario (WEO gasprijs)	19604	192
2030 laag neg. uren scenario (WEO gasprijs)	19724	73
2030 centraal scenario (hoge gasprijs)	19740	56
2033 centraal scenario (WEO gasprijs)	19575	221
2033 hoog neg. uren scenario (WEO gasprijs)	19236	560
2033 laag neg. uren scenario (WEO gasprijs)	19701	95
2033 centraal scenario (hoge gasprijs)	19656	140

Tabel B-14. Elektriciteitsproductie in kwartieren met positieve en negatieve prijzen voor referentie-installatie 9b en 10b

	Elektriciteitsproductie tijdens kwartieren met positieve prijzen	Elektriciteitsproductie tijdens kwartieren met negatieve prijzen
	[MWh/jaar]	[MWh/jaar]
2025	18571	1225
2027 centraal scenario (WEO gasprijs)	18294	1502
2027 hoog neg. uren scenario (WEO gasprijs)	17575	2222
2027 laag neg. uren scenario (WEO gasprijs)	19138	659
2027 centraal scenario (hoge gasprijs)	19373	424
2030 centraal scenario (WEO gasprijs)	18453	1344
2030 hoog neg. uren scenario (WEO gasprijs)	17665	2132
2030 laag neg. uren scenario (WEO gasprijs)	19305	491
2030 centraal scenario (hoge gasprijs)	19563	233
2033 centraal scenario (WEO gasprijs)	17584	2212
2033 hoog neg. uren scenario (WEO gasprijs)	16770	3026
2033 laag neg. uren scenario (WEO gasprijs)	18096	1700
2033 centraal scenario (hoge gasprijs)	19368	429

Tabel B-15. Elektriciteitsproductie buiten aaneensluitende periodes van 6 uur met negatieve prijzen, en in aaneensluitende periodes van 6 uur met negatieve prijzen voor referentie-installatie 9b en 10b

	Elektriciteitsproductie buiten aaneensluitende periodes van 6 uur met negatieve prijzen	Elektriciteitsproductie in aaneensluitende periodes van 6 uur met negatieve prijzen
	[MWh/jaar]	[MWh/jaar]
2025	18571	1225
2027 centraal scenario (WEO gasprijs)	18294	1502
2027 hoog neg. uren scenario (WEO gasprijs)	17575	2222
2027 laag neg. uren scenario (WEO gasprijs)	19138	659
2027 centraal scenario (hoge gasprijs)	19373	424
2030 centraal scenario (WEO gasprijs)	18453	1344
2030 hoog neg. uren scenario (WEO gasprijs)	17665	2132
2030 laag neg. uren scenario (WEO gasprijs)	19305	491
2030 centraal scenario (hoge gasprijs)	19563	233
2033 centraal scenario (WEO gasprijs)	17584	2212
2033 hoog neg. uren scenario (WEO gasprijs)	16770	3026
2033 laag neg. uren scenario (WEO gasprijs)	18096	1700
2033 centraal scenario (hoge gasprijs)	19368	429

Tabel B-16. Elektriciteitsproductie in kwartieren met positieve en negatieve prijzen voor referentie-installatie 11 en 12

	Elektriciteitsproductie tijdens kwartieren met positieve prijzen	Elektriciteitsproductie tijdens kwartieren met negatieve prijzen
	[MWh/jaar]	[MWh/jaar]
2025	18766	1030
2027 centraal scenario (WEO gasprijs)	18523	1273
2027 hoog neg. uren scenario (WEO gasprijs)	17824	1972
2027 laag neg. uren scenario (WEO gasprijs)	19288	509
2027 centraal scenario (hoge gasprijs)	19472	325
2030 centraal scenario (WEO gasprijs)	18679	1117
2030 hoog neg. uren scenario (WEO gasprijs)	17910	1886
2030 laag neg. uren scenario (WEO gasprijs)	19401	395
2030 centraal scenario (hoge gasprijs)	19608	189
2033 centraal scenario (WEO gasprijs)	17821	1976
2033 hoog neg. uren scenario (WEO gasprijs)	16999	2797
2033 laag neg. uren scenario (WEO gasprijs)	18326	1470
2033 centraal scenario (hoge gasprijs)	19483	314

Tabel B-17. Elektriciteitsproductie buiten aaneensluitende periodes van 6 uur met negatieve prijzen, en in aaneensluitende periodes van 6 uur met negatieve prijzen voor referentie-installatie 11 en 12

	Elektriciteitsproductie buiten aaneensluitende periodes van 6 uur met negatieve prijzen	Elektriciteitsproductie in aaneensluitende periodes van 6 uur met negatieve prijzen
	[MWh/jaar]	[MWh/jaar]
2025	19746	50
2027 centraal scenario (WEO gasprijs)	19717	80
2027 hoog neg. uren scenario (WEO gasprijs)	19535	262
2027 laag neg. uren scenario (WEO gasprijs)	19766	30
2027 centraal scenario (hoge gasprijs)	19692	105
2030 centraal scenario (WEO gasprijs)	19748	48
2030 hoog neg. uren scenario (WEO gasprijs)	19599	198
2030 laag neg. uren scenario (WEO gasprijs)	19766	30
2030 centraal scenario (hoge gasprijs)	19769	27
2033 centraal scenario (WEO gasprijs)	19604	192
2033 hoog neg. uren scenario (WEO gasprijs)	19263	534
2033 laag neg. uren scenario (WEO gasprijs)	19748	48
2033 centraal scenario (hoge gasprijs)	19686	111

Trinomics B.V.
Mauritsweg 44
3012 JV Rotterdam
The Netherlands

T +31 (0) 10 3414 592
www.trinomics.eu

KvK n°: 56028016
VAT n°: NL8519.48.662.B01