Vervolgstudie bijmengverplichting groen gas

Haalbaarheid en betaalbaarheid

CE Delft

Committed to the Environment

Vervolgstudie bijmengverplichting groen gas

Haalbaarheid en betaalbaarheid

Dit rapport is geschreven door:
Daan Juijn, Martha Deen, Anouk van Grinsven, Cor Leguijt, Emiel van den Toorn en Reinier van der Veen

Delft, CE Delft, mei 2023

Publicatienummer: 23.220377.077

Opdrachtgever: Ministerie van Economische Zaken en Klimaat

Alle openbare publicaties van CE Delft zijn verkrijgbaar via www.ce.nl

Meer informatie over de studie is te verkrijgen bij de projectleider Cor Leguijt (CE Delft)

© copyright, CE Delft, Delft

CE Delft
Committed to the Environment

CE Delft draagt met onafhankelijk onderzoek en advies bij aan een duurzame samenleving. Wij zijn toonaangevend op het gebied van energie, transport en grondstoffen. Met onze kennis van techniek, beleid en economie helpen we overheden, NGO's en bedrijven structurele veranderingen te realiseren. Al meer dan 40 jaar werken betrokken en kundige medewerkers bij CE Delft om dit waar te maken.

Inhoud

	Samenvatting	4
1	Inleiding	10
	1.1 Aanleiding	10
	1.2 Doel van het onderzoek	11
	1.3 Afbakening	11
	1.4 Onderzoeksmethodiek	11
	1.5 Leeswijzer	12
2	Opfrisser: hoe werkt de bijmengverplichting groen gas?	13
	2.1 Inleiding	13
	2.2 Algemene werking	13
	2.3 Schematische weergave van de bijmengverplichting	16
	2.4 Conclusie	16
3	Ontwikkelingen en nieuwe inzichten	17
	3.1 Inleiding	17
	3.2 Bevestigde uitgangspunten	17
	3.3 Van RED II naar RED III	18
	3.4 HBE-systematiek wordt BKE-systematiek	19
	3.5 CO_2-sturing in de bijmengverplichting groen gas	19
	3.6 Toegenomen trekkracht vanuit het buitenland	21
	3.7 Toegenomen vergunningsproblematiek	22
	3.8 Rol van monomestvergisting	22
	3.9 Toename productiekosten	23
	3.10 Conclusie	24
4	Update van standaard modelruns	25
	4.1 Inleiding	25
	4.2 Nieuwe maatvoeringsopties	25
	4.3 Veronderstelde CO_2-reductiefactoren	25
	4.4 Transportscenario's	26
	4.5 Biomassabeschikbaarheid	28
	4.6 Ontwikkeltijden	29
	4.7 Doelbereik in de nieuwe basisruns	33
	4.8 Opbouw van de productiecapaciteit	37
	4.9 Effect van tegenvallers	38
	4.10 Kostendoorwerking	40
	4.11 Conclusie	41
5	Ingrepen in de transportmarkt	42
	5.1 Inleiding	42
	5.2 Plafonds in de transportmarkt	42
	5.3 Effecten van een plafond in de transportmarkt	42
	5.4 Invloed van een plafond op de eindgebruikerskosten	46

5.5 Interpretatie van resultaten 46
5.6 Conclusie 47

6 Flexibiliteit 48
6.1 Inleiding 48
6.2 Hoog of voorzichtig inzetten? 48
6.3 Ventielmechanismes 49
6.4 Flexibiliteit via de buyout 50
6.5 Relatie tussen de hoogte van de buyout en het doelbereik 51
6.6 Overige flexibiliteitsopties 52
6.7 Conclusie 53

7 Kosten en betaalbaarheid 54
7.1 Inleiding 54
7.2 Nationale kosteneffectiviteit 54
7.3 Beperking van eindgebruikerskosten 55
7.4 Compensatiebeleid 59
7.5 Conclusie 60

8 Conclusies 61

Literatuurlijst 63

A Gevoeligheidsanalyses 64

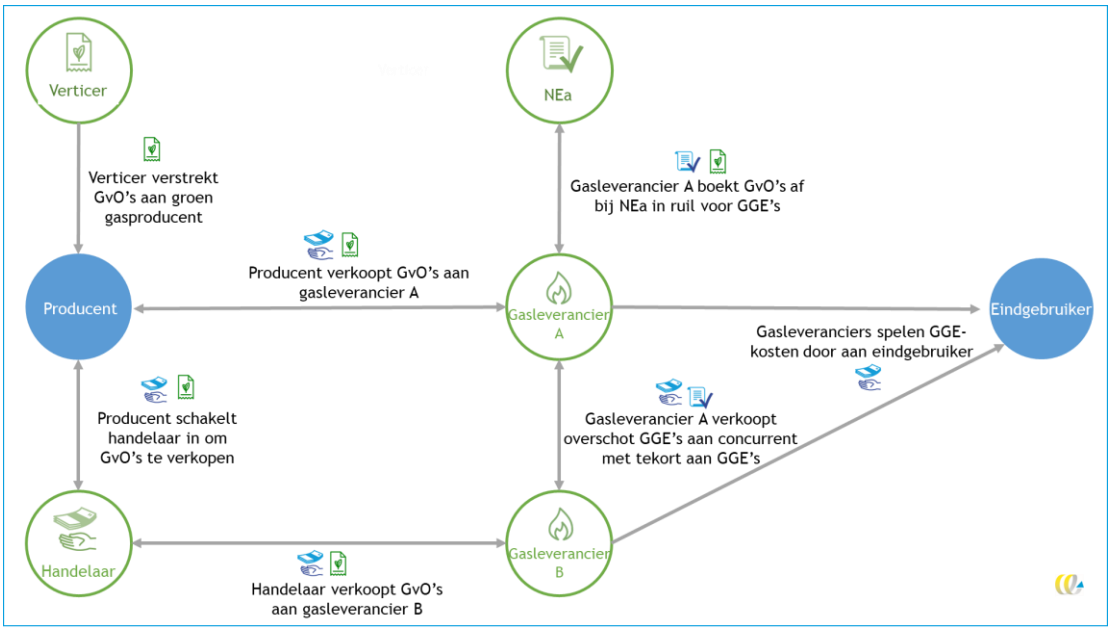
B Lijst met geïnterviewde partijen 66

Samenvatting

Wat is de bijmengverplichting groen gas?

Het kabinet wil de productie van groen gas flink opschroeven. Omdat het huidige beleidsinstrumentarium hiervoor tekortschiet, is in het coalitieakkoord een bijmengverplichting voor groen gas aangekondigd. Deze bijmengverplichting (BMV) moet verzekeren dat energieleveranciers meer groen gas gaan leveren aan hun klanten. Hiertoe worden gasleveranciers die actief zijn in de gebouwde omgeving verplicht om jaarlijks een minimum aantal groengaseenheden (GGE's) af te boeken. GGE's worden, naar huidig inzicht, verkregen door Nederlandse GvO's in te ruilen bij de NEa. Figuur 1 laat zien hoe dit in zijn werk kan gaan.

Figuur 1 - Schematische weergave van de werking van de bijmengverplichting



Aanleiding voor deze vervolgstudie

Begin 2022 heeft CE Delft in opdracht van het ministerie van Economische Zaken en Klimaat (EZK) een studie uitgevoerd naar de haalbaarheid en vormgeving van de bijmengverplichting (CE Delft, 2022a). In het afgelopen jaar is er een hoop veranderd in de groengassector. Daarnaast zijn nieuwe beleidsinzichten opgedaan en aanvullende vraagstukken in beeld gekomen. Deze vraagstukken kunnen ondergebracht worden in drie categorieën:

1. De samenhang en spanning tussen de bijmengverplichting en de regeling Energie voor Vervoer.
2. De mogelijkheid om flexibiliteit aan het beleidsinstrument toe te voegen bij tegenvallende productievolumes.
3. De mogelijkheid om overwinsten te beperken en eindgebruikerskosten te drukken.

Voorliggende studie betreft een verdiepende analyse van deze thema's op basis van de meest recente ontwikkelingen.

Nieuwe inzichten

We noteren een aantal belangrijke nieuwe inzichten en ontwikkelingen sinds vorig jaar:

- De bijmengverplichting zal ingaan in 2025, en zal een exponentieel groeipad kennen.
- Producenten zullen kunnen wisselen tussen de BMV- en SDE++-verwaardingsroutes.
- Productiekosten van groen gas zijn toegenomen als gevolg van stijgingen in materiaal- en biomassakosten. Ook de SDE++-bedragen zijn flink opgehoogd.
- Vergunningsproblemen zullen de productiegroei sterker remmen dan voorzien in de vorige studie als gevolg van de stikstofcrisis, de komst van een MER-verplichting voor grootschalige installaties en een toename van het aantal bezwaarprocedures.
- De HBE-systematiek in de transportmarkt zal worden omgevormd naar een BKE-systematiek, waarin gestuurd wordt op broeikasgasreductie. Deze omvorming valt samen met de aanscherping van het Europese brandstofbeleid onder de RED III. De toekomstige vraag naar bio-LNG is momenteel nog onzeker en afhankelijk van marktontwikkelingen en definitieve (Europese) beleidskeuzes.
- Mede door deze wijziging in de transportmarkt overweegt EZK om ook binnen de bijmengverplichting op CO_2 te gaan sturen. In dit geval zou het volumetarget van 0,15 bcm in 2025 en 1,6 bcm in 2030 worden omgezet naar een doelstelling in termen van een minimale reductie in CO_2-eq. Binnen deze systematiek zouden – in tegenstelling tot een volumegestuurd systeem - onder andere vermeden methaanemissies uit mest-opslagen bijdragen aan het doelbereik.
- De betalingsbereidheid voor bio-LNG in het buitenland neemt snel toe. Met name het Duitse GHG-Quotasysteem zorgt momenteel voor flinke trekkracht. Sommige grote producenten overwegen te investeren in eigen liquefactie om te kunnen leveren aan dat systeem.
- Als gevolg van vergunningsproblemen bij grootschalige installaties, en de extra beloning die volgt uit CO_2-sturing, zou kleinschalige (mono-)mestvergisting een belangrijkere rol kunnen gaan spelen in de bijmengverplichting. Dit zou leiden tot nieuwe opgaves op het gebied van invoeding, coöperatie en stalaanpassingen.

Doelbereik is onzeker; CO_2-sturing kan helpen

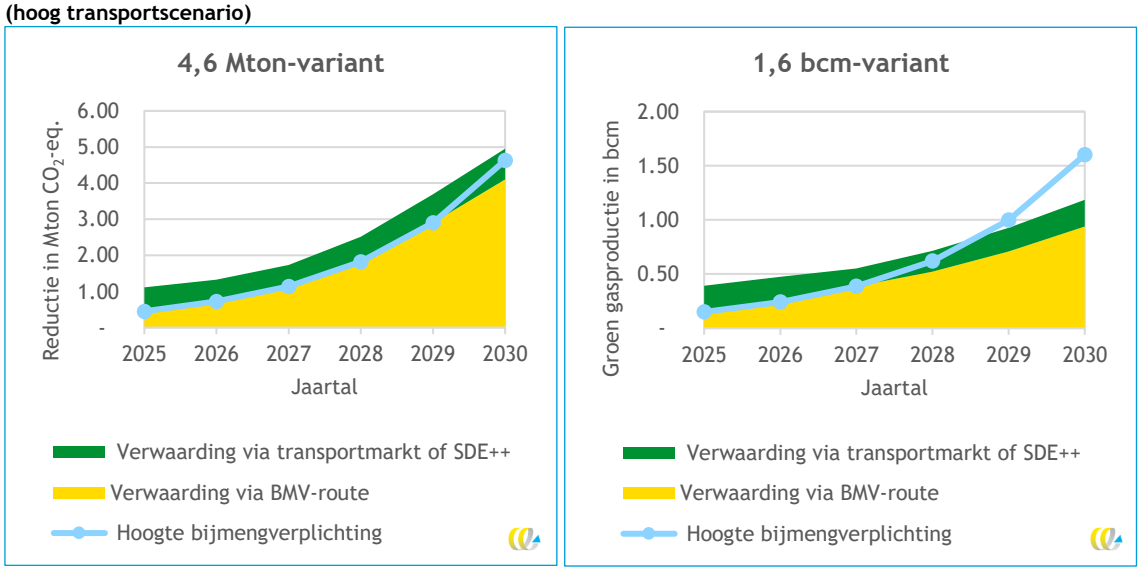
In onze voorgaande studie concludeerden we dat het doelbereik van de bijmengverplichting zeer onzeker is; het is op voorhand niet te garanderen dat 1,6 bcm in 2030 wordt gehaald. Dit resultaat volgt ook na een update van onze modelaannames. Eén van de onzekerheden betreft de vraag naar bio-LNG vanuit de Nederlandse transportmarkt. We werken daarom met twee transportscenario's: één met een hoge vraag naar bio-LNG (17 PJ in 2030) en één met een lage vraag (8 PJ in 2030). De maximale opschalingssnelheid van vergassings-technieken en monomestvergisting zijn ook belangrijke onzekerheden.

Uit onze analyse blijkt dat de introductie van CO_2-sturing de haalbaarheid van de verplichting aanzienlijk kan vergroten. Een doelstelling van 4,6 Mton CO_2-eq. (dit komt in de modelberekeningen voor deze studie[1] overeen met 1,6 bcm op basis van levenscyclus-

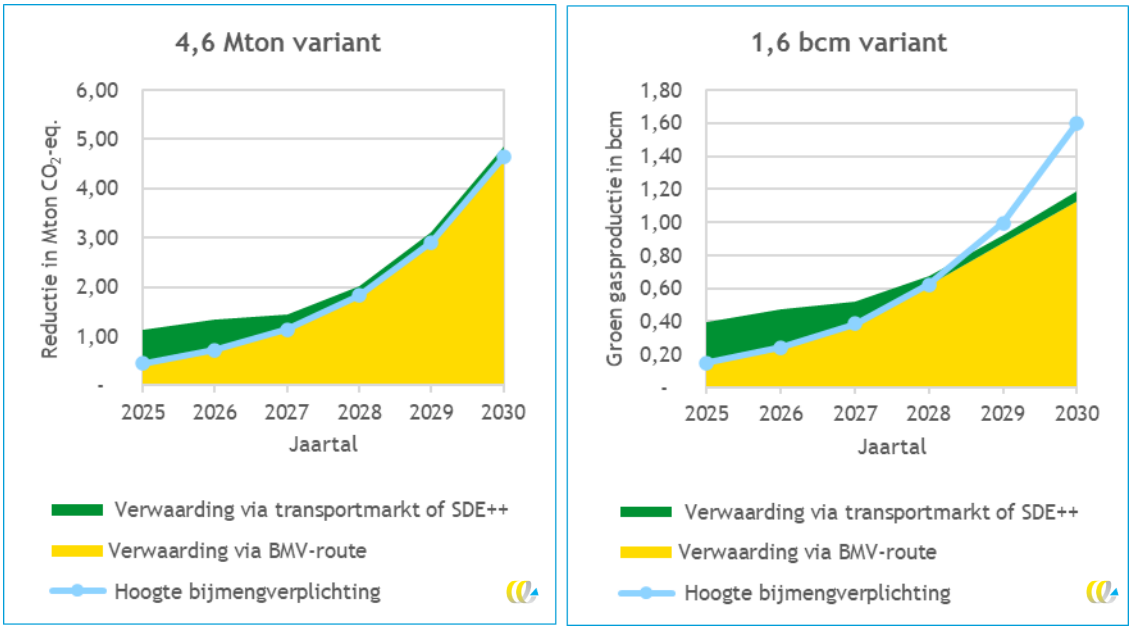
[1] NB: In de omrekening van bcm naar CO_2-eq. is gerekend met de broeikasgasemissiereductiefactoren uit de SDE++, gebaseerd op vermeden inzet van aardgas, plus vermeden methaanemissies uit mestopslag, en daarmee ook op een aangenomen aandeel groen gas vanuit 'mest' in het totaal. Bij daadwerkelijke implementatie van CO_2-sturing kan deze omrekenverhouding anders zijn. Dit betreft zowel de emissiereductiefactoren als het aandeel 'mest'.

emissies), is beter haalbaar dan een volumetarget van 1,6 bcm. Achterliggende reden is dat monomestvergisting een grote onrendabele top kent. Wanneer producenten beloond worden voor de vermeden methaanemissies die samenhangen met mestvergisting, neemt de rentabiliteit fors toe. Figuur 2 en Figuur 3 laten onze puntschatting van het doelbereik zien in beide systemen voor respectievelijk het hoge en lage transportscenario.

Figuur 2 - Doelbereik in de 1,6 bcm-variant, vergeleken met doelbereik in de 4,6 Mton-variant (hoog transportscenario)



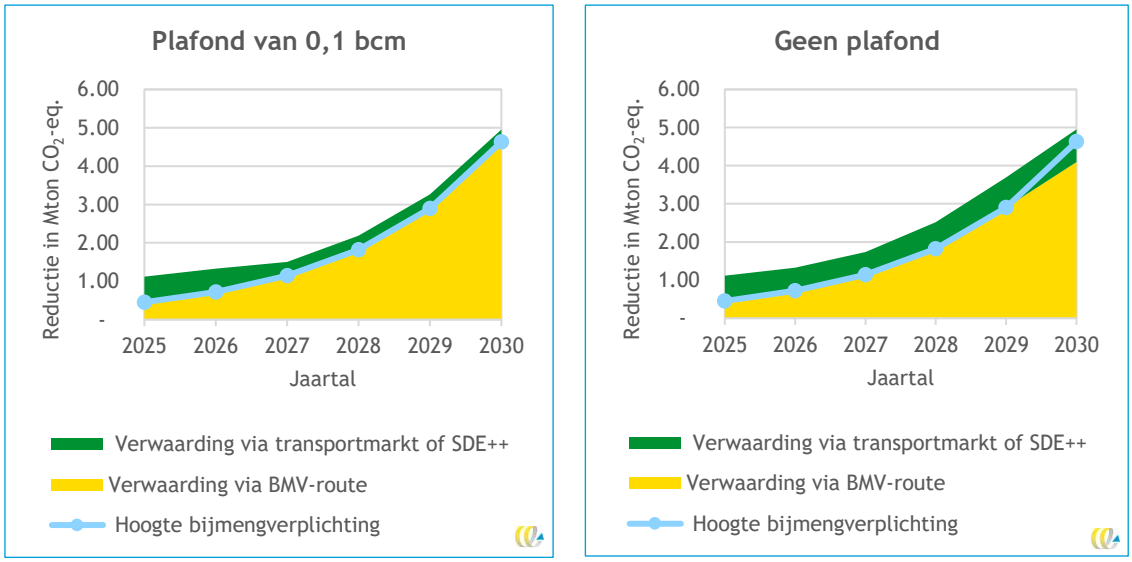
Figuur 3 - Doelbereik in de 1,6 bcm-variant, vergeleken met doelbereik in de 4,6 Mton-variant (laag transportscenario)



Plafond in transportmarkt is geen wondermiddel

Onze analyse laat zien dat het doelbereik deels afhankelijk is van de vraag naar groen gas vanuit de (Nederlandse) transportmarkt. In deze studie hebben we onderzocht in hoeverre de introductie van een plafond op leveringen van groen gas aan de Nederlandse transportmarkt het doelbereik kan vergroten. Ook hebben we berekend in hoeverre een plafond de GGE-prijs kan verlagen door prijsopdrijvende concurrentie te beperken. We concluderen dat de introductie van een plafond in de transportmarkt alleen leidt tot een groter doelbereik van de bijmengverplichting in het hoge transportscenario en bij een knellende verplichting. Figuur 4 laat het effect zien.

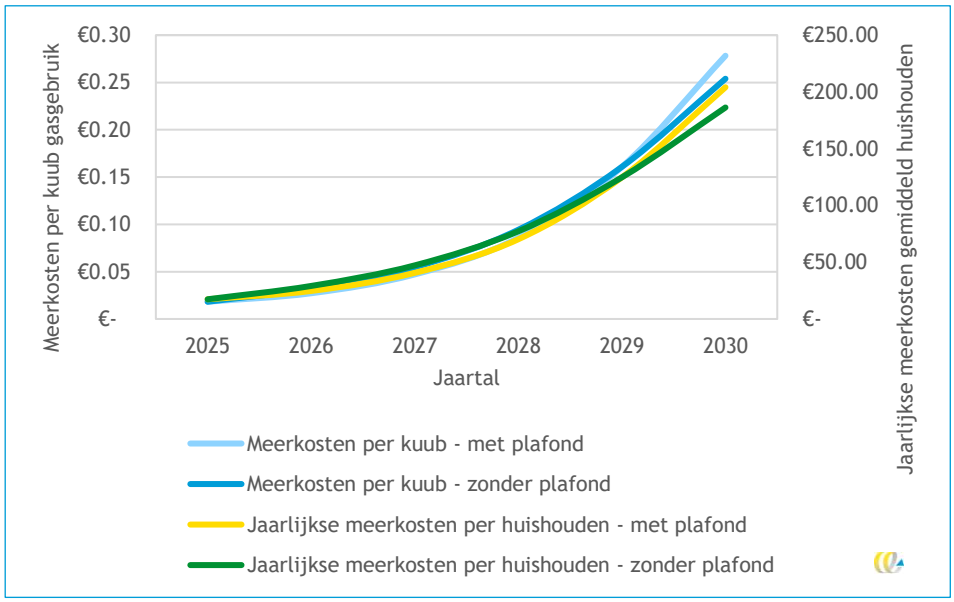
Figuur 4 - Invloed van een plafond van 0,1 bcm in de 4,6 Mton-variant in het hoge transportscenario



Daarnaast concluderen we dat de introductie van een plafond relatief weinig effect heeft op de eindgebruikerskosten, zie Figuur 5. Dit komt met name doordat de productiekosten van groen gas in deze studie dicht tegen de geraamde marktprijs van BKE's aanliggen.

Een plafond kent ook belangrijke nadelen voor de transportsector zelf: het kan zorgen voor onzekerheid over de rentabiliteit van investeringen bij brandstofleveranciers en producenten. Ook kan een plafond leiden tot een kleinere afzetmarkt voor groen gas. In sommige scenario's leidt dit ertoe dat de totale binnenlandse productie van groen gas lager uitvalt. Merk op dat dit geen gevolgen hoeft te hebben voor de mondiale productie van groen gas: het tekort in de transportmarkt dat ontstaat door het plafond, kan immers worden opgevuld met extra (administratieve) import. Tot slot vergt de introductie van een plafond een vertaalslag van een collectieve grens naar een individuele grens per brandstofleverancier; deze vertaalslag heeft de nodige voeten in de aarde en kent uitvoeringstechnische obstakels.

Figuur 5 - Invloed van de introductie van een plafond van 0,1 bcm op de eindgebruikerskosten in de 4,6 Mton-variant en het hoge transportscenario



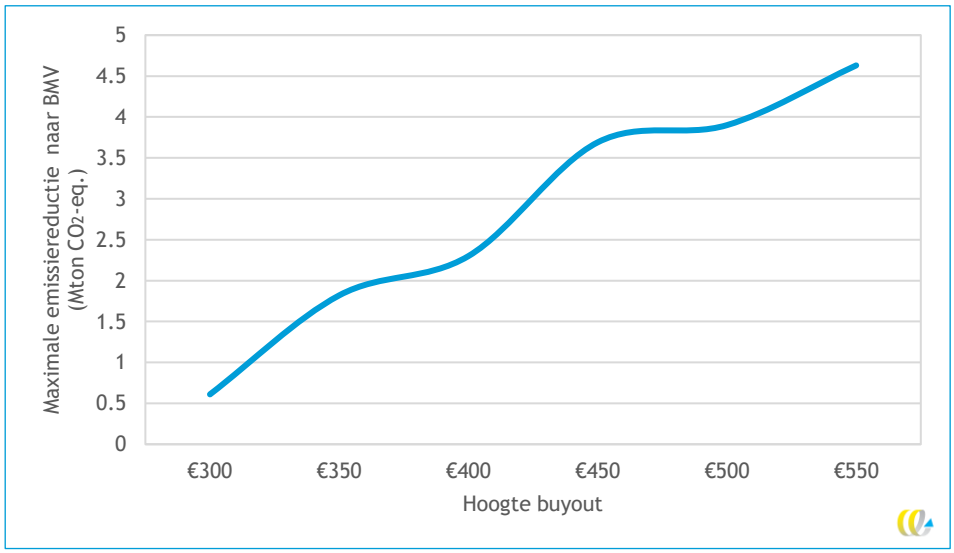
Flexibiliteitsbeleid vereist politieke keuze over omgang met risico's

Flexibiliteitsmechanismen kunnen de kans verkleinen dat gasleveranciers voor een onhaalbare verplichting komen te staan bij tegenvallende marktontwikkelingen.
We concluderen dat de toevoeging van een systeem van sparen en lenen een robuuste verbetering is van de bijmengverplichting. Onder deze systematiek kunnen gasleveranciers beperkt GGE's sparen in tijden van overvloed, of GGE's lenen bij de NEa in tijden van schaarste. Een mogelijk aanvullend flexibiliteitsmechanisme betreft de introductie van een ventielconstructie. Dit ventiel zou actief worden bij tegenvallende productievolumes, en zorgt effectief voor een verlaging van de verplichting in het opvolgende jaar.
Een ventielconstructie kan voorkomen dat gasleveranciers massaal gebruik moeten maken van de buyout, maar kent ook belangrijke nadelen. Zo kunnen energieleveranciers en financiers gaan anticiperen op verlaging van de verplichting, waardoor het productievolume lager uitvalt. Een alternatief voor een flexibiliteitsmechanisme betreft de introductie van een buyout (afkoopsom) die energieleveranciers kunnen betalen wanneer ze niet aan de verplichting kunnen voldoen. Het ligt voor de hand dat gasleveranciers de meerkosten van de buyout doorbelasten aan hun afnemers. De overheidsinkomsten van buyout zouden daarom teruggesluisd kunnen worden naar eindgebruikers. De keuze tussen een ventiel-constructie en de buyout als flexibiliteitsmechanisme is uiteindelijk politiek van aard: er bestaat een duidelijke afruil tussen het maximaliseren van productievolumes en het minimaliseren van gedwongen gebruik van de buyout.

Hoge afkoopsom is essentieel, ongeacht flexibiliteitskeuze

Ook wanneer flexibiliteit niet primair via de buyout wordt ingericht, ligt het voor de hand om een afkoopsom te introduceren. De hoogte van de buyout heeft namelijk een zeer grote invloed op het maximale doelbereik. Bij een te lage buyout komt investeringszekerheid in het geding en zullen producenten onvoldoende geprikkeld worden om de Nederlandse markt te betreden en aan de bijmengverplichting te leveren. Figuur 6 laat de relatie zien tussen de hoogte van de buyout en het doelbereik.

