Verkenning BioLNG voor transport

Fact finding, marktverkenning, businesscases

CE Delft

Committed to the Environment

Verkenning BioLNG voor transport

Fact finding, marktverkenning, businesscases

Dit rapport is geschreven door:
Cor Leguijt
Anouk van Grinsven
Eelco den Boer
Thijs Scholten
Harry Croezen
Reinier van der Veen

Delft, CE Delft, maart 2018

Publicatienummer: 18.5N27.029

Transport / Brandstoffen / LNG / Duurzaam / Markt / Havens / Bedrijven / Glastuinbouw / Provincies

Opdrachtgevers:
Havenbedrijf Rotterdam, Nationaal LNG Platform, Provincie Gelderland, Havenbedrijf Twente, LTO Glaskracht Nederland

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 40 jaar werken betrokken en kundige medewerkers bij CE Delft om dit waar te maken.

Inhoud

	Samenvatting	4
1	Inleiding	8
2	Fact finding technologie en feedstocks	9
	2.1 Introductie	9
	2.2 Aanpak	9
	2.3 Overzicht technologieën en stand der techniek	10
	2.4 Feedstockkeuze	27
	2.5 Toepassingsmogelijkheden	30
	2.6 Ketenemissies van broeikasgassen	34
	2.7 Bronnen	39
3	Fact finding beleid & regelgeving	40
	3.1 Introductie	40
	3.2 Algemeen beleid	41
	3.3 Vraagzijde: inzet in transportmodaliteiten (plus evt. concurrerende vraagmarkten)	46
	3.4 Aanbodzijde: BioLNG-productie, opslag, distributie	59
	3.5 Feedstocks voor biogasproductie	63
4	Marktstudie demand side	70
	4.1 Introductie	70
	4.2 Scenario ‘Nationaal in lichte versnelling naar Parijs’	72
	4.3 Scenario ‘Internationaal in lichte versnelling naar Parijs’	74
	4.4 Scenario ‘Nationaal vol gas richting Parijs’	76
	4.5 Scenario ‘Internationaal vol gas richting Parijs’	77
	4.6 Conclusie	79
5	Marktstudie supply side	82
	5.1 Introductie	82
	5.2 Feedstockbeschikbaarheid	82
	5.3 BioLNG-vraag versus feedstock beschikbaarheid	85
	5.4 CO_2-productie	87
	5.5 Referenties	89
6	Businesscases	90
	6.1 Introductie	90
	6.2 Businesscase 1: ‘Rotterdam lokaal’	91
	6.3 Businesscase 2: ‘Rotterdam full scale’	98
	6.4 Businesscase 3: ‘Import bioLNG in haven Rotterdam’	100
	6.5 Referenties businesscase ‘bioLNG-import in Rotterdam’	108
7	Conclusies en beleidsaanbevelingen	110
	7.1 Introductie	110
	7.2 Technologie	110
	7.3 Beleid	110
	7.4 Vraagscenario’s	110

7.5 Beschikbaarheid feedstocks 111
7.6 Businesscases 112
7.7 Beleidsaanbevelingen 113

A Aanpak & totstandkoming van de vraagscenario's 114

B Korte beschrijving CE-rekenmodel bioLNG 118

Samenvatting

Havenbedrijf Rotterdam heeft op 23 maart 2017 een Letter Of Intent gesloten met partijen die verbonden zijn aan het Nationale LNG Platform, om de mogelijkheden te verkennen om bioLNG als transportbrandstof in de Rotterdamse haven tot ontwikkeling te brengen. Dit heeft medio 2017 geleid tot het project 'Verkenning BioLNG' in opdracht van Havenbedrijf Rotterdam en Nationale LNG Platform, met aanvullende opdrachten vanuit provincie Gelderland, Havenbedrijf Twente en LTO Glaskracht Nederland.
Het doel van het project is ten eerste om de beschikbare kennis bijeen te brengen, ten tweede om de mogelijkheden te verkennen om bioLNG als transportbrandstof tot ontwikkeling te brengen op grootschalige wijze.

Aanpak

Het project bevat twee fact finding onderdelen, naar respectievelijk 'technologie en feedstocks' en naar 'beleid en regelgeving', twee marktverkenningen naar respectievelijk de vraag- en de aanbod-zijde van de bioLNG-markten in drie transportsectoren (trucks, binnenvaart en zeevaart), en uit-eindelijk een drietal businesscases elk met een eigen businessmodel. De scope van de markt-verkenningen en de businesscases is biogasproductie door vergisting.

Bevindingen

Technologie

Het algemene beeld is dat bioLNG één van de oplossingen is om het lang en zwaar transport te verduurzamen. Uit het uitgevoerde literatuuronderzoek blijkt voor bioLNG een 'Well-to-Wheel' reductie in CO_2-eq.-emissies van 70% (t.o.v. fossiele diesel, Euro V).

Beleid

Klimaatbeleid is de drijvende kracht achter de businesscases. Het beleid is niet specifiek gericht op productie van bioLNG maar is generieker van aard, gericht op emissiereductie van broeikasgassen en op groei van het aandeel hernieuwbare energie. Als randvoorwaarden zijn duurzaamheidcriteria ingericht. De specifieke beleidsdoelen, en de implementatie daarvan in beleidsinstrumenten, zijn bepalend voor de ontwikkeling van de businesscases. Het precieze EU-beleid voor de periode na 2020 is echter nog niet vastgesteld.
Om de doelen van het Parijsakkoord te halen, ook wat betreft de broeikasgasemissies van het lang en zwaar transport, zijn niet alleen ingrijpende maatregelen nodig, maar zijn die ook zeer snel nodig (de grens voor max +1,5°C wordt al in 2025 bereikt). Door beleidsmakers wordt daarom niet alleen rekening gehouden met drastische emissiereducties, maar wordt inmiddels ook serieus rekening gehouden met de noodzaak van 'negatieve CO_2-emissies' (het permanent uit de atmosfeer verwijderen van CO_2). Dit biedt op termijn ook extra kansen voor bioLNG vanwege de bij de liquefactie vrijkomende biogene CO_2-stroom.
De meest kritische parameters in de businesscases zijn de prijs van de feedstock, de prijs die de bioLNG-producent moet betalen aan de vergister voor het ruwe biogas, en vooral de waarde van de Hernieuwbare Brandstof Eenheden (HBE's). Alle drie deze parameters worden in hoge mate beïnvloed door het gevoerde beleid.

Vraagscenario's

De vraag naar LNG en op termijn naar bioLNG vanuit de zeevaart zal op termijn qua volumes sterk dominant zijn ten opzichte van de binnenvaart en trucks. Om de vraag naar bioLNG in de scheepvaart en met name in de zeevaart op gang te krijgen is wel stevig en ook internationaal afgestemd stimulerend beleid nodig. De verwachting is dat de vraag naar bioLNG het eerst zal groeien in de truckmarkt. In Tabel 1 zijn de verwachte volumes aan LNG-vraag in 2030 af te lezen in de onderste regel van de tabel. De cijfers voor trucks en binnenvaart betreffen de nationale vraag, de cijfers voor de zeevaart betreffen de verwachte LNG-bunkering in Rotterdam. In de tabel zijn vier verschillende scenario's samengevat voor de ingroei van bioLNG in de LNG-markten.

Tabel 1 - Ingroei van bioLNG-vraagvolumes binnen de verschillende scenario's in kton/jaar bioLNG in 2030. De verwachte LNG-vraag in 2030 is af te lezen in de onderste regel van de tabel

Ingroeiscenario's bioLNG in de LNG-markten	Trucks			Binnenvaart			Zeevaart			Totaal (kton bioLNG)
	Laag	Midden	Hoog	Laag	Midden	Hoog	Laag	Midden	Hoog	
Nationaal in lichte versnelling naar Parijs	**3%**			**0%**			**0%**			
	2	**6**	9	0	**0**	0	0	**0**	0	2 **6** 9
Internationaal in lichte versnelling naar Parijs	**10%**			**4%**			**3%**			
	5	**21**	29	1	**10**	15	34	**68**	101	40 **99** 145
Nationaal vol gas richting Parijs	**50%**			**30%**			**10%**			
	27	**106**	145	10	**78**	113	113	**225**	338	149 **409** 596
Internationaal vol gas richting Parijs	**100%**			**100%**			**100%**			
	55	**212**	290	32	**260**	378	1.125	**2.250**	3.375	1.211 **2.722** 4.043

De bijbehorende reductie van broeikasgasemissies bij het 100%-bioLNG-ingroeiscenario in CO_2-eq. per jaar, voor de middenwaardes bij elke vervoermodaliteit, is 600 kton CO_2-eq./jr voor trucks, 700 kton CO_2-eq./jr voor binnenvaart en 6.000 kton CO_2-eq./jr voor de zeevaart. Totaal 7.300 kton CO_2-eq./jr.

Beschikbaarheid feedstocks

De analyse van de voor vergisting beschikbaar komende feedstocks, en van het deel van het biogas dat naar verwachting beschikbaar komt voor productie van bioLNG, laat het volgende beeld zien in vergelijking met de vraagzijde in Tabel 1.

Vanuit regionaal beschikbare feedstocks in de regio Rotterdam kan circa 16 kton/jr bioLNG worden geproduceerd. Het betreft met name reststromen vanuit de Voedings- en Genotmiddelen Industrie. Het betreft huidige feedstocks. Afgebeeld op de vraagzijdetabel is de conclusie dat huidige *regionale* feedstocks een deel van de verwachte LNG-markt van trucks en binnenvaart kunnen vergroenen

Vanuit het totaal aan verwachte **nationaal** beschikbare feedstocks voor bioLNG-productie in 2030 kan een volume van circa 412 kton/jr bioLNG worden geproduceerd. Vanuit deze in 2030 nationaal

beschikbare feedstocks kan vrijwel de gehele verwachte markt voor LNG bij trucks en binnenvaart worden vergroend. Daarnaast is er nog de mogelijkheid van importen van vergistbare biogene reststromen. Ook voor de vergroening van de LNG-vraag van de zeescheepvaart is er in de drie minder vergaande ingroeiscenario's voldoende vergistbare feedstock beschikbaar in Nederland, echter niet meer voor het 100%-ingroeiscenario bij de zeescheepvaart.

Vanuit bioLNG-productie kan circa de helft van de vraag naar CO_2 van de glastuinbouw in 2030 worden geleverd, als reststroom vanuit de gaswassing van het ruwe biogas. BioLNG-productie vormt daarmee een substantiële bron voor de levering van biogeen CO_2 aan de glastuinbouw.

Businesscases

Er zijn positieve businesscases te maken met bioLNG vanuit vergistbare feedstocks. In alle beschouwde situaties ligt de kostprijs van het bioLNG boven die van fossiele LNG en is de verwaarding van de HBE's bepalend voor de businesscase.

De businesscase berekeningen vanuit nationaal beschikbare feedstocks en importeerbare feedstocks laten kostprijsranges voor het produceerde biogas zien van 10-35 €ct per Nm^3 ruw biogas, en (met die kostprijzen van ruw biogas als inputwaarde) van 68 - 123 €ct per kg bioLNG.
Rekeninghoudend met een waarde voor de HBE's van 43 €ctper kg bioLNG (enkel tellend) ontstaan interessante businesscases waarbij bioLNG kan concurreren met fossiel LNG. De berekende kostprijzen zijn sterk afhankelijk van de kostprijs van feedstock en van de HBE-waarde, en in de huidige marktsituatie ook van de prijs die de vergister vraagt voor het ruwe biogas. Het blijkt dat vergisters nu over het algemeen de voorkeur geven aan de verwaarding van het biogas via de SDE-route omdat die een langjariger financiële zekerheid geeft dan de HBE-route.

Businessmodel 1 (Rotterdam lokaal) met afzet in de truckmarkt is interessant als opstapmodel maar is wel beperkt in verdere opschaling omdat er in de regio niet genoeg vergistbare biomassa beschikbaar is. De mogelijkheid tot afzet van CO_2 in het havengebied is een pre voor de businesscase.

Businessmodel 3 (import bioLNG) levert een interessante businesscase. Het is wel de vraag of het realistisch is om de bioLNG naar Nederland te transporteren aangezien het biogas en/of de bioLNG ook in het land van productie of elders op de wereld ingezet kan worden. De ontwikkeling zal afhangen van de ontwikkeling van het mondiale klimaatbeleid in het algemeen en van het beleid gericht op de transportsectoren in het bijzonder. De beschouwde businesscase laat zien dat de potentiële vraag naar bioLNG vanuit de zeescheepvaart voor wat betreft de bunkervolumes in Rotterdam geheel vergroend kan worden met bioLNG-productie vanuit internationaal beschikbare biogene reststromen (Rotterdam is de op-een-na grootste bunkerhaven van de wereld). Dit is belangrijk vanwege het perspectief op een toekomstige gehele vergroening van de LNG-markt, ook voor de scheepvaart. We benadrukken dat de doorgerekende businesscase een voorbeeld is, en dat de biogene reststromen afkomstig moeten zijn uit productieprocessen die voldoen aan duurzaamheidscriteria.

Businessmodel 2 (Rotterdam full scale) met grote industriële installaties (vergisting en bioLNG) in het havengebied biedt van de drie beschouwde businessmodellen het meeste perspectief voor de economische ontwikkeling in het Rotterdamse havengebied vanwege de bij het businessmodel horende grootschalige feedstockstromen, de mogelijkheid van afzet van digestaat via de haven, de industriële schaal van het businessmodel, en vanwege de productie en regionale afzetmogelijkheden van biogene CO_2 waarvoor vanuit onder andere de glastuinbouw serieuze belangstelling is.

Belangrijkste beleidsaanbevelingen

Marktpartijen incl. Havenbedrijf en incl. Rijksoverheid

Ontwikkel gezamenlijk een 'roadmap bioLNG', gericht op uiteindelijke grootschalige vergroening van de LNG-markten in transport door bioLNG. Voor het Havenbedrijf betekent dat onder andere het faciliteren van de ontwikkeling van de benodigde grootschalige ketens inclusief de ontwikkeling van de feedstockstromen, en het samen met de markt ontwikkelen van nieuwe businessmodellen gericht op 'economy of scale'.

Marktpartijen

Een optie om het gecombineerde risico van feedstockprijs, beschikbare feedstockvolumes en afzet bioLNG op te lossen is om openprijscalculatie-afspraken te maken met bijvoorbeeld supermarkt-ketens, die feedstocks kunnen leveren en voor hun bevoorrading gebruik kunnen maken van bioLNG.

Rijksoverheid

Omdat deze markt wordt aangestuurd vanuit beleid ligt in die sturing ook de belangrijkste risicofactor voor investeringen. Zorg voor lange termijn investeringszekerheid voor grootschalige biogasproductie, en zorg daarnaast dat afzet daarvan via bioLNG in het zwaar en lang transport aantrekkelijk is.
Hierbij kan bijvoorbeeld worden gedacht aan:

- Het verschaffen van financiële zekerheid in het HBE-systeem door een onderwaarde voor de HBE's in te stellen.
- Een andere optie die nu al mogelijk is betreft de keuzemogelijkheid om per tijdsperiode te switchen tussen HBE-verwaarding en SDE-verwaarding. Nog een andere optie is om een premie in te stellen voor toepassing van geavanceerde biobrandstoffen (waaronder biogas en bioLNG, uit reststromen) in de transportsector, zoals bijvoorbeeld Italië dat recent heeft gedaan.

1 Inleiding

Havenbedrijf Rotterdam heeft op 23 maart 2017 een Letter Of Intent gesloten met 12 partijen die verbonden zijn aan het Nationale LNG Platform, om de mogelijkheden te verkennen om bioLNG als transportbrandstof in de Rotterdamse haven tot ontwikkeling te brengen. Dit heeft medio 2017 geleid tot het project 'Verkenning BioLNG' in opdracht van Havenbedrijf Rotterdam en Nationale LNG Platform, met aanvullende opdrachten vanuit provincie Gelderland, Havenbedrijf Twente en LTO Glaskracht Nederland, waarvan dit document de eindrapportage is.

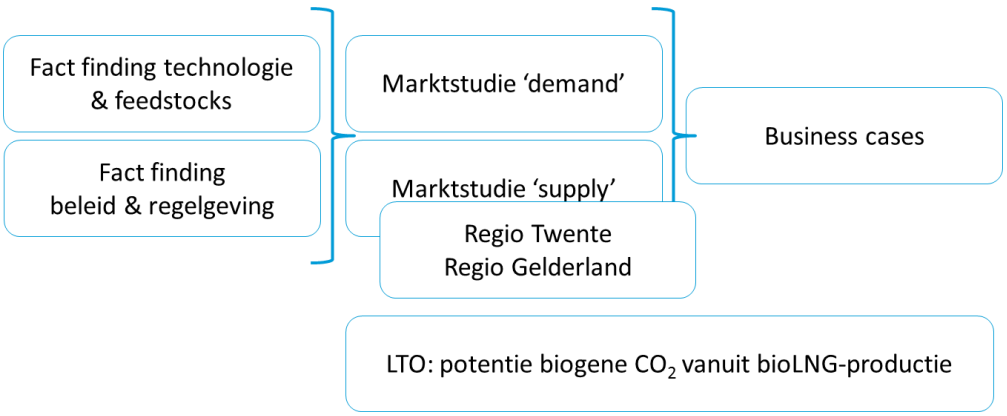
Opbouw en Leeswijzer

Het project is opgebouwd uit een vijftal onderdelen, zie Figuur 1. Allereerst zijn twee uitgebreide fact finding studies uitgevoerd, naar 'technologie en feedstocks' en naar 'beleid en regelgeving'.
De resultaten daarvan zijn opgenomen in respectievelijk Hoofdstukken 2 en 3. Met name het hoofdstuk 'Technologie en feedstocks' is uitgebreid en bevat veel tabellen en cijfers. Dat hoofdstuk handelt met name over vergisting van biogene feedstocks en vervolgens productie van bioLNG uit het vanuit vergisting geproduceerde biogas. Het bevat echter ook informatie over vergassingstechnieken van biomassa, en over 'Power-to-Methane' waarbij methaan wordt geproduceerd vanuit elektriciteit.

De beide fact finding onderdelen zijn gebruikt als input voor twee marktstudies. De marktstudie 'demand side' gaat over de toekomstige vraag naar LNG in het trucktransport, de binnenvaart en de zeevaart, en de ingroei van bioLNG in die markten. In de marktstudie 'supply side' wordt vervolgens nagegaan hoe de potentiële productie van biogas en vervolgens van bioLNG vanuit vergistbare feedstocks zich verhoudt tot die vraag. Daarbij wordt naar de nationale schaal gekeken, maar ook naar de regionale schaal in specifiek Rotterdam en Gelderland. Ook wordt ten behoeve van afzet in de glastuinbouw gekeken naar de productie van biogene CO_2 dat vrijkomt bij de opwerking van ruw biogas tot bioLNG. De resultaten van de marktstudie 'demand side' en 'supply side' staan in Hoofdstukken 4 en 5.

Al deze onderdelen komen vervolgens tezamen in een drietal businesscases, elk met een eigen 'businessmodel', die zijn uitgewerkt in Hoofdstuk 6. Hoofdstuk 7 bevat de conclusies en beleids-aanbevelingen op basis van de businesscaseanalyses. In bijlagen zijn enkele nadere details opgenomen.

Figuur 1 - Opbouw van project en rapportage



2 Fact finding technologie en feedstocks

2.1 Introductie

Het doel van dit hoofdstuk is om inzicht te geven in de status van productieroutes voor bioLNG en daaraan gelinkte feedstockkeuzes. Dit levert ook de benodigde data op om in het hoofdstuk 'Marktstudie Supply Side' de bioLNG-vraagscenario's uit het hoofdstuk 'Marktstudie Demand Side' om te rekenen naar benodigde feedstockhoeveelheden, en om uiteindelijk de businesscases te kunnen opstellen en doorrekenen. Naast de resultaten van deze 'fact finding technologieën en feedstocks' zijn daarbij ook de resultaten van de 'fact finding beleid en regelgeving' van belang. In de businesscase-berekeningen komen ook kosten en prijzen aan de orde, die immers nodig zijn om aan de business-cases te kunnen rekenen.

In dit fact finding onderdeel worden dus nog geen keuzes gemaakt welke technologie zal worden ingezet bij welke feedstock, maar worden de mogelijkheden beschreven en geduid. Aangezien er vele mogelijke routes zijn van A ('feedstock') naar B ('bioLNG'), met daarnaast ook nog eens veel alter-natieve toepassingen, is het wel een uitdaging gebleken om het resultaat overzichtelijk en leesbaar te houden. Technisch kan er heel veel, wat niet wil zeggen dat alles wat er kan ook in de praktijk op grote schaal wordt toegepast. Om die reden is bij het onderdeel 'feedstocks' een overzichtstabel op-genomen waarin per feedstock staat welke routes mogelijk zijn en welke route de voorkeursroute is. De voorkeursroutes zijn de routes die worden gebruikt in de berekening van benodigde feedstock-benodigdheden in Hoofdstuk 'Marktstudie supply side'. De landelijke en regionale beschikbaarheden van feedstocks komen aan bod in Paragraaf 5.2.

De scope in dit fact finding onderdeel is niet alleen biogasproductie uit vergisting van biomassa, maar ook vergassing van biomassa, en 'power-to-methane[1]'. In alle andere onderdelen van de studie is de scope beperkt tot vergisting van biomassa.

We hanteren de term bioLNG voor vloeibaar methaan van biogene oorsprong, met de kwaliteits-specificaties van LNG, zodat het bioLNG kan fungeren als 'drop in' brandstof bij LNG.
In andere studies wordt voor bioLNG soms de term LBG (Liquefied Bio Gas) gebruikt.

2.2 Aanpak

Dit fact finding onderdeel omvat een groot aantal onderzoeksvragen. Die zijn gegroepeerd naar een viertal subonderdelen:

1. techniek productiezijde;
2. feedstockkeuze, inclusief een tabel met voorkeursroutes per feedstock;
3. toepassingsmogelijkheden, inclusief een 'concurrentiekaart';
4. ketenemissies (well-to-wheel, well-to-tank, tank-to-wheel).

Voor de vergisting van biomassa is onder andere gebruik gemaakt van de informatie die onderdeel uitmaakt van het CE-biogasmodel. Dat model is ontwikkeld voor de studie 'Optimal use of biogas from waste streams' voor de EC. Het betreft vergistingstechnologieën, default verwerkingsroutes per soort feedstock, energiekentallen, emissiekentallen, kostenparameters.

---

[1] PtM: waterstof uit hernieuwbare elektriciteit via elektrolyse en daarna methanisatiestap met biogene CO_2. Dit is geen biomethaan aangezien het waterstof weliswaar van hernieuwbare bron maar niet biogeen is.

Er is gebruik gemaakt van een groot aantal rapporten en studies, die informatie wordt met bronvermelding gepresenteerd zodat transparant is waar de gepresenteerde informatie vandaan komt. Daarnaast is gebruik gemaakt van persoonlijke kennis van specialisten binnen CE Delft, en van informatie van specialisten elders. Ook die wordt met bronvermelding gegeven.

2.3 Overzicht technologieën en stand der techniek

In dit subonderdeel worden de volgende onderzoeksvragen beantwoord:

5. *Welke technologieën zijn beschikbaar voor de productie van biogas en van bioLNG?*
6. *Wat is de status/volwassenheidsfase van deze technologie (lab/pilot/demonstratie industriële schaal/commercieel)? Noem zo mogelijk voorbeeldprojecten, bij voorkeur uit Nederland.*
7. *Wat is de fasering van de ontwikkeling van de technologieën?*
8. *Beschrijf de productieprocessen van biogas en bioLNG die nu commercieel toegepast worden in relatie tot feedstockkeuzes.*

Voor de productie van bioLNG vanuit feedstocks zijn verschillende stappen vereist:

1. Productie van biogas of biomethaan uit ruwe of voorbewerkte feedstocks, bijvoorbeeld door vergisting, vergassing en power-to-methane.
2. Opwerken van biogas naar biomethaan.
3. Vervloeien van biomethaan naar bioLNG (liquefactie); bij sommige technologieën wordt deze stap gelijk met de vorige stap uitgevoerd.

De productie van biogas en biomethaan kan via een tweetal hoofdroutes: vergisting en vergassing. In de scope van dit fact finding onderdeel is ook ‘power-to-methane’ opgenomen. Bij vergisting wordt natte (of eventueel droge en vervolgens vochtig gemaakte) biomassa omgezet in biogas (biomethaan met circa 30-50% CO_2 en andere gassen zoals H_2S) via een anaeroob-proces. Bij vergassing wordt biomassa omgezet in syngas dat na een methanisatiestap wordt omgezet in biomethaan. Meestal betreft het droge houtachige biomassa, echter vergassing van natte biomassa is ook mogelijk via superkritische vergassing. Power-to-Gas of in dit verband beter: Power-to-Methane, maakt gebruik van elektrolyse om waterstof te maken om vervolgens via een methanisatiestap methaan te produceren. Een overzicht van de productieroutes is gegeven in Figuur 2.

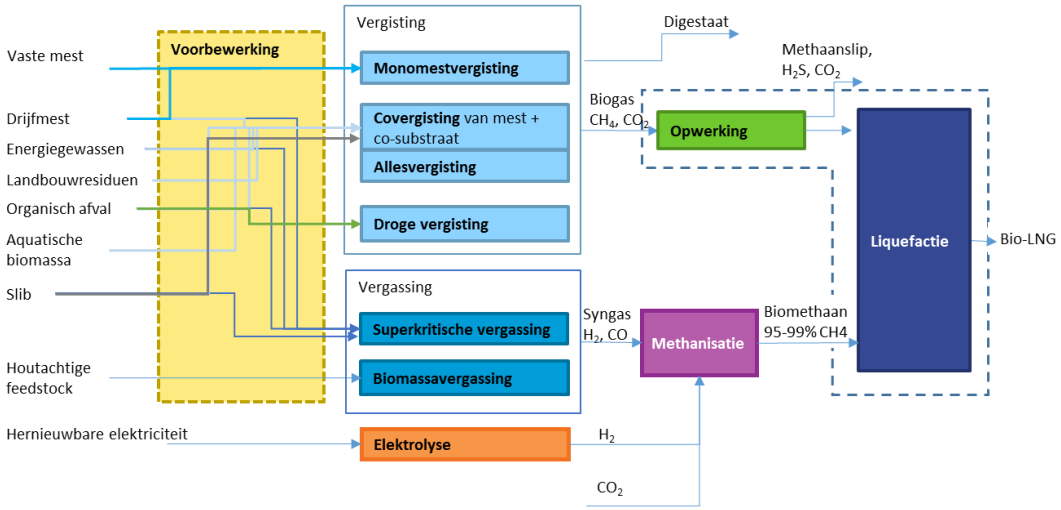
Er bestaan verschillende manieren om ‘vergisters’ te categoriseren. De in gebruik zijnde termen hebben meestal zowel betrekking op specifieke feedstocksoorten als op de capaciteitsrange van de vergister. Zo wordt ‘monovergister’ gebruikt als term voor een monomestvergister met een typische omvang van een middelgrote melkveehouderij. Strikt genomen is natuurlijk elke vergister waar maar één type substraat in wordt vergist een monovergister. De vergisters van Cosun waarin bietenpuntjes en bietenpulp worden vergist zijn grote vergisters op industriële schaal, maar zijn door hun feedstock te betitelen als monovergisters[2]. Covergister is de gangbare term voor een - veelal grootschaliger - vergister waarbij mest wordt vergist in combinatie met een energierijk cosubstraat zoals snijmaïs. De meeste grote vergisters in Nederland zijn afval- of allesvergisters. In essentie is de technologie: vergisting.

In deze studie wordt onderscheid gemaakt in mono(mest)vergisters, covergisters en allesvergisters om aan te sluiten bij de benamingen die gebruikt worden in de sector. Deze verschillen echter niet wezenlijk in procestechniek. Het verschil zit vooral in de schaalgrootte waarop de techniek wordt toegepast en in de feedstock of feedstockcombinaties waarop bij elke schaalgrootte is geoptimaliseerd. Een allesvergister is een grootschalige vergister die zowel monosubstraat

[2] Met de kanttekening dat er veelal ook relatief kleine hoeveelheden ander biogeen materiaal wordt meevergist, om de productiviteit van de bacteriën op peil te houden. Te eenzijdige voeding is niet goed voor organismes.

(bijvoorbeeld slib) als co-substraten kan verwerken. In alle gevallen is de technologie: vergisting. De voorbewerking van de feedstock(s) en precieze inrichting en schaalgrootte van het vergistingsproces worden in de praktijk geoptimaliseerd op basis van de aard en omvang van de feedstockstromen.

Figuur 2 - (hoofd)productieroutes bioLNG



De eigenschappen van de verschillende stappen worden weergegeven in Tabel 2 en vervolgens nader toegelicht.

Tabel 2 - Productieroutes van biogas/biomethaan uit feedstocks

Productieroute		Substraat/ grondstof	Maximale schaalgrootte (MW_{gas} of m^3_{biogas}/uur)	Energiegebruik (warmte en elektriciteit)	Product	Stand der techniek	Voorbeeld-installatie
Natte vergisting	Kleinschalige mono-mestvergisting	Drijfmest (Runder-, varkens en kalvermest) Steekvaste mest (rundvee)	20-50 m^3 biogas/uur (SDE+)	Elektr: 0,13 kWh/Nm^3 Warmte: 18% van biogas	Biogas 58-70% CH_4	Commercieel	Bijv. HosT 'microferm' concept
	Kleinschalige tot middelgrote vergisting (co-vergisting)	Mest, slib, GFT, ONF, snijmaïs, energiemaïs, stro, bermgras	Typisch ~500 Nm^3/h (Bron: SDE+)	0,12 kWh/Nm^3 Warmte: 5% van biogas	Biogas 58-70% CH_4	Commercieel	Vergisters bij RWZI's, GFT-vergisting
	Zeer groot-schalige vergisting (soms getypeerd als alles- of afval-vergisting, maar die typologie	Mest, slib, GFT, ONF, snijmaïs, energiemaïs, stro, bermgras	800-1.200 Nm^3 groengas/uur[3] (Nederland); Diverse voor-beelden uit het buitenland:	0,12 kWh/Nm^3 Warmte: 5% van biogas	Biogas 58-70% CH_4	Commercieel	Cosun: 800-1.200 Nm^3 groengas/uur[3] (vergisting bietenpuntjes en bietenpulp op industriële schaal).

[3] Zie: www.ce.nl/publicatie/rijden_en_varen_op_gas_-_kosten_en_milieueffecten_van_aardgas_en_groen_gas_in_transport/1051

Productieroute		Substraat/ grondstof	Maximale schaalgrootte (MW_{gas} of m^3_{biogas}/uur)	Energiegebruik (warmte en elektriciteit)	Product	Stand der techniek	Voorbeeld-installatie
	dekt niet de lading)		2.500-10.000 Nm^3 per uur				Groot Zevert Vergisting: 1.250 m^3 biogas/uur (mest en reststromen VGI).
Droge vergisting		GFT, energiemaïs/ snijmais	Högbytorp: 1.400 m^3 biogas/uur	40 kWh/tonMF Warmte: 10% van LHV biogas[4]	Biogas 50-70% CH_4	Commercieel	In Nederland Orgaworld Lelystad[5] (GFT) Attero Venlo[6] (GFT) Zweden: Högbytorp[7]
Slibvergisting (met thermische drukhydrolyse)		Slib (RWZI, AWZI)	340 Nm^3/h	0,12 kWh/h Warmte: 40%	Biogas 50-70% CH_4	Commercieel	
Hogedrukvergisting (AHPD)		Afvalwater, slib, varkensmest en residuen van landbouw- en voedselindustrie	N.A.	N.A.	Biomethaan 90% CH_4	TRL 8 (opschalingsfase)	Opstelling bij Bareau in Groningen
Biomassavergassing		Schone houtsnippers, schors, afvalhout	30 MW Maar aanzienlijk grotere ver-mogens zijn mogelijk[8]	Thermisch rendement 65% (SDE+)	Biomethaan >99% CH_4 na opwerking	Demonstratie-installaties op semi-commerciële schaal	GoBiGas semi commerciële installatie (30 $MW_{biomassa}$) sinds 2014 operationeel in Göteborg, Zweden. Torrgas Delfzijl 10 $MW_{biomassa}$ vergasser
Superkritische watervergassing (SWG)		Slib, GFT, andere natte biomassa	0,7-3,3 MW[9]	10-30% van energie in productgas	~20% CH_4 ~20% H_2 (bron: STOWA)	Pilot in aanbouw (Alkmaar)	SCW-systems[10]
Power to methane (PtM)		hernieuwbare H_2 + CO_2 uit biogas	6 MW (Audi)	Rendement 49%[11]	Biomethaan (aardgaskwaliteit)	PtM: pilot	PtM: Audi-installatie Wertle[12]

4 Bron: www.ecp-biomass.eu/sites/ecp-biomass.eu/files/books/HP_review_droge%20vergisting_BB_0.pdf

5 Zie: www.orgaworld.nl/waar-we-goed-zijn/hoogwaardige-en-duurzame-verwerking/droge-vergisting

6 Zie: www.attero.nl/nl/bedrijf-organisatie/activiteiten/recyclen/venlo/

7 Zie: www.hz-inova.com/cms/wp-content/uploads/2017/06/H%C3%B6gbytorp_E_online.pdf

8 Het is ook mogelijk om geperst en gepelletiseerd huishoudelijk afval (Refuse Derived Fuel, RDF) te vergassen (bijv. Enerkem-techniek. Afvalvergassing wordt in het buitenland al op grotere schaal toegepast. De feedstock is dan echter maar voor een deel biogeen.

9 STOWA 2016, Experimenteel onderzoek superkritisch vergassen van zuiveringsslib; Basu (2013), Biomass Gasification, Pyrolysis and Torrefaction: Practical Design and Theory.

10 Zie: www.gasunienewenergy.nl/in-ontwikkeling/scw

11 2014 per 27.600 MWhe (99,36 TJ) wordt 1.000 ton CH4 (50 TJ) gevormd zie M. Lehner et al., Power-to-Gas: Technology and Business Models, SpringerBriefs in Energy, DOI 10.1007/978-3-319-03995-4_2.

12 Zie: www.european-biogas.eu/wp-content/uploads/2017/09/1.-Jan-Stambasky-EBA.pdf

Natte vergisting

Bij natte vergisting wordt niet-houtige of voorbewerkte houtige biomassa (voorbeeld bij dit laatste is bijvoorbeeld stro – Verbioproject in Duitsland[13]) met water gemengd tot een slurry met 5-15 gew% d.s. (droge stof) en – afhankelijk van de afbreekbaarheid van de biomassa – gedurende 10-60 dagen laten gisten.

Er zijn verschillende typen vergisters: batchsystemen met een enkele tank (deze technologie wordt uitgefaseerd want technologisch verouderd), tweetrapssystemen (in serie), en continue systemen ('plug flow'). Op grote schaal zouden ook 3-trapssystemen (in serie) voordeel kunnen opleveren[14].

Kleinschalige monomestvergisters voor veehouders worden door zeker zes technologieleveranciers waaronder HosT aangeboden. Het gaat deels om nieuwere concepten met prefab kunststof tanks met roerwerk of andere vormen van menginstallaties en met de nodige processturing en automatisering. Maar eenvoudiger concepten gebaseerd op bijvoorbeeld betonnen of stenen bakken en 'zak-vergisters' worden sinds jaar en dag toegepast in bijvoorbeeld ontwikkelingslanden. Kleinschalige vergisters hebben over het algemeen een iets lager energetisch rendement dan grootschalige vergisters; volgens de SDE+-adviezen is het thermisch rendement 81 versus 95% bij grootschalige vergisters.

Op grote schaal wordt vergisting toegepast in centrale covergistingsinstallaties of maïsvergistings-installaties en in vergisters voor bedrijfsafval op een schaalgrootte tot duizenden m^3 biogas/uur (allesvergisters). Deze kunnen reststromen gebruiken uit de voedings- en genotsmiddelenindustrie, uit biobrandstofproductie, en GFT-stromen. Voorbeelden van grootschalige installaties zijn:

- Cosun: 800-1.200 Nm^3 groengas/uur[15], vergisting bietenpuntjes en bietenpulp op industriële schaal.
- Groot Zevert Vergisting: 1.250 m^3 biogas/uur. Hier wordt dierlijke mest vergist, aangevuld met reststromen van de diervoeding- en voedingsmiddelenindustrie. Jaarlijks kan 90.000 m^3 mest worden vergist[16].
- De Sønderjysk Biogas covergistingsinstallatie in Zuid-Jutland in Denemarken[17], productie 21 miljoen m^3 groengas per jaar.
- Penkun vergistingscomplex in Duitsland, productiecapaciteit 10.000 m^3/uur. De jaarproductie-capaciteit is niet precies bekend, bij fulltime inzet (8.000 uur/jaar) zou die op 80 miljoen m^3 groengas uitkomen.
- Güstrow vergistingscomplex, productiecapaciteit 48 miljoen m^3 groengas per jaar, geproduceerd op basis van gras, maïs en 'snijgranen'.
- Vergisting grootschalige bedrijfsreststromen in Zweden (restproducten ethanolproductie, slachtafval, etc.).

Al deze bovengenoemde installaties bestaan uit meerdere parallel geschakelde vergistingstanks. Dit heeft schaalvoordelen bij opwerking en verwaarding van het biogas en bij verwaarding van het digestaat en van andere restproducten (zoals bijvoorbeeld bio-CO_2).

---

[13] Zie: www.verbio.de/produkte/verbiogas/verbiogas-aus-stroh/

[14] Bron: correspondentie met dhr. Meesters, WuR. Hoe meer trappen in serie, hoe hoger de biogasopbrengst uit de feedstock, maar ook hoe hoger de kosten. In de huidige praktijk worden niet meer dan twee trappen toegepast.

[15] Zie: www.ce.nl/publicatie/rijden_en_varen_op_gas_-_kosten_en_milieueffecten_van_aardgas_en_groen_gas_in_transport/1051

[16] www.groot-zevert.nl/vergisting/

[17] Zie: www.eon.com/en/about-us/media/press-release/2016/eon-and-sbi-open-denmarks-largest-biogas-plant.html

Voorbewerking

De biogasproductie kan eventueel worden verhoogd door voorbewerking of door proces gerelateerde maatregelen zoals toepassing van ultrasoon geluid. Het doel is hierbij het openbreken van de structuur van de biomassa waardoor deze makkelijker kan worden vergist. Het voordeel is een verhoogde biogasproductie uit dezelfde hoeveelheid biomassa, in een kortere tijd, en met minder volume voor de vergistingstanks om dezelfde biogascapaciteit te bereiken. Dat verhoogt opbrengsten en verlaagt de investeringen per eenheid capaciteit. De voorbewerkingsstap heeft echter ook eigen investerings- en operationele kosten. In de praktijk wordt er steeds een economische optimalisatie toegepast. Een overzicht van voorbewerkingstechnieken is opgenomen in Tabel 3.

Tabel 3 - Voorbewerkingstechnieken voor vergisting

Voorbewerkingstechniek		**Toepassing**	**Energiegebruik (indien bekend)**	**Resultaat**
Categorie	**Techniek**			
Biochemisch	Liquefactie met enzymen			
Mechanisch	Extruderen	*(Meest toegepaste techniek)*	12 kWh/ton biomassa[18]	14 % hogere opbrengst voor maïs. 26 % hogere opbrengst voor gras. Minder vergistingstijd.
	Cavitatie met ultrasoon geluid of hydrodynamisch	Slibvergisting	5 kWh/m³ slib[19]	
	Verhakselen/malen			15 tot 22% meer methaanproductie.
	Verkleinen van hout tot chips van enkele cm	Bij vergassing	Elektriciteit (0,1 €/GJ bij grootschalig) (*)	
	Voorscheiding van mest of slib	Mest, slib		
Thermo-chemisch	Thermische druk hydrolyse	Slibvergisting (belang-rijkste leverancier: www.cambi.com/Installations)	Warmte: 40% Nm³/h biogas in CHP (CE biogasmodel)	Bij slib: meer vergisting en daardoor minder rest-materiaal (dat is een kostenpost want is afval).
	Drogen	Bij vergassing	7% verbrandingsenergie van hout (*)	
	Verhitting onder vacuüm			
	Zwak zuur hydrolyse			
Stoorstof-afscheiding	Stikstofstrippen	Voorbewerken van ammoniakrijk substraat, bedoeld om ammoniak uit te dampen.		Verlaging ammoniak-concentratie in substraat, zodat dit vergistbaar wordt. Afgedampte ammoniak omgezet in $(NH_4)2SO_4$ kunstmest.

Bron: GGNL, 2013.

(*) Bron: ECN 2004.

[18] www.lehmann-maschinenbau.de/en/biogas-technology/bio-extrusion.html

[19] www.hielscher.com/sludge01.htm

Bij thermische drukhydrolyse wordt substraat met proceswater gedurende langere tijd op een temperatuur van 150-160°C en verhoogde druk gehouden, waarna het heterogene mengsel instantaan van druk wordt afgelaten. Door blootstelling aan water bij verhoogde temperatuur vindt gedeeltelijke hydrolyse van de biomassa plaats, door instantaan van druk aflaten verdampt water op explosieve wijze waardoor de structuur van de biomassa wordt opengebroken. Thermische druk-hydrolyse wordt vooral gebruikt bij slib vanwege de hoge verwerkingskosten. Ook wordt het gebruikt voor biowaste/GFT en zou bij voldoende lange verblijftijd (> 20 minuten) ook kunnen worden gebruikt als proces voor hygiënisering van afval met hoog risico op besmetting, bijvoorbeeld slachthuisafval. Omdat het kapitaalintensief is, wordt het toegepast bij feedstocks wanneer de extra opbrengst aan biogas en de extra uitgespaarde kosten voor eindverwijdering van het digestaat (omdat meer materiaal in de vergisting wordt afgebroken) hier tegenop wegen.

Bioraffinage kan ook worden beschouwd als voorbewerkingstap van de feedstocks, maar kan ook worden gezien als hoofdproces, waarbij vergistbare zij- en reststromen kunnen vrijkomen.
Bij bioraffinage wordt de biomassa verwaard door via scheidingsprocessen of via 'kraken' bruikbare stoffen te winnen uit de biomassa.

Droge vergisting

Een droge-vergistingsinstallatie bestaat uit meerdere biocelreactoren, die batchgewijs worden gebruikt. Per batch wordt een reactor gevuld met een mix van vers GFT-afval en een fractie ent-materiaal uit een oudere batch. Dit materiaal moet worden toegevoegd om de thermofiele micro-organismen in het proces te behouden en zo een snellere acceleratie van de vergisting te verkrijgen. In de eerste fase van de vergisting is er nog sprake van een zogenoemd aeroob traject, dit vanwege de aanwezigheid van zuurstof in de reactor. Zuurstof in lucht wordt door de aanwezigheid van organische stoffen in de biomassa al snel omgezet in CO_2. Na een tijd is alle zuurstof 'weggereageerd' en zijn er anaerobe condities ontstaan (onder anaerobe condities worden de organische stoffen in de biomassa omgezet in methaangas en CO_2, oftewel biogas. Het geproduceerde biogas wordt via compressoren uit de reactoren gezogen en opgeslagen in een gasbuffertank. Vanuit de gasbuffer wordt het biogas gevoed aan een WKK, waar het wordt omgezet in elektriciteit en warmte. Na een reactietijd van circa 30 dagen is de meeste organische stof van de biomassa omgezet in biogas.

Autogeneratieve hogedrukvergisting (AHPD)

AHPD (Autogenerative High Pressure Digestion) oftewel autogeneratieve hogedrukvergisting is een innovatieve vergistingstechniek ontwikkeld en gepatenteerd door het Nederlandse bedrijf Bareau. AHPD produceert relatief zuivere biomethaan met 90% CH_4 uit natte biomassa of slib, zonder biogas (met lagere concentratie methaan) als tussenstap. Dit biomethaan is zuiver genoeg om direct in het aardgasnet te mogen worden ingevoed.

De hogedruk in de AHPD-vergister (20 bar) wordt autogeneratief opgebouwd door specifieke micro-organismen. De druk wordt gebruikt om CO_2 te concentreren in de waterfase, vergelijkbaar met een bierbrouwerij. De installatie opereert op mesofiele of thermofiele temperatuur.

De AHPD-technologie kan gebruikt worden in verschillende processen waarin biomassa verwerkt moet worden, zoals afvalwater, slib en residuen van landbouw- en voedselindustrie.

Een interessant aspect van AHPD als afvalwaterzuiveringstechniek is dat conventionele installaties het slib behandelen met aerobische biologische processen. Om effectief te zijn, vereisen de biota zowel zuurstof als voedsel om te overleven. De bacteriën consumeren bio-afbreekbare oplosbare organische contaminanten (bijvoorbeeld suikers, vetten, organische korte koolstofverbindingen) en ze zorgen

voor flocculatie van de minder oplosbare fracties. Dit conventionele proces resulteert in hoge directe emissies van CO_2 naar de lucht. Echter, in het AHPD-proces wordt de CO_2 gebruikt om biomethaan te produceren. Daarom is de biomethaanproductie uit slib met AHPD tot 50% hoger dan met conventionele technieken voor rioolwaterzuivering.

Op de website van Bareau wordt een grootschalige installatie gepresenteerd met een terugverdientijd van 7 jaar. AHPD wordt ingeschat op TRL-niveau 8. Er is nog geen gerealiseerd voorbeeldproject.

Een toekomstige ontwikkeling die wordt voorzien door Bareau is het gebruik van toegevoegde waterstof om de concentratie biomethaan verder te verhogen tot 99%. Waterstof kan bijvoorbeeld worden geproduceerd uit tijdelijke overschotten van elektriciteit uit wind of zonne-energie.
Een andere mogelijkheid is het gebruik van de AHPD-techniek om andere reststromen te vergisten, zoals varkensmest (bron: www.bareau.nl).

Biogas uit stortplaatsen

Biogas kan ook worden opgevangen uit afgedekte afvalstortplaatsen. Daar vindt anaerobe vergisting spontaan plaats, waardoor deze stortplaatsen over het algemeen hoge emissies hebben van methaan. Als dit wordt afgevangen, wordt deze emissie vermeden. Het afgevangen gas wordt dan schoongemaakt biogaskwaliteit.

Op het moment zijn er vier stortgasinstallaties in Nederland met een capaciteit tussen 1-5 MW (bron: NLP). Deze productieroute neemt af in Nederland door het stortverbod op organische reststromen. Stortgas wordt waar economisch mogelijk al benut voor o.a. LNG, groengasproductie, en als stookgas voor verwarming of voor WKK. Dit zal dus naar verwachting geen bron zijn waaruit nog additionele CH_4 voor bioLNG-productie zal kunnen worden gewonnen zonder dat in andere toepassingen gebruikte volumes zullen afnemen. In andere Europese landen ligt dat anders.

