

Biogas in de mobiliteit

Lokale productie, transportsystemen
en afzet in de mobiliteit





Projectnr : 100604

Status : definitief

Datum : 25 maart 2011

Uitvoering : E kwadraat advies, Henk Verbeek en Geveke Werktuigbouw

E kwadraat advies BV : Legedijk 4

: 8935 DG Leeuwarden

Telefoon : 088-4000 500

Fax : 088-4000 509

E-mail : info@ekwadraat.com

VOORWOORD

Deze studie is een resultaat van een samenwerkingsverband tussen Geveke Werktuigbouw (leverancier biogas compressoren en biogasdrogers, siloxaan verwijderingsunits, aardgas odorisatie units en aardgasvulstations), Henk Verbeek (wegtransport van het gas en tankstations) en E kwadraat advies (biogasproductie, transport per leiding), in opdracht van AgentschapNL. Daarnaast is aanvullende expertise uit de (internationale) markt gehaald om deze studie goed te kunnen onderbouwen.

Dank en erkentelijkheid zijn verschuldigd voor de bereidwillige medewerking en/of verleende adviezen van Ministerie van EZ, Cirrus compresseurs Annecy Fr. , TSE Fueling Supplies Blaricum, Bolenz & Schäfer Biedenkopf Du., Van der Giessen en Van Bellen Oud Beijerland, Stedin Rotterdam, Holland Innovation Team Rotterdam, Fordonsgas Gotenburg Zw., Ballast Nedam Nieuwegein.

SAMENVATTING

Nederland is in staat aanzienlijke hoeveelheden biogas te produceren door co-(mest)vergisting, slibgisting bij waterzuiveringsinstallaties of vanuit stortplaatsen. Dit gas wordt sinds vele jaren veelvuldig lokaal door verbranding omgezet in warmte en elektriciteit in WKK's of wordt omgezet naar groen gas dat wordt ingevoerd in het aardgasnet. Een recente, maar zeker interessante, optie is om het biogas te benutten als brandstof voor de mobiliteit. Om dit gas in de mobiliteit toe te passen, moet het lokaal geproduceerde biogas echter opgewerkt en getransporteerd worden. Onderliggende rapportage probeert een overzicht te geven van de verschillende mogelijke sporen en bijbehorende kosten voor toepassing van biogas in de mobiliteit.

Momenteel is de meest gehanteerde methode om biogas in de mobiliteit in te zetten het invoeden van opgewerkt biogas in het aardgasnet en de daarbij verkregen Groengascertificaten te verhandelen via de tankstation exploitant of de voertuigleverancier. Dit systeem werkt momenteel redelijk goed, maar kan bij verdere opschaling van het systeem op bezwaren stuiten (netcapaciteit, afstand tot het net, etc.). In voorkomende gevallen kunnen andere alternatieven interessanter zijn. Dit rapport is opgesteld om basisgegevens beschikbaar te stellen bij het afwegen van de verschillende alternatieven.

Biogasbronnen bevinden zich doorgaans op enige afstand van geschikte tankstation locaties en/of geschikte invoedingspunten, of het nu rioolwaterzuivering, stortgas of mestvergisting betreft. In dit onderzoek zijn zes verschillende manieren (routes) onderzocht om het biogas van een productielocatie naar een tankstation te transporteren. Omdat de kostencomponent gedomineerd wordt door de volumedoorzet en de te overbruggen afstand zijn de routes hierop vergeleken in relatie tot de kosten. Hierbij zijn uitsluitend kosten meegenomen die verschillend zijn, zoals voor het transport deel van de route, omdat veel andere kosten zoals voor productie en tanken (begin en einde van de keten) voor alle routes vergelijkbaar zijn en daarom de uitkomst niet veranderen. De studie houdt rekening met de productievolumes van de biogasbronnen en de afname hoeveelheden door de tankstations. Een belangrijk onderdeel van de efficiency van een route is de mate waarin productie van biogas en afzet via tankstations met elkaar gesynchroniseerd kan worden. Over het algemeen produceren de meeste biogasbronnen namelijk meer gas dan de tankstations zullen afnemen. Daarom is er een scala van afzetmogelijkheden onderzocht zowel in grootte als in vorm (transport per gasleiding, per as onder druk of vloeibaar), voor één of meerdere tankstations, zodat allerlei combinaties kunnen samengaan.

De resultaten van het onderzoek zijn gepresenteerd aan de hand van tabellen en grafieken, waarbij uiteenlopende combinaties van bronnen en afnemers met elkaar vergeleken kunnen worden. Gezien het grote aantal verschillende specifieke situaties die in de praktijk kunnen optreden, trekt het rapport geen limitatieve conclusies, maar verstrekt enkel informatie om aan zoveel mogelijk situaties te kunnen rekenen.

Uit het rapport komt wel nadrukkelijk naar voren dat er invloed is van subsidieregelingen en accijnzen is (o.a. de SDE regeling) bij het maken van keuzes. Zo sluit de huidige SDE sporen, die niet op het aardgasnet zijn aangesloten, uit van subsidie, met alle (negatieve) gevolgen van dien voor de economische rentabiliteit van sporen buiten het aardgasnet om. Soortgelijke zorgen baart de huidige wetgeving over energiebelasting en accijnzen, die geen verschil maakt tussen grijs gas en Groengas c.q. LNG/bio-LNG., maar wel verschil maakt tussen aggregatietoestanden van het methaan (gasvormig CNG c.q. vloeibaar LNG). Er is geen sprake van een level playing field voor de toepassing van(vloeibaar) biomethaan in de mobiliteit.

Deze studie geeft een globaal beeld weer van de mogelijkheden van transport van biogas van de bron naar het tankstation en de orde grootte van de kosten die daarmee samenhangen. Aan dit onderzoek liggen een aantal keuzes ten grondslag om te komen tot een algemeen beeld en een onderlinge vergelijking van de verschillende transportroutes. Deze keuzes zijn per onderdeel in het bijbehorende hoofdstuk beschreven. Bestaande of toekomstige situaties hebben elk hun eigen randvoorwaarden die een andere keuze, dan uit dit onderzoek zou voortvloeien, rechtvaardigen. Dit onderzoek is bedoeld om betrokken partijen inzicht te verschaffen in de verschillende mogelijkheden van benutting van biogas in de mobiliteit en welke manier van transport voor een bepaalde situatie economisch het meest interessant kan zijn.

Samengevat:

1. Dit rapport is bedoeld als leidraad voor het maken van een keuze in toekomstige projecten.
2. Dit rapport sluit geen enkele route uit, noch geeft het een voorkeur aan.
3. Dit rapport is bedoeld voor biogasproducenten, overheden en alle andere betrokkenen bij de realisatie van benutting van groen gas in de mobiliteit.
4. Dit rapport schetst een globaal beeld. In de praktijk kunnen dus gegronde redenen tot een andere keuze leiden dan wat het rapport voor (schijnbaar) dezelfde situatie aangeeft.

INHOUDSOPGAVE

1	INLEIDING	8
1.1	Doelstelling.....	8
1.2	Opzet van dit onderzoek	9
1.3	Organisatorische opzet.....	10
1.4	Terminologie.....	11
1.5	Vergelijk routes.....	12
2	BIOGASPRODUCTIE	13
2.1	Biogasbronnen.....	13
2.1.1	<i>Industriële en agrarische vergisters</i>	13
2.1.2	<i>Stortgas</i>	14
2.1.3	<i>Biogas van waterzuiveringsslib</i>	15
2.2	Benutting biogas.....	16
2.3	Kosten biogasproductie.....	16
2.3.1	<i>Stortgas</i>	16
2.3.2	<i>Agrarische en industriële vergisting</i>	17
2.3.3	<i>RWZI gisting</i>	18
2.3.4	<i>Overzicht biogasproductie en comprimeren</i>	19
3	BIOGAS OPWERKEN NAAR GROEN GAS.....	22
3.1	Beschikbare technieken	22
3.2	Kosten biogas opwerken naar groen gas	23
4	TRANSPORT VAN BIOGAS OF GROENGAS VIA EEN LEIDING	26
4.1	Transport via het aardgasnet (Route A)	26
4.1.1	<i>Het Nederlandse aardgasnetwerk</i>	27
4.1.2	<i>Transport van groengas door het aardgasnet</i>	28
4.1.3	<i>Kosten van transport van groen gas door het aardgasnet</i>	29
4.2	Transport van biogas door een biogasleiding (Route B)	34
4.2.1	<i>Transport door biogasnetwerk met meerdere biogasbronnen</i>	37
4.3	Transport van groen gas door een groen gasleiding (route G)	37
5	TRANSPORT VAN BIO-CNG EN BIO-LNG PER AS (OVER DE WEG).....	40
5.1	Transport van bio-CNG per as (route C)	41
5.1.1	<i>Moederstation C/H-route</i>	41
5.1.2	<i>Transport route C</i>	42
5.2	Transport van bio-CNG per as in hydraulische cilinders (route H).....	44
5.2.1	<i>Moederstationcompressor</i>	45
5.2.2	<i>Hydraulische opslag en transport</i>	45
5.3	Transport van bio-LNG per as (route L)	46
6	TANKSTATIONS	49

6.1	Tankstation route A (Aardgasnet)	50
6.2	Tankstation route B (Biogasleiding)	53
6.3	Tankstation route G (Groen gasleiding)	54
6.4	Tankstation route C (bio-CNG)	55
6.5	Tankstation route H (bio-CNG in hydraulische cilinders)	56
6.6	Tankstation route L (bio-LNG)	57
7	OVERZICHT VAN DE KOSTEN VAN DE TOTALE KETEN	59
7.1	Route A (transport via Aardgasnetwerk)	60
7.2	Route B (transport via Biogasleiding)	62
7.3	Route G (transport via Groengasleiding)	64
7.4	Route C (wegtransport van bio-CNG)	66
7.5	Route H (wegtransport van bio-CNG in hydraulische cilinders)	68
7.6	Route L (wegtransport van bio-LNG)	69
8	GEVOELIGHEIDSANALYSE	72
8.1	Invloed afschrijvingen biogas/groengasleidingen	72
8.2	Invloed afstand op kosten route A voor net aansluiting	73
8.3	Invloed kosten weekendopslag in B/G route	74
9	DISCUSSIE EN CONCLUSIE	75
	BIJLAGEN	83
	Bijlage 1 Stroomschema	84
	Bijlage 2 Aanvullende Voorwaarden RNB Groen Gas Invoeders	85

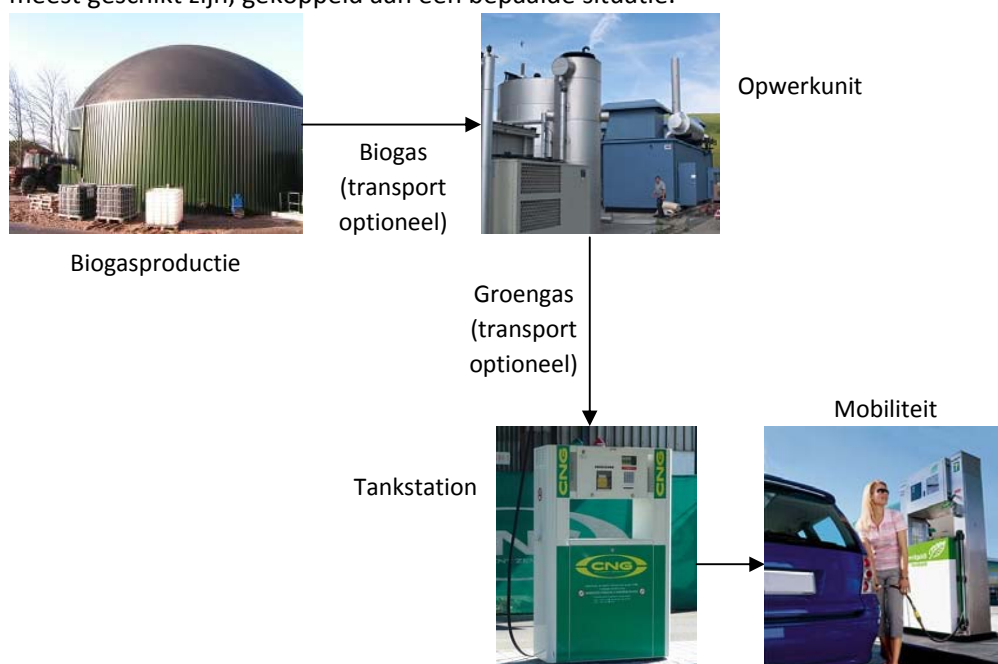
1 Inleiding

Biogas kan op verschillende locaties worden geproduceerd. Zo zijn er lokale producties bij boerenbedrijven, vuilstortplaatsen of waterzuiveringsinstallaties. Het biogas is verschillend van kwaliteit en zal veelal moeten worden bewerkt (opwerking naar aardgas kwaliteit) alvorens het geschikt is voor afname, hetzij als invoeding in het bestaande aardgasnetwerk, hetzij voor directe afname door mobiliteit. Een van de knelpunten in de biogasketen betreft de koppeling tussen productieplaats en plaats van afname – of: hoe kan het biogas worden getransporteerd naar de desbetreffende locatie en bij welke optie is dit het meest rendabel? De keuze van opwaardering (Groen gas of Vloeibaar biomethaan), de kwaliteit en de kwantiteit (mismatch tussen productie en afname) hebben invloed op de kostprijs van het biogas en op de te kiezen transportmethodiek.