Figuur 6 - Interactie tussen de buyout en het doelbereik in 2030 (4,6 Mton-variant, laag transportscenario)



Nationale kosten beperkt, weinig mogelijkheden om eindgebruikers-kosten verder te drukken

In Figuur 4 hebben we laten zien dat de bijmengverplichting leidt tot meerkosten die oplopen tot zo'n € 200 per huishouden per jaar. Hoewel deze eindgebruikerskosten significant zijn, concluderen we dat bijbehorende nationale kosten van de bijmengverplichting relatief klein zijn vergeleken met andere verduurzamingsopties in de gebouwde omgeving. De mogelijkheden om eindgebruikerskosten te beperken door overwinsten in de groengas-keten te drukken lijken beperkt: het heterogene karakter van biomassaleveranciers en biomassastromen staat afroming in de weg, en bij Nederlandse tussenhandelaren zijn marges beperkt. Een meer kansrijke aanpak richt zich op het creëren van meer trans-parantie over prijzen van GGE's en biogrondstoffen om zo producenten te kunnen helpen bij contractvorming. De overheid kan hier een actieve rol in pakken door kosteninformatie op te vragen bij producenten, willen zij aan de bijmengverplichting leveren, en door op termijn een handelsplatform voor de verhandeling van GGE's te faciliteren. Een vergelijk-bare uitkomst geldt voor de mogelijkheden om productiekosten te verlagen. De introductie van subdoelstellingen of multipliers zorgt voor extra prijsonzekerheid en -volatiliteit en kan daarmee investeringszekerheid bemoeilijken. Het lijkt verstandiger om in plaats daarvan te werken met CAPEX-subsidies voor vergassingstechnieken en via CO_2-sturing monomest-vergisting aantrekkelijker te maken.

Huishoudens compenseren? Doe dat dan op integrale wijze.

De komende jaren zullen er een hoop wijzigingen plaatsvinden in de energiekosten van huis-houdens. Denk aan de gevolgen van tariefwijzigingen in de energiebelasting, normering van verwarmingsinstallaties en energiebesparingsbeleid. Het totale effect van al dit beleid, zal samen met de effecten van de bijmengverplichting bepalen hoe de energierekening van verschillende typen huishoudens verandert. Gegeven bovenstaande overwegingen ligt het niet voor de hand om een specifiek compensatie-instrument voor de bijmengverplichting op te tuigen (of voor ander individueel beleid dat invloed uitoefent op de energiekosten van huishoudens). Veel effectiever en eenvoudiger zou zijn om op basis van een integrale analyse van kostenverschuivingen één algemeen compensatie-instrument te ontwerpen.

1 Inleiding

1.1 Aanleiding

De bijmengverplichting groen gas moet de productie opschroeven

Het kabinet wil de productie van groen gas flink opschroeven om de gebouwde omgeving te verduurzamen. Omdat het huidig beleidsinstrumentarium hiervoor tekortschiet, is in het coalitieakkoord een bijmengverplichting voor groen gas aangekondigd (VVD; D66; CDA; Christenunie, 2021). Deze bijmengverplichting (BMV) moet verzekeren dat energieleveranciers meer groen gas gaan leveren aan hun klanten. In de Kamerbrief van 4 juli 2022 bevestigt het kabinet dat de bijmengverplichting zal gelden voor kleinverbruikers, en dat de verplichting een hoogte zal kennen die oploopt tot 1,6 bcm in 2030 (of er corresponderende hoeveelheid CO_2-reductie).

Eerder onderzoek van CE Delft laat zien dat verplichting ambitieus is

Begin 2022 heeft CE Delft een onderzoek in opdracht van het ministerie van Economische Zaken en Klimaat (EZK) uitgevoerd naar de haalbaarheid en vormgeving van de bijmengverplichting (CE Delft, 2022a). Het onderzoek concludeert dat de bijmengverplichting zoals geformuleerd in het coalitieakkoord een ambitieuze hoogte kent en dat flankerend beleid noodzakelijk zal zijn om de ambities te verwezenlijken. Belangrijke knelpunten worden gevormd door de schaarste van biogrondstoffen, lange doorlooptijden van realisatie van groengasprojecten, de opschaalsnelheid van vergassingstechnieken en concurrentie vanuit de transportmarkt. Het onderzoek laat zien dat laatstgenoemde interactie met de mobiliteit voor een prijsopdrijvend effect kan zorgen, waardoor zonder aanvullend beleid overwinsten in de keten kunnen ontstaan, en eindgebruikerskosten flink op kunnen lopen. Hier staat tegenover dat de bijmengverplichting bij adequate vormgeving voor een significante CO_2-emissiereductie kan zorgen, en tevens kan leiden tot additionele methaan- en stikstofemissiereductie.

Vervolgonderzoek moet resterende vragen adresseren

In de eerdergenoemde Kamerbrief heeft de minister het Programma Groen Gas aangekondigd. Onder dit bredere programma wordt de bijmengverplichting nader uitgewerkt. De belangrijkste onderwerpen uit de onderzoeksagenda sluiten aan bij de door CE Delft geïdentificeerde risico's en omvatten:

- de samenhang en spanning tussen de bijmengverplichting en de inzet van groen gas in de transportmarkt;
- de mogelijkheid om flexibiliteit aan het beleidsinstrument toe te voegen bij tegenvallende productievolumes;
- de mogelijkheid om overwinsten te beperken en eindgebruikerskosten te drukken.

In de Kamerbrief van 2 december 2022 wordt het Programma Groen Gas in de volledige breedte toegelicht en benoemt de minister dat het ministerie van EZK een aanvullend onderzoek zal uitzetten om deze resterende vragen en onzekerheden te adresseren. Deze uitvraag heeft geleid tot voorliggende studie.

1.2 Doel van het onderzoek

Het onderzoek betreft een verdiepende analyse van aspecten die in de eerdere studie van CE Delft aan bod zijn gekomen, maar aanvullende aandacht verdienen. Door de interactie tussen de bijmengverplichting en de transportmarkt verder uit te diepen, en aanvullende ontwerpopties te evalueren, moet het onderzoek de definitieve besluitvorming over de bijmengverplichting ondersteunen. We onderscheiden drie onderzoeksthema's:

1. Hoe kan de interactie tussen de bijmengverplichting en de inzet van groen gas in de transportmarkt zo optimaal mogelijk worden vormgegeven, met oog op betaalbaarheid en haalbaarheid van de duurzaamheidsdoelen in beide sectoren?
2. Hoe kunnen de verplichtingen worden vormgegeven, zodat ze flexibiliteit bieden bij tegenvallende productievolumes, maar tegelijkertijd voldoende investeringszekerheid voor nieuwe productielocaties te genereren?
3. Hoe kunnen overwinsten in de groengasketen worden beperkt en de meerkosten voor huishoudens worden geminimaliseerd?

1.3 Afbakening

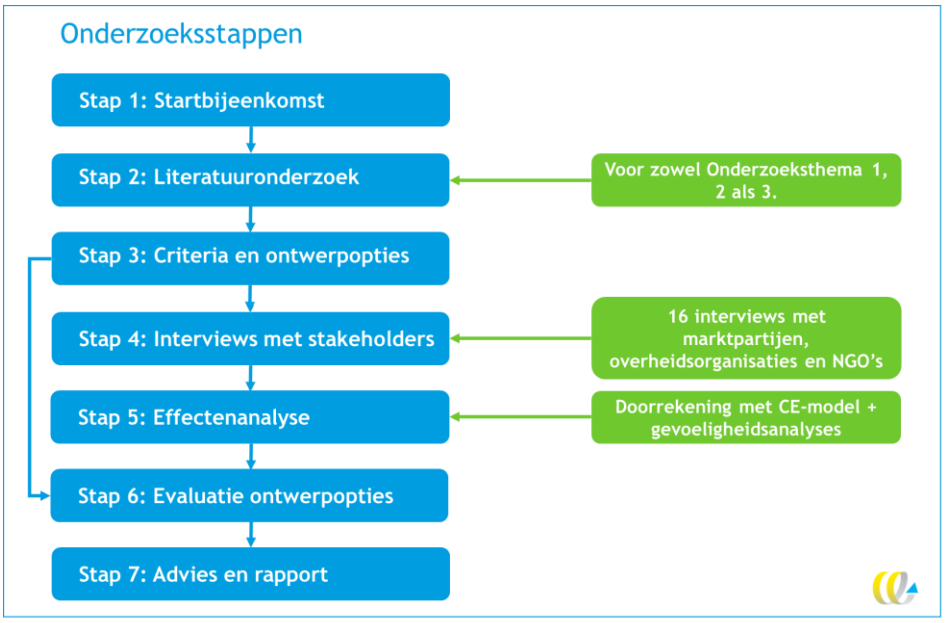
Deze studie bouwt voort op de eerdere studie van CE Delft naar de bijmengverplichting groen gas. Vanwege de beperkte doorlooptijd van de studie en het inmiddels vergevorderde wetgevingsproces bij EZK, hanteren we een strakke afbakening:

- We veronderstellen dat de bijmengverplichting alleen ingevuld kan worden met groen gas, en dus niet met waterstof of e-methaan.
- We nemen aan het dat mogelijk is om in het buitenland geproduceerd groen gas uit te sluiten van de bijmengverplichting.
- We gaan uit van binnenlandse biomassabeschikbaarheid. In de praktijk zal een deel van de biogrondstoffen worden geïmporteerd, en zullen er ook Nederlandse biogrondstoffen worden geëxporteerd; de facto nemen we dus aan dat deze import- en exportstroom tegen elkaar wegvallen. We voeren gevoeligheidsanalyses uit waarbij er meer houtige biogrondstoffen worden geïmporteerd dan wordt geëxporteerd.
- Eventuele juridische vraagstukken – bijvoorbeeld over het doorbelasten van boetebedragen (zoals in geval van buyouts) door gasleveranciers aan eindgebruikers (zie Paragraaf 6.4) - vallen buiten de scope van deze studie.

1.4 Onderzoeksmethodiek

Het onderzoek bevat een kwantitatieve en een kwalitatieve component. Voor de beoordeling van verschillende ontwerpopties hebben we een literatuuranalyse uitgevoerd, interviews met een breed scala aan partijen (marktpartijen, overheidsorganisaties, NGO's) uitgevoerd en een effectenanalyse gemaakt met behulp van ons groengasmodel. Figuur 6 geeft de verschillende onderzoeksstappen schematisch weer. In Bijlage B is een lijst met de geïnterviewde partijen te vinden.

Figuur 7 - Schematische weergave van de onderzoeksmethodiek



1.5 Leeswijzer

Dit rapport is als volgt opgebouwd:

- **Hoofdstuk 2** biedt een kort overzicht van de bijmengverplichting: welke partijen worden gereguleerd, hoe werkt het certificatensysteem, en hoe moet de bijmengverplichting de businesscase voor producenten verbeteren?
- **Hoofdstuk 3** laat zien dat er sinds de publicatie van onze vorige studie naar de bijmengverplichting (CE Delft, 2022a) het nodige is veranderd. We staan stil bij de marktontwikkelingen en geven een samenvatting van de nieuwe inzichten.
- **Hoofdstuk 4** bevat een update van de standaardmodeluitkomsten die volgen uit het groengasmodel van CE Delft. We beschrijven hoe de ontwikkelingen en nieuwe inzichten uit Hoofdstuk 3 de haalbaarheid en effecten van de bijmengverplichting doen veranderen.
- **Hoofdstuk 5** gaat in op het eerste onderzoeksthema: de interactie met de transportmarkt. We laten zien hoe de vraag naar groen gas vanuit transport invloed uitoefent op de haalbaarheid en betaalbaarheid van de bijmengverplichting, en schetsen de voor- en nadelen van ingrijpen in de transportmarkt.
- **Hoofdstuk 6** biedt een analyse van flexibiliteitsopties binnen de bijmengverplichting – het tweede onderzoeksthema. We laten zien hoe de haalbaarheid en groengasproductie wordt beïnvloed door verschillende flexibiliteitsopties, zoals ventielmechanismes, buy-out, MSR en sparen en lenen.
- **Hoofdstuk 7** beslaat het derde onderzoeksthema: kosten en betaalbaarheid. We laten zien hoe verschillende ontwerpopties de eindgebruikerskosten beïnvloeden, en waar kansen liggen om betaalbaarheid te vergroten.
- **Hoofdstuk 8** geeft een samenvatting en conclusie.

2 Opfrisser: hoe werkt de bijmengverplichting groen gas?

2.1 Inleiding

Voordat we dieper in de verschillende ontwerpopties kunnen duiken en de wenselijkheid van het instrument kunnen beoordelen, schetsen we een globaal beeld van de bijmengverplichting. Dit hoofdstuk dient met name als opfrisser. Voor een uitgebreidere beschrijving van de werking van de bijmengverplichting verwijzen we naar ons eerdere onderzoek (CE Delft, 2022a).

2.2 Algemene werking

De bijmengverplichting is een administratieve verplichting

De bijmengverplichting is een administratieve verplichting die moet borgen dat er een bepaalde hoeveelheid groen gas wordt ingevoed in het Nederlandse aardgasnet, en vervolgens wordt afgeboekt op energiecontracten in de gebouwde omgeving. De overkoepelende verplichting zal een absolute hoogte kennen, in termen van een minimaal volume aan groen gas, of een minimale broeikasgasreductie in CO_2-eq. (deze keuze is nog niet gemaakt door EZK, en wordt uitgebreid geanalyseerd in de rest van dit rapport). De absolute, collectieve verplichting wordt vervolgens vertaald naar een individuele verplichting per gasleverancier. Deze individuele verplichting hoeft niet fysiek te worden ingevuld: gasleveranciers mogen hun aardgasleveringen ook vergroenen met certificaten die we *groengaseenheden* (GGE's) noemen (zie verderop in deze paragraaf). Niet elke gasleverancier hoeft dus contracten af te sluiten met groengasproducenten; een gasleverancier met een overschot aan groengaseenheden kan deze verkopen aan een andere leverancier met een tekort.

Een oplopende verplichting voor gasleveranciers

De bijmengverplichting wordt, onder huidige inzichten, in 2025 van kracht met een initiële verplichtingshoogte van 150 miljoen m^3 groen gas (of overeenkomende CO_2-eq.-reductie). De verplichting loopt op in de tijd en rust op alle energieleveranciers die gas leveren aan kleingebruikers (woningen en utiliteit)[2]. Grootverbruikers zoals de industrie, de energiesector, mobiliteit en landbouw vallen daarmee buiten de scope van de bijmengverplichting.

Hoogte van de bijmengverplichting in 2030

In het coalitieakkoord (VVD; D66; CDA; Christenunie, 2021) is een doelstellingshoogte van 20% van de gasleveringen in 2030 voor de gebouwde omgeving opgenomen. Een dergelijk doelbereik zou leiden tot een directe CO_2-reductie (dus exclusief vermeden methaanemissies) van 2,9 Mton CO_2.

[2] Dit overlapt grotendeels met de sector gebouwde omgeving.

Het ministerie van EZK heeft deze doelstelling destijds gebaseerd op een onderliggende absolute verplichting van 1,6 bcm in 2030. Dat is iets lager dan de 2 bcm uit de Routekaart Groen Gas. De ambitie uit de Routekaart mag echter ook worden ingevuld met productie van groen gas voor andere sectoren dan de gebouwde omgeving (zoals de transportsector). Zoals we uitgebreid zullen toelichten in het volgende hoofdstuk, ligt momenteel ook de optie op tafel om de verplichtingshoogte te formuleren in termen van een minimale vereiste broeikasgasreductie. In deze CO_2-sturingsvariant zouden ketenemissies leidend zijn, en zouden onder meer transportemissies en vermeden methaanemissies uit mest-opslagen kunnen bijdragen aan het doelbereik.

In de studie bekijken we vier maatvoeringsvarianten: twee die uitgaan van volumesturing en twee die uitgaan van CO_2-sturing:

1. Een doelstellingshoogte van 1,0 bcm in 2030.
2. Een doelstellingshoogte van 1,6 bcm in 2030.
3. Een doelstellingshoogte in termen van reductie in CO_2-eq. die correspondeert met +/- 1,0 bcm in 2030.
4. Een doelstellingshoogte in termen van reductie in CO_2-eq. die correspondeert met +/- 1,6 bcm in 2030.

De bijmengverplichting staat los van de jaarverplichting in vervoer

De bijmengverplichting voor groen gas in de gebouwde omgeving moet niet verward worden met de jaarverplichting voor vervoer (die soms ook ‘de bijmengverplichting’ wordt genoemd). De jaarverplichting voor vervoer verplicht brandstofleveranciers om jaarlijks een bepaald percentage duurzame brandstoffen (waaronder biobrandstoffen en elektriciteit) te leveren. De Regeling energie vervoer implementeert deze jaarverplichting; de verhandelbare certificaten om eraan te voldoen heten Hernieuwbare Brandstofeenheden (HBE’s) en zijn gebaseerd op energie. In 2025 zal de HBE-systematiek worden vervangen voor een broeikasgasemissiereductie-systematiek (BKE-systematiek) waarbij er gestuurd wordt op broeikasgasemissiereductie in plaats van energievolumes. In het volgende hoofdstuk gaan we uitgebreid in op deze ontwikkeling, en de gevolgen voor de bijmengverplichting groen gas. In de rest van dit rapport zullen we de term ‘bijmengverplichting’ uitsluitend gebruiken voor de bijmengverplichting voor groen gas in de gebouwde omgeving. Wanneer we het hebben over de verplichting in de transportmarkt, refereren we hier aan als de jaarverplichting, HBE-systematiek (tot 2025), of BKE-systematiek (na 2025).

De bijmengverplichting moet zorgen voor CO_2-reductie via productietoename

In het Klimaatakkoord is de ambitie uitgesproken om in 2030 zo’n 2 bcm groen gas te produceren. De huidige productie telt op tot minder dan 15% daarvan. Het primaire doel van de bijmengverplichting is om CO_2-reductie te realiseren door de productie van groen gas op te schroeven en de inzet van fossiel aardgas te verminderen[3]. Daarnaast kan de bijmengverplichting bijdragen aan de reductie van methaan- en stikstofemissies in de landbouw door de groengasproductie uit mest te vergroten. De bijmengverplichting moet zorgen voor een toename van het aanbod van groen gas door de vraag te stimuleren. Dit werkt als volgt: doordat energieleveranciers jaarlijks een bepaalde hoeveelheid groen

[3] Of de volledige reductie ook formeel aan de gebouwde omgeving kan worden toegekend is een openstaande vraag.

gas moeten bijmengen, stijgt hun betalingsbereidheid voor groen gas, wat tot uitdrukking komt in de prijs voor het verhandelbare certificaat, de GGE.
Het hogere prijsniveau maakt het vervolgens aantrekkelijk voor producenten om te investeren in nieuwe productiecapaciteit. Door energieleveranciers te betrekken bij de productie van groen gas, moet de bijmengverplichting tevens extra kapitaal vrijmaken.

Gasleveranciers zullen meerkosten doorspelen naar de eindgebruiker

Gasleveranciers zullen meerkosten als gevolg van de verplichting doorrekenen aan hun klanten. Energiebedrijven kunnen hun meerkosten proberen te dekken door een premium-product (lees: Nederlands groen gas) aan te bieden. In de praktijk verwachten we dat er onder afnemers niet genoeg betalingsbereidheid is voor duurzaam gas om de totale meerkosten te dekken. De resterende meerkosten zullen dan door energieleveranciers worden doorberekend via generieke tariefverhogingen. In principe zijn gasleveranciers vrij om te kiezen welke doelgroep deze prijsstijging moet bekostigen. Omdat de hoogte van de verplichting afhankelijk is van de leveranties aan de gebouwde omgeving en er ook energieleveranciers zijn die niet aan de gebouwde omgeving leveren (en dus geen meerkosten ervaren door de bijmengverplichting) verwachten we dat de kosten worden doorberekend *binnen* de gebouwde omgeving. Worden meerkosten doorberekend aan andere segmenten, dan komen gasleveranciers met een bijmengverplichting daar immers voor concurrentienadelen te staan.

De GGE-systematiek moet *Nederlandse* productie stimuleren

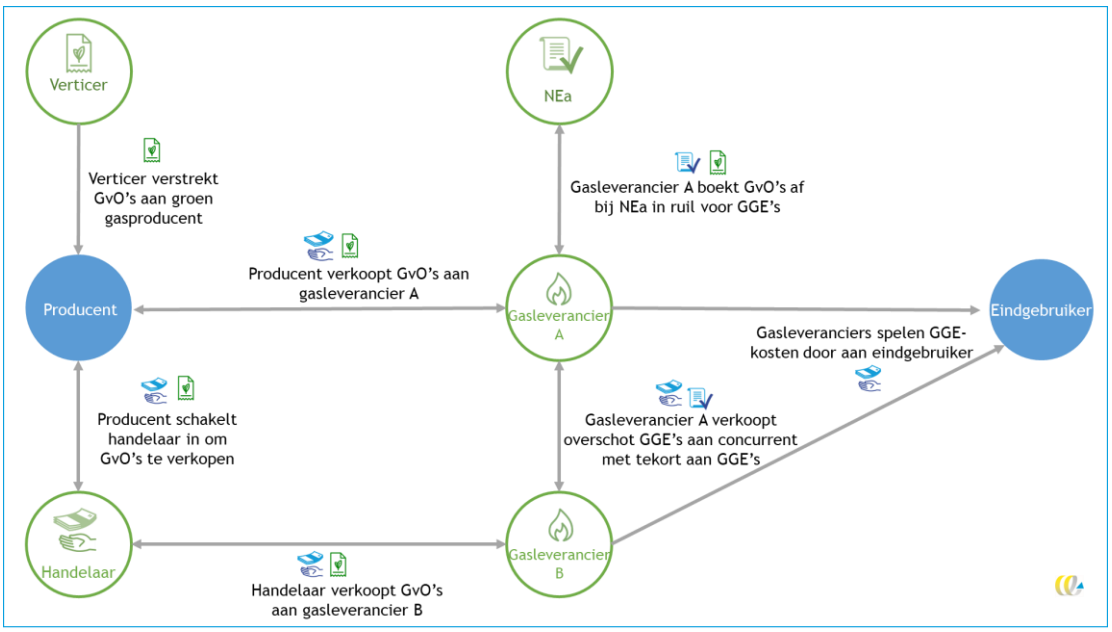
Een groengasproducent ontvangt bij na productie van een eenheid groen gas een garantie-van-oorsprong (GvO) van de Nederlandse certificeringsinstantie (voorheen Vertogas, nu Verticer). Een producent heeft de mogelijkheid om haar groen gas apart van de bijbehorende GvO's te verkopen. Gasleveranciers kunnen GvO's aanschaffen en afboeken op een contract om zo een duurzaam gas aan te bieden. Op een GvO wordt ook aangegeven waar het groen gas is geproduceerd en of het groen gas is geproduceerd met behulp van SDE++-subsidie.

De bijmengverplichting moet de binnenlandse productie van groen gas stimuleren.
GvO's zijn Europees inzetbare certificaten en kunnen dus ook uitgegeven worden voor in andere landen geproduceerd groen gas. Omdat de bijmengverplichting beoogt de productie van groen gas *in Nederland* te stimuleren, wil het Ministerie van EZK de import van GvO's voor gebruik in de bijmengverplichting vermijden. In deze studie gaan we ervan uit dat er bovenop de GvO's een tweede certificatenlaag wordt geïntroduceerd. De tweede certificatenlaag, die bestaat uit certificaten die we groengaseenheden (GGE's) noemen, borgt onder andere dat certificaten kunnen worden gespaard. Het ministerie van EZK werkt nog uit hoe een energieleverancier aan de bijmengverplichting kan voldoen. De verwachting is dat een energieleverancier een GvO kan kopen en deze vervolgens kan omzetten in een GGE, waarmee administratief wordt aangetoond dat het groen gas aan de gebouwde omgeving levert. GGE's worden alleen uitgereikt wanneer op de GvO staat vermeld dat het groen gas in Nederland is geproduceerd en wanneer er geen SDE++ is ontvangen. De GGE-systematiek lijkt sterk op de certificatenstructuur binnen de jaarverplichting voor vervoer. Ook daar krijgen brandstofleveranciers speciale certificaten uitgereikt (HBE's, en in de toekomst BKE's) wanneer ze duurzame brandstof (of fossiele brandstof vergroend met GvO's) leveren; bij de inzet van groen gas ruilen ze dan een groengas-GvO in voor een HBE/BKE. Er is bij uitvoerings- en monitoringsorganisaties dus al ervaring opgedaan met een vergelijkbare tweede certificatenlaag.

2.3 Schematische weergave van de bijmengverplichting

In Figuur 7 is de werking van de bijmengverplichting schematisch weergegeven. In de figuur is ook de rol van handelaren opgenomen. Deze partijen fungeren als verbindende partij tussen de groengasproducent en de gasleverancier. In ruil voor een marge brengen handelaren aanbod van en vraag naar GvO's bij elkaar. Een producent hoeft zijn GvO's niet te verkopen via een handelaar, hij kan ook direct een contract met een energieleverancier afsluiten.

Figuur 7 - Schematische weergave van de werking van de bijmengverplichting



2.4 Conclusie

Het doel van de bijmengverplichting is om CO_2 te reduceren in de gebouwde omgeving door de productie van groen gas op te schroeven. De bijmengverplichting leidt tot een hogere betalingsbereidheid voor groen gas en maakt het daarmee aantrekkelijker voor producenten om de markt te betreden. De verplichting geldt voor energieleveranciers die leveren aan kleinverbruikers (woningen en utiliteitsgebouwen). Leveranciers zullen eventuele meerkosten naar verwachting doorrekenen aan de consument via premiumproducten en generieke tariefverhogingen. De verplichting heeft een administratief karakter. Gasleveranciers kunnen voldoen aan hun verplichting door elk jaar een bepaald aantal certificaten in te leveren. Om te zorgen dat de bijmengverplichting leidt tot een toename van de binnenlandse productie (en niet alleen tot een toename van de import), wordt een tweede certificatenlaag van GGE's geïntroduceerd bovenop de bestaande GvO's.

3 Ontwikkelingen en nieuwe inzichten

3.1 Inleiding

Sinds het verschijnen van onze vorige studie naar de bijmengverplichting groen gas is er een hoop veranderd in de groengaswereld. In dit hoofdstuk schetsen we de belangrijkste markt-ontwikkelingen, beleidsontwikkelingen en de daaruit volgende inzichten. We laten zien hoe deze wijzigingen invloed uitoefenen op de voorliggende vraagstukken en modelaannames.

3.2 Bevestigde uitgangspunten

Bij het schrijven van de voorgaande studie, waren veel belangrijke ontwerpopties en uitgangspunten nog niet definitief. Inmiddels hebben het ministerie van EZK en het ministerie van IenW middels kamerbrieven en via persoonlijk contact de volgende voornemens bevestigd:

- De verplichting zal ingaan in 2025. In de vorige studie werd een ingangsdatum medio 2024 verondersteld. Een dermate snelle invoering wordt inmiddels niet meer haalbaar geacht door EZK.
- De overkoepelende verplichtingshoogte in 2025 zal 150 miljoen m^3 groen gas bedragen of een corresponderende CO_2-eq.-reductie. In de vorige studie hebben we meerdere starthoogtes doorgerekend.
- De verplichtingshoogte zal exponentieel oplopen om zo goed mogelijk aan te sluiten bij de maximale opschaalsnelheid van de markt. In de vorige studie hebben we meerdere opbouwpaden doorgerekend.
- (Bestaande) producenten zullen kunnen wisselen tussen de SDE++- en BMV-verwaardingsroute, maar mogen niet tegelijkertijd van beide routes profiteren. In de vorige studie was het onduidelijk of de SDE++ voor groen gas zou blijven bestaan, en of producenten met een lopende SDE++-beschikking zouden mogen overstappen.
- Binnen de jaarverplichting zal administratieve vergroening van LNG mogelijk worden via een certificeringsroute. Hiervoor kan Nederlands groen gas worden ingezet, maar ook buitenlands groen gas, mits dat wordt ingevoed op een aardgasnet dat verbonden is met Nederland. In de vorige studie hebben we aangenomen dat administratieve vergroening van LNG binnen de jaarverplichting alleen mogelijk zou worden met Nederlandse GvO's.