Tabel 4 - Technische eigenschappen van het afvangen van biogas uit stortplaatsen

Productieroute	Feedstock	Schaalgrootte	Energiegebruik	Product	Restproducten	Processtap emissies en vermeden emissies
Afvangen van biogas uit stortplaatsen	Biogas uit stortplaatsen	150 Nm^3/h (bron: CE-biogasmodel)	0,05 kWh/Nm^3	35-65% CH_4 (bron: IEA Bioenergy)	5-40% Stikstof (N_2), 0-3% H_2, 15-50% CO_2, 0-5% zuurstof, 0-100 ppm H_2S, ~5 ppm ammonia (IEA Bioenergy)	Alle opgevangen CH_4 als vermeden broeikasgasemissies

Vergassing

Methaanproductie op basis van vaste biomassa kan worden gerealiseerd met:
- vergassing, conversie van biomassa door partiële oxidatie in CO, H_2 en in CO_2 en H_2O;
- gasconditionering: verwijdering van H_2O en CO_2, aanpassen van de CO ÷ H_2 verhouding aan navolgend methanisatieproces;
- methanisatie, $CO + 3H_2 \rightarrow CH_4 + H_2O$.

Afgescheiden CO_2 zou eventueel nuttig kunnen worden toegepast (CCU) of geologisch kunnen worden opgeslagen (CCS).

Methanisatie en gasconditionering zijn gangbare processen in de chemische industrie. Biomassavergassing is de meest innovatieve stap. Bij vergassing worden organische of fossiele koolstofrijke materialen bij hoge temperatuur (> 700°C) omzet in een mengsel van koolmonoxide, waterstof en CO_2 (synthesegas)[20]. Natte biomassa in water kan via superkritische vergassing worden omgezet. Een pilot is in aanbouw op de testfaciliteit in Alkmaar.
Droge, houtige biomassa kan ook worden vergast. Syngas wordt dan via een katalytisch proces (methanisatie) omgezet in biomethaan/synthetic natural gas (SNG). Voor vergassing van biomassa is een stabiele kwaliteit van de biomassa van belang. Hiervoor kunnen voorbehandeling zoals torrefi-catie worden gebruikt.

In Göteborg is sinds 2014 een allotherme vergasser met een vermogen van 30 $MW_{biomassa}$ operationeel, die op basis van houtsnippers uit beheerd bos ongeveer 20 MW_{SNG} produceert voor het Zuid-Zweedse aardgasnet produceert, met warmte voor het stadsverwarmingsnet van Göteborg als bijproduct. De vergassingstechnologie is oorspronkelijk ontwikkeld door het Oostenrijkse Repotech en bijvoorbeeld gedemonstreerd in Güssing. Inmiddels is het Finse Valmet de technologieleverancier. Valmet heeft ook de demo-installatie in Göteborg geleverd. De methanatiereactor voor productie van CH_4 uit synthesegas (CO en H_2) is geleverd door Haldor Topsoe.
De demo-installatie is de afgelopen jaren gebruikt voor het testen en verbeteren van de technologie en oplossen van kinderziektes. Dat lijkt te zijn gelukt. Medio 2017 is de installatie echter door Göteborg Energi stilgelegd en te koop gezet omdat de gemeente Göteborg, partner in het initiatief, de technologie te duur vond[21] .

In Delfzijl is een vergasser van Torrgas[22] met nageschakelde methanisatiereactor gepland.
Torrgas heeft besloten een in Duitsland ontwikkelde technologie in te bouwen in een te realiseren demo-installatie. Die installatie zal een vermogen van 20 MW krijgen en zal eind 2018 operationeel zijn. De technologie die Torrgas wil toepassen betreft een pyrolysetechnologie waarin getorreficeerde biomassa bij (waarschijnlijk) 700-750°C verder wordt gepyrolyseerd. De gevormde gassen en vluchtige componenten worden vervolgens verder gekraakt bij hogere temperatuur tot een teervrij (ppb-niveau) synthesegas. De bij pyrolyse overblijvende char blijkt een koolstofgehalte van ruim 90% te hebben. Voor dit product is interesse vanuit producenten van actieve kool en carbon black.

In beide technologische routes kan geproduceerde methaan desgewenst worden geliqueficeerd door afkoelen. Bij vergassing onder verhoogde druk zou temperatuurverlaging in principe deels kunnen worden bereikt door instantane adiabatische drukverlaging (Joules-Thomson-effect).

---

[20] Syngas uit kolenvergassing bestaat typisch uit 30-60% CO, 25-30% H_2, 0-5% methaan, 5-15% CO_2 en kleine hoeveelheden water, H_2S, COS en ammonia (www.netl.doe.gov/research/coal/energy-systems/gasification/gasifipedia/syngas-composition)

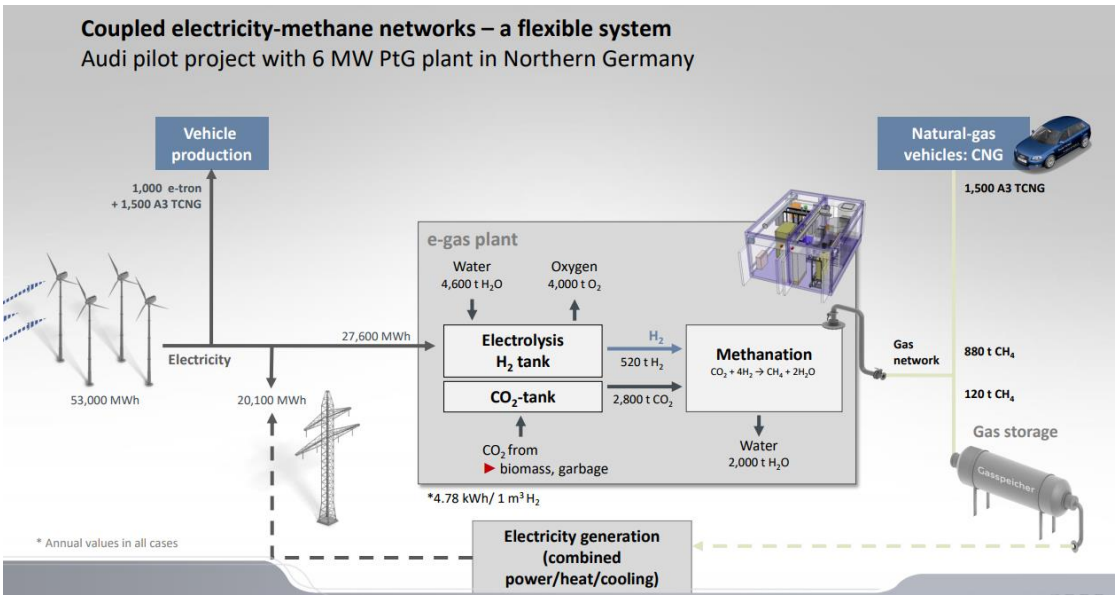
[21] Zie: www.translate.google.nl/translate?hl=nl&sl=sv&u=http://www.gp.se/g%25C3%25B6teborg-s%25C3%25A4ljer-prestigeprojektet-gobigas-1.4252022&prev=search, https://bioenergyinternational.com/biogas/gobigas-gasification-plant-sale, www.endswasteandbioenergy.com/article/1431816/gobigas-gasification-plant-put-sale

[22] Zie: www.torrgas.nl/

Elektriciteit naar LNG (Power-to-Gas; Power-to-Methane)

LNG kan worden geproduceerd uit CO_2 en waterstof uit elektrolyse. Een demonstratie-installatie is door Audi gerealiseerd in Wertle in Noord-Duitsland (zie Figuur 3). De gevormde methaan zou in principe kunnen worden geliqueficeerd (zie eerdere paragraaf).

Figuur 3 - Audi Power-to-Gas-fabriek



Opwerking van biogas naar methaan en LNG

Het ruwe biogas dat het product is van vergisting kan in meerdere stappen worden opgewerkt naar biomethaan met een zuiverheid van 96-99% en omgezet in bioLNG:

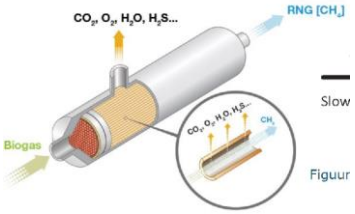
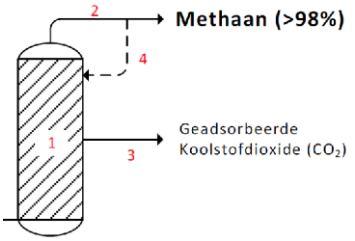
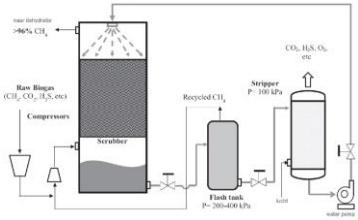
- Verwijdering van H_2S, meestal door middel van actief kool.
- Verwijdering van vocht, door middel van het onder druk brengen en koelen van het biogas. Het vocht wordt verwijderd als condensaat in een warmtewisselaar.
- Verwijdering van andere verontreinigingen:
  - fijnstof (door middel van een mechanische filter);
  - siloxanen (wordt meestal samen met H_2S verwijderd);
  - vluchtige organische stoffen (VOS) (door middel van adsorptiemiddels, terpenen);
  - ammoniak (wordt meestal samen met het vocht verwijderd);
  - zuurstof en stikstof (door middel van actief kool of membranen);
  - mercaptanen;
  - hogere koolwaterstoffen (bijvoorbeeld (H)CFK's).
- Verwijderen van CO_2. Er zijn verschillende processen en technieken:
  - membraanscheiding;
  - adsorptie:
    - (vacuum) pressure swing adsorption (PSA of VPSA);
    - chemische adsorptie:
      - wassing met amines (bijvoorbeeld LP Cooab systeem);
      - wassing met polyethyleenglycol (selexol) (in VS).
  - absorptie:
    - drukwassing met water (pressurized water scrubbing);

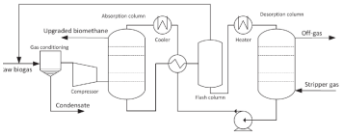
    - organische fysieke wassing.
  - cryogene distillatie.
- Liquefactie.

Verwijdering van CO_2

Er zijn vier fundamenteel verschillende processen die worden gebruikt in technieken voor verwijdering van CO_2 uit biogas: absorptie, adsorptie, cryogene destillatie en membraanscheiding. Zes hoofdtechnieken zijn drukwassing met water, organische fysieke wassing, pressure swing adsorption, chemische adsorptie, cryogene destillatie en membraanscheiding (Yousef et al., 2016). Veel van deze technieken worden ook toegepast in de petrochemische industrie. De technieken hebben verschillende voor- en nadelen. Zie Tabel 5, opgesteld door Rolande (Rolande, 2018a).

Tabel 5 - Kenmerken van technieken voor de verwijdering van CO_2 uit biogas

Methoden	Voordelen	Nadelen
Membraanscheiding 	Lage investeringskosten.	Verwijdering van H_2S en NH_3 is erg belangrijk, het kan de membranen beschadigen.
	Productie van CO_2 van voedselkwaliteit.	Methaanslip (<0,5-15 vol.-%).
		Na enige tijd moeten de membranen vervangen worden.
Adsorptie Actieve koolstof of zeolieten, moleculaire zeven 	Kan ook H_2O, H_2S en O_2 en N_2 verwijderen, maar het is altijd beter om deze componenten zoveel mogelijk in een eerder stadium te verwijderen, om meer adsorptieruimte voor de CO_2 te behouden.	1,5 vol.-% methaanslip.
	Kan ook worden gebruikt voor stortgas, omdat het O_2 en N_2 kan verwijderen.	Na zekere tijd moet het adsorptie-medium worden vervangen.
	Kan hogere concentraties van H_2S en NH_3 aan.	Hogere investeringskosten.
		Het is moeilijker om CO_2 van voedselkwaliteit te produceren.
Absorptie **- Drukwassing met water** **- Polyethyleenglycol** 	Voor grotere volumes biogas (80-2.500 Nm^3/uur).	Methaanslip (0,5-2 vol.-%).
	Kan hogere concentraties van H_2S aan.	CO_2 kan niet worden afgevangen.
	Geen warmte nodig voor drukwassing met water.	
Chemische adsorptie **Alkanolamine**	Kleine hoeveelheden methaanslip (0,1 vol.-%)	Vervanging van de amine is duur.
	Productie van CO_2 van voedselkwaliteit (99,5 vol.-%)	Productie van afval.
	Hoge capaciteitswaarden (50-6.000 Nm^3/uur)	Hoge energieconsumptie in de vorm van warmte.

Methoden	Voordelen	Nadelen
		Gebruik van chemicaliën.
Cryogene distillatie	Productie van CO_2 van voedselkwaliteit (>99 vol.-%)	Hoge elektriciteitsconsumptie.
	Hoge zuiverheid van biomethaan (>98 vol.-%)	
	Hoge capaciteitswaarden (120-2.500 Nm^3/uur)	
	Kan hogere concentraties van H_2S aan.	

Bron: Rolande, 2018a.

Bij *chemische adsorptie* wordt er gebruik gemaakt van een selexol (polyethyleenglycol) scrubber of amine scrubber. Een vloeistof bindt het CO_2 door het verhogen van temperatuur of druk. CO_2 en H_2S lossen goed op in polyethyleenglycol. Voor wassing met amines, een veelgebruikte methode, moet H_2S al een stap worden verwijderd omdat anders de amines worden 'vergiftigd'.
(Vacuum) pressure swing adsorption bestaat uit en gepakt-bed-reactor met een koolstofzeef (Carbon molecular sieve), en adsorbeert CO_2 en methaan bij hogedruk. Als de druk wordt verlaagd, komt methaan als eerste vrij. Om het bed te regenereren wordt de druk verder verlaagd (PSA) of tot vacuüm gebracht (VPSA). Het opgewerkte biogas heeft een methaangehalte van 96-98%. Ook bij deze techniek moet eerst water en H_2S worden verwijderd[23].

Drukwassing met water maakt gebruik van een waterscrubber (waterwasser), die H_2S, CO_2 en NH_3 kan afscheiden. Deze techniek maakt gebruik van het feit dat CO_2 een veel hogere oplosbaarheid in water heeft dan methaan. De methaanslip is bij een waterwasser vaak wat hoger in vergelijking met wassing met amines en cryogene distillatie omdat deze minder selectief werkt.
Organische fysieke wassing werkt op eenzelfde wijze als drukwassing met water, maar hier wordt CO_2 geabsorbeerd in een organisch oplosmiddel (Bauer et al., 2013).

Bij *membraanscheiding* dringt CO_2 of methaan door selectieve membranen. Dit kan ofwel onder druk in gasfase, of met een vloeistoffase die de doorgedrongen moleculen adsorbeert.
Cryogene destillatie omvat meerdere opwerkingsstappen: niet alleen verwijdering van CO_2, maar ook afscheiding van ongewenste componenten en liquefactie. Deze technologie wordt onder andere aangeboden door Gas Technology Services, het zogenaamde GPP+ concept[24]. In dit concept wordt naast een externe koelcyclus ook adiabatische expansie voor koeling (Joule-Thomson-effect) toegepast. Nadat de ongewenste componenten zijn afgescheiden, wordt het methaan vloeibaar en werkt dit dus als liquefactietechniek voor de productie van bioLNG. Het biogas moet al wel gedroogd zijn om vervriezing te voorkomen.

Om de uit het biogas afgescheiden CO_2 te kunnen benutten voor de groei van gewassen in de glastuinbouw is CO_2 van een bepaalde kwaliteit (zuiverheid) nodig. De bruikbaarheid van de afgescheiden CO_2 voor de glastuinbouw verschilt per verwijderingstechniek (zie Tabel 5):
- *membraanscheiding:* CO_2 van voedselkwaliteit;
- *adsorptie (niet chemisch):* productie van CO_2 van voedselkwaliteit is mogelijk, maar lastiger;
- *adsorptie (chemisch – aminewassing):* CO_2 van voedselkwaliteit;

[23] Zie: www.ecp-biomass.eu/sites/ecp-biomass.eu/files/books/ECP%20TF%20opschoning%20biogas_LG_HP.pdf

[24] Zie: www.gastreatmentservices.com/en/lifecycle-biogas/technology.html

- *absorptie:* CO_2 kan niet worden afgescheiden;
- *cryogene distillatie:* CO_2 van voedselkwaliteit, hoge zuiverheid (>99% vol.-%).

CO_2 van voedselkwaliteit (food grade CO_2) is een hogere kwaliteit dan vereist is bij gebruik in de glastuinbouw[25].

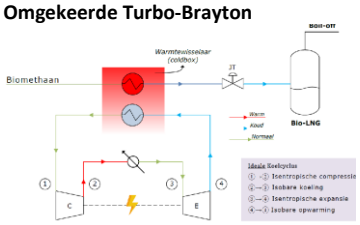
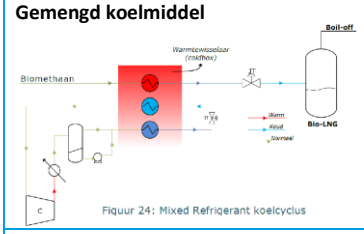
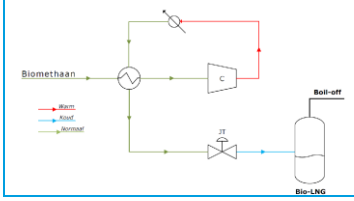
Liquefactie

Voordat het opgewerkte biogas vloeibaar kan worden gemaakt, moet het voldoen aan de volgende eisen:
- CO_2 < 50 ppm;
- H_2S < 4 ppm;
- H_2 < 1 ppm.

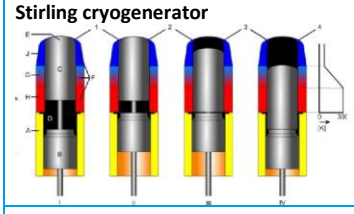
Als niet aan deze eisen wordt voldaan zijn er extra verwijderingsstappen nodig. Dit 'polijsten' ('polishing') van het biogas kan uitgevoerd worden met behulp van dezelfde technieken als gebruikt in eerder stappen.
Methaanslip kan worden gereduceerd door middel van thermische oxidatie voordat het wordt afgevoerd.

De liquefactie van biogas naar bioLNG kan worden uitgevoerd met behulp van verschillende processen. Zie Tabel 6, aangeleverd door Rolande (Rolande 2018a).

Tabel 6 - Processen voor de liquefactie van opgewerkt biogas

Proces	Voordelen	Nadelen
Omgekeerde Turbo-Brayton 	Minder gevaarlijk, vanwege het gebruik van stikstof als koelmiddel.	Is een niet erg efficiënt systeem, omdat één koelmiddel wordt gebruikt (stikstof).
		Grote installatie.
Gemengd koelmiddel  Figuur 24: Mixed Refrigerant koelcyclus	Efficiënter dan de Turbo-Brayton, omdat meerdere koolwaterstoffen worden gebruikt als koelmiddel.	Grote installatie.
	Lagere investeringskosten dan bij de Turbo-Brayton.	
Joule-Thomson-expander 	Compact systeem.	
	Gebruikt de biomethaan zelf als koelmiddel.	

[25] Zie: www.agriconnect.nl/nieuws/glastuinbouw-zoekt-co2

Proces	Voordelen	Nadelen
Stirling cryogenerator 	Flexibel en compact systeem.	Hoge elektriciteitsconsumptie.
Vloeibare stikstofoplossing, waarbij het groengas wordt afgekoeld d.m.v. een warmtewisselaar en vloeibaar stikstof (-196°C).	Goedkope installatie.	Hoge OPEX gerelateerd aan vloeibare stikstof.

Bron: Rolande, 2018a.

Opwerkingsinstallaties

De grootste installaties voor opwerking zijn gerealiseerd in de VS en variëren van 4.000 m^3/uur tot 13.000 m^3/uur aan behandeld biogas. In de EU gerealiseerde installaties zijn kleinschaliger in capaciteit, vaak liggend in een bereik van 500-1.500 m^3/uur aan biogas. In 2007 is in Madrid een grootschalige opwerkingsinstallatie met een capaciteit van 4.000 m^3/uur gerealiseerd.

Voor productie van vloeibare methaan op kleine schaal zijn zogenaamde mini-LNG-installaties beschikbaar, bijvoorbeeld geleverd door Hamworthy, SINTEF, Prometheus-Energy en Linde.
Een praktijkvoorbeeld is de Snurrevarden mini-LNG-installatie in Noorwegen. De technologie is gebaseerd op het conventionele concept voor LNG-productie met een externe koelcyclus.

Tabel 7 geeft de typische schaalgrootte en energievraag voor verschillende opwerkingssystemen.

Tabel 7 - Technische details van procesroutes voor opwerking van biogas

Opwerkingsstap	Techniek	Typische schaalgrootte	Energievraag proces[26]
Verwijderen van verontreinigingen			
Verwijderen van CO_2	Waterscrubber	100-4.000 Nm^3/u	0,28-0,4 kWh/m^3 ruw biogas Bij biogas uit slib: 0,15 kWh/Nm^3 biogas W: 25% van biogas
	Selexol-scrubber	100-13.000 m^3/u	0,32 kWh/m^3 ruw biogas
	Amine-scrubber		0,42-0,52 kWh/m^3 ruw biogas
	PSA en VPSA	20-10.000 Nm^3/u ruw biogas	0,21-0,35 kWh/m^3 ruw biogas
	Membraanscheiding	Klein (boerderijschaal) tot groot	0,5-0,14 kWh/m^3 ruw biogas
	Cryogene distillatie	Meestal op grote schaal	0,35 kWh/m^3 ruw biogas
Liquefactie		Liquefactie: tot 4 Mton/jaar	1,12 kWh/Nm^3 biomethaan[27]

[26] Bron: www.ecp-biomass.eu/sites/ecp-biomass.eu/files/books/ECP%20TF%20opschoning%20biogas_LG_HP.pdf

[27] Bron: CE biogasmodel.

In Tabel 8 en Tabel 9 wordt een overzicht gegeven van Rolande (2018b) van de kenmerken van opwerkingsinstallaties van verschillende leveranciers. De tabel is omwille van de leesbaarheid gesplitst in twee deeltabellen.

Tabel 8 - Kenmerken van biogas-opwerkingsinstallaties van verschillende bedrijven – Deel 1 van 2

		Air Liquide		Fores Engineering		Cry Pur	
	Capaciteit	700 Nm^3/u	1.700 Nm^3/u	8.000 kg/dag	20.000 kg/dag	300-840 Nm^3/u ruw gas	Tot 2040 Nm^3/u ruw gas
VOORBEWERKING	**Vocht (H_2O)**	Onder druk brengen & koelen van het biogas; vocht wordt verwijderd als condensaat in een warmtewisselaar.		Koelen van het biogas; vocht wordt verwijderd als condensaat in een warmtewisselaar.		Onder druk brengen & koelen van het biogas; vocht wordt verwijderd als condensaat in een warmtewisselaar (in twee stappen; eerst -40°C en dan -70°C).	
	Waterstof-sulfide (H_2S)	Actieve koolstof		Actieve koolstof		Actieve koolstof	
	Siloxanen of VOS	Niet genoemd		VOS-verwijdering door middel van actieve koolstof		Cryogene distillatie	
OPWERKING	**CO_2-verwijdering**	Membranen (polymere holle membranen)		Adsorptie (VPSA, moleculaire zeven)		Cryogene distillatie (-120°C)	
	Polijsten (moet voor liquefactie)	Adsorptie (aluminiumoxide en moleculaire zeven), regeneratie van liquefier d.m.v. stikstof		Niet vereist		Niet vereist	
LIQUEFACTIE	**Liquefactie**	Vloeibare stikstof-oplossing, warmte-wisselaar	Turbo-Brayton-oplossing	Linde-cyclus (vergelijkbaar met een Joule-Thomson-expander)		Koeling-geïntegreerde cascade, geïntegreerd met de cryogene opwerking. Er wordt een mix van koel-middelen (koolwaterstoffen) gebruikt.	
VLOEIBARE CO_2		Niet genoemd	Niet genoemd	CO_2-liquefactiesysteem (optioneel). Cryogene distillatie vervangt adsorptiesysteem, verwijdert vocht en VOS, en levert CO_2 van technische kwaliteit.		Vloeibare CO_2 wordt afgevangen als bijproduct (4.000 kg/jaar); voldoet aan de EIGA-eisen[28] (99,9% zuiver-heid).	Vloeibare CO_2 wordt afgevangen als bijproduct (10.000 kg/jaar); voldoet aan de EIGA-eisen (99,9% zuiverheid).
METHAAN-SLIP							
OPSLAG	**Opslag**	53 m^3	186 m^3	55 m^3		700 Nm^3/u: 270.000 €, 60 m^3	1.700 Nm^3/u: 380.000 €

[28] De European Industrial Gases Association.

		Air Liquide		Fores Engineering		Cry Pur	
	OPEX	**Opwerking** Elektriciteit: 0,25 kWh/Nm³ biogas. Actief koolstof: 2,5 kg/Nm³ biogas. **Liquefactie** Vloeibaar N_2: 2 Nm³/kg LNG	**Opwerking** Elektriciteit: 0,25 kWh/Nm³ biogas. Actief koolstof: 2,5 kg/Nm³ biogas. **Liquefactie** Met Turbo-Brayton: 0,9 kWh/kg (elektriciteit)	**Liquefactie** Elektriciteit: 0,9 kWh/kg **Liquefactie/ zuivering** Elektriciteit: 0,28 kWh/Nm³ biogas	**Liquefactie** Elektriciteit: 0,8 kWh/kg **Liquefactie/ zuivering** Elektriciteit: 0,28 kWh/Nm³ biogas	0,65 kWh_e/Nm³ ruw gas, ofwel 1,51 kWh/kg bioLNG **Actieve koolstof**: 700 Nm³/u Met 300 ppm H_2S: ~5,8 t/j **Onderhoud:** 700 Nm³/u: 170.000 €/j	**Actieve koolstof:** 1.700 Nm³/u met 300 ppm H_2S: ~14 t/j **Onderhoud:** 1.700 Nm³/u: 270.000 €/j
	Opmerkingen	Exclusief opslag van vloeibaar N_2 voor de vloeibare N_2-oplossing. Exclusief CO_2-liquefactie.				Verwachte extra kosten van 150.000-200.000 € voor installatie en training, en van 100.000-200.000 € voor de belangrijkste reserve-onderdelen. Transportkosten van apparatuur zijn niet inbegrepen. CO_2-opslag is niet meegenomen.	

Bron: Rolande, 2018b.

Tabel 9 - Kenmerken van biogas-opwerkingsinstallaties van verschillende bedrijven – deel 2 van 2

		DMT/Liqal	Cryonorm	Wärtsilä		Galileo	
	Capaciteit	100-2.500 Nm³/u Standaardsystemen: 500 Nm³/u en 1.000 Nm³/u	500 Nm³/u ruw gas	700 Nm³/u	2.000 Nm³/u	500 Nm³/u (185 kg/u)	1.500 Nm³/u (550 kg/u)
VOORBEWERKING	**Vocht (H_2O)**	Koelen van het biogas; vocht wordt verwijderd als condensaat in een warmtewisselaar.	Onder druk brengen & koelen van het biogas; vocht wordt verwijderd als condensaat in een warmtewisselaar.	Niet vereist		Onder druk brengen & koelen van het biogas; vocht wordt verwijderd als condensaat in een warmtewisselaar.	
	Water-stof-sulfide (H_2S)	Actieve koolstof. Bij een hogere concentratie van H_2S (>100 kg/dag) kan een chemische scrubber met biologische regeneratie worden geïnstalleerd.	Niet genoemd	Actieve koolstof		Actieve koolstof	
	Siloxanen of VOS	Temperature swing adsorber	Niet genoemd	Vermoedelijk niet vereist		Niet genoemd	
OPWERKING	**CO_2-verwijdering**	Polymere holle membranen (resterende 1-2% CO_2)	Membraan (drie-fasen)	Chemische adsorptie – amine-wassing		Membraan (drie-fasen)	

		DMT/Liqal	Cryonorm	Wärtsilä		Galileo	
	Polijsten (moet voor liquefactie)	Additionele membranen of adsorptie (PSA/TSA[29] met actieve koolstof & moleculaire zeven)	Drie-fase-scheider (Decantor) na liquefactie.	Niet vereist?		Adsorptie (PSA)	
LIQUE-FACTIE	**Liquefactie**	Liqal micro-liquefactiesysteem – Joule-Thomson-expander	Stirling cryogeneratoren (5x)	Gemengd koelmiddelsysteem		Joule-Thomson-expander	
VLOEIBARE CO_2		Produceren voor vloeibare CO_2 is mogelijk, dit door de koude van het liquefactieproces te gebruiken.	Vloeibare CO_2 als optie, maar niet in detail beschreven.	CO_2 kan niet worden afgevangen.		Niet genoemd	
METHAANSLIP			Suggestie: Installatie van een fakkelsysteem of generator om afvalgas te verbranden.				
OPSLAG	**Opslag**		Niet aangeboden	60 m^3	250 m^3		
	OPEX	**Elektriciteitskosten:** Voorbewerking: 0,016 kWh/Nm^3 Opwerking: 0,250 kWh/Nm^3 Koeling + voorbewerking: 0,036 kWh/Nm^3 Polijsten: 0,060 kWh/Nm^3 Liquefactie: 0,389 kWh/Nm^3 **Totale elektriciteit:** 0,751 kWh/Nm^3 ruw gas **Actieve koolstofvraag:** kg/Nm^3	1,2 kWh/kg bioLNG	Totale elektriciteit: 0,74 kWh/Nm^3 ruw gas Watergebruik: 0,048 m^3/u Chemicaliën: 210 kg/jaar Actieve koolstof: 3.000 kg	Totale elektriciteit: 0,60 kWh/Nm^3 ruw gas Watergebruik: 0,102 m^3/u Chemicaliën: 440 kg/jaar Actieve kool-stof: 4.200 kg	Totale elektriciteit: 240 kWh/u	Totale elektriciteit: 702 kWh/u
	Opmerkingen			Wärtsilä heeft Puregas Solutions gekocht.[30]		Reserve-onderdelen zijn inbegrepen. Bedrijfs-klaar maken en op-	Reserve-onder-delen zijn inbegrepen. Bedrijfs-klaar maken en op-

[29] Temperature swing adsorption.

[30] Zie: www.puregas-solutions.com/

		DMT/Liqal	Cryonorm	Wärtsilä	Galileo	
					starten: 50.000 €	starten: 70.000 €

Bron: Rolande, 2018b.

2.4 Feedstockkeuze

De verschillende biomassafeedstocks kunnen worden onderverdeeld in acht categorieën.

Tabel 10 - Eigenschappen van verschillende feedstocks

Categorie	Feedstock	MJ/ kg ds	MJ/kg ns	DM (bron WUR[31])	Beschikbaarheid in 2030 (kton ns) **
Landbouwresiduen	Natte gewasresten akkerbouw	18,1	0,5	10%	
	Natte gewasresten tuinbouw	18,1	0,5	10%	
	Groenbemester	18,1	0,5		
Mest	Drijfmest	16,7		8%	55.660 (runder) 12.000 (varkens)
	Steekvaste mest				1.440 (kippen)
Slib	RWZI-slib	13,7	1,5	9-25% (*)	1.363
	AWZI-slib				777
Aquatische biomassa	Waterplanten, zoutwater landbouw, micro-algen, zeewier (macro-algen)	38,1	1,3		208.000
Organische reststromen (m.n. VGI)	Swill	15,9	1,9	25%	
	Aardappelrestproducten	17,4	0,9		
	Oliezadenschroot	18,2	14,1		
	Aardappel/tarwe zetmeel	17,4	2,2		
	Suikerbietreststromen	17,4	1,3	22%	
	Bierbostel	17,4	1,3		
	Groenteafval	17,4	1,3		
	Visafval	21,8	2,2	20%	
	Restvetten	38,1	35,6		
	Gescheiden ingezameld GFT	15,9	5,8	49%	2.000
	Veilingafval	17,4	1,3	10%	
	Natte biomassa uit bebouwde omgeving	18,1	10,5		
	Natuurgras	18,1	5,3		
	Bermgras	18,1	5,3		2.485 (totaal gras)
	VGI (totaal voeding- en genotmiddelen-industrie)				1.965
Energiegewassen	Energiemaïs/snijmaïs				0
Houtachtige biomassa	Hout (schone houtsnippers, schors, afvalhout)	19,8	8		
Overig	CO_2 uit biogas + hernieuwbare H_2				

Bron: Koppejan, 2009; WUR; DNV-GL, 2017.

(*) Bron: CE-expertise.

(**) Bron: ECN/GGNL, Routekaart Hernieuwbaar Gas 2014.

[31] Zie tabel 3.12 in www.library.wur.nl/WebQuery/wurpubs/fulltext/51989

Concurrentiekaart productieroutes

In Tabel 11 wordt per productieroute aangegeven welke feedstocks geschikt zijn. Voor vergisting wordt de gangbare techniek vermeld; kleinschalige vergisting is bijvoorbeeld bij energiegewassen wel mogelijk maar is ontwikkeld voor mestvergisting, juist met het oogmerk van monomestvergisting zonder benodigde cosubstraten zoals energiegewassen.

Tabel 11 - Feedstock-techniekcombinaties en voorkeursroute per feedstock

	Monomestvergisting	**Co-vergisting**	**Allesvergisting**	**Droge vergisting**	**Slib-vergisting**	**AHPD**	**Biomassa-vergassing**	**Superkritische vergassing**
Energiegewassen	N.A.	*Voorkeursroute*	Geschikt	Geschikt	-			Geschikt
Vloeibare mest	Voorkeursroute	*Voorkeursroute*	?	-	-	Geschikt		Geschikt
Vaste mest	*Voorkeursroute*		?	-	-			?
Landbouw-residuen	N.A.	Geschikt (stro)	*Voorkeursroute*	-	-	Geschikt		?
Organische reststromen VGI	N.A.	Geschikt	*Voorkeursroute*	Geschikt	-			Geschikt
Slib	N.A.			-	*Voorkeursroute*	Geschikt		Geschikt
Aquatisch	N.A.	Geschikt	?	-	-			?
Houtachtige biomassa	N.A.	-	-	-	-	-	Geschikt	-

Bij vergisting van mest heeft de ouderdom van de mest een grote invloed op de biogasopbrengst. Verse varkensmest (< 3 dagen) heeft een opbrengst van 47 m^3 biogas per ton. Oude mest (> 4 maanden) heeft een opbrengst van 7 m^3 biogas/ton. Behalve de lage opbrengst is een nadeel dat het methaan naar de lucht weglekt (methaanslip). In de tabel is rekening gehouden met verse mest. Meer algemeen mag het substraat (feedstock) bij vergisting niet te veel zouten, zware metalen, of stikstof/ammoniak bevatten.

De samenstelling van de output (biogas) en het digestaat is afhankelijk van de samenstelling van de feedstock en de efficiëntie en verblijftijd van de vergister. In het algemeen heeft het *droog* biogas de volgende samenstelling (bron: www.ecp-biomass.eu/sites/ecp-biomass.eu/files/books/HP_review_droge%20vergisting_BB_0.pdf):

- methaan: 50-75%;
- koolstofdioxide: 25-50%;
- water: 2-7%;
- waterstof: < 1%;
- stikstof: < 2%;
- waterstofsulfide: < 3%;
- zuurstof: < 2%;
- H_2S: 20-20.000 ppm;
- soortelijke massa: 1,270-1,290 kg/m^3;
- verbrandingswaarde (LHV): 18-27 MJ/m^3;
- Wobbe-index: 20-21 MJ/m^3.

Het digestaat bevat niet-digesteerbare fracties zoals mineralen, lignine, celluloserijke houtachtige residuen en ammoniak (NH_3). Afhankelijk van de gebruikte feedstocks kwalificeert het digestaat als meststof, als compost (eventueel na een nabewerkingsstap) of als afval. Die kwalificatie is van groot belang voor de waarde van het digestaat, die positief kan zijn maar ook negatief. In dat laatste geval moet de eigenaar kosten maken om zich ervan te ontdoen.
Of een digestaat als mest afzetbaar is, valt onder de meststoffenwetgeving en staat beschreven in de AA-lijst (zie Hoofdstuk 3). Als de feedstock niet op deze lijst staat, kan het digestaat mogelijk als compost worden gebruikt (eventueel na een nabewerkingsstap). Het digestaat van vervuilde feedstocks zoals bepaald afval en slib kwalificeert als afval, en wordt verbrand. Bij gebruik van het digestaat als mest is de waarde ervan afhankelijk van de nutriënten die erin zitten.

Tabel 12 - Technische details van de productieroute-feedstock-combinaties

Productieroute	Feedstock/ substraat	Eisen aan feedstock/ substraat	Biogas opbrengst (Nm^3 biogas/tonMF)	Methaangehalte droog biogas	Restproducten (digestaat)
Vergisting	Vloeibare mest/ VDM (varken)	Geen	30-40	58% (ECN) – 69,2% (RVO)	Digestaat, als mest afzetbaar
	Vloeibare mest (koe) RDM	Geen	20-30	Idem	Digestaat, als mest afzetbaar
	Vaste mest (rundvee, pluimvee)	Geen	70-84	Idem	Digestaat, als mest afzetbaar
	Energiegewassen (maïs)	Inkuilen, verhakselen	200-220		Digestaat, onder BOOM afzetbaar
	Landbouwresiduen	Inkuilen, verhakselen	130-156		Digestaat, als organische meststof afzetbaar
	Organische reststromen (m.n. VGI)	Geen	150-180		Bij GFT: compost Bij vervuild organisch afval: te verbranden digestaat
	(Riool) slib	Geen	242-266	62-69,2%	Te verbranden digestaat/vergist slib
Droge vergisting (*)	GFT en andere relatief droge substraten	20-40% droge stof (bron 'The Biogas Handbook')	50 Nm^3/ton feedstock		Compost
Thermische drukhydrolyse + vergisting	Slib		30% hogere yield dan normale covergisting	62% (ECN) – 69,2% (RVO)	Zie natte vergisting
Vergassing (bron: SDE+ 2017) – alleen vergassen?	Houtachtige biomassa	Versnipperen, drogen, eventueel torreficeren (Torrgas)	187 Nm^3 hernieuwbaar gas/ton biomassa	100% CH_4[32]	As, restwarmte, CO_2 voor afzet/CCS

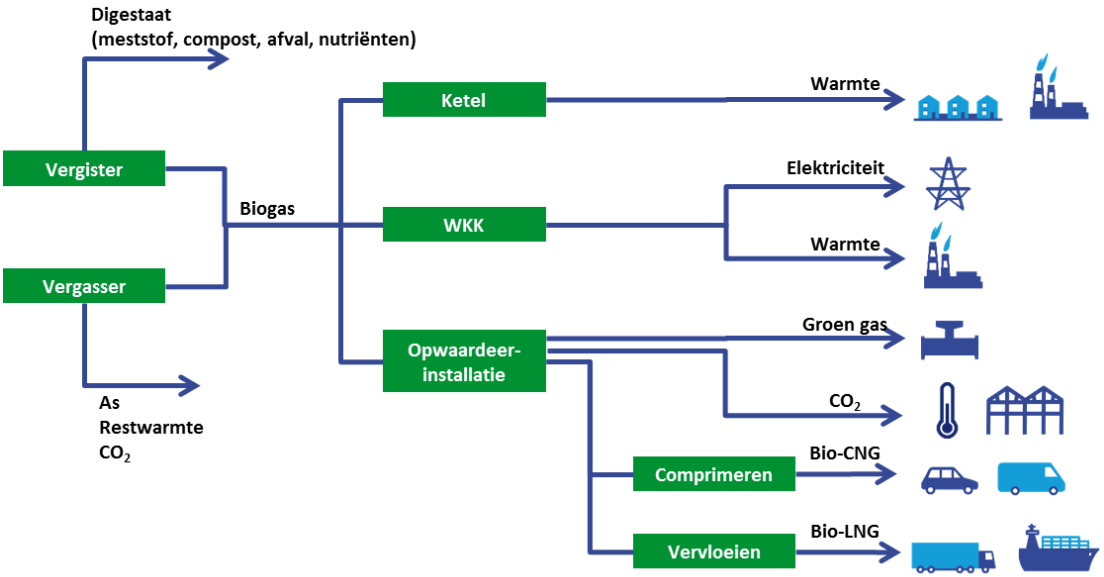
(*) Bron: www.ecp-biomass.eu/sites/ecp-biomass.eu/files/books/HP_review_droge%20vergisting_BB_0.pdf

[32] De vaste biomassa wordt vergast en omgezet in synthesegas, een gasmengsel van CO en H_2 en CO_2 en H_2O. Na aanpassen van de verhouding CO ÷ H_2 en verwijdering van CO_2 wordt methaan geproduceerd via volgende reactie: 3 H_2 + CO → CH_4 + H_2O.

2.5 Toepassingsmogelijkheden

Biogas, met verderop in de keten groengas, bioCNG en bioLNG, kent verschillende toepassingsvormen, elk met verschillende waardes. Die waarde is op dit moment gebaseerd op de waarde van de fossiele brandstof die wordt vervangen, plus waarde vanuit het beleidsinstrumentarium voor de betreffende sector, zoals de SDE+ voor hernieuwbare energieproductie en de jaarverplichting (met hernieuwbare brandstofeenheden) specifiek voor toepassing in de transportsector.
Ook de vrijkomende zij- en reststromen hebben een positieve of – indien het gekwalificeerd wordt als afval – een negatieve waarde. In deze paragraaf worden verschillende zij- en reststromen beschreven. Daarnaast wordt ingegaan op de vraag waar in de ketens de grootste toegevoegde waarde zit.
Eerst wordt een beschrijvend deel gegeven, vervolgens overzichtstabellen.

Figuur 4 - Toepassingen van biogas



Bron: Groen Gas Nederland.

Biogas mag niet rechtstreeks op het aardgasnet worden ingevoed en via dat net naar elders vervoerd, omdat het biogas daarvoor niet de vereiste gaskwaliteit heeft. Het kan direct ter plaatse als brandstof worden ingezet voor verwarmingsdoeleinden, bijvoorbeeld in de industrie, of als grondstof voor de industrie. Het biogas vervangt dan in principe aardgas. Veelal wordt het ter plaatse ingezet in een warmte-kracht-eenheid waarbij zowel warmte als elektriciteit wordt geproduceerd. De warmte wordt lokaal benut of geleverd aan een warmtedistributienet, de elektriciteit kan via het elektriciteitsnetwerk worden getransporteerd naar elders. Het gas vervangt in dat geval aardgas, de warmte en de elektriciteit zijn de waardedragers, de marktwaarde van de warmte is sterk afhankelijk van de lokale omstandigheden (Is er warmtevraag? Is er al een infrastructuur?) en bij elektriciteit is de marktwaarde sterk afhankelijk van het productieprofiel in de tijd. Op momenten van piekvraag is elektriciteit veel waard, op dalmomenten niet.
Als het biogas wordt opgewerkt tot groengas (i.e. op aardgaskwaliteit wordt gebracht) kan het worden ingevoed in het aardgasnet en elders worden ingezet. Dat kan zowel voor verwarmingsdoeleinden, als transportbrandstof, of als feedstock in de industrie. In alle gevallen vervangt het aardgas, met de kanttekening dat bij de inzet in transport het CNG of LNG vervangt dat zelf weer een vervanger is van benzine of diesel.

Als het biogas wordt opgewerkt tot groengas (i.e. op aardgaskwaliteit wordt gebracht) kan het worden ingevoed in het aardgasnet en elders worden ingezet. Dat kan zowel voor verwarmingsdoeleinden, als transportbrandstof zijn als voor of als feedstock in de industrie zijn. In beide alle gevallen vervangt het aardgas.

Als het gas wordt opgewerkt en gecomprimeerd tot bioCNG (Compressed Natural Gas) voor inzet in de transportsector vervangt het diesel. En bij opwerking tot circa 99% methaanzuiverheid en liquefactie kan het worden ingezet als bioLNG. Als dat in de transportsector is dan kan het diesel vervangen, maar ook lichte of zware stookolie voor de zeescheepvaart.

De stimuleringsregimes verschillen per toepassing. Bij toepassing in de transportsector kan het gas dienen als invulling van de jaarverplichting hernieuwbare brandstof, met een huidige typische waarde van 8-9 €/GJ (enkeltellend, bovenop de transactiewaarde van de brandstof aan de pomp).
Deze waarde fluctueert in de tijd, afhankelijk van de marktvraag naar HBE's. Een alternatief is gebruik te maken van de SDE+-regeling voor productie van hernieuwbare energie, met een typische waarde in de range van 8,6-24,4 €/GJ (SDE+-basisbedragen 2017)[33]. De SDE+ regeling is een zogenaamde feed-in-premium, de grootte van het SDE-bedrag wordt jaarlijks vastgesteld op basis van de marktprijzen, de premium is bedoeld om de onrendabele top te dekken. Deze waarde is aanzienlijk stabieler in de tijd dan die van HBE's. Voor niet-energetische inzet van het gas als groene grondstof geldt op dit moment geen stimuleringsregeling.

Tabel 13 - Waarde van de vervangen fossiele brandstoffen c.q. energiedragers in €/GJ

Vervangt:	Waarde (€/GJ)	Energiedichtheid
Aardgas[34]	5,5 €/GJ	31,65[35] MJ/m³
Lichte stookolie[36]	15 €/GJ	38 MJ/l
Diesel[37]	16,5 €/GJ	36 MJ/l
HFO (zware stookolie)[38]	8 €/GJ	41 MJ/l

De afzet als aardgasvervanging buiten de transportsector levert waarde op vanuit de te vervangen energiedrager. Uit Tabel 13 volgt dat de afzet als transportbrandstof in principe de grootste toegevoegde waarde levert, vanwege de waarde van de fossiele brandstoffen die worden vervangen.
De grootste toegevoegde waarde zit in dat geval bij de laatste stap, het beschikbaar maken als transportbrandstof, waarvan de extra kosten relatief klein zijn maar de waardevermeerdering relatief groot. Bij die redenatie is wel uiterst relevant wat de waarde van het substraat is. Als dat bijvoorbeeld slib is waarvan de eigenaar zich tegen hoge kosten moet ontdoen, bij slib bijvoorbeeld € 40-100 per ton natte stof, dan zit de toegevoegde waarde voor de ontdoener juist in de eerste stap omdat de vergisting zorgt voor reductie van het gewicht aan slib.

Voor de toepassing van het biogene CO_2 dat vrijkomt bij de opwerking en liquefactie van biogas tot bioLNG geldt dat de afzetmarkt vooral in de glastuinbouw ligt. Daarvoor moet er wel een afname-infrastructuur zijn via pijpleiding (bijv. OCAP) of truck. In principe kan het biogene CO_2 ook in de

---

[33] Dit is exclusief de waarde van de bijbehorende GvO's, zie voor een overzicht van de basisbedragen: www.rvo.nl/sites/default/files/2016/11/Overzicht%20basisbedragen%20SDE%20voorjaar%202017.pdf

[34] Zie: www.rvo.nl/sites/default/files/2016/11/Notitie%20Voorlopige%20correctiebedragen%20SDE%202017.pdf, tabel 19.

[35] Onderwaarde (LHV), laagcalorisch aardgas ('Groningengas'). Bij kamertemperatuur en 1 atmosfeer.

[36] Voor o.a. binnenvaart. Zie: www.interrijn.com/meterstanden/gasolieprijzen - vergelijkbaar met de kale prijs (zonder accijns en BTW) voor diesel aan de pomp.