Naar aanleiding van discussies in de werkgroep “rijden op groen gas” is de behoefte vastgesteld om een beeld te krijgen van economische en praktische haalbaarheid van de diverse oplossingen van transport en bewerking en de rentabiliteit hiervan. De vraag of netinvoeding de enige financieel haalbare optie is en of de hogere maatschappelijke kosten voor biogas t.o.v. aardgas door andere opties kunnen worden gecompenseerd, wordt hiermee beantwoord.

1.1 Doelstelling

Het doel van dit onderzoek is het genereren van een overzicht van de kosten van verschillende biogasproductiemethoden en transportmethoden van groen gas van een willekeurige productielocatie naar een willekeurige tanklocatie, afhankelijk van biogasvolume en transportafstand. Hiermee wordt inzicht verkregen in welke transportmethoden financieel het meest geschikt zijn, gekoppeld aan een bepaalde situatie.



Figuur 1: Globale weergave van de keten om biogas in de mobiliteit te kunnen benutten.

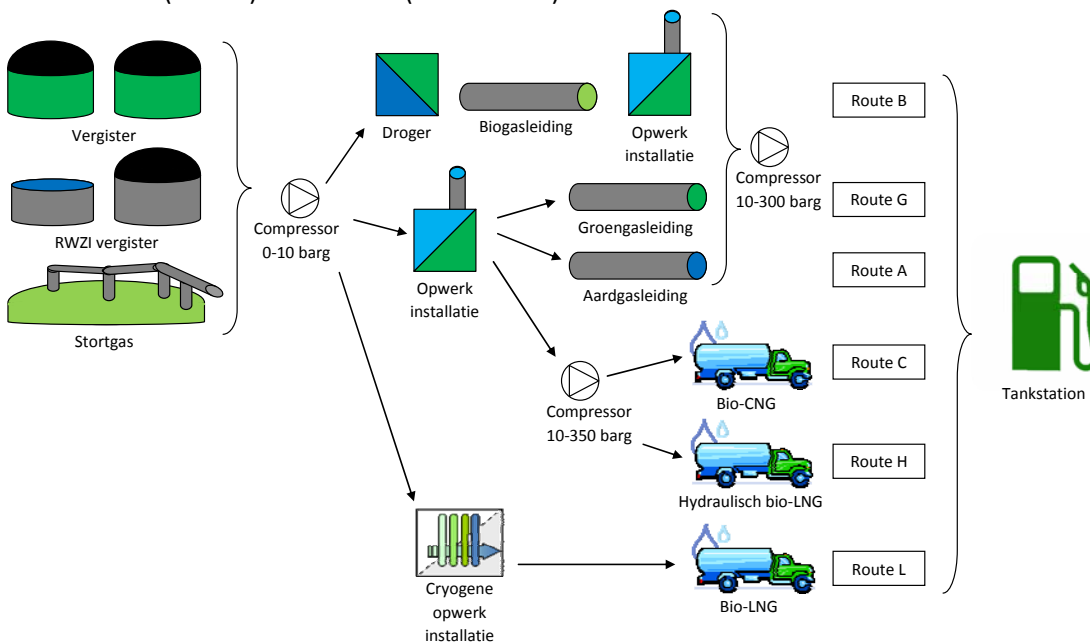
1.2 Opzet van dit onderzoek

In dit onderzoek zijn de kosten berekend van zes verschillende manieren om biogas van verschillende productielocaties naar een willekeurig tankstation te transporteren zodat het geschikt is voor benutting in de mobiliteit. Deze verschillende manieren van transport worden in dit onderzoek routes genoemd. Dus een route is de gehele keten van biogasproductie tot en met de afname door het tankstation (Figuur 2).

De zes routes zijn transport via:

1. het aardgasnetwerk; route A
2. een biogasleiding; route B
3. een groen gasleiding; route G
4. wegtransport in de vorm van bio-CNG; route C
5. wegtransport in de vorm van bio-CNG wat hydraulisch uit de opslagcilinders wordt geperst; route H
6. wegtransport in de vorm van bio-LNG; route L

Elke route is uniek in de manier van transport, maar is onafhankelijk van het type bron van het biogas (biogas van agrarische vergisters, RWZI gisters¹ of stortgas). Dus elke route kan beginnen uit elke willekeurige biogasbron. In dit rapport worden allereerst de verschillende onderdelen uit de route van biogasproductie tot en met afname door het tankstation beschreven, dus de afzonderlijke bouwstenen van de ketens (hoofdstuk 2 tot en met 6). Vervolgens worden de totale routes (ketens) beschreven (hoofdstuk 7).



Figuur 2: Overzicht van de zes routes voor productie, opwerken, transport en afname door het tankstation van biogas.

¹ Een RWZI (vergister) wordt gister genoemd.

1.3 Organisatorische opzet

In opdracht van:

Bedrijf: Agentschap NL
 Contactpersoon: Vivienne Tersteeg
 Bezoekadres: Croeselaan 15
 Postcode en plaats: 8521 BJ Utrecht
 Postadres: postbus 8242
 Postcode en plaats: 3503 RE Utrecht
 Telefoonnummer: 088 6022719
 E-mail adres: vivienne.tersteeg@agentschap.nl
 Internetadres: www.agentschapnl.nl



Agentschap NL
 Ministerie van Economische Zaken

Uitgevoerd door:

Bedrijf: E kwadraat advies BV
 Contactpersoon: dhr. F. Linnemans
 Postadres: Postbus 827
 Postcode en plaats: 8901 AA Leeuwarden
 Bezoekadres: Legedijk 4
 Postcode en plaats: 8935 DG Leeuwarden
 Telefoonnummer: 088-4000 500
 E-mail adres: info@ekwadraat.com
 Internet: www.ekwadraat.com
 KvK nummer: 010998558 (Leeuwarden)



en

Contactpersoon: dhr. H.A. Verbeek
 Adres: Sperwer 1
 Postcode en plaats: 1722 DK Zuid Scharwoude
 Telefoonnummer: 06-13 22 44 63
 E-mail adres: verbeek90@zonnet.nl



en

Bedrijf: Geveke
 Contactpersoon: dhr. J. Nooijen
 Postadres: Postbus 820
 Postcode en plaats: 1000 AV Amsterdam
 Bezoekadres: Barajasweg 60
 Postcode en plaats: 1000 AV Amsterdam
 Telefoonnummer: 020-58 29 111 / 06-51 81 16 07
 E-mailadres: johan.nooijen@geveke.com
 Internet: www.geveke-persluchttechniek.nl



1.4 Terminologie

In dit rapport wordt onderstaande terminologie gebruikt:

CNG

Compressed natural gas is aardgas dat onder druk is gebracht, tot ca. 200 bar. CNG kan in verschillende kwaliteiten worden aangeboden, waarbij we onderscheid maken naar methaangehalte. Hoe hoger het methaangehalte, met tevens lager gehalte aan inerte gassen, hoe groter de actieradius van een auto bij eenzelfde hoeveelheid (kg of m³) CNG. CNG met een methaangehalte van 88% noemen we bijv. CNG 88, bij een methaangehalte van 97 gebruiken we de term CNG 97. De algemene term CNG wordt gebruikt als het methaangehalte niet direct relevant is.

LNG

Liquified natural gas is vloeibaar gemaakt aardgas. Hiervoor wordt aardgas al dan niet gezuiverd en gekoeld tot ca. 162°C. De kwaliteit van LNG is daarom heel divers en kan per bron variëren in methaangehalte; Zeebrugge levert bijvoorbeeld 92%. We kunnen het methaangehalte aangeven in de naam als dat nodig is, zo bevatten LNG 97 en LNG 99 respectievelijk 97% en 99% methaan. Het voordeel van LNG t.o.v. CNG is de veel grotere energiedichtheid, waardoor een grotere actieradius mogelijk is.

SNG

Synthetic natural gas wordt geproduceerd door vergassing gevolgd door methanisatie van bijvoorbeeld steenkool.

Biogas

Biogas wordt op dit moment geproduceerd door vergisting van onder meer gewasresten en vloeibare (organische) reststromen, vaak in combinatie met dierlijke mest. Het wordt ook gewonnen bij rioolwaterzuiveringsinstallaties en als stortgas bij vuilstortplaatsen. Biogas heeft een methaaninhoud van 55-65 procent en een CO²-gehalte van 35-45 procent. Bij opwaardering naar groen gas wordt de meeste CO² verwijderd, om op het kwaliteitsniveau van Nederlands aardgas te komen. Ook wordt het gas gereinigd van onder meer zwavel en organisch actief materiaal.

Bio-SNG

Bij vergassing van biomassa spreken we van bio-SNG.

Groen gas

Groen gas is een verzamelterm voor opgewaardeerd biogas/stortgas en bio-SNG. Het kan gas zijn dat is dat is opgewerkt naar Slochteren kwaliteit (zelfde Wobbe index) en kan worden ingevoerd in het netwerk. Het methaangehalte is ca. 90 procent. Het kan ook gas zijn bestaande uit vrijwel methaan te gebruiken voor direct gebruik in de mobiliteit. (zie biomethaan)

Biomethaan

Opwaarderen van biogas/groen gas tot een methaaninhoud van meer dan 97 procent is ook mogelijk. Bijna zuiver methaan op basis van biomassa noemen we biomethaan.

bio-CNG

Bio-CNG is groen gas of biomethaan dat onder druk (tot 300 bar) is gebracht, analoog aan CNG. Daarmee is het geschikt om in CNG voertuigen te gebruiken. Ook hier kunnen we verschillende methaangehaltes onderscheiden indien nodig: bio-CNG 90 en bio-CNG 97 bevatten respectievelijk 90% en 97% methaan. Bio-CNG uit biomethaan, met een methaangehalte > 97%, wordt door sommige aanbieders ook wel CBM genoemd.

bio-LNG

Biomethaan kan vloeibaar worden gemaakt door het te koelen tot -162°C. We spreken dan van bio-LNG (door sommige aanbieders ook wel LBM genoemd). Het methaangehalte is minimaal 97%. Bio-LNG kan in voertuigen en schepen worden toegepast die geschikt zijn om op LNG te rijden of varen. Het voordeel van bio-LNG t.o.v. bio-CNG is de veel grotere energiedichtheid.

1.5 Vergelijk routes

Om de kosten van de verschillende routes goed met elkaar te kunnen vergelijken zijn de kosten uitgedrukt in €/Nm³ groen gas equivalenten (groengas is energetisch gelijk aan aardgas) voor alle routes, ook al wordt in een bepaalde route bio-CNG of bio-LNG getransporteerd. De kosten worden dus als het ware uitgedrukt in €/32 MJ (de onderste verbrandingswaarde van groen gas en aardgas is 32 MJ/Nm³).

2 Biogasproductie

Micro-organismen kunnen onder anaerobe (zuurstofarme) omstandigheden biomassa (gedeeltelijk) omzetten in biogas. Dit wordt een vergistingproces genoemd. Het biogas dat bij dit proces ontstaat, bestaat meestal voor 50-60% uit methaan (CH_4), 35-40% koolstofdioxide (CO_2) en een aantal andere producten zoals waterstofsulfide (H_2S), stikstof (N_2) en zuurstof (O_2). Biogas heeft een onderste verbrandingswaarde² van ongeveer 20 MJ / Nm³ (voetnoot³). Gronings aardgas heeft een onderste verbrandingswaarde van 32 MJ / Nm³.

2.1 Biogasbronnen

Vooraf natte, niet houtachtige biomassa is geschikt voor biogasproductie. In Nederland zijn de voornaamste bronnen van biogas:

- (Co-)vergistinginstallaties; dit zijn vergistinginstallatie op boerderij- of industriële schaal. In deze vergisters wordt een mix van biomassaströmen, al of niet met dierlijke mest, vergist zodat biogas ontstaat.
- Stortplaatsen (stortgas); biomassa in het huisvuil wordt door micro-organismen omgezet in biogas. Om het stortgas op te vangen moet de stortplaats worden afgedekt en moet een leidingstelsel aangelegd worden voor het “oogsten” van het stortgas.
- Biogas van rioolwaterzuiveringsinstallaties (RWZI's) en afvalwaterzuiveringsinstallaties (AWZI's). Bij de verwerking van rioolwater komt slib vrij waaruit biogas kan worden geproduceerd.

2.1.1 Industriële en agrarische vergisters

Een vergistinginstallatie kan volgens de wet als agrarische vergister aangemerkt worden als:

- tenminste 50% (volumepercentage⁴) van de ingaande stroom uit mest bestaat:
- de overige strömen voorkomen op de positieve lijst (tegenwoordig bijlage AA genoemd).

De reststroom (digestaat) van een agrarische vergister mag wettelijk als mest aangemerkt worden. Dit heeft voordelen voor de afzetmogelijkheden van digestaat.