Gevolgen voor de bijmengverplichting

Bovenstaande wijzigingen hebben een aantal gevolgen voor de haalbaarheid van de bijmengverplichting:

- De latere ingangsdatum zet extra druk op de opschaling van de Nederlandse groen-gasproductie.
- De relatief lage starthoogte en het exponentiële groeipad staan toe dat producenten en energieleveranciers in de eerste jaren van de verplichting kunnen 'wennen'.
  Dit betekent echter niet dat partijen achterover kunnen leunen: richting 2030 zal de doeltelling immers steeds sneller gaan toenemen.
- De mogelijkheid om te wisselen tussen de SDE++-route en de BMV-route maakt de verplichting haalbaarder; energieleveranciers kunnen putten uit bestaande productie.

— De administratieve vergroening met buitenlands groen gas in de jaarverplichting kan de vraag naar Nederlands groen gas vanuit de transportmarkt beperken; hierdoor kan er meer groen gas overblijven voor de bijmengverplichting.

3.3 Van RED II naar RED III

In ons vorige onderzoek hebben we beargumenteerd dat de vraag naar groen gas vanuit de Nederlandse transportmarkt veel invloed kan uitoefenen op de haalbaarheid en betaalbaarheid van de bijmengverplichting. De impact van deze interactie is zeer afhankelijk van het aanstaande Europese duurzaamheidsbeleid. Met name de herziening van de Renewable Energy Directive - in de volksmond de RED III genoemd - is relevant. Sinds het verschijnen van onze vorige studie hebben de Europese Raad en het Europees Parlement een voorlopig akkoord bereikt over de invulling van de RED III. Hier schetsen we kort de belangrijkste wijzigingen ten opzichte van de RED II.

De doelstellingshoogte voor transport wordt aangescherpt

Onder de RED II gold op lidstaatniveau een hernieuwbare blending target van 14% in 2030 voor de transportmarkt (weg- en spoorverkeer). Met de komst van de RED III wordt deze doelstelling aangescherpt en kunnen lidstaten kiezen tussen twee doelstellingen:
1. Een target van -14,5% CO_2-eq.-reductie in 2030.
2. Een target op energiebasis van 29% hernieuwbare energie in 2030.

Ook wordt de subdoelstelling voor geavanceerde biobrandstoffen aangescherpt tot 5,5% van de het totale energiegebruik.

Het ligt voor de hand dat Nederland de eerste doelstellingsoptie zal omarmen vanwege de aankondiging van een nationaal systeem van CO_2-sturing (de BKE-systematiek, zie voor meer informatie Paragraaf 3.4 (Waterstaat, 2022)).

De scope van de lidstaatverplichting wordt verbreed

Onder de RED II goldt de transportverplichting op lidstaatniveau alleen voor het weg- en spoorverkeer. Met de komst van de RED III zullen ook de internationale zeevaart, luchtvaart en binnenvaart onder de scope van de verplichting komen te vallen. Dit betekent dat de totale vraag naar hernieuwbare energie zal stijgen. De verplichting die opgelegd wordt vanuit de RED (14,5%) op de gehele energievraag vanuit de transportsector zal nationaal niet bij alle sectoren neergelegd worden. De zeevaart zal dus geen verplichting krijgen om 14,5% CO_2 te reduceren over de zeevaart brandstoffenplas. Wat de verplichting wel zal zijn wordt momenteel onderzocht. Voor de zeevaart zal hoogstwaarschijnlijk een doelstellingscorrectie worden opgenomen: de absolute doelstelling voor de zeevaart zal nooit meer dan 15% van de overkoepelende doelstelling bedragen. Deze doelstellingscorrectie verlaagt de Nederlandse opgave voor de zeevaart aanzienlijk, in de Rotterdamse haven worden immers grote hoeveelheden fossiele brandstof gebunkerd.

De lucht- en zeevaart krijgen sectorspecifieke doelstellingen

Onder de RED III worden ook sectorspecifieke duurzaamheidsdoelstellingen voor de lucht - en zeevaart geïntroduceerd in de vorm van respectievelijk ReFUEL EU Aviation en FuelEU Maritime. Voor de luchtvaart gaat een bijmengverplichting voor duurzame kerosine gelden

die oploopt van 5% in 2030 tot 63% in 2050. De zeevaart krijgt een CO_2-intensiteitsdoelstelling die oploopt van -6% in 2030 tot waarschijnlijk -80% in 2050. Met name de doelstelling uit FuelEU Maritime is belangrijk voor de bijmengverplichting, omdat de reductiedoelstelling de vraag naar bio-LNG zal doen toenemen.

Gevolgen voor de bijmengverplichting

De aanscherping van de lidstaatverplichting, de uitbreiding van de scope van de RED, én de sectorspecifieke doelstellingen voor lucht- en zeevaart zullen stuk voor stuk leiden tot een grotere vraag naar biobrandstoffen en biogrondstoffen. Voor de bijmengverplichting heeft dit twee belangrijke gevolgen:

1. Er zal meer concurrentie ontstaan in de biogrondstoffenmarkt, met mogelijk schaarste en prijsstijgingen als gevolg.
2. De vraag naar bio-LNG vanuit de zeevaart zal stijgen. Wanneer dit ertoe leidt dat er meer Nederlands groen gas naar de transportmarkt vloeit, dan wordt het moeilijker voor gasleveranciers om aan de bijmengverplichting te voldoen.

3.4 HBE-systematiek wordt BKE-systematiek

Naast wijzigingen op het Europese toneel, zijn er ook wijzigingen van de nationale implementatie van de RED in de transportmarkt aangekondigd. De belangrijkste verandering betreft de omvorming van de huidige HBE-systematiek naar een BKE-systematiek per 2025. In de BKE-systematiek zal niet langer gestuurd worden op hernieuwbare energie, maar op ketenemissiereducties. Brandstoffen met lage levenscyclusemissies worden hierdoor extra beloond. Dit is met name relevant voor bio-LNG uit mest: vermeden methaanemissies uit mestopslagen kunnen tot forse ketenemissiereducties leiden.

In de nieuwe systematiek worden HBE-certificaten vervangen door BKE-certificaten. BKE's staan niet langer voor een bepaalde hoeveelheid geleverde hernieuwbare energie, maar voor een bepaalde eenheid CO_2-reductie. Naast een overkoepelende CO_2-doelstelling, blijven er naar verwachting ook subdoelstellingen en maxima gelden voor verschillende typen biobrandstoffen op energiebasis. De huidige dubbeltellingssystematiek zal geheel of grotendeels komen te vervallen.

Gevolgen voor de bijmengverplichting

De omvorming van de HBE-systematiek tot een BKE-systematiek heeft vooral gevolgen voor de bijmengverplichting wanneer de bijmengverplichting blijft sturen op volumes. In dat geval worden productietechnieken en biogrondstoffen verschillend beloond in de twee systemen. Producenten met mest als belangrijke grondstofstroom zouden in dat geval een hogere betalingsbereidheid zien ontstaan in de transportmarkt dan in de gebouwde omgeving.

3.5 CO_2-sturing in de bijmengverplichting groen gas

In onze vorige studie naar de bijmengverplichting groen gas veronderstelden we dat de bijmengverplichting een volumeverplichting zou worden. Gasleveranciers zouden verplicht worden om een bepaald percentage van hun gasleveringen (en dus een bepaald volume in m^3) te vergroenen met groen gas. Inmiddels ligt ook een andere optie op tafel: CO_2-sturing.

Een bijmengverplichting op basis van CO_2-sturing wijkt op een aantal punten significant af van een volumegestuurd systeem:

- Individuele gasleveranciers krijgen niet langer een volumedoelstelling, maar een doelstelling in termen van een minimale emissiereductie. De verdeelsleutel die nodig is om de collectieve verplichting om te zetten naar individuele verplichtingen, zal waarschijnlijk wel op volumes gebaseerd worden. De vereiste emissiereductie zou in een CO_2-gestuurd systeem vastgesteld worden over de gehele keten. Ook transport- en productie-emissies zouden meetellen (negatief effect op broeikasgasemissies), net als vermeden methaanemissies (positief effect op broeikasgasemissies).
- In een CO_2-gestuurd systeem zou een GGE niet langer staan voor een bepaald volume groen gas, maar voor een bepaalde CO_2-eq.-reductie (bijvoorbeeld 1 ton CO_2-eq.).
- In een CO_2-gestuurd systeem moet worden vastgesteld tot hoeveel CO_2-reductie de productie van een eenheid groen gas heeft geleid bij een individuele producent. Uiteraard kan hiervoor ook worden uitgegaan van gemiddelde ketenemissiereductie per grondstof- en productiecategorie (in de RED zijn dergelijke default waardes al opgenomen). Bij afwijkingen kunnen auditeurs en verificateurs worden ingeschakeld.

CO_2-sturing heeft een paar belangrijke voordelen ten opzichte van volumesturing:

- De bijmengverplichting zou met CO_2-sturing beter aansluiten bij de BKE-systematiek. Dit verkleint het risico dat leveranciers en tussenhandelaren verschillen in ontwerpopties tussen beide systemen uitbuiten en overwinsten boeken.
- CO_2-sturing zorgt ervoor dat de businesscase van monomestvergisting aanzienlijk verbetert omdat monomestvergisting een relatief grote broeikasgasreductiefactor kent. Zonder CO_2-sturing zouden monomestvergistingsprojecten mogelijk niet rendabel worden, of moeilijk financiering kunnen verkrijgen. CO_2-sturing kan daarom tot een grotere broeikasgasreductie leiden. Door het stimulerend effect op monomestvergisting kan het daarnaast ook helpen de stikstofproblematiek te verlichten.
- Zonder CO_2-sturing zouden GGE-prijzen erg hoog op moeten lopen voordat monomestvergisting rendabel wordt. Dit zou leiden tot hogere eindgebruikerskosten en meer overwinsten in de groengasketen.
- CO_2-sturing zorgt ervoor dat duurzame, lokale productieketens extra worden beloond vanwege de lagere productie- en transportemissies.
- CO_2-sturing kan helpen voorkomen dat bepaalde biogrondstoffen (met name droge mest), uit Nederland vloeien omdat de vermeden methaanemissies in het buitenland meer beloond worden.
- CO_2-sturing lijkt toekomstbestendiger dan volumesturing. We zien in meerdere sectoren dat Europese volumedoelstellingen worden geherformuleerd in termen van CO_2-reductie.

CO_2-sturing kent ook een aantal nadelen:

- Een systeem met CO_2-sturing vereist een actievere inzet van uitvoeringsorganisaties en toezichthouders, er moet immers worden gemonitord wat de broeikasemissie-intensiteit is van een groengasproduct, en of de monitoringsrapportages waarheidsgetrouw zijn ingevuld. Naar alle waarschijnlijkheid vereist dit ook een grotere personele bezetting.
- Een systeem met CO_2-sturing kan fraudegevoeliger zijn wanneer producenten financieel geprikkeld worden om hun CO_2-reductie aan te dikken.
- Binnen een systeem met CO_2-sturing kan er in de praktijk discussie ontstaan over de nauwkeurigheid van veronderstelde emissiereducties. (er wordt bijvoorbeeld uitgegaan van gemiddelden per productiecategorie). Dit kan leiden tot onenigheid over methodieken en mogelijk een gevoel van oneerlijkheid bij producenten of draagvlakverlies.

Gevolgen voor de bijmengverplichting

Naast bovengenoemde effecten, kan CO_2-sturing ook het totale productievolume en het doelbereik van de bijmengverplichting beïnvloeden. Omdat deze interacties complex zijn, rekenen we in Hoofdstuk 4 gedetailleerd door hoe de keuze voor CO_2-sturing of volumesturing het doelbereik van de bijmengverplichting beïnvloedt.

3.6 Toegenomen trekkracht vanuit het buitenland

Een andere belangrijke ontwikkeling sinds het verschijnen van onze vorige studie betreft een groeiende betalingsbereidheid voor biogrondstoffen en bio-LNG in het buitenland. Van meerdere marktpartijen horen we dat er in toenemende mate Nederlandse biogrondstoffen worden geëxporteerd, met name naar Duitsland. Het nieuwe Duitse Greenhouse Gas Quotasysteem (GHG-Quotasysteem) speelt hierbij een belangrijke rol.
Het GHG-Quotasysteem is de Duitse implementatie van de lidstaatverplichting voor transport en kan worden gezien als het voorland van de Nederlandse BKE-systematiek. Net als in de aanstaande BKE-systematiek, worden in de GHG-Quotasysteem certificaten uitgereikt op basis van ketenemissiereducties. Omdat ook vermeden methaanemissies uit mest meetellen, is er de afgelopen jaren een forse betalingsbereidheid voor bio-LNG uit mest ontstaan over de grens.

Prijzen in het GHG-Quotasysteem liepen in 2022 op tot bijna € 500 per vermeden ton CO_2-eq. (Equota.De, 2023) Het oorspronkelijke boetebedrag van € 450 werd als gevolg hiervan verhoogd tot € 600 per ton. Op dit moment liggen de quotaprijzen fors lager (€ 200 – € 300 per ton CO_2) als gevolg van een hoger dan verwachte gemiddelde emissiefactor van het Duitse elektriciteitspark, en grootschalige inzet van laagwaardige biobrandstoffen in de zeevaart. Geïnterviewde marktpartijen verwachten echter dat prijzen weer zullen gaan stijgen als gevolg van de introductie van de RED III en nationale beleidswijzigingen, afhankelijk van de precieze vormgeving van dat nieuwe beleid en van het tijdpad van implementatie daarvan.

We zien nu al dat het Duitse GHG-Quotasysteem de belangstelling trekt van Nederlandse producenten. Uit persoonlijke communicatie met marktpartijen blijkt dat zeker drie partijen met grote, industriële vergisters momenteel overwegen te investeren in een eigen liquefier, om levering aan de Duitse quotamarkt mogelijk te maken.

Gevolgen voor de bijmengverplichting

We zien de levering aan het Duitse Quotasysteem als een nieuwe verwaardingsroute. We verwachten dat in andere lidstaten de komende jaren vergelijkbare systemen zullen worden opgetuigd. Producenten met een eigen liquefier kunnen ervoor kiezen om fysiek bio-LNG te leveren aan de Duitse (of andere) markt. Wanneer de Quotaprijzen hoger liggen dan de GGE- en BKE-prijzen, ligt het voor de hand dat producenten ook daadwerkelijk voor deze nieuwe exportroute kiezen. Omdat Nederlandse productiecapaciteit en biogrondstoffen schaars zijn, kan het doelbereik binnen de bijmengverplichting hierdoor afnemen. Als gevolg hiervan hebben we de exportroute gedetailleerd opgenomen in ons groengasmodel.

3.7 Toegenomen vergunningsproblematiek

In onze vorige studie hebben we uitgebreid beschreven hoe vergunningsproblematiek leidt tot lange gemiddelde doorlooptijden van nieuwe groengasprojecten. Deze vergunningsproblematiek is afgelopen jaar toegenomen. Voor grote, industriële vergisters geldt inmiddels een verplichte MER-procedure die al gauw een jaar extra doorlooptijd vergt. Bovendien geven marktpartijen en overheidsorganisaties aan dat vrijwel alle grote projecten tegen wettelijke bezwaar- en beroepsprocedures aanlopen die worden aangespannen door milieuorganisaties of bewoningsgroeperingen. Uit zorg over mogelijke complexe juridische zaken zijn sommige lokale overheden bovendien een terughoudende opstelling gaan innemen in vergunningsverleningsprocessen.

Gevolgen voor de bijmengverplichting

Gezien de korte periode tussen 2025 en 2030 vormt de maximale snelheid waarmee de markt kan opschalen een belangrijk knelpunt. Toegenomen vergunningsproblematiek – voornamelijk bij grote projecten – maakt dit knelpunt extra prangend. Onder het Programma Groen Gas is inmiddels een werkgroep opgericht (voorgezeten door Netbeheer Nederland) die in samenwerking met overheden en marktpartijen het vergunningsproces probeert te versnellen. In deze studie maken we de conservatieve aanname dat maatregelen die voortkomen uit deze werkgroep tijd nodig zullen hebben. In de doorrekening gaan we daarom uit van huidige gemiddelde doorlooptijden (zie voor een uitgebreidere beschrijving van de modelaannames rond doorlooptijden).

3.8 Rol van monomestvergisting

Als gevolg van de stikstofcrisis, de toegenomen vergunningsproblematiek bij grote installaties, en de mogelijkheid dat de bijmengverplichting gaat sturen op CO_2-reductie, is de verwachte rol van kleinschalige monomestvergisting veel belangrijker geworden dan ten tijde van onze vorige studie. Door CO_2-sturing en minder concurrentie vanuit grote, industriële vergisters zou monomestvergisting rentabiliteitsproblemen kunnen overkomen, en vergisting van drijfmest kan tegelijkertijd significant bijdragen aan de stikstoftransitie.

Dit neemt niet weg dat er nog een aantal forse hordes te nemen is op het gebied van monomestvergisting:

- Bij veehouders ontbreekt vaak kennis van de groengasmarkt en de noodzakelijke technische kennis van vergistingsprocessen. Professionalisering, en samenwerking met andere agrariërs en vergistingspartijen lijkt noodzakelijk om het potentieel van monomestvergisting te ontsluiten.
- Zolang het onzeker is in hoeverre vermeden methaanemissies beloond zullen worden onder de bijmengverplichting en de BKE-systematiek, kunnen kapitaalverstrekkers terughoudend blijven als het gaat om investeringen in monomestvergisting. Duidelijkheid over de businesscase kan dit probleem wegnemen.
- Kleinschalige monomestvergisting heeft een decentraal karakter. Wanneer monomestvergisting een flinke bijdrage wil leveren aan het doelbereik van de bijmengverplichting, zal op talloze plaatsen in Nederland de invoeding in het gasnet op orde moeten worden gemaakt. Dit vereist een actieve rol van netbeheerders en/of constructies waarbij veehouders hun product gebundeld invoeden.

Gevolgen voor de bijmengverplichting

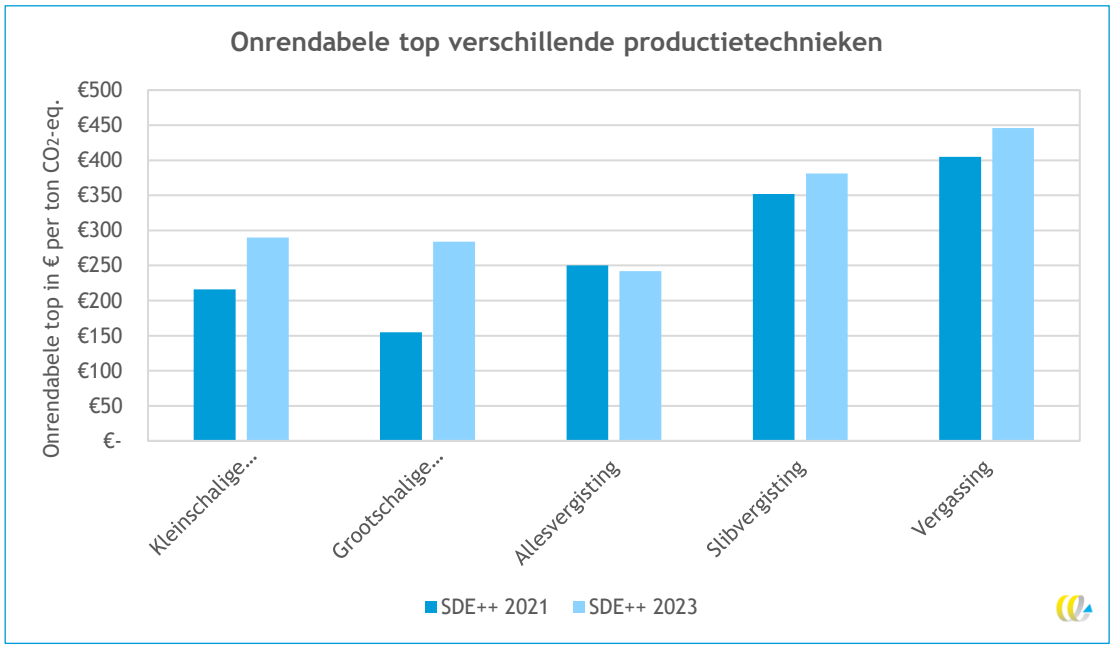
Kleinschalige monomestvergisting lijkt een grotere rol te moeten gaan spelen in de bijmengverplichting dan eerder aangenomen. Dit heeft gevolgen voor invoeding, maar ook op de wenselijkheid van bepaalde ontwerpopties zoals CO_2-sturing. Vanwege de grotere impact van kleinschalige monomestvergisting op de haalbaarheid van de verplichting, modelleren we monomestvergisting in deze studie als een eigen, gedetailleerde categorie, met onder andere een eigen doorlooptijdverdeling (zie voor meer info Paragraaf 4.6).

3.9 Toename productiekosten

De laatste belangrijke ontwikkeling sinds het verschijnen van onze vorige studie is dat (inschattingen van) productiekosten van groen gas significant zijn toegenomen. Biomassaprijzen zijn zoals verwacht verder gestegen, maar ook materiaalkosten zijn flink gegroeid en rentevoeten zijn gestegen. Naast daadwerkelijke kostenstijgingen zien we ook dat de kosten*inschattingen* van het PBL voor de SDE++ omhoog zijn bijgesteld. Achterliggende reden is dat PBL de SDE++-bedragen deels baseert op waargenomen aanvragen, nu blijkt dat een aantal producenten die de afgelopen jaren voor een laag subsidiebedrag hebben ingetekend, hun operatie niet rendabel krijgen. Als gevolg hiervan heeft PBL de basisbedragen voor met name monomestvergisting aanzienlijk verhoogd. Omdat we kostenaannames in ons groengasmodel baseren op SDE++-basisbedragen, rekenen we in deze studie met fors hogere productiekosten dan voorheen[4]. Figuur 8 laat zien hoe inschattingen van de onrendabele top van verschillende groengastechnieken uit de SDE++ zijn toegenomen tussen 2021 en 2023. De onrendabele toppen zijn direct overgenomen uit het OT-model van PBL. Vermeden methaanemissies tellen hierbij mee voor de veronderstelde CO_2-reductie. Merk op dat de toename van de onrendabele top wordt gedempt door de toegenomen gasprijs. In de SDE++ 2023 wordt een gemiddelde gasprijs van € 0,44/m^3 verondersteld terwijl deze slechts € 0,22/m^3 was in de SDE++ 2021. Zonder deze toename van de gasprijs zou het verschil in onrendabele top nog groter zijn geweest.

[4] Omdat sommige marktpartijen aangeven dat SDE++-bedragen nog steeds te laag zijn, en volatiele GGE-prijzen tot hogere kapitaallasten zouden kunnen leiden, is het mogelijk dat deze aanpak leidt tot een beperkte onderschatting van de onrendabele top.

Figuur 8 - Onrendabele top volgens de SDE++ 2023 vergeleken met die uit de SDE++ 2021



Gevolgen voor de bijmengverplichting

De hogere (inschatting van) productiekosten werkt door in hogere nationale- en eindgebruikerskosten. Ook kunnen toegenomen productiekosten leiden tot de facto lagere overwinsten wanneer de GGE-prijs wordt bepaald door de HBE/BKE-prijs, het verschil tussen de marktwaarde van een transportcertificaat en de meerkosten van groen gas is bij hogere productiekosten immers kleiner.

3.10 Conclusie

In dit hoofdstuk hebben we de belangrijkste ontwikkelingen geschetst. In het volgende hoofdstuk laten we zien hoe we deze nieuwe inzichten hebben geïncorporeerd in het groengasmodel, en hoe de ontwikkelingen de haalbaarheid en betaalbaarheid van de bijmengverplichting beïnvloeden.

4 Update van standaard modelruns

4.1 Inleiding

In dit hoofdstuk laten we zien hoe we de nieuwe inzichten uit het vorige hoofdstuk hebben verwerkt in ons bestaande groengasmodel. Vervolgens presenteren we hoe de geüpdatete aannames de haalbaarheid en betaalbaarheid van de verplichting beïnvloeden.

4.2 Nieuwe maatvoeringsopties

In deze studie rekenen we twee maatvoeringsopties met volumesturing door en twee maatvoeringsopties met CO_2-sturing:

1. **Maatvoeringsoptie 1: e**en doelstellingshoogte van 1,6 bcm in 2030.
2. **Maatvoeringsoptie 2: e**en doelstellingshoogte van 1,0 bcm in 2030.
3. **Maatvoeringsoptie 3: e**en doelstellingshoogte van 4,6 Mton CO_2-eq. in 2030 (corresponderend met +/- 1,6 bcm in 2030 op basis van levenscyclusemissies).
4. **Maatvoeringsoptie 4: e**en doelstellingshoogte van 2,9 Mton CO_2-eq. in 2030 (corresponderend met +/- 1,0 bcm in 2030 op basis van levenscyclusemissies).

Voor al deze varianten geldt een initiële starthoogte van 150 miljoen m^3 groen gas in 2030 (of een corresponderende hoeveelheid CO_2-reductie) en een exponentieel groeipad tussen 2025 en 2030[5]. De omrekening van de volumedoelstelling naar een CO_2-doelstelling is bepaald op basis van de volgende aannames:

- Vermeden methaanemissies uit mestopslagen tellen mee in het doelbereik.
- Bij een productievolume van 1,6 bcm moet 0,7 bcm uit mest komen. Dit volume komt overeen met het maximale economische potentieel op basis van vergistingstechnieken dat wordt aangenomen in het groengasmodel van CE Delft (zie ook Paragraaf 4.5).
- De helft van de mest wordt dagvers vergist, de overige hoeveelheid wordt langduriger opgeslagen.

4.3 Verondersteld CO_2-reductiefactoren

Voor de ketenemissiereducties van verschillende productietechnieken en biogrondstoffen beroepen we ons op de reductiefactoren uit de SDE++ 2023 die zijn opgesteld door het PBL (PBL, 2023). Deze sluiten naar onze mening het best aan op de specifieke Nederlandse technieken en situaties. Deze reductiefactoren zijn gebaseerd op de rekensystematiek uit de RED II waarin een vaste reductiefactor van 54 kg CO_2 per ton vergiste dagverse mest wordt verondersteld. PBL geeft aan dat voor grootschalige monomestvergisting dagverse mest niet realistisch is, en gebruikt daarom een lagere reductiefactor voor deze categorie.

[5] De jaarlijkse groeifactor bedraagt 1,46 in de lage varianten en 1,61 in de hoge varianten.

Tabel 1 - Overzicht van de veronderstelde reductiefactoren

Techniek	CO_2-reductie in kg CO_2-eq./kuub groen gas
Slibgisting/VGI-vergisting	1,79
Kleinschalige monomestvergisting	5,16
Grootschalige monomestvergisting	3,30
Co-vergisting o.b.v. 75% mest	2,92
Allesvergisting o.b.v. 40% mest	2,39
Houtvergassing	1,64
Superkritische watervergassing o.b.v. 40% mest	4,87

Merk op dat wanneer van andere reductiefactoren wordt uitgegaan in het definitieve ontwerp van de bijmengverplichting, de doelstellingshoogtes ook opnieuw zouden moeten worden uitgerekend. Een andere berekeningswijze zou een vaste doelstelling van 4,6 Mton CO_2-eq. reductie immers makkelijker of moeilijker haalbaar kunnen maken.