[37] Zie: www.brandstofprijzen.info/brandstof-zond.er-belasting.php

[38] www.brafco.be/nl/brandstofprijzen, 335 €/ton zonder belasting.

voedingsmiddelenindustrie worden afgezet, maar dan moet het worden gecertificeerd onder wetgeving voor gebruik als voedingsmiddel, en bij productie van ureum (echter die CO_2 komt al uit NH_3-productie). Tot slot is afzet mogelijk voor methanisatie van waterstof uit Power-to-Gas.

De waarde van het digestaat uit de vergisters is afhankelijk van de regio en van hoe het wordt gekwalificeerd. Als de gebruikte feedstocks aan de vereisten voldoen kwalificeert het digestaat als meststof dat kan worden afgezet in de landbouw. In een streek met een nutriëntenoverschot is de waarde van die meststof echter negatief, in een streek waar dat niet het geval is, is de waarde positief. De meststof kan worden getransporteerd naar een andere regio. Daarvoor is het wel vanuit de praktijk noodzakelijk dat de meststof wordt gestabiliseerd zodat het niet gaat rotten, het vergt onder andere een droge stofgehalte van tenminste 90%. In het geval er sprake is van risico's voor de volksgezondheid (bijvoorbeeld bij risico op zogenaamde zoönosen[39]) moet de meststof ook worden gehygiëniseerd door ze langdurig onder hogedruk en hoge temperatuur te brengen. Dit is kosten-verhogend maar ook waardeverhogend.
Als de feedstocks niet aan de vereisten voldoen (i.e. niet op de zgn. AA-lijst staan) maar niet als afval kwalificeert dan kan het digestaat na een opwerking worden afgezet als compost. Als het digestaat of substraat als afval kwalificeert dan heeft het een negatieve waarde. Vergisten van afval zoals bij-voorbeeld RWZI-slib heeft vooral tot doel om de massa aan droge stof te reduceren en daarmee de ontdoeningskosten te verlagen. In het regeerakkoord Rutte-III staat aangekondigd dat bio-afval-verbranding (slibverbranding) belast zal gaan worden, hetgeen een extra driver is voor vergisting en voor extra voorbewerking (i.e. volume- en gewichtsreductie) van het slib via bijvoorbeeld thermische drukhydrolyse.

Uit het digestaat kunnen ook nutriëntenconcentraten worden gewonnen, zoals struviet (magnesium-ammoniumsulfaat: $NH_4MgPO_4{\cdot}6H_2O$) of ammoniumsulfaat. De fosfaten kunnen worden ingezet als kunstmest. Typische waardes zijn respectievelijk 300-1.000 €/ton[40] en € 100/ton ongeveer.

Bij het opwerken van het biogas komt ook biogene CO_2 vrij, dat is zeker het geval bij opwerking tot LNG-kwaliteit waarbij nagenoeg alle CO_2 uit het gas wordt afgevangen. Afhankelijk van de gebruikte technologie kan dit een pure CO_2-stroom zijn. In dat laatste geval kan de CO_2 worden afgezet in bijvoorbeeld de glastuinbouwsector. De prijs die glastuinders bereid zijn te betalen voor CO_2 wordt bepaald door de prijs van het alternatief: aardgas stoken in de kas. Glastuinders zijn bereid circa € 57,50 per ton schone CO_2 te betalen, een waarde die afhankelijk is van de aardgasprijsontwikkeling. De waarde voor de leverancier van de CO_2 aan bijvoorbeeld de OCAP-leiding is circa 30-50 €/tonCO_2.

Concurrentiekaart eindproducten

In Figuur 5 is een concurrentiekaart weergegeven van eindproducten met de bijbehorende conversietechnologieën en feedstocks, en toepassingen van de geproduceerde brandstoffen, met daarbij de kanttekening dat brandstoffen ook worden gebruikt als grondstof voor de procesindustrie.

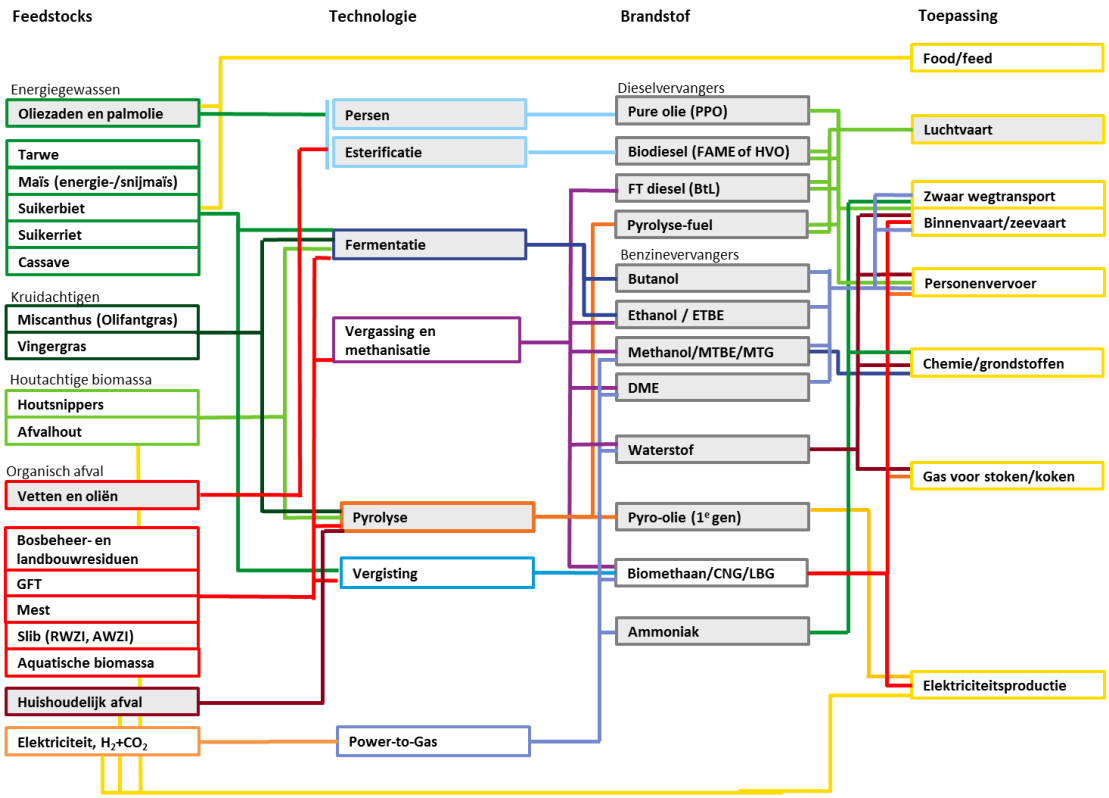
Merk op dat hierbij geen rekening is gehouden met de verschillen in ordegrootte: alle lijnen zijn even dik, terwijl in werkelijkheid biogas in niet alle toepassingen een even grote rol zal spelen. Zo is de inzet van biogas in transport nog erg beperkt ten opzichte van de inzet voor elektriciteitsproductie en warmteproductie. Ook het gebruik van de chemie (als grondstof) is nog vrij beperkt. Ook geldt dat deze concurrentiekaart continue aan verandering onderhevig: door bepaalde innovaties en kosten-ontwikkelingen kunnen er verschuivingen optreden in welke inzet het meest interessant is.
Ook beleidsincentives spelen hierbij een belangrijke rol.

---

[39] Van dier op mens overdraagbare ziekten.

[40] Zie www.rvo.nl/sites/default/files/2016/10/Potentie%20struviet%20voor%20de%20Nederlandse%20landbouw.pdf, http://www.akkerwijzer.nl/nieuws/10334/rvo--struviet-duurzaam-alternatief-voor-fosfaatmeststof

Figuur 5 - Concurrentiekaart voor de verschillende ketens van feedstock tot en met toepassing. Grijze blokken zitten niet op een bioLNG-route



De verschillende biobrandstoffen hebben toepassingen als brandstoffen voor transport, als grondstof voor chemie en industrie, als energiedrager voor stoken (verwarming), en voor elektriciteitsproductie. Er is een sterke beweging gaande om toepassing van voedselgewassen voor energiedoeleinden (waaronder biobrandstoffen) gaandeweg uit te bannen, zowel Europees als nationaal. Ook toepassing van houtachtige biomassa voor elektriciteits- en/of warmteproductie staat momenteel onder druk. De tendens voor energie is naar elektrificatie, naar Power-to-Gas, en naar inzet van biogene afval/ reststromen. Voor dat laatste wordt gestreefd naar een zo hoogwaardig mogelijke inzet, waarbij inzet als grondstofvervanger in de chemische industrie als hoogwaardiger wordt beschouwd dan inzet voor energetische doeleinden. Gecascadeerde inzet is het ideaal. Daarbij moet er wel rekening mee worden gehouden dat de vraag naar chemische grondstoffen, in gewicht of volume gemeten, ordegroottes kleiner is dan die naar brandstoffen.

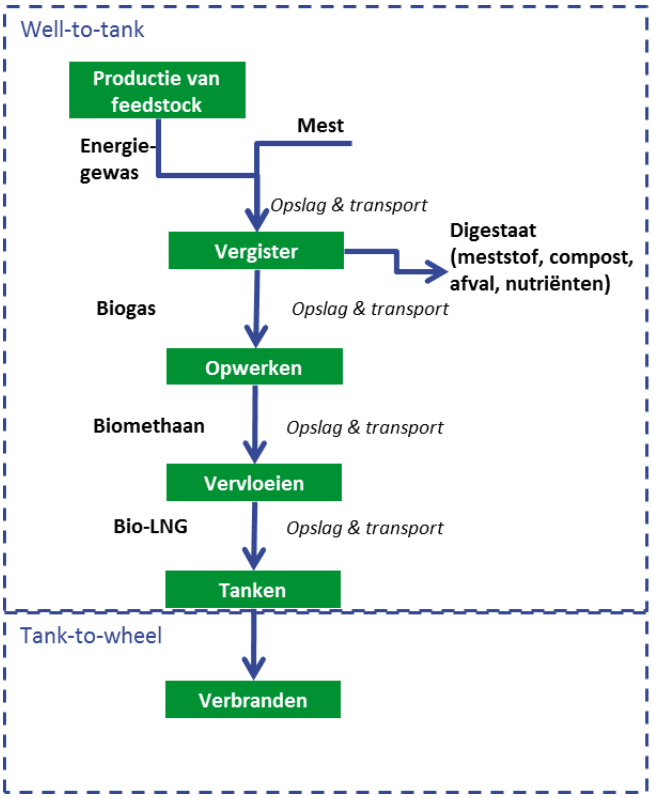
Waterstof als energiedrager en brandstof is sterk in opkomst, bijvoorbeeld uit Power-to-Gas (‘groene waterstof’), of uit aardgas+CCS (‘blauwe waterstof’).

Belangrijk voor een goed begrip van bovenstaande concurrentiekaart is ook dat voor met name zwaar en lang transport (trucks, scheepvaart, luchtvaart) elektrificatie vooralsnog geen optie is, bepaalde niches uitgezonderd, hoewel fabrikanten van elektrisch vervoer wel hard bezig zijn om hun werk-terrein naar die markten uit te breiden. De algemene opinie is dat die transportmarkten, met name luchtvaart, nog lange tijd afhankelijk zullen zijn van vloeibare (bio)brandstoffen. Dat kunnen diesel-vervangers zijn, maar voor trucktransport en binnen- en zeevaart ook bioLNG. Dieselvervangers kunnen gebruikt worden in de luchtvaart als ze van ‘drop-in’-kwaliteit zijn. Dit is mogelijk bij HVO, FT-diesel en pyrolyse-fuel van voldoende kwaliteit.

2.6 Ketenemissies van broeikasgassen

Emissie van broeikasgassen vindt plaats in de verschillende stappen van de productieketen van bioLNG zoals aangegeven in Figuur 6. In deze paragraaf staan emissies per deelstap in de keten gegeven daar waar bekend. Aan het eind van de paragraaf, in Tabel 18, staan de Well-to-Wheel- en Tank-to-Wheel-emissies opgenomen van bioLNG, in vergelijking met andere brandstoffen.

Figuur 6 - Stappen in de productieketen van bioLNG (via vergisting)



Well-to-Tank:
- emissies bij de productie van de feedstock;
- vermeden methaanemissies bij gebruik van mest en biogas van stortplaatsen;
- energieverbruik bij voorbewerking, vergisting, opwerking en vervloeiing;
- methaanslip bij de productiestappen en bij opslag van mest en digestaat;
- emissies bij transport en distributie.

Tank-to-Wheel:
- Brandstofefficiëntie bij verbranding vergeleken met fossiele alternatieven.

Deze emissies worden gecombineerd om de totale Well-to-Wheel-emissies te berekenen.

Emissies bij productie van feedstock

Bij energiegewassen zoals maïs vinden emissies plaats in de productie. Hierbij worden de emissies meegeteld van het gebruik van meststoffen en pesticiden, diesel voor landbouw, en stikstofemissies uit de bodem.

Tabel 14 - Emissies van productie van feedstocks

	Emissiekental	Bron
Productie maïs	27,4 g CO_2-eq./MJ CBG	JEC WTT appendix 4

Vermeden methaanemissies bij gebruik van mest en biogas van stortplaatsen

Bij het gebruik van mest als feedstock vindt een emissiereductie plaats ten opzichte van de gebruikelijke situatie waarin de mest niet wordt vergist. Dit komt doordat bij lange termijnopslag van mest methaan vrijkomt naar de atmosfeer. Wanneer verse mest wordt vergist in plaats van opgeslagen, vindt hierdoor emissiereductie plaats van ongeveer 85%.

Op stortplaatsen geldt hetzelfde: als de vrijkomende methaan niet wordt afgevangen en benut ontsnapt het naar de atmosfeer. In Nederland geldt een verplichting voor het afvangen van stortgas en dit te benutten of af te fakkelen (Stortbesluit bodembescherming).

Bij vergisting kan het digestaat bij bepaalde feedstocks als meststof afgezet worden. In dat geval is er sprake van CO_2-eq.-emissiereductie omdat de hoeveelheid kunstmest die benodigd is, wordt verkleind (bron: JEC wtt report).

Tabel 15 - Vermeden emissies door gebruik van mest, biogas van stortplaatsen, en digestaat

	Emissiekental	Bron
Methaanreductie door gebruik mest	-82,44 g CO_2-eq./MJ CBG	JEC
Stortplaatsen	-28 g CO_2-eq./g CH_4	IPCC[41]
CO_2-eq.-reductie voor stikstof mest (bij digestaat afzetbaar als meststof)	-0,54 g N/MJ raw biogas (-1,04 g CO_2-eq./MJCBG)	JEC

Bron: Uit CE-biogasmodel; waardes uit JEC/JRC-rapport.

Energieverbruik bij voorbewerking, vergisting, opwerking en vervloeiing

Bij vergisting, vergassing en opwerken wordt elektriciteit gebruikt om bijvoorbeeld pompen aan te drijven. Bij vergisting is daarnaast warmte nodig om het proces op de optimale temperatuur te houden. Hiervoor wordt aangenomen dat geproduceerd biogas op locatie wordt verbrand in een boiler.

Bij de procesbeschrijvingen in Hoofdstuk 2.3 is het energiegebruik aangegeven.

Met behulp van het emissiekental voor elektriciteit en methaanverbranding zijn de indirecte emissies te berekenen.

[41] Zie: www.ghgprotocol.org/sites/default/files/ghgp/Global-Warming-Potential-Values%20%28Feb%2016%202016%29_1.pdf. Recente wetenschappelijke literatuur laat zien dat de broeikasgasfactor van methaan hoger is dan de 21 CO_2-eq. dan voorheen aangenomen, namelijk 28. De waarde is afhankelijk van de lengte van het tijdvenster waarnaar wordt gekeken. Gangbaar is om een periode van 100 jaar te nemen. Over kortere tijdvensters is de broeikasgasfactor van methaan groter.

Tabel 16 - Referenties Emissiekentallen voor elektriciteit en warmte

	Emissiekental	Bron
Elektriciteitsgebruik	361,19 gCO_2/kWh	CE-Biogasmodel 2016. Uit: Primes ref 2016. Interpolatie

Methaanslip

In alle processtappen is in principe methaanemissie mogelijk. Vooral in de opslag van methaan-houdende feedstock en digestaat is er kans op methaanemissie; de hoeveelheid is afhankelijk van de opslagtijd en condities (zoals temperatuur). Bij een lange verblijftijd in de vergister is het methaan-gehalte in het digestaat lager.

Bij het opwerken van biogas via wassing kan methaanemissie plaatsvinden bij het vrijlaten van het gas uit de wasvloeistof. Methaan kan uit restgas worden verwijderd door verbranding (thermal treatment, combustion) om de methaanemissie naar nul te brengen.

Bij het verbranden van bioLNG in een verbrandingsmotor kan ook methaanemissie ('methaanslip') plaatsvinden. Bij de nieuwste verbrandingsmotoren (Euro VI) is deze verwaarloosbaar (bron: informatie NLP).

Tabel 17 - Methaanslip van verschillende processtappen

Processtap	Techniek	Methaanemissie	Bron
Opslag van mest	Langetermijnopslag van mest	Zie bron f, onder meer afhankelijk van opslagduur en temperatuur	f
	Kortetermijnopslag van mest en co-substraten	Zie bron f, onder meer afhankelijk van opslagduur en temperatuur	f
Vergisting		1% van geproduceerd ruw gas, zie ook opmerking boven tabel (Biograce)	
Opslag van digestaat		Zie: www.edepot.wur.nl/238618	
Opwerken van biogas	Water wassing	1% van toegevoerd biogas, zie ook opmerking boven tabel (Biograce)	
	Chemische wassing	0,2%	a
	Cryogeen	0	Bedrijfsinfo-leveranciers
Vervloeiing van biomethaan naar bioLNG		0 ('verwaarloosbaar')	
LNG-tankstation		0.01 kg CO_2-eq./GJ LNG	c
Verbranding	Verbrandingsmotor (Euro 6)	Verwaarloosbaar	e

Bronnen: a. The Biogas Handbook: Science, Production and Applications.
b. CE-biogasmodel/Wageningen DLO, Koen Meesters.
c. CE-biogasmodel/Ricardo AEA (2014) Waste and Gaseous Fuels in Transport.
d. WuR, 2016 (dhr. Meesters, emailcorrespondentie).
e. JEC WTW 2014, appendix 4.
f. RIVM 2006, www.pbl.nl/sites/default/files/cms/publicaties/680125002.pdf

Hierbij wordt de methaanemissie berekend met behulp van het methaangehalte van het geproduceerde biogas of biomethaan.

Emissies bij transport en distributie

Bij kleinschalige monomestvergisters hoeft de mest niet getransporteerd te worden. Bij grotere vergisters en vergassers is er wel sprake van transport van feedstock naar centrale installaties. In de JEC WTW rapport (2014) wordt uitgegaan van 10 km transport van mest en 50 km transport van energiemais via een standaard vrachtwagen.

De emissies van distributie van (groen)gas in het aardgasnetwerk in Nederland zijn verwaarloosbaar.

Wanneer het biomethaan is vervloeid naar bioLNG, moet het getransporteerd worden naar een bioLNG-tankstation (trucks) of bunkerstation (schepen). Bunkerstations hebben verschillende varianten:
- truck-to-ship: een LNG-truck wordt met het schip verbonden met een slang;
- shore-ship: het schip wordt verbonden met een tank of tankstation met een pijplijn en 'loading arm';
- ship-to-ship: het schip wordt getankt met een LNG-bunkerschip.

Processtap	Emissies	Bron
Transport van feedstock naar biogas-productie (monomestvergister)	0,0	JEC
Transport van feedstock naar biogas-productie (covergister mest, energie-gewas)	1,4 g CO_2/MJ (CNG)	JEC WTW study 4a, 2014
Distributie van groengas in aardgas-netwerk	0,0	JEC
Transport van bioLNG naar tankstation of bunkerstation	Verwaarloosbaar (aanname dat productielocatie bioLNG dicht bij punt van afname gelokaliseerd is)	Aanname

Tank-to-wheel-emissies vergeleken met fossiel

De geproduceerde brandstoffen kunnen een lagere verbrandingsefficiëntie hebben t.o.v. het fossiele alternatief. Dit wordt meegenomen in een Well-to-Wheel-benadering om de totale emissiereductie te berekenen.

Substitutie	Efficiencyfactor	Bron
LNG i.p.v. diesel	1,11 MJ diesel/MJ LNG	CE Delft, 2013, Natural gas in transport, tabel 36 (NB waarde is voor personenvervoer)
BioLNG i.p.v. LNG	1 MJ LNG/MJ bioLNG	JRC (2014), WELL-TO-WHEELS Report Version 4.a

Om ten slotte de totale emissies te vergelijken met diesel is het emissiekental van diesel nodig.

Substitutie	Emissiekental	Bron
LNG i.p.v. diesel	95.1 gCO_2-eq./MJ-diesel	EU FQD, life cycle

WTW-emissies per voertuigkilometer

In voorgaande tabellen is steeds ingezoomd op een deel van de supply chain. Het is daarnaast belangrijk om naar de totale emissies te kijken. Om deze vergelijkbaar te maken met andere brandstoffen en verschillende modaliteiten worden de emissies vaak uitgedrukt in emissies per voertuigkilometer (vkm). In Tabel 18 zijn deze emissies weergegeven voor bioLNG in middelzware trucks. Dit overzicht laat zien dat bioCNG en bioLNG WTW tot 70% CO_2-reductie leiden ten opzichte van een gemiddelde diesel truck in 2014. In deze studie zijn de WTT CO_2-waarden voornamelijk gebaseerd op data van het Joint Research Institute,[42] waarbij het gemiddelde voor biogas gebaseerd is op de mix van productieroutes zoals gerapporteerd in de rapportage van de Nederlandse Emissie-autoriteit.[43] JRC neemt ook de vermeden methaanemissies mee in het geval van mestvergisting: de WTT-emissies zijn daarom negatief.

Tabel 18 - Indexcijfers voor alternatieve brandstoffen en technieken middelzware vrachtauto (10-20 GVW) (index Euro V = 100)[44]

Brandstof/Techniek	TTW	TTW-emissies (g/km)			WTW-emissies (g/km)		
	MJ/km	CO_2-eq.	PM_{10}	NO_x	CO_2-eq.	PM_{10}	NO_x
Diesel Euro V	8,1	612,9	0,012	4,6	781	0,039	4,9
Index van gemiddelde diesel 2014 t.o.v. Euro V							
Diesel gemiddeld 2014	100	100	394	112	100	192	111
Index (Euro V = 100)							
Diesel Euro V	100	100	100	100	100	100	100
Diesel Euro VI	100	100	70	9	100	91	14
Diesel hybride Euro VI	90	90	100	100	90	93	99
GTL Euro V	96	92	80	85	96	100	86
Biodiesel Euro V (B30)	100	70	80	110	77	124	110
Biodiesel Euro V (B100)	100	0	40	125	22	182	127
CNG (Euro VI)	110	84	70	9	81	24	9
BioCNG (Euro VI)	110	0	70	9	30	48	11
LNG (Euro VI)	110	84	70	9	87	47	13
BioLNG (Euro VI)	110	0	70	9	30	48	11
Elektrisch	56	0	0	0	79	72	12
Waterstof	72	0	0	0	79	283	16

De resterende 30% WTW-emissies bij bioLNG t.o.v. diesel komt voor een deel voort uit de elektriciteit die nodig is voor de liquefactie. Op termijn, in een nagenoeg klimaatneutrale economie, zal die elektriciteit uit klimaatneutrale bronnen komen. Echter tegen die tijd zal naar verwachting ook uit aardolie geproduceerde diesel niet meer het relevante alternatief zijn om mee te vergelijken.

Voor scheepvaart is er bij de huidige scheepsmotoren nog sprake van methaanslip[45], waardoor de WTW-emissie van CO_2-equivalenten stijgt t.o.v. de Euro VI-truck waarvoor ook voor methaanslip strenge normen gelden. Methaan is een sterk broeikasgas. De WTW-broeikasgasemissiereductie bij

---

[42] JRC, 2014. WELL-TO-TANK Appendix 2 - Version 4a, Italy: Joint Research Centre, Institute for Energy and Transport, European Union.

[43] NEA, 2015. Rapportage hernieuwbare energie 2014, sl: Nederlandse emissieautoriteit (NEA).

[44] CE Delft, 2017, STREAM goederenvervoer.

[45] TNO, TNO 2014 R11668, 14 February 2015, R. Verbeek en M. Verbeek, LNG for trucks and ships: fact analysis.

toepassing van bioLNG in de scheepvaart is daardoor 62% in plaats van de 70% bij trucks.
De methaanslip is technisch goed te reduceren, net als bij truckmotoren.

2.7 Bronnen

NB: de meeste bronvermeldingen staan direct in voetnoten of in de tekst en in tabellen.

Autogenerative high pressure digestion: anaerobic digestion and biogas upgrading in a single step reactor system. - PubMed – NCBI.
www.ncbi.nlm.nih.gov
Water Sci Technol. 2011;64(3):647-53

Bauer, F., Hulteberg, C., Persson, T., & Tamm, D. (2013). Biogas upgrading - Review of commercial technologies. (SGC Rapport; Vol. 270). Svenskt Gastekniskt Center AB.
www.portal.research.lu.se/portal/files/5465492/4580054.pdf

Rolande (2018a). Summarize from bio-gas to bioLNG. Internal document.

Rolande (2018b). Equipment suppliers. Internal document.

Yousef, A. M., Eldrainy, Y. A., El-Maghlany, W. M., & Attia, A. (2016). Upgrading biogas by a low-temperature CO_2 removal technique. Alexandria Engineering Journal, 55(2), 1143-1150.
www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1110016816300394

3 Fact finding beleid & regelgeving

3.1 Introductie

Gezien de nog vaak hogere kosten ten opzichte van fossiele brandstoffen van hernieuwbare energie, zoals biogas en bioLNG, is de inzet van bioLNG vaak het gevolg van beleidsmaatregelen. Financiële prikkels, zoals subsidies, zorgen voor een positieve businesscase of een verplichting zorgt ervoor dat de meerkosten verplicht door een partij gedragen worden. Daarnaast kunnen regulerende maatregelen een duurzame en optimale inzet afdwingen. Vanwege de variëteit aan feedstocks en betrokkenheid van verschillende sectoren gaat het hierbij om verschillende beleidsterreinen, zoals het energiebeleid, afvalbeleid en transportbeleid.

3.1.1 Doel

Vanwege de grote invloed op de businesscases is het van belang te weten wat het huidige beleid is en welke ontwikkelingen voor de komende jaren verwacht kunnen worden, zowel in Nederland als in andere landen, en Europees gezien. Doel van dit hoofdstuk is dan ook om een overzicht te geven van de relevante beleidsmaatregelen en -ontwikkelingen. De uitkomsten van deze analyse zullen in het vervolg van deze studie gebruikt worden om de vraagscenario's voor LNG in het wegtransport, de binnenvaart en de zeevaart te bepalen. Deze vraagscenario's dienen vervolgens weer als input voor de berekening van de businesscases.

De drie onderzoeksvragen betreffen de volgende vragen:
- Wat zijn het huidige Europese en Nederlandse beleid en wetgevende kaders?
  - Met betrekking tot de keuze feedstocks, import feedstocks, productie en gebruik van biogas in Europa/NL?
  - Met betrekking tot de import van bioLNG, productie en gebruik van bioLNG in Europa/NL?
- Welke beleidsontwikkelingen kunnen er verwacht worden tot en met 2025 met betrekking tot bovengenoemde aspecten?
- Welk beleidsinstrumentarium wordt gebruikt om zowel de productie als het gebruik van biogas en bioLNG te simuleren?
- Hoe verhoudt het Nederlandse beleidskader zich ten opzichte van andere landen?

3.1.2 Aanpak

Deze desktopstudie is gebaseerd op verschillende typen literatuur. Het beleid wordt vanuit de huidige beleidscontext besproken. Waar mogelijk wordt aangegeven welke voorstellen er liggen voor de toekomst of wat de trendverwachtingen zijn. Aangezien veel beleidsvoorstellen zich beperken tot 2030, beperkt de analyse zich ook tot 2030, hoewel de lange termijndoelstellingen voor 2050 ook zullen worden meegenomen, zoals het Klimaatakkoord van Parijs.

3.1.3 Opzet van dit hoofdstuk

De analyse kent de volgende opbouw. Waar mogelijk en relevant wordt steeds de impact op bioLNG geduid:
- Paragraaf 3.2: Het algemene internationale en nationale energie- en klimaatbeleid;
- Paragraaf 3.3: Vraagzijde: Hernieuwbare energie in transport, specifiek beleid met betrekking tot transportmodaliteiten;
- Paragraaf 3.4: Aanbodzijde: Distributie/infrastructuur bioLNG-productie;
- Paragraaf 3.5 : Beleid gelinkt aan feedstocks.

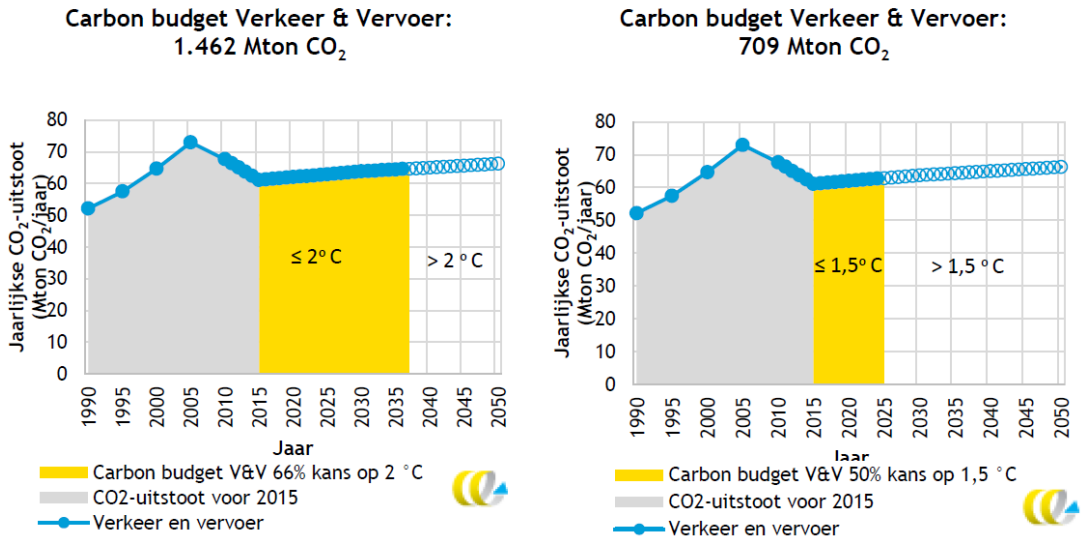
3.2 Algemeen beleid

In de volgende paragrafen wordt allereerst ingezoomd op het algemene overkoepelende energie- en klimaatbeleid, zowel op internationaal als nationaal niveau.

3.2.1 Klimaatbeleid internationaal

Allereerst is het van belang te begrijpen welke afspraken de drijvende kracht zijn achter de verduurzaming van de verschillende sectoren. Tot de klimaatconferentie van Parijs (COP21) in 2015 gold de doelstelling om de opwarming van de aarde te beperken tot maximaal 2 graden. In Parijs spraken regeringsleiders echter af om te streven naar een maximale temperatuurstijging van 1,5 graad: oftewel een ambitieuzer doel dan de maximaal 2 gradenopwarming. Vanaf Parijs is ook de nadruk komen te liggen op het zogenaamde CO_2-budget: om de opwarming van de aarde te beperken tot 'ruim beneden 2' of tot 1,5 graad is het niet alleen van belang welke reductie we in 2050 behalen, maar vooral welke hoeveelheid aan CO_2 we nog uitstoten in de tussenliggende periode. In CE Delft (2017) is in kaart gebracht wat dit voor de Nederlandse mobiliteitssector betekent.[46] Zo is het resterende CO_2-budget voor het halen van 1,5 graaddoelstelling zelfs twee keer zo klein als bij het 2 gradendoel. Zonder aanvullend beleid is het budget nog toereikend tot 2036 voor de 2 gradendoelstelling en tot 2024 voor de 1,5 graaddoelstelling.

Figuur 7 - Resterende tijd totdat CO_2-budget van de sector mobiliteit op is bij 2 graden (links) en 1,5 graad (rechts)



Bron: CE Delft.

Concreet betekent dit voor de 1,5 graaddoelstelling dat:

- vanaf 2018 alle nieuwe personen- en bestelauto's en vrachtwagens volledig CO_2-emissievrij zouden moeten zijn;
- vanaf 2020 de lucht- en zeevaart 2% per jaar minder zouden moeten uitstoten als gevolg van zuiniger vliegen en varen of door volumereductie;
- 45% van de resterende energievraag van de lucht- en zeevaart moet bestaan uit duurzame (bio)brandstoffen;
- tot slot, moet als gevolg van gedragsverandering het aantal kilometers over de weg in 2017 met 25% afnemen, door bijvoorbeeld een kilometerheffing.

[46] www.ce.nl/publicatie/klimaatbeleid_voor_mobiliteit_op_de_kaart/1909

Bovenstaande punten illustreren dat er niet alleen ingrijpende maatregelen nodig zijn om 'Parijs' te halen, maar dat deze ook zeer *snel* tot CO_2-reductie moeten leiden. Hoe sneller de reductie plaatsvindt, hoe langer Nederland met het resterende CO_2-budget toekan. De bestaande Nederlandse CO_2-afspraken voor mobiliteit uit het Energieakkoord voor 2030 en 2050 zijn echter lang niet streng genoeg om voor deze snelle reductie te zorgen. Dit zal de komende jaren vragen om aanscherping van het beleid.

Hierbij speelt ook nog dat de nationale CO_2-doelstellingen gebaseerd zijn op de zogenaamde IPCC-indeling. Volgens die indeling vallen de emissies van lucht- en scheepvaart niet onder de Nederlandse mobiliteitssector vanwege het internationale karakter en het feit dat de uitstoot buiten het Nederlands grondgebied plaatsvindt. Omdat de uitstoot van deze modaliteiten als aparte categorie worden gezien en niet aan landen worden toegeschreven ontbreekt het binnen deze sectoren aan 'probleemeigenaarschap'. Hierdoor is er tot nu toe niet tot nauwelijks beleid ontwikkeld om de uitstoot van deze sectoren te beperken. Hier zullen we in Paragraaf 3.3.4 nog verder op ingaan.

Merk op dat er nog geen wetenschappelijke consensus bestaat over de precieze hoogte van de koolstofbudgetten en op welk tempo actie ondernomen dient te worden. Wel is het eindbeeld van een klimaat neutrale en koolstofarme economie duidelijk.

NB: Er wordt inmiddels, onder andere in de beleidsscenario's van PBL, door beleidsmakers serieus rekening gehouden met de noodzaak van 'negatieve emissies', waarbij CO_2 uit de atmosfeer wordt verwijderd en ondergronds wordt opgeslagen (CCS) of anderszins permanent wordt vastgelegd (CCU). De mogelijkheid van negatieve emissies vermindert de tijddruk op het treffen van ingrijpende maatregelen om de CO_2-emissies drastisch terug te dringen. Inzet van biomassa voor energiedoelen in combinatie met CCS staat bekend onder de afkorting BECCS (BioEnergy en Carbon Capture and Storage), en biedt op termijn ook kansen voor bioLNG aangezien bij bioLNG-productie de biogene CO_2 uit het ruwe biogas wordt gewassen en in hoog-geconcentreerde stroom beschikbaar komt.

CONCLUSIE VOOR BIOLNG

Het Klimaatakkoord van Parijs vraagt om zowel een versnelling van het beleid als wel om een aanscherping van de huidige beleidsdoelstellingen. Dit biedt kansen voor bioLNG in transport, omdat er nu nog weinig andere alternatieven zijn voor het zwaarder transport. Negatieve CO_2-emissies in de vorm van BECCS bieden op termijn ook kansen voor bioLNG-businesscases.

3.2.2 Klimaatbeleid nationaal

Het SER-Energieakkoord

Het SER-Energieakkoord voor duurzame groei van september 2013 is een belangrijk onderdeel in het beleid op het vlak van de Nederlandse energietransitie. Meer dan 40 organisaties hebben zich aan dit akkoord verbonden. De afspraken op het vlak van energiebesparing, schone technologie en klimaatbeleid, die hierin zijn vastgelegd, worden dan ook breed gedragen. Voor de uitvoering van deze afspraken zijn verschillende maatregelen geïmplementeerd of is bestaand beleid gewijzigd.

Het Energieakkoord stelt een CO_2-reductie van 80-95% van de uitstoot in 2050 ten doel met daarnaast een aandeel hernieuwbare energie van 16% in 2023. Om deze doelen te realiseren zetten de partijen zich in om:

- een energiebesparing van gemiddeld 1,5% per jaar van het finaal energieverbruik te realiseren;
- 100 PJ aan energiebesparing in het Nederlands finaal energieverbruik per 2020;
- een stijging van het aandeel van hernieuwbare energiewekking naar 14% in 2020 en 16% in 2023;
- 15.000 voltijdsbanen te realiseren om invulling te geven aan deze doelstellingen.

Specifiek qua mobiliteit en transport is een CO_2-doelstelling opgenomen van 60% reductie per 2050 t.o.v. 1990. Als tussendoel wordt hiervoor een reductie van 25 Mton CO_2 in 2030 gehanteerd. Dit staat gelijk aan 17% reductie. Deze reductiedoelstellingen gelden voor alle mobiliteit op Nederlands grondgebied en betreffen volgens de IPCC-definitie de zogenaamde tank-to-wheel-emissies (TTW). Biobrandstoffen, elektriciteit en waterstof tellen hierbij als zero-emissie.

Brandstofvisie (2014)

De Brandstofvisie uit 2014 is voor de sector mobiliteit de preciezere uitwerking van het SER-Energieakkoord. Uitvoering van de Duurzame Brandstofvisie is het vertrekpunt voor de lange termijn klimaatopgave. Binnen de Brandstofvisie is gekeken naar welke rol de verschillende brandstoffen in elke modaliteit kan spelen, maar de Brandstofvisie heeft geen uitgesproken keuzes gemaakt met betrekking tot welke brandstoffen het dan uiteindelijk gaan worden. Dit laat de overheid aan de markt over. De discussie rond LNG, bioLNG en andere gasvormige brandstoffen heeft zich afgespeeld binnen de brandstoftafel Gasvormige brandstoffen en bij de tafel 'zeevaart'. De rol van bioLNG is met name toegekend aan het zwaarder wegtransport en de zeevaart. Deze indeling in brandstoftafels werd aangehouden bij de uitwerking van de Brandstofvisie en de reeks aan stakeholderbijeenkomsten, die hiertoe gehouden zijn. Gezien de Brandstofvisie in 2014 is gepubliceerd is deze niet in lijn met de Parijsdoelstellingen. Het ministerie onderzoekt momenteel welk additioneel beleid er nodig is.

CONCLUSIE VOOR BIOLNG
De brandstofvisie ziet een rol voor elke energiedrager, maar de rol voor bioLNG ligt deze rol met name binnen het zwaarder wegtransport en de zeevaart. Dit is in lijn met de modaliteiten, die in deze studie onderzocht worden.

Energieagenda 2016 – Naar een CO_2-arme energievoorziening

In de energietransitie naar 2030 en 2050 stuurt het kabinet op één enkelvoudig doel:
het verminderen van de uitstoot van broeikasgassen ('sturen op CO_2-reductie'). Dit is namelijk de meest kosteneffectieve manier om de doelstelling van het Klimaatakkoord van Parijs te realiseren.

Vanwege de grote maatschappelijke, economische en technologische onzekerheden is het onmogelijk om van tevoren de optimale verhouding tussen inzet op energiebesparing en inzet op hernieuwbare energie vast te stellen. Door te sturen op CO_2-reductie komt de meest optimale en kosteneffectieve mix van energiebesparing, hernieuwbare energie en andere CO_2-arme opties in de markt tot stand.

Voor alle sectoren wordt, tijdelijk, gekozen voor aanvullend beleid dat bestaat uit een mix van carrots (stimuleringsmaatregelen) en sticks (normering en verplichtingen) en dat past bij een geleidelijke transitie richting 80 tot 95% CO_2-reductie in 2050. Dit beleid wordt vastgelegd in zogenoemde 'transitiepaden'.

CONCLUSIE VOOR BIOLNG
Doordat deze Energieagenda is opgesteld ná Parijs is er een sterkere roep om te bewegen naar een CO_2-arme energievoorziening, ondanks dat er nog altijd aan de doelstelling van 80-95% gerefereerd wordt.

Regeerakkoord[47]

Het recente regeerakkoord bevat ook een aantal punten, die raken aan de inzet van (bio)LNG.
Voor wat betreft het Nederlandse ambitieniveau noemt het regeerakkoord een reductiedoelstelling van 49% CO_2 in 2030. Dit staat gelijkt aan 56 Mton additionele CO_2-reductie t.o.v. al vastgesteld beleid. Daarnaast wil Nederland op Europees niveau inzetten op aanscherping van de doelen: 55% in 2030.
Ook komt er een nieuw Klimaat- en Energieakkoord en een Klimaatwet. De nieuwe Klimaatwet moet zorgen voor de verankering en realisatie van de doelstellingen op de lange termijn (2050).
De wettelijke borging van de doelstellingen, zoals in een Klimaatwet kunnen zorgen voor stabiel beleid en een toename van de investeringszekerheid.

Voor wat betreft de verduurzaming van Nederland in het algemeen kiest het nieuwe kabinet voor het sluiten van de kolencentrales (uiterlijk in 2030), het stopzetten van de subsidie voor bij- en meestook na 2024. Daarnaast voorziet het kabinet een grote rol voor de stimulering van CCS en een relatief grote vol voor emissiereductie in de industrie. Ook biobrandstoffen worden expliciet benoemd als hernieuwbare optie om de klimaatdoelen te realiseren. Daarnaast onderschrijft het kabinet de rol van andere sectoren, zoals de rol van de landbouw (in relatie tot methaanemissies) of de glas- en tuinbouw (kas als energiebron).

Op het gebied van transport wil het kabinet zo spoedig mogelijk een kilometerheffing voor vrachtverkeer invoeren, waarbij het systeem hetzelfde als in andere landen moet worden om geen extra apparatuur als eis te stellen. Uiterlijk 2030 moeten alle nieuwe personenauto's emissieloos zijn.

Het PBL en ECN hebben het regeerakkoord doorgerekend op verzoek van de Tweede Kamer.
Allereerst wordt er opgemerkt dat een regeerakkoord per definitie nog geen compleet en concreet uitgewerkt pakket van beleidsmaatregelen. Hierdoor is aan niet alles een effect toe te kennen.
Veel punten zullen op zichzelf geen effect hebben, maar scheppen wel een duidelijk kader voor het toekomstige klimaat- en energiebeleid.

Ook merken de onderzoekers op dat de 49%-reductiedoelstelling pas bij een 95% emissiereductie in 2050 en bij de 2 gradendoelstelling van Parijs. Het doel van 55% emissiereductie sluit aan bij de 1,5 gradendoelstelling.

De doorrekening laat zien dat met het regeerakkoord een reductie van 11-19 c.q. 19-26 Mton wordt gerealiseerd. Dit is echter nog maar de helft van wat noodzakelijk is voor de 49% reductie.
De emissiereductie, die uit de doorrekening volgt, is met name het gevolg van het sluiten van de kolencentrales, het invoeren van een minimum CO_2-prijs en het voortzetten en verbreden van de SDE+-regeling. In het nieuwe klimaat- en energieakkoord zullen echter aanvullende beleidsmaatregelen moeten worden opgenomen om de 49% te kunnen realiseren (ECN & PBL, 2017).

Het is echter onduidelijk of maatregelen op het vlak van CCS wel via de SDE+-regeling gefinancierd kunnen worden. Volgens minister Wiebes van Economische Zaken en Klimaat is dit juridisch niet mogelijk.[48] Ook zorgt CCS voor meer onzekerheid omtrent het aandeel hernieuwbare energie, aangezien CCS ook voor minder hernieuwbare energie, maar tegelijkertijd voor meer CO_2 kan zorgen.

De maatregelen specifiek gericht op transport kunnen samen resulteren in een emissiereductie van 3,5 Mton t.o.v. de NEV 2017. Dit is niet voldoende om de emissies in transport terug te brengen naar de afgesproken 25 Mton. Om dit wel te realiseren zijn strengere CO_2-normen nodig.

---

[47] www.tweedekamer.nl/sites/default/files/atoms/files/regeerakkoord20172021.pdf

[48] Energeia, 1 december 2017.

De opties voor transport resulteren in een emissiereductie van 3,5 Mton ten opzichte van de NEV 2017. Daarmee resulteert voor transport in 2030 een CO_2-uitstoot van in totaal 28 Mton en is het in het Energieakkoord afgesproken doel van maximaal 25 Mton nog buiten bereik. Met meer ambitieuze Europese CO_2-normen kan echter een grotere emissiereductie worden bereikt dan wat in de tabel is verondersteld. Ook zorgt de ambitie op het vlak van zero-emissieauto's vanaf 2030 dat de 25 Mton wel gerealiseerd kan worden. Voor biobrandstoffen en maatregelen in steden samen wordt uitgegaan van 2 Mton.[49]

Nieuw Klimaat- en Energieakkoord

Vanaf december 2017 wordt er onder leiding van het ministerie van EZK en minister Wiebes gewerkt aan een nieuw Klimaat- en Energieakkoord. Dit akkoord moet voor het zomerreces 2018 op hoofdlijnen gereed zijn. Het komt naast het huidige Nationaal Energie-akkoord, maar richt zich met name op de periode na 2020. In februari zal er meer duidelijkheid komen over de details en spelregels van dit nieuwe akkoord. Hierbij staat de 49% CO_2-reductie in 2030 niet ter discussie, maar wel de manier waarop deze CO_2-reductie gerealiseerd kan worden. De planning om het akkoord rond de zomer al op hoofdlijnen gereed te hebben is krap, maar biedt wel de mogelijkheid om budgettaire maatregelen op te nemen in de Ontwerpbegroting 2019 en biedt het de mogelijk om maatregelen op te nemen in het concept Integraal Nationaal Energie- en Klimaatplan (INEK) dat Nederland als onderdeel van de Europese Energie Unie eind 2018 moet indienen.[50]

Parallel zal er ook gewerkt worden aan een Aanvalsplan Duurzame Mobiliteit, waar aan voorafgaand drie Ronde Tafels Duurzame Mobiliteit zullen plaatsvinden. Het Aanvalsplan zal uiteindelijk ook als input dienen voor het INEK en het Klimaat- en Energieakkoord.[51]

CONCLUSIE VOOR BioLNG

Na het eerdere Energieakkoord en de Energieagenda uit 2016 geeft het nieuwe regeerakkoord in deze fase voor alsnog vooral een richting aan. In de komende jaren zal dit nog naar concreet beleid vertaald moeten worden. Het nieuwe Energieakkoord zal hier een grote rol in spelen, maar al met al is er nog aanscherping van beleid nodig om voldoende te kunnen versnellen richting Parijs.

3.2.3 Luchtkwaliteitsbeleid[52][53]

In de afgelopen decennia is de luchtkwaliteit in Nederland sterk verbeterd. Dit komt met name doordat bedrijven en het wegverkeer minder luchtverontreinigende emissies uitstoten. Ondanks deze daling noemt de Europese Commissie de luchtkwaliteit in Nederland nog zorgwekkend, omdat de Europese normen van concentraties luchtverontreinigende emissies nog overschreden worden. Dit resulteert in schade aan het milieu en de menselijke gezondheid. Naar schatting overlijden jaarlijks 6.700-12.900 mensen vroegtijdig als gevolg van luchtvervuiling. De belangrijkste emissies zijn hierbij fijnstof en stikstofdioxide.