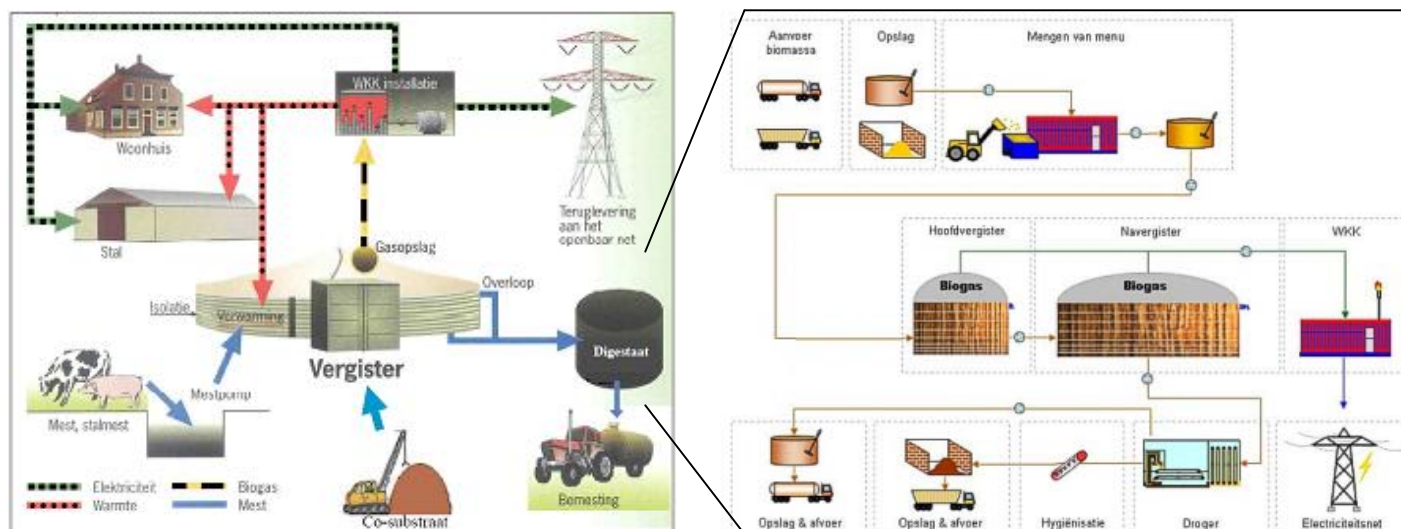
In de andere gevallen wordt het een industriële vergister genoemd en wordt het digestaat als afval aangemerkt en moet dus ook als afval verwerkt worden. Vaak zijn industriële vergisters groter dan agrarische vergisters. De vergistingstechniek is al enige jaren bekend in Nederland.

² Onderste verbrandingswaarde (ook wel stookwaarde of netto calorische waarde) is de verbrandingswaarde waarbij is aangenomen dat de latente warmte, die aan het verbrandingsproces wordt onttrokken voor het opwarmen van de verschillende gassen (waaronder waterdamp), niet teruggewonnen wordt.

³ Nm³, of normaal kubieke meter is een hoeveelheid gas, dat bij een temperatuur van 0 °C (273,15 K) en een druk van 1 atmosfeer (1,01325 bar of 101,325 kPa), een volume inneemt van 1 kubieke meter.

⁴ Aangezien mest voor een groot deel uit water bestaat, schommelt de dichtheid van mest rond de dichtheid van water (998 kg/m³). Dit betekent dat een kubieke meter mest ongeveer een ton weegt.

Inmiddels zijn in Nederland ca. 90-110 agrarische vergistinginstallaties in bedrijf genomen. De ervaringen geven aan dat het een betrouwbaar proces is geworden, wat zonder meer toegepast kan worden als uitbreiding op het reguliere agrarische (vee)bedrijf of als industriële activiteit.



Figuur 3: Schematische weergave agrarische vergister met WKK.



Figuur 4: Agrarische vergistinginstallatie (met het bolle dak) met links- en rechtsachter de na-vergister en na-opslag en voor de vergister een WKK installatie en regelsysteem.

2.1.2 Stortgas

Het organisch materiaal in ons huisvuil komt - vroeger in grote mate - op stortplaatsen terecht. Op een stortplaats verteren bacteriën organisch afval in een zuurstofloos milieu. Daarbij komt een mengsel van methaan en kooldioxide vrij. Het heeft lang geduurd voor we in Nederland dit gas, dat onder de naam 'stortgas' bekend staat, als energiebron zijn gaan gebruiken.

De VAM in Wijster (nu Attero) pionierde in het begin van de jaren tachtig met gasmotoraggregaten om elektriciteit en warmte te produceren uit biogas. In de loop der jaren kwamen ook enkele andere projecten van de grond zoals in Veendam en De Spinder in Tilburg.

In de jaren negentig kregen geleidelijk de meeste stortplaatsen een gasonttrekkinginstallatie. Niet zozeer om het stortgas te benutten, als wel om het brandgevaar te beperken en het milieu te ontzien. Stortgas (met 60% methaan) is namelijk een belangrijk broeikasgas. Affakkelen, om het methaan om te zetten in het onschuldiger kooldioxide, werd begin jaren negentig als een zeer goede oplossing gezien. In de loop der jaren is dit stortgas benut door het te verbranden in een WKK, waardoor elektriciteit en warmte ontstaat. De warmte wordt vaak vernietigd en de elektriciteit geleverd aan het net.

Door een leidingstelsel in de stortplaats aan te leggen en de stortplaats af te dekken wordt biogas opgevangen en benut. In Wijster en bij De Spinder wordt het stortgas opgewerkt naar aardgas, door middel van een waterscrubber (nader beschreven in hoofdstuk 3) en in het aardgasnet ingevoerd.

2.1.3 Biogas van waterzuiveringsslib

Rioolwaterzuiveringsinstallaties (RWZI's) en afvalwaterzuiveringsinstallaties (AWZI's) verwerken grote hoeveelheden water met daarin een deel organisch materiaal. Bij slibgisting ontstaat biogas door de vergisting van zuiveringsslib in verschillende grote vergistingtanks. Anaerobe bacteriën breken organisch materiaal in het slib af en vormen daarbij het biogas. Het vergiste slib wordt ontwaterd en gedroogd. Vervolgens wordt het slib naar een afvalverbrander gebracht. Een vergister op een waterzuiveringsinstallatie wordt een gister genoemd (Figuur 5).



Figuur 5: RWZI-gister (links) met een biogasbuffer (rechts).

2.2 Benutting biogas

Het biogas dat door de vergister wordt geproduceerd, kan op diverse wijzen worden benut. De optie die op dit moment het meest gangbaar is, is benutting in een warmtekrachtkoppeling (WKK). In een WKK wordt het biogas omgezet in warmte en elektriciteit (kracht) zie Figuur 6. Een WKK bestaat veelal uit een (bio)gasmotor die een generator aandrijft waarmee elektriciteit wordt opgewekt. De elektriciteit wordt op het elektriciteitsnet afgezet. Een klein deel van de warmte van de motor wordt benut voor het op temperatuur houden van het vergistingsproces.

Een andere mogelijkheid voor het benutten van het biogas is het opwaarderen naar aardgaskwaliteit zodat het in het aardgasnet kan worden ingevoerd en/of benut kan worden in de mobiliteit. Dit wordt nader beschreven in hoofdstuk 3.



Figuur 6: WKK (gasmotor met generator) waarmee biogas omgezet kan worden in elektriciteit en warmte.

2.3 Kosten biogasproductie

De kosten van biogasproductie hangen sterk af van de schaalgrootte en de biomassa-bron waar het biogas uit wordt gewonnen (RWZI slib, mest en/of reststromen of stortplaatsen).

2.3.1 Stortgas

Het is verplicht om het methaan dat uit stortplaatsen vrijkomt op te vangen. Het vervolgens benutten van het gas kan tegen zeer lage operationele kosten. Het organisch materiaal is al aanwezig op de stortplaats en hoeft dus niet ingekocht en aangevoerd te worden. Tabel 1 geeft de uitgangspunten weer en Tabel 2 geeft de kostprijsopbouw weer van stortgas. Deze kostenopbouw bestaat dus slechts uit operationele kosten voor onderhoud van de stortgaswinning.

Stortgas		Opmerkingen
Investeringskosten	Geen	Elke stortplaats is verplicht het methaan (biogas) af te vangen.
Operationele kosten	Onderhoud	

Tabel 1: Uitgangspunten van de productiekosten stortgas.

Stortgas	400.000	1.200.000	4.000.000	Nm ³ biogas/jr
	263.000	789.000	2.630.000	Nm ³ groengas/jr
Operationele kosten	€ 8.103	€ 24.310	€ 81.033	/jaar
Kosten biogas	€ 0,058	€ 0,033	€ 0,024	/Nm ³ biogas
	€ 0,088	€ 0,050	€ 0,036	/Nm ³ groengas

Tabel 2: Kostenopbouw van stortgas voor drie verschillende volumes.

2.3.2 Agrarische en industriële vergisting

De kosten van agrarische en industriële vergisting zijn sterk afhankelijk van de kosten van de co-stromen die worden gebruikt en de kosten voor de afzet van het digestaat. In de kostprijs bepaling van biogas van agrarische vergisting is uitgegaan van de investeringskosten en operationele kosten van de totale installatie om biogas te produceren uit mest en co-stromen. Tabel 3 geeft de uitgangspunten weer en Tabel 4 de kostprijsopbouw van biogas van agrarische vergisting. De afschrijvingstermijn is gebaseerd op de looptijd van de huidige SDE regeling. De gemiddelde investering in een agrarische vergister ligt tussen € 1,5 miljoen en € 3 miljoen.

Agrarische vergisting		Opmerking
Investeringskosten Afschr. termijn: 12jr Rentevoet: 6%	Infrastructuur	Verharding, leidingen, elektriciteit, enz.
	Vergistingtank(s)	
	Na-vergistingtank(s) of na-opslag	
	Drogestofinvoer	
	Mestinput + pompen	
	Roerwerk	
	Verwarmingssysteem	Verwarming middels biogasketel.
	Vooropslag co-stromen	
	Fakkels	Noodvoorziening om biogas af te fakkelen.
	Besturing	
Operationele kosten	Onderhoud	
	Elektriciteitsverbruik	€ 0,12/kWh
	Inkoop co-stromen	Zeers marktafhankelijk.
	Afzet digestaat	Zeers afhankelijk van mogelijkheden afzet op eigen grond en eventueel mestoverschot in de omgeving.

Tabel 3: Uitgangspunten van de kosten agrarische vergister.

Co-vergisting	2.000.000	3.000.000	5.000.000	Nm ³ biogas/jr
	1.320.000	1.970.000	3.290.000	Nm ³ groengas/jr
Kosten biogas agrarische Vergisting (co-mestvergisting)	€ 0,376	€ 0,343	€ 0,316	/Nm ³ biogas
	€ 0,572	€ 0,521	€ 0,480	/Nm ³ groengas
Kosten biogas industriële Vergisting	€ 0,320	€ 0,291	€ 0,269	/Nm ³ biogas
	€ 0,486	€ 0,443	€ 0,408	/Nm ³ groengas

Tabel 4: Kostenopbouw van biogas van agrarische vergisting en industriële vergisting.

De kostprijs van biogas van industriële vergisting loopt sterker uiteen dan van agrarische vergisting. De ingaande stromen van industriële vergisting zijn doorgaans reststromen met een negatieve marktwaarde. Met andere woorden: men ontvangt (bij de meeste stromen) een bedrag voor het innemen van de stroom. Daar staat tegenover dat voor de afzet van het digestaat moet worden betaald. Gemiddeld resulteert dit er in dat het biogas dat wordt geproduceerd 10% tot 20% goedkoper is dan van agrarische vergisting. Dit is echter wel sterk afhankelijk van de type stromen die men aantrekt.

2.3.3 RWZI gisting

Bij een, met agrarische vergisting, vergelijkbare biogasproductie heeft een RWZI gister⁵ meer volume nodig omdat het organisch droge stof gehalte (hieruit produceren de bacteriën het biogas) lager is in RWZI slib dan in mest en co-stromen. Er is dus een grotere ingaande stroom in een RWZI gister nodig voor dezelfde biogasproductie ten opzichte van een agrarische vergister. De investering van een RWZI gister wordt hierdoor aanzienlijk hoger. De afschrijvingstermijn is gebaseerd op de termijn die waterschappen hanteren voor gistinginstallaties. De operationele kosten zijn beduidend lager doordat er geen co-stromen ingekocht hoeven te worden en doordat er geen extra⁶ kosten zijn verbonden aan de afzet van de uitgaande stroom. Tabel 5 geeft de uitgangspunten weer en Tabel 6 geeft de kostprijsopbouw weer van biogas van RWZI gisting. De investering in een RWZI gister ligt tussen € 2 miljoen en € 5 miljoen.

RWZI gisters		Opmerkingen
Investeringskosten Afschr. termijn: 15jr Rentevoet: 6%	Gistingtank(s)	
	Pompen	Voor invoer en om te roeren
	verwarmingssysteem	Verwarming middels biogasketel.
	Fakkel	Noodvoorziening om biogas af te fakkelen.
	Biogasbuffer	RWZI biogasproductie kan sterk fluctueren.
	Besturing	
Operationele kosten	Onderhoud	
	Elektriciteitsverbruik	

Tabel 5: Uitgangspunten van de kosten RWZI gister.

⁵ Een RWZI (ver)gister wordt een gister genoemd.