4.4 Transportscenario's

Groen gas kan worden vervloeid en worden ingezet als bio-LNG in de mobiliteit. Zowel in de zeevaart, de binnenvaart als het zware wegtransport kan gebruik worden gemaakt van bio-LNG. De ontwikkeling van de totale vraag naar bio-LNG vanuit de mobiliteit is echter zeer onzeker. Niet alleen is deze afhankelijk van Europees beleid, waar nog volop over onderhandeld wordt, maar ook autonomere ontwikkelingen, zoals het verloop van de gasprijs, spelen een belangrijke rol. Europese ramingen van de prijsontwikkeling van verschillende biobrandstoffen zijn bovendien schaars. We stellen daarom twee verschillende vraagscenario's op die we elk doorrekenen met het groengasmodel. Bij het opstellen van de transportscenario's hebben we de transportmarkt opgesplitst in vijf modaliteiten (zeevaart, luchtvaart, binnenvaart, zwaar wegtransport, lichte voertuigen), waarbij de aanname is dat luchtvaart en licht wegtransport geen gebruik zullen maken van bio-LNG. De gegevens zijn gebaseerd op de KEV 2022, de scenario's voor verduurzaming van vrachtauto's uit onze studie in het kader van het programma Clean Energy Hubs (zie Tekstbox 1), beleidsdoelstellingen en eigen berekeningen.

Tekstbox 1 - Scenario's voor verduurzaming van vrachtauto's uit studie Clean Energy Hubs

In de studie 'Tank- en laadbehoefte Clean Energy Hubs' voor het programma Clean Energy Hubs (penvoerder provincie Gelderland) hebben we enkele scenario's opgesteld waarmee de ontwikkeling van de hernieuwbare energievraag van vrachtauto's tussen nu en 2030 is verkend. Het basisscenario is gebaseerd op de verwachting uit de Klimaat- en Energieverkenning 2022 van PBL (PBL, 2022). Hierin wordt 3,1 PJ bio-LNG ingezet in de mobiliteit in Nederland in 2030. Voor het basisscenario hebben we bepaald dat 1,8 PJ hiervan wordt geleverd aan vrachtauto's (waarmee ca. 1,5% van het totaal aantal voertuigkilometers wordt gereden). Dit volume is ook opgenomen in drie verkennende scenario's, waarin op verschillende wijze invulling wordt gegeven aan de RED III-doelstellingen. In een vierde scenario (Scenario D) is een hogere inzet van bio-LNG in vrachtwagens opgenomen van 2,8 PJ, omdat in dit scenario meer biobrandstoffen worden ingezet.

Bron: (CE Delft, 2023).

Uitwerking vraagscenario's

Zwaar wegverkeer

In het lage vraagscenario nemen we aan dat de vraag naar bio-LNG in het zwaar wegtransport beperkt toeneemt tot 2030. Op basis van het rekenmodel dat CE Delft heeft ontwikkeld voor de studie Clean Energy Hubs (de zogenaamde REST-module – zie Tekstbox 1) is een ondergrens aangehouden van 1,8 PJ in 2030. In het hoge scenario is de bovengrens uit de REST-module aangehouden (2,8 PJ). Hier is vervolgens 5 PJ bij opgeteld om te accommoderen voor de extra vraag die kan voortkomen uit de ophoging van de jaarverplichting die in het kader van het Interdepartementaal Beleidsonderzoek (IBO) is voorgesteld (Ministerie van EZK, 2023). De totale vraag vanuit het zwaar wegverkeer komt daarmee in het hoge scenario op 7,8 PJ uit in 2030.

Binnenvaart

De binnenvaart zal in 2030 ongeveer een energievraag kennen van 38,7 PJ, waarvan de nationale binnenvaart ongeveer 15,2 PJ beslaat (TNO, 2020). In het Klimaatakkoord is afgesproken om in 2030 minimaal 5 PJ duurzame energie in te zetten in de binnenvaart. Dit is net iets onder de hoeveelheid die sectorale toepassing van de reductiedoelstelling uit de RED III zou geven (5,6 PJ). In het Klimaatakkoord is eveneens vastgelegd om in 2030 150 emissievrije schepen (1,9 PJ) in de vaart te hebben. Aangezien de resterende doelstelling niet met bio-LNG ingevuld hoeft te worden (maar er bijvoorbeeld ook biodiesel gebruikt kan worden) verwachten we dat de vraag naar bio-LNG beperkt zal blijven. TNO schat dat het maximaal aandeel bio-LNG in 2030 zo'n 0,8 PJ zal bedragen. Deze bovengrens is in het hoge scenario opgenomen. In het lage scenario veronderstellen we dat de gehele doelstelling wordt ingevuld met elektriciteit en overige biobrandstoffen; de vraag naar bio-LNG is dan 0 PJ in 2030.

Zeevaart

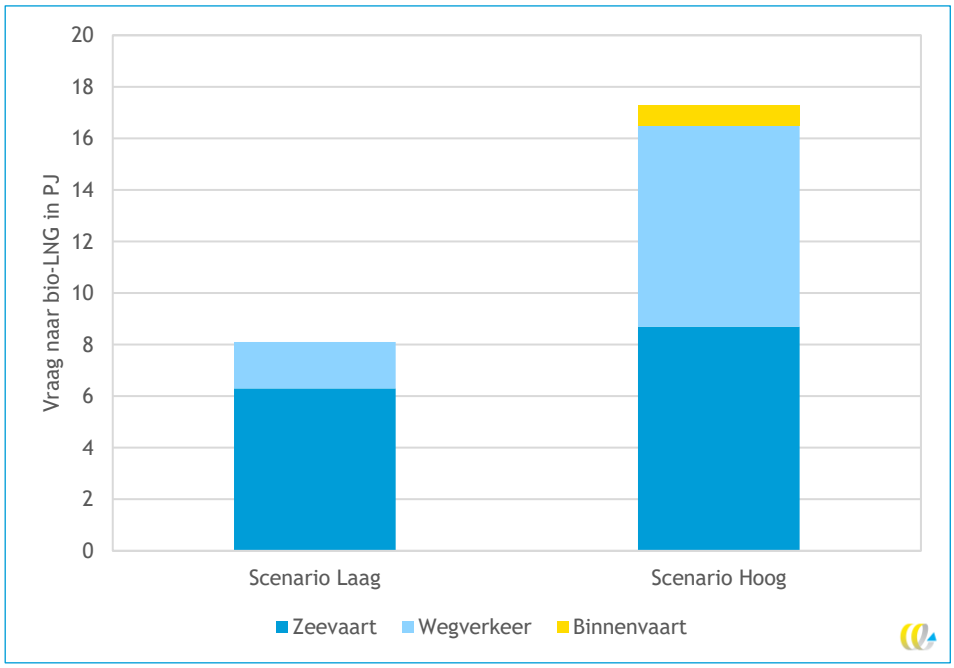
Vanwege de grote bunkermarkt in Rotterdam kent de Nederlandse zeevaart een zeer grote energievraag. Als gevolg van de doelstellingscorrectie die in de RED III is opgenomen verwachten we dat de reductieverplichting uit FuelEU Maritime leidend zal zijn in de vraag naar bio-LNG. Op basis van de KEV 2022 en extrapolatie van het aandeel zeevaart in de totale bunkers, is uitgegaan van een totale vraag van 527 PJ in 2030. Een 6% CO_2-reductiedoelstelling (zoals FuelEU Maritime voorschrijft) zal daarmee een duurzame vraag van zo'n 32 PJ genereren. Deze vraag hoeft echter niet volledig met bio-LNG ingevuld te worden. In het lage scenario veronderstellen we dat 1,2% van de volledige energievraag wordt ingevuld met bio-LNG. Dit percentage is overgenomen uit de impact assessment voor FuelEU Maritime en komt overeen met een absolute vraag naar bio-LNG van 6,3 PJ (EC, 2021). In het hoge scenario kijken we naar inschattingen van de totale LNG-bunkers in 2030 van DNV-GL (Dnv Gl, 2023). DNV-GL schat op basis van orderboeken in dat in 2030 zo'n 145 PJ aan LNG gebunkerd zal worden in de Rotterdamse haven. Wanneer we aannemen dat 6% hiervan wordt vervangen door bio-LNG, komen we uit op een absolute vraag van 8,7 PJ in 2030[6].

[6] We zien dit als een bovengrens omdat veel LNG-schepen over een dual-fuel engine beschikken, en dus ook duurzame dieselvervangers kunnen inzetten. Daarnaast draagt ook de inzet LNG bij aan de vereiste 6% broeikasgasreductie.

Overzicht van vraagscenario's

Figuur 9 geeft een overzicht van de twee vraagscenario's.

Figuur 9 - Geraamde vraag naar bio-LNG vanuit de Nederlandse transportmarkt in 2030



Aandeel Nederlands groen gas

Merk op dat de vraag naar groen gas vanuit de Nederlandse transportsector ook ingevuld kan worden met groen gas dat in het buitenland is geproduceerd. Brandstofleveranciers hebben hier twee opties voor:

1. Fysieke import van bio-LNG.
2. Vergroening van LNG via de certificeringsroute, gebruikmakend van buitenlands groen gas.

Als gevolg van deze flexibiliteit kunnen we niet aannemen dat de volledige vraag uit Figuur 9 wordt ingevuld met Nederlands groen gas. Op dit moment wordt zo'n 50% van de bio-LNG in de Nederlandse transportsector binnenlands geproduceerd. In het hoge scenario nemen we aan dat dit percentage constant blijft tot 2030. In het lage scenario nemen we aan dat de opening van de certificeringsroute de vraag naar binnenlandse groen gas zal doen afnemen tot 25%.

4.5 Biomassabeschikbaarheid

Net als in onze vorige studie gaan we in deze studie uit van binnenlandse biomassabeschikbaarheid. De impliciete aanname die we hiermee maken is dat de export en import van biogrondstoffen grofweg tegen elkaar kunnen worden weggestreept.

Ten opzichte van de vorige studie hebben we een paar aanpassingen doorgevoerd, die zijn samengevat in Tabel 2:

- In plaats van een impliciete correctie voor weidemest in het economische potentieel van dunne mest, corrigeren we nu expliciet voor het feit dat weidemest niet vergist kan worden.
- We corrigeren nu expliciet voor het feit dat 1/3 van de pluimveemest op dit moment wordt gebruikt door BMC Moerdijk.
- Ten slotte hebben we het economisch potentieel van groen gas uit slib aangepast op basis van de recente locatiestudie van TAUW in opdracht van de Unie van Waterschappen (Tauw, 2022) naar het potentieel van groengasproductie bij de waterschappen.

Tabel 2 geeft het effect van deze wijzigingen weer.

Tabel 2 - Overzicht van wijzigingen in biomassapotentiëlen

Feedstock	Economisch potentieel in deze studie in miljoen m^3 groen gas	Economisch potentieel in vorige studie in miljoen m^3 groen gas
Dunne mest	621	677
Vaste mest	77	78
Zuiveringsslib	80	94

Het totale economische potentieel van binnenlands biogrondstoffen komt op basis van vergisting en houtvergassing door deze wijzigingen 71 miljoen m^3 lager uit, op 1,26 bcm. Merk op dat de inzet van superkritische watervergassing dit potentieel kan vergroten, vanwege de hogere benuttingsgraad van deze techniek. Omdat we in de analyse aannemen dat 0,24 bcm groen gas wordt geproduceerd met superkritische watervergassing, kan maximaal 1,38 bcm groen gas worden geproduceerd in 2030.

Net als in onze vorige studie nemen we aan dat de veestapel in 2030 zo'n 23% kleiner is dan nu als gevolg van stikstofbeleid. Deze 23% is gebaseerd op de cijfers uit Beleidspakket A van de Quickscan stikstofmaatregelen die het PBL heeft uitgevoerd in 2021 (PBL, 2021) en is getoetst aan interne schattingen van het ministerie van LNV[7]. Als gevolg van de kleinere veestapel is er minder mest beschikbaar voor de productie van groen gas.

4.6 Ontwikkeltijden

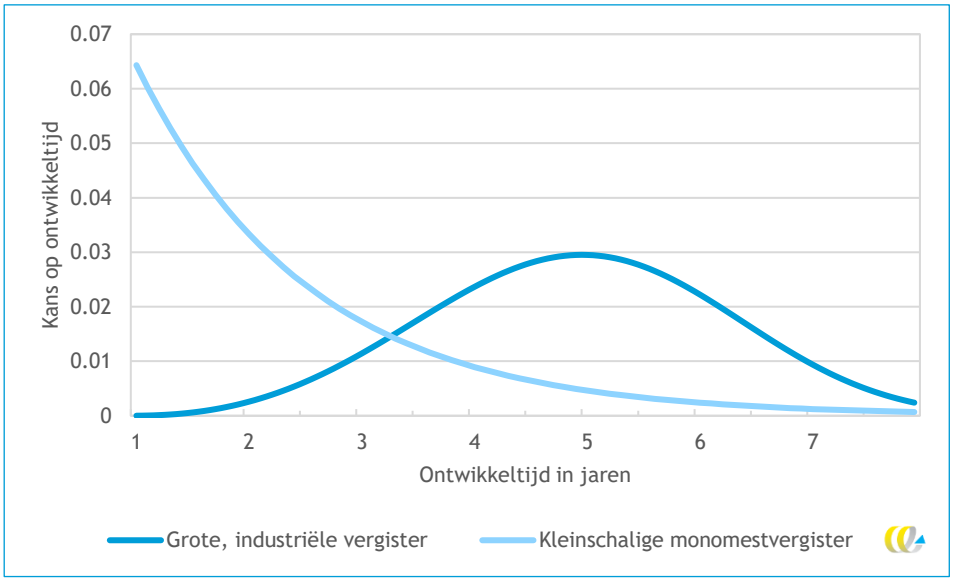
In de vorige studie hebben we twee ontwikkelingsscenario's doorgerekend: een conservatief en een optimistisch scenario. In het afgelopen jaar zijn doorlooptijden van grootschalige groengasprojecten toegenomen, we rekenen in deze studie daarom slechts het conservatieve scenario door.

Vanwege de belangrijke rol van kleinschalige monomestvergisting hebben we een aparte kansverdeling opgenomen in het tabel voor deze categorie. Omdat de maatschappelijke weerstand tegen kleinschalige monomestvergisting in de regel kleiner is, geen MER-procedure hoeft te worden doorlopen en geen biomassacontracten hoeven te worden afgesloten, nemen we aan dat de gemiddelde doorlooptijd voor een kleinschalig monomestvergistingsproject fors kleiner is. Figuur 10 geeft de veronderstelde kansverdelingen weer. In het groengasmodel wordt voor elke vergister een getal getrokken uit de corresponderen-

[7] Persoonlijke communicatie.

de kansverdeling, welke de ontwikkeltijd van de vergister bepaalt. Op deze manier ontstaat op nationaal niveau een geleidelijke realisatie van vergistingsinstallaties. De kansverdelingen zijn gemodelleerd met behulp van eigen expertise over de groengasmarkt en ontwikkeltijden.

Figuur 10 - Veronderstelde kansverdelingen voor de ontwikkeltijden van nieuwe groengasprojecten

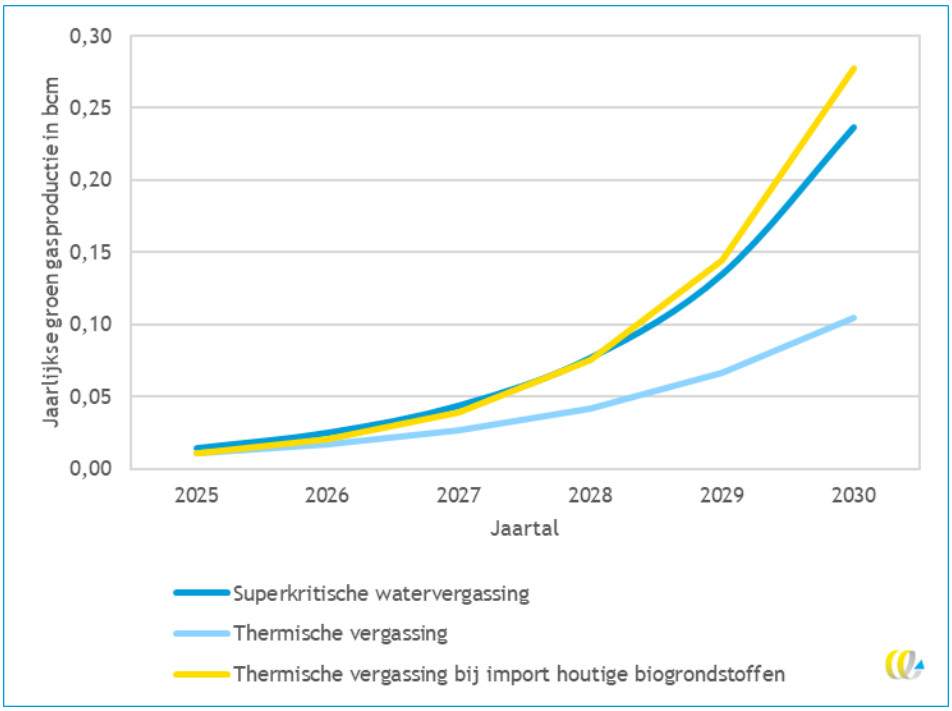


Vergassing

In onze vorige studie hebben we twee ontwikkelingsscenario's voor vergassingstechnieken doorgerekend. Om een wildgroei van varianten en scenario's te voorkomen, rekenen we in deze studie één puntschatting door voor het potentieel van vergassing tot 2030. We baseren ons hierbij op interviews met marktpartijen en het recent verschenen rapport van TNO over de verwachte ontwikkeling en stimulering van vergassingstechnieken (TNO, 2022). In twee gevoeligheidsanalyses laten we zien hoe de haalbaarheid van de bijmengverplichting verandert onder optimistischere en pessimistischere aannames.

Figuur 11 laat de veronderstelde maximale productievolumes zien voor de vergassingstechnieken. Merk op dat de gemodelleerde productie uit houtvergassing lager kan liggen dan de potentiële productie als gevolg van beperkte binnenlandse beschikbaarheid van houtige biogrondstoffen. In de standaarduitkomsten gaan we uit van binnenlands beschikbare houtige biogrondstoffen. In een gevoeligheidsanalyse laten we zien hoe import van houtige biogrondstoffen de productiecapaciteit kan vergroten.

Figuur 11 - Aangenomen ontwikkeling van maximale groengasproductie uit vergassingstechnieken



Export van Nederlands bio-LNG

In tegenstelling tot onze vorige studie nemen we in de huidige doorrekeningen aan dat een deel van de Nederlandse groengasproductie als bio-LNG naar het buitenland kan vloeien. We maken hierbij de expliciete aanname dat deze mogelijkheid alleen geldt voor producenten met een eigen liquefier. Wanneer het in de toekomst mogelijk zou worden om bijvoorbeeld binnen het Duitse Quotasysteem LNG administratief te vergroenen met Nederlandse GvO's, dan zou dit de weglek van groen gas flink kunnen vergroten. Nederland zou in zo'n geval uiteraard ook kunnen overwegen om de bijmengverplichting toegankelijk te maken voor Duitse GvO's zodat beide stromen weer in balans kunnen komen.

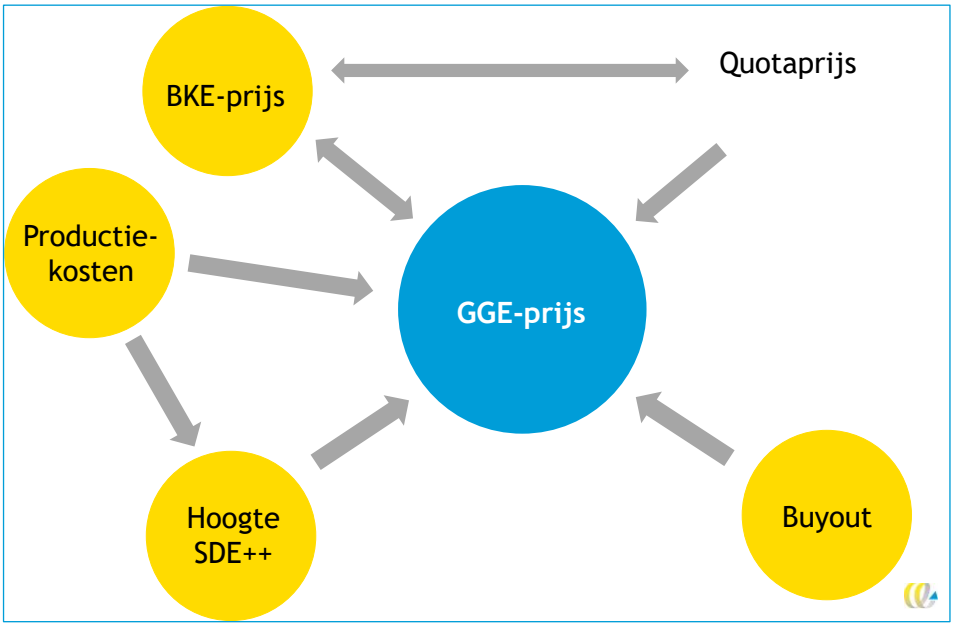
Op basis van marktinformatie over geplande investeringen in decentrale en centrale liquifiers, nemen we aan dat de totale liquefactiecapaciteit in 2025 zo'n 0,2 bcm zal bedragen, en dat deze capaciteit groeit tot 0,3 bcm in 2030.

Totstandkoming GGE-prijs

Zoals beschreven in het vorige hoofdstuk hebben we ten opzichte van de vorige studie een extra verwaardingsroute toegevoegd voor producenten met een eigen liquefier.
Deze nieuwe verwaardingsroute kan invloed uitoefenen op de GGE-prijs. Ook rekenen we in het model nu expliciet de invloed van het sanctiebeleid op de GGE-prijs door. We nemen hierbij aan dat gasleveranciers die niet aan de verplichting kunnen voldoen de mogelijkheid krijgen om een buyout te betalen (zie Hoofdstuk 6 voor meer informatie). Na betaling van deze afkoopsom vervalt de verplichting voor de overeenkomstige hoeveelheid GGE's (er hoeft dus niet het jaar daarna met terugwerkende kracht aan de verplichting te worden voldaan). In Paragraaf 6.4 gaan we uitgebreider in op de vormgeving van het sanctiebeleid.

Al met al leidt dit tot een complexe interactie van marktprijzen, subsidiebedragen en sanctiemechanismen, die tezamen de GGE-prijs bepalen. Deze interactie is samengevat in Figuur 12.

Figuur 12 - Schematische weergave van de totstandkoming van de GGE-prijs



De GGE-prijs wordt in het groengasmodel bepaald volgens de volgende vijf principes:

1. De GGE-prijs is nooit lager dan de onrendabele top van de duurste techniek die moet worden ingezet om aan de verplichting te voldoen.
2. De GGE-prijs is nooit lager dan de vergoeding vanuit de SDE++. In dat geval zouden producenten immers voor de SDE++-route kiezen en niet voor de BMV-route.
3. Wanneer de bijmengverplichting dusdanig knellend is dat alleen aan de verplichting voldaan kan worden wanneer de bio-LNG stroom naar de Nederlandse transport beperkt wordt, dan is de GGE-prijs nooit lager dan 1,07 maal de BKE-prijs[8].
4. Wanneer de bijmengverplichting dusdanig knellend is dat de fysieke bio-LNG stroom naar het buitenland de haalbaarheid beperkt, dan is de GGE-prijs nooit lager dan 1,07 maal de Quotaprijs.
5. Wanneer de bijmengverplichting niet haalbaar is gegeven de binnenlandse productie-volumes, dan benadert de GGE-prijs de hoogte van de buyout (de afkoopsom). De GGE-prijs is nooit hoger dan de buyout, omdat we ervan uitgaan dat energieleveranciers voor de goedkoopste optie kiezen[9].

[8] De factor 1,07 is berekend op basis van SDE++-kentallen en komt voort uit het feit dat de reductiefactor van bio-LNG anders wordt berekend dan de reductiefactor van groen gas: bij groen gas wordt aardgas vervangen en bij bio-LNG wordt in de regel diesel vervangen. Diesel kent een grotere emissiefactor dan aardgas, en dus leidt substitutie in de transportsector tot een hogere berekende emissiereductie. Hier staat tegenover dat de productiekosten van bio-LNG groter zijn dan die van groen gas vanwege de extra liquefactie- en opwaarderingsstap. Wanneer we corrigeren voor beide effecten resteert een relatieve bonus bij inzet in de transportmarkt van gemiddeld 7%.

[9] Merk op dat sommige gasleveranciers in de praktijk ervoor zouden kunnen kiezen om een GGE-prijs te betalen die hoger ligt dan de buyout, bijvoorbeeld vanwege interne duurzaamheidsdoelstellingen. Deze complexiteit verwaarlozen we in de doorrekeningen.

Prijsaannames

Ten slotte hebben we de prijsaannames in het groengasmodel geüpdatet. Op basis van waargenomen quotaprijzen in het Duitse systeem (Equota.De, 2023) en de introductie van de RED III schatten we in dat de betalingsbereidheid voor duurzame brandstoffen in Duitsland (en andere landen) flink zal oplopen tot € 500 per vermeden ton CO_2 in 2030[10]. Omdat bio-LNG producenten kunnen leveren aan meerdere lidstaten, nemen we aan dat de BKE-prijs en de Quotaprijs richting 2030 zullen convergeren (we nemen hierbij impliciet aan dat transportkosten vergelijkbaar zijn voor leverancier aan de Duitse en Nederlandse markt). Wel vermoeden we dat de BKE-prijs bij de introductie van het systeem lager zal liggen dan de Quotaprijs vanwege een 'voorzichtige' introductie. De precieze hoogte is lastig te voorspellen, en zetten we – enigszins arbitrair – op € 300 per vermeden ton CO_2-eq. bij aanvang.

Sinds het verschijnen van de vorige studie is de aardgasprijs door het dak gegaan en vervolgens weer flink gezakt. In lijn met het PBL nemen we aan dat de gemiddelde aardgasprijs over de periode 2023-2037 zo'n € 0,44 per m^3 zal bedragen (exclusief belastingen en op basis van de HHV). We voeren ook gevoeligheidsanalyses uit met hogere en lagere gemiddelde aardgasprijzen. Ook rekenen we in deze studie het (beperkte) effect van de introductie van het ETS-BRT door. Door groen gas bij te mengen, zullen gasleveranciers besparen op ETS-kosten.

In de basisruns nemen we aan dat de hoogte van de buyout gelijk is aan € 550 per ton CO_2. Reden achter deze relatief hoge buyout, is dat we in de basisruns de maximale productiecapaciteit willen laten zien, wanneer de productiecapaciteit niet beperkt wordt door de hoogte van de buyout. In Hoofdstuk 6 laten we zien hoe variatie in de hoogte van de buyout het doelbereik beïnvloedt.

Tabel 3 – Prijsaannames

Prijs	2025	2030
BKE-prijs (€/ton CO_2-eq.)	€ 300	€ 500
GHG-Quotaprijs (€/ton CO_2-eq.)	€ 400	€ 500
Aardgasprijs (€/m^3)	€ 0,44	€ 0,44
ETS-BRT-prijs (€/ton CO_2-eq.)	€ 0	€ 45[11]
Buyout (€/ton CO_2-eq.)	€ 550	€ 550

In alle doorgerekende varianten in deze studie nemen we aan dat het prijsverloop lineair is tussen 2025 en 2030.