Om de negatieve gezondheidseffecten tegen te gaan zijn op Europees niveau normen vastgesteld voor de concentratie van bepaalde luchtvervuilende stoffen. De meest recente Europese Richtlijn Luchtkwaliteit (2008/50/EG) is in 2008 ingevoerd, waarbij ook een norm voor $PM_{2.5}$ is geïntroduceerd. Het Europees beleid onderscheidt verschillende waarden. Er zijn bijvoorbeeld jaargemiddelden

---

[49] www.pbl.nl/sites/default/files/cms/publicaties/pbl-2017-analyse-regeerakkoord-rutte-III-effecten-op-klimaat-en-energie_3009.pdf

[50] Kamerbrief van 8 december 2017: Kabinetsaanpak Klimaatbeleid 32813/157.

[51] Presentatie Petrouschka Werchter - Programma Duurzame Mobiliteit - 30 januari 2018.

[52] www.volkskrant.nl/binnenland/hoe-komt-het-dat-de-luchtkwaliteit-in-nederland-zorgwekkend-is~a4512483/

[53] www.milieudefensie.nl/duurzaamdoordestad

toegestane concentraties en ook dagwaarden, die een maximaal aantal keer per jaar overschreden mogen worden. Naast grenswaarden die een absolute verplichting aangeven, zijn er ook streef-waarden die voor gemeenten een inspanningsverplichting betekenen.

Nederland gaf invulling aan deze wetgeving door middel van het Nationaal Samenwerkings-programma Luchtkwaliteit (NSL). Dit programma startte in 2009 en zou oorspronkelijk een looptijd hebben van 5 jaar. Het NSL was tevens een middel om bij de Europese Commissie derogatie te ontvangen voor de oorspronkelijke data waarop aan de streefwaarden moest worden voldaan. Omdat ook in 2015 naar verwachting nog niet overal aan de grenswaarden zou worden voldaan is besloten het NSL te verlengen tot 1 januari 2017.[54] Per 1 januari 2017 is het NSL voor de tweede keer verlengd tot de inwerkingtreding van de Omgevingswet. Naar verwachting zal dit niet voor 2019 zijn.[55, 56]

Kortgeding Milieudefensie

Naar verwachting zal er de komende tijd nog meer aandacht voor luchtkwaliteit komen vanwege de het feit dat Milieudefensie begin september het kort geding tegen de staat gewonnen heeft. Milieudefensie pleitte hiervoor voor het zo snel mogelijk aanpakken van de normoverschrijdingen. Dit betekent dat de Nederlandse overheid zo snel mogelijk met een luchtkwaliteitsplan moet komen wat de overschrijdingen op de norm zal doen verdwijnen. Daarnaast mag de Nederlandse overheid geen nieuwe maatregelen nemen die kunnen leiden tot overschrijding van de normen. In andere landen, zoals Duitsland en het Verenigd Koninkrijk, hebben milieuorganisaties soortgelijke rechtszaken gewonnen.[57]

Merk op dat veel lokale overheden allereerst handelen vanuit luchtkwaliteit en dat de noodzaak om te verduurzamen en om tot een klimaatneutrale energievoorziening te komen bovenop de opgave voor luchtkwaliteit komt.

CONCLUSIE VOOR BioLNG

Bovenstaande ontwikkelingen geven aan dat er de komende jaren (in ieder geval tot 2030) nog aandacht zal zijn voor luchtkwaliteit en de inzet van schone brandstoffen, zoals LNG. Ook als binnen een paar jaar wel aan de normen wordt voldaan, zal de trend naar zero-emissie naar alle waar-schijnlijkheid doorzetten. De rol van (bio)LNG hangt hierbij af van de implementatiesnelheid in combinatie met de technologische vooruitgang van waterstof en elektrisch in het vrachtverkeer. BioLNG kan zowel een bijdrage leveren aan de luchtkwaliteitsproblematiek als de reductie van CO_2, maar merk hierbij wel op dat bioLNG niet nul-emissie ter plekke levert. Op dat vlak zijn elektrisch en waterstof in het voordeel.

3.3 Vraagzijde: inzet in transportmodaliteiten (plus evt. concurrerende vraagmarkten)

Nu in beeld is gebracht wat het overkoepelend energie- en klimaatbeleid is, is het van belang te kijken naar welk beleid en welke concrete beleidsinstrumenten specifiek op de transportsector van toepassing zijn. Vanuit het oogpunt van bioLNG is het hierbij vooral van belang om naar de stimulering van de inzet van hernieuwbare energie in transport te kijken. Daarbij houden we de volgende structuur aan:

- algemeen beleid voor hernieuwbare energie in transport;

---

[54] Ministerie van I&M, 2016, Velengen Nationaal Samenwerkingsprogramma Luchtkwaliteit (NSL).

[55] www.infomil.nl/onderwerpen/lucht-water/luchtkwaliteit/nieuws/nieuws/tweede-verlenging/

[56] www.europa.eu/rapid/press-release_IP-13-1274_en.htm

[57] www.nrc.nl/nieuws/2017/09/07/milieudefensie-rechtszaak-over-luchtvervuiling-uitspraak-a1572521

- wegtransport;
- binnenvaart;
- zeevaart.

3.3.1 Algemeen beleid voor hernieuwbare energie in transport

De transportsector kan op verschillende manieren verduurzamen. CE Delft en TEPR (2017) onderscheiden de volgende drie routes[58]:

- het verbeteren van de efficiëntie van voertuigen, bijvoorbeeld door voertuignormen;
- de inzet van hernieuwbare brandstoffen, zoals door de inzet van bioLNG;
- het verbeteren van de efficiëntie van het transportsysteem, bijvoorbeeld door transportmanagementsystemen, maar ook door modal shift.

In het vervolg van deze analyse focussen we op het beleid gericht op de inzet van hernieuwbare brandstoffen, maar dit hangt dus sterk samen met de andere routes. Hoe zuiniger voertuigen bijvoorbeeld worden, hoe minder hernieuwbare brandstoffen nodig zijn. Aan de andere kant kunnen bijvoorbeeld voertuignormen ook sterke prikkels geven voor de elektrificatie van transport en juist minder voor bijvoorbeeld voertuigen op gasvormige brandstoffen.

Hieronder wordt eerst ingegaan op de huidige Europese richtlijnen, vervolgens op de Nederlandse implementatie daarvan, en dan op recente en toekomstige ontwikkelingen, specifiek op de ILUC-richtlijn en op het EU 'Winter package'.

Richtlijn Hernieuwbare Energie (RED)[59]

De belangrijkste richtlijn op het vlak van hernieuwbare energie is de Richtlijn Hernieuwbare Energie oftewel de Renewable Energy Directive uit 2009. Deze richtlijn verplicht lidstaten een aandeel van 20% hernieuwbare energie in 2020 te realiseren. Dit is doorvertaald naar individuele landentargets en bedraagt voor Nederland 14% in 2020. Het Nationaal Energieakkoord kent daarnaast de doelstelling van 16% hernieuwbare energie in 2023.

Daarnaast verplicht de RED elke lidstaat om een aandeel hernieuwbare energie van 10% in het finaal energieverbruik van de transportsector te realiseren. Biobrandstoffen dienen hierbij aan een set van duurzaamheidscriteria te voldoen. Daarnaast mogen biobrandstoffen uit afval en residuen hierbij (administratief) dubbeltellen voor de doelstelling. Ook kent de RED een correctiefactor van 2,5 voor hernieuwbare elektriciteit in het wegtransport vanwege de hogere efficiëntie van elektromotoren ten opzichte van conventionele verbrandingsmotoren. Door te sturen op het aandeel biobrandstoffen, stuurt de RED dus op volumes (in PJ) en niet per definitie op de hoogst haalbare CO_2-reductie.

Richtlijn Brandstofkwaliteit (FQD)[60]

Allereerst reguleert de FQD de brandstofspecificaties waar brandstoffen, die op de Europese markt worden gebracht, aan moeten voldoen. Zo is het voor autofabrikanten duidelijk welke brandstof in de tank van de door hen geproduceerde voertuigen komt. Zo mag er maximaal 5 vol% ethanol worden bijgemengd bij benzine en maximaal 7 vol% FAME (biodiesel bij diesel). Bij hogere aandelen dient dat te worden vermeld aan de pomp en voor die blends bestaan aparte normen. Deze limiet geldt voor alle diesel (EN590) en aangezien de binnenvaart ook binnen de scope van de FQD valt, dus ook voor diesel in de binnenvaart. De zeevaart valt niet binnen de scope van de FQD. De FQD stelt ook eisen aan de zwavelinhoud van de brandstoffen voor de groep 'non-road mobile machinery'. Hieronder valt ook de binnenvaart.

---

58 www.europarl.europa.eu/RegData/etudes/STUD/2017/601989/IPOL_STU(2017)601989_EN.pdf

59 www.eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/ALL/?uri=CELEX:32009L0028

60 www.eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2009:140:0088:0113:EN:PDF

Daarnaast kent de FQD in tegenstelling tot de RED wel een sturingsmechanisme op CO_2. Sinds 2009 kent de FQD namelijk een doelstelling voor lidstaten om de gemiddelde broeikasgasintensiteit (in gCO_2/MJ) van brandstoffen in 2020 met 6% te reduceren ten opzichte van 2010. Dit kan ook deels door emissiereducties in de keten, zogenaamde 'upstream emission reduction' (UER). De FQD kent geen administratieve dubbeltelling en de realisatie van de doelstelling is daarmee afhankelijker van de fysieke volumes aan biobrandstoffen.

Jaarverplichting Hernieuwbare Energie – Hernieuwbare Brandstofeenheden

Lidstaten kunnen de FQD en RED op verschillende manieren invullen. Veel lidstaten, waaronder Nederland, hebben een zogenaamde bijmengverplichting geïntroduceerd, die wordt opgelegd aan brandstofleveranciers om de realisatie van de doelstellingen te waarborgen. In Nederland gebeurt dit middels de jaarverplichting Hernieuwbare Energie Vervoer (HEV). Voor 2017 is deze verplichting vastgesteld op 7,75% (inclusief dubbeltelling). In de praktijk wordt deze bijna volledig ingevuld met biobrandstoffen.

Eind 2017 is er een besluit genomen over de implementatie van de ILUC-Richtlijn (zie in de volgende paragraaf) en is de hoogte van de jaarverplichting bijgesteld om de realisatie van de 36 PJ biobrandstoffen, zoals vastgelegd in het Energieakkoord te kunnen realiseren. De doelstellingen zijn weergegeven in Tabel 19.

Tabel 19 - Doelstellingen binnen de Jaarverplichting hernieuwbare energie in vervoer[61]

	2018	2019	2020
Limiet conventioneel	3%	4%	5%
Subdoelstelling meest geavanceerd	0,6%	0,8%	1%
Jaarverplichting hernieuwbare energie in vervoer	8,5%	12,5%	16,4%

Wanneer bioLNG in de transportsector wordt ingezet, heeft een producent recht op Hernieuwbare Brandstofeenheden (HBE's, voorheen biotickets). Deze HBE's hebben een marktwaarde, doordat leveranciers die aan de jaarverplichting moeten voldoen deze HBE's kunnen inkopen om zo aan hun verplichting te voldoen. In het geval van dubbeltellende biobrandstoffen krijgt men ook twee keer zoveel HBE's. Merk op dat het systeem van HBE's zorgt voor prijsschommelingen: de prijs van HBE's varieert gedurende het jaar. Dit brengt voor marktpartijen een bepaalde onzekerheid met zich mee waardoor het minder interessant is om te investeren. In het geval van de SDE+-regeling worden er voor langere periodes beschikkingen afgegeven en zijn investeerders dus zekerder van inkomsten. Om rekening te houden met de verschillende doelstellingen worden de HBE's in de categorieën HBE-Geavanceerd, HBE-Conventioneel en HBE-Overig (zie Tabel 20).

Tabel 20 - Classificatie HBE's en voor welke doelen ze kunnen worden ingezet

Doel	HBE-G	HBE-O	HBE-C
Subdoelstelling geavanceerd	X		
Rest	X	X	
Limiet conventioneel	x	x	x

[61] Kamerbrief van 20 december 2017 - Informatie over nieuwe Wet en regelgeving biobrandstoffen www.platformduurzamebiobrandstoffen.nl/wp-content/uploads/2017/12/2017_Min-IenW_informatiebrief-wet-en-regelgeving-biobrandstoffen-20122017.pdf

In Tabel 21 is de scope van de jaarverplichting weergegeven. De rapportageverplichting heeft hier betrekking op de rapportage in het kader van de Fuel Quality Directive.

Tabel 21 - Overzicht scope jaarverplichting, rapportageverplichting en inboekopties per modaliteit

	Jaarverplichting	**Rapportageverplichting**	**Inboeken**
	Benzine en diesel (incl. hernieuwbaar) geleverd aan	*Benzine, diesel, LPG, LNG, CNG (incl. hernieuwbaar) geleverd aan*	*Hernieuwbare energie geleverd aan*
Wegvoertuigen	X	X	X
Spoorvoertuigen	X	X	X
Niet voor de weg bestemde mobiele machines	-	X	X
Binnenvaart	-	X	X
Pleziervaartuigen	-	X	X
Scheepvaart	-	-	X
Luchtvaart	-	-	X

Bron: www.emissieautoriteit.nl/onderwerpen/levering-tot-eindverbruik

Stimulering van biobrandstoffenproductie in Italië

Recentelijk heeft de Europese Commissie een Italiaans overheidsprogramma goedgekeurd, waarbij er geld beschikbaar wordt gesteld om te compenseren voor de hogere kosten van geavanceerde biobrandstoffen (incl. biogas) voor transport. Het programma heeft een budget van 4,7 miljard euro en loopt van 2018 tot 2022. De premie die wordt uitgekeerd compenseert voor de hogere kosten van geavanceerde biobrandstoffen en zorgt er zo voor dat biobrandstoffen en biogas beter kunnen concurreren met fossiele brandstoffen in transport. De hoogte van de premie wordt elk jaar vastgesteld aan de hand van de productiekosten, om overcompensatie te voorkomen.
Het schema wordt gefinancierd door de brandstofleveranciers, die net als in Nederland, verplicht worden om jaarlijks een bepaald aandeel (geavanceerde) biobrandstoffen op de markt te brengen.
De Europese Commissie heeft bepaald dat het programma is toegestaan onder de huidige staatssteunregels.

Bron: www.europa.eu/rapid/press-release_IP-18-1441_en.htm

CONCLUSIE VOOR BioLNG

Door de HBE-systematiek krijgt bioLNG een waarde in de transportsector en verbetert zo de businesscase. Nadeel is het feit dat de HBE-waardes niet voor langere tijd vaststaan en daardoor minder investeringszekerheid bieden dan in vergelijking met bijvoorbeeld de SDE+-systematiek.
De gewijzigde doelstellingen voor de Jaarverplichting Hernieuwbare Energie in Vervoer zullen tot 2020 voor nog een forse groei in biobrandstoffen in transport zorgen.

ILUC en duurzaamheidscriteria

Om negatieve milieueffecten van biobrandstofproductie tegen te gaan zijn er zowel in de RED als de FQD-duurzaamheidscriteria opgenomen. Deze hebben betrekking op de directe effecten. Alleen biobrandstoffen die aan deze criteria voldoen mogen meetellen voor de doelstellingen. Al ten tijde van de publicatie van de RED en FQD waren er echter ook zorgen over de negatieve effecten van *indirect* landgebruik (ILUC) als gevolg van de productie van biobrandstoffen. Daarom zou de Europese Commissie hier nog opvolging aan geven.

Wat is ILUC?

ILUC-emissies ontstaan wanneer bestaande landbouwgrond wordt gebruikt voor de productie van biobrandstoffen en de oorspronkelijke landbouw wordt verdrongen naar een andere plaats. Deze uitbreiding van landbouwgrond leidt tot conversie van bossen, veengebieden en graslanden, waarbij de daarin opgeslagen CO_2-emissies vrijkomen. ILUC-emissies ontstaan dus alleen als de feedstocks waar de biobrandstoffen van worden geproduceerd landgebonden zijn.
Bij het berekenen van de zogenaamde 'Well-to-Wheel'-uitstoot (de uitstoot over de hele keten) dienen deze emissies meegenomen te worden. In de praktijk betekent dit dat sommige biobrandstoffen uit bijvoorbeeld palmolie dan meer uitstoten dan de fossiele variant. Aangezien biobrandstoffen met name vanuit klimaatoogpunt worden ingezet werkt de inzet van deze biobrandstoffen dus contraproductief.[62]

In oktober 2012 werd daartoe het zogenaamde ILUC-voorstel gepubliceerd met daarin een voorstel voor ILUC-emissiefactoren.[63] Deze emissiefactoren leverden echter veel discussie op, omdat er nog geen wetenschappelijke consensus bestaat over de hoogte van deze factoren. Daarop besloot de Europese Commissie om uiteindelijk te kiezen voor het opleggen van een 'cap' op landgebonden biobrandstoffen om de groei in deze biobrandstoffen te beperken. Deze cap is onderdeel van de ILUC-richtlijn, die werd gepubliceerd in september 2015. Naast een cap van 7% op landgebonden biobrandstoffen, kent de richtlijn ook een subtarget van 0,5% voor de meest geavanceerde biobrandstoffen. Lidstaten dienden de ILUC-richtlijn op 10 september 2017 vertaald te hebben in nationale wet- en regelgeving. Eind november stemde de Duitse overheid voor een cap van 6,5%, alhoewel nog niet officieel gepubliceerd. Ook in Bulgarije, het Verenigd Koninkrijk en Bulgarije wordt gewerkt aan de implementatie. Engeland lijkt daar met een 2% cap het verste in te gaan. (Biodiesel Market Report door Square Commodities)

In Nederland is in december 2017 gestemd over het wetsvoorstel. De maximale cap is hierbij vastgesteld op 5%. Hiernaast is vastgesteld dat de Nederlandse overheid zich gaat inzetten op een verbod op het gebruik van palmolie voor biobrandstoffen in de Europese onderhandelingen voor het post-2020 beleid.

CONCLUSIE VOOR BIOLNG

In Nederland bestond in 2016 het biogas wat meetelde voor de jaarverplichting voornamelijk uit stedelijk afval. Zuiveringsslib RWZI/AWZI vertegenwoordigde het grootste deel van de 'overige grondstoffen' van biogas. Het lijkt er dus niet op dat de cap op landgebonden feedstocks een groot verschil gaat maken, maar dit is wel een duidelijk signaal naar de toekomst: het gebruik van feedstocks die onder de cap vallen zal moeten worden afgebouwd, al is dit echter nog sterk afhankelijk van de Nederlandse implementatie.

62 www.ce.nl/publicatie/quickscan_impacts_implementatie_iluc-richtlijn/1993

63 www.ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/com_2012_0595_en.pdf

EU Clean Energy Package ('Winterpackage')

De EU 'Clean Energy Package', ook wel het Winterpackage genoemd, is eind november 2016 gepubliceerd en bevat onder andere het voorstel voor de herziening van de Richtlijn Hernieuwbare Energie de RED II. De algemene doelstelling voor hernieuwbare energie bedraagt 27% hernieuwbare energie in 2030. Voor elke lidstaat zal in 2020 de referentie bepaald worden en het aandeel hernieuwbare energie mag daar vervolgens niet meer onder zakken.

Voor het aandeel hernieuwbare energie in transport zijn de voorstellen als volgt:
- verplichting Europese brandstofleveranciers geavanceerde biobrandstoffen: 1,5% in 2021 tot 6,8% in 2030 (zonder dubbeltelling);
- verdere afbouw van landgebonden biobrandstoffen (max. 7% in 2021 afbouwend tot maximaal 3,8% in 2030) (deze vallen niet onder de verplichte 6,8%, maar mogen wel meetellen voor de algemene 27% doelstelling);
- oplopend target voor meest geavanceerde biobrandstoffen (min. 0,5% meest geavanceerd in 2021 oplopend tot 3,6% in 2030);
- daarnaast stelt het voorstel maximaal 1,7% uit geavanceerde biobrandstoffen van Lijst voor in de periode 2021-2030;
- luchtvaart en zeevaart: deze hernieuwbare energie mag x 1,2 meetellen als extra incentive voor deze modaliteiten.

Deze doelstellingen zijn ook grafisch weergegeven in Figuur 8.

Er is nog geen besluit genomen over dit voorstel. Wel heeft het Europees Parlement op 17 januari 2018 over het voorstel gestemd. Het parlement is overeengekomen dat:
- biobrandstoffen uit palmolie vanaf 2021 niet meer toegestaan zijn;
- en dat de cap op landgebonden biobrandstoffen per lidstaat wordt vastgesteld op het aandeel van deze biobrandstoffen in 2017 (met een maximum van 7%);
- ook kwam men een 12% target voor hernieuwbare energie in transport, inclusief 10% voor geavanceerde biobrandstoffen en brandstoffen uit andere hernieuwbare bronnen (of gerecycled CO_2).

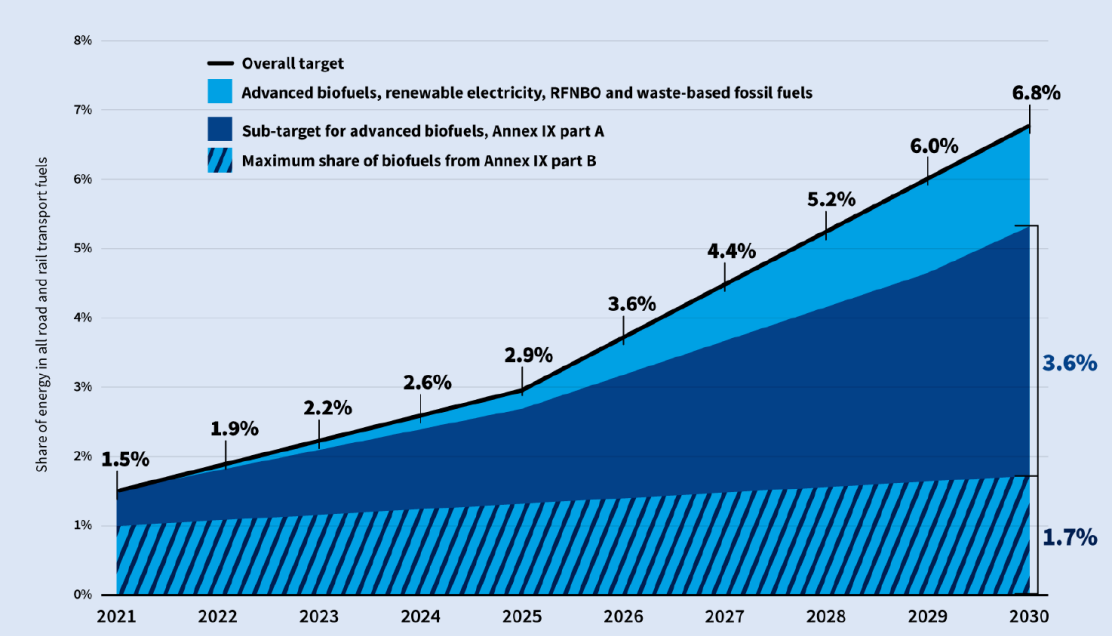
De beslissing in het Parlement betekent niet het finale besluit. Hierna volgen nog onderhandelingen tussen de Europese Commissie en de lidstaten om tot een finale draft te komen. Vervolgens kan deze worden goedgekeurd.[64]

CONCLUSIE VOOR BioLNG

De uitfasering van landgebonden biobrandstoffen zorgt voor kansen voor bioLNG aangezien biogas vaak uit afval en residuen geproduceerd wordt (behalve in het geval van de inzet van maïs bij bijvoorbeeld co-vergisting).

[64] www.reuters.com/article/malaysia-palmoil-eu/european-move-to-ban-palm-oil-from-biofuels-is-crop-apartheid-malaysia-idUSL3N1PD1NJ

Figuur 8 - Renewable energy in transport targets based on the proposal for a revised Renewable Energy Directive[65]



Bron: www.transportenvironment.org/sites/te/files/publications

Clean Power for Transport package en de Alternative Fuels Infrastructure Directive[66]

De EU kent ook specifiek beleid gericht op de uitrol van infrastructuur voor alternatieve brandstoffen. Dit beleid is gebundeld binnen het 'Clean Power for Transport package'. Hieronder valt ook Richtlijn 2014/94/EU ook wel aangeduid met de 'Alternative Fuels Infrastructure Directive'. De belangrijkste eisen uit deze Richtlijn zijn als volgt:[67]

Tabel 22 - Eisen uit Richtlijn 2014/94/EU

Brandstof	Termijn	Eis
Elektriciteit voor auto's	Per 31 december 2020	Per 31 december 2020 een passend aantal publiek toegankelijke oplaadpunten in stedelijke en voorstedelijke gebieden.
Walstroom voor schepen	Vóór 31 december 2025	Het beoordelen van de behoefte aan walstroomvoorzieningen en het met voorrang installeren in TEN-T-havens (voor zowel zeevaart als binnenvaart). In andere havens tenminste vóór 31 december 2025, tenzij er geen vraag is en de kosten niet in verhouding zijn.
Waterstof	Uiterlijk 31 december 2025	Een passend aantal publiek toegankelijke waterstoftankpunten beschikbaar voor waterstofvoertuigen (incl. voertuigen met brandstofcellen).
CNG	Uiterlijk 31 december 2020	De lidstaten zien er via hun nationale beleidskaders op toe dat uiterlijk 31 december 2020 een passend aantal publiek toegankelijke CNG-tankpunten beschikbaar zijn, om het circuleren van motorvoertuigen op CNG mogelijk te

[65] www.transportenvironment.org/sites/te/files/publications/Fixing%20Europe%E2%80%99s%20clean%20fuels%20policy_0.pdf

[66] www.europeanenergyinnovation.eu/Articles/Autumn-2014/The-Role-Of-LNG-In-The-Directive-On-The-Deployment-Of-Alternative-Fuels-Infrastructure

[67] www.fuelseurope.eu/policy-priorities/products/clean-power-for-transport-develop-infrastructure-in-line-with-demand/

Brandstof	Termijn	Eis
		maken in stedelijke en voorstedelijke en andere dichtbevolkte gebieden, en, in voorkomend geval, in door de lidstaten aangewezen netwerken, overeenkomstig artikel 3, lid 1, zesde streepje.
LNG voor trucks	31 december 2025	Een passend aantal publiek toegankelijke LNG-tankpunten voor zware bedrijfsvoertuigen op LNG (in ieder geval langs TEN-T-corridors).
LNG voor schepen	31 december 2025 31 december 2030	Een passend aantal LNG-tankpunten in zeehavens op de TEN-T-corridors t.b.v. LNG-zee- of binnenschepen. Een passend aantal LNG-tankpunten in binnenhavens op de TEN-T-corridors ten behoeve van zeeschepen en binnenvaartschepen.

Daarnaast richt de Richtlijn zich op de Europese harmonisatie van technische specificaties voor bovengenoemde infrastructuur.

Green Deal Rijn & Wadden

Deze in 2012 gesloten Green Deal heeft als doel om een impuls te geven aan de inzet van schone, zuinige en stille LNG voor zwaar transport (binnenvaart, zeevaart, trucks en de visserij). Doel is om voor 2020 een voldoende kritische massa te bereiken, zodat LNG zich in het gebied economisch rendabel verder kan ontwikkelen. De Green Deal richt zich hierbij op het onderzoeken van de randvoorwaarden, het investeren in de twee gebieden en communicatie gericht op het bereiken van een gelijk speelveld voor LNG.[68]

3.3.2 Wegtransport

Personenauto's

Qua verduurzaming van het personenvervoer wordt vooral ingezet op de CO_2-normering (en de Euronormen voor luchtkwaliteit). Deze CO_2-normering heeft in de afgelopen jaren vooral een sterke push gegeven aan de marktintroductie van hybride en elektrische voertuigen en zuinigere conventionele personenauto's. Er is echter wel veel discussie geweest n.a.v. het verschil tussen test- en praktijkemissies. In de praktijk blijken personenauto's ongeveer 55 g CO_2/km extra uit te stoten dan volgens de typegoedkeuring (de fabrieksopgave). Dit komt deels door de opzet van de NEDC-testcyclus en het feit dat OEMs gaan optimaliseren op basis van een testcyclus. De nieuwe WLTP-testcyclus moet hierin verandering brengen. In 2021 moet de gemiddelde uitstoot van nieuwe auto's op 95g/CO_2 per kilometer liggen. Dit komt overeen met 4,1l/100 km voor benzine en 3,6 l/100 km voor diesel. Daarmee zal in 2021 een 40% reductie bereikt worden ten opzichte van het 2007 vlootgemiddelde van 158.7 g/km.[69]

Zwaar wegtransport[70][71]

Voor het zwaardere wegtransport bestaat er echter nog geen CO_2-normering. Vanwege de grote verscheidenheid aan voertuigtype is dit echter lastiger te bewerkstelligen. De Vehicle Energy

[68] www.greendeals.nl/gd124-lng-rijn-en-wadden/

[69] www.ec.europa.eu/clima/policies/transport/vehicles/cars_en

[70] www.ec.europa.eu/clima/policies/transport/vehicles/heavy_en

[71] www.transportenmilieu.nl/nieuws/item/vecto-weer-stap-dichterbij

Consumption Calculation Tool (VECTO) is ontwikkeld om de CO_2-uitstoot vast te stellen en per 1 januari 2019 zullen alle vrachtwagens moeten worden voorzien van een waarde voor de CO_2-uitstoot, die door deze tool is vastgesteld. De standaard trekker-opleggers en bakwagens zijn hierbij als eerste voertuigcategorieën aan de beurt. In eerste instantie zal het alleen gaan om rapporteren en certificeren van de CO_2-uitstoot van de zwaardere transportmodaliteiten.
De EEA zal deze data vanaf 2020 namens de Europese Commissie openbaar maken, beginnend met de data over 2019. Dit dient gezien te worden als het voortraject van het vaststellen van daadwerkelijke CO_2-normen voor vrachtauto's en andere zware voertuigen. De Europese Commissie verwacht in 2018 met een voorstel te komen.

Zero-emissie stadslogistiek

Hoewel het CO_2-beleid van vrachtverkeer achterblijft bij personenauto's is er wel aandacht voor lokaal beleid gericht op het verbeteren van de lokale luchtkwaliteit en bijv. het beperken van geluidsoverlast. Dit is met name het geval in grote steden, waar steden nog te maken hebben met overschrijding van de normen. Hierbinnen is met name aandacht voor zero-emissie stadslogistiek.
Veel steden overwegen om de toegang tot de stad te beperken tot zero-emissie voertuigen, waarbij men doelt op voertuigen met 0 emissies uit de pijp. In de Green Deal Zero Emission Stadslogistiek[72] (ZES) onderzoekt een groot aantal partijen hoe emissievrije bevoorrading in steden in de praktijk gerealiseerd kan worden. Het doel is dan ook om in 2025 zoveel mogelijk emissievrije stadslogistiek te realiseren. (Bio)LNG is weliswaar niet volledig emissievrij, maar kan wel voor een significante reductie van emissies zorgen (LNG-motoren voldoen aan de Euro 6-emissienorm) en wordt gezien als een belangrijke transitiebrandstof, aangezien het (nog) niet voor alle voertuigcategorieën technisch haalbaar is om over te stappen op elektrisch en waterstof. Daarnaast is een LNG-motor 50% stiller dan een dieselmotor, waardoor LNG-vrachtwagens ook buiten de gebruikelijke venstertijden mogen laden en lossen.[73] [74]

Geluid

Zogenaamde PIEK-gecertificeerde LNG-trucks zijn 70-75% stiller dan dieseltrucks. Dit betekent dat LNG-trucks ook buiten de venstertijden kunnen laden en lossen. Hierdoor zijn zij flexibeler in de inzet en door deze flexibiliteit kunnen ook de files vermeden worden. Een bioLNG-truck kan dus op meerdere manieren CO_2 vermijden: door het vermijden van de files en door de inzet van bioLNG.[75]

Fiscaal beleid

Voor wat betreft belastingen betalen trucks motorrijtuigenbelasting (MRB) en belasting zware motorrijtuigen (bzm). Qua milieu wordt bij de MRB gedifferentieerd naar euronorm en zijn er aparte bepalingen voor een elektromotor en trucks op waterstof. De belasting zware motorrijtuigen is onder andere gedifferentieerd naar de euronormen. [76]

---

[72] www.greendealzes.connekt.nl/

[73] www.pitpoint.nl/clean-fuels/lng/

[74] www.groengas.nl/documenten/factsheet-productie-van-bio-lng-in-een-opkomende-lng-markt.pdf

[75] www.rolandelng.nl/nl/wat-is-lng-en-lbg.htm

[76] www.belastingdienst.nl/wps/wcm/connect/bldcontentnl/belastingdienst/prive/auto_en_vervoer/belastingen_op_auto_en_motor/motorrijtuigenbelasting/hoeveel_motorrijtuigenbelasting_betaal_ik/motorrijtuigenbelasting_vrachtauto/motorrijtuigenbelasting_vrachtauto

Aan de brandstofkant kent Nederland een teruggaveregeling LNG die loopt van 2014-2018. Deze teruggaveregeling compenseert de verhoging per 2014, waardoor LNG gelijk aan LPG wordt belast: € 0,315 per kg. Met de teruggaveregeling komt dit neer op 0,18 per kg LNG.

Een optie om het prijsverschil tussen bioLNG en fossiele LNG te verkleinen is het afschaffen van de accijns op bioLNG, maar dit is momenteel nog niet het geval. Dit verschil zal het gat niet volledig dichten, maar het verschil wat dan nog overblijft wordt mogelijk wel betaald door verladers.[77]
Het fiscale beleid voor auto's ligt voor de periode 2017-2010 vastgelegd in de Autobrief II. Het is echter onduidelijk of een aantal punten uit het regeerakkoord om vervroegde herziening van de Autobrief vragen. Denk hierbij aan de eisen met betrekking tot zero-emissie voertuigen en de tempoversnelling die benodigd is in het kader van de klimaatdoelen. Naar verwachting wordt er vanaf 2018 aan een nieuwe Autobrief gewerkt, maar het is dus nog onzeker vanaf wanneer deze gaat gelden.[78]

Subsidies, investeringsaftrek en krediet

LNG-trucks worden op diverse manieren ondersteund door middel van meestal lokale subsidies. Hierbij betalen provincies, gemeentes of regio's een vast bedrag per voertuig. Landelijk kan men ook een beroep doen op de MIA\VAMIL-regeling oftewel de Milieu Investeringsaftrek en voor de Willekeurige Afschrijving Milieu-investeringen. Dit is geen subsidie, maar de regelingen leveren voordeel op, omdat de trucks in mindering gebracht kunnen worden op de winst. Dit resulteert in een lagere vennootschapsbelasting. Ook zijn er kredietmogelijkheden, zoals het borgstellingskrediet (BMKB) en Innovatiekrediet (IK) waardoor risico's in investeringen (gedeeltelijk) worden afgedekt.

Kilometerheffing

In het recent gepubliceerde Regeerakkoord is opgenomen dat er in Nederland in navolging van omringende landen zo spoedig mogelijk een kilometerheffing voor vrachtverkeer zal worden ingevoerd. Hierbij wordt het systeem zo veel mogelijk gelijk gehouden aan de systemen toegepast in andere landen. Een belangrijke opmerking hierbij is dat de heffing in overleg met de sector wordt teruggesluisd door de motorrijtuigenbelasting te verlagen en meer geld ter beschikbaar te stellen aan innovatie en verduurzaming van de sector. Dit biedt kansen voor de doorontwikkeling van bioLNG.[79]

Brandstofvisie

In Tabel 23 is weergegeven welke rol er voor CNG en LNG voorzien was in de Brandstofvisie. Hierbij is CNG vooral voorzien voor personenauto's, bestelauto's, lichte trucks en bussen en wordt LNG voorzien voor zwaardere trucks en touringcars. Merk op dat de groei van CNG-voertuigen wel achter is gebleven bij deze cijfers. Deels is dit te verklaren door de groeiende aandacht voor elektrificering van het wegtransport en de kostenreducties die daarbij gerealiseerd zijn. Voor bioLNG betekent dit dat er naar verwachting meer biogas ingezet kan worden in het zwaarder wegtransport.

[77] https://www.nrc.nl/nieuws/2017/05/05/barriere-voor-een-schone-truck-8694326-a1557399

[78] www.rijksoverheid.nl/actueel/nieuws/2015/06/19/autobrief-ii-eenvoudiger-stabieler-en-meer-milieuwinst

[79] www.tweedekamer.nl/sites/default/files/atoms/files/regeerakkoord20172021.pdf

Tabel 23 - CNG- en LNG-scenario's uit Duurzame Brandstofvisie in het Nederlandse wagenpark per 2020[80]

2020	Brandstof	Scenario laag		Scenario hoog	
		Aandeel in brandstofmix	Aantal CNG- en LNG-voertuigen	Aandeel in brandstofmix	Aantal CNG- en LNG-voertuigen
Personenauto	CNG	1%	73.000	10%	700.000
Bestelauto	CNG	5%	41.000	11%	90.000
Vrachtauto < 20 ton	CNG	3%	1.250 (mono) 1.250 (dual)	12%	5.000 (mono) 5.000 (dual)
Vrachtauto > 20 ton (m.n. afvalinzameling)	CNG	n.b.	500	n.b.	2.000
Trekker-oplegger + bakwagen	LNG	5%	6.500 850	22%	26.000 3.400
Bus OV	CNG	18%	1.000	23%	1.250
Touringcar	LNG	0%	20	2%	110
Totaal			**125.370**		**832.760**

Bron: Duurzame Brandstofvisie met LEF (2014).

3.3.3 Binnenvaart

De binnenvaart kan een grote rol spelen in de verduurzaming van de transportsector, omdat de binnenvaart en spoorwegen de groei in goederenvervoer op de weg kunnen beperken. Aan de andere kant werd de binnenvaart lange tijd gezien als de schoonste modaliteit, maar de laatste jaren ligt het innovatietempo in andere sectoren hoger. Er is echter nog veel milieuwinst te behalen. Daarom heeft het nieuwe kabinet Rutte III ook besloten om met de sector een Green Deal op te stellen voor de verduurzaming van de zeevaart, binnenvaart en havens. Hier dient nog verder invulling aan gegeven worden.[81]

Op het gebied van luchtkwaliteit heeft de Europese Commissie in de afgelopen jaren gewerkt aan nieuwe normen voor luchtverontreinigende emissies van binnenvaartmotoren. De nieuwe eisen sluiten aan bij internationale emissie-eisen voor non-road mobile machinery, aangezien de binnenvaartsector te klein is om afzonderlijke motoren voor te produceren. De eisen gaan afhankelijk van het vermogen vanaf 2019 of 2020 gelden voor schepen die nieuw in de handel worden gebracht. Er zijn op een aantal vlak (zoals de uitstoot van koolwaterstoffen) andere normen aangenomen om de inzet van gasmotoren ook toe te staan. De eisen voor dual-fuel-motoren worden nog verder uitgewerkt.
De nieuwe eisen moeten leiden tot een reductie van 70-84% van de NO_x-uitstoot ten opzichte van CCR-II en 92,5% lagere PM-emissies.[82]

Op het gebied van alternatieve brandstoffen en CO_2 heeft de binnenvaart nog een inhaalslag te maken. Veel initiatieven zijn gelinkt aan LNG-installaties en richten zich hierbij meer op de veiligheidsaspecten en standaardisering dan op de verduurzaming. Aan de andere kant zijn er wel allerlei initiatieven om logistieke ketens te verduurzamen. In programma's, zoals Lean & Green[83] werken deelnemers aan het nemen van maatregelen gericht op kostenreductie, maar tegelijkertijd ook op het reduceren van de milieubelasting en het efficiënter inrichten van logistieke processen. Het beeld is dat de aandacht voor verduurzaming van de binnenvaart momenteel vooral uit dit soort initiatieven voortkomt of andere koplopers, die hun CO_2-footprint in het algemeen en van transport in het bijzonder willen verkleinen.

---

80 www.groengas.nl/documenten/factsheet-rijden-op-groen-gas-feiten-en-cijfers.pdf

81 www.rijksoverheid.nl/regering/regeerakkoord-vertrouwen-in-de-toekomst/3.-nederland-wordt-duurzaam/3.2-mobiliteit

82 www.eicb.nl/568/

83 www.lean-green.nl/over-lg/

Hierbij is het wel van belang dat de binnenvaart sterk geleden heeft onder de financiële crisis vanwege de lage winstmarges in de sector en de samenstelling van de vloot qua eigenaarschap. Hierdoor waren de investeringsmogelijkheden de afgelopen jaren vrij beperkt.

3.3.4 Zeevaart

Door het internationale karakter van de zeevaart, dient het beleid ook op internationaal niveau vastgesteld te worden. Net als bij het vrachtverkeer en de binnenvaart heeft de focus binnen de IMO (International Maritime Organisation) tot nu toe op luchtvervuilende emissies gelegen. De IMO richt zich hierbij op zowel SO_x- als NO_x-emissies.

SECA's

Sinds 2015 zijn de zogenaamde 'Sulphur Emission Control Areas (SECA's) in werking getreden. Binnen deze gebieden mogen schepen geen brandstoffen gebruiken die meer dan 0,1% SO_x bevatten. The Europese SECA beslaat de Oostzee, de Noordzee en het Kanaal. Buiten de SECA's is de limiet 3,5%. In 2016 heeft de IMO in IMO's MARPOL Annex VI vastgesteld dat per 2020 de limiet buiten de SECA's 0,5% wordt. Naast IMO-beleid geldt er ook specifiek Europees beleid. In de EU mogen passagiersschepen volgens de EU Sulphur Directive maximaal 1,5% SO_x uitstoten.
Er bestaan verschillende manieren om aan deze limieten te voldoen. Naast de verschillende soorten laagzwavelige brandstoffen, kunnen alternatieve brandstoffen, zoals LNG of methanol, ook worden ingezet om aan de normen te voldoen of kan gebruik worden gemaakt van nabehandelingstechnieken, zoals scrubbers.

NECA's

Eind 2016 heeft de IMO ook verdergaande besluiten genomen over de terugdringing van NO_X-emissies. De regelgeving geldt in tegenstelling tot bij SO_x alleen voor nieuwe schepen en niet voor bestaande schepen. De striktste emissienorm, Tier III, geldt alleen voor nieuwe schepen in de NO_x-Emission Control Areas (NECA's). Tot nu toe bestaat er alleen een NECA rond Noord-Amerika, maar na lange onderhandelingen is er in juli 2017 ook besloten de Noordzee, Oostzee en het Kanaal aan te wijzen als NECA's.[84] Dit betekent dat schepen gebouwd na 2021 ook in deze gebieden aan de Tier III eisen moet voldoen. Dit betreft een maximum van 2-3,4 g of NO_x/kWh vergeleken met de Tier II norm van 7,7-14,4 g of NO_x-/kWh. Schepen kunnen momenteel voldoen aan de norm door middel van LNG en/of katalysator (SCR/EGR). Er zijn echter ook aanvullende maatregelen nodig, omdat de eisen alleen gelden voor nieuwe schepen en specifiek gelden voor de NECA's. Een mogelijk aanvullend instrument is het instellen van een NO_x fonds waarbij voor NO_x-uitstoot betaald wordt en er tegelijkertijd een fonds in het leven wordt geroepen om deze inkomsten weer ter beschikking te stellen aan NO_x-reducerende technologieën.[85]

CO_2-beleid in de zeevaart

Het CO_2-beleid in de zeevaart loopt momenteel nog achter op het CO_2-beleid in het wegtransport. De afgelopen jaren was er binnen de IMO vooral aandacht voor energiebesparing, maar de IMO ligt daarmee nog niet op schema om 'Parijs' te gaan realiseren. Tot voor kort bestond het beleid gericht op CO_2 alleen uit de Energy Efficiency Design Index (zoals in 2013 ingevoerd). De EEDI eist dat eist de efficiëntie van nieuwbouwschepen in 2025 met 30% is verbeterd ten opzichte van de gemiddelde

[84] www.portofrotterdam.com/nl/nieuws-en-persberichten/havens-ondersteunen-aanwijzing-noordzee-en-oostzee-als-stikstof
[85] www.transportenvironment.org/what-we-do/shipping/air-pollution-ships

efficiëntie van schepen gebouwd tussen 1999 en 2009. Dit leidt echter maar tot een 1% efficiëntie-verbetering in de sector, terwijl een verbetering van 2,3% noodzakelijk is. De IMO heeft in het najaar van 2016 echter ook een aanvullend plan aangekondigd. Dit plan bestaat uit twee fases: per 2018 worden reders verplicht om het brandstofverbruik te administreren. Op deze manier kan inzicht vergaard worden in het brandstofverbruik van schepen. Op basis van deze monitoringsdata kan dan de juiste reductiestrategie bepaald worden. Deze reductiestrategie wordt dan echter per 2023 pas ingevoerd wat betekent dat er tot 2023 nog geen beleid zal zijn binnen de IMO.[86]

3.4 Aanbodzijde: BioLNG-productie, opslag, distributie

3.4.1 Stimulering productie van hernieuwbare energie inclusief biogasproductie

Richtlijn Hernieuwbare Energie

Biomassavergisting en productie van hernieuwbare energie in het algemeen wordt gestimuleerd vanuit de Europese Richtlijn Hernieuwbare Energie (RED). De RED kent een algemene doelstelling om in 2020 20% van het finaal energieverbruik uit hernieuwbare energie te laten bestaan. Deze 20% is door vertaald naar individuele landendoelstellingen: voor Nederland bedraagt deze 14%. Die 14%-taakstelling is overgenomen in het Nationaal Energieakkoord, plus daarbij de afspraak om 16% hernieuwbare energie in 2023 te realiseren.

De gekozen beleidsinstrumenten verschillen per Europese lidstaat, alsook de onderlinge verhoudingen in de vormen van hernieuwbare energie die worden ingezet om de doelen te halen, en het tempo dat de lidstaten weten te realiseren daarbij.

SDE+

Om de 14% te realiseren heeft Nederland voor de SDE+-als belangrijkste beleidsinstrument gekozen. De SDE+ (Stimulering Duurzame Energieproductie +) is erop gericht om de onrendabele top weg te nemen voor producenten van hernieuwbare energie, via een subsidie op de energieproductie.
De SDE+-aanpak is erop gericht om tegen zo laag mogelijke kosten voor de staat (i.e. de belasting-betaler) de doelstelling in 2020 te halen. Biogasproductie concurreert daarbij met andere vormen van hernieuwbare energieproductie.

De volgende vormen van biogasproductie komen in aanmerking voor SDE+ subsidie[87]:
- allesvergisting voor de productie van warmte, elektriciteit en warmte (WKK) of hernieuwbaar gas uit reststromen die in de NTA8003 genoemd worden en bij een minimale productie van 25 Nm^3 per ton ingevoerd materiaal;
- mestcovergisting voor de productie van warmte, elektriciteit en warmte (WKK) of hernieuwbaar gas;
- monomestvergisting ≤ 400 kW voor de productie van warmte, elektriciteit of hernieuwbaar gas.