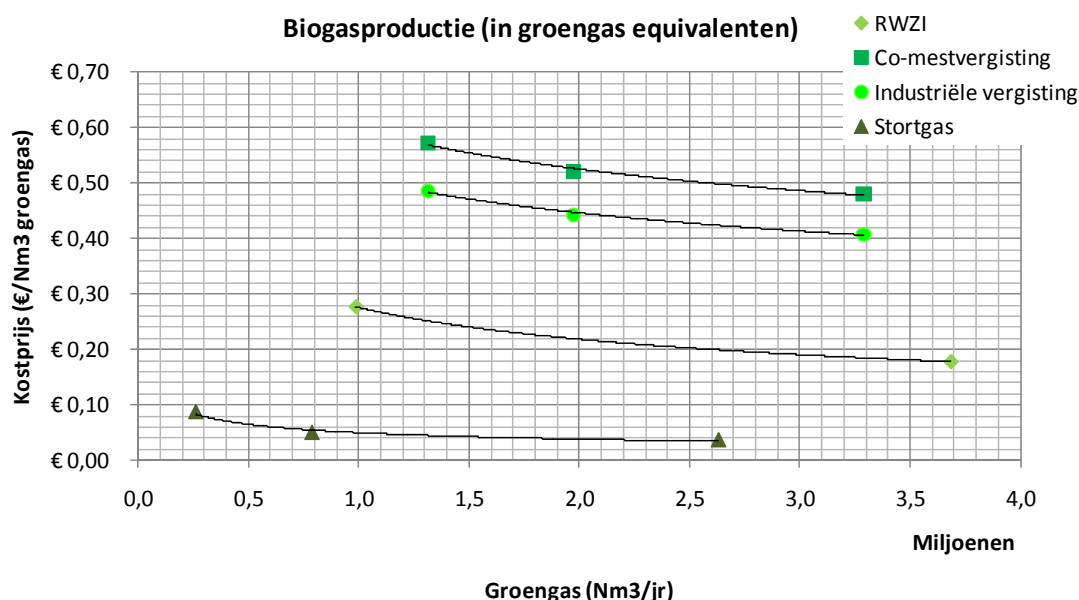
⁶ Rioolwaterzuiveringsinstallaties moeten in ieder geval het slib laten verwerken. Deze kosten vallen dus onder de normale operationele kosten van een rioolwaterzuiveringsinstallatie.

RWZI gisters	1.500.000	5.600.000	Nm ³ biogas/jr
	987.000	3.680.000	Nm ³ groengas/jr
Kosten biogas	€ 0,182	€ 0,117	/Nm ³ biogas
	€ 0,277	€ 0,178	/Nm ³ groengas

Tabel 6: Kostenopbouw van biogas van RWZI gisting.

2.3.4 Overzicht biogasproductie en comprimeren

Figuur 7 geeft de kostprijs weer van biogasproductie uit stortplaatsen, door middel van RWZI gisters of agrarische vergisters. De prijs is omgerekend naar de prijs per m³ groen gas. Deze eenheid wordt in het gehele rapport gehanteerd. Om het biogas te kunnen transporteren en op te werken naar groen gas moet het op een druk gebracht worden van maximaal 10 barg⁷ (comprimeren).



Figuur 7: Kostenkrommes van biogasproductie (300 Nm³/uur betekent op jaarbasis zo'n 2,5 mln Nm³ biogas).

De situatie op locatie is bepalend voor de uiteindelijke prijs. Ook de geografische ligging van een installatie kunnen bijdrage aan hogere of lagere prijzen. De genoemde prijzen zijn ramingen, gebaseerd op kengetallen. Het is van belang om een prijs per situatie te bepalen.

⁷ Veelal wordt druk uitgedrukt in bar. De officiële SI-eenheid van druk is Pascal (Pa). 1 Bar is 100.000 Pascal. Bij het comprimeren van gassen wordt de druk veelal aangegeven ten opzichte van atmosferische druk (ongeveer 1 bar), in plaats van absolute druk. Dit wordt aangegeven met de eenheid 'barg'. Dus 1 barg is 2 bar (1 bar atmosferische druk + 1 barg = 2 bar).

Om biogas te kunnen transporteren en op te werken is het noodzakelijk de druk te verhogen om de transportweerstand te kunnen overwinnen en het volume te verkleinen. Dit wordt gedaan met behulp van tweetraps olievrije compressoren waardoor er geen verontreinigingen (zoals smeerolie⁸) worden toegevoegd. Deze compressoren draaien volcontinue om de biogas productie bij te houden. De vrijkomende warmte tijdens de compressie kan weer worden gebruikt als warmte voor de vergister.



Figuur 8: Biogas compressor geschikt voor 600 Nm³/uur bij 11 barg.

Tabel 7 geeft de uitgangspunten weer van de kostenopbouw van het comprimeren van het biogas van 0 naar 10 barg, Tabel 8 en Tabel 9 geven de kostenopbouw weer. Figuur 9 geeft de kostenkromme van het comprimeren van het biogas van 0 naar 10 barg weer. Deze kostprijs is gebaseerd op de investeringskosten (afschrijvingstermijn 10 jaar, rente 6%) en operationele kosten (onderhoud en elektriciteitskosten).

Biogas comprimeren 0 – 10 barg		Opmerkingen
Investeringsen Afschr. termijn: 12jr Rentevoet: 6%	Compressor	Gebaseerd op olievrije compressie met tweetraps laagtoerige zuigercompressoren
	Aandrijving	Toerengeregeld i.v.m. variërende capaciteit
	Koeling	
	Beveiliging	
	Besturing	Met frequentieregelaar
Operationele kosten	Onderhoud	Preventief onderhoud gebaseerd op volcontinu bedrijf gedurende 12 jaar
	Elektriciteitsverbruik	

Tabel 7: Uitgangspunten compressie van biogas van 0 naar 10 barg.

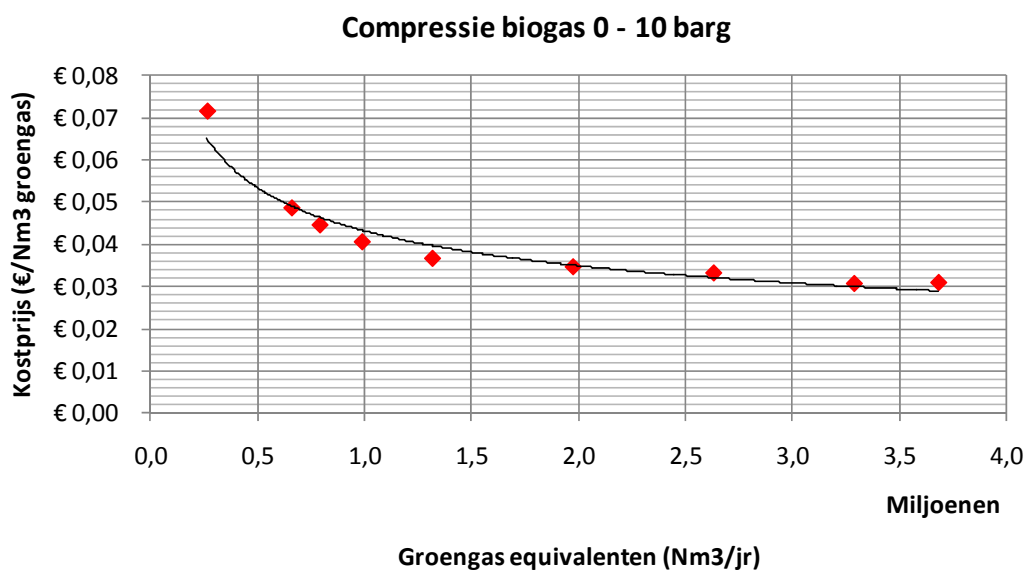
⁸ Smeerolie in het aardgasnet kan schade toebrengen aan bijvoorbeeld afdichtingen en reduceerventielen waarin rubbers zijn verwerkt. De smeerolie kan deze aantasten en tot onvoorspelbaar gedrag van dit soort componenten leiden.

Compressie biogas 0 - 10 barg	400.000	1.000.000	1.500.000	2.000.000	Nm ³ biogas/jr
	263.000	658.000	987.000	1.320.000	Nm ³ groengas/jr
Investering	€ 87.000	€ 130.000	€ 136.000	€ 143.000	
Totale jaarlijkse kosten	€ 18.798	€ 31.938	€ 39.993	€ 48.164	/jaar
Kosten biogas	€ 0,047	€ 0,032	€ 0,027	€ 0,024	/Nm ³ biogas
	€ 0,071	€ 0,049	€ 0,041	€ 0,037	/Nm ³ groengas

Tabel 8: Kostenopbouw compressie van biogas van 0 naar 10 barg.

Compressie biogas 0 - 10 barg	3.000.000	4.000.000	5.000.000	5.600.000	Nm ³ biogas/jr
	1.970.000	2.630.000	3.290.000	3.680.000	Nm ³ groengas/jr
Investering	€ 190.000	€ 225.000	€ 218.000	€ 254.316	
Totale jaarlijkse kosten	€ 68.328	€ 87.263	€ 100.852	€ 113.841	/jaar
Kosten biogas	€ 0,023	€ 0,022	€ 0,020	€ 0,020	/Nm ³ biogas
	€ 0,035	€ 0,033	€ 0,031	€ 0,031	/Nm ³ groengas

Tabel 9: Kostenopbouw compressie van biogas van 0 naar 10 barg.

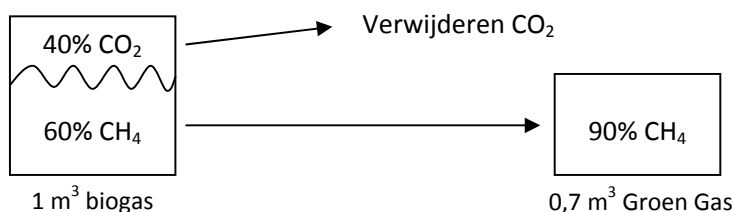


Figuur 9: Kostenkromme van het comprimeren van het biogas van 0 tot 10 barg.

3 Biogas opwerken naar groen gas

Biogas heeft een lagere stookwaarde dan Gronings aardgas en bevat een aantal verontreinigingen die ongewenst zijn voor het invoeden in het aardgasnet of voor het benutten in de mobiliteit. Door het biogas op te werken kan het juist wel hiervoor geschikt gemaakt worden. In het opwerkingsproces wordt een groot deel van het koolstofdioxide en een aantal andere verontreinigingen verwijderd. Vervolgens wordt het gas geodoriseerd voor de veiligheid; toevoeging van THT geeft aan het groene gas de kenmerkende gaslucht, zodat gaslekage door mensen kan worden herkend.

Het verwijderen van koolstofdioxide verhoogt het methaangehalte waardoor de stookwaarde van biogas toeneemt. Biogas bestaat voor 50-60% uit methaan (CH_4) en 35-40% koolstofdioxide (CO_2) en heeft een onderste verbrandingswaarde van ongeveer $20 \text{ MJ} / \text{Nm}^3$. Gronings aardgas heeft een onderste verbrandingswaarde van $32 \text{ MJ} / \text{Nm}^3$. Een kubieke meter biogas levert na het opwerkingsproces ongeveer twee derde kubieke meter groen gas ($20 \text{ MJ} / 32 \text{ MJ}$). Anders gezegd; voor het maken van twee kubieke meter groen gas zijn ongeveer drie kubieke meter biogas nodig (Figuur 10).



Figuur 10: Schematisch weergave opwerken biogas.

Biogas dat opgewerkt wordt om in het aardgasnet ingevoerd te worden, moet een zodanig methaangehalte krijgen dat de onderste verbrandingswaarde gelijk is aan het aardgas. Doorgaans komt dit neer op een methaangehalte van ongeveer 90%. Indien biogas wordt opgewerkt voor rechtstreekse benutting in de mobiliteit, kan naar een veel hoger methaangehalte worden opgewerkt. Hierdoor kan meer energie in de vorm van gas in eenzelfde volume worden opgeslagen. Om de verschillende transportroutes in dit onderzoek vergelijkbaar te maken, zijn alle kosten teruggerekend per één kubieke meter groen gas (dus biogas op aardgaskwaliteit met een methaangehalte van zo'n 90% en een onderste verbrandingswaarde van $32 \text{ MJ}/\text{Nm}^3$).

3.1 Beschikbare technieken

Er bestaan diverse technieken voor opwerking van biogas. Sommigen technieken zijn bewezen en anderen zijn nog in het onderzoekstadium. De technieken voor opwerking zijn onderscheidend in de manier waarop CO_2 uit het biogas wordt verwijderd.

De belangrijkste opwerkingstechnieken zijn:

- Membraan scheiding: bij dit scheidingsprincipe maakt men gebruik van een membraan dat voor CO₂ 20 maal, en voor H₂S 60 maal zo doorlatend is als voor methaan (CH₄).
- Chemische CO₂ absorptie: door middel van een chemische reactie worden de ongewenste componenten uit het biogas verwijderd.
- PWS (Pressurised Water Scrubbing) waterwassen, of water scrubbing (“wassen”): het principe van deze scheidingstechniek is dat koolstofdioxide beter oplosbaar is in water dan methaan. Het gas stroomt in een hoge kolom omhoog terwijl er van bovenaf water door het gas “regent”. Het koolstofdioxide lost hierdoor op in het water.
- VPSA of Pressure Swing Adsorption (PSA): de scheiding bij deze methode is gebaseerd op scheiding door adsorptie/desorptie van koolzuurgas aan zeolieten of actieve kool bij verschillende drukkenniveaus. Het gas moet hiervoor eerst gedroogd worden.
- Cryogene techniek of diepkoeling: koolstofdioxide wordt bij een bepaalde druk en lage temperatuur vloeibaar terwijl methaan nog gasvormig blijft. Net als bij water en lucht ontstaat zo een scheiding tussen koolstofdioxide (vloeibaar) en methaan (gas).