4.7 Doelbereik in de nieuwe basisruns

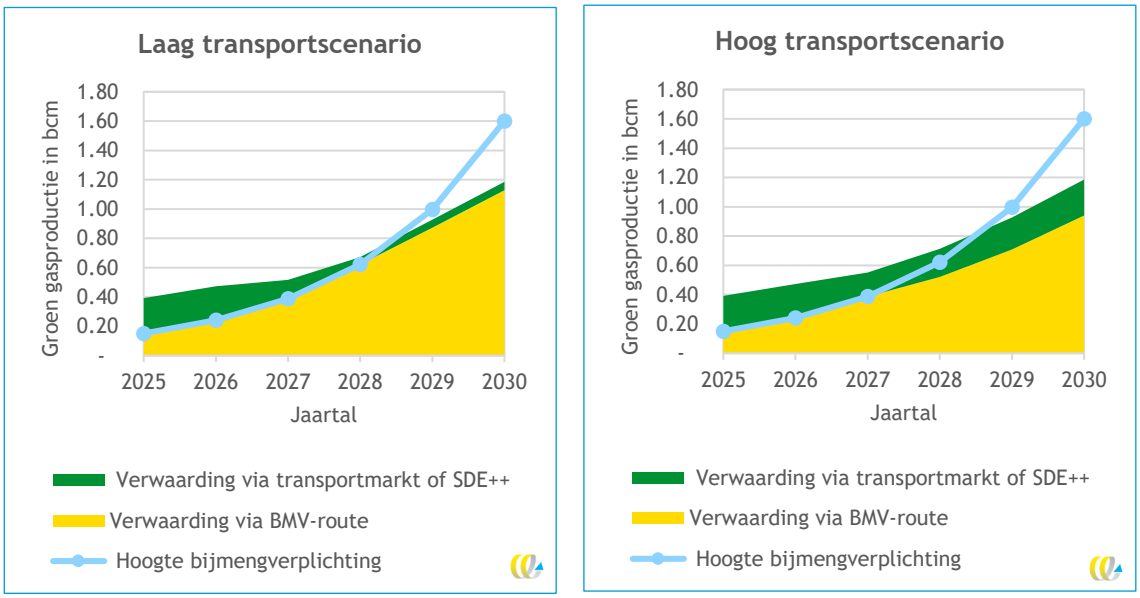
Figuur 13 tot en met Figuur 16 geven het doelbereik weer van de bijmengverplichting onder de verschillende maatvoeringsopties en transportscenario's. In deze basisuitkomsten wordt niet ingegrepen in de transportmarkt. De invloed van de introductie van een plafond op het

[10] De introductie van de RED III zal relatief weinig effect hebben op de doelstellingen in het Duitse Quotasysteem, maar zal wel grote gevolgen hebben voor andere landen. Hierdoor ontstaat extra concurrentie om biogrondstoffen en groen gas, met prijsstijgingen als gevolg.

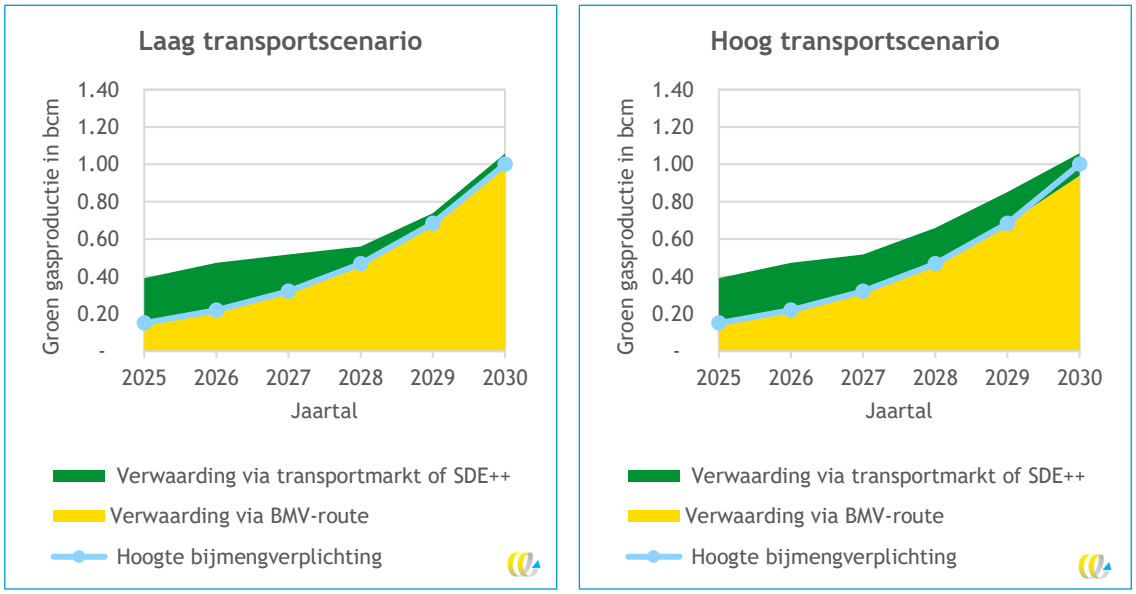
[11] In de concepttekst van het ETS-BRT is een maximumprijs van € 45 per vermeden ton CO_2 opgenomen. De aanname is dat de prijs dat maximum zal benaderen.

volume bio-LNG dat naar transport vloeit wordt uitgebreid geanalyseerd in het volgende hoofdstuk.

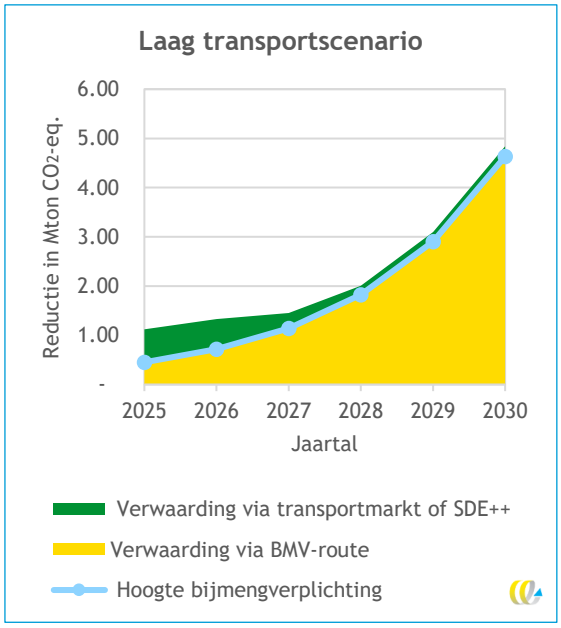
Figuur 13 - Doelbereik in de 1,6 bcm-variant

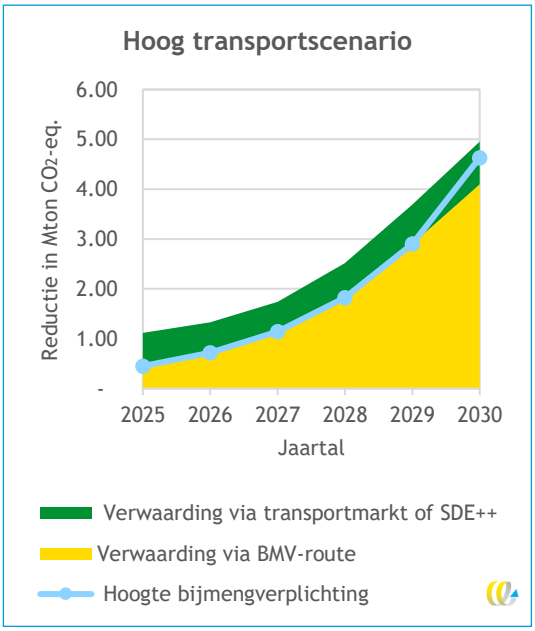


Figuur 14 - Doelbereik in de 1 bcm-variant

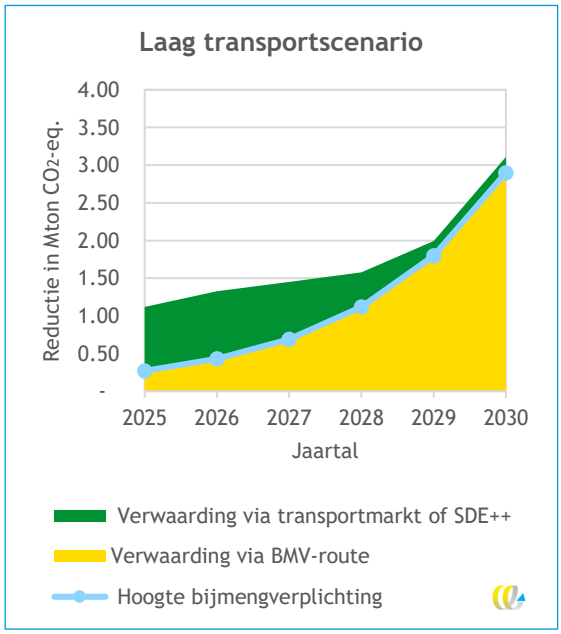


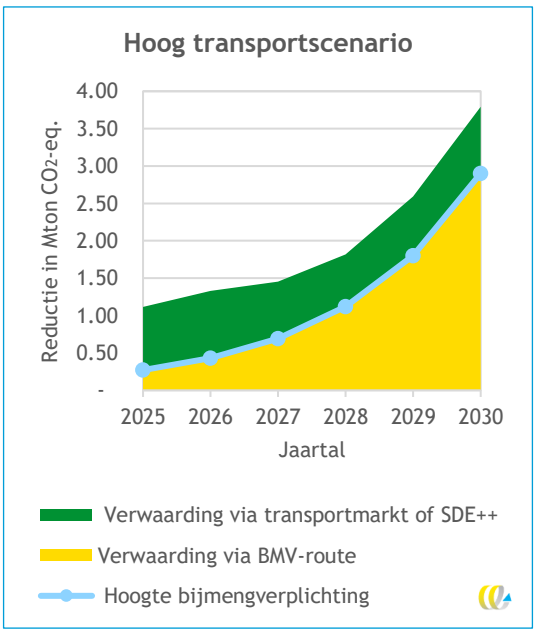
Figuur 15 - Doelbereik in de 4,6 Mton-variant





Figuur 16 - Doelbereik in de 2,9 Mton variant





Haalbaarheid van de verschillende maatvoeringsvarianten

Uit Figuur 13 tot en met Figuur 16 kunnen we een aantal conclusies trekken. Op basis van de eerder gepresenteerde aannames is:

- De 1,6 bcm-variant niet meer haalbaar vanaf 2027/2028.
- De 4,6 Mton-variant in het lage transportscenario haalbaar[12] over de gehele periode tot en met 2030; in het hoge transportscenario ontstaan in 2030 tekorten voor de bijmengverplichting. De betere haalbaarheid ten opzichte van de 1,6 bcm-variant komt voort uit het feit dat door CO_2-sturing monomestvergisting rendabel wordt.
- De 2,9 Mton-variant haalbaar.
- De 1 bcm-variant haalbaar met uitzondering van zichtjaar 2030 in het hoge transportscenario.

Deze uitkomsten zijn echter omgeven door flinke onzekerheden. In Paragraaf 4.8 laten we zien hoe het doelbereik wordt beïnvloed door eventuele tegenvallers.

Invloed van verplichtingshoogte, transportscenario's en CO_2-sturing

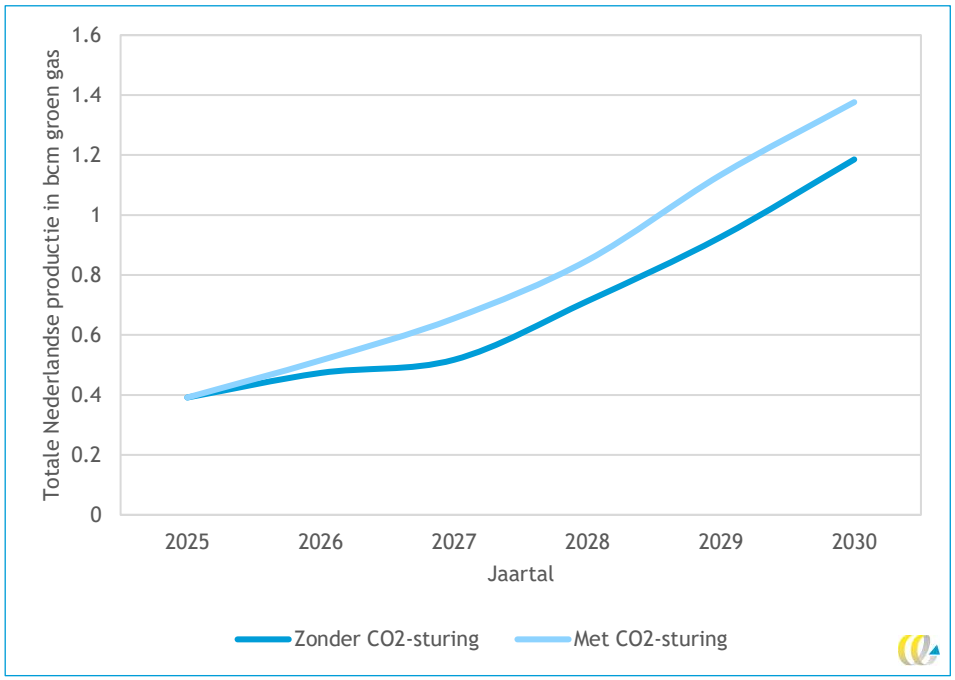
Zoals duidelijk wordt in bovenstaande figuren heeft de hoogte van de bijmengverplichting in 2030 in de CO_2-sturingsvariant (4,6 Mton vs. 2,9 Mton) een grote invloed op de totale productiecapaciteit en de totale CO_2-reductie. In de 2,9 Mton-variant blijft de totale reductie (gebouwde omgeving + transport) steken op 3 Mton in het lage transportscenario, terwijl bij de 4,6 Mton-variant een totale reductie van bijna 5 Mton wordt gerealiseerd. Ook de vraag vanuit de transportsector heeft een grote invloed op de totale productiecapaciteit in de CO_2-sturingsvarianten. In de 2,9 Mton-variant is de totale CO_2-reductie in 2030 zo'n 0,7 Mton hoger in het hoge transportscenario dan in het lage transportscenario vanwege de grotere afzetmarkt. In de volumegestuurde varianten speelt deze dynamiek in mindere mate omdat de maximale productiecapaciteit in zowel de 1 bcm als in de 1,6 bcm knellend is in 2030. Het grote verschil in doelbereik tussen de volumegestuurde varianten en de varianten met CO_2-sturing wordt verklaard door de grotere onrendabele top zonder CO_2-sturing. Om monomestvergisting rendabel te krijgen in de volumegestuurde variant zou een GGE-prijs van - omgerekend - minimaal € 850 per ton CO_2 vereist zijn[13]. Dat is fors hoger dan de veronderstelde hoogte van de buyout (€ 550 per ton CO_2). Het gevolg hiervan is dat monomestvergisting in de volumegestuurde varianten niet van de grond komt en het doelbereik significant achterblijft.

Figuur 17 laat zien hoe de totale productiecapaciteit verschilt tussen de 1,6 bcm-variant en de 4,6 Mton-variant in het hoge transportscenario. Merk op dat de 1,38 bcm in de CO_2-gestuurde variant in het lage transportscenario genoeg is om de 4,6 Mton CO_2-eq.-reductie te bereiken door een relatief groot aandeel monomestvergisting in de productiemix, en de kleinere conversieverliezen van superkritische watervergassing.

[12] De 4,6 Mton CO_2-reductie wordt gehaald bij een groengasproductie van 1,38 bcm in 2030, welke maximaal haalbaar is met de geschatte hoeveelheid economisch beschikbare biomassa in Nederland en de aangenomen capaciteit aan superkritische watervergassing (zie Paragraaf 4.5).

[13] Berekend door aanpassing van het OT-model van het PBL behorend bij het eindadvies SDE++ 2023.

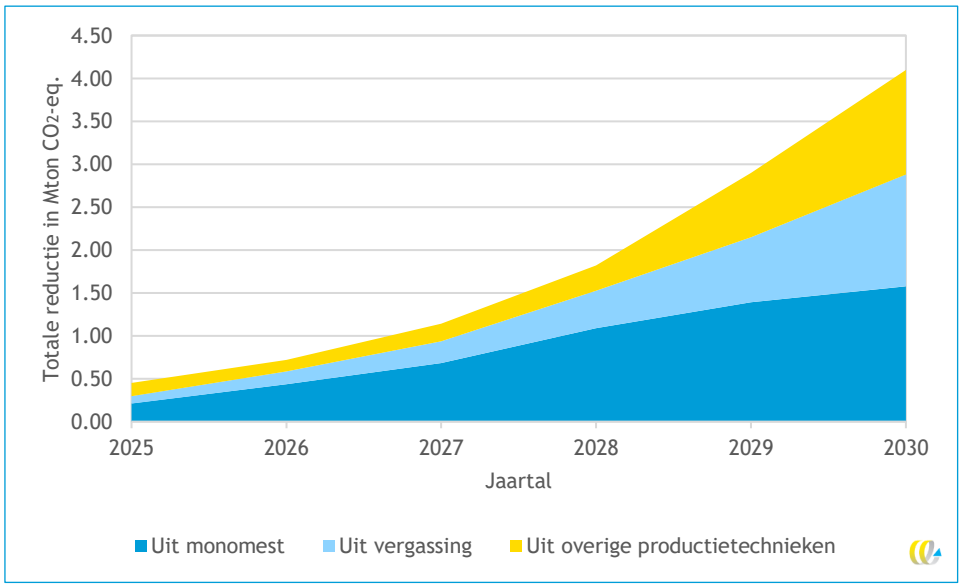
Figuur 17 - Invloed van CO_2-sturing op ontwikkeling totale productiecapaciteit (in hoge transportscenario)



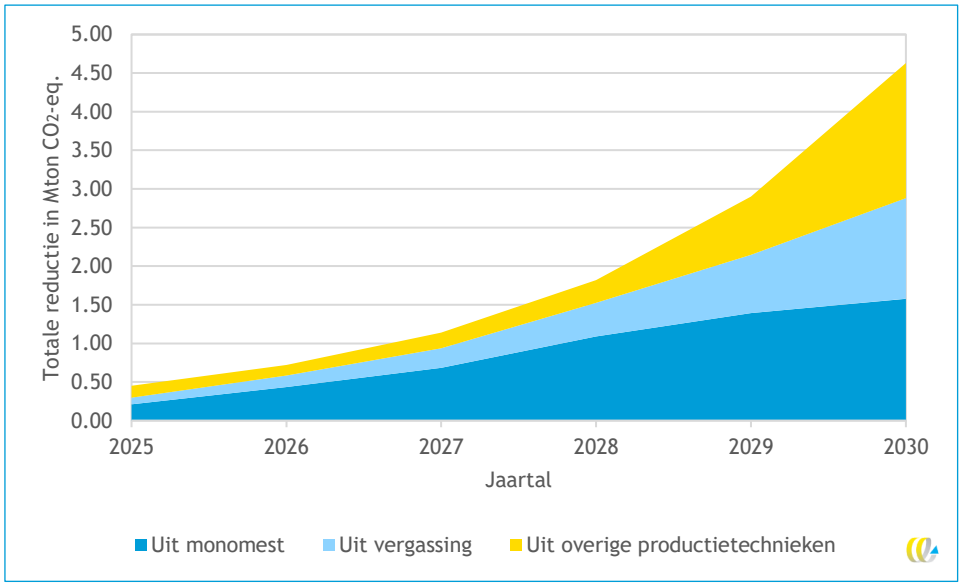
4.8 Opbouw van de productiecapaciteit

Figuur 18 en Figuur 19 laten zien hoe de verschillende productietechnieken bijdragen aan de totale CO_2-reductie in de 4,6 Mton-variant.

Figuur 18 - Bijdrage van verschillende productietechnieken aan de bijmengverplichting in de 4,6 Mton-variant - hoog transportscenario



Figuur 19 - Bijdrage van verschillende productietechnieken aan de bijmengverplichting in de 4,6 Mton-variant - laag transportscenario

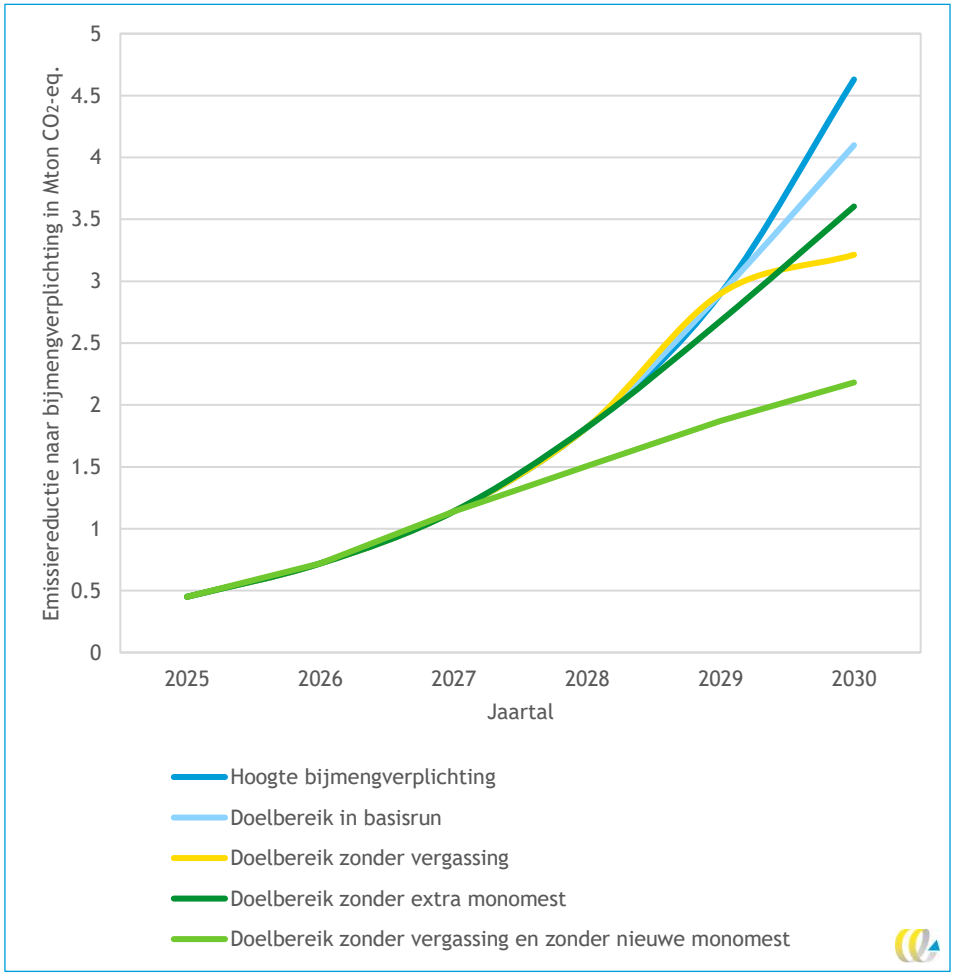


Figuur 17 laat zien dat monomestvergisting een zeer belangrijke rol speelt, net als vergassing. De haalbaarheid van de verplichting valt of staat bij de maximale opschaalsnelheid van deze technieken.

4.9 Effect van tegenvallers

In Figuur 20 laten we zien hoe het doelbereik afneemt wanneer we aannemen dat vergassingstechnieken niet van de grond komen tot 2030, of wanneer er geen extra monomestvergisters worden ontwikkeld (bovenop de installaties die nu al bestaan of een SDE++-aanvraag hebben lopen). Merk op dat bij het wegvallen van de vergassingscapaciteit of van een aanzienlijk deel van de kleinschalige monomestvergistingscapaciteit de afname van het doelbereik beperkt zal worden door andere productietechnieken die inspringen (er komen immers biogrondstoffen vrij voor deze productietechnieken). Desalniettemin zijn de effecten van tegenvallers op het vlak van vergassing- of monomestvergisting fors, zonder vergassing is de geraamde CO_2-reductie in 2030 meer dan 0,8 Mton kleiner, en met een beperkte rol voor monomestvergisting neemt het doelbereik met 0,5 Mton CO_2-eq. af. Wanneer tegenvallers optreden op beide vlakken, neemt het doelbereik veel forser af. Er kan in dit geval veel minder substitutie plaatsvinden.

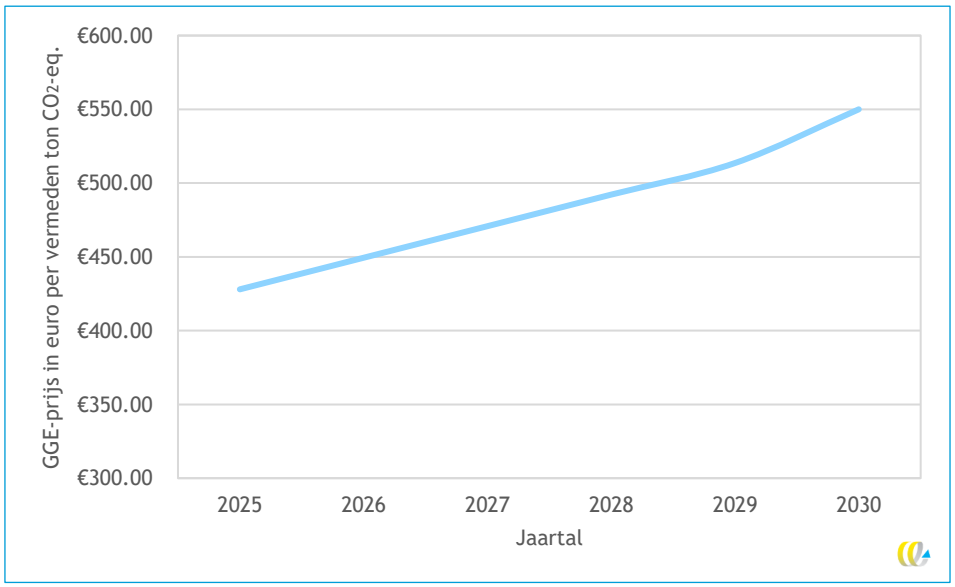
Figuur 20 - Gevoeligheidsanalyses: minder vergassing of monomestvergisting, gebaseerd op de 4,6 Mton-variant en het hoge transportscenario (zie Paragraaf 4.7 voor de resultaten van de basisrun)



4.10 Kostendoorwerking

Figuur 21 laat de geraamde GGE-prijs zien in de 4,6 Mton-variant en het hoge transport-scenario. Vanwege schaarste en een groeiende betalingsbereidheid in de transportmarkt, loopt de GGE-prijs op in de tijd. In 2030 is de GGE-prijs gelijk aan de buyout: € 550 per ton vermeden CO_2-eq.

