

Aan: NVDE-werkgroep HG

Van: Marc Londo

Betreft: Concept-consultatiereactie bijmengverplichting groen gas-v3

Datum: 6 september augustus 2023

Van 21 juli tot en met 8 september staat het wetsvoorstel jaarverplichting groen gas [open ter consultatie](#). Met drie hoofdvragen:

1. Wat is uw algemene reactie op dit wetsvoorstel?
2. Wat is uw reactie op specifieke onderdelen van het conceptwetsvoorstel en memorie van toelichting? Kunt u hierbij refereren aan het desbetreffende artikel of hoofdstuk.
3. Voor marktdeelnemers die onder de wet vallen (producenten, energieleveranciers etc.): in hoeverre zijn de op u van toepassing zijnde elementen uit het wetsvoorstel werkbaar? Ziet u hierbij risico's of bezwaren?

In antwoord op **vraag 1**:

1. Het is belangrijk dat de verplichting er komt. En het lijkt ons logisch dat deze focust op binnenlands geproduceerd groen gas; het doel is immers om de binnenlandse productie te stimuleren. Tegelijk lijkt het ons dan ook consistent om zeker te stellen dat die binnenlandse productie zoveel mogelijk beschikbaar is voor het voldoen aan deze verplichting. Dat betekent iets voor de samenhang met de SDE++ (zie punt 18 in onze antwoorden op vraag 2).
2. We ondersteunen de keuze om de doelstelling te baseren op CO<sub>2</sub>-equivalenten in de keten. Daarmee sluit de regeling het beste aan op de achterliggende klimaatdoelen.
3. De volume-inschatting van 1,6 bcm als uitgangspunt voor 2030 is zeer ambitieus. Het betekent dat de totale groengasproductie in Nederland richting dat jaar bijna moet vertienvoudigen. Ook al valt het benodigde volume wat lager uit wanneer veel vergisting van verse mest wordt ingezet: deze orde van grootte kan alleen worden gehaald wanneer werkelijk alle grondstofstromen en technieken zich zeer voortvarend ontwikkelen. Het Programma Groen Gas streeft daar ook naar. In aanvulling lijkt het ons essentieel om de komende jaren goed te monitoren in hoeverre de condities voor dit volume in de praktijk worden gerealiseerd. Worden de grondstoffen voldoende gemobiliseerd? Worden de vergassingstechnieken snel genoeg opgeschaald? Worden er voldoende locaties vergund, inclusief aansluiting op het gasnet en bij voorkeur met steun van omwonenden? Is het voor netbeheerders tijdig genoeg duidelijk hoe zij de kosten van aansluitingen pro-actief mogen verwerken in hun tarieven? Uit die monitoring kan heel goed volgen dat het noodzakelijk is om regelgeving en beleid aan te passen, binnen én buiten deze wet. Dergelijke monitoring-informatie is essentieel om de groengasmarkt onder de jaarverplichting zich goed te laten ontwikkelen en om in te grijpen als dat niet gebeurt.
4. Een verplichting groen gas moet onderdeel zijn van een meer integrale strategie op de verduurzaming van de gebouwde omgeving, de rol van gas daarin en de integrale lasten voor verschillende soorten huishoudens (inkomensgroepen, opties voor verduurzaming, etc.). Die integrale strategie zou ergens duidelijk belegd moeten worden. Wat betreft de besteding van gelden die zijn gereserveerd ter compensatie van de verplichting zijn wij het eens met de aanbeveling van CE Delft om dat in samenhang met andere maatregelen te beschouwen.
5. EZK kiest ervoor om geen plafond in te stellen op de inzet van groen gas in de transportsector. Op basis van de verkenning van de mogelijk maximale inzet in die sector in de achterliggende studie van CE Delft kunnen we ons daarin vinden. Overigens lijkt het ons logisch dat de mogelijkheid wordt gecreëerd voor de transportsector om via import van GvO's wél gebruik te maken van buitenlands groen gas; dat is consistent met het feit dat ook geïmporteerde vloeibare biobrandstoffen meetellen bij die verplichting. Op papier is die import van GvO's al mogelijk, maar technisch nog niet.