3.2 Kosten biogas opwerken naar groen gas

De investeringen voor een opwerksysteem zijn gebaseerd op offertes van verschillende partijen (Cirmac, DMT en GTS), evenals de operationele kosten bestaande uit: onderhoud, elektriciteitsverbruik en eventuele hulpstoffen. Tabel 10 geeft de uitgangspunten weer van de kostenopbouw van het opwerken van biogas naar groengas. Tabel 11 en Tabel 12 geven de kostprijsopbouw weer van het opwerken van biogas naar groen gas.

Opwerken naar groengas		Opmerkingen
Investeringskosten Afschr. termijn: 10jr Rentevoet: 6%	Opwerken	Op juiste Wobbe-index ⁹ brengen voor invoeding dan wel biomethaan maken.
	Reinigen	Alles wat nodig is om het biogas geschikt te maken voor invoeding in het aardgasnet dan wel geschikt te maken voor direct gebruik zoals transport per pijp of flessen.
	Geurstof toevoegen	
	Drogen	
Operationele kosten	Onderhoud	
	Hulpstoffen	
	Elektriciteitsverbruik	
	Waterverbruik	

Tabel 10: Uitgangspunten van de kosten van het opwerken van biogas naar groengas.

⁹ De Wobbe-index (W) is de verhouding tussen de verbrandingswaarde van het gas (H) en de vierkantswortel uit de relatieve dichtheid van het gas (Q_R). De relatieve dichtheid is de dichtheid van het gas gedeeld door de dichtheid van lucht bij dezelfde temperatuur en druk (namelijk 273,15 Kelvin en 101,325 kilopascal). De Wobbe-index wordt uitgedrukt in dezelfde eenheid als de verbrandingswaarde, namelijk (mega)joule (MJ) per normaal-kubieke meter (Nm³).

$$W = \frac{H}{\sqrt{Q_R}}$$

Opwerken (niet cryogeen)	400.000	1.000.000	1.500.000	2.000.000	Nm ³ biogas/jr
	263.000	658.000	987.000	1.320.000	Nm ³ groengas/jr
Investering	€ 377.334	€ 504.093	€ 606.105	€ 704.826	
Totale jaarlijkse kosten ¹⁰	€ 77.576	€ 124.519	€ 162.593	€ 199.716	/jaar
Kosten biogas	€ 0,194	€ 0,125	€ 0,108	€ 0,100	/Nm ³ biogas
	€ 0,295	€ 0,189	€ 0,165	€ 0,152	/Nm ³ groengas

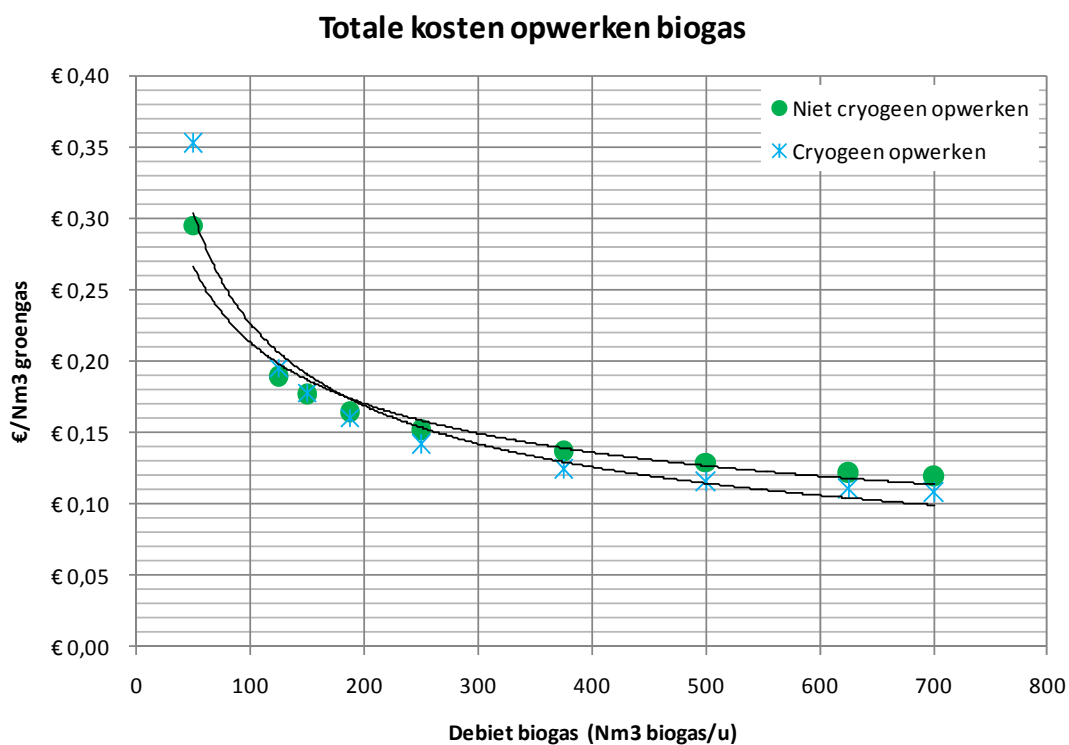
Tabel 11: Kostenopbouw van het opwerken van biogas naar groen gas.

Opwerken (niet cryogeen)	4.000.000	5.000.000	5.600.000	56.250.000	Nm ³ biogas/jr
	1.970.000	2.630.000	3.290.000	37.000.000	Nm ³ groengas/jr
Investering	€ 892.393	€ 1.066.794	€ 1.228.030	€ 8.355.740	
Totale jaarlijkse kosten	€ 271.113	€ 338.708	€ 402.503	€ 3.229.315	
Kosten biogas	€ 0,085	€ 0,081	€ 0,078	€ 0,057	/Nm ³ biogas
	€ 0,129	€ 0,122	€ 0,119	€ 0,087	/Nm ³ groengas

Tabel 12: Kostenopbouw van het opwerken van biogas naar groengas.

Figuur 11 geeft de kostenkromme weer voor het opwerken van het biogas naar groen gas bij verschillende groen gas debieten, voor zowel niet-cryogeen als cryogeen opwerken. Van cryogeen opwerken zijn minder praktijkgegevens bekend in Nederland. Op basis van de informatie die wel bekend is, is een kostentrend bepaald, welke is weergegeven in Figuur 11. De kosten voor het produceren van biomethaan zijn vergelijkbaar. De investeringen voor cryogeen opwerken zijn gemiddeld iets lager, de operationele kosten iets hoger. Het opwerksysteem levert groen gas af (dus biogas van aardgaskwaliteit) in gasvorm (dus (niet vloeibaar) op een druk van 10 barg. Voor het vloeibaar maken van het gas is nog een extra koelstap nodig. Bij cryogeen opwerken komt zuivere CO₂ vrij wat op de markt afgezet zou kunnen worden.

¹⁰ Onder de totale jaarlijkse kosten vallen de investeringskosten (rente en afschrijving) en de operationele kosten.



Figuur 11: Kostenkromme biogas opwerken naar groengas.

De situatie op locatie kan kostenverhogend of verlagend werken. De genoemde prijzen zijn ramingen, gebaseerd op kengetallen. Het is van belang om een prijs per situatie te bepalen.

4 Transport van biogas of groengas via een leiding

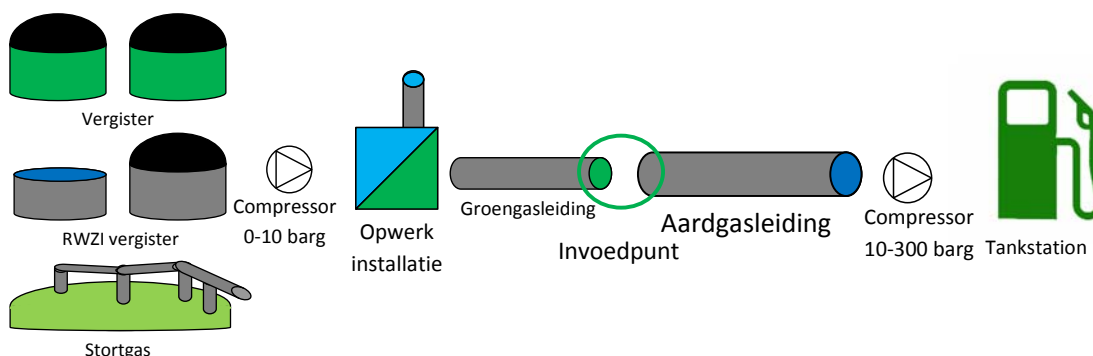
Het biogas kan in meerdere toestanden (biogas, groen gas, gecompriemd gas en vloeibaar gemaakt gas) worden getransporteerd d.m.v. verschillende transportmiddelen (leidingen of vrachtwagens). In dit hoofdstuk worden de verschillende transportmogelijkheden beschreven van transport via een gasleiding. Transport over de weg wordt beschreven in hoofdstuk 5. De manieren van transport vormen de basis van de zes verschillende transportroutes:

1. het aardgasnetwerk; route A
2. een biogasleiding; route B
3. een groen gasleiding; route G
4. *wegtransport in de vorm van bio-CNG; route C (wordt beschreven in hoofdstuk 5)*
5. *wegtransport in de vorm van bio-CNG wat hydraulisch uit de opslagcilinders wordt geperst; route H (wordt beschreven in hoofdstuk 5)*
6. *wegtransport in de vorm van bio-LNG; route L (wordt beschreven in hoofdstuk 5)*

De kosten voor gasleidingen zijn sterk afhankelijk van de obstakels die gepasseerd moeten worden zoals (grote) wegen, spoorlijnen en rivieren of kanalen. In dit onderzoek is er vanuit gegaan dat de langere transportleidingen (> 5 km; route B en G) voornamelijk door landelijk gebied gaan met relatief weinig obstakels (lagere prijs per strekkende meter) en dat de kortere transportleidingen voor invoeden en onttrekken (< 5km; route A) meer door stedelijk gebied gaan met meer obstakels (hogere prijs per strekkende meter).

4.1 Transport via het aardgasnet (Route A)

Figuur 12 geeft schematisch de keten weer van route A (transport door het aardgasnet). Biogasproductie uit vergisters, RWZI gisters en stortgas en het op druk (10 barg) brengen zijn beschreven in hoofdstuk 2 en het opwerken van biogas naar groen gas is beschreven in hoofdstuk 3. In deze paragraaf (§4.1) wordt het transport van het groen gas door het aardgasnetwerk beschreven, bestaande uit: groen gasleiding naar het invoerpunt, het invoerpunt en transport door het aardgasnet (aardgasleiding in Figuur 12). Het op druk brengen naar 300 barg en het tankstation worden beschreven in hoofdstuk 6.



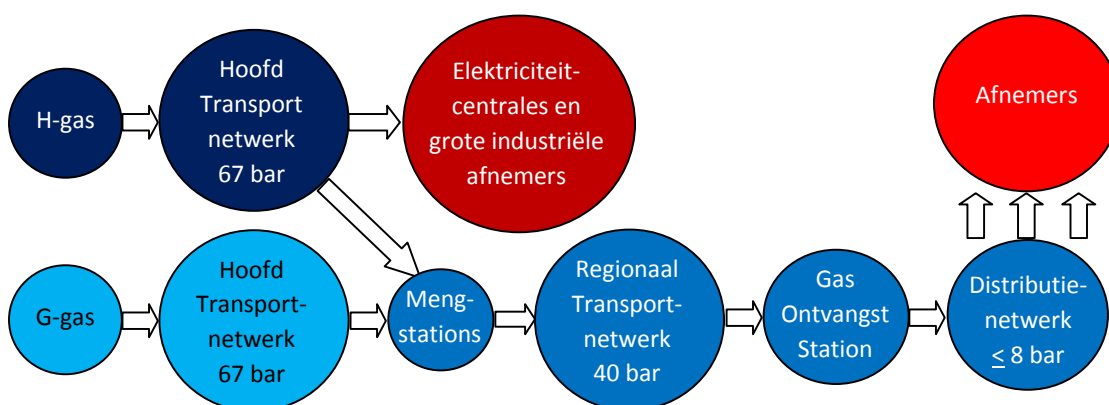
Figuur 12: Schematische weergave van de keten van route A (aardgasnet).

4.1.1 Het Nederlandse aardgasnetwerk

Het Nederlandse aardgasnetwerk is één van de meest uitgebreide gasnetwerken ter wereld. Een zeer uitgebreide infrastructuur is voor zowel het transport, de opslag als de distributie van het gas aanwezig. In Nederland zijn twee transportnetwerken voor het aardgas: het H-gas netwerk en het G-gas netwerk. Door het H-gas netwerk stroomt hoog calorisch gas en door het G-gas netwerk het Groningse laag calorische gas.