Daarnaast stond er in juli 2017 een kleine tender open voor kleinschalige monomestvergisting.
Ook was er in de SDE+-regeling van 2017 een categorie voor de productie van hernieuwbaar gas uit vergassing van biomassa. Ook bestaan er mogelijkheden voor de productie van hernieuwbaar gas bij AWZI's en RWZI's.

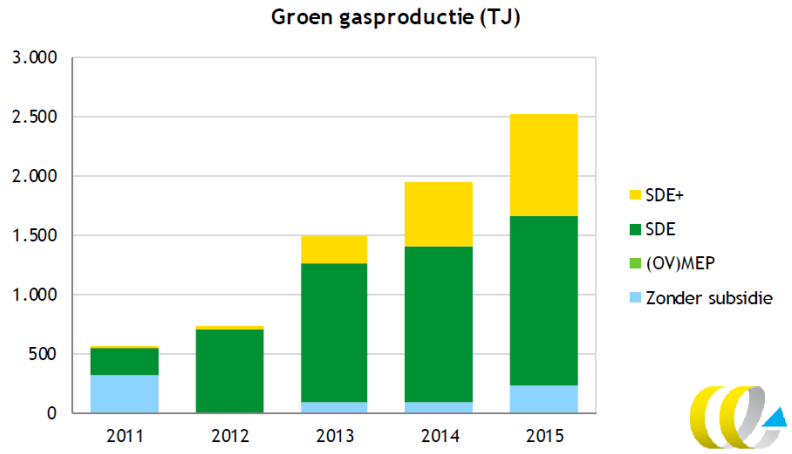
---

86 www.nieuwsbladtransport.nl/Archive/Article/ArticleID/53705/ArticleName/CO2aanpakIMOfaalt

87 www.rvo.nl/subsidies-regelingen/sde/biomassa

In Figuur 9 is te zien is te zien met welke middelen de groengasproductie in Nederland is gestimuleerd in de jaren 2011-2015. In 2015 werd ongeveer 1/3 van de groengasproductie uit de SDE+ gesubsidieerd. Het groengas waar Hernieuwbare Brandstof Eenheden voor verkregen worden mag geen SDE- of SDE+-subsidie ontvangen en valt daarom onder de categorie ‘zonder subsidie’.

Figuur 9 - Groengas, MEP, SDE en SDE+[88]



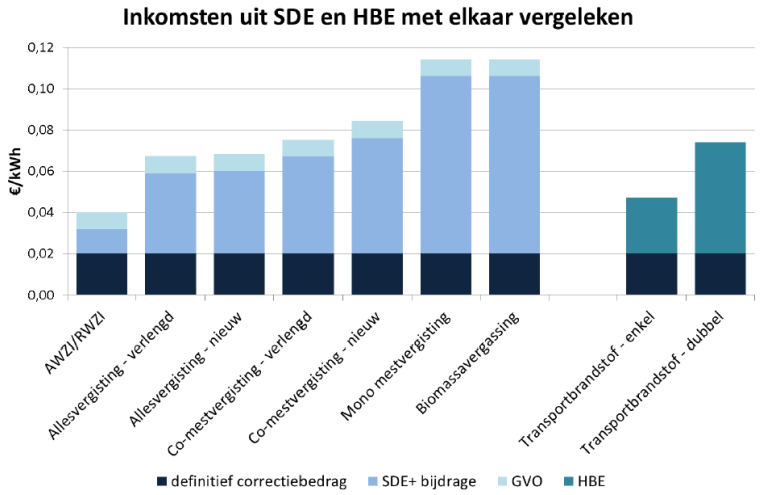
In Figuur 10 zijn de inkomsten uit de SDE+ vergeleken met de inkomsten uit HBE’s. Hieruit blijkt dat het in sommige gevallen gunstiger is om te kiezen voor de route via HBE’s en dat in andere gevallen de SDE meer oplevert per kWh. Daarnaast is het belangrijk om te vermelden dat de SDE+ met langlopende beschikkingen werkt, waarbij de ontvanger meer zekerheid heeft over de inkomsten, terwijl de HBE-prijs een marktprijs is, die veel fluctuaties kent. Hierdoor wordt de HBE-prijs als minder betrouwbaar gezien. Deze invloed op de investeringszekerheid kan ervoor zorgen dat er in sommige gevallen toch voor de SDE+ gekozen wordt in plaats van de HBE’s, zelf wanneer de HBE’s meer opleveren.

CONCLUSIE VOOR BIOLNG

Vanwege de lange termijnzekerheid die de SDE+-subsidie biedt ten opzichte van de inkomsten uit HBE’s wordt de SDE+ nu nog vaak verkozen boven de HBE-systematiek. Veel van de biogasinzet in transport is dus gefinancierd uit de SDE+ en mag daarom niet meetellen voor de doelstellingen rond hernieuwbare energie in transport.

[88] www.ce.nl/publicatie/evaluatie_van_de_sde%2B_regeling/1888

Figuur 10 - Inkomsten uit SDE en HBE met elkaar vergeleken[89]



3.4.2 Innovatie- en topsectorenbeleid

Naast de SDE+ wordt de productie van LNG ook nog via diverse onderzoeksgelden gefinancierd. Denk hierbij bijvoorbeeld aan het topsectorenbeleid. Het Nationaal LNG Platform heeft een factsheet opgesteld met betrekking tot de subsidies ter stimulering van LNG-innovaties. Hierin worden de volgende regelingen behandeld:

- Wet Bevordering Speur en Ontwikkelingswerk;
- Besluit Research & Development Aftrek (RDA);
- Innovatiebox;
- Topsector Kennis en Innovatie (TKI);
- Borgstellingskrediet (BMKB);
- Innovatiekrediet (IK).

Recent is hier nog de DKTI-regeling bijgekomen. DKTI Transport staat voor Demonstratieregeling Klimaattechnologieën en -innovaties in transport (DKTI Transport) en behelst een subsidie voor transportoplossingen met een lage of geen CO_2-uitstoot. Deze subsidieregeling sluit aan op de Duurzame Brandstofvisie met thema's als:

- elektrisch rijden en varen;
- efficiënte schepen;
- rijden op waterstof;
- biobrandstoffen in luchtvaart, scheepvaart en zwaar wegverkeer.

De regeling loopt van 2017-2021 en heeft als doel het versnellen van productontwikkeling door middel van praktijkdemonstraties op het vlak van:

- experimentele ontwikkeling oftewel prototypes;
- demonstratieprojecten/living labs;
- haalbaarheidsstudies en demonstratieprojecten.

Voor 2017 is een budget van 18 miljoen voorzien.[90]

---

[89] NLP, Ruim baan voor bioLNG, 14 december 2016.

[90] www.rvo.nl/subsidies-regelingen/DKTI-Transport

Op het gebied van biogasporductie speelt ook nog de ontwikkeling van biogeen CO_2 en de vermarkting daarvan. Bij vergistingsprocessen komt biogeen CO_2 vrij: vanwege de verduurzamingsopgave die er ligt voor de verschillende sectoren neemt ook de vraag naar vloeibaar biogeen CO_2 toe, bijvoorbeeld in de glastuinbouw of bij koeltoepassingen. Naast een bijdrage aan de CO_2-reductie draagt deze inzet ook bij aan de circulaire economie. Het Better Biomass-certificaat kan gebruikt worden om de duurzaamheid van de biogene CO_2 aan te tonen. ARN maakt hier al gebruik van.[91]

3.4.3 Opslag, distributie en infrastructuur

Op het vlak van opslag, distributie en infrastructuur wordt met name gewerkt aan de veiligheids-voorschriften van LNG en de standaardisering daarvan. Omdat er nog weinig ervaring was opgedaan met LNG is het Nationaal LNG Veiligheidsprogramma opgericht. Dit is een samenwerkingsverband tussen het Nationaal LNG Platform, de overheid, kennisinstituten en Brandweer Nederland.[92] Tussen verschillende partijen, waaronder het ministerie van I&M werd de 'Safety Deal LNG' afgesloten. Hierin committeerden partijen zich tot het inspannen voor een veilig transport en gebruik van LNG in Nederland.

Er zijn inmiddels diverse richtlijnen beschikbaar, zoals voor LNG-tankstations (PGS 33-1). Ook voor bunkerstations voor schepen is er een richtlijn beschikbaar: PSG 33-2. Autoriteiten kunnen onderdelen van deze richtlijn van toepassing laten verklaren op een tankstation, bijv. via de omgevingsvergunning voor milieu. [93]

3.4.4 Handel van biogas en biomethaan over de landsgrenzen heen

Een systeem van garanties van oorsprong (gvo's) maakt het mogelijk om een herkomst te koppelen aan de energie die een consument afneemt. Bij de productie van hernieuwbare energie worden gvo's aangemaakt door CertiQ. Deze gvo's zijn nodig om SDE+-subsidie te kunnen ontvangen. Alleen voor stroom kan er momenteel internationaal gehandeld worden in gvo's.

In het voorstel voor de Richtlijn Hernieuwbare Energie II (RED II) wordt echter ook voorgesteld om garanties van oorsprong (gvo's) toe te voegen voor gas, warmte en koude. De systematiek voor hernieuwbare elektriciteit bestaat al langer. Er veranderen echter wel een aantal zaken: het is volgens het voorstel niet langer toegestaan om de gvo's aan de producent toe te wijzen, wanneer deze subsidie ontvangt. Die gvo's moeten in dat geval geveild worden en de opbrengst van deze veiling dient gebruikt te worden voor de stimulering van hernieuwbare energie.

Nederland is echter geen voorstander van de bepaling dat gvo's niet langer aan producenten gegeven mogen wanner hij subsidie heeft ontvangen voor de productie van energie. Het argument hiervoor is dat Nederland de gvo als instrument ter onderbouwing van de levering ziet en niet als een subsidie-mechanisme. Nederland ziet dit dus niet als ongewenste dubbeltelling, maar andere partijen wel. Andere partijen zien dit wel als ongewenste dubbeltelling. Een ander argument wat de Nederlandse overheid aandraagt is het feit dat Nederland voorstander is van een systeem van full disclosure en zal zich hier dan ook voor inzetten. Bij een systeem van full disclosure worden aan alle energie-producenten gvo's verstrekt: dus ook in het geval van fossiele energie. Hierdoor wordt het systeem van gvo's sluitend en ontstaat er meer een level playing field tussen de producenten van fossiele en hernieuwbare energie. Ook kan het bijdragen aan het sluitend maken van de export en import van gvo's: een land wat gvo's exporteert, zal ook moeten importeren om de volledige binnenlandse

---

[91] www.gsbv.com/nl/41/news/arn-brengt-biogeen-co2-op-de-markt/51

[92] www.nationaallngplatform.nl/wp-content/uploads/2016/01/factsheet-9-Safety-Deal.pdf

[93] www.nationaallngplatform.nl/wp-content/uploads/2016/01/factsheet-9-Safety-Deal.pdf

consumptie af te kunnen dekken. Een systeem van full disclosure invoeren op nationaal niveau kent deze voordelen niet.[94][95]

Er moet nog een finaal besluit genomen worden over de RED II. Momenteel wordt hier nog over onderhandeld op EU-niveau.

3.5 Feedstocks voor biogasproductie

Via verschillende wet- en regelgeving worden er ook eisen aan de feedstocks gesteld, die gebruikt worden voor de productie van biogasproductie. Er worden eisen gesteld aan de duurzaamheid van feedstocks, omdat de feedstocks immers worden ingezet om aan hernieuwbare energie en CO_2-doelstellingen te voldoen. De ingezette feedstocks moeten dus ook daadwerkelijk bijdragen aan deze doelstellingen.

Eisen gelinkt aan de invulling van de hernieuwbare energie- en klimaat-doelstellingen

Om CO_2-reductie te kunnen reduceren worden er eisen verbonden aan de inzet van de feedstocks waarmee de doelstellingen gerealiseerd moeten worden. Zo kennen de Richtlijn Hernieuwbare Energie (RED) en Richtlijn Brandstofkwaliteit (FQD) dezelfde set aan duurzaamheidscriteria. Geen van deze Richtlijn kent bindende sociale criteria. De duurzaamheidcriteria hebben betrekking op het uitsluiten van kwetsbare gronden, zoals veengronden en andere bodems met hoge koolstofvoorraden of van gebieden met een hoge biodiversiteit. De volgende minimale CO_2-reducties zijn opgenomen t.o.v. fossiel:

- 2010: 35% reductie;
- vanaf 2017: 50% reductie;
- vanaf 2018: 60% reductie (alleen voor nieuwe installaties).

Alleen biobrandstoffen, die aan deze duurzaamheidscriteria voldoen mogen meetellen voor de 10%-doelstelling of mogen in aanmerking komen voor financiële steun.

Daarnaast worden er als gevolg van de ILUC-Richtlijn verder eisen gesteld aan de inzet van bepaalde groepen biobrandstoffen. Zo legt de ILUC-Richtlijn een cap op aan de inzet van conventionele biobrandstoffen uit voedselgewassen. Zie voor meer uitleg: Paragraaf 3.1.2.

Eisen per feedstocktype ter voorkoming van misstanden en ter preventie van directe milieueffecten

Stortgas

Om met de feedstock voor stortgas te beginnen: het storten van organisch afval wordt vanuit EU-regelgeving ontmoedigd (Directive 2008/98/EC), en is in Nederland simpelweg verboden (LAP). Er komen daardoor in Nederland geen nieuwe afvalstortplaatsen meer bij met organisch afval. De voormalige afvalstortplaatsen waar in Nederland nu stortgas wordt gewonnen vormen daarmee een bron van biogas die geleidelijk zal uitdoven, dat proces kan echter tot 20 jaar duren. In andere

[94] www.zoek.officielebekendmakingen.nl/kst-34199-78.html

[95] Tweede Kamer, 2017, EU-voorstellen: Pakket «Schone Energie voor alle Europeanen» van de Energie Unie COM (2016) 759, 761, 767, 861, 862, 863 en 864.

EU-landen kunnen er nog wel nieuwe stortplaatsen met organisch afval bijkomen. Daarnaast is er nog een potentieel van bestaande afvalstortplaatsen waar nog geen stortgas wordt gewonnen. Met name het Verenigd Koninkrijk heeft een groot aandeel stortgas in de totale productie van biogas. In dit land komt de productie boven de 50 PJ uit.[96] Het stortgas ontstaat door natuurlijke vergistingsprocessen in de stortplaats, en bevat 35-65% methaan[97], afhankelijk van onder andere de samenstelling van het afval in de stortplaats. Aangezien methaan een sterk broeikasgas is, is winning en nuttig gebruik van het stortgas aanmerkelijk beter voor het klimaat dan het laten ontsnappen van het methaan naar de atmosfeer. Dat is één van de redenen dat stortgaswinning wordt gestimuleerd, in Nederland via de SDE+-regeling.

Feedstocks voor vergisters, algemeen

Er bestaan verschillende soorten vergisters. Qua wet- en regelgeving hebben ze gemeen dat de regelgeving er op basis van het voorzorgsbeginsel van uitgaat dat de ingaande stromen (de feedstocks) afvalstromen zijn, en dat hetzelfde geldt voor de uitgaande stroom materiaal (het digestaat). Op beide stromen rusten in dat geval de (onder andere administratieve) verplichtingen die er gelden voor het omgaan met afvalstromen. De consequentie daarvan is bijvoorbeeld dat het digestaat in principe niet als meststof in de landbouw mag worden afgezet. Er zijn uitzonderingen mogelijk op die algemene regel. Een stof kan worden aangemeld en toegelaten tot de zogenaamde Aa-lijst. De Aa-lijst is een limitatieve lijst van stoffen die vergist mogen worden waarbij het rest-materiaal in de vorm van digestaat direct in de landbouw als meststof mag worden afgezet. Er is dus sprake van regulering via de ingaande stroom, en niet alleen via de kwaliteit van het digestaat zelf. De nieuwe Europese Fertilizer Directive, nu nog in ontwikkeling, zal een soortgelijke ‘positieve lijst’-aanpak bevatten, zei het naar verwachting met minder gedetailleerde feedstockomschrijvingen dan zoals opgenomen in de Nederlandse Aa-lijst.

Een ander aspect van vergisters is dat een te eenzijdige samenstelling van de feedstock niet goed is voor het vergistingsproces. De gisten gedijen beter bij een wat gevarieerd aanbod aan voedsel. Om die reden worden vaak kleinere partijen ander organisch materiaal bijgemengd.

Voedselgewassen als co-feedstock voor covergisters

Bij zogenaamde covergisters wordt een cosubstraat, in de huidige praktijk veelal maïs, bijgemengd bij de mest die het basissubstraat is. Dat wordt mede gedaan omdat mest van zichzelf relatief weinig energie bevat per volume-eenheid, waardoor de biogasproductie uit pure mest relatief laag is. Maïs toepassen als cosubstraat zorgt ervoor dat de biogasproductie fors stijgt, waardoor weer de investeringskosten van de vergistingsinstallatie sneller worden terugverdiend. De inzet van maïs voor biobrandstofproductie ligt echter onder vuur gezien de indirect landgebruikseffecten als gevolg van de inzet van voedselgewassen (zie ook de bespreking van de ILUC-Richtlijn onder Paragraaf 3.2.1). Andere cosubstraten zoals organische reststromen uit de voedingsindustrie zijn in principe ook goed te gebruiken als cosubstraat, echter met een prijskaartje.

Duitsland heeft, als de met afstand grootste biogasproducent in de EU, inmiddels nadere eisen gesteld aan covergisters. Om in aanmerking te komen voor de Duitse Feed-in-Tarif (FiT) stimuleringsregeling voor de WKK’s waarin het biogas wordt gebruikt moeten de covergisters minimaal 80% massaprocent mest gebruiken als substraat. De achterliggende reden hiervoor is een maatschappelijk debat in Duitsland over de groei en omvang van het landgebruik voor energiedoeleinden. Circa 10%

[96] EBA, 2015.

[97] Aanname in de SDE+ regeling: 56% methaaninhoud.

(1,5 miljoen ha) van het landbouwareaal in Duitsland wordt gebruikt voor het groeien van feedstock voor biogasproductie. 1 miljoen ha daarvan is voor maïs.

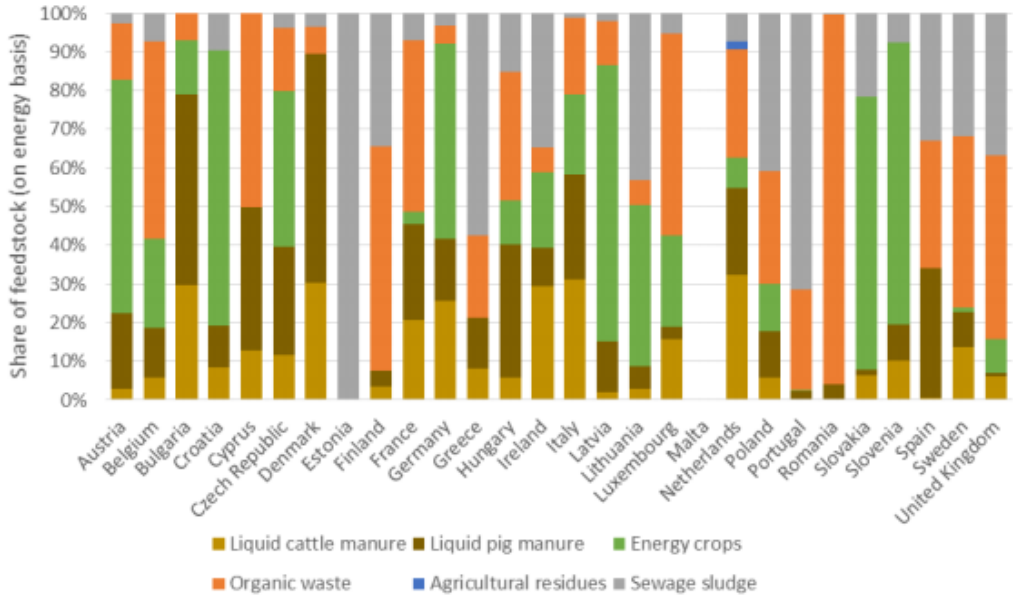
Beleidsveranderingen en consequenties voor feedstockstromen

Er spelen in Duitsland nogal een aantal factoren waardoor er mogelijk grote feedstockstromen vrijkomen, die ook in Nederland ingezet zouden kunnen worden. Deze factoren zijn als volgt:

- Het systeem van feed-in tariffs is veranderd naar een systeem met feed-in premiums. Dit betekent dat men niet langer kan uitgaan van een vast bedrag per kWh, maar dat er beschikt gaat worden op basis van de onrendabele top en dat technologieën in een tendersysteem met elkaar moeten concurreren. Naar verwachting heeft dit een negatieve invloed op het aantal beschikking, die voor biogasproductie worden afgegeven.
- Tegelijkertijd lopen veel afgegeven beschikkingen af. Wanneer deze beschikking binnen de nieuwe systematiek is het de vraag of deze gezien de nieuwe eisen wel een nieuwe beschikking kunnen krijgen.

Bovenstaand voorbeeld laat zien dat beleid in andere landen ook een grote invloed kan hebben op de biomassa-beschikbaarheid.

Figuur 11 - *Relatieve* omvang aan feedstock in de potentiële biogasproductie in elke Europese lidstaat. De verdeling is op energie-inhoud, niet op volume of gewicht. De figuur is exclusief stortgas. De categorie 'energy crops' betreft voedselgewassen, met name maïs[98]



Bron: www.ce.nl/publicaties/1935/optimal-use-of-biogas-from-waste-streams

Mest

Mest voor mestvergisting is te onderscheiden in vloeibare rundermest en vloeibare varkensmest, die beiden dan weer te scheiden zijn in een dikke fosfaatrijke en in een dunne stikstofrijke fractie.
In Nederland is het aandeel (op energiebasis) in biogasproductie aan rundermest het grootst, zie Figuur 11. Op dit moment betreft het vooral covergisters. Er is een tendens vanuit zowel beleid ('geen voedselgewassen voor energiedoeleinden') als om economische redenen ('cosubstraat wordt steeds

[98] Voor nadere toelichting verwijzen we naar het onderliggend rapport: www.ce.nl/publicaties/1935/optimal-use-of-biogas-from-waste-streams

duurder om te verkrijgen') om over te schakelen op monomestvergisters, dus zonder cosubstraat. Recent (2017) is door het Rijk een tenderregeling met een omvang van € 150 miljoen opengesteld met als oogmerk om een forse kostenreductie tot stand te brengen. FrieslandCampina heeft hiertoe het Jumpstart-initiatief in het leven geroepen.
De tenderregeling is gericht op monomestvergisting op boerderijschaal. Daarnaast wordt er in Nederland, onder andere ook vanuit FrieslandCampina, gewerkt aan centrale (regionale) vergisters van 'overmest'.

Dat betreft raffinaderijen, in de zin dat er bruikbare stoffen (vezels, ammoniak, etc.) uit de mest worden geëxtraheerd waarna het restant wordt vergist. De insteek daarbij is meervoudige verwaarding van de mest.

Merk op dat een groot aantal bedrijven ook rechten heeft in het kader van de Regeling ontheffing productierechten Meststoffenwet (POR-regeling). Deze stopt echter met ingang van 1 januari 2018. Bij deelname aan de regeling hoefden varkens- en pluimveehouders in het geval van uitbreiding maar 50% van de dierrechten te betalen als ze alle mest op hun bedrijf verwerken en dus ook afzetten buiten de Nederlandse landbouw. Belangenorganisaties, zoals Producentenorganisatie Varkenshouderij (POV) proberen momenteel nog in kaart te brengen wat de individuele consequenties zijn van het afschaffen van de regeling om mogelijk juridische stappen te kunnen zeten.[99]
Vanwege de mestverwerking op het eigen bedrijf is deze regeling dus ook van belang voor biogasproductie, maar het is nog niet duidelijk hoe deze afschaffing precies zal doorwerken.[100]

Organische reststromen

Dit is een brede categorie, zie zowel kan bestaan uit zgn. 'supermarktmix' (afval van versproducten uit supermarkten) als uit slachtafval en uit andere industriële organische afvalstromen. De inzet als substraat voor vergisters hangt af van de economische waarde in andere sectoren, die weer afhangt van de geboden en verboden vanuit de wet- en regelgeving. Andere toepassingen zijn bijvoorbeeld veevoer, of als grondstof voor biobrandstofproductie (bijvoorbeeld gebruikt frituurvet). Er is een groeiende internationale handel in organische reststromen ten behoeve van onder andere energieproductie.

Agrarische reststromen

Agrarische reststromen zijn in principe vergistbaar. Een deel van de stromen is nodig om de bodemvruchtbaarheid in stand te houden, onder andere voor het aandeel organische stof in de bodem.
De inzet voor vergisters wordt bepaald door economische parameters en vraag vanuit andere toepassingen en sectoren, zoals voor compost en veevoer.

Rioolzuiveringsslib en afvalwaterzuiveringsslib

Rioolzuiveringsslib is afkomstig uit het openbaar riool, afvalwaterzuiveringsslib is afkomstig van industriële installaties. De eerste bevat grote hoeveelheden organisch materiaal en kan worden vergist. Bij de tweede hangt het af van de aard van de afvalwaterstroom. Merk op dat deze stromen in de toekomst ook afnemen, hetgeen in het algemeen het geval is bij bestaande reststromen. Waterzuiveringsbedrijven zullen in toenemende mate gaan zoeken naar verwaarding van deze stromen. Hierbij zal de verwaarding afgezet worden tegen de afvalstoffenheffingen, die betaald

[99] www.nieuweoogst.nu/nieuws/2017/10/26/pov-inventariseert-por-rechten-voor-juridische-procedure
[100] www.boerenbusiness.nl/varkens-voer/artikel/10873353/van-dam-be-indiging-por-regeling-is-definitief

moeten worden om de stromen af te laten voeren. Verschillende waterschappen hebben gezamenlijk de Energiefabriek en Grondstoffenfabriek bedacht. Binnen deze concepten wordt afvalwater niet langer gezien als een afvalproduct, maar als een bron van duurzame energie, grondstoffen en schoon water. In hoeverre biogasafzet in de transportsector de beste keuze is hangt onder andere af van de HBE-prijs en subsidiebedragen voor andere toepassingen. Naar verwachting zal de overheid ook steeds meer gaan sturen op de meest hoogwaardige toepassing van reststromen. Dit betekent dat materiaalgebruik, zoals de productie van bioplastics, verkozen wordt boven de inzet als brandstof.

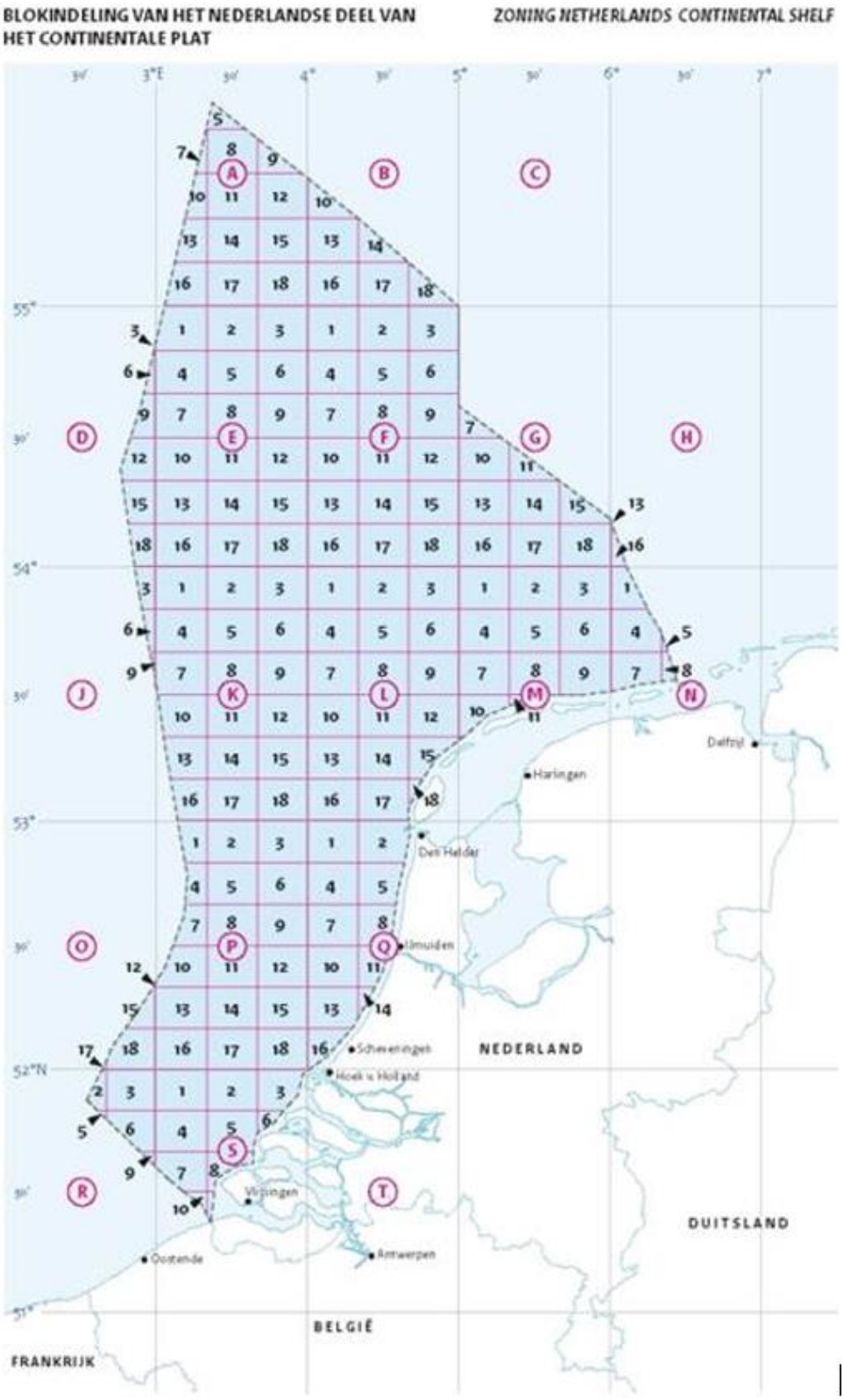
Zeewier en algen (aquatische biomassa)

Zeewier en algen (aquatische biomassa) vormen potentieel grote feedstockbronnen voor vergisting, alsook voor andere toepassingen (raffinage ten behoeve van groene grondstoffen, biobrandstof-productie, voeder- en voedselproductie). De ontwikkeling in Nederland staat nog in de kinder-schoenen, en wordt gestimuleerd met innovatiegelden.

Relevant voor de regelgeving voor vergisting als het gaat om productie op zee is dat het voor het kunnen meetellen voor de Nederlandse taakstelling hernieuwbare energie niet uitmaakt waar de *biomassa* wordt geproduceerd, maar waar het *biogas* wordt geproduceerd (en gebruikt). Daarnaast is relevant dat het biogas voor energetisch gebruik wordt ingezet, en niet als grondstof. Vanuit de huidige regelgeving kan het meetellen als het biogas wordt geproduceerd (en gebruikt) in de Nederlandse Exclusieve Economische Zone.

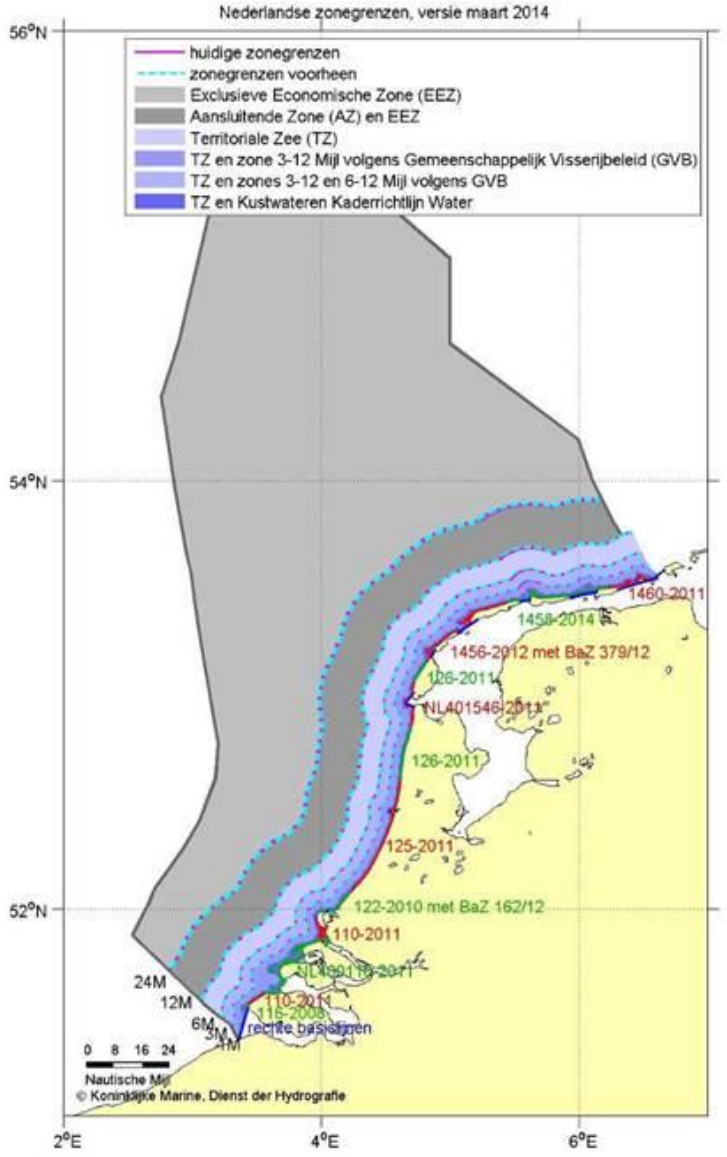
Energie uit aquatische biomassa valt onder de definitie in de RED-1 van energie uit hernieuwbare bronnen, meer specifiek uit energie uit biomassa.
De huidige bepalingen voor het Nederlands grondgebied zijn tot stand gekomen per 27 mei 1999 door middel van de Rijkswet, met aanvullend het Besluit van 13 maart 2000, houdende vaststelling van de grenzen van de exclusieve economische zone van Nederland en tot inwerkingtreding van de Rijkswet instelling exclusieve economische zone (Besluit grenzen Nederlandse exclusieve economische zone). Wetten in Nederland gelden voor de territoriale zee, tenzij anders vastgesteld. Op de volgende bladzijden staan ter illustratie twee figuren van de Nederlandse (zee)grenzen.

Figuur 12 - Nederlands grondgebied (relevant voor productie hernieuwbare energie t.b.v. EU-taakstelling); o.a. PtG en energie uit aquatische biomassa



Bron: figuur: Ministerie Economische Zaken.

Figuur 13 - Nederlands grondgebied (relevant voor productie hernieuwbare energie t.b.v. EU-taakstelling); o.a. PtG en energie uit aquatische biomassa



Bron: figuur: Ministerie Economische Zaken

4 Marktstudie demand side

4.1 Introductie

In de eerdere hoofdstukken is in beeld gebracht wat de laatste stand van de technologie is en wat de huidige en mogelijk toekomstige beleidscontext is. In dit hoofdstuk wordt de vraag beantwoord wat bij deze huidige stand van techniek en beleid de vraag naar bioLNG zou kunnen zijn in het vracht-verkeer over de weg, in de binnenvaart en in de zeevaart.

De ontwikkeling van de vraag naar LNG in het weg- en scheepsvervoer is door het Nationaal LNG-Platform bepaald, in drie scenario's (Laag, Midden, Hoog), die we hier verder hanteren als een middenwaarde met een range. In Tabel 24 zijn deze scenario's samengevat.

Tabel 24 - Overzicht van de aannames met betrekking tot de aantallen LNG-voer- en vaartuigen en groeiverwachting

	Aantallen huidig (2017)	Ambitie aantallen 2022	Jaarlijkse groei vanaf 2020	Aantallen 2030
Trucks	430	2500	Laag: +100 Midden: +500 Hoog: +750	Laag: 1.814 Midden: 7.064 Hoog: 9.664
Binnenvaart	8 eind 2019: 27	75	Laag: +6 Midden: +51 Hoog: +121	Laag: 33 Midden: 584 Hoog: 1.357
Zeevaart	112, 116 in aanbouw (mondiaal)	50 zeegaande schepen (port gerelateerd)	Laag: 50% van middenwaarde Hoog: 150% van middenwaarde	Uitgedrukt in bunkervolumes LNG: Middenwaarde 2,25 Mton LNG per jaar (range 1,1-3,4 Mton)

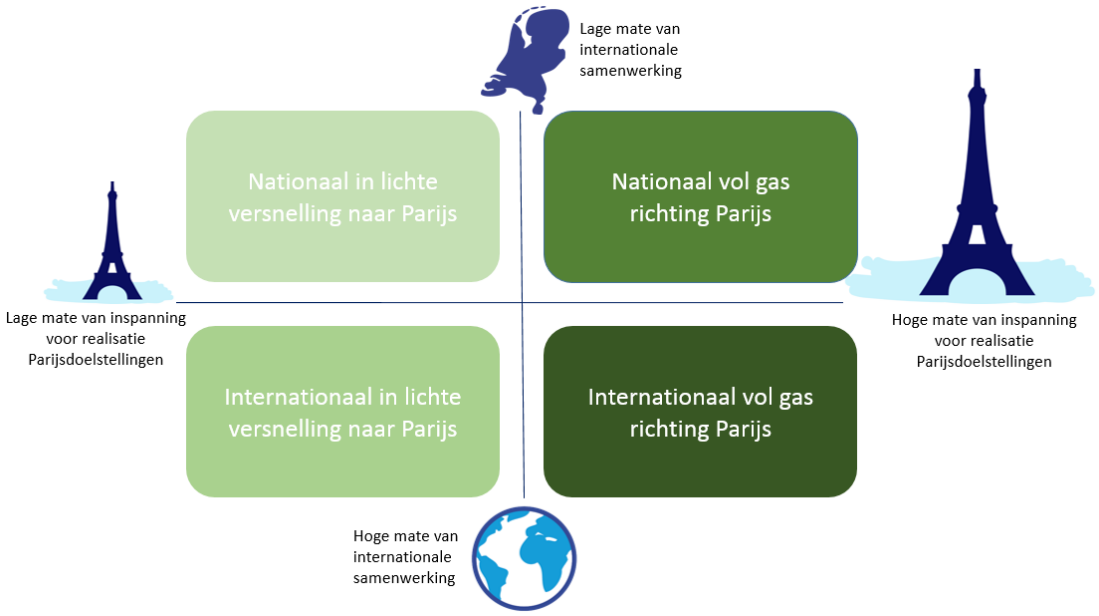
De waardes voor de **zeevaart** zijn afkomstig uit de expert opinions die zijn verzameld in dit project. In het proces bleek dat de bunkervolumes in de cijfers uit het deelrapport van de Brandstoftafel van het Nationaal EnergieAkkoord[101], uit 2014, destijds aanzienlijk te laag waren ingeschat. Het betrof lange termijn trendvoorspellingen op basis van weinig informatie. Het voortschrijdend inzicht bij onder andere Havenbedrijf Rotterdam op basis van huidige marktontwikkelingen is dat het zal gaan om fors grotere LNG-bunkervolumes in Rotterdam. Het voortschrijdend inzicht is ook dat dat niet betekent dat deze cijfers ook zullen gelden voor de toekomstige bioLNG-bunkervolumes in Rotterdam in het geval van 100% ingroei van bioLNG in de LNG-markten, aangezien voor bioLNG andere waarde-ketens gelden dan voor LNG. Voor businesscase beschouwingen in de Rotterdamse haven zijn de cijfers bruikbaar, voor conclusies over beschikbaarheid van voldoende biomassa t.b.v. bioLNG voor de zeescheepvaart moet echter naar de mondiale situatie worden gekeken.

In dit hoofdstuk is een inschatting gemaakt van het aandeel bioLNG in de LNG-markten voor transport. Voor die ingroei van bioLNG in de LNG-markten zijn vier scenario's opgezet. In Figuur 14 is met een assenkruis schematisch weergegeven op welke manier de scenario's zijn opgezet, waarbij de

[101] Bron: deelrapport brandstoftafel 2014, www.energieakkoordser.nl/~/media/files/energieakkoord/nieuwsberichten/2014/brandstofvisie/deelrapport-brandstoftafel-scheepvaart.ashx

belangrijkste variabelen de scenario's definiëren. De scenario's variëren enerzijds in de mate van inspanning om de Parijsdoelstellingen te realiseren. Met andere woorden: worden de Parijsdoelstellingen gehaald? Anderzijds staat ook de mate van internationale samenwerking centraal, omdat dit de positie van bioLNG ten opzichte van andere alternatieven bepaalt.

Figuur 14 - Schematische weergave van de vier bioLNG-scenario's



Elk bioLNG-scenario is kwalitatief beschreven in een storyline, waarin de volgende karakteristieken aan bod komen:

Karakteristiek	Mechanisme
Ambitieniveau verduurzaming en realisatie daarvan	Het ambitieniveau in termen van CO_2-doelstellingen is een belangrijke driver voor de verduurzaming en met name het tempo waarop de markt zal verduurzamen.
Internationale samenwerking en internationale infrastructuur	De mate waarin problemen en uitdagingen op internationaal niveau kunnen worden opgepakt bepalen de technologische ontwikkeling en in welke mate er schaalgroottevoordelen en voordelen als gevolg van harmonisatie op kunnen treden.
Beleidsinstrumentarium	Het beleidsinstrumentarium en de mate waarin beleidsinstrumenten verduurzaming afdwingen is sterk gekoppeld aan het ambitieniveau. Bij een hoger ambitieniveau is de aanname dat er een sterker pakket aan beleidsmaatregelen zal worden ingezet.
Infrastructuurontwikkelingen	De mate van internationale ontwikkeling heeft onder andere gevolgen voor het tot stand komen van internationale netwerken op het vlak van infrastructuur voor de diverse energiedragers.
Kostprijsontwikkelingen	Zowel beleidsinstrumenten (door middel van subsidies bijv.) als technologische ontwikkeling zullen voor kostenreducties gaan zorgen. Tegelijkertijd kunnen fossiel varianten als het gevolg van beleid duurder worden, waardoor het gat tussen fossiel en hernieuwbaar kleiner wordt. Dit beïnvloedt businesscases positief.
Concurrentiepositie alternatieve technologieën	Veel van bovenstaande punten gelden ook voor andere alternatieve technologieën. De vraag is in hoeverre bijv. elektrisch rijden op dezelfde manier groeien t.o.v. bioLNG of dat deze zich anders ontwikkelen.

Merk op dat er bij het opstellen van deze scenario's ook gekeken is naar de volgende karakteristieken:
- import;
- fysiek versus administratief.

Bij de uitwerking bleek het echter noodzakelijk om een iteratieslag te maken op basis van de beschikbare feedstocks voordat er in deze scenario's een kwantitatieve inschatting gemaakt kan worden. Deze karakteristieken zullen dus later nog worden toegevoegd.

Per storyline beschrijven deze karakteristieken tezamen hoe de context van bioLNG eruitziet in elk scenario. De storylines sluiten elk af met een kwantitatieve inschatting van de aandelen bioLNG uitgedrukt als percentage van het LNG-volume in een transportmodaliteit. Aan het einde van deze notitie worden deze percentages doorvertaald naar volumes bioLNG aan de hand van de LNG-scenario's van het Nationaal LNG Platform.

4.2 Scenario 'Nationaal in lichte versnelling naar Parijs'

Ambitieniveau verduurzaming en realisatie daarvan

Het ambitieniveau voor verduurzaming van de transportsector is in dit scenario niet veel gewijzigd ten opzichte van de huidige doelstellingen voor de transportsector en het ambitieniveau, zoals is vastgelegd in het Regeerakkoord. Dit betekent dat er wel stappen gezet worden richting 'Parijs', maar dat dit niet zal resulteren in de versnelling binnen het goederenvervoer, omdat vooral voor maatregelen wordt gekozen die zonder impact op de internationale concurrentie genomen kunnen worden.

De beperkt ambitieuze doelstellingen worden met moeite gerealiseerd en tegen relatief hoge kosten. Dit komt, doordat Nederland als land voornamelijk alleen handelt en niet de vruchten kan plukken van internationale samenwerking. BioLNG zal in dit scenario op beperkte schaal ingezet worden voor nationale distributie.

Internationale samenwerking en internationale infrastructuur

Vanwege de beperkte internationale samenwerking blijft de integratie en harmonisatie van Europese systemen/netwerken ook beperkt. Zaken die alleen in internationaal verband geregeld kunnen worden, zoals afspraken op Europees niveau of binnen organisaties als de IMO, komen niet van de grond. Dit raakt met name de modaliteiten binnen- en zeevaart, en in mindere mate ook het vervoer per zware vrachtauto.

Beleidsinstrumentarium

Bij een relatief laag ambitieniveau worden additionele verplichtingen als een te sterk middel gezien om in te zetten. Door het gebrek aan internationale samenwerking wordt ook teveel gevreesd voor de negatieve effecten op de concurrentiepositie. Het beleidsinstrumentarium in dit scenario bestaat dan ook voornamelijk uit voortzetting van het huidig beleid, waarbij de Jaarverplichting Hernieuwbare Energie in Vervoer blijft bestaan, maar waarbij deze verplichting geen additionele prikkel biedt voor bioLNG ten opzichte van de huidige situatie. Dit betekent ook dat de verplichting op hetzelfde niveau blijft of slechts heel licht stijgt. Er wordt ook niet specifiek op de zwaardere transportmodaliteiten gestuurd. Daarnaast worden stakeholders vooral financieel verleid

om bioLNG in te zetten door middel van bijv. innovatiegelden, subsidies en accijns- of heffingskortingen. Door het lage ambitieniveau van dit scenario blijft de hoogte van deze voordelen ook beperkt en verandert de businesscase maar in lichte mate.

Infrastructuurontwikkelingen

Grote Europese infrastructuurnetwerken komen niet van de grond.
In dit scenario wordt vooral infrastructuur gerealiseerd welke gekoppeld is aan lokale initiatieven en nichetoepassingen.

Kostprijsontwikkelingen en daaraan gerelateerde factoren

Door de minder ambitieuze doelstellingen en nationale scope blijven veel investeringskosten steken op het huidige niveau. Door het gebrek aan opschaling worden er geen schaalgroottevoordelen gerealiseerd. Ook niet op het gebied van bioLNG-productie.

Ook de waarde van Hernieuwbare Brandstofeenheden (HBE's) blijft op het huidige niveau of daalt zelfs als gevolg van beperkte vraag. In het geval dat biogas via de SDE+ wordt gefinancierd verkleint de onrendabele top niet vanwege de beperkte technologische ontwikkeling.

De feedstockprijzen komen door de lage vraag naar biogas en bioLNG niet onder druk te staan.