Figuur 21 - Geraamde GGE-prijs in de 4,6 Mton-variant

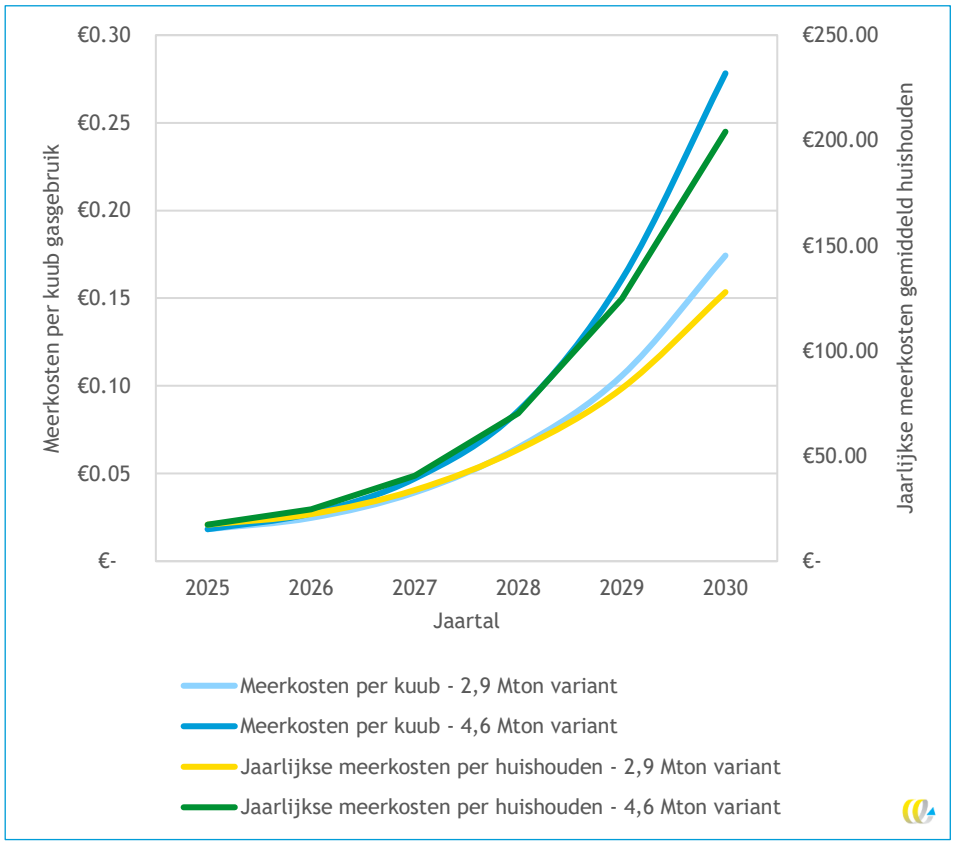


Figuur 22 laat zien tot welke meerkosten de bijmengverplichting leidt bij eindgebruikers. We laten hier alleen de varianten met CO_2-sturing zien in het lage transportscenario. De meerkosten in de volumegestuurde varianten zijn kleiner omdat het doelbereik in die varianten lager is (er worden daarom meerkosten over een kleiner volume betaald). Hetzelfde geldt voor de uitkomsten in het hoge transportscenario.

In de 4,6 Mton-variant lopen de meerkosten op tot € 0,28 per m^3 gasgebruik, exclusief belastingen. Dit vertaalt zich in jaarlijkse meerkosten voor een gemiddeld huishouden van zo'n € 225. De meerkosten zijn kleiner in de 2,9 Mton-variant met name omdat er in deze variant minder GGE's aangeschaft hoeven te worden door gasleveranciers. In deze berekeningen is de dempende werking van het ETS-BRT meegenomen[14], net als de door PBL geraamde afname van het gasgebruik onder huishoudens (PBL, 2022).

[14] In het geval dat aardgas wordt vervangen door groengas, dat de energieleverancier dan minder rechten voor het ETS-BRT hoeft aan te schaffen.

Figuur 22 - Kostendoorwerking in de CO_2-sturingsvarianten - lage transportscenario



4.11 Conclusie

In dit hoofdstuk hebben we beschreven hoe we de recente ontwikkelingen en nieuwe inzichten hebben verwerkt in ons groengasmodel. Vervolgens hebben we laten zien hoe de verschillende maatvoeringsopties onder basisaannames scoren op doelbereik. De CO_2-sturingsvarianten weten een significant grotere productiecapaciteit te ontsluiten dan de volumegestuurde varianten omdat monomestvergisting alleen bij CO_2-sturing rendabel wordt. Ook de vraag vanuit de Nederlandse transportmarkt speelt een belangrijke rol in het doelbereik wanneer niet wordt overgegaan tot invoering van een plafond. Ten slotte hebben we getoond dat monomestvergisting en vergassing een zeer belangrijke rol spelen in het doelbereik. Wanneer deze technieken niet op hoog tempo kunnen worden opgeschaald, kan de haalbaarheid van de verplichting in gevaar komen. Tot slot hebben we laten zien dat de meerkosten van de bijmengverplichting voor eindgebruikers oplopen tot zo'n € 0,15 tot € 0,30 per kuub gasgebruik (exclusief belastingen) onder de standaard aannames. In het volgende hoofdstuk laten we zien hoe het doelbereik en de kostendoorwerking verandert door ingrepen in de transportmarkt.

5 Ingrepen in de transportmarkt

5.1 Inleiding

De uitkomsten gepresenteerd in het vorige hoofdstuk laten zien dat de haalbaarheid van de bijmengverplichting onzeker is, met name in de hoge doelstellingsvarianten. Ook maken de resultaten inzichtelijk dat de vraag naar groen gas vanuit de Nederlandse transportsector een significante invloed kan uitoefenen op het doelbereik. In dit hoofdstuk onderzoeken we of ingrepen in de transportmarkt de haalbaarheid van de bijmengverplichting kunnen verbeteren en gaan we dieper in op de voor- en nadelen van zo'n ingreep. We laten daarnaast zien hoe ingrepen in de transportmarkt de kostendoorwerking beïnvloeden.

5.2 Plafonds in de transportmarkt

Wanneer ervoor gekozen wordt om in te grijpen in de transportsector, dan wordt al gauw gesproken over een plafond op de inzet van Nederlands groen gas in de transportsector. Bij introductie van een dergelijk plafond zouden brandstofleveranciers maar beperkt Nederlands groen gas in mogen zetten om aan hun jaarverplichting te voldoen. Zo'n plafond zou tegelijkertijd aangrijpen op twee verschillende routes:

1. Fysieke levering van bio-LNG dat in Nederland is geproduceerd.
2. Administratieve vergroening van LNG middels de certificeringsroute waarbij gebruik wordt gemaakt van Nederlands groen gas.

Het plafond zou ook aan kunnen grijpen op andere brandstoffen, zoals biomethanol. In deze studie wordt enkel een plafond op bio-LNG doorgerekend.

Op basis van historische gegevens zou een collectief plafond hiervoor moeten worden omgezet naar een individueel plafond per leverancier. Dit kan ingewikkelder zijn dan het klinkt: de verdeelsleutel moet idealiter marktverschuivingen kunnen accommoderen en oog hebben voor lopende langetermijncontracten. Bovendien mogen brandstofleveranciers niet onderling afstemmen wie in welk jaar hoeveel groen gas inzet, dit zou in strijd zijn met kartelwetgeving. Hoewel de vormgeving een eventuele verdeelsleutel buiten de scope van deze studie valt, merken we op dat deze uitvoeringskwesties een nadeel vormen van de introductie van een plafond.

Een alternatieve manier om in te grijpen in de transportmarkt is om alleen de tweede route te reguleren, fysieke levering van Nederlands bio-LNG zou dan toegestaan blijven, maar administratieve vergroening met Nederlands groen gas zou (geheel) aan banden worden gelegd. Een belangrijk nadeel van deze oplossingsrichting is dat het de facto een herroeping zou betekenen van recent geïntroduceerd beleid. Dit zou het vertrouwen in een overheid die consistent beleid voert, kunnen verzwakken.

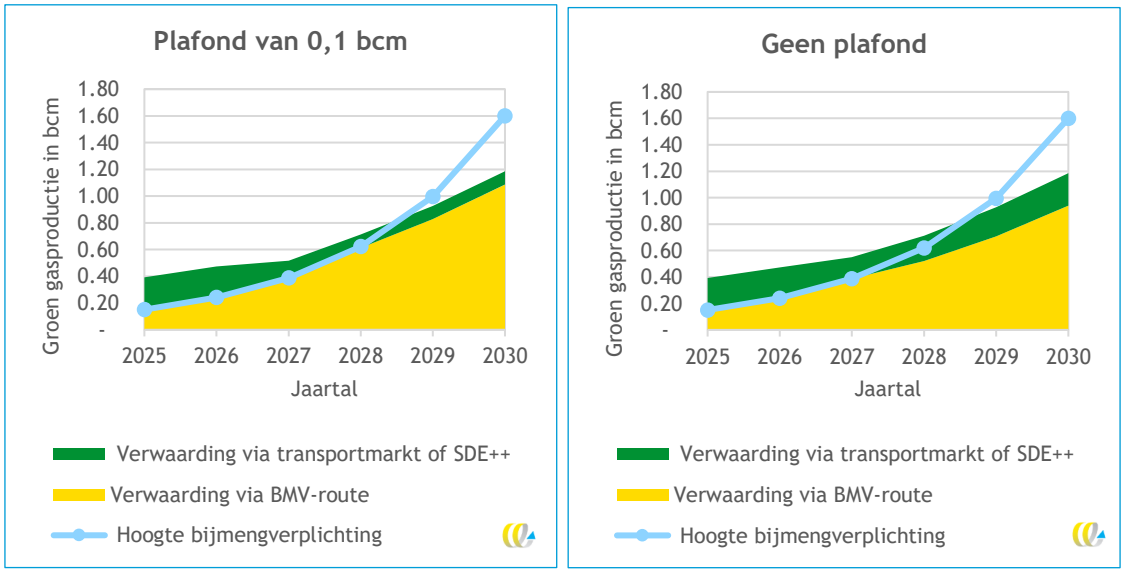
5.3 Effecten van een plafond in de transportmarkt

In deze paragraaf rekenen we de effecten door van een plafond met een constante hoogte van 0,1 bcm. Deze hoogte is voornamelijk gekozen omdat 0,1 bcm genoeg is om bestaande productieketens in stand te houden. Een strenger plafond zou een grotere impact uitoefenen op de Nederlandse transportsector.

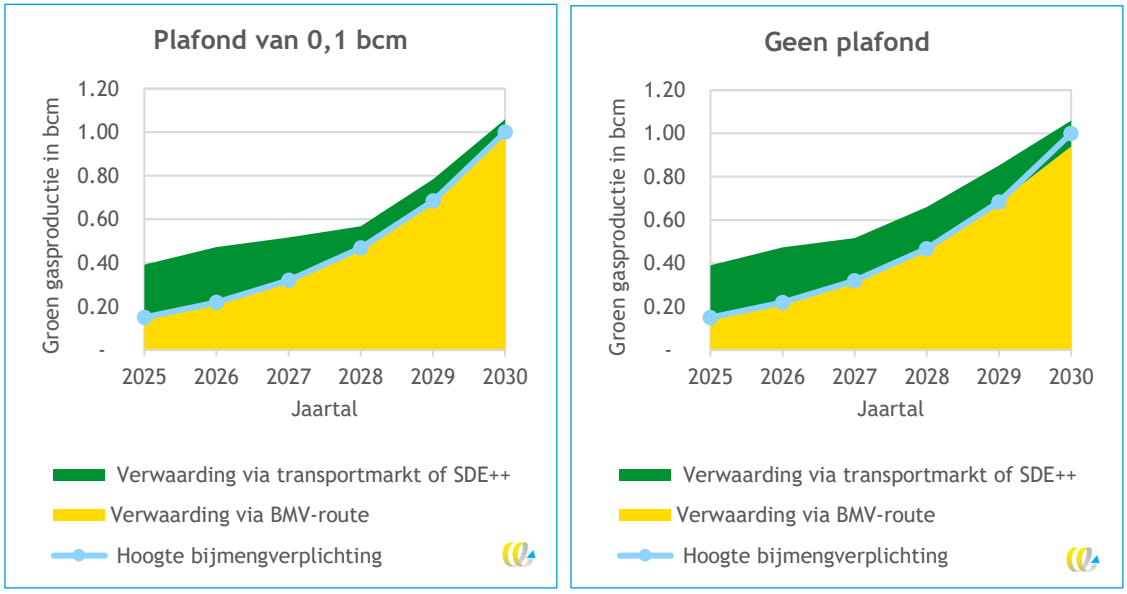
Uit het lage transportscenario, zoals af te lezen in Figuur 13 tot en met Figuur 16, blijkt dat de latente vraag naar binnenlands groen gas vanuit de Nederlandse transportmarkt nooit boven de plafondhoogte uitkomt. In dit scenario zou een plafond de haalbaarheid van de bijmengverplichting dus niet verbeteren. Tegelijkertijd zou het plafond wel de gepercipieerde afzetmarkt kunnen verkleinen, en daarmee investeringsbeslissingen kunnen bemoeilijken. In het lage scenario lijkt de introductie van een plafond van 0,1 bcm daarmee onverstandig.

In het hoge transportscenario heeft de introductie van een plafond van 0,1 bcm wel invloed op de haalbaarheid van de bijmengverplichting. Figuur 24 tot en met Figuur 26 laten de effecten zien voor de vier maatvoeringsvarianten.

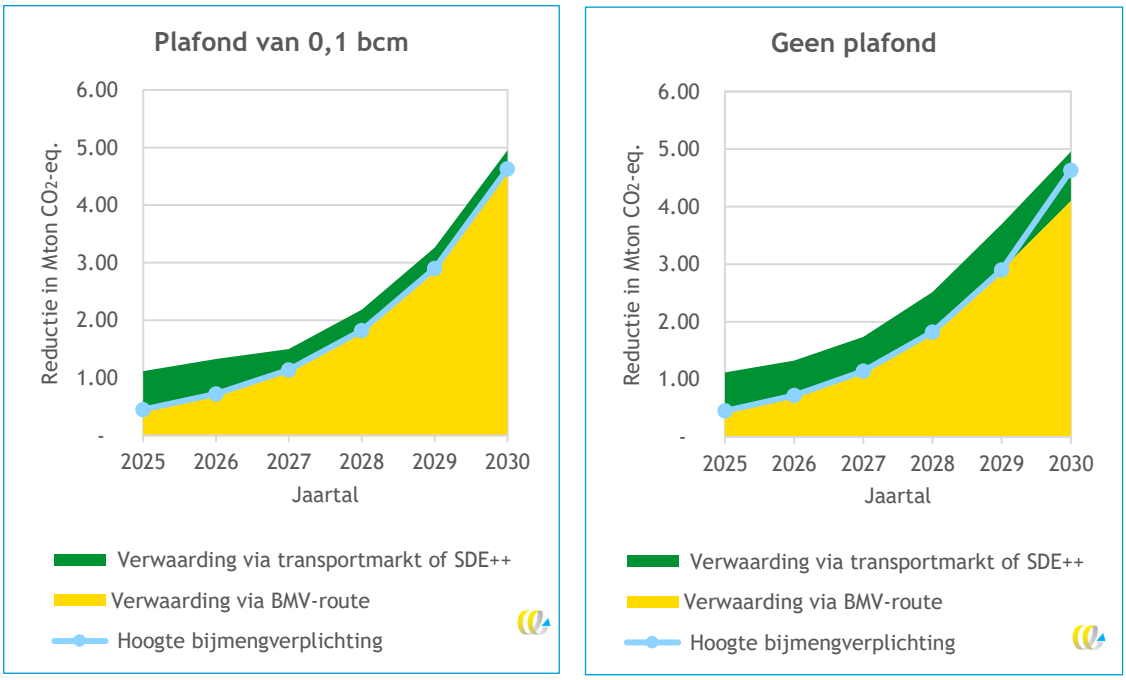
Figuur 23 - Invloed van een plafond van 0,1 bcm in de 1,6 bcm-variant in het hoge transportscenario



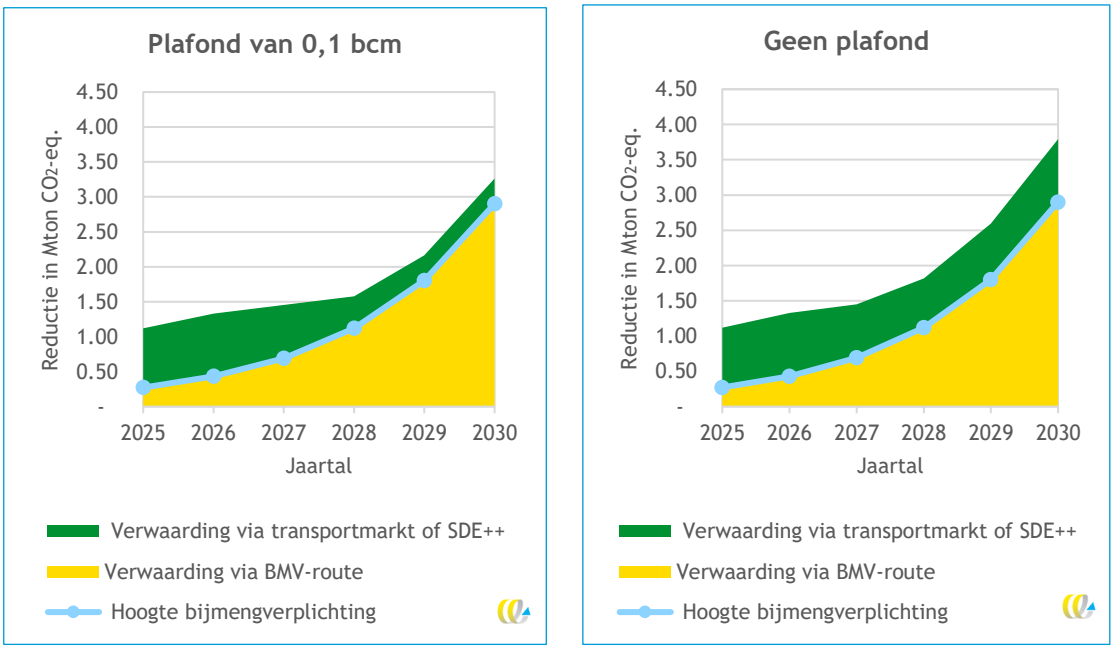
Figuur 24 - Invloed van een plafond van 0,1 bcm in de 1 bcm-variant in het hoge transportscenario



Figuur 25 - Invloed van een plafond van 0,1 bcm in de 4,6 Mton-variant in het hoge transportscenario



Figuur 26 - Invloed van een plafond van 0,1 bcm in de 2,9 Mton-variant in het hoge transportscenario



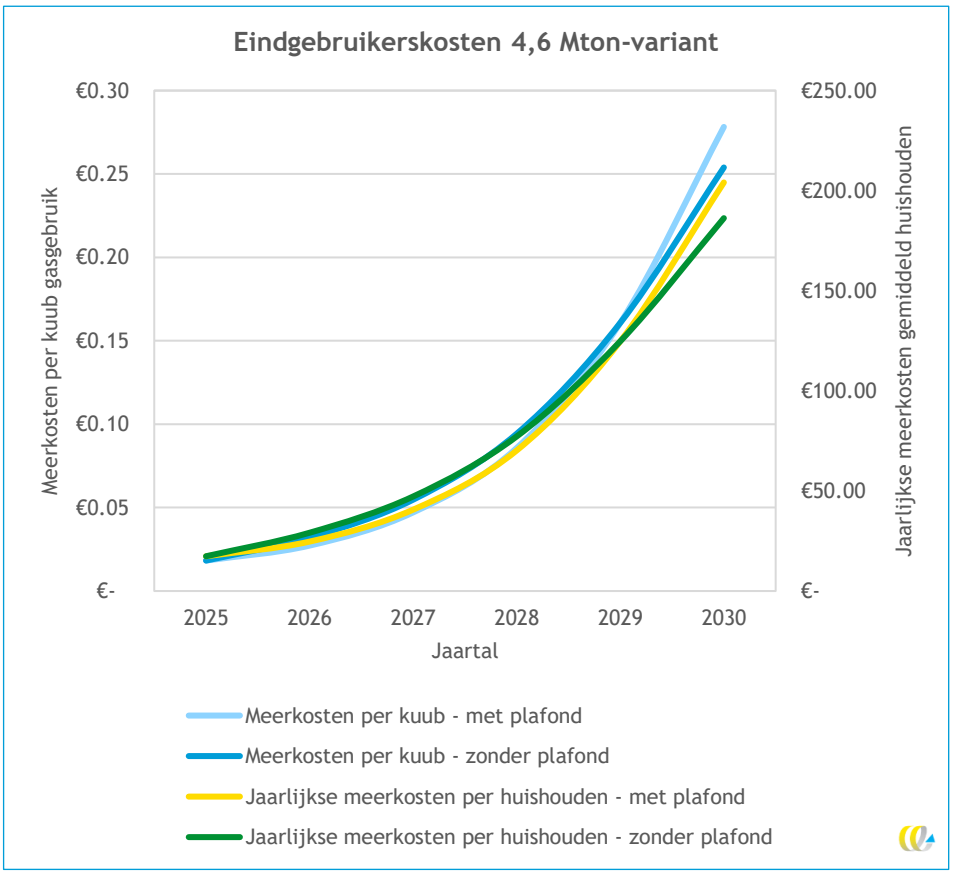
Bovenstaande uitkomsten laten twee belangrijke mechanismen zien:

1. Bij hoge doelstellingen (zoals in de 1,6 bcm- en 4,6 Mton-varianten) kan de introductie van een plafond de haalbaarheid van de bijmengverplichting bevorderen. Merk op dat een plafond ook bij een lagere doelstelling het doelbereik kan vergroten wanneer er tegenvallers optreden in de opschaling van vergassing en monomestvergisting. Immers, in dat geval ontstaat er toch weer meer concurrentie tussen het behalen van het doel van de bijmengverplichting en de inzet in de mobiliteitssector.
2. Bij lagere doelstellingen (zoals de 2,9 Mton-variant) kan de introductie van een plafond de totale binnenlandse productiecapaciteit verkleinen. Dit is een direct gevolg van het feit dat het plafond de afzetmarkt verkleint. De kleinere afzetmarkt ontlokt minder investeringen. Merk op dat het plafond geen invloed hoeft te hebben op de totale mondiale CO_2-reductie, een kleine binnenlandse productie kan immers worden opgevangen door meer import in de transportmarkt.

5.4 Invloed van een plafond op de eindgebruikerskosten

Figuur 27 laat de invloed van de introductie van een plafond zien op de eindgebruikers-kosten.

Figuur 27 - Invloed van de introductie van een plafond van 0,1 bcm op de eindgebruikerskosten in de 4,6 Mton-variant en het hoge transportscenario



Twee zaken vallen op:

1. In de periode tot 2029 verlaagt de introductie van een plafond de eindgebruikerskosten licht. In deze periode verkleint het plafond het prijsopdrijvende effect dat ontstaat door concurrentie met de transportmarkt.
2. In 2030 zijn de meerkosten groter in de variant met plafond. De oorzaak schuilt in het feit dat het plafond het doelbereik in 2030 vergroot (dit is mogelijk omdat er minder groen gas naar de transportmarkt vloeit) en eindgebruikers dus meerkosten betalen over een groter volume groen gas. Dit effect weegt zwaarder dan de dempende werking van het plafond op de GGE-prijs.

5.5 Interpretatie van resultaten

De resultaten uit de vorige twee paragrafen laten een genuanceerd beeld zien.
De introductie van een plafond kan bijdragen aan het doelbereik, maar alleen in hoge transportscenario's en wanneer de bijmengverplichting lastig haalbaar is (vanwege een hoge doelstelling of vanwege tegenvallers). In de periode tot 2029 kan een plafond de eind-

gebruikerskosten in de gebouwde omgeving beperken door prijsopdrijvende effecten te dempen die volgen uit de concurrentie met de transportmarkt.

De introductie van een plafond kent ook belangrijke nadelen. Allereerst kan het zorgen voor zorgen en onzekerheid in de transportmarkt. Ten tweede kan de introductie van een plafond leiden tot een kleinere afzetmarkt. In sommige scenario's leidt dit ertoe dat de totale binnenlandse productie van groen gas lager uitvalt. Merk op dat dit geen gevolgen hoeft te hebben voor de mondiale productie van groen gas, het tekort in de transportmarkt dat ontstaat door het plafond kan immers in principe worden opgevuld met extra (administratieve) import, ook uit landen van buiten de EU. Tot slot vergt de introductie van een plafond een vertaalslag van een collectieve grens naar een individuele grens per brandstofleverancier, deze vertaalslag heeft de nodige voeten in de aarde en kent uitvoeringstechnische obstakels.

Op basis van deze observaties zou een andere oplossingsrichting kunnen worden overwogen: de keuze voor het wel of niet introduceren van een plafond wordt uitgesteld tot we weten welke van de twee transportscenario's meer overeenkomt met de werkelijkheid. Ook deze route kent echter nadelen. In de 'wachtperiode' zal bij investeerders veel onzekerheid bestaan, en als er uiteindelijk toch gekozen wordt voor de introductie van een plafond, zullen de productieketens voor bio-LNG mogelijk zijn verstevigd, de impact op de transportsector wordt daarmee groter.

Op basis van apolitieke overwegingen kunnen we al met al geen gegrond advies geven over de wenselijkheid van een plafond. De ministeries van EZK en IenW zullen gezamenlijk moeten besluiten of de gepresenteerde voordelen van een plafond groot genoeg zijn om de ongewenste consequenties te rechtvaardigen.

5.6 Conclusie

In dit hoofdstuk hebben we de effecten van de introductie van een plafond in de transportmarkt geanalyseerd. De resultaten laten een genuanceerd beeld zien. De introductie van een plafond kan in sommige scenario's en zichtjaren leiden tot een hoger doelbereik en lagere eindgebruikerskosten, maar dit is zeer afhankelijk van het gekozen transportscenario en de mate waarmee de bijmengverplichting knelt. De introductie van een plafond kent ook belangrijke nadelen. Naast de impact op de transportsector zelf, kan een plafond leiden tot een relatief kleinere totale productiecapaciteit en zitten er haken en ogen aan de vertaalslag van collectief plafond naar individueel plafond.

6 Flexibiliteit

6.1 Inleiding

De uitkomsten gepresenteerd in de vorige twee hoofdstukken laten zien dat de haalbaarheid van de verplichting onzeker is. Het doelbereik is afhankelijk van onder meer de vraag naar bio-LNG vanuit de transportmarkt, de ontwikkeling van vergassing en de opschaalsnelheid van monomestvergisting. In dit hoofdstuk analyseren we of het mogelijk is om een bepaalde mate van flexibiliteit onder te brengen in de bijmengverplichting zodat gasleveranciers niet voor een onhaalbare verplichting komen te staan bij tegenvallende marktontwikkelingen. We gaan daarnaast in op de belangrijke rol die de buyout biedt voor investeringszekerheid en flexibiliteit.

6.2 Hoog of voorzichtig inzetten?

Voordat we verschillende flexibiliteitsmechanismes en de rol van de buyout onderzoeken, is het nuttig om een meer fundamentele vraag te stellen: is het verstandig om hoog of voorzichtig in te zetten bij het ontwerp van de bijmengverplichting? Hierna worden beide strategieën kort uiteengezet.

Hoog inzetten

Onder deze strategie wordt een ambitieuze verplichtingshoogte vastgesteld en blijft het flexibiliteitsbeleid beperkt. De investeringsprikkel wordt op deze manier gemaximaliseerd. Wanneer blijkt dat het doelbereik desondanks achterblijft, worden negatieve effecten - zoals prijsstijgingen bij eindgebruikers - zoveel mogelijk beperkt.

Voorzichtig inzetten

Onder deze strategie wordt een conservatieve verplichtingshoogte geïntroduceerd die relatief makkelijk haalbaar zou moeten zijn, of wordt energieleveranciers een uitweg geboden met vergaand flexibiliteitsbeleid. Wanneer marktontwikkelingen gunstig zijn, wordt de verplichting verder opgehoogd, of het flexibiliteitsbeleid afgebouwd.

Beide strategieën kennen duidelijke voor- en nadelen. De eerste strategie zorgt voor een grote afzetmarkt en een flinke betalingsbereidheid. Dit vergemakkelijkt investeringsbeslissingen en het verkrijgen van financiering. Wanneer de verplichting echter te ambitieus wordt vormgegeven, zullen gasleveranciers voor hoge afkoopsommen komen te staan die zij zullen doorbelasten naar de eindgebruiker. Onder de tweede strategie is de kans op dergelijke onwenselijke effecten veel kleiner. Helaas kunnen de mildere verplichtingseisen onder deze strategie een soort *self-fulfilling prophecy* worden; het risico bestaat dat investeerders en financiers zich afwachtend gaan opstellen bij een lagere verplichtingshoogte of gaan anticiperen op verlagingen van de verplichting als gevolg van ruim vormgegeven flexibiliteitsmechanismes.