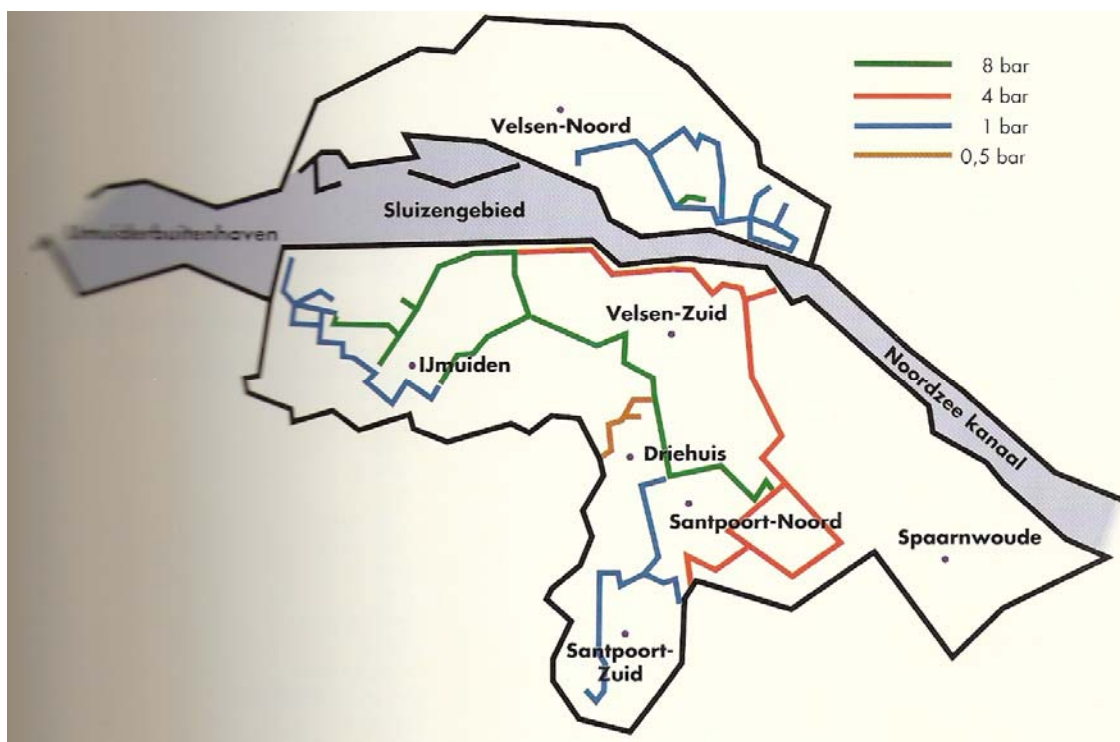
Het transportnet voor zowel het G-gas als het H-gas heeft elk een eigen hoofdtransportnet (67 bar) en combineert een regionaal transportnet (43 bar). Deze netwerken zijn verbonden met behulp van mengstations (Figuur 13). Het G-gas wordt geleverd aan de distributiebedrijven en de industrie, het H-gas wordt geleverd aan de grote industrie (Corus) en de elektriciteitscentrales. Deze netwerken zijn beide in beheer van GasUnie.

Op enkele grote industrie- en exportleidingen na worden de meeste aardgasaansluitingen gevoed door het distributienet en de aftakkingen hiervan.



Figuur 13: Schematische weergave Nederlands aardgasnetwerk. H-gas betekent hoog calorisch aardgas en G-gas betekent Gronings aardgas (lagere calorische waarde).

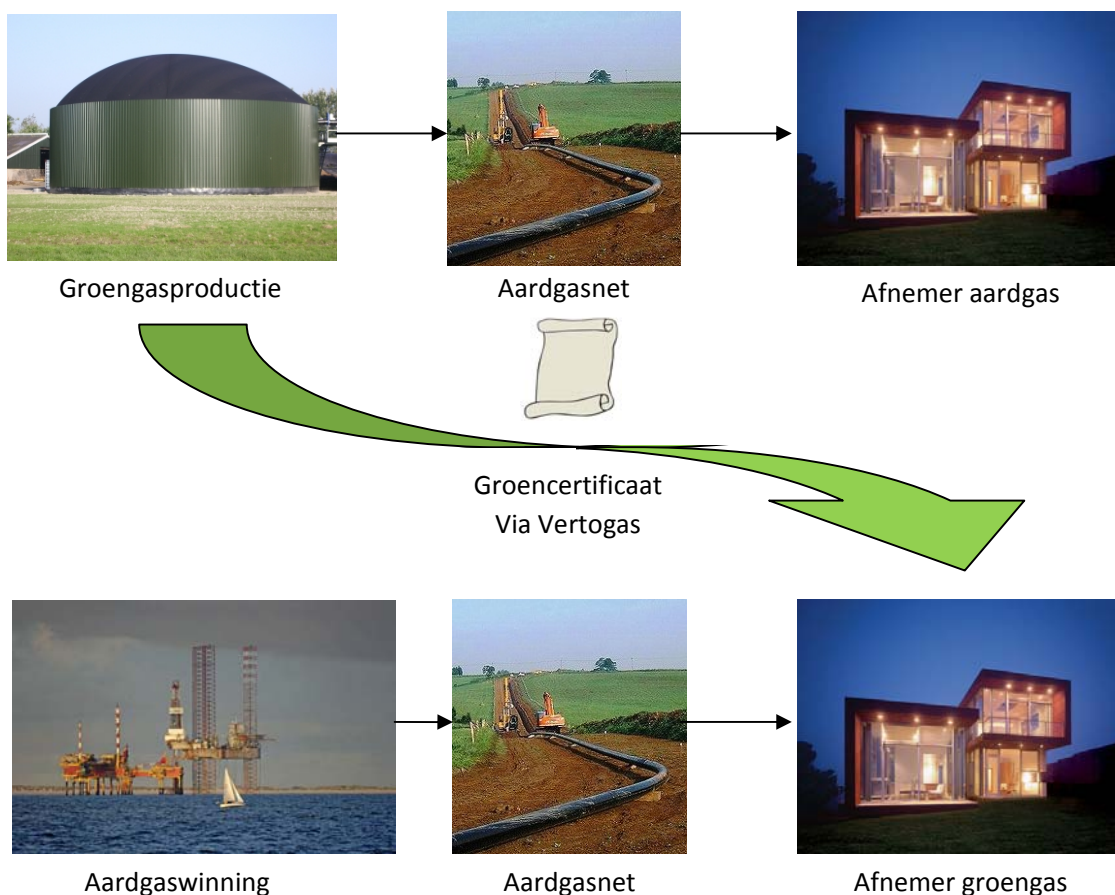
Het regionale transportnetwerk staat weer in verbinding met een distributienet dat in beheer is bij verschillende energiebedrijven. Het distributienetwerk opereert op 100 mbar, 500 mbar, 1, 2, 4 en 8 bar en wordt gevoed vanuit een gasontvangststation (GOS). Een distributiebedrijf beschikt over meerdere gasontvangststations.



Figuur 14: Voorbeeld van verschillende drukken in het gasnet van Velsen met 3 GOS-stations, schaal 6 x 4 km. Hieruit moge blijken dat het voorhanden hebben van een aansluitmogelijkheid op het 8 bar net de aanleg van leidingen van verscheidene kilometers lengte kan vergen.

4.1.2 Transport van groengas door het aardgasnet

Het aardgasnetwerk kan gebruikt worden voor het transport van groen gas. Hiervoor wordt het groen gas ingevoerd in de buurt van de productielocatie en wordt aardgas onttrokken bij het afnamepunt (Figuur 15). Dit onttrokken aardgas kan “vergroend” worden door de groengas-certificaten in te nemen die afgegeven zijn bij het invoeden van het groengas, analoog aan de manier waarop groene stroom wordt getransporteerd door het elektriciteitsnet.



Figuur 15: “Transporteren” van groengas via het aardgasnet door invoeden van groengas en vergroenen van aardgas middels certificaten, analoog aan groene stroom.

4.1.3 Kosten van transport van groen gas door het aardgasnet

Het groen gas wordt door een groen gasleiding van het opwerksysteem naar het invoedpunt gevoerd en daar in het aardgasnet ingevoerd. Zo dicht mogelijk bij de locatie van het tankstation wordt aardgas aan het net onttrokken. Dit aardgas krijgt het predicaat “Groen” door de certificaten af te nemen bij de aanbieder van het ingevoerde groengas. Vertogas verstrekt deze groen gas certificaten (www.vertogas.nl).

De kosten voor het transporteren van groengas door het aardgasnet bestaan uit:

1. Een groen gasleiding naar het invoedpunt.
2. Het invoedpunt zelf (aansluiting op het aardgasnet met meet- en kwaliteitcontrolesysteem).
3. Transport: voor de afzet van het groengas in het aardgasnet ontvangt men een prijs per kubieke meter groengas. Voor het onttrekken van het aardgas van het aardgasnet bij het tankstation betaalt men de aardgasprijs. Het verschil tussen deze twee prijzen is als het ware de kostprijs voor het transport.

De groen gasleiding naar het invoerpunt moet tenminste 2.700 meter lang zijn (bron: Stedin). Namelijk, een leidinglengte van tenminste 2.700 m biedt voldoende tijd¹¹ om indien het aangeleverde groen gas van onvoldoende kwaliteit is het invoeden te stoppen en het groene gas af te fakkelen. Er is in de berekeningen vanuit gegaan dat indien de transportafstand naar het invoerpunt minder dan 3.000 meter is, de eerste kilometer 3-voudig gelegd wordt (om de minimale leidinglengte van 2.700 meter te verkrijgen). De kosten voor deze eerste kilometer bedragen het eenmalig graven van een sleuf waarin drie maal een kilometer leiding wordt gelegd. Hiermee is rekening gehouden in Figuur 16. De afstanden in de legenda van Figuur 16 moeten daarom worden gelezen als de enkele transportafstanden (hierin is dus al rekening gehouden met de driedubbele leiding in de eerste kilometer). Voor de afschrijvingstermijn van de groen gasleiding naar het invoerpunt is dezelfde termijn gehanteerd als van de vergistinginstallaties.

Groengasleiding		Opmerkingen
Investerings	Materiaal	
Afschr. termijn: 12jr	Aanleggen	
Rentevoet: 6%	Klein aantal obstakels	
Operationele kosten	Onderhoud: <u>geen</u>	
	elektriciteitsverbruik: <u>geen</u>	Zit in onderdeel "compressor"

Tabel 13: Uitgangspunten groengasleiding naar invoerpunt.

Groengasleiding	400.000	1.000.000	1.500.000	2.000.000	Nm ³ biogas/jr
	263.000	658.000	987.000	1.316.000	Nm ³ groengas/jr
Investering	€ 150,99	€ 152,47	€ 153,70	€ 154,93	
Totale jaarlijkse kosten per meter	€ 17,49 € 0,0665	€ 17,66 € 0,0268	€ 17,80 € 0,0180	€ 17,95 € 0,0136	/m/jaar /1.000m/Nm ³ gg

Tabel 14: Kostenopbouw van transport van groengas naar het invoerpunt.

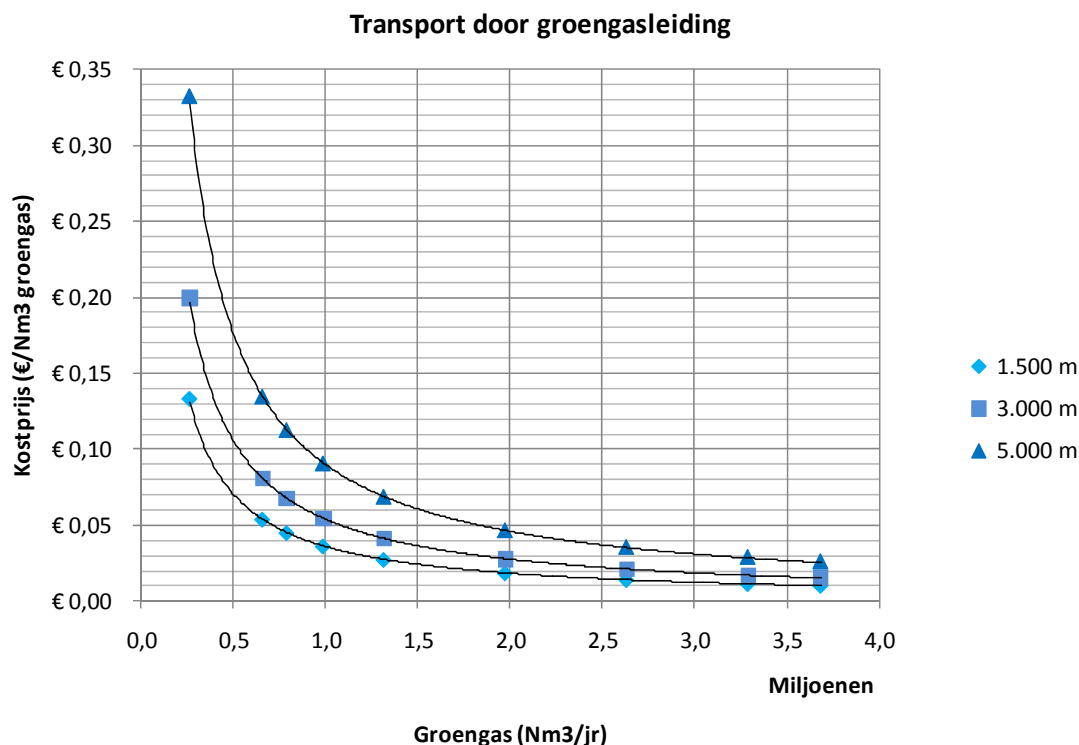
Groengasleiding	3.000.000	4.000.000	5.000.000	5.600.000	Nm ³ biogas/jr
	1.973.000	2.631.000	3.289.000	3.684.000	Nm ³ groengas/jr
Investering	€ 157,40	€ 159,87	€ 162,33	€ 163,81	
Totale jaarlijkse kosten per meter	€ 18,23 € 0,0092	€ 18,52 € 0,0070	€ 18,80 € 0,0057	€ 18,98 € 0,0052	/m/jaar /1.000m/Nm ³ gg

Tabel 15: Kostenopbouw van transport van groengas naar het invoerpunt.