Concurrentiepositie alternatieve technologieën

Wanneer we kijken naar de ontwikkeling van alternatieve brandstoffen en aandrijflijnen, blijft de ontwikkeling van andere opties ook beperkt. Elektrische- en waterstofaandrijvingen voor zwaar transport breken niet door, omdat de investeringskosten nog te hoog zijn. Vanwege het uitblijven van een internationale markt voor deze voertuigen blijven OEMs afwachten. Wel worden er meer pilots uitgevoerd en ontwikkelen nichespelers wel technologie. Koplopers verduurzamen hun vloot in een bepaalde regio op kleine schaal. Vloeibare biobrandstoffen blijven het voordeel van relatief lage aanvangskosten hebben. Merk op dat zowel vloeibare biobrandstoffen en bioLNG weinig ontwikkelkosten met zich meebrengen en gebruik kunnen maken van bestaande infrastructuur en vloot.

Aandelen bioLNG per modaliteit op basis van storyline

Op basis van deze storyline zijn de aandelen bioLNG als volgt ingeschat: een aandeel van 3% bioLNG in het totale aandeel LNG in trucks. Binnen deze storyline wordt het niet aannemelijk geacht dat er bioLNG in de binnenvaart en zeevaart wordt ingezet, op wellicht wat verwaarloosbare volumes na. Wanneer deze 3% wordt toegepast op de LNG-scenario's van het Nationaal LNG Platform (NLP) is binnen dit scenario een afzet van 1,6-8,7 kton bioLNG per jaar in 2030 te verwachten.

Merk op dat er bij het aantal voertuigen en schepen wordt aangenomen dat deze 100% op bioLNG overstappen. In de praktijk hoeft dit niet per definitie zo te zijn.

Tabel 25 - Nationaal in lichte versnelling naar Parijs: Aangenomen aandelen bioLNG van het totale volume LNG per modaliteit

Aandeel bioLNG	3%	0%	0%
# voertuigen/schepen	54-290	0	0

4.3 Scenario 'Internationaal in lichte versnelling naar Parijs'

Ambitieniveau en realisatie daarvan

Het ambitieniveau qua verduurzaming van de transportsector is in dit scenario niet veel gewijzigd ten opzichte van de huidige doelstellingen voor de transportsector en het ambitieniveau, zoals is vastgelegd in het Regeerakkoord. Dit betekent dat er wel stappen gezet worden richting 'Parijs', maar dat dit niet zal resulteren in de versnelling, die nodig is om in 2030/2035 op schema te liggen om Parijs te gaan halen.

De beperkt ambitieuze doelstellingen worden in dit scenario makkelijker gerealiseerd dan in het vorige scenario, omdat Nederland in dit geval wel kan profiteren van de internationale samenwerking en daarmee gepaard gaande kostenreducties. De internationale samenwerking biedt ook investeringsvertrouwen.

Internationale samenwerking

Duurzaamheidsuitdagingen worden internationaal opgepakt. In internationale gremia worden vergaande afspraken gemaakt en nageleefd. Door harmonisatie/afstemming op internationaal niveau worden synergievoordelen en efficiëntiewinsten geboekt, bijvoorbeeld als gevolg van schaalgrootte voordelen. Hierdoor is het ambitieniveau qua CO_2 makkelijker te realiseren.

Ook lukt het de koplopers internationale samenwerkingspartners te vinden, zoals coalities van een aantal ambitieuze Europese steden of Europese havens. Door samen op te trekken kunnen transporten zowel aan de vertrek- als aankomstkant vergroend worden en wordt de concurrentiegevoeligheid verlaagd: partijen steken immers niet alleen hun nek uit. Denk bijv. aan cruiseschepen, die verschillende steden aan doen.

Beleidsinstrumentarium

Net als in het vorige scenario bestaat het beleidsinstrumentarium vooral uit subsidies en accijnskortingen. Vanwege het internationale karakter komen daar bovenop ook nog Europese gelden, bijv. uit onderzoeksbudgetten (Horizon2020) of fondsen, zoals CEF. Huidige verplichtingen blijven bestaan, maar worden niet verder aangescherpt en er komen ook geen nieuwe verplichtingen bij. Oftewel: aangezien het aandeel bioLNG onder de huidige verplichtingen beperkt is, zullen de verplichtingen bij soortgelijke voortzetting niet voor additionele bioLNG zorgen in dit scenario.

Infrastructuurontwikkelingen

In tegenstelling tot het vorige nationale scenario wordt er in dit scenario wel gewerkt aan de realisatie van internationale netwerken. Hierdoor is er toegenomen aandacht en budgetten voor de TEN-T-corridors en de rol van havens binnen de internationale netwerken. Dit komt niet alleen bioLNG ten goede, maar deze investeringen vormen ook een belangrijke driver voor de groei van energiedragers voor zwaar transport zoals elektriciteit en waterstof. Doordat er gewerkt wordt aan internationale netwerken zal de toepassing van alternatieve brandstoffen zich verplaatsen van nichetoepassingen op lokale schaal (en dus lokaal transport) naar internationaal transport. Wegens het lage ambitieniveau ligt het tempo van deze verschuiving wel laag.

Kostprijsontwikkelingen en daaraan gerelateerde factoren

Door de internationale ontwikkelingen vindt er een lichte verbetering in de CO_2-prijs plaats, maar deze is nog niet significant genoeg om een rol te kunnen spelen in de businesscases. Kostendalingen zijn vooral het gevolg van schaalgrootte- en synergievoordelen, maar het ambitieniveau is nog te laag om voor heel sterke kostendalingen te zorgen.

Concurrentiepositie alternatieve technologieën

Voor wat betreft waterstof en elektrisch zullen er meer pilots worden uitgevoerd. Voor het vrachtverkeer zullen OEMs vanwege consistent beleid ook met meerdere marktrijpe modellen komen voor diverse technologieën, maar het prijsverschil blijft nog hoog. Gezien vloeibare biobrandstoffen nog altijd de technologie met de laagste aanloopkosten en beschikbare voertuigtechnologie en infrastructuur zijn, is dat de hernieuwbare energiedrager die met weinig weestand kan worden ingevoerd. Daarom zal het aandeel bioLNG stijgen. Net als in het wegtransport nemen ook de pilots in de zee- en binnenvaart toe.

Aandelen bioLNG per modaliteit op basis van storyline

Op basis van deze storyline zijn de aandelen bioLNG als volgt ingeschat: een aandeel van 10% bioLNG in het totale aandeel LNG in trucks. Aangezien het internationale karakter van dit scenario, wordt er in tegenstelling tot het voorgaande scenario hier wel een aandeel bioLNG in de LNG-markt voor binnenvaart (4%) en zeevaart (3%) verwacht.

Merk op dat er bij het aantal voertuigen en schepen wordt aangenomen dat deze 100% op bioLNG overstappen. In de praktijk hoeft dit niet per definitie zo te zijn.

Tabel 26 - Internationaal in lichte versnelling naar Parijs: Aangenomen aandelen bioLNG van het totale volume LNG per modaliteit

Aandeel bioLNG	10%	4%	3%
# voertuigen/schepen	181-966	1-54	Uitgedrukt in bunkervolumes

4.4 Scenario ‘Nationaal vol gas richting Parijs’

Ambitieniveau en realisatie daarvan

Binnen dit scenario wordt op nationaal niveau volop ingezet op het realiseren van de Parijsdoelstelling (2 graden) en betekent in de praktijk dus een grote versnelling in het verduurzamingstempo binnen het goederenvervoer. Internationaal gezien zijn er achterblijvers. Voor wat betreft realisatie blijkt het daarom echter niet haalbaar om als alleen opererend land in 2030/2035 voldoende voortgang te hebben gerealiseerd om op schema voor ‘Parijs’ te liggen.

Internationale samenwerking

Net als in het eerdere nationale scenario is de internationale samenwerking beperkt. De integratie en harmonisatie van Europese systemen/netwerken komt niet van de grond.

Beleidsinstrumentarium

Gezien het hoge ambitieniveau zal de Nederlandse overheid in dit scenario meer inzetten op verplichtingen om de realisatie ook meer te kunnen garanderen. Er komt een gerichtere aanpak om de zware transportmodaliteiten te verduurzamen in plaats van generiek beleid voor de transportsector als geheel. Dit betekent dat het personentransport bijna volledig zal elektrificeren. Binnen de mogelijkheden van het nationaal en lokaal beleid zal alles op alles gezet worden om de aandelen alternatieve brandstoffen te verhogen. Waar verplichtingen en financiële instrumenten elkaar niet in de weg staan zal erop beiden worden ingezet. Nederland slaagt er dan ook in dit scenario in om het aandeel van de modaliteiten waar zij het meeste invloed op hebben te verduurzamen. De aandelen in dit scenario zullen niet de 100% halen, omdat een deel van de vloten niet (voldoende) bereikt kan worden met het nationaal beleid en men bij nationaal beleid ook tegen de grenzen van concurrentiegevoeligheid aanloopt.

Infrastructuurontwikkelingen

De mate van internationale ontwikkeling heeft onder andere gevolgen voor het tot stand komen van internationale netwerken op het vlak van infrastructuur voor de diverse energiedragers. Grote Europese netwerken komen hierdoor niet van de grond.
In dit scenario wordt vooral infrastructuur gerealiseerd welke gekoppeld is aan lokale initiatieven en nichetoepassingen.

Kostprijsontwikkelingen en daaraan gerelateerde factoren

Op nationaal niveau wordt er gestuurd op verbetering van de CO_2-prijs, zoals het instellen van een minimumprijs. Dit zorgt voor een lichte verbetering van het gat tussen fossiele LNG en bioLNG. Aangezien het ambitieniveau hoger ligt zal er meer gefocust worden op de duurzaamheid van biobrandstoffen en zal de vraag naar afval en residuen voor de productie van brandstoffen toenemen. Hierdoor zal de prijs voor HBE’s stijgen. Dit heeft een positieve invloed op de businesscase van bioLNG ten opzichte van LNG.

Concurrentiepositie alternatieve technologieën

Nederland zal sterk focussen op de elektrificeren van het personenvervoer en alternatieve brandstoffen, zoals bioLNG en vloeibare biobrandstoffen, vooral willen inzetten in de sectoren waar geen alternatieven zijn. Al met al worden er dus gerichte keuzes gemaakt waardoor het goederenvervoer niet hoeft te concurreren met het personenvervoer. Door het gebrek aan internationale samenwerking komen elektrisch en waterstof in het langeafstandstransport niet van de grond. Hierdoor moet de verduurzaming in de zwaardere modaliteiten vooral van bioLNG en biobrandstoffen komen.

Aandelen bioLNG per modaliteit op basis van storyline

Op basis van deze storyline is het de verwachting dat er in alle modaliteiten een substantieel aandeel aan bioLNG zal ontstaan. In het wegtransport zal 50% van alle LNG uit bioLNG bestaan. In de binnenvaart is dit met 30% meer dan een kwart. In de zeevaart blijft bioLNG door het nationale karakter van dit scenario steken op 10%.

Merk op dat er bij het aantal voertuigen en schepen wordt aangenomen dat deze 100% op bioLNG overstappen. In de praktijk hoeft dit niet per definitie zo te zijn.

Tabel 27 - Nationaal vol gas richting Parijs': Aangenomen aandelen bioLNG van het totale volume LNG per modaliteit

Aandeel bioLNG	50%	30%	10%
# voertuigen/schepen	907-4.832	10-407	Uitgedrukt in bunkervolumes

4.5 Scenario 'Internationaal vol gas richting Parijs'

Ambitieniveau en realisatie daarvan

Binnen dit scenario zetten alle landen in op de realisatie van Parijs. Door dit samen nastreven van 'Parijs' liggen de landen in 2030 ruim op schema om de Parijsdoelstelling (2 graden) te gaan realiseren.

Internationale samenwerking

Door de sterke samenwerking worden duurzaamheidsuitdagingen internationaal opgepakt. Landen kunnen profiteren van elkaars sterke punten en harmonisatie en afstemming zorgen voor doorbraken in innovatie. Dit maakt dat het ambitieniveau op een zo efficiënte manier gerealiseerd kan worden en tegen relatief lage kosten in vergelijking met de nationale scenario's.

Beleidsinstrumentarium

Ook in dit scenario komt de nadruk meer op verplichtingen te liggen en minder op verleidende maatregelen. Deze verplichtingen kunnen bestaan uit oplopende verplichtingen voor het aandeel klimaatneutrale brandstoffen. Deze verplichtingen kunnen ondersteund worden met beprijzingsmaatregelen, waardoor fossiele bronnen minder aantrekkelijk gemaakt worden en er tegelijkertijd inkomsten gegenereerd kunnen worden voor de nog altijd duurdere hernieuwbare bronnen. Over het algemeen zet de overheid in dit scenario ook sterk in op lange termijndoelstellingen (vanwege 'Parijs') en zorgt dit voor een hoge mate van investeringszekerheid.

Infrastructuurontwikkelingen

In tegenstelling tot het vorige nationale scenario wordt er in dit scenario wel gewerkt aan de realisatie van internationale netwerken. Hierdoor is er toegenomen aandacht en budgetten voor de TEN-T-corridors en de rol van havens binnen de internationale netwerken. Dit komt niet alleen bioLNG ten goede, maar deze investeringen vormen ook een belangrijke driver voor de groei van elektrisch en waterstof. Doordat er op hoog tempo gewerkt wordt aan internationale netwerken zal de toepassing van alternatieve brandstoffen zich ook in hoog tempo verplaatsen van nichetoepassingen op lokale schaal (en dus lokaal transport) naar internationaal transport.

Kostprijsontwikkelingen en daaraan gerelateerde factoren

Wegens het goed functioneren van het EU ETS gaat de CO_2-prijs een significante rol spelen in de businesscase. Dit, in combinatie met andere beleidsmaatregelen en kostenreducties als gevolg van technologische ontwikkelingen, zorgt ervoor dat er meer en meer een level playing field ontstaat tussen fossiele brandstoffen en alternatieve energiedragers.

Concurrentiepositie alternatieve technologieën

In dit scenario worden er op het vlak van elektrisch en waterstof grote doorbraken bereikt, maar vanwege het ambitieniveau is groei van alle alternatieve energiedragers nodig om het ambitieniveau ook daadwerkelijk te realiseren. Dit betekent dat alle alternatieve brandstoffen kunnen groeien zonder elkaar in de weg te staan. In welke regio's welke brandstof het meeste voor zal komen hangt af van de regionale kenmerken en de mogelijke synergiën met de verduurzaming van andere sectoren.

Aandelen bioLNG per modaliteit op basis van storyline

Op basis van deze storyline ligt de nadruk dermate op de realisatie van de Parijsdoelstellingen dat het ondenkbaar is dat LNG als fossiele bron wordt ingezet. Er wordt dus aangenomen dat LNG alleen gestimuleerd wordt onder de voorwaarde dat er alleen op bioLNG gereden en gevaren wordt.

Merk op dat er bij het aantal voertuigen en schepen wordt aangenomen dat deze 100% op bioLNG overstappen. In de praktijk hoeft dit niet per definitie zo te zijn. Door echter met 100% ingroei van bioLNG in de LNG-markten te rekenen wordt een antwoord verkregen op de vraag hoeveel feedstock daarvoor nodig is, en kan worden nagegaan of die hoeveelheden feedstock beschikbaar zijn.

Tabel 28 - Internationaal vol gas richting Parijs: aangenomen aandelen bioLNG in zowel percentages van het LNG-verbruik als in absolute volumes

Aandeel bioLNG	100%	100%	100%
# voertuigen/schepen	1.814-9.664	33-1.357	Uitgedrukt in bunkervolumes

4.6 Conclusie

In onderstaande tabellen zijn de verschillende bioLNG-scenario's samengevat en wordt duidelijk voor welke verschillen de verschillende scenario's zorgen. In het 'Nationaal in lichte versnelling naar Parijs' komt bioLNG nauwelijks van de grond. In het 'Internationaal in lichte versnelling naar Parijs' is er wel een significante groei voorzien. Vervolgens slaagt Nederland er in het 'Nationaal vol gas richting Parijs' om de bioLNG-aandelen sterk te laten stijgen, ook in de internationale transportmarkten. Aangezien alle drie de modaliteiten onderdeel zullen blijven van internationale markten is het de verwachting dat Nederland slechts een deel van de vloot kan beïnvloeden. Daarom zijn de aandelen hier niet op 100% gezet. In het 'Internationaal vol gas richting Parijs' is dit wel het geval. Merk op dat dit scenario is opgenomen om de uiterste hoek van het speelveld te laten zien, waardoor ook antwoord gegeven kan worden op de vraag of de groeiende LNG-markten in transport geheel 'vergroend' kunnen worden met bioLNG. De andere drie scenario's worden meer realistischer geacht voor de ontwikkeling van businesscases op de kortere termijn, bezien vanuit de huidige context.

Tabel 29 - Aandelen bioLNG van de totale inzet aan LNG per modaliteit voor 2030

		Trucks	Binnenvaart	Zeevaart
	Nationaal in lichte versnelling naar Parijs	3%	0%	0%
	Internationaal in lichte versnelling naar Parijs	10%	4%	3%
	Nationaal vol gas richting Parijs	50%	30%	10%
	Internationaal vol gas richting Parijs	100%	100%	100%

Bovengenoemde aandelen staan voor het aandeel bioLNG in het totale volume aan LNG in een modaliteit. Om tot volumes aan bioLNG te komen zijn deze aandelen daarom toegepast op de LNG-scenario's van het Nationaal LNG Platform. Het minimum van de range staat dus voor het aandeel bioLNG in het lage LNG-scenario en het maximum van de range uit het aandeel bioLNG in het hoge LNG-scenario. Meer gedetailleerde tabellen zijn opgenomen in Bijlage A.

Tabel 30 - BioLNG-vraagvolumes binnen de verschillende scenario's in kton/jaar bioLNG in 2030. Merk op dat de zeevaart dominant is in het geheel

	Trucks			Binnenvaart			Zeevaart			Totaal (kton bioLNG)
	Laag	**Midden**	**Hoog**	**Laag**	**Midden**	**Hoog**	**Laag**	**Midden**	**Hoog**	
Nationaal in lichte versnelling naar Parijs		**3%**			**0%**			**0%**		
	2	**6**	9	0	**0**	0	0	**0**	0	2 **6** 9
Internationaal in lichte versnelling naar Parijs		**10%**			**4%**			**3%**		
	5	**21**	29	1	**10**	15	34	**68**	101	40 **99** 145
Nationaal vol gas richting Parijs		**50%**			**30%**			**10%**		
	27	**106**	145	10	**78**	113	113	**225**	338	149 **409** 596
Internationaal vol gas richting Parijs		**100%**			**100%**			**100%**		
	55	**212**	290	32	**260**	378	1.125	**2.250**	3.375	1.211 **2.722** 4.043

Uit de tabel blijkt dat de zeevaart de grootste potentiële afzetmarkt is voor bioLNG in de transport-sector. Het zal naar verwachting ook uiteindelijk de meest bestendige markt zijn aangezien het van de drie beschouwde markten de markt is met de minste alternatieven om klimaatneutraal te worden. Omdat het ook van de drie markten de markt is met de laagste prijzen voor brandstof is het tegelijker-tijd vermoedelijk ook de moeilijkste markt voor introductie van bioLNG.

Tabel 31 - Totale resulterende vraagvolumes bioLNG in kton/jr in 2030 (in Nederland), trucks+binnenvaart+zeevaart

		Range kton bioLNG-vraag in 2030
	Nationaal in lichte versnelling naar Parijs	2-**6**-9
	Internationaal in lichte versnelling naar Parijs	40-**99**-145
	Nationaal vol gas richting Parijs	149-**409**-596
	Internationaal vol gas richting Parijs	1.211-**2.722**- 4.043

In Tabel 32 staan de bijbehorende Well-to-Wheel (c.q. to Propellor) broeikasgasemissiereducties berekend voor de middenwaardes van de verschillende transportmodaliteiten, voor het 100%-ingroeiscenario van bioLNG ('Internationaal vol gas richting Parijs'). Hiervoor is gebruik gemaakt van de broeikasgasemissiereductiefactoren uit Paragraaf 2.6. De waardes voor de andere ingroeiscenario's zijn daar percentages van.

Tabel 32 – WTW-broeikasemissiereducties (in CO_2-eq./jr.) voor de middenwaardes van de drie transportmodaliteiten, voor het 100%-ingroeiscenario van bioLNG ('Internationaal vol gas richting Parijs')

Transportmodaliteit	bioLNG-afzet (kton/jr)	Broeikasgasemissiereductie (kton CO_2-eq./jr)
Trucks	212	606
Binnenvaart	260	693
Zeevaart	2.250	5.996
Totaal	**2.722**	**7.295**

5 Marktstudie supply side

5.1 Introductie

In dit hoofdstuk wordt bepaald hoeveel biogas en bioLNG kan worden geproduceerd uit de nationaal en regionaal (Rotterdam, Gelderland) beschikbare hoeveelheden vergistbare feedstocks, en hoe zich dit verhoudt tot de toekomstige vraag naar bioLNG zoals die is bepaald in het vorige hoofdstuk. Daarbij wordt ook gekeken naar de volumes aan CO_2 die vrijkomen bij de productie van bioLNG en die afgezet kunnen worden in de glastuinbouw.

5.2 Feedstockbeschikbaarheid

De scope van de studie is feedstocks biogasproductie door vergisting. Daarbij is afgesproken om in aanvang breed te kijken, waarmee wordt bedoeld dat er niet op voorhand uit gegaan wordt dat een bepaalde feedstock al een andere toepassing heeft die mogelijk als hoogwaardiger wordt beoordeeld.

5.2.1 Nationale beschikbaarheid

Er zijn de afgelopen jaren verschillende studies gepubliceerd naar de beschikbaarheid van biomassa in Nederland, op nationaal niveau. Zie Tabel 33.

Tabel 33 - Studies naar de toekomstige beschikbaarheid van biomassa in Nederland

Studie	Referentie	Scope
Koppejan et al. (2009)	Koppejan, J., Elbersen, W., Meeusen, M. en Bindraban, P. (2009). Beschikbaarheid van Nederlandse biomassa voor elektriciteit en warmte in 2020, in opdracht van SenterNovem.	Inschatting van beschikbaarheid van verschillende typen biomassa voor energieopwekking in 2020.
Routekaart hernieuwbaar gas (2014)	De Gemeynt, ECN, Groen Gas Nederland en RVO.nl (2014). Routekaart hernieuwbaar gas, in opdracht van het Groen Gas Forum.	Inschatting van beschikbaarheid van verschillende typen biomassa voor productie van hernieuwbaar gas d.m.v. vergisting en vergassing in 2020 en 2030.
DNV GL (2017)	DNV GL (2017). Biomassapotentieel in Nederland: Verkennende studie naar vrij beschikbaar biomassapotentieel voor energieopwekking in Nederland, opgesteld door DNV GL in opdracht van Gasunie.	Inschatting van beschikbaarheid van verschillende typen biomassa voor energieopwekking (i.e. niet alleen vergisting) in 2023 en 2035.

Zowel Koppejan et al. (2009) als DNV GL (2017) richten zich op de beschikbaarheid van biomassa-feedstocks voor energieopwekking in het algemeen, inclusief vergisting, vergassing en verbranding. Om deze reden worden ook houtstromen meegenomen in beide studies. De Routekaart hernieuwbaar gas (2014) focust specifiek op de potentiële productie van biogas m.b.v. vergisting, en splitst ook uit naar verschillende afzetroutes van biogas, inclusief de productie van bioLNG.

In de Routekaart wordt voor 2030 verwacht dat er ook een relatief grote hoeveelheid zeewier beschikbaar zal zijn in Nederland. Afvalstromen uit de VGI vallen binnen de scope omdat ze vrijkomen als zij- of reststroom van de industrie in Nederland, hoewel de primaire productie in het buitenland kan plaatsvinden. Slachtafval is in de Routekaart meegeteld onder VGI-stromen.

In deze studie gaan we verder uit van de nationale feedstocks zoals opgenomen in de Routekaart hernieuwbaar gas omdat daar specifiek wordt ingegaan op vergistbare feedstockstromen.
Het potentieel aan biogasproductie uit vergisting in 2030 wordt in die studie ingeschat op 2,2 miljard aardgasequivalenten (2,2 bcm aeq) per jaar. Ter vergelijking: het totale binnenlands aardgasgebruik in 2016 bedroeg circa 40 bcm. Ook ter vergelijking: In 2015 bedroeg de biogasproductie in Nederland circa 250 *miljoen* m^3 aeq (0,25 bcm aeq), met de kanttekening dat die productie de afgelopen jaren een flinke groei heeft doorgemaakt.

Tabel 56 geeft de verwachte beschikbare biomassa voor vergisting en de hoeveelheid biogas die hieruit kan worden geproduceerd voor het jaar 2030, uitgesplitst naar feedstocktype.
De biogasopbrengsten zijn in de Routekaart berekend met behulp van feedstockspecifieke omzettingsrendementen.

Tabel 34 - Beschikbare biomassa voor vergisting en biogasopbrengst in Nederland in 2030

Feedstoktypes	Beschikbaar voor vergisting in 2030 (kton natte stof)	Totale biogasopbrengst in 2030 (mln Nm^3 (63% methaan))
GFT	1.600	160
Rundermest	31.250	1.094
Varkensmest	6.000	180
Kippenmest	720	252
Energiegewassen	0	0
VGI	1.965	480
RWZI	1.363	438
AWZI	500	161
Gras	1.243	143
Zeewier	41.600	832
Totaal	**86.241**	**3.740**

Bron: Routekaart hernieuwbaar gas, 2014.

De 3.740 mln Nm^3 biogas als totaal in bovenstaande tabel correspondeert met de eerdergenoemde 2,2 bcm aardgasequivalent. Relevant hierbij is dat de methaangehaltes in ruw biogas variëren per type feedstock (c.q. combinaties daarvan), type vergister en van de bedrijfsvoering van de vergister.
Om de volumes op te kunnen tellen teneinde een omrekening naar aardgas-equivalentkwaliteit of LNG-kwaliteit te maken moet het ruwe biogas dus worden omgerekend naar een vast methaan-gehalte. Dat is in de Routekaart gedaan met een gehalte van 63% methaan, bovenstaande waardes zijn daaruit overgenomen.

Aardgas (zgn. Groningenkwaliteit) bestaat niet uit puur methaan, maar uit 81,3% methaanmoleculen. LNG daarentegen bestaat uit vrijwel puur (>99%) methaan. De bovengenoemde 2,2 bcm aeq correspondeert met 1,81 bcm puur methaan, oftewel 1,79 'bcm' LNG. Uitgedrukt in de bij LNG gangbaarder gewichtseenheid: 2,2 bcm aeq groengas correspondeert met 1.173 kton bioLNG.

Bij dat getal moet worden opgemerkt dat in de genoemde Routekaart uit 2014 een ruwe inschatting is gemaakt dat circa 35% van het potentiële volume aan biogas daadwerkelijk geschikt is voor productie van bioLNG. Het betreft een ruwe expert-inschatting per feedstocktype die deels op fysieke gronden en deels op economische gronden is gemaakt (o.a. schaalgroottes). Als we 35% van het boven-genoemde bioLNG-potentieel aanhouden resulteert dat in 412 kton bioLNG per jaar. Voor alle duidelijkheid: dat betreft technische potentiëlen. Of die gerealiseerd worden hangt af van de ontwikkeling van beleid, van markten, en van technologie.

In Tabel 35 zijn de maximale hoeveelheden biogas per feedstocktype voor productie van bioLNG in 2030 weergegeven, zoals ingeschat door Routekaart hernieuwbaar gas (2014). In combinatie met de verwachte biogasopbrengsten voor de verschillende feedstockstromen levert dit het eerdergenoemde aandeel van 35% op.

Tabel 35 - Ruwe expert-inschatting van maximum aandeel van hoeveelheid biogas per feedstocktype voor productie van bioLNG in 2030

Feedstocktype	Maximum aandeel naar bioLNG (ruwe expert-inschatting)
Rioolslib, afvalwaterslib	25%
VGI	75%
Gras	75%
GFT, onf	75%
Zeewier	25%
Rundermest	5%
Varkensmest, kippenmest	75%

Bron: Routekaart hernieuwbaar gas, 2014.

5.2.2 Regionale beschikbaarheid feedstocks

Voor dit project zijn door havenbedrijf Rotterdam en door Provincie Gelderland regionale feedstock hoeveelheden aangeleverd. Het betreft huidige beschikbaarheid, dus geen prognoses voor 2030 zoals de nationale feedstocks uit Paragraaf 3.2.1. Bij de verkregen hoeveelheden hoort de kanttekening dat onduidelijk is in hoeverre de gegevens geheel compleet zijn, de hoeveelheden zijn dus in ieder geval te beschouwen als ondergrens. Daarnaast moet worden bedacht dat feitelijk alle feedstocks al een toepassing in enige vorm hebben, waaronder vergisting. De vraag of de feedstocks *volledig* beschikbaar kunnen komen voor vergisting ten behoeve van biogasproductie hangt daarmee ten eerste af van regelgeving (wat mag er en wat moet er) en ten tweede van marktwerking (welke geoorloofde toepassing levert het meest op voor de eigenaar van de feedstock), waarbij de omvang van de markten uiteraard ook een factor is.

Tabel 36 - Regionale huidig beschikbare biomassa feedstocks (kton/jr)

Feedstock(s)	Rotterdam (kton/jr)	Gelderland (kton/jr)
Vloeibare mest; varken drijfmest (VDM)		2087,0 (ns)
Vloeibare mest; runder drijfmest (RDM)	238	8404,3 (ns)
Vaste mest; runder- en pluimvee		321,0 (pluimvee) (ns)
Organische reststromen VGI	1.274	
Rioolslib	232	
GFT en droge biomassa		202,6 (GFT) (ns) 18,9 (groenafval gemeenten) (ns) 35,9 (bermmaaisel) (ns)
Totaal	**1.744**	**11.070**

De Rotterdamse hoeveelheden zijn gebaseerd op Port of Rotterdam & Circle Economy (2017), en bijbehorende database. Cijfers van Gelderland zijn aangeleverd door de Provincie. Beide regionale hoeveelheden betreffen de totale hoeveelheden beschikbare biomassa.

5.3 BioLNG-vraag versus feedstock beschikbaarheid

De vraag naar bioLNG is bepaald in het hoofdstuk 'Marktstudie Demand Side'. De tabel met de vraag naar bioLNG is hieronder overgenomen.

Tabel 37 – BioLNG-vraagvolumes (in kton bioLNG/jr) voor de verschillende scenario's voor Nederland in 2030, met middenwaarde en bandbreedte. De onderste regel (100%) correspondeert met volledige vergroening van LNG door bioLNG. Waardes zijn afgerond t.b.v. de leesbaarheid van de tabel

	Trucks			Binnenvaart			Zeevaart			**Totaal (kton bioLNG)**
	Laag	**Midden**	**Hoog**	**Laag**	**Midden**	**Hoog**	**Laag**	**Midden**	**Hoog**	
Nationaal in lichte versnelling naar Parijs		**3%**			**0%**			**0%**		
	2	**6**	9	0	**0**	0	0	**0**	0	2 **6** 9
Internationaal in lichte versnelling naar Parijs		**10%**			**4%**			**3%**		
	5	**21**	29	1	**10**	15	34	**68**	101	40 **99** 145
Nationaal vol gas richting Parijs		**50%**			**30%**			**10%**		
	27	**106**	145	10	**78**	113	113	**225**	338	149 **409** 596
Internationaal vol gas richting Parijs		**100%**			**100%**			**100%**		
	55	**212**	290	32	**260**	378	1.125	**2.250**	3.375	1.211 **2.722** 4.043

Als we bovenstaande vraagcijfers naar bioLNG in 2030 vergelijken met het totale potentieel aan biogasproductie uit vergisting in 2030 in Nederland van 1.173 ton dan volgt op het eerste gezicht dat de nationale feedstockbeschikbaarheid niet de limiterende factor hoeft te zijn voor de vraag naar bioLNG in de bovenste drie ingroeiscenario's. Dat is wel het geval bij het onderste 100%-scenario, en wordt met name veroorzaakt door de vraag vanuit de zeescheepvaart. Het is echter niet realistisch om te veronderstellen dat alle biogasproductie uit nationaal beschikbare feedstocks zal worden ingezet voor bioLNG-productie aangezien er ook andere vraag naar biogas is vanuit andere sectoren. Denk aan de LT-warmtevraag van de gebouwde omgeving, en aan de industrie ten behoeve van HT-warmte-vraag en ten behoeve van feedstockvraag (grondstofvergroening).

Als we de genoemde 'expert judgement'-factor van circa 35% geschiktheid voor bioLNG-productie uit de ECN-Routekaart-studie toepassen op het nationaal potentieel, leidend tot het potentieel van 412 kton bioLNG, dan blijkt het volgende:

- er is in potentie genoeg bioLNG uit nationale feedstocks te produceren om de volledige vraag naar LNG vanuit trucks te vergroenen, voor zowel de laag-, midden- als de hoog-vraagscenario's voor de LNG-vraag;
- voor de *gecombineerde* vraag vanuit trucks en binnenvaart geldt hetzelfde voor de laag- en middencenario's van de LNG-vraag, maar niet meer voor de hoog-scenario's;
- er is ook in potentie genoeg bioLNG te produceren vanuit nationale feedstocks voor de middenwaardes van het ingroeiscenario 'nationaal vol gas richting Parijs';

- de volledige LNG-vraag vanuit de zeescheepvaart is niet te vergroenen met bioLNG vanuit vergisting van nationale feedstocks, ook niet in het laag-scenario voor de LNG-vraag.

Bij de zeescheepvaart moet opgemerkt worden dat indien de zeescheepvaart geheel op hernieuwbare brandstoffen zal gaan draaien in het scenario 'Internationaal vol gas richting Parijs', dat mondiale waardeketens voor bunkering dan wellicht anders komen te liggen. In dat geval kan niet zomaar worden aangenomen dat prognoses voor LNG-bunkering van de zeescheepvaart in Rotterdam betekenen dat ook diezelfde volumes aan bioLNG in dat scenario gebunkerd zullen worden in Rotterdam. Die bunkering van bioLNG kan in dat wereldbeeld ook elders op de wereld plaatsvinden. Het zou ook kunnen betekenen dat er juist op grote schaal biomassareststromen worden geïmporteerd in de Rotterdamse haven voor bioraffinage en vergisting ten behoeve van bioLNG-productie. Vergisting zal in het wereldbeeld 'Internationaal vol gas richting Parijs' worden aangevuld met hernieuwbaar gasproductie vanuit vergassing en vanuit Power-to-Methane.

De conclusie uit deze analyse is dat de voor 2030 geprognosticeerde vraag naar LNG vanuit trucks en binnenvaart (beide landelijk beeld) in principe geheel vergroend kan worden met bioLNG vanuit vergisting van nationale feedstocks. In de opbouwfase kan ook vanuit dezelfde feedstockbronnen aan de zeevaart geleverd worden. Bij verdere doorgroei van de zeevaartmarkt voor bioLNG is grootschalige feedstockimport nodig en/of andere technieken (vergassing, PtM) en/of bioLNG-productie elders om aan de vraag te voldoen.

5.3.1 Regionaal beleid vergistbare feedstocks

De hoeveelheden te produceren bioLNG vanuit de regionaal beschikbare feedstocks worden bepaald met de modelberekeningen. Voor de berekeningen gebruiken we het CE-biogasmodel, zie voor een beschrijving daarvan de Bijlage. Omdat de berekeningen voor de te produceren hoeveelheden bioLNG lineair zijn, kunnen de uitgebreide modelberekeningen voor elke feedstock worden samengevat in één zogenaamde lineariteitsfactor, die aangeeft hoeveel bioLNG te geproduceerd wordt per eenheid feedstock. In die ene factor zitten alle modelparameters opgenomen. Wijzigt bijvoorbeeld een technische efficiency van een component, of een 'eigengebruik' van energie van een vergister, dan wijzigt ook de lineariteitsfactor. Hetzelfde geldt voor de soort vergister die wordt ingezet voor de specifieke feedstock. Daarvoor worden nu de voorkeursroutes genomen die voor elke feedstock zijn bepaald in het hoofdstuk Fact finding Technieken en feedstocks.

Tabel 38 - Lineariteitsfactoren voor productie van bioLNG uit de verschillende feedstocks, vanuit het uitgebreide rekenmodel

Feedstock(s)	Lineariteitsfactor	Eenheid
Vloeibare mest; varken drijfmest (VDM)	0,0119	ton bioLNG/ton natte stof (FM)
Vloeibare mest; runder drijfmest (RDM)	0,0085	ton bioLNG/ton natte stof (FM)
Vaste mest; runder- en pluimvee	0,0261	ton bioLNG/ton natte stof (FM)
Organische reststromen VGI	0,0648	ton bioLNG/ton droge stof
Rioolslib	0,0997	ton bioLNG/ton droge stof
Stortgas	0,0004	ton bioLNG/Nm^3 stortgas
GFT en droge biomassa	0,0166	ton bioLNG/ton natte stof

Rekenen we met het rekenmodel lineariteitsfactor het potentieel aan bioLNG-productie uit op basis van de opgegeven voor vergisting geschikte en beschikbare feedstocks dan ontstaat het volgende beeld. De onderste regel bevat het totaal maal de expert judgement-factoren voor geschiktheid voor bioLNG-productie bij elke feedstock, zie Tabel 35.

Tabel 39 - Regionaal bioLNG productiepotentieel uit vergisting van de huidige regionale feedstocks

Feedstock(s)	Rotterdam (kton bioLNG/jr)	Gelderland (kton bioLNG/jr)
Vloeibare mest; varken drijfmest (VDM)		27,8 (i.g.v. monovergisting)
Vloeibare mest; runder drijfmest (RDM)	1,9	79,8 (i.g.v. monovergisting)
Vaste mest; runder- en pluimvee		9,4
Organisch reststromen VGI	19,7	
Rioolslib	5,5	
GFT en droge biomassa		11,3
TOTAAL	**27,1**	**128,3**
Maal factoren uit Tabel 35	**16,2**	**40,4**

5.4 CO_2-productie

LTO Glaskracht is geïnteresseerd in de CO_2 die vrijkomt bij de gaswassing/liquefactie van biogas tot bioLNG. In de glastuinbouw wordt CO_2-bemesting gebruikt ter bevordering van de groei van de gewassen. Die CO_2 wordt ofwel zelf geproduceerd door aardgas te verstoken, ofwel (in het Westland) afgenomen van de OCAP-CO_2-leiding (met huidige CO_2-productie-eenheden de Shell-raffinaderij en de ethanolfabriek van ALCO, beiden in het Rotterdamse havengebied), ofwel afgenomen van CO_2-leveranciers die de CO_2 per tankauto ('transport per as') aanleveren. De glastuinbouwsector heeft behoefte aan extern geproduceerde biogene CO_2 voor vergroening van de producten en omdat, vanuit datzelfde kader, meer en meer wordt overgestapt van de huidige WKK's en gasketels op andere vormen van verwarming van de kassen, bijvoorbeeld vanuit een restwarmtenet of via geothermie. Uiteraard worden er kwaliteitseisen gesteld aan de geleverde CO_2, die bijvoorbeeld geen andere gassen mag bevatten die schadelijk zijn voor de gewassen.

De vraag naar de nationale potentiëlen voor beschikbaarheid van biogene CO_2 vanuit bioLNG-productie wordt in deze paragraaf beantwoord. De vraag naar gaswassing/liquefactietechnieken die geschikt zijn voor biogene CO_2-productie voor de glastuintouw in verband met zuiverheidseisen van het gas wordt beantwoord in het hoofdstuk 'fact finding technologie en feedstocks'.

In Tabel 40 wordt de verwachte CO_2-*behoefte* van de glastuinbouw in 2030 weergegeven, uitgesplitst naar provincie. Deze cijfers volgen uit een verkenning van LTO Glaskracht Nederland[102].

Tabel 40 - CO_2-behoefte van Nederlandse glastuinbouw per provincie in 2030 (LTO Glaskracht Nederland, 2017)

Provincie	CO_2-behoefte in 2030 (kton/jr.)
Groningen	9
Friesland	32
Drenthe	31
Overijssel	18
Flevoland	54
Gelderland	116
Utrecht	21
Noord-Holland	194
Zuid-Holland	1024
Zeeland	40
Noord-Brabant	287
Limburg	189
Nederland (totaal)	*2016*

Bron: LTO Glaskracht Nederland, 2017.

[102] LTO Glaskracht Nederland (2017). Eerste verkenning match CO_2-vraag en -aanbod: CO_2 uit bioLNG-productie.

Uitgaande van de verwachte biogasopbrengst voor verschillende feedstocktypen voor Nederland in 2030 uit Routekaart hernieuwbaar gas (2014) kunnen CO_2-opbrengsten worden afgeleid. Deze zijn te vinden in Tabel 41. Er is aangenomen dat 42% van het ruwe biogas uit pure, winbare CO_2 bestaat. Verder is ervan uitgegaan dat alle beschikbare biogas wordt gebruikt voor de productie van bioLNG, het een overschatting oplevert. Zie ook de opmerking in Paragraaf 3.2.1 over de 35%-geschiktheids-factor van de biogasproductie voor bioLNG. Die 35%-factor is in de onderste rij van de tabel gehanteerd. Er is daarbij geen rekening gehouden met eventuele imports van feedstock speciaal voor vergistingsdoeleinden (en bioLNG-productie) in Nederland.

Tabel 41 - Verwacht nationale biogene CO_2-productie vanuit bioLNG-productie uit vergisting in 2030

Feedstocktype	Potentiële CO_2-productie uit bioLNG in 2030 (kton/jr)
GFT	133
Rundermest	910
Varkensmest	150
Kippenmest	210
Energiegewassen	0
VGI	400
RWZI	365
AWZI	134
Gras	119
Zeewier	692
Totaal	*3.110*
35% van totaal	*1.089*

Vergelijking van Tabel 40 en Tabel 41 laat zien dat er voor Nederland in 2030 kan worden verwacht dat de biogene CO_2-opbrengst uit bioLNG uit vergisting van nationale feedstocks toereikend is voor het voorzien in ruim 50% van de CO_2-behoefte van de glastuinbouw. Dit is nog zonder potentieel aan bioLNG-productie vanuit geïmporteerde biogene reststromen. BioLNG-productie is daarmee een substantiële potentiële bron van biogene CO_2 voor LTO Glaskracht.

In de businesscases wordt voor de opbrengst van de CO_2 uitgegaan van € 40 per ton CO_2. Er is sprake van communicerende vaten met de berekende bioLNG-kostprijs: als de ene factor wordt gekozen kan de andere worden berekend. Bij de businesscases wordt ook een gevoeligheidsanalyse uitgevoerd voor de opbrengsten uit CO_2-verkoop.

Tabel 42 bevat de potentiële regionale productie aan biogene CO_2 als bijproduct van bioLNG-productie. De onderste regel bevat het totaal maal de expert judgement-factoren voor geschiktheid voor bioLNG-productie bij elke feedstock, zie Tabel 35. Voor provincie Gelderland blijkt hetzelfde beeld als landelijk: ruwweg de helft van de biogene CO_2-behoefte van de glastuinbouw kan worden voorzien vanuit bioLNG-productie.

Tabel 42 - Potentiële biogene CO_2-productie als bijproduct bij regionale bioLNG-productie

Feedstock(s)	Rotterdam (kton CO_2/jr)	Gelderland (kton CO_2/jr)
Vloeibare mest; varken drijfmest (VDM)		49,1 (i.g.v. monovergisting)
Vloeibare mest; runder drijfmest (RDM)	4,0	141,4 (i.g.v. monovergisting)
Vaste mest; runder- en pluimvee		16,6
Organische reststromen VGI	41,3	
Rioolslib	11,5	
GFT en droge biomassa		12,4
TOTAAL	**56,8**	**219,5**
Maal factoren uit Tabel 35	**34,0**	**65,6**

5.5 Referenties

Port of Rotterdam en Circle Economy (2017). Biomass waste in the Port of Rotterdam and surrounding Region. Project report en database.

6 Businesscases

6.1 Introductie

Er zijn drie businesscases uitgewerkt, elk met een ander achterliggend 'businessmodel'. Deze drie businesscases zijn gedefinieerd in de offertevraag, en zijn weergegeven in Tabel 43. Voor een goed begrip is van belang dat de offertevraag voor de businesscases uitgaat van *vergistbare* feedstocks. Biomassa*vergassing* en bijvoorbeeld Power-to-Methane liggen buiten de scope van dit project-onderdeel.

De opbouw in de berekeningen is dat eerst de te vergisten feedstocks worden beschouwd, resulterend in een kostprijs van ruw biogas (waarbij ook het methaangehalte in het biogas van belang is). Vervolgens wordt met die kostprijs doorgerekend wat de opwerking van het ruwe biogas tot bioLNG kost door gaswassing en liquefactie, resulterend in een kostprijs van bioLNG. Als laatste stap worden de opbrengsten vanuit Hernieuwbare Brandstof Eenheden (HBE's) bepaald bij de levering aan de transportsector. Die opbrengsten worden afgetrokken van de kostprijs van het bioLNG, resulterend in een effectieve kostprijs die in de huidige markt concurrerend moet zijn met die van fossiel LNG. Overigens is dat voor de lange termijn, in het scenario 'Internationaal vol gas richting Parijs' geen relevante referentie meer, maar daarvan is nu nog geen sprake.
Naast de kostprijsberekeningen wordt ook gekeken naar de potentiële volumes van de bioLNG-productie in relatie tot de vraag, zoals bepaald in het hoofdstuk 'Marktstudie Demand Side'.

Voor de 'demand side' is afgesproken om uit te gaan van het Midden-scenario voor de toekomstige vraag naar LNG, in combinatie met het scenario 'Nationaal vol gas richting Parijs' voor de ingroei van bioLNG in de LNG-markt voor de verschillende vervoersmodaliteiten; zie hoofdstuk 'Marktstudie Demand Side', en specifiek Tabel 30. De gegevens voor de beschikbare vergistbare feedstocks in Rotterdam zijn aangeleverd door Havenbedrijf Rotterdam.

Tabel 43 - Omschrijving van de drie businesscases

Businesscase	Supply/demand-scenario	Herkomst feedstocks	Locatie bioLNG-productie	Afzetmarkten
1 (Rotterdam, lokaal)	Midden-scenario LNG-vraag 'Nationaal vol gas richting Parijs' voor bioLNG-ingroei	Lokaal	Rotterdam	Wegvervoer, en bij- en reststromen in Rotterdam
2 (Rotterdam full scale)	Midden-scenario LNG-vraag 'Nationaal vol gas richting Parijs' voor bioLNG-ingroei	Binnen- en buitenland	Rotterdam	Wegvervoer, scheepvaart, en bij- en reststromen in Rotterdam
3 (Import bioLNG)	Midden-scenario LNG-vraag 'Nationaal vol gas richting Parijs' voor bioLNG-ingroei	100% buitenland	100% buitenland met transport en opslag in Rotterdam	Wegvervoer en scheepvaart

De drie businesscases hebben elk een geheel ander businessmodel. De eerste case heeft een beperkte scope, met alleen lokaal in Rotterdam beschikbare feedstocks en een afzet van bioLNG in alleen het wegvervoer. De vergister(s) en liquefactie-installatie staan in het havengebied. Voor het Havenbedrijf betekent dit inkomsten uit terreinverhuur. De afzet van biogene CO_2 is opgenomen als inkomsten in de businesscase, met een bedrag per ton dat overeenkomt met levering aan de glastuinbouw, bijvoorbeeld via de OCAP-pijpleiding.