Wederom heeft de keuze voor één van beide strategieën een politiek karakter: wordt maximalisering van de productiecapaciteit of een haalbare verplichting belangrijker geacht? In de volgende paragrafen geven we context bij deze keuze en laten we mogelijke oplossingsrichtingen zien.

6.3 Ventielmechanismes

Bij het woord 'flexibiliteitsmechanisme' wordt vaak gedacht aan een ventielconstructie: een mechanisme dat de verplichtingshoogte naar beneden bijstelt wanneer GGE-prijzen te ver oplopen, of productievolumes achterblijven. Een ventielconstructie kan een effectief middel zijn om grootschalig gebruik van de buyout te voorkomen. Helaas kent het ook twee belangrijke nadelen:

1. Een ventielconstructie creëert onzekerheid over de grootte van de afzetmarkt bij producenten. Dit kan investeringen in nieuwe projecten bemoeilijken.
2. Energieleveranciers kunnen gaan anticiperen op verlaging van de verplichtingshoogte en daar zelf een actieve rol in nemen. Dit is met name een risico bij de gasleveranciers met een groot marktaandeel, een afwachtende houding van deze spelers kan al snel leiden tot tegenvallende productievolumes en activering van de ventielconstructie.

Gezien bovenstaande overwegingen past de introductie van een ventielconstructie beter in de strategie 'voorzichtig inzetten' dan in de strategie 'hoog inzetten'.

Wanneer voor een ventielconstructie gekozen wordt, spelen er een aantal belangrijke ontwerpvraagstukken:

- Moet de ventielconstructie automatisch geactiveerd worden wanneer bepaalde objectieve drempelwaardes worden overschreden (bijvoorbeeld in termen van productietekorten of GGE-prijzen), of moet de activatie voorafgaan aan een subjectieve beoordeling, bijvoorbeeld door de minister van EZK of een beoordelingscommissie?
- Zou de GGE-prijs of de productiecapaciteit leidend moeten zijn bij de activatie van de ventielconstructie?
- Met hoeveel zou de doelstelling maximaal verlaagd mogen worden als gevolg van de tegenvallende marktontwikkelingen? Met andere woorden: hoe groot is de ventielruimte?

Op basis van economische theorie en interviews met markt- en overheidspartijen, schatten we in dat een automatische ventielconstructie wenselijker is dan een activering op basis van een subjectieve beoordeling. De groengasmarkt heeft momenteel veel last van prijs- en beleidsonzekerheden. Deze onzekerheden staan investeringen in de weg. Een ventielconstructie op basis van een subjectieve beoordeling zou hier een extra laag van onzekerheid aan toevoegen; de grootte van de afzetmarkt en de GGE-prijs wordt bij dit ontwerp immers afhankelijk van de grillen van een persoon of beoordelingscommissie. In de praktijk kan het echter moeilijk zijn om tot een breed gedragen objectieve drempelwaarde te komen. In zo'n geval kan een subjectievere aanpak toch de voorkeur genieten.

Het tweede vraagstuk kent een duidelijkere winnaar. De GGE-prijs kan in de praktijk bepaald worden van de HBE/BKE-prijs, vanwege de eerder beschreven interactie met de transportmarkt. De HBE-prijs is echter notoir volatiel en afhankelijk van een groot aantal moeilijk te voorspellen externe factoren (afgelopen zomer stegen HBE-prijzen bijvoorbeeld sterk als gevolg van het lage waterpeil van de Rijn). Wanneer de ventielconstructie wordt gebaseerd op de GGE-prijs, kan het gebeuren dat de verplichtingshoogte verlaagd wordt zonder dat er daadwerkelijk sprake is van structurele problematiek. Daarnaast brengt een dergelijk activatiemechanisme veel onzekerheid met zich mee, die juist vermeden moet

worden. Het lijkt daarom verstandiger om de grondslag van de ventielconstructie te baseren op de gerealiseerde of geraamde totale binnenlandse productiecapaciteit. Hiervoor kan gebruik worden gemaakt van data van de RVO (we kunnen aannemen dat de meeste producenten een SDE++-aanvraag zullen doen als back-up en om financiering te vergemakkelijken). Om tot zo nauwkeurig mogelijke ramingen te komen, zou samenwerking met het Platform Groen Gas voor de hand liggen.

Om een doelbereik van 1,6 bcm/4,6 Mton CO_2-eq. in zicht te houden, lijkt het verstandig om vooraf vast te leggen met hoeveel de doelstelling maximaal verlaagd kan worden bij tegenvallende marktomstandigheden. Omdat financiers mogelijk hun investeringsbeslissingen op de resulterende ondergrens zullen baseren, adviseren we om bij hoge doelstellingen niet meer dan 25% aan ventielruimte toe te staan in een betreffend jaar, zonder dat deze gemiste productie het volgende jaar moet worden ingehaald. Dit komt overeen met 0,4 bcm of 1,2 Mton CO_2-eq. in 2030. Een ventielruimte van 25% is uiteraard enigszins arbitrair. De gekozen ventielruimte zou in de praktijk gebaseerd moeten worden op het risicoprofiel dat door EZK acceptabel wordt geacht.

6.4 Flexibiliteit via de buyout

Een alternatief voor een ventielconstructie betreft het genereren van flexibiliteit via de buyout. In dit systeem fungeert de buyout zelf als flexibiliteitsmechanisme: wanneer de binnenlandse groengasproductie ontoereikend is, zullen gasleveranciers hun verplichting afkopen door de buyout te betalen. De kosten van de buyout zullen gasleveranciers naar alle waarschijnlijkheid doorbelasten aan de eindgebruiker. De inkomsten van de buyout kunnen terugvloeien naar de overheid. Om te voorkomen dat er hierdoor een welvaartsoverdracht ontstaat van eindgebruikers naar overheid, kunnen buyout-inkomsten in dit systeem teruggesluisd worden naar de gebouwde omgeving. Dit kan bijvoorbeeld via een verlaging van de energiebelasting op gas, of door een verhoging van de vaste heffingskorting per aansluiting. Het is ook mogelijk om de buyout-inkomsten te gebruiken om de gemiste CO_2-reductie alsnog te realiseren, bijvoorbeeld door subsidiebudgetten voor verduurzamingsmaatregelen in de gebouwde omgeving te verhogen.

Een dergelijk flexibiliteitsmechanisme heeft als voordeel dat individuele gasleveranciers geprikkeld worden om aan de verplichting te voldoen. Lukt dit niet, dan moeten zij hogere kosten (die van de buyout) doorbelasten aan hun klanten dan concurrenten (aangenomen dat concurrenten tegen lagere kosten groen gas in kunnen kopen bij producenten).
Het gevolg is een mogelijk verlies van marktaandeel. Gebruik van de buyout als flexibiliteitsmechanisme geeft daarnaast meer zekerheid over de rentabiliteit van groengasprojecten aan producenten. Bij schaarste zullen leveranciers immers groen gas willen inkopen van producenten zolang de GvO-prijs lager is dan de buyout.

Bovenstaande systematiek kent ook drie belangrijke nadelen:
1. Gasleveranciers zullen bij een te ambitieuze verplichting afkoopsommen moeten betalen zonder dat dit ‘hun schuld is’.
2. Bij grote verschillen in doelbereik tussen energieleveranciers komt de terugsluis van buyout-inkomsten niet altijd terecht bij de consument die de meerkosten betaald heeft (de consument kan wel besluiten om over te stappen naar een andere leverancier).
3. Er zal waarschijnlijk vertraging optreden tussen het voorschieten van de buyout door eindgebruikers en de terugsluis van buyout-inkomsten. Tekstbox 2 geeft voor een hypothetisch voorbeeld weer om wat voor bedragen dit kan gaan.

Deze nadelen zorgen ervoor dat dit flexibiliteitssysteem beter past bij de strategie ‘hoog inzetten’.

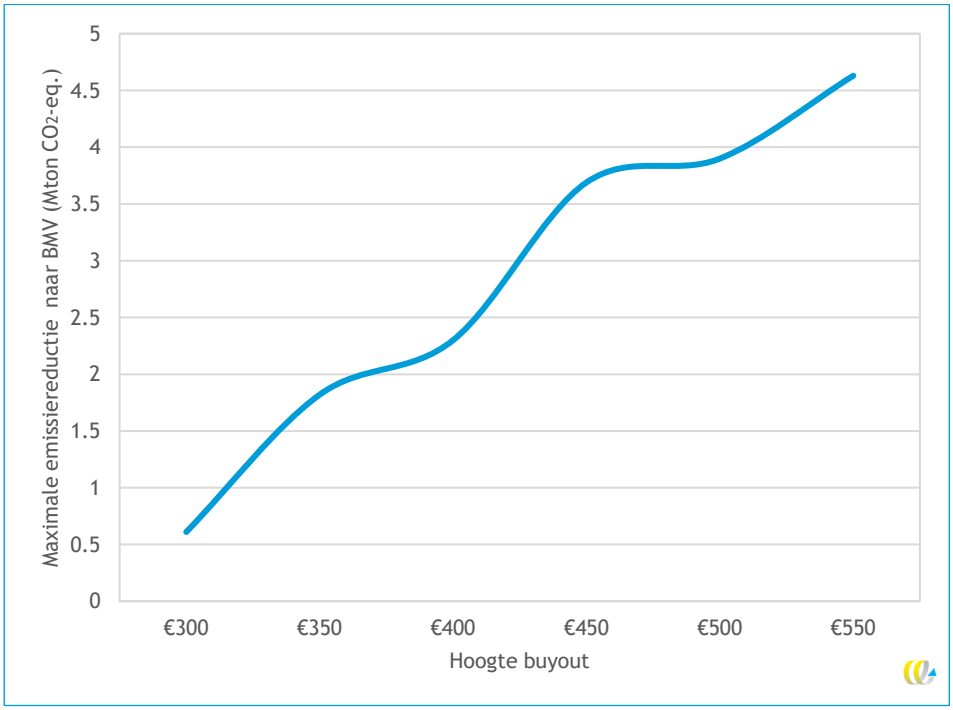
Tekstbox 2 - Hoeveel geld zouden eindgebruikers moeten voorschieten bij fikse tegenvallers in productiecapaciteit?

Stel dat in 2030 een productietekort van 0,5 bcm groen gas ontstaat. Dit komt overeen met zo’n 1,4 Mton CO_2-eq. Veronderstel daarnaast dat de buyout een hoogte kent van € 500 per ton CO_2-eq. Gasleveranciers zouden in dit scenario gezamenlijk € 718 miljoen aan afkoopsommen betalen die zij doorsluizen aan hun klanten. Wanneer we deze som verdelen over alle huishoudens, komen we uit op meerkosten van gemiddeld € 83 per huishouden per jaar. Merk echter op dat als de doelstelling *wel* was gehaald, huishoudens ook voor meerkosten waren komen te staan. Stel dat de GGE-prijs in dat geval € 450 per ton CO_2-eq. had bedragen. De effectieve meerkosten zijn in dat geval slechts € 50 per ton CO_2-eq., oftewel € 8,30 per huishouden.

6.5 Relatie tussen de hoogte van de buyout en het doelbereik

In alle tot nu toe gepresenteerde uitkomsten is een relatief hoge buyout van € 550 per ton CO_2 verondersteld. Een natuurlijke vraag is of de buyout echt zo hoog moet zijn om het doelbereik te maximaliseren. Figuur 28 laat zien hoe het doelbereik in de 4,6 Mton-variant en het lage transportscenario varieert over een bredere range van buyouts.

Figuur 28 - Interactie tussen de buyout en het doelbereik in 2030 (4,6 Mton-variant, laag transportscenario)



Figuur 28 laat zien dat de haalbaarheid van de 4,6 Mton-variant valt of staat bij een hoge buyout. Dit is niet gek, de buyout vormt een plafond op de GGE-prijs. Bij lage GGE-prijzen zullen producenten simpelweg kiezen voor lucratievere verwaardingsroutes zoals de SDE++-route, de BKE-route of de exportroute. Merk wel op dat de getoonde curve is gebaseerd op de prijsinschattingen van Tabel 3. Wanneer BKE- en Quotaprijzen in werkelijkheid minder hard stijgen richting 2030, kan een lagere buyout volstaan.

6.6 Overige flexibiliteitsopties

Ventielconstructies en buyout-systemen zijn niet de enige manieren om flexibiliteit toe te voegen aan de bijmengverplichting. Twee andere mogelijke ontwerpopties betreffen het toevoegen van een marktstabiliteitsmechanimse ('MSR'[15]) zoals we kennen uit het EU ETS, en de introductie van een systeem van sparen en lenen. In het vervolg van deze paragraaf beschrijven we de voor- en nadelen van deze twee ontwerpopties en doen we een uitspraak over de wenselijkheid van beiden.

Marktstabiliteitsmechanisme

Het EU ETS kent sinds 2018 een markstabiliteitsmechanisme. Dit systeem zorgt ervoor dat er in tijden van een overschot rechten uit te markt worden gehaald, die in tijden van tekorten opnieuw op de markt kunnen worden gebracht. Wanneer er heel veel rechten het MSR in stromen, wordt een deel van deze rechten permanent doorgehaald. Na een stroeve start lijkt het MSR inmiddels goed te werken binnen het EU ETS. De afgelopen jaren zijn er een hoop rechten uit de markt gehaald (en zelfs gecanceld) waardoor ETS-plichtige partijen extra gestimuleerd worden om op korte termijn maatregelen te nemen. Dit verlaagt het risico op tekorten en forse prijsstijgingen later in de levensduur van het ETS.

Een MSR lijkt echter minder wenselijk voor de bijmengverplichting dan in het EU ETS. Dit heeft twee redenen:

1. Er is jarenlang geschaafd aan het ontwerp van het Europese MSR voordat het systeem deed wat beoogd werd. Omdat de bijmengverplichting al over twee jaar in moet gaan en in 2030 op een ambitieuze hoogte moet uitkomen, is het zeer de vraag of er genoeg tijd is voor het ontwerp van een goed functionerend MSR[16].
2. Waar het binnen het EU ETS heel duidelijk is hoeveel rechten er in omloop zijn, is dat binnen de bijmengverplichting lastiger. GGE's worden alleen uitgereikt wanneer er GvO's worden afgeboekt op een contract in de gebouwde omgeving, en in tijden van productieoverschotten zouden er veel GvO's naar andere sectoren vloeien. Het MSR zou daarom aan moeten grijpen op 'het aantal GGE's dat in theorie zou kunnen worden uitgereikt'. Deze hypothetische kwantiteit is echter niet eenduidig vast te stellen.

Al met al lijkt het daarmee onverstandig om op korte termijn een MSR toe te voegen aan de bijmengverplichting.

Sparen en lenen

Een tweede mogelijke aanvulling op het flexibiliteitsontwerp betreft een systeem van sparen en lenen. Onder deze systematiek mogen gasleveranciers een overschot aan GGE's meenemen naar het volgende jaar (sparen) en krijgen gasleveranciers met een tekort aan GGE's de mogelijkheid om een beperkte GGE-schuld op te bouwen bij de NEa (lenen).

In andere rechtensystemen zoals het EU ETS is al veel ervaring opgedaan met het sparen van rechten. Net als het MSR kan de mogelijkheid tot sparen investeringen naar voren trekken en toekomstige prijsschokken beperken. Sparen kan gasleveranciers helpen om vroegtijdig te investeren in groengasprojecten en langetermijncontracten af te sluiten, ook als deze projecten eigenlijk 'te vroeg' online komen. Omdat sparen bovendien weinig uitvoeringstechnische problemen kent, lijkt het verstandig om deze mogelijkheid toe te

[15] MSR = Market Stability Reserve.

[16] Dit argument gaat in beperktere mate ook op voor een ventielconstructie.

voegen aan de bijmengverplichting. Wel zal goed moeten worden nagedacht over de verjaringstermijn: hoe lang blijven gespaarde rechten geldig? Uit de doorrekeningen in Hoofdstuk 4 blijkt dat de bijmengverplichting in de eerste jaren ruim haalbaar zou zijn op basis van bestaande en geplande productiecapaciteit. Het risico ontstaat hierdoor dat er tot +/- 2027 veel rechten worden gespaard die vervolgens worden ingezet rond 2030, wanneer de verplichtingshoogte flink is toegenomen. De productietoename kan hierdoor achterblijven bij de gewenste toename, gasleveranciers teren simpelweg op hun buffer. Een mogelijke mitigatie van dit risico is het instellen van een relatief korte verjaringstermijn van zo'n drie jaar. Huidige productieoverschotten kunnen bij deze verjaringstermijn niet langer de effectieve verplichtingshoogte in 2030 verlagen.

Met lenen is minder ervaring opgedaan in andere rechtensystemen. Ook lenen kan echter de prijsstabiliteit en haalbaarheid van de verplichting verbeteren. Stel bijvoorbeeld dat een gasleverancier wil investeren in een groot nieuw vergistingsproject. Wanneer het project in 2028 online komt, levert het meer dan genoeg GGE's op voor de gasleverancier. In 2027, wanneer het project nog niet online is, kampt de leverancier echter met een tekort.
Een systeem van lenen kan de leverancier in dit geval helpen en het aantrekkelijker maken om te investeren in het nieuwe project.

Het duidelijke risico van lenen is dat gasleveranciers te veel schulden gaan opbouwen bij de NEa, die ze later niet meer kunnen aflossen. Om dergelijke uitkomsten te voorkomen lijkt het verstandig om relatief strenge leeneisen te bepalen. Denk hierbij aan een maximale leenperiode van één jaar, de introductie van een rente op geleende rechten, en een grens op het maximaal aantal leenbare rechten (bijvoorbeeld 20% van de individuele verplichting in het betreffende jaar). Onder dergelijke randvoorwaarden lijkt ook de introductie van een leensystematiek wenselijk.

6.7 Conclusie

In dit hoofdstuk hebben we onderzocht hoe flexibiliteit kan worden aangebracht binnen de bijmengverplichting. Flexibiliteit betekent in de praktijk een afruil tussen productiecapaciteit en haalbaarheid. De keuze tussen verschillende ontwerpopties is daarmee afhankelijk van het risico dat EZK bereid is te nemen om de productiecapaciteit te maximaliseren. De belangrijkste twee flexibiliteitsopties betreffen een ventielconstructie en een systeem van buyouts die worden teruggesluisd naar de eindgebruiker. De eerste past beter bij de wens om de haalbaarheid te vergroten, terwijl de tweede optie de grootste investeringsprikkel behoudt. We hebben ook stilgestaan bij de hoogte van de buyout, en invloed van deze hoogte op het doelbereik. Omdat producenten meerdere verwaardingsroutes tot hun beschikking hebben, lijkt het noodzakelijk om de buyout hoog in te steken (hoger dan geraamde certificatenprijzen in de transportmarkt). Ten slotte hebben we twee additionele flexibiliteitsopties onderzocht: de introductie van een MSR en de introductie van een systeem van lenen en sparen. We concluderen dat een MSR niet erg kansrijk is in de context van de bijmengverplichting, maar dat een systeem van lenen en sparen – onder de juiste randvoorwaarden – de prijsstabiliteit kan bevorderen en zo extra investeringen kan uitlokken.

7 Kosten en betaalbaarheid

7.1 Inleiding

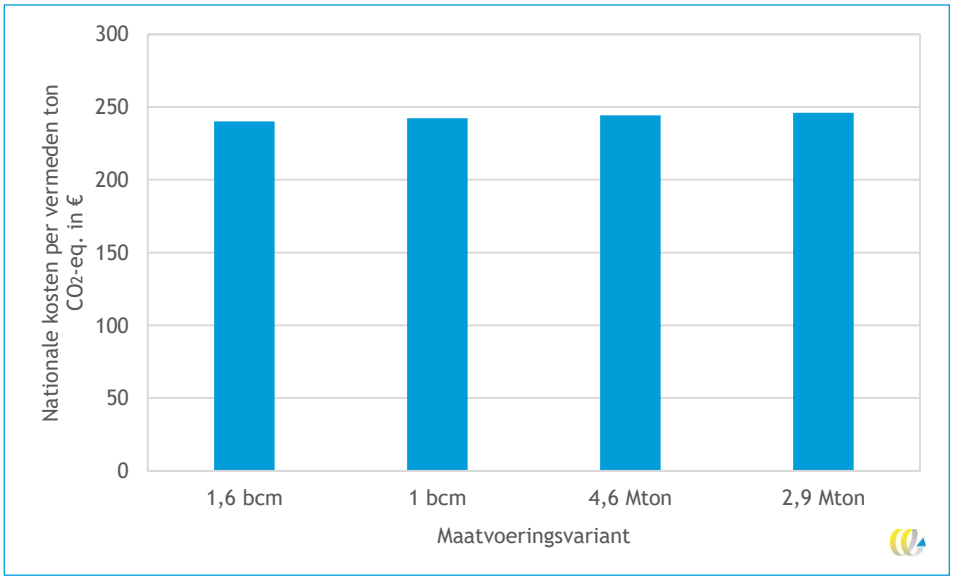
In dit laatste hoofdstuk gaan we dieper in op het betaalbaarheidsvraagstuk: zijn er manieren om kosten voor eindgebruikers te beperken? En hoe scoort de bijmengverplichting op nationale kosteneffectiviteit?

7.2 Nationale kosteneffectiviteit

Figuur 28 laat de gemiddelde nationale kosteneffectiviteit zien van de bijmengverplichting onder de vier maatvoeringsopties. Net als in onze vorige studie over de bijmengverplichting groen gas, zijn in deze berekeningen ook de kosten van netaanpassingen meegenomen.

Nationale kosten geven de kosten (i.e. het totale beslag op productiefactoren) voor Nederland als geheel weer. Overdrachten tussen partijen in Nederland (zoals overwinsten en belastingen) worden in het nationale kostenbegrip buiten beschouwing gelaten. De nationale kosten*effectiviteit* wordt berekend door de totale nationale kosten te delen door de totale emissiereductie.

Figuur 29 - Gemiddelde nationale kosteneffectiviteit van de vier maatvoeringsopties



Wat opvalt aan deze uitkomsten is dat de gemiddelde nationale kosteneffectiviteit weinig verschilt tussen de vier maatvoeringsvarianten, en dat een hogere verplichting leidt tot iets *lagere* nationale kosten per vermeden ton CO_2. Dit is niet wat je zou verwachten op basis van de economische theorie: in een geïdealiseerde markt worden onder een verplichting juist steeds duurdere technieken toegevoegd totdat de verplichting gehaald wordt.
Toch kunnen we bovenstaande uitkomsten goed verklaren. Wanneer we bestaande projecten optellen bij projecten met een lopende SDE++-aanvraag, dan telt het daaruit voortkomende productievolume al op tot zo'n 0,5 bcm in 2030 (we corrigeren hierbij voor het feit dat slechts 60% van de projecten met een SDE++-beschikking ook daadwerkelijk tot

stand komt). In de basisruns wordt hier nog een kleine 0,4 bcm aan toegevoegd vanuit vergassingstechnieken. We denken niet dat de ontwikkeling van vergassingstechnieken in de praktijk zal afhangen van de exacte hoogte van de bijmengverplichting. Producenten in de vergassingsmarkt beschikken immers ook over andere afzetmarkten (synfuel, waterstof). Daarnaast worden ze al ondersteund door private financiers zoals Gasunie en is er een CAPEX subsidie-instrument in aantocht[17]. In de basisrun is in 2030 dus zo'n 0,9 bcm onafhankelijk van de gekozen maatvoeringsoptie.

In de 4,6 Mton-variant komt er vooral mestvergisting bovenop de variant-onafhankelijke 0,9 bcm. Toevalligerwijs is de nationale kosteneffectiviteit van mestvergisting bijna exact even groot als de gemiddelde nationale kosten van de eerste 0,9 bcm. Het gevolg is dat de gemiddelde nationale kosteneffectiviteit niet substantieel toeneemt (en zelfs een beetje afneemt) bij een hogere verplichting.

Tot slot is het nuttig om de berekende nationale kosteneffectiviteit te vergelijken met andere verduurzamingsopties. Wanneer we de nationale kosteneffectiviteit van de bijmengverplichting (zo'n € 240 per vermeden ton CO_2) vergelijken met de opties in andere sectoren, dan scoort de bijmengverplichting matig. Technieken zoals zon-pv en CCS kunnen immers CO_2-reduceren tegen fors lagere meerkosten per vermeden ton CO_2. In de gebouwde omgeving zijn veel van zulke goedkope technieken echter niet voorradig, en lopen nationale meerkosten al gauw op tot meer dan € 500 per vermeden ton CO_2 (PBL, 2017). Wanneer we de nationale kosteneffectiviteit van de bijmengverplichting vergelijken met de kosteneffectiviteit van alternatieve verduurzamingsopties in de gebouwde omgeving, dan komt de bijmengverplichting dus aanzienlijk beter uit de bus.

7.3 Beperking van eindgebruikerskosten

In Paragraaf 4.9 hebben we laten zien hoe de kosten van de bijmengverplichting doorwerken op eindgebruikers. Onder standaardaannames lopen de meerkosten op tot zo'n € 0,28 per m^3 gasgebruik in 2030 (exclusief belastingen); dit komt overeen met gemiddelde meerkosten per huishouden van zo'n € 225 per jaar.

Een natuurlijke vraag is of deze meerkosten beperkt kunnen worden met additionele ontwerpopties. We onderzoeken daartoe twee mogelijke strategieën zoals genoemd in de offerte-uitvraag:
1. Beperking van eindgebruikerskosten door productiekosten te drukken.
2. Beperking van eindgebruikerskosten door overwinsten te drukken.

Beperking van productiekosten

De eerste tak richt zich op het beperken van productiekosten. De redenatie hierachter is dat als productiekosten dalen, de meerkosten voor energieleveranciers ook kunnen zakken en eindgebruikers hiervan zullen profiteren[18]. We onderscheiden twee mogelijke manieren die soms worden geopperd om de productiekosten te beperken:
- met behulp van multipliers goedkope productietechnieken extra stimuleren;
- met behulp van subdoelen of multipliers de ontwikkeling van vergassingstechnieken versnellen, om zo kostendalingen te realiseren.

[17] Omdat het ontwerp van dit instrument nog onzeker is, hebben we de invloed niet meegenomen in de doorrekeningen van de eindgebruikerskosten.

[18] Net als in de vorige studie veronderstellen we ook een autonome daling van productiekosten bij de vergassingstechnieken.

Voordat we dieper op deze twee benaderingen ingaan, is een waarschuwing op zijn plaats: omdat de GGE-prijs niet alleen afhankelijk is van productiekosten, maar ook van BKE-prijzen, Quotaprijzen en de hoogte van de buyout, kan het voorkomen dat lagere productiekosten niet tot lagere eindgebruikerskosten leiden. Een beperking van de productiekosten werkt alleen door in lagere meerkosten voor huishoudens wanneer de verplichting relatief weinig knelt.