In antwoord op **vraag 2**:

1. We herkennen dat groen gas een belangrijke bouwsteen is in een duurzaam en robuust energie-grondstoffen- en landbouwsysteem en voor het halen van onze klimaat- methaan- en stikstofdoelen. Daarnaast is groen gas een directe vervanger van fossiel aardgas en vermindert het dus onze afhankelijkheid van aardgasimporten.
2. De huidige verplichting voor de gebouwde omgeving is goed werkbaar. Het is een belangrijk instrument om de markt voor groen gas te vergroten. Daarnaast is de kans groot dat de GO ook op lange termijn niet klimaatneutraal kan worden zonder enige inzet van groen gas. Tegelijk: laat de uitrol van dit beleidsinstrument nu niet worden vertroebeld door al dan niet academische discussies over de sectorale inzet van groen gas op lange termijn. Omdat het om een administratieve bijmenging gaat blijft er voldoende flexibiliteit op lange termijn, waarbij stabiliteit van de markt voor groen gas natuurlijk wezenlijk is.
3. Hoogte van 1,6 bcm is een zeer hoge ambitie. Om de kans op het halen hiervan zo groot mogelijk te maken is het wezenlijk dat de verplichting is ingebed in een goed pakket van ondersteunende maatregelen, rond het vinden van productielocaties, vergunningverlening, netinvoeding en publiek draagvlak. Deze uitdagingen zijn allemaal benoemd in het Programma Groen Gas, waarvan voortvarende uitvoering gericht op het halen van concrete resultaten dus essentieel is voor het succes van de verplichting groen gas. In aanvulling lijkt het ons essentieel om de komende jaren goed te monitoren in hoeverre de condities voor dit volume in de praktijk worden gerealiseerd. Dergelijke monitoring-informatie is essentieel om de groengasmarkt onder de jaarverplichting zich goed te laten ontwikkelen en om in te grijpen als dat niet gebeurt.
4. Memorie van toelichting (MVT) pagina 3 bovenaan: de heterogeniteit van reststromen, technieken en business cases maakt het lastig om groengasproductie te subsidiëren, maar creëert ook een zorg in het verplichtingssysteem. Wanneer er immers grote kostprijverschillen zijn tussen de goedkoopste projecten en de projecten die nog net nodig zijn om de verplichting te halen treden er substantiële baten op bij de goedkoopste projecten. Dit soort inframarginale baten horen bij elke markt maar we hebben de afgelopen jaren wel gemerkt hoe politiek gevoelig die kunnen liggen. Een paardenmiddel als een inframarginale heffing willen we in dit geval erg graag voorkomen. Het is daarom goed dat er voor nieuwe, voorlopig nog duurderde technieken zoals vergassing een opening wordt gecreëerd in de DEI+ en wellicht het instrumentarium voor vroege opschaling.
5. In het principe om op CO<sub>2</sub>-equivalenten te sturen kunnen we ons vinden. Het is ons nog niet helemaal duidelijk hoe nu een doelstelling in CO<sub>2</sub>-equivalenten gaat worden geformuleerd die hoort bij een volume-inschatting van 1,6 bcm in 2030. Waarschijnlijk wordt er dan een mix aan productietechnieken aangenomen, met per techniek een GHG-effect per m<sup>3</sup>, op basis waarvan een GHG-effect wordt berekend wanneer met die mix 1,6 bcm aan groen gas wordt geproduceerd. In dat geval lijkt het ons belangrijk om in een dergelijke som mee te nemen welke technieken onzekerder dan wel zekerder zijn, en daar in die mix rekening mee te houden.
6. Bij de bepaling van de CO<sub>2</sub>-eq. Factoren per techniek is het belangrijk om snel duidelijkheid te geven over de gebruikte data. Ons advies is om zoveel mogelijk die uit REDII en REDIII te volgen, dat houdt ook binnen Europa het speelveld gelijk. Dat betekent dus ook niet daarvan afwijken door eigen nationale redeneringen. Deze wens tot consistentie met de eisen in de RED geldt overigens ook voor de andere duurzaamheidscriteria dan de CO<sub>2</sub>-factoren. Oftewel: volg de RED leidraad voor alle duurzaamheidscriteria.
7. MVT P4 eerste alinea: waarom wordt hier niet het grootste indirecte effect van sommige vormen van groengasproductie genoemd, namelijk het verminderen van methaanemissies?
8. MVT P4 tweede alinea: bedenk dat de methaanemissiereducties sowieso niet onder het ETS2 vallen. Daarmee wordt het hier beschreven probleem alweer wat kleiner.
9. P5 alinea's 1 en 2: veel tekst over een uitzonderingsbepaling. Die lijkt mij goed verdedigbaar, maar in hoeverre ontstaat hier nou nog een risico op strategisch gedrag? Oftewel als kleinverbruiker je aansluiten bij een multi-site overeenkomst en zo ge- of misbruik maken van deze bepaling?