Figuur 16 geeft de kostenkromme weer voor de groen gasleiding van het opwerksysteem naar het invoerpunt, berekend door de kosten uit Tabel 14 en Tabel 15 te delen door de jaarlijks

¹¹ Het duurt even voordat het groen gas de leidinglengte van 2.700 m van de opwerk- en controle unit heeft afgelegd voordat het bij het invoerpunt aankomt.

getransporteerde volumes groen gas. Bij de bepaling van de grootte van de leiding is rekening gehouden met een continu debiet van biogas, bij 8.000 draaiuren per jaar.



Figuur 16: Kostenkromme voor de groengasleiding van het opwerksysteem naar het invoerpunt.

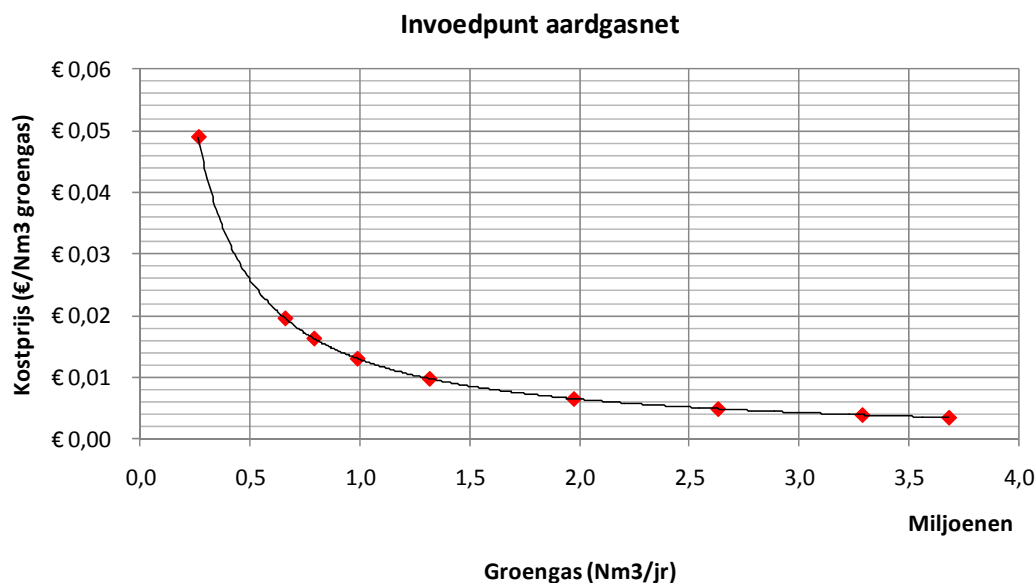
Obstakels zoals wegen, vaarwegen, spoorwegovergangen e.d. werken sterk kostenverhogend. Hierdoor is het van belang om een prijs per situatie te bepalen.

Figuur 17 geeft de kostenkromme weer van het invoerpunt (gebaseerd op Tabel 16). De kosten van dit invoerpunt bestaan uit het koppelen van de groen gasleiding aan het aardgasnet en een controlesysteem voor de gaskwaliteit.

Invoerpunt		
Investering	€ 100.000	Globale raming
Totale jaarlijkse kosten ¹²	€ 13.600	/jaar
Kosten groengas	<i>Afhankelijk van debiet, zie Figuur 17</i>	/Nm ³ groengas

Tabel 16: Uitgangspunten en kostenopbouw van een invoerpunt van groen gas op het 8 bar net.

¹² Investeringskosten (afschrijvingstermijn 12 jaar en rente 6%) en operationele kosten (2%) van de investeringen.



Figuur 17: Kostenkromme van het invoedpunt voor het invoeden van groengas in het aardgasnet.

Invoeden van het groen gas kan gebeuren tegen het TTF gastarief minus een afslag (Tabel 17). In deze afslag kunnen boetes worden opgenomen indien de leverancier van het groen gas niet aan de vooraf afgesproken hoeveelheid kan voldoen. Indien de groen gas leverancier zich voldoende aan de afgesproken levering houdt, is de afslag enkele eurocenten per Nm³ groen gas. Niet of onvoldoende voldoen heeft significant effect op de case. Onttrekken van het (vergroende) aardgas gebeurt tegen de aardgasprijs voor grootverbruikers plus dienstenkosten en energiebelasting (Tabel 17). De aardgasprijs is een marktprijs en kan daardoor sterk variëren en verschilt tussen de leveranciers. Voor dit onderzoek is uitgegaan van een kale aardgasprijs voor grootverbruikers die iets boven het TTF gastarief ligt, vermeerderd met dienstenkosten en energiebelasting.

Invoeden		
ENDEX TTF Gas ¹³	€ 20,259	/MWh
	€ 0,198	/Nm ³
Afslag voor invoeden	€ 0,030	/Nm ³
Groengasprijs invoeden	€ 0,168	/Nm³

Tabel 17: De groengasprijs die men kan ontvangen bij invoeden van groengas.

Tabel 18 geeft de kosten voor het onttrekken van het vergroende aardgas. Deze kosten zijn hier ter indicatie aangegeven en worden in paragraaf 6.1 met de overige kosten van het tankstation meegenomen. Bovenop deze aardgaskosten komt de energiebelasting op brandstoffen. Echter, deze energiebelasting geldt voor alle routes in dit onderzoek en maken geen onderdeel uit van

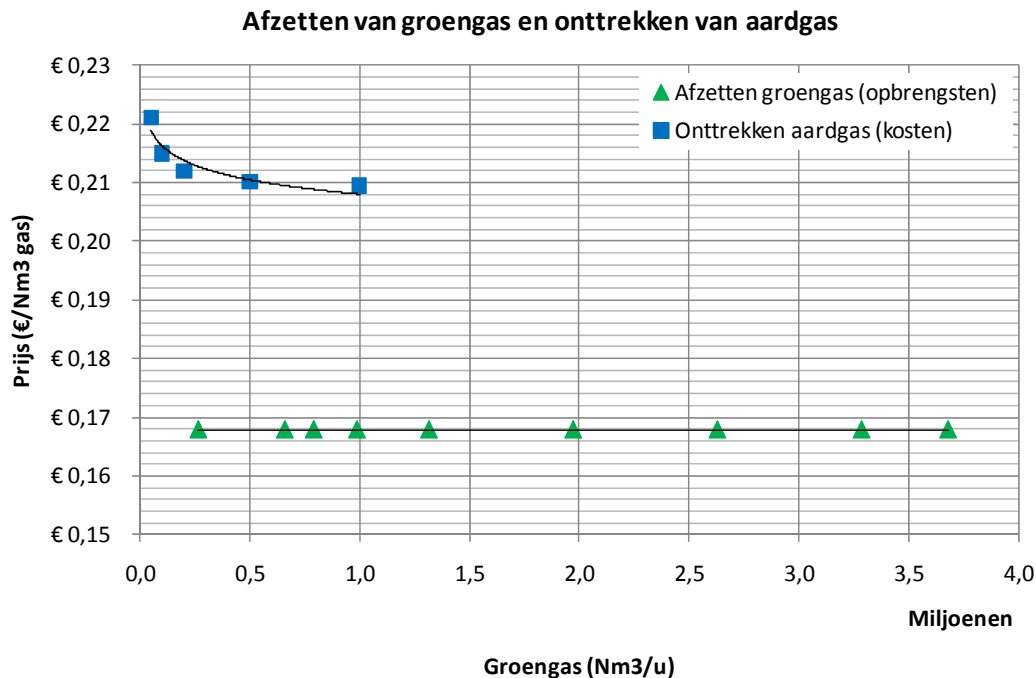
¹³ De ENDEX (www.endex.nl) Call-11 prijs van 27 september 2010.

de kostprijs. Zolang groen gas met eenzelfde energiebelasting wordt belast als fossiel aardgas is er in de kosten geen verschil. Daarom is dit verder niet meegenomen in de berekeningen.

Onttrekken	50.000	100.000	200.000	500.000	1.000.000	Nm ³ aardgas/jr
Debiet	23	46	91	228	457	Nm ³ aardgas/u
Dienstenkosten	€ 976,83 € 0,020	€ 1.344,85 € 0,013	€ 2.080,87 € 0,010	€ 4.288,96 € 0,009	€ 7.969,09 € 0,008	/jaar /Nm ³ aardgas
Aardgasprijs grootverbruiker	€ 0,201	€ 0,201	€ 0,201	€ 0,201	€ 0,201	/Nm ³ aardgas
Kosten aardgas	€ 0,221	€ 0,215	€ 0,212	€ 0,210	€ 0,209	/Nm³ aardgas

Tabel 18: Opbouw aardgasprijs voor het onttrekken van “vergroend” aardgas. Deze kosten zijn afhankelijk van de locatie, marktwerking, ontwerp tankstation (onttrekking aardgas in pieken of afgevlakt) en het afgenomen volume. Hier ter indicatie weergegeven, en wordt in paragraaf 6.1 met de overige kosten van het tankstation meegenomen.

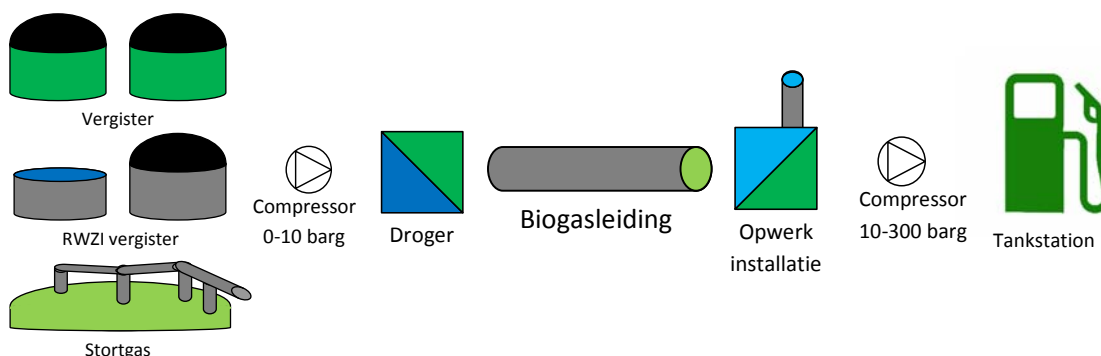
Het verschil tussen invoedtarief en onttrekkingstarief bepaalt de kostprijs voor het transporteren van het groen gas door het aardgasnet (Figuur 18). Daarnaast vertegenwoordigen de groengascertificaten (§ 4.1.2, Figuur 15) die bij het invoeden kunnen worden verhandeld een economische waarde (deze waarde is afhankelijk van de markt). Afhankelijk van de stationsgrootte zijn de kosten voor het transport door het aardgasnet (verschil tussen invoeden en onttrekken) € 0,04 tot € 0,05 per Nm³ groen gas. Met nadruk moet gezegd worden dat invoedtarief en onttrekkingstarief beide marktprijzen zijn en dus sterk kunnen variëren. Figuur 18 is een indicatie van de prijzen.



Figuur 18: Het verschil tussen de groen gasopbrengst (gebaseerd op Tabel 17) en de aardgaskosten (gebaseerd op Tabel 18) is als het ware de transportkosten.

4.2 Transport van biogas door een biogasleiding (Route B)

Figuur 19 geeft schematisch de keten weer van route B (transport door een biogasleiding). Biogasproductie uit vergisters, RWZI gisters en stortgas en het op druk (10 barg) brengen zijn beschreven in hoofdstuk 2. In deze paragraaf (§4.2) wordt het transport van het biogas door een biogasleiding beschreven, bestaande uit: een droger en een biogasleiding. Het opwerken van biogas naar groen gas is beschreven in hoofdstuk 3. Het op druk brengen naar 300 barg en het tankstation worden beschreven in hoofdstuk 6.



Figuur 19: Schematische weergave van de keten van route B (biogasleiding).

Het biogas wordt na productie op druk gebracht (van 0 naar 10 barg), gedroogd en vervolgens door een speciaal aangelegde biogasleiding naar het tankstation geleid (waar het biogas ook wordt opgewerkt). In dit onderzoek zijn de kosten van biogasleidinglengtes van 2.500, 5.000, 10.000 en 20.000 meter berekend.

Biogas bevat water(damp) wat condenseert in de biogasleiding (door de relatief koude bodem waarin de leiding ligt) en kan samen met de agressieve componenten van het biogas corrosie in de leiding veroorzaken en eventueel een zogenaamd "waterslot" veroorzaken waardoor de biogasleiding geblokkeerd raakt. Daarom moet het biogas worden gedroogd voordat het de biogasleiding in gaat.



Figuur 20: Biogas droger.