De tweede businesscase is het omvangrijkst wat ruimtebeslag in de haven betreft. De feedstocks komen niet alleen uit de regio maar ook uit het achterland, én uit import van biogene reststromen. De vergister(s) en liquefactie-installatie staan in het havengebied. De afzet is zowel in het wegvervoer als in de binnen- en zeevaart. De verwachte vraag in de zeevaart naar bioLNG wordt naar verwachting ordegroottes groter dan die in de andere twee modaliteiten, zie hoofdstuk 'Marktstudie demand side'.

De derde businesscase heeft een geheel ander businessmodel. In dat geval wordt de bioLNG elders in het buitenland geproduceerd, en ingevoerd in Rotterdam, waar het wordt afgezet in wegvervoer en binnen- en zeescheepvaart.

6.2 Businesscase 1: 'Rotterdam lokaal'

Het businessmodel in deze case is dat de feedstocks voor de vergisting vanuit de regio Rotterdam komen (geen importen), dit betreft voor een belangrijk deel reststromen uit de Voedings- en genotmiddelenindustrie. De vergisting en vervolgens de opwerking tot bioLNG vindt plaats in het havengebied, met afzet in het wegvervoer. De vrijkomende CO_2 wordt afgezet in de regio, we zijn daarbij uitgegaan van afzet in de glastuinbouw.

6.2.1 Algemene uitgangspunten en waardes

Voor de toepassing van het biogas is uitgegaan van de HBE-route (Hernieuwbare Brandstof Eenheden, oftewel toepassing in de transportmarkt). Andere concurrerende toepassingen voor het biogas zijn de verbranding in een WKK-installatie, waarbij voor de elektriciteit SDE+ kan worden verkregen (plus de waarde van de elektriciteit) en waarbij voor de warmte een nuttige toepassing moet worden gevonden, en een 'upgrading' van het biogas tot groengas dat in het gasnet kan worden ingevoed waarbij ook SDE+ kan worden verkregen plus de waarde van het gas. Verwaarding via SDE en via HBE mag niet worden gestapeld. Omdat de focus in deze businesscases op bioLNG ligt en niet op de vraag wat de meest aantrekkelijke verwaarding van biogas is zijn we van de HBE-route uitgegaan, waarbij het biogas via een gaswasser en een liquefactiestap wordt omgezet naar bioLNG dat wordt afgezet in de transportmarkt.

Er is ook route via een 'massabalans'-systeem mogelijk. In dat geval zou eerst het biogas moeten worden opgewerkt (gaswassing 1) tot groengas (i.e. aardgaskwaliteit) en ingevoed in het gasnet, en vervolgens zou elders gas worden afgenomen en opgewerkt (gaswassing 2) tot LNG, met een administratieve stap (massabalanssysteem) die aantoont dat er een gelijke hoeveelheid groengas is ingevoed als er gas is afgenomen. Of er bij de eerste stap SDE wordt verkregen is een keuzemogelijkheid. Feitelijk gaat het dan in dat geval om twee afzonderlijke businesscases, waarbij ook nog kosten voor invoeding in (en afname van) het gasnet aan de orde zijn. De 'massabalans'-variant maakt het wel mogelijk om de locatie en schaalgrootte van vergisting en van liquefactie van elkaar te scheiden. In het geval van een geharmoniseerde EU-markt met zo'n massabalanssysteem zou er zelfs sprake kunnen zijn van groengasproductie in het ene land en liquefactie in het andere.
In deze studie zijn we er verder van uitgegaan dat vergisting en liquefactie aan elkaar gekoppeld zijn, zonder tussenliggend gasnetwerk en een massabalanssysteem.
Bij de doorrekening beschouwen we een producent die de hele keten in eigen beheer heeft: zowel biogasproductie als liquefactie. We berekenen wel beide stappen en laten zien wat de effecten zijn als we een bepaalde verkooprijs van het ruwe biogas aannemen, zoals de praktijk is in de huidige markt.

De volgende algemene kentallen zijn gehanteerd in de berekeningen:
- elektriciteitsprijs: 65 €/MWh;
- grondkosten haventerrein (Havenbedrijf Rotterdam): 10 €/m^2/jaar.

Grondkosten zijn niet opgenomen als kostenpost in de berekeningen in de SDE-regeling[103].
De grondkosten in de businesscase zijn inkomsten voor het Havenbedrijf. Voor de bepaling van het benodigd grondoppervlak zijn we als basis uitgegaan van een installatie met een verwerkings-capaciteit van 36.000 ton biomassa per jaar, waarvoor een oppervlak van circa 1 hectare nodig is[104]. De oppervlaktes voor andere capaciteiten (incl. de bioLNG-installatie) zijn geschaald ten opzichte van dit oppervlak, o.b.v. de biogascapaciteit.

6.2.2 Stap 1: Feedstocks en vergisting

Uitgangspunt zijn de feedstocks die beschikbaar zijn de regio Rotterdam. Hiervoor zijn we uitgegaan van de feedstocks die geïnventariseerd zijn door Circle Economy (informatie aangeleverd door Havenbedrijf Rotterdam) en door CE Delft als onderstaand zijn gecategoriseerd, zie ook Paragraaf 5.2.2.

Tabel 44 - Vergistbare feedstocks in regio Rotterdam

Feedstock biogasindeling	ton ns/jr	ds%	Biogas yield (Nm³ biogas per Eenheid)
Vloeibare mest; runder drijfmest (RDM)	238.243	8%	25 Nm³ per ton FM
Vaste mest; runder- en pluimvee	327	50%	77 Nm³ per ton FM
Organische reststromen VGI	1.273.858	25%	165 Nm³ per ton ds
Rioolslib	232.173	25%	254 Nm³ per ton ds

NB: De ds% zijn afkomstig uit het hoofdstuk 'fact finding'; m.u.v. die voor vaste mest, deze is bepaald uit de Databank Organische Meststoffen van www.kennisakker.nl/files/Kennisdocument/Databank_organische_meststoffen_0.xlsx

Alle feedstocks worden in het rekenmodel individueel doorgerekend, in hun eigen type vergistings-installatie. Dat kan omdat de biogasproductie voor twee verschillende feedstocks de som is van de biogasproductie van elke feedstock afzonderlijk, elk met een eigen yield aan biogas per ton feedstock, zodat de totale biogasproductie vanuit een reeks van feedstocks een lineaire som is. Voor de investeringskosten gaat die werkwijze niet op, omdat feedstocks met lage yield (zoals mest) een grotere vergistingstank (en dus een hogere investering) vergen om dezelfde installatiecapaciteit (in m^3 biogas per uur) te halen als met een feedstock met hoge yield, zoals 'organic waste'.

De kosten voor verzekeringen en vergunningen vallen onder de algemene kostenposten O&M en investeringskosten. Hetzelfde geldt voor de kosten voor transport van de feedstock en het digestaat[105]. Kosten voor de opslag van feedstock zijn op nul gezet, dit is naar verwachting alleen relevant voor sterk seizoensgebonden landbouwproducten zoals suikerbieten, die niet beschikbaar zijn in dit gebied. Voor de tweede businesscase, waarbij ook sprake is van grootschalige feedstock-import, is feedstockopslag wel van belang aangezien er in dat geval niet sprake is van een continue aanvoer.

In de berekeningen zijn de volgende parameters gehanteerd:
- methaangehalte ruw biogas: 58% (realistisch voor grote vergisters met energierijke substraten, anders aan de lage kant).

[103] Bron: informatie van S. Lensink, ECN/PBL, januari 2018.

[104] Bron: informatie van T. Smit, HoST, januari 2018.

[105] NB: er zijn geen locatiegegevens bekend van de feedstocks, dit is iets voor een eventuele vervolgfase met nadere detaillering van de businesscases.

We hanteren de kostprijzen voor de verschillende feedstocks zoals vermeld in Tabel 45. Feedstockkosten zijn een zeer belangrijke parameter in de kostprijsbepaling van het ruwe biogas.

Verder is van belang dat we géén inkomsten hebben meegenomen uit digestaat en uit massareductie door vergisting van mest en van RWZI-slib, om reden dat dit in de berekeningen voor de SDE+-subsidiebedragen ook niet is gedaan. Digestaat is – afhankelijk van feedstocks en regelgeving – een meststof of grondverbeteraar met een zekere waarde. Daarbij spelen echter ook kosten voor bemonstering en transportkosten een rol. De 'ontdoeningskosten' voor de eigenaar van vloeibare mest bedragen bijvoorbeeld circa 40 €/ton vanwege het mestoverschot in Nederland. De massa-reductie door vergisting in 10 m%, zodat er *in principe* een businesscase voor de vergister ontstaat. Hetzelfde principe geldt voor rioleringsslibvergisting.

Tabel 45 - In de businesscase gehanteerde feedstockprijzen

Feedstockcategorie	Eenheid	Prijs	Bron
Vloeibare mest; runder drijfmest (RDM)	€/ton FM (€/ton ns)	0,00	www.ce.nl/publicaties/download/1704
Vaste mest; runder- en pluimvee	€/ton FM (€/ton ns)	10,00	EU Biogasproject
Organische reststromen VGI	€/ton ds	40,00	EU Biogasproject
Rioolslib	€/ton ds	0,00	EU Biogasproject

6.2.3 Stap 2: gaswassing/liquefactie tot bioLNG

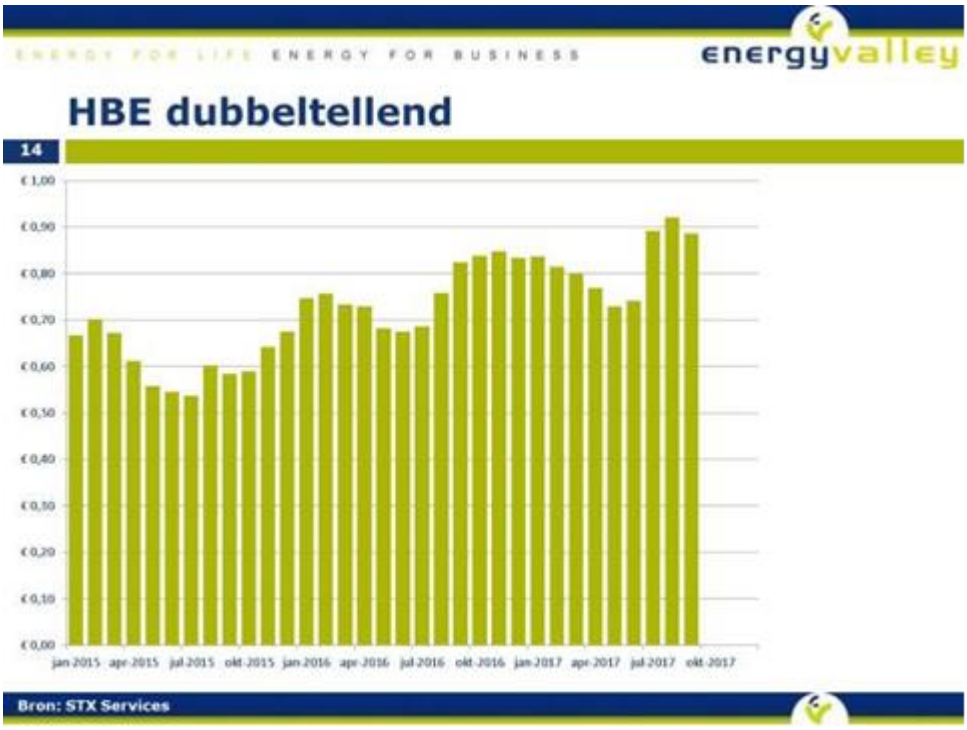
In de berekeningen van deze stap zijn de volgende parameters gehanteerd:

- Capaciteit standaard-installatie — 8,8 ton bioLNG per dag
- Vollasturen — 8.000 uur per jaar
- WACC — 6,2%
- Investering standaard-installatie — 8 M€ (is voor gaswassing plus liquefactie)
- Financieringskosten — 3 M€ (bij afschrijving over 10 jaar)
- Elektriciteitsgebruik — 0,378 kWh per Nm^3 ruw biogas
- Kosten operations&maintenance — 5% van investering (elektriciteitsgebruik is apart berekend)
- CO_2-opbrengst[106] — 40 €/ton biogene CO_2
- HBE bioLNG (enkel) — 0,43 €/kg bioLNG (zie Figuur 15 dit is de waarde per eind 2016)

We veronderstellen verder dat alle hier beschouwde biomassa in aanmerking komt voor dubbeltelling van de HBE's aangezien het reststromen betreft. De waarde van de HBE's fluctueert in de tijd, zie Figuur 15, en is bovendien één van de belangrijkste parameters in de businesscase van bioLNG. De waarde in de toekomst hangt in belangrijke mate af van het Europese beleid na 2020 met betrekking tot de Renewable Energy Directive, dat nu nog in ontwikkeling is, zie het hoofdstuk 'Fact finding Beleid en Regelgeving'. Het huidig beeld is dat de dubbeltelling voor bio-energie uit reststromen zal verdwijnen, maar ook dat de concurrentiepositie van bio-energie uit reststromen ten opzichte van bio-energie uit voedsel- en energiegewassen zal verbeteren door het instellen van een 'cap' voor die laatste categorie binnen de verplichting. In de gevoeligheidsanalyse hebben we een gerekend met een bandbreedte op de HBE-waarde.

[106] Voor het afzetten van CO_2 moet de leverancier ook kosten maken voor cryogene opslag van de CO_2, pijpleidingen, etc. Bij een grote biogas/LNG-installatie betekent dit een extra investering van vermoedelijk € 500.000, waarvan 50% voor de cryogene tank. Ten opzichte van de onzekerheidsmarge in de raming van de investeringen in grote vergister en grote installatie voor gaswassing en liquefactie is dit een kleine post en is om die reden niet separaat opgenomen. De elektricteitskosten zijn onderdeel van het kental voor de gaswassing/liquefactie-installatie als geheel.

Figuur 15 - Ontwikkeling in de tijd van de marktprijs van HBE's. De waardes op de verticale as zijn de waarde van de HBE maal 2 (i.v.m. dubbeltelling), uitgedrukt in euro per kg bioLNG.



Bron: Energy Valley (R. Paap) & STX Services

We rekenen de kosten van de installaties lineair door *per feedstock*, dat wil zeggen dat de installaties precies groot genoeg zijn voor de verwerking van de beschikbare feedstock. Het is dus mogelijk dat er gerekend wordt met bijvoorbeeld 0,5 of 16,4 referentie-installaties, we veronderstellen dat de kostenindicatie van de referentie installatie ook dan toepasbaar is.

6.2.4 Resultaten businesscase 'Rotterdam lokaal'

In Tabel 46 staan de resultaten per 'Rotterdamse feedstock' opgenomen. Daarbij is uitgegaan van de beschikbare feedstocks in de regio Rotterdam, zie Tabel 44. Per feedstock is vervolgens berekend hoeveel biogas daaruit geproduceerd kan worden, waarna is bepaald hoeveel bioLNG daarvan gemaakt kan worden. In de laatste kolommen staan de productiekosten per Nm^3 ruw biogas en per ton bioLNG, met als laatste stap een effectieve kostprijs per ton bioLNG waarin de opbrengst uit HBE's is verwerkt. Vervolgens analyseren we wat de belangrijkste samenstellende delen van deze kosten-opbouw zijn.

Tabel 46 - Uitkomsten van de resultaten per feedstock over de keten als geheel (vergisting[107]+opwerking tot bioLNG)

Feedstockcategorie	Biogas productie-volume in miljoen m^3	BioLNG productie-volume in ton/jr	Kostprijs ruw biogas in €/Nm^3	Kostprijs bioLNG in €/ton	Effectieve kostprijs bioLNG in €/ton na verwaarding HBE's
Vloeibare mest; runder drijfmest (RDM) (bij vergisting in monomestvergister)	4,9	2.018	0,30	1.122	262
Organische reststromen VGI	50,3	20.788	0,34	1.234	374
Rioolslib	14,0	5.786	0,11	683	-177
Totaal		**28.592**			

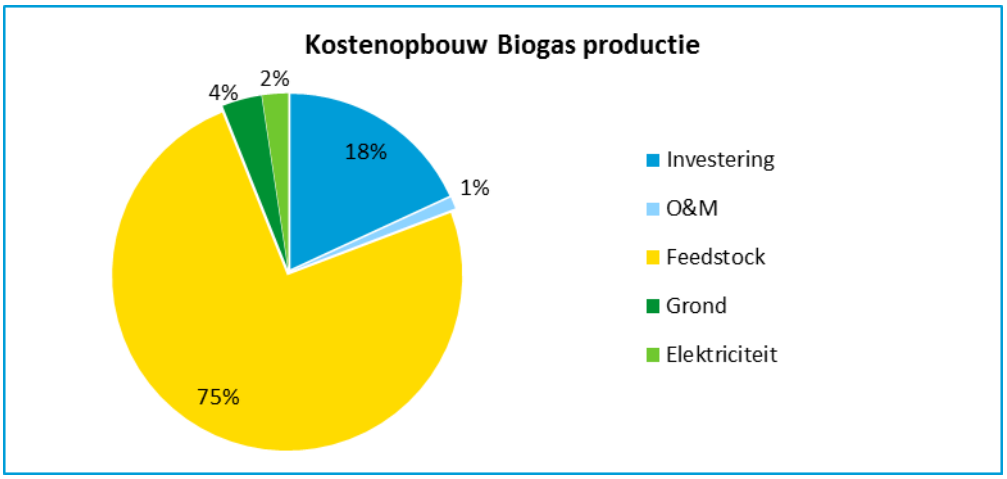
Ter vergelijking, in de door Groen Gas Nederland uitgegeven factsheet 'Productie van bioLNG in een opkomende LNG-markt' wordt aangegeven dat bioLNG niet meer mag kosten dan € 0,41/kg (€ 410/ton) om aan de pomp te kunnen concurreren met fossiel LNG. De berekende productiekosten liggen in alle gevallen onder dit grensbedrag. Daarbij moet wel worden bedacht dat is uitgegaan van verwaarding van het biogas via HBE's terwijl de huidige praktijk is dat vergisters de voorkeur geven aan de langduriger financiële zekerheid biedende SDE-regeling. Hier ligt een beleidsmatige uitdaging.

Kijken we naar de verschillende feedstocks de kostprijzen van ruw biogas en bioLNG dan blijkt het volgende:

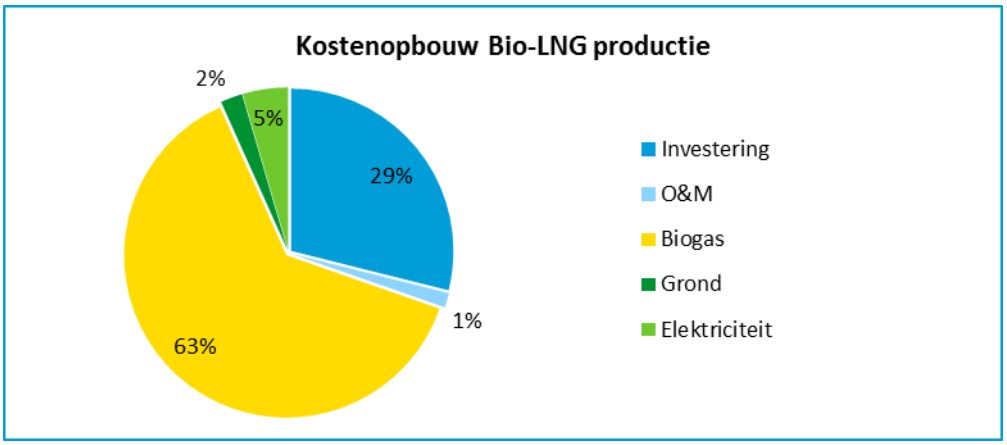
- De slibvergister heeft de laagste kosten per m^3 ruw biogas, en daardoor ook laagste kostprijs per ton bioLNG, wat na verwaarding van de HBE's zelfs leidt tot een negatieve kostprijs over de keten als geheel.
- De vloeibare rundermest wordt vergist in een monomestvergister. Hoewel de kostprijs van de feedstock nul is, net als bij het RWZI-slib, heeft rundermest een lage 'yield' aan biogas waardoor de relatieve investeringskosten aanzienlijk hoger liggen dan bij de slibvergister, hetgeen resulteert in een hogere kostprijs van het ruwe biogas. Overigens is het lopende Nederlandse Jumpstart-initiatief erop gericht om de kostprijs van monomestvergisters sterk te reduceren.
- De organische reststromen uit de VGI-sector in de allesvergister leveren een interessante casus op voor forse schaalvergroting aangezien dit ook van de internationale markt betrokken kan worden als biogene reststromen. Door de aangenomen kostprijs van 40 €/ton levert het wel de hoogste kostprijs op van het ruwe biogas, en daarmee ook de hoogste kostprijs van het bioLNG. Nadere analyse van de opbouw van de kostprijs van het biogas leert dat 75% van de 0,34 €/Nm^3 (i.e. 25,5 €ct) het gevolg van de kostprijs van de feestock is en 25% ten gevolge van de CAPEX en OPEX van de vergister (i.e. 8,5 €ct), zie Figuur 16. In de kostprijs van het bioLNG is 63% het gevolg van de kostprijs van het ruwe biogas, zie Figuur 17. Met andere woorden: bij deze feedstock is de helft (51%= 0,75*0,68) van de productiekosten van het bioLNG het gevolg van de kosten van de feedstock.

[107] Opmerking: Hoewel het merendeel van de kentallen gebaseerd is op het SDE+-advies van 2016, zijn een aantal parameters overgenomen uit het een recente Europese studie (CE Delft et al., 2016) of afgestemd met marktpartijen (zoals de elektriciteitsprijs). In tegenstelling tot hetgeen volgt uit het SDE+-basisbedragenadvies van ECN en DNV GL, leidt gebruik van organische reststromen in de hier voorliggende studie tot een hogere biogaskostprijs dan bij gebruik van rundermest (RDM) als feedstock. Het verschil wordt voor het grootste deel veroorzaakt door een hogere prijs voor de feedstocks van een allesvergister (hier: 12,7 €/GJ, ten opzichte van 7,4 €/GJ door ECN/DNVGL). Dit is in lijn met de verwachting voor de toekomstige ontwikkeling van feedstockprijzen. Een kleiner verschil komt door het hanteren van een afschrijftermijn van 12 jaar voor een allesvergister en 16 jaar voor een monovergister (in het rapport van ECN en DNV GL wordt voor beiden 12 jaar gebruikt). De verschillen hebben geen invloed op de conclusies, aangezien die over ranges gaan en niet over specifieke feedstocks.

Figuur 16 – Opbouw van de kostprijs van ruw biogas bij feedstock 'organische reststromen VGI' uit Tabel 46



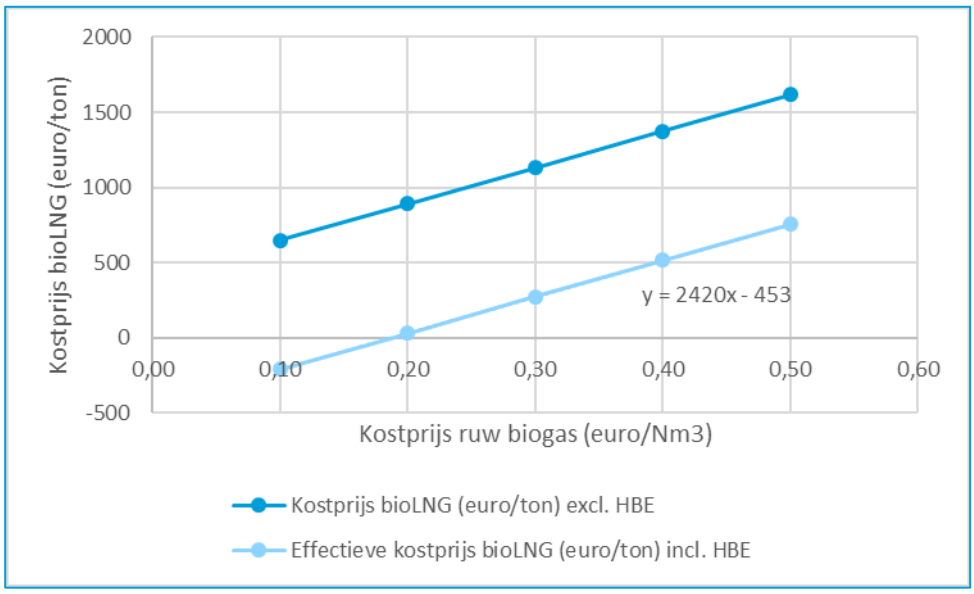
Figuur 17 - Opbouw van de kostprijs van bioLNG bij feedstock 'organische reststromen VGI' uit Tabel 46



Om meer gevoel te geven voor het relatieve belang van de belangrijkste parameters zijn enkele gevoeligheidsanalyses uitgevoerd met het rekenmodel.

Variatie 1. Variatie van de kostprijs van het biogas
Als eerste variatie is de kostprijs van het biogas als input voor de gaswassing/liquefactiestap gevarieerd (bij methaangehalte van 58%) in de kostprijs van het bioLNG en in de effectieve kostprijs bioLNG (na verwaarding van de HBE's), zie Figuur 18. De eerder besproken grenswaarde van de effectieve kostprijs van 410 €/ton bioLNG wordt bij verder gelijkgehouden instellingen bereikt bij een biogaskostprijs van 35,7 €ct/Nm^3. Deze variant is mede opgenomen omdat in de huidige markt de vergister en de liquefier verschillende partijen zijn, waarbij de vergister daarnaast de mogelijkheid heeft om het geproduceerde biogas via de SDE-route te verwaarden.

Figuur 18 - Effect van variatie van de kostprijs van het ruwe biogas (methaangehalte 58%) op kostprijs van bioLNG



Variatie 2. Effect van 20% lagere HBE-waarde
De aangenomen HBE-waarde van 43 €ct per kg bioLNG fluctueert in de tijd. Een 20% lagere HBE-waarde leidt bij de regel 'organische reststromen VGI' in Tabel 46 tot een stijging van de effectieve kostprijs van € 374 naar € 550 per ton bioLNG.

Variatie 3. Effect van 20% lagere investeringskosten gaswassing/liquefactie
Zie ook paragraaf 6.4.4. Bij grootschaliger installaties dalen waarschijnlijk de investeringskosten per capaciteitseenheid. Indien die kosten met 20% dalen ten opzichte van de nu aangenomen waarde, weer bij dezelfde regel 'organische reststromen VGI' in Tabel 46, dan leidt dit tot een tot een daling van de effectieve kostprijs van € 374 naar € 290 per ton bioLNG.

Variatie 4: 20% hogere en lagere feedstockprijs voor 'organische reststroom VGI'
De prijs van de feedstock is sterk bepalend voor de businesscase. Er is nu een prijs van 40 €/ton ds aangenomen voor deze feedstock. Als die 20% stijgt naar 48 €/ton ds dan leidt dit tot een tot een stijging van de kostprijs van het ruwe biogas van 34 €ct/Nm^3 naar 39 €ct/Nm^3 , en in de volgende stap tot een stijging van de effectieve kostprijs van € 374 naar € 497 per ton bioLNG. Omgekeerd leidt een daling met 20% van de feedstockkosten tot 32 €/ton ds tot een daling van de kostprijs van het ruwe biogas van 34 €ct/Nm^3 naar 29 €ct/Nm^3 , en in de volgende stap tot een daling van de effectieve kostprijs van € 374 naar € 250 per ton bioLNG.
NB: bij bovenstaande variantanalyse moet wel in het achterhoofd worden gehouden dat feedstocks sterk kunnen verschillen in zowel de biogasproductie per ton (de yield) als in het methaangehalte van het geproduceerde biogas. Beide parameters zijn relevant voor de businesscase. De internationale handel in biogene reststromen voor vergisting heeft een focus op stromen met hoge yields en hoge methaangehaltes.

Op basis van de opgegeven volumes aan huidige beschikbare vergistbare feedstocks in de regio Rotterdam kan een totaal bioLNG-productievolume van 28 kton per jaar worden geproduceerd. Daarbij is ervan uitgegaan dat al deze feedstocks beschikbaar zijn voor vergisting. Voor het rioolslib is dat een realistische aanname, voor de rundermest naar verwachting ook. Voor de organische rest-stromen VGI zal de aanname echter niet correct zijn, en dit is de soort feedstock met de grootste potentie in de regio voor bioLNG-productie. Voor een deel van de organische reststromen VGI zal vergisting vermoedelijk een toepassing zijn die meer waarde kan creëren dan de huidige, maar dat zal

niet voor alle feedstocks gelden. Het potentieel van 28 kton bioLNG per jaar uit regionale feedstocks is dus een bovenwaarde, met de kanttekening dat niet zeker is of de aangeleverde feedstockgegevens compleet zijn geweest.

De conclusie uit de uitkomsten in Tabel 46 en de uitgevoerde variantanalyses is dat er op zich interessante businesscases mogelijk zijn bij alle drie de beschouwde feedstocks. Ze zijn echter wel sterk gevoelig voor enerzijds de ontwikkeling van de waarde die uit HBE's verkregen kan worden, en anderzijds voor de ontwikkeling van de kostprijs van de feedstocks. De liquefactiestap is daarnaast op zichzelf sterk gevoelig voor de prijs waartegen het biogas kan worden verkregen, hetgeen weer afhangt van de beleidsontwikkeling van SDE-regeling.

Vergelijken we de potentiële productie conform het businessmodel in Tabel 43 met de geprognosticeerde vraag naar bioLNG voor trucks in 2030 conform het gedefinieerde businessmodel in Tabel 43, dan is de conclusie enerzijds dat het aanbod uit regionale feedstocks genoeg is om in een geringe ingroei van bioLNG in de truckmarkt te voorzien. Anderzijds blijkt uit de cijfers dat de vraag al snel de productie vanuit het regionaal potentieel zal overtreffen. Met andere woorden: het businessmodel is bruikbaar als opstapmodel, maar wordt uiteindelijk klemmend voor verdere groei.

Tabel 47 - BioLNG-vraag door trucks in 2030, in kton/jaar (uitsnede uit Tabel 30)

	Trucks		
	Laag	**Midden**	**Hoog**
Nationaal in lichte versnelling naar Parijs		**3%**	
	2	**6**	9
Internationaal in lichte versnelling naar Parijs		**10%**	
	5	**21**	29
Nationaal vol gas richting Parijs		**50%**	
	27	**106**	145
Internationaal vol gas richting Parijs		**100%**	
	55	**212**	290

6.3 Businesscase 2: 'Rotterdam full scale'

In dit businessmodel wordt uitgegaan van feedstocks vanuit regio, nationale en internationale bronnen, die in grote industriële installaties in het Rotterdamse havengebied worden vergist, en worden opgewerkt tot bioLNG. Bij- en reststromen zoals biogene CO_2 en digestaat worden in of via de haven verwaard.

De berekeningen zien er in essentie hetzelfde uit als die in Businesscase 1 'Rotterdam lokaal', met dat verschil dat er meer feedstocks vanuit het achterland beschikbaar zijn, en met het grote verschil van te importeren feedstocks.

Er bestaat een groeiende internationale markt in biogene reststromen. Leveranciers als de MBP Group[108] leveren wereldwijd biomassa-reststromen specifiek voor bio-energie-doeleinden. Om onder andere op te kunnen wegen tegen de kosten van transport gaat het om feedstocks met hoge energetische opbrengst, lange houdbaarheid, en ook met beperkte productie van digestaat. Denk bijvoorbeeld aan stoffen als glycerine, plantaardig vet, melasse, graanafval, cacaodoppen,

[108] www.mbpgroup.eu/?q=content/biogas-feedstock

koolzaadschroot en C-zetmeel. Het gaat ook om partijen afgekeurde voedingsmiddelen die ook niet meer als veevoer mogen worden ingezet. Uit gesprekken met spelers in deze markten komt het beeld naar voren dat de reststromen er zeker op grote schaal zijn maar dat het niet goed mogelijk is om lange termijncontracten af te sluiten. Vergisters zijn daarmee in een gunstige positie ten opzichte van andere verwerkingsroutes, door de grote flexibiliteit in de feedstocks die ze aan kunnen. Omdat aanvoer in batches gaat is ook ruimte opslag nodig.

Als we de instellingen van het rekenmodel uit Businesscase 1 (Rotterdam lokaal) voor de feedstock 'organische reststromen VGI' aanhouden maar de specifieke parameters van de feedstock (yield biogas, methaangehalte in biogas, kostprijs) aanhouden uit Tabel 48 en rekenen met de midden-waardes uit de ranges in die tabel, dan ontstaan de uitkomsten voor de bioLNG kostprijs zoals weergegeven in de laatste twee kolommen van die tabel.

Tabel 48 - Op de internationale markt beschikbare biogene reststromen voor vergisting, met berekende kostprijs bioLNG en effectieve kostprijs bioLNG na verwaarding HBE's

Substraat	Yield; Nm^3 ruw biogas/ton (o.s.)	vol% methaan	Kostprijs €/ton	Kostprijs bioLNG (€/ton)	Effectieve kostprijs bioLNG (€/ton)
glycerine	550-600	74%	180-240	1.236	376
plantaardig vet	400	67%	80-100	1.311	451
melasse	310	63%	150	1.711	851
graanafval	380-440	50%	50-75	1.147	287
koolzaad schroot	400-600	73%	80-110	897	37
C-zetmeel	600-650	50%	130	1.048	188

Vanwege het wisselende aanbod van deze feedstocks is het niet zinvol om voor een businesscase te rekenen op één specifieke feedstock. De – schaarse – informatie uit de markt wijst erop dat er rekening gehouden moet worden met een feedstockkostprijs die leidt tot kosten van 15-25 €ct per Nm^3 ruw biogas. Dit spoort goed met de uitkomsten in Tabel 48 indien we melasse buiten beschouwing laten, waar de berekende kosten van het ruwe biogas variëren tussen de 29-47 €ct/Nm^3, en een aandeel van de feedstocks daarin varieert van 16-47 €ct/Nm^3. De bovengrens van die range wordt bepaald door glycerine, dat met een hoge yield én hoog methaangehalte tot een uitschieter leidt. Het aandeel bij de andere feedstocks in de tabel zit in de range van 16-25 €ct/Nm^3 ruw biogas.

De conclusies uit bovenstaande tabel in combinatie met de uitgevoerde variantanalyses in businesscase 1 (Rotterdam lokaal) zijn als volgt:

- Er zijn interessante businesscases te maken met bioLNG-productie zowel uit Nederlandse feedstocks (zie de resultaten bij businesscase 'Rotterdam lokaal' als met importen in Nederland van vergistbare organische reststromen uit de internationale markt.
- De kostprijs van bioLNG ligt in alle gevallen fors boven die van fossiel LNG. Voor een goede businesscase is de verwaarding van de HBE's essentieel.
- Grootschaliger gaswassers/liquefiers leiden vermoedelijk tot een lagere CAPEX en daarmee tot een betere businesscase.
- De businesscases zijn erg gevoelig voor de waarde van de HBE's en voor de prijs van de feedstocks.
- Er is een risico dat een wereldwijde inzet op biomassareststromen een prijsopdrijvend effect heeft. Wat op zich ook weer een stimulans zal zijn voor het grootschalig ontwikkelen van andere nieuwe biomassastromen, zoals zeewier.

Aan de andere kant zal een wereldwijde inzet op biomassareststromen er alleen komen als er stevig klimaatbeleid wordt gevoerd, oftewel het scenario 'vol gas richting Parijs'. Daarbij zijn op de langere

termijn niet meer de huidige fossiele brandstofprijzen de referentie, maar de verschillende klimaat-neutrale alternatieven die er zijn. Naar verwachting levert dat scenario een beleidssturing op waarbij biogas in de richting wordt gestuurd naar die toepassingen waar alternatieven schaars zijn, zoals in het zwaar en lang transport. Dat is nu echter nog niet het geval.

Dit businessmodel, met grote industriële installaties (vergisting en bioLNG) in het havengebied lijkt een interessant lange termijnperspectief te bieden voor de Rotterdamse haven, zowel qua financiële kansen vanuit de effectieve kostprijs van bioLNG, als vanuit de potentieel te realiseren volumes in verhouding tot de geprognosticeerde vraag naar bioLNG, zie de analyses in Paragraaf 5.3, in combinatie met de hier bepaalde kansen voor importen van feedstocks. De aanwezige infrastructuur voor verwaarding van de CO_2 is een pre.
De businesscase hangt wel op de waardeontwikkeling van de HBE's hetgeen weer afhangt van de besluitvorming de komende jaren over de Europese Renewable Energy Directive, op de aantrek-kelijkheid van de HBE-route ten opzichte van de huidige SDE-route, en in algemener zin op beleidsinstrumenten die zorgen dat prijsconcurrentie met fossiel wordt overwonnen én er word aangestuurd op een klimaatneutraal zwaar en lang goederentransport.

6.4 Businesscase 3: 'Import bioLNG in haven Rotterdam'

6.4.1 Doel en gekozen opzet

De in deze paragraaf beschreven verkennende bedrijfseconomische evaluatie betreft de productie van naar Nederland geëxporteerde bioLNG op basis van reststromen uit landbouw of voedingsmiddelen-industrie. De verkenning is vooral bedoeld als voorbeeld van de keten van geïmporteerde bioLNG en de orde van grootte van de specifieke kosten voor geïmporteerde bioLNG en de verschillende kostenposten daarin.
Voor de businesscase is uitgegaan van een concrete casus van bioLNG-productie elders en transport naar Rotterdam, zodat de aannames en uitwerkingen daarvan op de businesscase inzichtelijk zijn[109]. We benadrukken dat het om een voorbeeld gaat van een (grote mondiale) biogene reststroom.

De verwachting is dat een productieketen voor export bioLNG zal moeten zijn gebaseerd op organische reststromen zonder nuttige toepassing en marktwaarde, idealiter geconcentreerd en in grote volumes vrijkomend op één plek – bijvoorbeeld bij een fabriek waar landbouwproducten worden verwerkt – in de nabijheid van een diepzeehaven om economisch voldoende aantrekkelijk te kunnen zijn. Een dergelijke ketenopbouw garandeert minimale kosten voor substraat en logistiek en voor investeringen in vergisting en bioLNG-productie. De reststroom moet ook afkomstig zijn uit een productieproces dat voldoet aan internationale duurzaamheidscriteria.

Redenerend vanuit deze verwachting is voor de uitwerking bij wijze van voorbeeld uitgegaan van biogasproductie en bioLNG-productie op basis van afvalwater van palmolieproductie, P.O.M.E. of palm oil mill effluent. De term 'palm oil' in combinatie met een brandstof als bioLNG roept wellicht op het eerste gezicht verkeerde associaties op. POME is een afvalproduct dat vrijkomt bij de voor-bewerking van palmolievruchten voor palmolieproductie, dat mondiaal vooral wordt geproduceerd voor voedseldoeleinden; het is dus niet de palmolie zelf en ook geen restproduct daarvan, maar een restproduct dat vrijkomt bij de voorbewerking van de vruchten. Voor de productie van de palmolie zelf zijn duurzaamheidscriteria en bijbehorende certificeringssystemen ontwikkeld, zoals Round Table

[109] Een alternatief zou zijn geweest om een bioLNG-prijs aan te nemen bij invoer in de Rotterdamse haven. Zo'n aanname zou echter geen inzicht geven in de opbouw en achterliggende factoren van die prijs. BioLNG is, anders dan LNG, nog geen internationaal verhandelde commodity waarvoor marktstatistieken beschikbaar zijn.

on Sustainable Palmoil (RSPO), en het uitgebreidere RSPO NEXT. We benadrukken dat het belangrijk is dat de POME afkomstig is uit plantages die voldoen aan die duurzaamheidscriteria.

We hebben deze stof gekozen omdat het op dit moment een lokale probleemstof is waarvoor geen andere toepassing is, en bovendien een stof die wereldwijd in verschillende gebieden op grote schaal vrijkomt als secundair restproduct. Productie van biogas uit POME is een oplossing.

Daarnaast zijn er uiteraard andere biogene afvalstoffen in de wereld die vergist kunnen worden en worden opgewerkt tot bioLNG, zoals bijvoorbeeld melasse bij productie van suiker uit suikerriet. POME dient hier alleen als een mogelijk voorbeeld ten behoeve van deze businesscase.

POME komt vrij als afvalwater bij het steriliseren van de vanaf de oliepalmplantage aangevoerde fresh fruit bunches (verse fruittrossen) van oliehoudende palmolievruchten. De vruchten worden gekookt om spontane degradatie van de olie in de vruchten te stoppen. Daarbij komt een deel van de olie en ander organisch materiaal uit de noten in het kookvocht terecht. Dit hete vocht wordt normaliter via een vetfilter opgevangen in vijvers om af te koelen en daarna gedurende enige tijd in een open lagune opgeslagen voor spontane anaerobe afbraak van organisch materiaal. De daarbij gevormde methaan wordt direct naar de atmosfeer geëmitteerd. Effluent uit de anaerobe lagune wordt daarna nog enige tijd in een aerobe lagune nagereinigd en wordt daarna over het algemeen op oppervlaktewater geloosd. Door onvolledige afbraak van organisch materiaal en door hoge concentraties nutriënten treedt significante belasting en verontreiniging van oppervlaktewater op.

Teelt van oliepalmen en palmolieproductie worden in het algemeen niet bepaald als de meest duurzame agrarische keten beschouwd vanwege relatie met ontbossing, aantasting van veen-gebieden, overdadig gebruik van bestrijdingsmiddelen en sociale miststanden, zowel in relatie tot arbeiders op plantage en in de fabriek als omwonenden (of verdrevenen).
Aan de andere kant vormen methaanemissies en emissies naar water bij de huidige behandeling van POME een significant milieuprobleem in regio's met oliepalmteelt (Maleisië, Indonesië en Colombia) en kan vergisting met vergaande afbraak van het organische materiaal in de POME hiervoor de oplossing bieden. Om die reden kunnen vergistingsprojecten voor behandeling van POME onder het UNFCCC CDM worden opgezet voor het genereren van verhandelbare carbon credits. Het na vergisting overblijvende digestaat kan lokaal worden gebruikt als meststof.

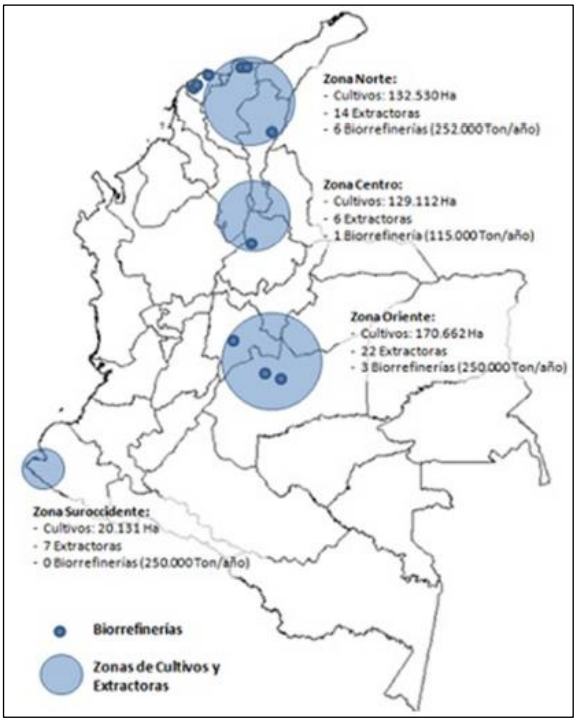
Omdat de palmoliefabrieken in de huidige situatie al een energie-overschot hebben vanuit de bij productie vrijkomende biogene reststromen, levert vergisting van POME een vergroting van dat overschot op, dat in principe kan worden verwaard via productie van bioLNG ten behoeve van de vergroening van bijvoorbeeld scheepsbrandstoffen. Of dat gebeurt, en waar dat gebeurt, is vervolgens vooral een kwestie van internationaal klimaat- en energiebeleid.

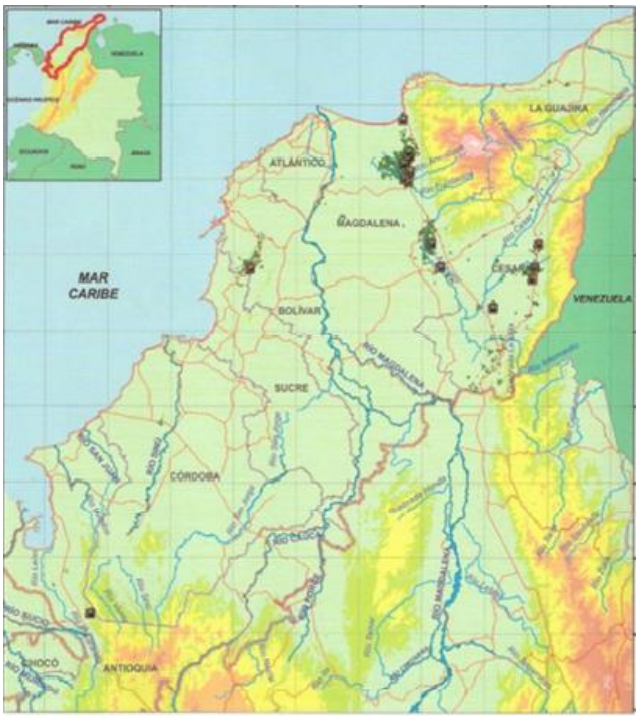
Ook is de in Noord-Colombia gesitueerde DAABON Group, de eerste ter wereld die gecertificeerd worden onder RSPO NEXT. Dit is een vrijwillige uitbreidingsmodule op de RSPO duurzaamheids-standaard, ontwikkeld als antwoord op bovengenoemde gesignaleerde problemen met betrekking tot ontbossing, aantasting van veengebieden en mensenrechtenschendingen[110].

In deze verkenning is uitgegaan van een productieketen gesitueerd in Colombia, vooral vanwege de relatief geringe afstand tot Nederland van ongeveer 4.500 zeemijl (Santa Marta – Maasvlakte).

[110] www.rspo.org/news-and-events/news/colombian-daabon-are-worlds-first-oil-palm-grower-to-receive-rspo-next-certification

Figuur 19 - Oliepalm teeltgebieden in Noord-Colombia





6.4.2 Beschrijving vergistingsketen POME

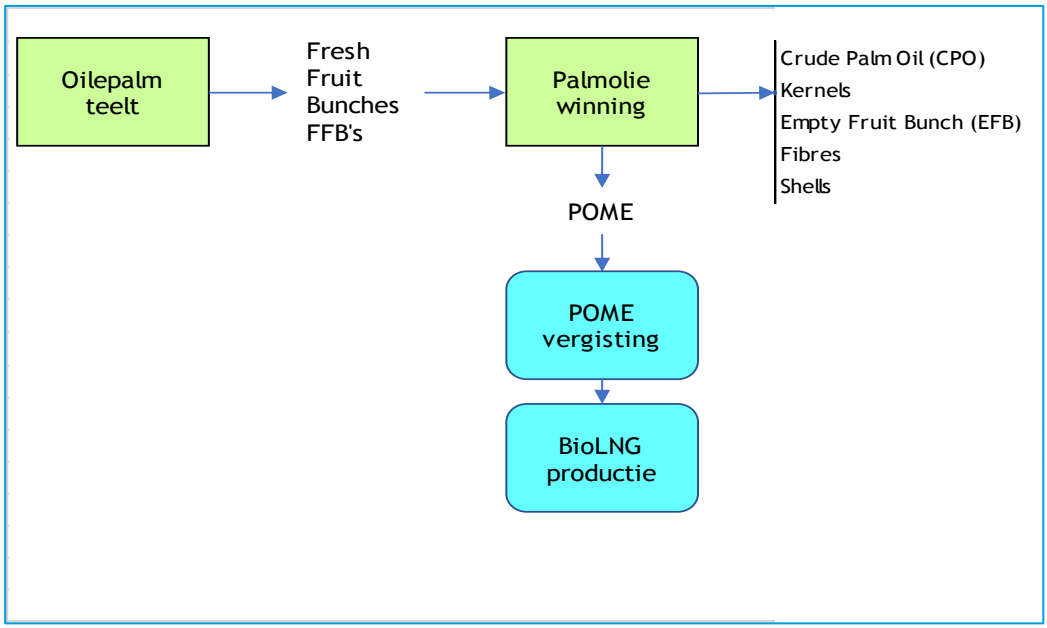
Heet water van de voorbehandeling van fresh fruit bunches (FFB) wordt na afkoelen in een open vijver toegevoerd aan de vergister. Vanwege de temperatuur van het afvalwater is het niet nodig een deel van het geproduceerde biogas te gebruiken om substraat voor te verwarmen en het proces op temperatuur te houden.