10. P5 sectie 2.5.1: De verplichting wordt absoluut geformuleerd en niet relatief op de aardgasconsumptie. Dat lijkt ons goed verdedigbaar want het verkleint onzekerheden. Dan is de hoogte van de verplichting immers niet afhankelijk van het weer en het bijbehorende gasverbruik bij kleinverbruikers.
11. Daarnaast is er flexibiliteit omdat de houdbaarheidsdatum van GGE's oneindig is (sectie 2.6). En GGE's kunnen natuurlijk tussen leveranciers worden verhandeld. Ons is nog niet duidelijk of GvO's die zijn omgezet in GGE's ook terug kunnen worden omgezet in GvO's om alsnog naar een andere afzetmarkt te kunnen.
12. P7 Sectie 2.6.1: uit de informatie over de GvO's wordt ons niet duidelijk of GVO's van productie in 2024 mogen worden ingezet om te voldoen aan de verplichting in 2025. Geef daar zo snel mogelijk helderheid over.
13. P9 eerste alinea: "De prijs van de buy-out geeft producenten zekerheid over de maximale inkomsten..." Naar ons idee hebben producenten vooral behoefte aan enige zekerheid over de *minimale* inkomsten om hun project gefinancierd te krijgen. Dat is lastig in een verplichtingensysteem. Daarom verwachten we dat veel projecten SDE++ zullen aanvragen; een SDE-beschikking leidt immers tot een stabiele verwachte (minimale) cash flow. Waarbij het project in perioden met een gunstige GGE-prijs zal switchen naar dit beleidskader. Dit betekent wel dat er veel SDE-budget gereserveerd zal blijven voor deze projecten, dat uiteindelijk niet zal worden uitgekeerd. Die reservering is wel nodig om de SDE++ de rol van vangnet te laten spelen, zeker in de eerste jaren wanneer de markt nog geen ervaring kan hebben opgedaan met de beweeglijkheid dan wel stabiliteit van de GGE-prijs.
14. P9 tweede alinea: we nemen aan dat de buy-out prijs ook wordt geformuleerd in euro/ton CO<sub>2</sub>-eq. prijsniveaus, die eerder genoemd zijn in de orde van 400-500 euro/ton. Dit kan leiden tot kritiek van het brede publiek, al is het maar omdat deze 'CO<sub>2</sub>-prijs' (waarbij de buy-out dan niet eens leidt tot CO<sub>2</sub>-reductie) substantieel hoger ligt dan die in het ETS. Dit effect zal minder sterk zijn wanneer:
  - Het niveau van de buy-out in verschillende EU-landen in dezelfde orde van grootte ligt.
  - De opbrengsten van de buy-out niet naar de algemene middelen gaan maar worden besteed aan CO<sub>2</sub>-reductie op een andere manier.
  - In het geval dat enkele jaren lang de markt structureel gebruik moet maken van de buy-out, en acties om de groei van het aanbod te stimuleren niet voldoende extra productie op voorzienbare termijn opbrengen, toch wordt gekeken naar herijking van de hoogte van de doelstelling.
15. P9 sectie 2.6.2. Op dit moment biedt het wetsvoorstel geen mogelijkheid om een gedeelte van de jaarverplichting in enig kalenderjaar door te schuiven naar een daarop volgend kalenderjaar. Door een mogelijkheid tot 'lenen' te introduceren, kan een leverancier gedeeltelijk aan zijn jaarverplichting voor 2025 voldoen met GGE's die zijn gecreëerd met GvO's uit 2026, bijvoorbeeld omdat er een nieuwe groen gas installatie operationeel wordt in 2026. Dit kan een eenvoudige administratieve manier zijn om ervoor te zorgen dat er geen (of beperkte) buy-out nodig is, of zelfs een boete betaald moet worden. Dit geldt temeer omdat de jaarverplichting in termen van volumes snel zal oplopen en het niet ondenkbaar is dat een nieuwe installatie later operationeel wordt in verband met lopende vergunningenprocedures.
16. Idem: In artikel 9.9.5.6 van het wetsvoorstel is opgenomen dat op 1 juli van enig kalenderjaar op de rekening van een leverancier aan eindafnemers een gedeelte van de GGE's wordt gespaard ten behoeve van een volgend kalenderjaar. In de memorie van toelichting wordt echter gesteld dat een leverancier een deel van het aantal GGE's dat na het voldoen aan de jaarverplichting op zijn rekening staat kan sparen. Dit lijkt haaks op elkaar te staan en maakt het onduidelijk of sparen nu verplicht of optioneel is. Verduidelijking op dit punt is daarmee nodig.
17. P11 Sectie 5.1 Gevolgen voor producenten en afnemers: Heeft EZK ook gesproken met banken en andere financiers van groengasprojecten, over de vraag in hoeverre zij mogelijkheden zien om projecten onder de verplichting te financieren? Als het alleen moet gaan komen van balansfinanciering (grote partijen maar waarschijnlijk ook agrariërs) sluit je wel een flinke groep