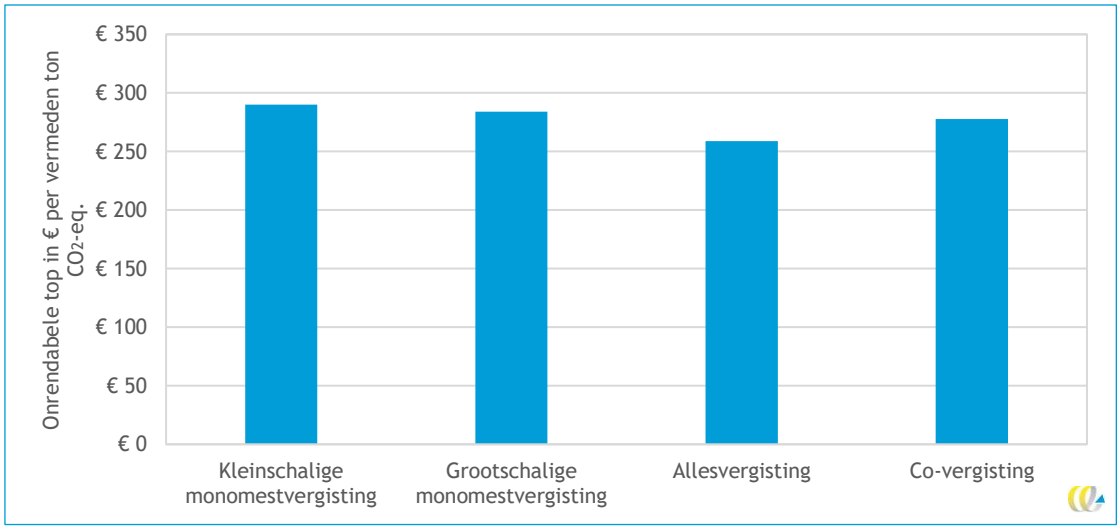
Multipliers voor goedkope technieken

In theorie zouden multipliers (zoals we ze kennen uit de HBE-systematiek) ingezet worden om de relatieve bijdrage van goedkope productietechnieken te vergroten. Er spelen hier echter drie problemen:

1. De onrendabele top per vermeden ton CO_2-eq. van verschillende vergistingstechnieken is zeer vergelijkbaar (zie Figuur 30 gebaseerd op de SDE++ 2023). De winst van veranderingen in relatieve aandelen is dus vrij beperkt.
2. Bij een hoge bijmengverplichting zullen alle technieken maximaal moeten opschalen. We hebben simpelweg niet de optie om alleen de goedkopere technieken in te zetten.
3. Multipliers zorgen voor extra volatiliteit in de GGE-prijs, hetgeen financiering kan bemoeilijken voor projecten die afhankelijk zijn van de multiplier.

Al met al lijkt deze route daarmee weinig kansrijk.

Figuur 30 - Onrendabele top in € per vermeden ton CO_2 van verschillende vergistingstechnieken



Subdoelstellingen voor vergassingstechnieken

Op dit moment zijn vergassingstechnieken nog duur. Omdat vergassing richting 2030 een significante bijdrage moet leveren aan het doelbereik van de bijmengverplichting, zou het prettig zijn als we de productiekosten van vergassing kunnen verkleinen. Een vaak gehoord voorstel is om vergassingstechnieken daarom in de beginperiode van de bijmengverplichting extra te stimuleren met behulp van subdoelstellingen of multipliers. Zo worden schaalvoordelen en leereffecten in een vroeg stadium geboekt, en plukken we daar later de vruchten van.

Ook aan dit voorstel kleven echter een aantal serieuze nadelen:

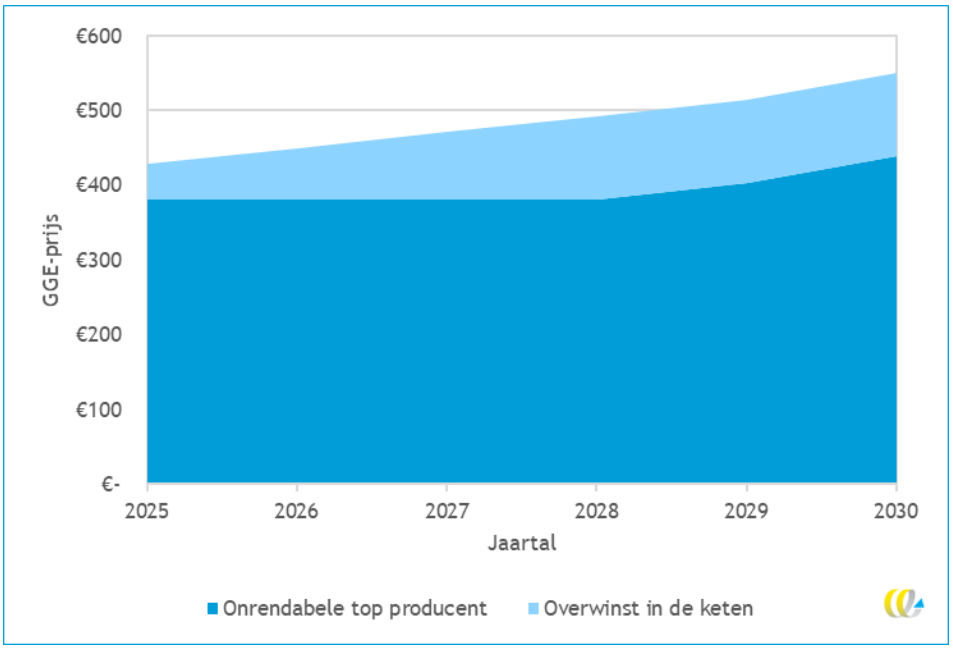
- Op de vergassingsmarkt is maar een klein aantal spelers actief. Een subdoelstelling voor superkritische watervergassing zou bijvoorbeeld *de facto* betekenen dat elke gasleverancier een bepaald aantal GGE's moet inleveren afkomstig van GvO's van één specifieke producent. Niet alleen lijkt dit staatssteun-technisch ingewikkeld, de haalbaarheid van de verplichting zou in dit geval staan of vallen bij de operatie van één producent.
- Het ministerie van EZK heeft recent een apart CAPEX-subsidie-instrument aangekondigd voor vergassingstechnieken. De subsidie richt zich op de CAPEX en niet op de OPEX, omdat uit onderzoek van onder andere TNO is gebleken dat knelpunten zich vooral op kapitaalvlak begeven (TNO, 2022). Door de introductie van subdoelstellingen of multipliers wordt dit CAPEX probleem niet opgelost. Wanneer gecombineerd met de CAPEX-subsidie ontstaat bovendien een risico op oversubsidiëring.

We concluderen al met al dat de mogelijkheden om eindgebruikerskosten te beperken door productiekosten te drukken, beperkt zijn. Een verstandigere aanpak lijkt te zijn om CO_2-sturing te incorporeren in de bijmengverplichting (en zo goedkope reductietechnieken te stimuleren) en voor de stimulering van vergassingstechnieken te vertrouwen op het CAPEX-instrument.

Beperking van overwinsten

Een tweede route probeert eindgebruikerskosten te drukken door overwinsten in de groengasketen te beperken. Overwinsten kunnen ontstaan als partijen een zekere marktmacht kunnen uitoefenen, bijvoorbeeld omdat prijsinformatie niet publiek toegankelijk is. In onze vorige studie concludeerden we dat de interactie met de transportmarkt kan leiden tot flinke overwinsten in de groengasketen. Inmiddels moeten we deze inschatting substantieel herzien. Omdat we in dit onderzoek uitgaan van fors hogere productiekosten (zie Paragraaf 3.9), is het verschil tussen de onrendabele top van groengasproductie en de HBE/BKE-prijzen flink afgenomen (zie Figuur 31 voor het geschatte aandeel overwinsten in de geraamde GGE-prijs).

Figuur 31 - Aandeel overwinsten in geraamde GGE-prijs - 4,6 Mton-variant, lage transportscenario



Hoewel toegenomen productiekosten slecht nieuws zijn, betekent dit wel dat de potentie voor overwinsten fors is geslonken. Bij hoge prijzen in de transportmarkt zal het netto effect op eindgebruikerskosten al met al beperkt zijn.

Ook gegeven deze nieuwe inschatting kan het a priori zinnig lijken om overwinsten af te romen. Lagere overwinsten kunnen eindgebruikerskosten beperken en omdat overwinsten geen vergoeding vormen voor de inzet van kapitaal of arbeid, worden ze in de praktijk vaak onrechtvaardig geacht. Dergelijke afroming van overwinsten is in de groengasketen echter zeer ingewikkeld. Op dit moment zien we dat overwinsten voornamelijk optreden bij biomassaleveranciers. Dit is niet vreemd: biomassaleveranciers zien de SDE++-subsidies en de betalingsbereidheid voor groen gas stijgen, zijn zich bewust van hun sterke onderhandelingspositie en verhogen als gevolg daarvan hun prijzen. Helaas staan drie eigenschappen van de biomassamarkt afroming van de hierdoor gerealiseerde overwinsten in de weg:

1. Er is geen centrale prijsinformatie beschikbaar waarop de overheid de hoogte van de gerealiseerde overwinsten kan baseren.
2. Biomassastromen zijn zeer heterogeen en vaak worden verschillende stromen gemixt. Het is niet eenvoudig om de exacte samenstelling en dus een realistische marktwaarde te bepalen.
3. De biomassamarkt bestaat uit een groot aantal kleine spelers die niet allemaal bekend zijn bij de overheid. Afroming van overwinsten zou hierdoor een grote inspanning van toezichthouders vragen.

Gezien bovenstaande complicaties raden we af om te proberen overwinsten af te romen bij biomassaleveranciers.

Een tweede suggestie betreft het beperken van het aantal tussenhandelaren om zo te voorkomen dat er veel geld blijft hangen in virtuele certificatenhandel. Op basis van de afgenomen interviews concluderen we dat het aantal tussenpartijen in Nederland momenteel zeer beperkt is en dat ook marges relatief klein zijn. Tegelijkertijd kunnen tussenhandelaren producenten en gasleveranciers helpen met elkaar in contact te komen, waar-

door contractvorming gemakkelijker van de grond komt, en zou ook concurrentie op de tussenhandelsmarkt marges kunnen verkleinen. Actieve ontmoediging van tussenhandelaren lijkt dan ook meer kwaad dan goed te doen.

Meer transparantie in de groengasmarkt

Een kansrijkere optie richt zich op het creëren van meer prijstransparantie in de groengas- en biomassamarkt. Handel in biogrondstoffen vindt momenteel voornamelijk plaats via bilaterale afspraken tussen leverancier en producent. Bij sommige groengasproducenten ontbreekt daarom actuele kennis over de waarde van reststromen. De overheid zou bij kunnen springen en deze kennis verschaffen wanneer zij zelf een overzicht van biomassaprijzen zou bijhouden. Helaas ontbreekt deze kennis ook bij de overheid; biomassaprijzen zijn nooit nauwkeurig gemonitord onder de SDE++. De introductie van de bijmengverplichting biedt een kans om dit recht te zetten. Om GGE's te verkrijgen bij afboeking van een groen gas-GvO op een contract in de gebouwde omgeving, zou een extra voorwaarde opgenomen kunnen worden, op de GvO moet vermeld staan dat de betreffende producent kosteninformatie deelt met de overheid. Een producent kan zijn product op deze manier alleen verwaarden via de bijmengverplichting wanneer hij zijn boeken (deels) opent. In ruil hiervoor houdt de overheid op veilige wijze een overzicht bij van biomassaprijzen. Via koepelorganisaties of een agentschap kan het Rijk producenten vervolgens indirect helpen bij contractvorming.

Ook in de toekomstige GGE-markt kunnen transparantieproblemen ontstaan. Net als in de biomassamarkt zou de overheid hier een actievere rol in kunnen nemen, bijvoorbeeld door op termijn een GGE-handelsplatform te faciliteren waarop producenten en gasleveranciers actuele en historische GGE-prijzen kunnen inzien. De hieruit voortkomende *common knowlegde* over GGE-prijzen kan helpen voorkomen dat partijen meer dan redelijke marges behalen op hun product. Hier moet wel de kanttekening bij geplaatst worden dat openheid in sommige gevallen ook tot hogere marges kan leiden bij partijen die de waarde van hun product initieel te laag hadden ingeschat.

7.4 Compensatiebeleid

In de voorgaande paragrafen hebben we laten zien dat het lastig zal zijn om eindgebruikerskosten te reduceren: groen gas kent simpelweg behoorlijke meerkosten ten opzichte van aardgas. Weinig transparante ketens en heterogene stromen maken regulering bovendien ingewikkeld. Als gevolg hiervan kan de roep ontstaan om eindgebruikers (en specifiek huishoudens) te compenseren voor de meerkosten die voortkomen uit de bijmengverplichting.

Hoewel we niet op voorhand tegen compensatie willen adviseren, achten we het belangrijk om toch een waarschuwing mee te geven bij de vormgeving van een compensatie-instrument. De komende jaren zullen er een hoop wijzigingen plaatsvinden in de energiekosten van huishoudens. Denk aan de gevolgen van tariefwijzigingen in de energiebelasting, normering van warmtesystemen en energiebesparingsbeleid. In het IBO-voorstel is bovendien een voorstel opgenomen om een bodemprijs op aardgas te introduceren en zo verduurzaming en energiebesparing te stimuleren. Het totale effect van al dit beleid, zal samen met de effecten van de bijmengverplichting bepalen hoe de energierekening van verschillende typen huishoudens verandert. Wanneer er bijvoorbeeld een bodemprijs wordt ingevoerd, kan het zelfs zo zijn dat de bijmengverplichting helemaal niet tot effectieve meerkosten leidt; de gasprijs kan immers onder de bodemprijs blijven.

Gegeven eerdergenoemde overwegingen ligt het niet voor de hand om een specifiek compensatie-instrument voor de bijmengverplichting op te tuigen (of voor ander individueel beleid dat invloed uitoefent op de energiekosten van huishoudens). Veel effectiever en eenvoudiger zou zijn om op basis van een integrale analyse van kostenverschuivingen één algemeen compensatie-instrument te ontwerpen. Het ontwerp van zo'n instrument valt buiten de scope van deze studie. CE Delft heeft in een andere recente studie een aantal oplossingsrichtingen geschetst die gebruikt zouden kunnen worden bij het ontwerp van een integraal compensatie-instrument. Voor meer informatie verwijzen we naar deze studie, getiteld: 'Compensatie van huishoudens voor hoge energieprijzen' (CE Delft, 2022b).

7.5 Conclusie

In dit laatste hoofdstuk hebben we ingezoomd op de kostendoorwerking van de bijmengverplichting. We hebben laten zien dat de nationale kosteneffectiviteit van de verplichting uitkomt op zo'n € 240 per ton vermeden CO_2, onafhankelijk van de gekozen maatvoeringsoptie. Dit is hoog vergeleken met sommige reductieopties in andere sectoren, maar laag vergeleken met veel alternatieven in de gebouwde omgeving. Vervolgens hebben we geanalyseerd of er manieren zijn om eindgebruikerskosten te drukken. We hebben hiertoe twee routes onderzocht: het beperken van productiekosten en het beperken van overwinsten. We concluderen dat er weinig ruimte is om productiekosten verder te beperken via extra ontwerpopties in de verplichting. Om overwinsten te beperken lijkt de meest kansrijke aanpak zich te richten op het creëren van meer transparantie over biomassa- en GGE-prijzen. De overheid kan hier een actieve rol in pakken door kosteninformatie op te vragen bij producenten, in het geval zij aan de bijmengverplichting leveren, en door op termijn een handelsplatform voor de verhandeling van GGE's te faciliteren. Tot slot hebben we beargumenteerd dat eventueel compensatiebeleid voor huishoudens integraal zou moeten worden vormgegeven: een individueel compensatie-instrument voor de bijmengverplichting gaat voorbij aan de complexe interactie met ander beleid en zou leiden tot een onnodige wildgroei van regelingen en geldstromen.

8 Conclusies

In deze vervolgstudie hebben we drie onderzoeksthema's geadresseerd:

1. Hoe kan de interactie tussen de bijmengverplichting en de transportmarkt zo optimaal mogelijk worden vormgegeven, met oog op betaalbaarheid en haalbaarheid van de duurzaamheidsdoelen in beide sectoren?
2. Hoe kunnen de verplichtingen worden vormgegeven zodat ze flexibiliteit bieden bij tegenvallende productievolumes, maar tegelijkertijd voldoende investeringszekerheid genereren?
3. Hoe kunnen overwinsten in de groengasketen worden beperkt en de meerkosten voor huishoudens worden geminimaliseerd?

In de volgende paragrafen geven we per thema een korte samenvatting van de inzichten en resultaten.

Interactie met transport

De modelresultaten laten zien dat de introductie van een plafond in de transportmarkt een relatief mild effect heeft op het doelbereik en de eindgebruikerskosten. Een plafond van 0,1 bcm kan in sommige scenario's en zichtjaren leiden tot een hoger doelbereik en lagere eindgebruikerskosten, maar dit is zeer afhankelijk van het gekozen transportscenario en de mate waarmee de bijmengverplichting knelt. De introductie van een plafond kent ook belangrijke nadelen. Naast de impact op bestaande brandstofketens, kan een plafond leiden tot een relatief kleinere totale productiecapaciteit en zitten er haken en ogen aan een vertaalslag van een collectief plafond naar een individueel plafond.

Flexibiliteit

Flexibiliteit betekent in de praktijk een afruil tussen productiecapaciteit en haalbaarheid. De keuze tussen verschillende ontwerpopties is daarmee afhankelijk van het risico dat EZK bereid is te nemen om de productiecapaciteit te maximaliseren. De belangrijkste twee flexibiliteitsopties betreffen een ventielconstructie en een systeem van buyouts die worden teruggesluisd naar de eindgebruiker. De eerste past beter bij de wens om de haalbaarheid te vergroten, terwijl de tweede optie de grootste investeringsprikkel behoudt. We hebben ook stilgestaan bij de hoogte van de buyout, en invloed van deze hoogte op het doelbereik. Omdat producenten meerdere verwaardingsroutes tot hun beschikking hebben, lijkt het noodzakelijk om de buyout hoog in te steken (hoger dan geraamde certificatenprijzen in de transportmarkt). Ten slotte hebben we twee additionele flexibiliteitsopties onderzocht: de introductie van een MSR en de introductie van een systeem van lenen en sparen. We concluderen dat een MSR niet erg kansrijk is in de context van de bijmengverplichting, maar dat een systeem van lenen en sparen – onder de juiste randvoorwaarden – de prijs-stabiliteit kan bevorderen en zo extra investeringen kan uitlokken.

Kosten en compensatie

In Hoofdstuk 7 hebben we laten zien dat de nationale kosteneffectiviteit van de verplichting uitkomt op zo'n € 240 per ton vermeden CO_2, onafhankelijk van de gekozen maatvoeringsoptie. Dit is hoog vergeleken met sommige reductieopties in andere sectoren, maar laag vergeleken met veel alternatieven in de gebouwde omgeving. Vervolgens hebben we geanalyseerd of er manieren zijn om eindgebruikerskosten te drukken. We hebben hiertoe twee routes onderzocht: het beperken van productiekosten en het beperken van overwinsten. We concluderen dat er weinig ruimte is om productiekosten verder te beperken via extra ontwerpopties in de verplichting. Een belangrijke uitzondering betreft CO_2-sturing: door vermeden methaanemissies te belonen, wordt de onrendabele top van (mono)mestvergisting kleiner, en hoeven GGE-prijzen relatief minder ver op te lopen om een ambitieuze verplichtingshoogte haalbaar te maken.

Om overwinsten te beperken lijkt de meest kansrijke aanpak zich te richten op het creëren van meer transparantie over biomassa- en GGE-prijzen. De overheid kan hier een actieve rol in pakken door kosteninformatie op te vragen bij producenten, willen zij aan de bijmengverplichting leveren, en door op termijn een handelsplatform voor de verhandeling van GGE's te faciliteren. Tot slot hebben we beargumenteerd dat eventueel compensatiebeleid voor huishoudens integraal zou moeten worden vormgegeven: een individueel compensatie-instrument voor de bijmengverplichting gaat voorbij aan de complexe interactie met ander beleid en zou leiden tot een onnodige wildgroei van regelingen en geldstromen.

Literatuurlijst

CE Delft, 2022a.*Bijmengverplichting groen gas. Ontwerpopties en effectenanalyse,* Delft: CE Delft

CE Delft, 2022b.*Compensatie van huishoudens voor hoge energieprijzen. Verkenning van zes maatregelen,* Delft: CE Delft

DNV GL, 2023.*LNG Bunker demand forecast tool*:

EC, 2021.*Impact assessment accompanying the Proposal for a Regulation of the European Parliament and of the Council on the use of renewable and low-carbon fuels in maritime transport*:

eQuota.de, 2023. eQuota.de.

Ministerie van EZK, 2023.*Scherpe doelen, scherpe keuzes: IBO aanvullend normerend en beprijzend nationaal klimaatbeleid voor 2030 en 2050*:

PBL, 2017.*Nationale kosten energietransitie in 2030,* Den Haag: PBL

PBL, 2021.*Quickscan van twee beleidspakketten voor het vervolg van de structurele aanpak stikstof,* Den Haag: PBL

PBL, 2022.*Klimaat- en Energieverkenning (KEV) 2022,* Den Haag: Planbureau voor de Leefomgeving (PBL)

PBL, 2023.*Eindadvies basisbedragen SDE++ 2023*: PBL

Tauw, 2022.*Locatieonderzoek groen gas RWZI's*: TAUW

TNO, 2020.*Impact assessment biobrandstoffen voor de binnenvaart*: TNO

TNO, 2022.*Groengasproductie uit biomassavergassing: barrières voor opschaling en mogelijke oplossingsrichtingen,* Den Haag: TNO

VVD; D66; CDA; ChristenUnie, 2021.*Coalitieakkoord 2021-2025: Omzien naar elkaar, vooruitkijken naar de toekomst,* Den Haag: Rijksoverheid

Waterstaat, M. v. I. e. 2022. rijksoverheid.nl. Available: https://www.rijksoverheid.nl/documenten/kamerstukken/2022/12/15/reactie-op-toezeggingen-beleid-energie-voor-vervoer [Accessed 05 11].

A Gevoeligheidsanalyses

In deze bijlage laten we zien hoe de standaardresultaten wijzigen wanneer we andere aannames maken. We verkennen vijf[19] belangrijke onzekerheden:

- **Hogere en lagere gasprijzen:**
  We verkennen het doelbereik en de kostendoorwerking in de 4,6 Mton-variant in 2030 voor 2x zo hoge en 2x zo lage gemiddelde gasprijzen (respectievelijk € 0,66/m^3 en € 0,22/m^3).
- **Hogere en lagere BKE- en Quotaprijzen:**
  We verkennen het doelbereik en de kostendoorwerking in de 4,6 Mton-variant in 2030 bij BKE- en Quotaprijzen die 50% hoger en 50% lager zijn (respectievelijk € 750 en € 250 per ton vermeden CO_2-eq.).
- **Kortere en langere doorlooptijden:**
  We verkennen het doelbereik en de kostendoorwerking in de 4,6 Mton-variant in 2030 bij doorlooptijden die gemiddeld 50% kleiner en groter zijn.
- **Meer import van houtige biogrondstoffen:**
  We verkennen het doelbereik en de kostendoorwerking in de 4,6 Mton-variant in 2030 wanneer niet de houtbeschikbaarheid maar het maximale productievolume van houtvergassers knellend is.
- **Extra krimp van veestapel:**
  We verkennen het doelbereik en de kostendoorwerking in de 4,6 Mton-variant in 2030 wanneer de veestapel niet met 23% maar met 40% krimpt.

Uitkomsten

Tabel 4 laat de resultaten zien. Alle resultaten zijn gebaseerd op het hoge transportscenario zonder plafond.

Tabel 4 - Uitkomsten gevoeligheidsanalyses

Variant	Doelbereik in 2030	Meerkosten per huishouden	Meerkosten per m^3 groen gas
Standaarduitkomsten	**4,12**	**€ 187,13**	**€ 0,26**
50% lagere gasprijs	4,10	€ 186,11	€ 0,25
50% hogere gasprijs	4,12	€ 187,13	€ 0,26
50% hogere BKE- en Quotaprijzen	3,03	€ 137,64	€ 0,19
50% lagere BKE- en Quotaprijzen	4,63	€ 164,17	€ 0,22
50% kortere doorlooptijden	4,08	€ 185,20	€ 0,25
50% langere doorlooptijden	4,27	€ 194,14	€ 0,26
Grootschalige import houtige biogrondstoffen	4,39	€ 199,54	€ 0,27
40% krimp veestapel	3,43	€ 156,09	€ 0,21

[19] NB: in Paragraaf 6.5 staat al het effect van de buyoutprijs op het doelbereik beschreven.

Een aantal zaken valt op:

- De meerkosten hangen voornamelijk af van het doelbereik, en in veel mindere mate van de productiemix. Een uitzondering hierop betreft de variant met 50% lagere BKE- en Quotaprijzen. In deze variant neemt het doelbereik toe, maar nemen de meerkosten af omdat het prijsopdrijvende effect van de concurrentie met de transportmarkt grotendeels wegvalt.
- Een lagere gasprijs zorgt ervoor dat de businesscase van de GGE-route iets minder aantrekkelijk wordt bij een gelijkblijvende buyout. Voor sommige producenten is de GGE-prijs in dit geval niet hoog genoeg meer om de onrendabele top te dekken. De SDE++-route wordt in dit geval aantrekkelijker dan de GGE-route, omdat in de SDE++-subsidiebedragen worden verhoogd bij lage gasprijzen. Dit effect is echter klein.
- Hogere gasprijzen hebben weinig invloed op het doelbereik.
- Lagere BKE- en Quotaprijzen zorgen voor een mogelijke toename van het BMV-doelbereik, terwijl hogere BKE- en Quotaprijzen juist een omgekeerd effect hebben. Dit is een logisch gevolg van het feit dat producenten hun product in de regel zullen verkopen aan de hoogste bieder.
- Variaties in doorlooptijden kunnen een contra-intuïtief effect op het doelbereik hebben wanneer de potentie van kleinschalige monomestvergisting relatief groot is. Dat zit zo: bij grotere doorlooptijden komt er vooral minder grootschalige vergisting van de grond. Hierdoor kunnen nieuwe kleinschalige monomestvergisters inspringen die de mest dagvers vergisten. Deze substitutie leidt tot grotere emissiereductie. Wanneer we echter aannemen dat het volume groen gas uit monomestvergisting maximaal 0,3 bcm bedraagt, dan zien we dat langere doorlooptijden juist tot een *afname* van het doelbereik leiden, omdat dergelijke gunstige substitutiemogelijkheden niet beschikbaar zijn.
- Een hogere aardgasprijs leidt niet tot hogere meerkosten, terwijl de onrendabele top omlaag gaat. Dit kan worden verklaard doordat de GGE-prijs (die aan de basis ligt van de meerkosten) wordt bepaald door de BKE-prijs en quotaprijs in Duitsland. De lagere onrendabele top heeft daardoor geen effect op de GGE-prijs.
- Het doelbereik kan significant toenemen wanneer meer houtige biogrondstoffen worden geïmporteerd in Nederland, mits hier voldoende verwerkingscapaciteit voor is.
- Extra krimp van de veestapel leidt tot een afname in de beschikbaarheid van biogrondstoffen en daarmee tot een afname van het doelbereik.

B Lijst met geïnterviewde partijen

- Eneco;
- Energie Nederland;
- Gasunie;
- Ministerie van BZK;
- Ministerie van IenW;
- Nationaal LNG Platform;
- Natuur en milieu;
- Netbeheer Nederland;
- NVDE;
- Olyx;
- PBL;
- Platform Groen Gas;
- Platform Hernieuwbare Brandstoffen;
- Rabobank;
- RVO;
- Shell.