Ruw biogas wordt ontzwaveld, waarna CO_2 wordt afgescheiden en geïsoleerd methaan wordt gedroogd. De geproduceerde droge en hoogzuivere methaan gasstroom wordt vervolgens geliqueficeerd en in een ISO-container opgeslagen. De container wordt via de weg over een afstand van gemiddeld 100 km naar een diepzeehaven getransporteerd en met een containerschip naar Nederland getransporteerd.

Vergiste POME wordt ofwel na navolgende aerobe zuivering – wanneer aan lozingseisen wordt voldaan - op oppervlaktewater geloosd ofwel op de plantage zelf gebruikt als meststof[111].

De opbouw van de keten is schematisch weergegeven in Figuur 20.

Figuur 20 - Ketenschema bioLNG-productie uit POME



6.4.3 Massabalans POME

De gemiddelde verwerkingscapaciteit per fabriek is op basis van BioTrade2020plus geschat op 40 ± 5 ton FFB/uur[112].

De massabalans over palmolieproductie is gegeven in Tabel 49, de berekening van de opbrengst aan biogas en methaan in Tabel 50.

---

[111] Zoals aangegeven in Winrock, 2015 is direct (i.e. zonder vergistingsstap) terugvoeren naar de plantage en gebruiken als meststof geen optie omdat de ruwe POME te zuur is en teveel toxiden bevat.

[112] Progress report on WP 3 casestudies - Colombia.

Tabel 49 - Massabalans over palmolieproductieproces

	WUR/Elbersen, 2013			Civil and Environmental Research, 2014			Samengesteld	
	ton n.s./ha	%d.s.	ton d.s./ha	ton n.s./ha	%d.s.	ton d.s./ha	ton n.s./ha	ton d.s./ha
Fresh Fruit Bunch (FFB)	21,4		9,2	20,1		10,6	20,1	10,0
Crude Palm Oil (CPO)	4,5	21,0%	4,5				4,0	4,0
Kernels	1,2	5,6%	1,1				0,9	0,8
Empty Fruit Bunch (EFB)	4,7	22,0%	1,9	4,4	22,0%	1,55	4,4	1,7
Fibres	3,0	14,0%	1,9	2,7	13,5%	1,63	2,8	1,7
Shells	1,3	6,1%	1,0	1,1	5,5%	1,1	1,2	1,0
Palm Oil Mill Effluent (POME)	17,5	81,8%	0,7	13,5	77,0%	0,67	16,0	0,7
			11,1					10,0
POME tot FFB	0,82			0,67			0,79	

Voor de bedrijfseconomische analyse van LNG-productie op basis van POME zijn drie verschillende varianten beschouwd om de invloed op de businesscase van variaties/spreiding van procesparameters mee te nemen:

- FFB-productie (ton FFB/uur);
- verhouding POME : FFB (m^3/ton);
- droge stofgehalte POME en COD-waarde[113] van POME, g/l;
- verwijderingefficiency COD;
- CH4-potentieel, Nm^3/kg COD.

Deze de biogasopbrengst per palmoliefabriek bepalende waarden vertonen in de praktijk een grote variatie tussen verschillende fabrieken. In de studie zijn een lage, een gemiddelde en een hoge variant beschouwd, waarbij voor genoemde parameters steeds een lage, gemiddelde en hoge waarde is aangehouden.

Tabel 50 - Berekening biogasproductie bij POME-vergisting

	Lage productie	Hoge productie	Gemiddelde
FFB-productie (ton FFB/uur)	33	44	39
Verhouding POME : FFB (m^3/ton)	0,67	0,82	0,79
Droge stofgehalte POME	4,0%	5,0%	4,5%
COD, g/l	44,5	55,5	50,0
Ton COD/dag	23,8	48,2	37,5
Verwijderingefficiency COD	80%	95%	88%
CH_4-potentieel, Nm^3/kg COD	0,33	0,38	36%
CH_4-productie			
- Nm^3/dag	8.789	24.365	16.330
- Nm^3/uur	366	1015	680
- ton/dag	6,3	17,4	11,7

De totale productieomvang per fabriek bedraagt 3.500 ± 1.670 ton/jaar. Het totale productie-potentieel voor bioLNG in Noord-Colombia vanuit POME bedraagt ongeveer 49 kton/jaar.
De potentie in geheel Latijns-Amerika en Azië is een veelvoud van deze hoeveelheid met alleen al in Indonesië een theoretisch potentieel van 2,5-3,0 Mton/jaar vanuit POME. Met andere woorden: de potentiële productie van bioLNG vanuit de biogene reststroom POME is voldoende groot om te

[113] COD = Chemical Oxygen Demand; een maat voor het vervuilingspotentieel van een organische stof i.g.v. waterzuivering.

voorzien in de vergroening van de totale bunkerbehoefte van de zeescheepvaart aan LNG in 2030 in de Rotterdamse haven (zie Tabel 30) waarbij relevant is dat de Rotterdamse haven één van de drie grootste bunkerhavens ter wereld is.

6.4.4 Businesscase berekening import bioLNG vanuit POME

Investeringen

Een overzicht van de voor deze businesscase aangehouden investeringen is weergegeven in Tabel 51.

Tabel 51 - Aangehouden investeringskosten gaswassing en liquefactie

Investeringsonderdeel	Lage productie	Hoge productie	Gemiddeld
Investering in vergister			
- M$ (USD)	3,26	6,01	4,73
- M€	2,6	4,8	3,8
Gaswassing en Liquefactie, M€	6,3	17,4	11,7
Totaal (M€)	**8,9**	**22,2**	**15,4**

De investeringen in de vergister zijn overgenomen uit Winrock, 2015.

Voor de investeringen in gaswassing en liquefactie is uitgegaan van door Nationaal LNG-plaform (NLP) verstrekte informatie, volgens welke investeringen in liquefactie M€ 1/(ton bioLNG/dag) bedragen (in de capaciteitsrange van 4-10 ton bioLNG/dag). Deze kosten hebben betrekking op Noordwest Europa en zullen in landen in Latijns Amerika en Zuidoost Azië vermoedelijk iets lager zijn[114].

Ter vergelijking (zie Tabel 52) is deze informatie vergeleken met in openbare literatuur (Svensson, 2014) gegeven informatie over investeringen voor de Ege biomethaan liquefactie-installatie in Noorwegen en de investeringen voor de liquefactie-eenheid van de Lidköping bioLNG-installatie in Zweden.

Tabel 52 - Vergelijking van specifieke investeringen voor praktijkinstallaties met cijfers aangedragen door opdrachtgever

Controle liquefactie	Ton bioLNG/dag	M€/(ton bioLNG/dag)	Inclusief biogasopwerking
Ege	10	0,44	Nee
Lidköping	13	0,77	Nee
Kental NLP	4 tot 10	1,00	Ja

Ter vergelijking: Specifieke investeringen in gasscheiding en conditionering van afgescheiden biomethaan hebben bij een schaalgrootte van 10 ton bioLNG/dag een specifieke investering van ongeveer M€ 0,25/ton bioLNG/dag. Het kental van Lidköping komt daarmee gelijk op dat van NLP, het kental van Ege ligt beduidend lager. De installatie in Ege is van Wärtsilä. Navraag bij Wärtsilä heeft geleerd dat de investeringskosten per capaciteitseenheid beduidend lager zullen zijn ingeval van aanzienlijk grotere eenheden. Dat beeld wordt ook ondersteund door de bevindingen in een rapport

[114] Locatie-specifieke investeringen in Noordwest-Europa kunnen bijvoorbeeld 50% hoger zijn dan de investeringen voor eenzelfde installatie in het Zuidoosten van de VS (Gulf coast).

van de Wereldbank uit 2015[115]. Het is binnen de scope van dit project echter niet gelukt om goede specifieke investeringscijfers voor echt grote installaties voor bioLNG-productie te verkrijgen.
We werken daarom in de gevoeligheidsanalyse met het effect van 20% lagere investeringskosten.

Operationele kosten

Voor operations en maintenance is uitgegaan van een jaarlijkse kostenpost, gelijk aan 5% van de investeringen.
Er is verder rekening gehouden met een elektriciteitsvraag van 0,15 kWhe/Nm^3 biogas voor biogas opwerking en een vraag van 0,55 kWh_e/Nm^3 biomethaan voor liquefactie (enkel CH_4). De aan het gebruik gerelateerde kosten zijn geschat uitgaande van een elektriciteit-inkoopprijs van € 0,065/kWh_e.

Aangehouden transportkosten (€ 10/ton LNG) en kosten voor overslag in de haven (€ 20/ton LNG) zijn overgenomen uit het Biotrade2020plus rapport over biomassa uit Colombia. Voor verscheping is uitgegaan van een prijs van € 2.000 per 40 voet tankcontainer[116] met een ladinggewicht aan bioLNG van 14,4 ton.
De (ruw ingeschatte) transportkosten en overslagkosten voor transport per tankcontainer naar Rotterdam bedragen in totaal € 169/ton bioLNG.

De POME is een afvalproduct van palmolieproductie en om die reden kostenloos.

Vergoedingen

Op levering van biobrandstoffen aan de Nederlandse markt, ook bij bunkering van de zeevaart, kunnen HBE's worden verkregen, omdat POME een biogene reststroom is kan in het huidig systeem het dubbele aantal HBE's per eenheid brandstof worden verkregen. De waarde van HBE's fluctueert in de tijd, zie Figuur 15 en omliggende tekst. In deze businesscase is een waarde van tweemaal € 0,43/kg bioLNG aangehouden. Dit komt overeen met het prijsniveau van eind 2016.

In Tabel 53 zijn zowel de totale kosten per ton bioLNG zichtbaar gemaakt als de resulterende 'effectieve kosten' na verwaarding van de HBE's.

NB: In principe kunnen ook opbrengsten in het land van productie van de bioLNG vanuit verhandelbare CO_2-credits uit internationale CDM-projecten worden gerealiseerd. De handelsprijs daarvoor bedraagt op dit moment € 0,20 per ton CO_2. Op het geheel van de businesscase is dit een klein effect (0,7% op het subtotaal aan jaarkosten productie). Deze opbrengsten zijn *niet* meegenomen in de berekeningen.

[115] Download via www.documents.worldbank.org/curated/en/299861484716073109/Executive-summary, zie figuur 31 aldaar.
[116] Zie: www.seafreightcalculator.com/193/international-ocean-freight-service-20ft-container-sea-freight-rotterdam-netherlands-to-cartagena-colombia/

Totale kosten

De opbouw van de totale kosten voor de aangehouden verwerkingscapaciteit is weergegeven in Tabel 53. De totale kosten van productie en transport naar Rotterdam zijn gemiddeld 990 €/ton bioLNG, met een range van 923-1.123 €/ton bioLNG t.g.v. respectievelijk de hoge en de lage productievariant voor biogas uit POME.

Na verwaarding van de dubbeltellende HBE's resulteert een effectieve kostprijs van 135 €/ton (bio)LNG, met een range van 67-270 €/ton (bio)LNG.

Tabel 53 - Opbouw jaarkosten en kosten per eenheid bioLNG uit (import bioLNG uit POME)

	Lage productie	Hoge productie	Gemiddelde
Jaarkosten productie, M€			
Afschrijving	0,75	1,60	1,18
Financieringskosten	0,52	1,10	0,82
Onderhoud	0,38	0,80	0,59
Elektriciteit	0,16	0,45	0,30
Subtotaal jaarkosten productie M€	**1,81**	**3,96**	**2,89**
Productiecapaciteit: ton bioLNG/jaar	1883	5221	3499
Specifieke productiekosten €/ton bioLNG	**961**	**758**	**826**
Logistieke kosten (€/ton bioLNG)			
a Inlands transport	10	10	10
b Haven, overslag	20	20	20
c Per tankcontainer naar Rotterdam	139	139	139
Subtotaal logistieke kosten €/ton bioLNG	**169**	**169**	**169**
Totaal productie+transport €/ton bioLNG	**1130**	**927**	**995**
Opbrengst HBE (dubbeltellend)	-860	-860	-860
Resulterende effectieve kostprijs €/ton bioLNG	**270**	**67**	**135**
€/GJ	5,3	1,2	2,6

Discussie en conclusies businesscase 'Import bioLNG' vanuit POME

De kosten van productie van biogas en vervolgens van bioLNG in Colombia plus transport van de bioLNG naar Rotterdam per tankcontainer leveren een kostprijs op die aanzienlijk hoger is dan die van fossiele LNG. Door de waarde van de HBE's ontstaat echter een effectieve kostprijs met een midden-waarde van 135 €/ton (bio)LNG.

In de door Groen Gas Nederland uitgegeven factsheet "Productie van bioLNG in een opkomende LNG-markt"[117] wordt aangegeven dat bioLNG niet meer mag kosten dan circa € 0,41/kg (€410/ton) om aan de pomp te kunnen concurreren met LNG. Door de inkomsten uit HBE's is geïmporteerde bioLNG uit POME uit Colombia ruimschoots concurrerend met LNG. Overigens fluctueert de LNG-prijs in de tijd. De aantrekkelijke businesscase steunt als belangrijkste factoren ten eerste op de kostenloze beschikbaarheid van de reststroom POME in het land productie (in deze case: Colombia) waardoor een biogas ontstaat met lage kostprijs, ten tweede op de waarde van de HBE's voor de bioLNG in Nederland.

De effectieve kostprijs, en daarmee de businesscase, is sterk gevoelig voor de verwaarding via dubbeltellende HBE's. De waarde van HBE's fluctueert in de tijd, zie Figuur 15 en omliggende tekst,

[117] Zie: www.groengas.nl/documenten/factsheet-productie-van-bio-lng-in-een-opkomende-lng-markt.pdf

ook voor uitleg over de dubbeltelling voor HBE's uit biogene reststromen, en over de ontwikkelingen rond dubbeltelling en HBE-waarde vanwege de aanpassingen van de Europese Renewable Energy Directive. Een HBE-waarde die 20% lager ligt dan de nu aangenomen 43 €ct/kg bioLNG doet de effectieve kostprijs (middenwaarde) stijgen van € 135 naar 307€/ton bioLNG.

Daartegenover staat dat bij grotere gaswassing/liquefactie-installaties het gehanteerde investeringskental vermoedelijk te hoog zal zijn, zoals beargumenteerd. Specifieke waardes zijn binnen de scope van dit project niet verkregen. Een 20% lager investeringskental voor gaswassing/ liquefactie levert een verlaging van de berekende kostprijs op van 995 €/ton bioLNG naar 880 €/ton bioLNG, en daarmee bij de aangenomen HBE-waarde een effectieve kostprijs van 20 €/ton bioLNG.

Tabel 54 - Overzicht gevoeligheden businesscase 'Import bioLNG in Rotterdam' in vergelijking met de berekende middenwaarde (NB: referentiekostprijs i.v.m. LNG is 410 €/ton bioLNG)

Variant	Effectieve kostprijs bioLNG (€/ton bioLNG)
Middenwaarde 'base case' uit Tabel 53	135
Lage biogasproductie uit POME	270
Hoge biogasproductie uit POME	67
20% lagere HBE-waarde	307
20% lager CAPEX-kental gaswassing/liquefactie	20

Een ander risico voor de businesscase is dat het bioLNG, of het biogas, ook ter plaatse kan worden ingezet in het land van productie. De palmoliefabrieken zelf hebben nu al een energie-overschot vanuit de bij de productie vrijkomende biogene reststromen, vergisting van POME vergroot dat overschot. Het biogas en/of de bioLNG kan wel in het land of in de regio worden afgezet. Zo'n ontwikkeling zal de waarde van het biogas en/of het bioLNG beïnvloeden. Dit zal afhankelijk zijn van de mondiale ontwikkelingen in het klimaatbeleid in het algemeen en in die van het beleid voor vergroening van transportbrandstoffen in het bijzonder.
In het beleidsscenario 'Internationaal vol gas richting Parijs' is de kostprijs van LNG uiteindelijk geen relevante referentie meer. Dat is echter een beeld voor de langere termijn.

De 2,5-3,0 Mton bioLNG die alleen al in Indonesië uit POME geproduceerd kan worden toont aan dat grootschalige bioLNG-productie voor de zeescheepvaart uit biogene reststromen internationaal in principe mogelijk is. Het antwoord op de vraag of het dan realistisch is of die bioLNG naar Rotterdam wordt vervoerd om daar te worden gebunkerd hangt in sterke mate af van de mondiale ontwikkelingen van sturingsregimes op toepassing van hernieuwbare brandstoffen. Op dit moment wordt bijvoorbeeld 'Used Cooking Oil' op grote schaal vanuit Azië naar Europa getransporteerd om hier te worden ingezet voor biodieselfabricage, onder sturing van het verplichte aandeel hernieuwbare energie in transport in Europa en de implementatie van dat beleid in Nederland.

6.5 Referenties businesscase 'bioLNG-import in Rotterdam'

Elbersen, W., Meesters, K. & Bakker, R., 2013. Valorization of palm oil (mill) residues. Identifying and solving the challenges, Wageningen: Wageningen UR, Food & Biobased Research.

Groen Gas nederland, 2016. Productie van Bio-LNG in een opkomende LNG-markt, Utrecht: Groen Gas nederland.

SGC, 2014. Bio-LNG Improves your Carbon Footprint: presentation by Mattias Svenson at the 3rd Small lNG Forum 2014, sl: Swedish Gas Technology Centre (SCG).
Winrock, 2015. Handbook POME-to Biogas : project Development in Indonesia ; second Edition, Jakarta Selatan: Winrock International.

7 Conclusies en beleidsaanbevelingen

7.1 Introductie

Per onderdeel zijn er analyses en conclusies geformuleerd. In dit hoofdstuk worden die gebundeld tot een overkoepelend beeld en vervolgens voorzien van beleidsaanbevelingen.

7.2 Technologie

Het algemene beeld is dat bioLNG één van de oplossingen is om het lang en zwaar transport te verduurzamen. Uit het uitgevoerde literatuuronderzoek blijkt voor bioLNG een 'Well-to-Wheel' reductie in CO_2-eq.-emissies van 70% (t.o.v. fossiele diesel, Euro V).

7.3 Beleid

Klimaatbeleid is de drijvende kracht achter de business cases. Het beleid is niet specifiek gericht op productie van bioLNG maar is generieker van aard, gericht op emissiereductie van broeikasgassen en op groei van het aandeel hernieuwbare energie. Voor verschillende sectoren gelden verschillende beleidsinstrumenten. Als randvoorwaarden zijn duurzaamheidcriteria ingericht.
De specifieke beleidsdoelen, en de implementatie daarvan in beleidsinstrumenten, zijn bepalend voor de ontwikkeling van de business cases. Het precieze EU-beleid voor de periode na 2020 is echter nog niet vastgesteld.

Om de doelen van het Parijsakkoord te halen, ook wat betreft de broeikasgasemissies van het lang en zwaar transport, zijn niet alleen ingrijpende maatregelen nodig, maar zijn die ook zeer snel nodig (de grens voor max.+1,5°C wordt al in 2025 bereikt). Door beleidsmakers wordt daarom niet alleen rekening gehouden met drastische emissiereducties, maar wordt inmiddels ook serieus rekening gehouden met de noodzaak van 'negatieve CO_2-emissies', waaronder in de vorm van de energetische inzet van biomassa in combinatie met afvang en opslag (of andere permanente vastlegging) van CO_2 (BECCS). Dit biedt op termijn ook extra kansen voor bioLNG aangezien een deel van de biogene koolstof in het ruwe biogas in geconcentreerde vorm vrijkomt in de vorm van CO_2 bij de gaswassings-stap van biogas naar bioLNG.

De meest kritische parameters in de businesscases zijn de prijs van de feedstock, de prijs die de bioLNG-producent moet betalen aan de vergister voor het ruwe biogas, en vooral de waarde van de HBE's. Alle drie deze parameters worden in hoge mate beïnvloed door het gevoerde beleid.

7.4 Vraagscenario's

De vraag naar LNG en op termijn naar bioLNG vanuit de zeevaart zal op termijn qua volumes sterk dominant zijn ten opzichte van de binnenvaart en trucks. Om de vraag naar bioLNG in de scheepvaart en met name in de zeevaart op gang te krijgen is wel stevig en ook internationaal afgestemd stimulerend beleid nodig. De verwachting is dat de vraag naar bioLNG het eerst zal groeien in de truckmarkt. In Tabel 55 zijn de verwachte volumes aan LNG-vraag in 2030 af te lezen in de onderste regel van de tabel. De cijfers voor trucks en binnenvaart betreffen de nationale vraag, de cijfers voor de zeevaart betreffen de verwachte LNG-bunkering in Rotterdam. In de tabel zijn verschillende scenario's samengevat voor de ingroei van bioLNG in de LNG-markten.

Tabel 55 – Ingroei van bioLNG-vraagvolumes binnen de verschillende scenario's in kton/jaar bioLNG in 2030. De verwachte LNG-vraag in 2030 is af te lezen in de onderste regel van de tabel. Merk op dat de LNG-vraag van de zeevaart dominant is in het geheel, en daarmee ook in de bioLNG-vraag indien de LNG-vraag geheel wordt vergroend door bioLNG.

Ingroeiscenario's bioLNG in de LNG-markten	Trucks			Binnenvaart			Zeevaart			**Totaal (kton bioLNG)**
	Laag	**Midden**	**Hoog**	**Laag**	**Midden**	**Hoog**	**Laag**	**Midden**	**Hoog**	
Nationaal in lichte versnelling naar Parijs		**3%**			**0%**			**0%**		
	2	**6**	9	0	**0**	0	0	**0**	0	2 **6** 9
Internationaal in lichte versnelling naar Parijs		**10%**			**4%**			**3%**		
	5	**21**	29	1	**10**	15	34	**68**	101	40 **99** 145
Nationaal vol gas richting Parijs		**50%**			**30%**			**10%**		
	27	**106**	145	10	**78**	113	113	**225**	338	149 **409** 596
Internationaal vol gas richting Parijs		**100%**			**100%**			**100%**		
	55	**212**	290	32	**260**	378	1.125	**2.250**	3.375	1.211 **2.722** 4.043

De bijbehorende reductie van broeikasgasemissies bij het 100%-bioLNG-ingroeiscenario in CO_2-eq., voor de middenwaardes bij elke vervoermodaliteit, is 600 kton/jr voor trucks, 700 kton/jr voor binnenvaart en 6.000 kton/jr voor de zeevaart. Totaal 7.300 kton CO_2-eq./jr.

7.5 Beschikbaarheid feedstocks

De analyse van de voor vergisting beschikbaar komende feedstocks, en van het deel van het biogas dat naar verwachting beschikbaar komt voor productie van bioLNG, laat het volgende beeld zien in vergelijking met de vraagzijde in Tabel 55.
Vanuit regionaal beschikbare feedstocks in de regio Rotterdam kan circa 16 kton/jr bioLNG worden geproduceerd. Het betreft met name reststromen vanuit de Voedings- en Genotmiddelen Industrie (VGI-sector), waarvoor ook nu al toepassingen zijn. Voor regio Gelderland is dat volume 40 kton/jr, met name vanuit mest. Het betreft huidige feedstocks, waarbij bijvoorbeeld nog niet de potentiële ontwikkeling van zeewierteelt is meegenomen, maar ook niet potentiele afnames van feedstocks door andere toepassingen of door verbeteringen in productieprocessen in de VGI-sector. Afgebeeld op de vraagzijdetabel is de conclusie dat huidige *regionale* feedstocks een deel van de LNG-markt van trucks en binnenvaart kunnen vergroenen bij de beide 'lichtere' ingroeiscenario's.
Vanuit het totaal aan verwachte *nationaal* beschikbare feedstocks voor bioLNG-productie in 2030 kan een volume van circa 412 kton/jr bioLNG worden geproduceerd. Vanuit deze in 2030 nationaal beschikbare feedstocks kan vrijwel de gehele verwachte markt voor LNG bij trucks en binnenvaart worden vergroend. Daarnaast is er nog de mogelijkheid van importen van vergistbare biogene reststromen, hetgeen ook nu al praktijk is in de markt. Ook voor de vergroening van de LNG-vraag van de zeescheepvaart is er in de drie minder vergaande ingroeiscenario's voldoende vergistbare feedstock beschikbaar in Nederland, echter niet meer voor het 100%-ingroeiscenario bij de zeescheepvaart.

De vraag naar biogene CO_2 vanuit de glastuinbouw in Nederland bedraagt circa 2 Mton CO_2 per jaar in 2030. Hiervan kan vanuit bioLNG-productie circa de helft (1 Mton) worden geleverd, als reststroom vanuit de gaswassing van het ruwe biogas. BioLNG-productie vormt daarmee een substantiële bron voor de levering van biogeen CO_2 aan de glastuinbouw.

7.6 Businesscases

De onderzochte drie businesscases, elk met hun eigen businessmodel, leiden tot de volgende conclusies:
Er zijn positieve businesscases te maken met bioLNG vanuit vergistbare feedstocks. In alle beschouwde situaties ligt de kostprijs van het bioLNG boven die van fossiele LNG en is de verwaarding van de HBE's bepalend voor de vraag of bioLNG op prijs kan concurreren met fossiel LNG. Uit de gesprekken met marktspelers blijkt dat vergisters over het algemeen nu de voorkeur geven aan de verwaarding van het biogas via de SDE-route (met inzet in WKK's of invoeding als groengas in het gasnet) omdat die een langjariger zekerheid geeft dan de HBE-route, hetgeen weer belangrijk is voor de financiering van projecten. Hier ligt een beleidsuitdaging.
Eén van de risico's van nationale en internationale opschaling is een opwaartse prijsdruk op biomassareststromen, zowel binnenlandse als importen. De doorrekening van de derde businesscase ('import van bioLNG') laat echter ook zien dat er mondiaal nog zeer grote nog onbenutte biogene reststromen beschikbaar zijn.

Een alternatief, maar mogelijk ook een risico voor de beschouwde businesscases, is de ontwikkeling in Europees verband van een internationaal administratief 'massabalansmodel', waarbij productie en schaalgrootte van biogasproductie en van bioLNG-productie geografisch zijn losgekoppeld, en administratieve import van groengas vanuit het buitenland kan concurreren met lokale biogasproductie.

De businesscase berekeningen vanuit nationaal beschikbare feedstocks en importeerbare feedstocks laten kostprijsranges voor het produceerde biogas zien van 10-35 €ct per Nm^3 ruw biogas, en (met die kostprijzen van ruw biogas als inputwaarde) van 68 – 123 €ct per kg bioLNG. Rekening houdend een waarde voor de HBE's van 43 €ct per kg bioLNG (enkel tellend) ontstaan interessante businesscases waarbij bioLNG kan concurreren met fossiel LNG. De berekende kostprijzen zijn sterk afhankelijk van de kostprijs van feedstock en van de HBE-waarde, en in de huidige marktsituatie ook van de prijs die de vergister vraagt voor het ruwe biogas. Die laatste wordt mede bepaald door beleidsconcurrentie door verwaarding van het biogas via de SDE-regeling.

Businessmodel 1 (Rotterdam lokaal) met afzet in de truckmarkt is interessant als opstapmodel maar is wel beperkt in verdere opschaling omdat er in de regio niet genoeg vergistbare biomassa beschikbaar is. De mogelijkheid tot afzet van CO_2 in het havengebied is een pre voor de businesscase.

Businessmodel 3 (import bioLNG) levert een interessante businesscase. Het is wel de vraag of het realistisch is om de bioLNG naar Nederland te transporteren aangezien het biogas en/of de bioLNG ook in het land van productie of elders op de wereld ingezet kan worden. De ontwikkeling zal afhangen van de ontwikkeling van het mondiale klimaatbeleid in het algemeen en van het beleid gericht op de transportsectoren in het bijzonder. De beschouwde businesscase laat zien dat de potentiële vraag naar bioLNG vanuit de zeescheepvaart voor wat betreft de bunkervolumes in Rotterdam geheel vergroend kan worden met bioLNGproductie vanuit internationaal beschikbare biogene reststromen (Rotterdam is de op-één-na grootste bunkerhaven van de wereld). Dit is belangrijk vanwege het perspectief op een toekomstige gehele vergroening van de LNG-markt, ook voor de scheepvaart. We benadrukken dat de doorgerekende businesscase een voorbeeld is, en dat de biogene reststromen afkomstig moeten zijn uit productieprocessen die voldoen aan duurzaam-heidscriteria.

Businessmodel 2 (Rotterdam full scale) met grote industriële installaties (vergisting én bioLNG) in het havengebied biedt van de drie beschouwde businessmodellen het meeste perspectief voor de economische ontwikkeling in het Rotterdamse havengebied vanwege de bij het businessmodel horende grootschalige feedstockstromen, de mogelijkheid van afzet van digestaat via de haven, de industriële schaal van het businessmodel, en vanwege de mogelijkheden voor productie en afzet van biogene CO_2 in de glastuinbouw en mogelijk op termijn ten behoeve van de realisatie van negatieve CO_2-emissies door permanente opslag of vastlegging van de biogene CO_2.

7.7 Beleidsaanbevelingen

Vanuit deze conclusies komen we tot de volgende beleidsaanbevelingen. Een deel is gericht op het beperken van risico's en onzekerheden in de businesscases zodat ze aantrekkelijk(er) worden om in te investeren. Die aanbevelingen zijn met name gericht op de Rijksoverheid. Een ander deel is gericht op het benutten van kansen en op het realiseren van een realistisch pad naar opschaling.

Marktpartijen incl. Havenbedrijf en incl. Rijksoverheid
Ontwikkel gezamenlijk een 'roadmap bioLNG', gericht op uiteindelijke grootschalige vergroening van de LNG-markten in transport door bioLNG. Voor het Havenbedrijf betekent dat onder andere het faciliteren van de ontwikkeling van de benodigde grootschalige ketens, inclusief de ontwikkeling van de feedstockstromen, en het samen met de markt ontwikkelen van nieuwe businessmodellen gericht op 'economy of scale'.

Marktpartijen
Een optie om het gecombineerde risico van feedstockprijs, beschikbare feedstockvolumes en afzet bioLNG op te lossen is om openprijscalculatie-afspraken te maken met bijvoorbeeld supermarkt-ketens, die feedstocks kunnen leveren en voor hun bevoorrading gebruik kunnen maken van bioLNG.

Rijksoverheid
Omdat deze markt wordt aangestuurd vanuit beleid ligt in die sturing ook de belangrijkste risicofactor voor investeringen. Zorg voor lange termijn investeringszekerheid voor grootschalige biogasproductie, en zorg daarnaast dat afzet daarvan via bioLNG in het zwaar en lang transport aantrekkelijk is.
Hierbij kan bijvoorbeeld worden gedacht aan:
- Het verschaffen van financiële zekerheid in het HBE-systeem door een onderwaarde voor de HBE's in te stellen.
- Een andere optie die nu al mogelijk is betreft de keuzemogelijkheid om per tijdsperiode te switchen tussen HBE-verwaarding en SDE-verwaarding.
- Nog een andere optie is om een premie in te stellen voor toepassing van geavanceerde biobrandstoffen (waaronder biogas en bioLNG, uit reststromen) in de transportsector, zoals bijvoorbeeld Italië dat recent heeft gedaan.

Wat betreft de ontwikkeling van een grootschalige vergistingsindustrie kan bijvoorbeeld worden gedacht aan:
- Het creëren van een beleidsomgeving die gericht is op de ontwikkeling van grootschalige vergisters. Stel een criteriasysteem op waaronder mag worden volstaan met monitoring van de kwaliteit van het digestaat vergisters en partijen niet meer hun te vergisten stromen aan de Aa-lijst hoeven te toetsen. De huidige regelgeving voor vergisters met de Aa-lijst werkt belemmerend op de ontwikkeling van grote industriële vergisters.
- Het aansturen op harmonisatie van het EU-beleid voor digestaatafzet.

A Aanpak & totstandkoming van de vraagscenario's

Deze bijlage dient als toelichting op de aanpak en totstandkoming van de vraagzijdescenario's.

Doel

Het doel van dit onderdeel is het vaststellen van gedetailleerde en onderbouwde marktscenario's voor de vraag naar bioLNG in de transportsector, uitgesplitst naar modaliteit. De basis hiervoor is het volume percentage LNG per modaliteit zoals dit aangeleverd is door het Nationaal LNG Platform (hierna: NLP).

Aanpak

De onderzoeksvragen, die centraal staan bij de uitwerking van dit onderdeel zijn:
- Wat is de vraag naar bioLNG in termen van volumes/tonnage per modaliteit (zeevaart, binnenvaart, wegvervoer) op basis van de door het LNG Platform opgestelde scenario's voor LNG?
- Wat is de onderbouwing van de geschatte bioLNG-vraag t.o.v. de LNG-vraag met het oog op de beleidscontext en technologische ontwikkeling?
- Welke mogelijke rol speelt administratieve blending hierbij?

LNG-scenario's

Onder aanpak is aangegeven dat de LNG-scenario's zoals aangeleverd door het Nationaal LNG Platform de basis vormen. Daarom wordt nu allereerst ingezoomd op de inhoud van deze scenario's. Deze zijn als volgt opgebouwd:
- het huidige aantal voer- en vaartuigen;
- de ambitie van het Nationaal LNG Platform voor het aantal voer- en vaartuigen in 2022;
- een gedifferentieerde (laag, midden, hoog) groeiverwachting per jaar vanaf het jaar 2020 tot aan 2030;
- aannames over de levensduur van de voer- en vaartuigen om de uitstroom van oudere voer- en vaartuigen te bepalen;
- aannames over de prestaties in termen van kilometrages en brandstofverbruik om de doorvertaling te kunnen maken van voertuigniveau naar brandstofvolumes.

De LNG-scenario's worden in volgende paragrafen verder toegelicht.

Aantal voer- en vaartuigen

In Tabel 56 is aangegeven wat het huidig aantal (zware) trucks, binnenvaartschepen en zeegaande schepen is, gevolgd door de ambitie van het NLP voor 2022, aangenomen jaarlijkse groei en de verwachte aantallen voor 2030. Merk op dat het bij de zeevaart bij huidige situatie om schepen wereldwijd gaat. In de laatste kolom is aangegeven welke jaarlijkse groei vanaf 2020 wordt verwacht. Hierbij heeft het NLP gewerkt met drie scenario's: een laag-, midden- en hoog-scenario.

Tabel 56 - Overzicht van de aannames met betrekking tot de aantallen LNG voer- en vaartuigen en groeiverwachting

	Aantallen huidig (2017)	Ambitie aantallen 2022	Jaarlijkse groei vanaf 2020	Aantallen 2030
Trucks	430	2500	Laag: +100 Midden: +500 Hoog: +750	Laag: 1.814 Midden: 7.064 Hoog: 9.664
Binnenvaart	8 eind 2019: 27	75	Laag: +6 Midden: +51 Hoog: +121	Laag: 33 Midden: 584 Hoog: 1.357
Zeevaart	112, 116 in aanbouw (mondiaal)	50 zeegaande schepen (port gerelateerd)	Laag: 50% van middenwaarde Hoog: 150% van middenwaarde	Uitgedrukt in bunkervolumes LNG: Middenwaarde 2,25 Mton LNG per jaar (range 1,1-3,4 Mton)

De waardes voor de **zeevaart** zijn afkomstig uit de expert opinions die zijn verzameld in dit project. In het proces bleek dat de bunkervolumes in de cijfers uit het deelrapport van de Brandstoftafel van het Nationaal EnergieAkkoord[118], uit 2014, destijds aanzienlijk te laag waren ingeschat. Het betrof lange termijn trendvoorspellingen op basis van weinig informatie. Het voortschrijdend inzicht bij onder andere Havenbedrijf Rotterdam op basis van huidige marktontwikkelingen is dat het zal gaan om fors grotere LNG-bunkervolumes in Rotterdam. Het voortschrijdend inzicht is ook dat dat niet betekent dat deze cijfers ook zullen gelden voor de toekomstige bioLNG-bunkervolumes in Rotterdam in het geval van 100% ingroei van bioLNG in de LNG-markten, aangezien voor bioLNG andere waardeketens gelden dan voor LNG. Voor businesscase beschouwingen in de Rotterdamse haven zijn de cijfers bruikbaar, voor conclusies over beschikbaarheid van voldoende biomassa ten behoeve van bioLNG voor de zeescheepvaart moet echter naar de mondiale situatie worden gekeken.

LNG-volumes

Op basis van het aantal voer- en vaartuigen heeft het NLP ook de vertaalslag gemaakt naar de volumes aan LNG. Hiertoe zijn de volgende aannames gedaan:

Truck

- jaarkilometrage: 120.000 km;
- verbruik: 25 kg LNG per 100 km;
- kg LNG per truck op jaarbasis: 30.000 kg LNG oftewel 30 ton LNG per truck;
- uitstroom LNG-trucks: bij 7 jaar.

Binnenvaart

Op basis van het onderzoek STC-NESTRA en EICB voor I&M (2016) is op basis van het aantal schepen het dieselverbruik van schepen omgerekend naar ton LNG.

[118] Bron: Deelrapport Brandstoftafel 2014, www.energieakkoordser.nl/~/media/files/energieakkoord/nieuwsberichten/2014/brandstofvisie/deelrapport-brandstoftafel-scheepvaart.ashx

Zeevaart

Het bovengenoemde voortschrijdend inzicht in de LNG-bunkervolumes is dat realistische cijfers voor LNG-bunkering in Rotterdam in 2030 als volgt zijn:

- midden-scenario van 2,25 miljoen ton LNG in 2030 in Rotterdam in 2030 (en 1 miljoen ton in 2025);
- laag-scenario: 50% van de middenwaarde = 1,125 Mton LNG per jaar;
- hoog-scenario: 150% van de middenwaarde = 3,375 Mton LNG per jaar.

In Tabel 57 is weergegeven tot hoeveel tonnen LNG deze omrekening van LNG voer- en vaartuigen naar volumes leidt.

Tabel 57 - Aangenomen volumes aan LNG-vraag in 2030 in ton LNG per jaar. Merk op dat de bunkervolumes in de zeescheepvaart dominant zijn in het geheel

	Laag	Midden	Hoog
Trucks	54.420	211.920	289.920
Binnenvaart	31.691	259.785	378.097
Zeevaart	1.125.000 Rotterdamse haven	2.250.000 (bunkervolume LNG in Rotterdamse haven)	3.375.000 Rotterdamse haven

Uitgangspunten bioLNG-scenario's

De laatste stap bestaat uit het aannemen van aandelen bioLNG in de hiervoor genoemde LNG-volumes. Hiertoe zijn allereerst de volgende algemene uitgangspunten aangenomen.

- het aandeel bioLNG zal nooit boven het aandeel LNG uitkomen;
- geen inzet van bioLNG in personenauto's, eventueel wel bioCNG;
- de overheid zal geen specifieke technologie gaan voorschrijven, aangezien dit een markt-verstorende werking kan hebben en niet wenselijk is in het kader van level playing field;
- internationale concurrentie: zwaar wegverkeer zal altijd achterlopen op personenvervoer-ontwikkelingen;
- zichtjaar 2030.

BioLNG-volumes op basis van LNG-scenario's

In onderstaande tabellen zijn de aangenomen aandelen toegepast op de LNG-volumes, zowel voor elk individuele modaliteit als voor het totaal aan bioLNG binnen elk scenario. Binnen het volgende onderdeel van deze studie zullen deze volumes gebruikt worden om de beschikbaarheid van feedstocks te beoordelen.

Tabel 58 – BioLNG-vraagvolumes binnen de verschillende scenario's in kton bioLNG/jr

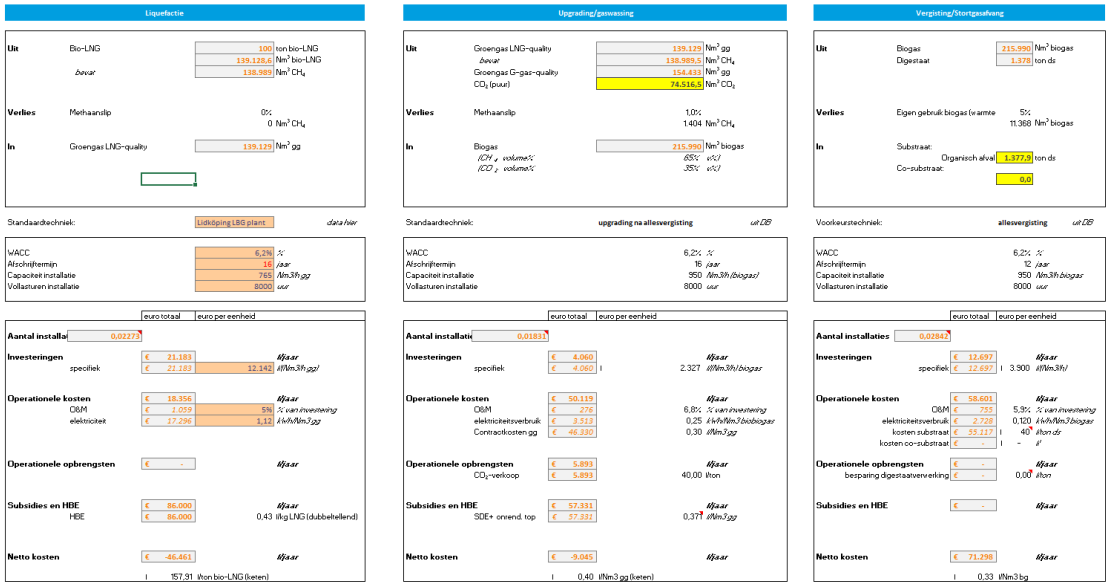
	Trucks			Binnenvaart			Zeevaart		
	Laag	**Midden**	**Hoog**	**Laag**	**Midden**	**Hoog**	**Laag**	**Midden**	**Hoog**
Nationaal in lichte versnelling naar Parijs	3%			0%			0%		
	1,6	6,4	8,7	0	0	0	0	0	0
Internationaal in lichte versnelling naar Parijs	10%			4%			3%		
	5,4	21,2	29,0	1,3	10,4	15,1	33,8	67,5	101,3
Nationaal vol gas richting Parijs	50%			30%			10%		
	27,2	106,0	145,0	9,5	77,9	113,4	112,5	225	337,5
Internationaal vol gas richting Parijs	100%			100%			100%		
	54,5	211,9	289,9	31,7	259,8	378,1	1.125	2.250	3.375

Tabel 59 - Totale resulterende bioLNG-vraagvolumes per scenario (truck + binnenvaart + zeevaart) in kton/jr (afgeronde cijfers)

	Totaal (truck + binnenvaart + zeevaart		
	Laag	**Midden**	**Hoog**
Nationaal in lichte versnelling naar Parijs	2	6	9
Internationaal in lichte versnelling naar Parijs	40	99	145
Nationaal vol gas richting Parijs	149	409	596
Internationaal vol gas richting Parijs	1.211	2.722	4.043

B Korte beschrijving CE-rekenmodel bioLNG

Het bioLNG rekenmodel is gebaseerd op het EU Biogasmodel dat CE Delft in 2016 heeft gemaakt voor kosten- en potentieel bepalingen van biogas in de Europese Unie. Het bioLNG-model bestaat in de basis uit drie elementen die overeenkomen met de productieketen van bioLNG: vergisting, upgrading en liquefactie. Elk element is vervolgens opgebouwd uit twee delen, één voor de bepaling van de productievolumes en één voor de bepaling van de productiekosten. Deze elementen kunnen voor alle mogelijke vergistbare feedstocks parallel doorlopen worden, mits alle gegevens hiervoor beschikbaar zijn. Het volgende figuur illustreert de opbouw van het model.



Voor elke feedstock zijn de gegevens uit de data-inventarisatie van hoofdstuk ‘Fact finding technologie en feedstocks’ gebruikt. Het model gaat hierbij ook uit van de daar genoemde voorkeurstechnieken voor vergisting van een specifieke feedstock. Daarnaast moet per feedstock aangegeven worden wat de gassamenstelling is van de biogas, het gaat hier om de volumepercentages methaan en CO_2. Wij onderscheiden hierin de volgende biogassamenstellingen, aangevuld met de gebruikte gassamenstelling van bioLNG:

Gastype	Methaan (v%)	Koolstofdioxide (v%)	Anders (v%)
Biogas (vergisting)	58%	42%	< 0,5%
Stortgas	56%	34%	10%
BioLNG	99,9%	0,0%	< 0,1%

Deze gassamenstellingen worden gebruikt voor de volumebepalingen in elke stap en om te bepalen welke hoeveelheid biogeen CO_2 beschikbaar komt in het proces naar de productie van bioLNG.

De productievolumes aan bioLNG worden bepaald vanuit een opgegeven hoeveelheid beschikbare feedstock. Omdat deze doorrekening een lineaire berekening is, kan het resultaat hiervan uitgedrukt worden in ton bioLNG per ton feedstock. Deze 'lineariteitsfactor' kan ook gebruikt worden voor het simuleren van een omgekeerde berekening (van feedstock naar bioLNG-volume naar benodigde hoeveelheid feedstock). In onderstaande tabel staat een overzicht van deze lineariteitsfactoren. Merk op dat de eenheid soms 'droge stof' en soms 'natte stof' is. FM staat voor 'fresh matter' en is relevant bij mest, aangezien oudere mest minder biogasopbrengst heeft dan verse mest door de natuurlijke bacteriologische afbraakprocessen in de mest (die overigens gepaard gaan met methaanemissies naar de atmosfeer).

Tabel 60 - Lineariteitsfactoren voor productie van bioLNG uit de verschillende feedstocks, vanuit het uitgebreide rekenmodel

Feedstock(s)	Lineariteitsfactor	Eenheid
Vloeibare mest; varken drijfmest (VDM)	0,0119	ton bioLNG/ton natte stof (FM)
Vloeibare mest; runder drijfmest (RDM)	0,0085	ton bioLNG/ton natte stof (FM)
Vaste mest; runder- en pluimvee	0,0261	ton bioLNG/ton natte stof (FM)
Organische reststromen VGI	0,0648	ton bioLNG/ton droge stof
Rioolslib	0,0997	ton bioLNG/ton droge stof
Stortgas	0,0004	ton bioLNG/Nm^3 stortgas
GFT en droge biomassa	0,0166	ton bioLNG/ton natte stof