mogelijke ontwikkelaars uit. Juist voor projectfinanciering zal de borging via de SDE++ (zie punt 12) belangrijk zijn.

18. P14: In sectie 6.3 van de MVT staat dat projecten kunnen wisselen tussen SDE en de verplichting. Dat is consistent met de transportverplichting. Een alternatief is om combinatie van de GGE met de SDE++ mogelijk te maken per maand. In het correctiebedrag van de SDE wordt dan rekening gehouden met de waarde van de GGE. Deze combinatie heeft als voordeel dat productie onder de SDE nog steeds kan worden gebruikt om te voldoen aan de bijmengverplichting, iets dat in een of-of constructie niet mogelijk is. Als over een tijd blijkt dat de GGE (permanent) hoger is dan de SDE++ kan worden begonnen met het uitfaseren van de SDE. Op deze manier creëert de combinatie een vangnet en de waarde van de GGE kan dan ook rustig opgebouwd worden.
19. P23: In artikel 9.9.2.6 lid 5b lezen we dat er een maximum kan worden gesteld aan het deel van de verplichting waarvoor gebruik kan worden gemaakt van een buy-out. Wat ons betreft zou die beperking niet te laag moeten worden ingesteld. De buy-out is in de eerste plaats bedoeld als mechanisme voor het geval er simpelweg te weinig GGE's in de markt zijn.
20. P24: In het wetsvoorstel is (art. 9.9.2.7) ruimte opgenomen voor leveranciers om 3 kalendermaanden na de afboeking van de GGE's op 1-7 te gebruiken om eventuele tekorten aan te vullen. Dit komt mede voort uit de gedachte dat de leverancier zijn verplichting zelf moet inschatten, en dit pas het jaar na het jaar van de verplichting wordt vastgesteld door de NEa o.b.v. het feitelijke marktaandeel. De 3 kalendermaanden moeten dus flexibiliteit bieden aan de leverancier en optimaal gebruik van de in de markt beschikbare GGE's in de hand spelen. Daarnaast kunnen leveranciers gebruik maken van de buy-out (art. 9.9.2.6) om een deel van hun jaarverplichting in de vorm van een ontheffing af te kopen. De buy-out is hierin voorzien als laatste redmiddel voor de leverancier om te voldoen, indien de leverancier niet voldoende GGE's kan verwerven volgt er een last onder dwangsom. De angel zit hem erin dat de tijdlijn van de beslissing wel/niet gebruik te maken van de buy-out conflicteert met de 3 kalendermaanden om een eventueel tekort aan GGE's aan te vullen. Leveranciers kunnen ervoor kiezen geen risico te nemen op een boete en toch voor de buy-out te kiezen, hoewel er potentieel voldoende GvO's (die omgezet kunnen worden in GGE's) in de markt verhandelbaar zouden kunnen zijn. Belangrijk is dan wel dat de GvO's vrijwel direct om te zetten zijn in GGE's. Om die reden is het logischer dat EZK de termijn waarin een leverancier moet besluiten over het wel/niet aanvragen van een buy-out, in lijn brengt met de 3 kalendermaanden ná 1 juli. Op deze manier manier verklein je de kans dat er onnodig gebruik gemaakt wordt van de buy-out en vergroot je de verhandelbaarheid van de beschikbare GGE's.
21. P27: Aan de NEa wordt in artikel 9.9.4.6 van het wetsvoorstel het verbod opgelegd om in de periode 1 januari – 1 juli GGE's uit te geven voor GvO's die in diezelfde periode zijn ingeboekt. Wel is het de NEa toegestaan om voor in het voorafgaande kalenderjaar ingeboekte GvO's die tussen 1 januari en 1 juli worden ingeboekt GGE's uit te geven. Volgens de memorie van toelichting is de ratio van deze bepaling dat een leverancier tot 1 juli de tijd heeft om aan de jaarverplichting over het voorafgaande jaar te voldoen. Als tot 1 juli GGE's in het GGE-register komen die in het lopende jaar zijn uitgegeven, kan volgens de memorie van toelichting niet worden voorkomen dat de jaarverplichting uit het voorafgaande jaar met die GGE's wordt ingevuld. Wij hebben moeite om deze bepaling te begrijpen. Onze interpretatie is dat de jaarverplichting voor een kalenderjaar – e.g. 2025 – alleen met GGE's ingevuld mogen worden die zijn gecreëerd met GvO's die in hetzelfde jaar (2025) zijn gecreëerd.
22. Indien deze lezing klopt, roept dit tevens de vraag op waarom een leverancier zijn jaarverplichting voor bijvoorbeeld 2025 niet mag invullen met GvO's die in e.g. de eerste maanden van 2026 (lenen) zijn gecreëerd? Dit lijkt het lastiger te maken om aan de jaarverplichting te voldoen, nu er 2026 mogelijk meer GvO's beschikbaar zijn omdat een nieuwe installatie is gaan produceren. Een leverancier weet ook pas op 15 mei hoeveel GGE's precies nodig zijn om aan de jaarverplichting te voldoen. Het is mogelijk dat een leverancier een hogere doelstelling toegerekend krijgt dan initieel zelf ingeschat. In dat geval kan een leverancier enkel

gebruik maken van GGE's die eerder zijn uitgegeven aan andere leveranciers. Dit maakt het lastig om alsnog te voldoen aan de plicht.