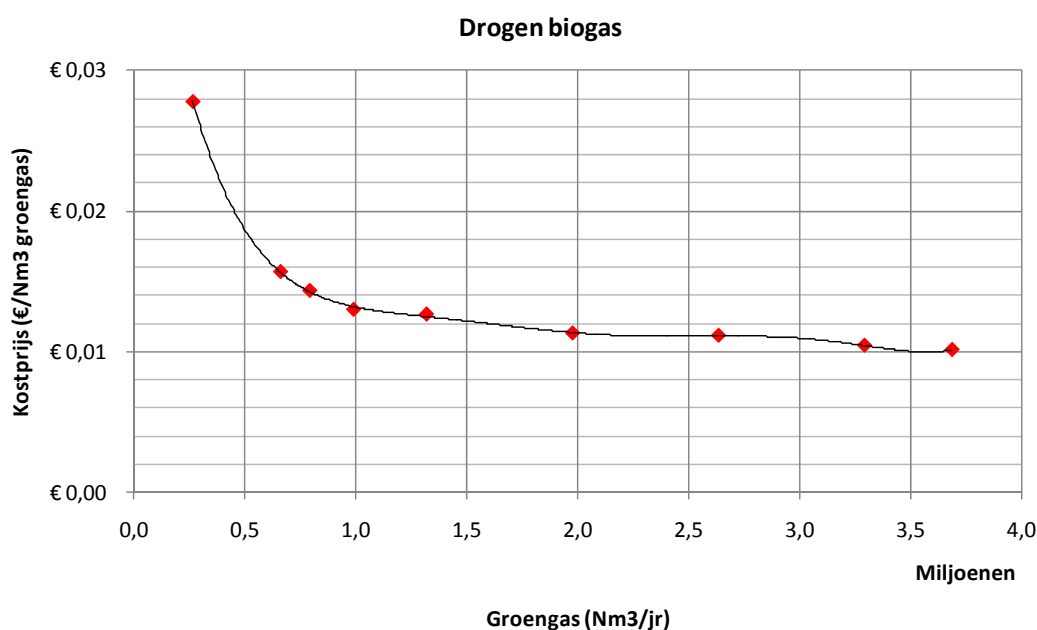
Tabel 19 en Tabel 20 geven de kostenopbouw weer van het drogen van het biogas. Figuur 21 geeft de kostenkromme weer van het drogen van het biogas. Er is uitgegaan van een afschrijvingstermijn van 10 jaar en een rentevoet van 6%.

Drogen biogas	400.000	1.000.000	1.500.000	2.000.000	Nm ³ biogas/jr
	263.000	658.000	987.000	1.320.000	Nm ³ groengas/jr
Investerings	€ 40.000	€ 40.000	€ 40.000	€ 50.000	
Totale jaarlijkse kosten	€ 7.320	€ 10.320	€ 12.820	€ 16.650	/jaar
Kosten biogas	€ 0,018	€ 0,010	€ 0,009	€ 0,008	/Nm ³ biogas
	€ 0,028	€ 0,016	€ 0,013	€ 0,013	/Nm ³ groengas

Tabel 19: Kostenopbouw van het drogen van biogas.

Drogen biogas	3.000.000	4.000.000	5.000.000	5.600.000	Nm ³ biogas/jr
	1.970.000	2.630.000	3.290.000	3.680.000	Nm ³ groengas/jr
Investerings	€ 55.000	€ 70.000	€ 70.000	€ 70.000	
Totale jaarlijkse kosten	€ 22.315	€ 29.310	€ 34.310	€ 37.310	/jaar
Kosten biogas	€ 0,007	€ 0,007	€ 0,007	€ 0,007	/Nm ³ biogas
	€ 0,011	€ 0,011	€ 0,010	€ 0,010	/Nm ³ groengas

Tabel 20: Kostenopbouw van het drogen van biogas.



Figuur 21: Kostenkromme van het drogen van het biogas.

Tabel 21 en Tabel 22 geven de gemiddelde kostenopbouw weer van een biogasleiding door ruraal gebied met enkele obstakels zoals grotere wegen, waterwegen of spoorwegen. In

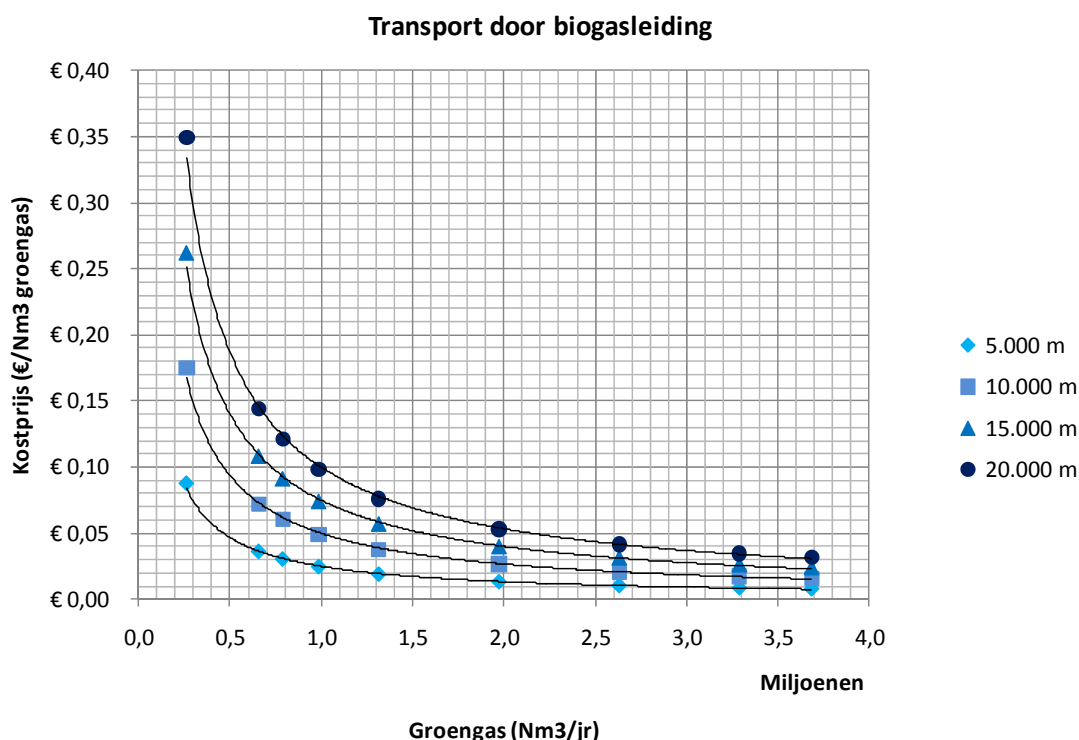
stedelijk gebied of met meer en grotere obstakels kan de kostprijs aanzienlijk hoger worden. Om de kostprijs van transport door een biogasleiding niet te hoog te laten oplopen moet deze kunnen worden afgeschreven over langere termijn. In dit onderzoek is uitgegaan van een afschrijvingstermijn van 30 jaar. In de gevoeligheidsanalyse (hoofdstuk 8) is aangegeven welke invloed een afschrijvingstermijn van 12 jaar heeft. Figuur 22 geeft de kostenkromme weer van een biogasleiding, gebaseerd op de uitgangspunten in Tabel 21 en Tabel 22 bij leidinglengtes van 5.000, 10.000 15.000 en 20.000 meter.

Biogasleiding	400.000	1.000.000	1.500.000	2.000.000	Nm ³ biogas/jr
	263.000	658.000	987.000	1.320.000	Nm ³ groengas/jr
Investeringsen	€ 71,50	€ 73,75	€ 75,63	€ 77,50	/m
TOTAAL	€ 4,60 € 0,0175	€ 4,74 € 0,0072	€ 4,87 € 0,0049	€ 4,99 € 0,0038	/m/jaar /1.000m/Nm ³ gg

Tabel 21: Kostenopbouw van transport van biogas door een leiding.

Biogasleiding	3.000.000	4.000.000	5.000.000	5.600.000	Nm ³ biogas/jr
	1.970.000	2.630.000	3.290.000	3.680.000	Nm ³ groengas/jr
Investeringsen	€ 81,25	€ 85,00	€ 88,75	€ 91,00	/m
TOTAAL	€ 5,23 € 0,0027	€ 5,47 € 0,0021	€ 5,71 € 0,0017	€ 5,85 € 0,0016	/m/jaar /1.000m/Nm ³ gg

Tabel 22: Kostenopbouw van transport van biogas door een leiding.



Figuur 22: Kostenkromme van transport van biogas door een biogasleiding.

Bij de bepaling van de grootte van de leiding is rekening gehouden met een continu debiet van biogas, bij 8.000 draaiuren per jaar. Er is geen rekening gehouden met meerdere aansluitpunten of een verdikking van de leiding om in de toekomst meer projecten aan te sluiten. Tevens kunnen objecten (wegen, vaarwegen, spoor, e.d.) sterk kostenverhogend werken. Per situatie dient een prijs te worden vastgesteld.

4.2.1 Transport door biogasnetwerk met meerdere biogasbronnen

Een variant op de biogasleiding die het biogas van één bron naar het tankstation transporteert, is een biogasnetwerk waar een groot aantal biogasproducenten hun biogas op afzetten. In deze paragraaf zijn de kosten berekend voor het transport van biogas van meerdere producenten (hier is uitgegaan van agrarische vergisters) via een biogasnetwerk. De uitgangspunten zijn weergegeven in tabel 22.

Uitgangspunten biogasnetwerk		
Aantal vergisters	15	
Gemiddelde biogasproductie	3.750.000	Nm ³ biogas/vergister
Lengte hoofdleiding	30	km/aansluiting
Debiet hoofdleiding	7.031	Nm ³ biogas/uur
Gemiddelde lengte aansluitleiding	1,7	km/aansluiting
Debiet aansluitleiding	469	Nm ³ BG/uur

Tabel 23: Uitgangspunten biogasnetwerk.

Tabel 24 geeft de kostenopbouw weer van het comprimeren en drogen ten behoeve van transport door een biogas netwerk en de kosten van het biogasnetwerk zelf.

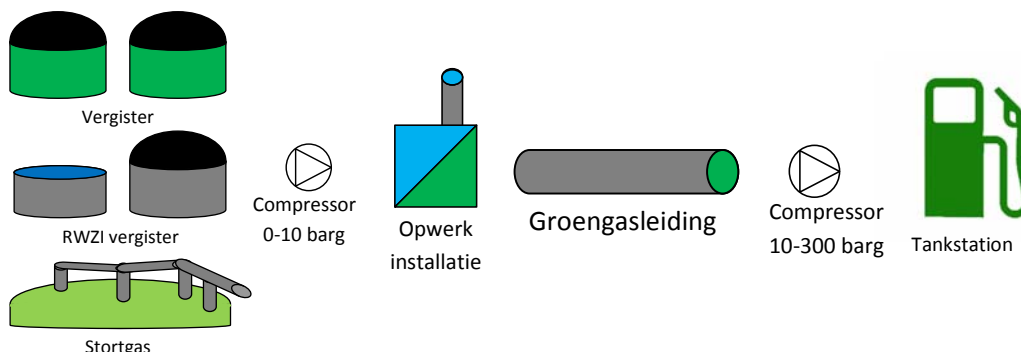
Kosten biogasnetwerk	Comprimeren	Drogen	Biogasnetwerk	
Aantal	15 compressoren	15 drogers	Transportleiding	
Totale investeringen	€ 3.007.500	€ 909.375	€ 10.529.688	
Afschrijvingstermijn	12	10	30	jaar
Operationele kosten	€ 859.500	€ -	€ -	/jaar
TOTAAL	€ 0,021 € 0,033	€ 0,002 € 0,003	€ 0,012 € 0,018	/m ³ biogas /m ³ groengas

Tabel 24: Kostenopbouw van comprimeren, drogen en het biogasnetwerk.

4.3 Transport van groen gas door een groen gasleiding (route G)

Figuur 23 geeft schematisch de keten weer van route G (transport door een groen gasleiding). Biogasproductie uit vergisters, RWZI gisters en stortgas en het op druk (10 barg) brengen zijn beschreven in hoofdstuk 2 en het opwerken van biogas naar groengas/biomethaan is beschreven in hoofdstuk 3. In deze paragraaf (§4.3) wordt het transport van het groen gas een

groen gasleiding beschreven. Het op druk brengen naar 300 barg en het tankstation worden beschreven in hoofdstuk 6.



Figuur 23: Schematische weergave van de keten van route G (transport door een groengasleiding).

Het biogas wordt na productie op druk gebracht (van 0 naar 10 barg) en vervolgens opgewaardeerd naar biomethaan. Het biomethaan wordt in een rechtstreekse groen gasleiding naar het tankstation getransporteerd.

Tabel 26 en Tabel 27 geven de gemiddelde kostenopbouw weer van een groengasleiding door ruraal gebied met enkele obstakels zoals grotere wegen, waterwegen of spoorwegen. In stedelijk gebied of meer en grotere obstakels neemt de kostprijs aanzienlijk toe. Figuur 24 geeft de kostenkromme weer van een biogasleiding. Om de kostprijs van transport door een groengasleiding niet te hoog te laten oplopen moet deze kunnen worden afgeschreven over langere termijn. In dit onderzoek is uitgegaan van een afschrijvingstermijn van 30 jaar. In de risicoanalyse (hoofdstuk 8) is aangegeven welke invloed een afschrijvingstermijn van 10 jaar heeft.

Groengasleiding		Opmerkingen
Investerings	Materiaal	
Afschr. termijn: 30jr	Aanleggen	
Rentevoet: 6%	Klein aantal obstakels	
Operationele kosten	Onderhoud: <u>geen</u>	
	Elektriciteitsverbruik: <u>geen</u>	Zit in onderdeel "compressor"

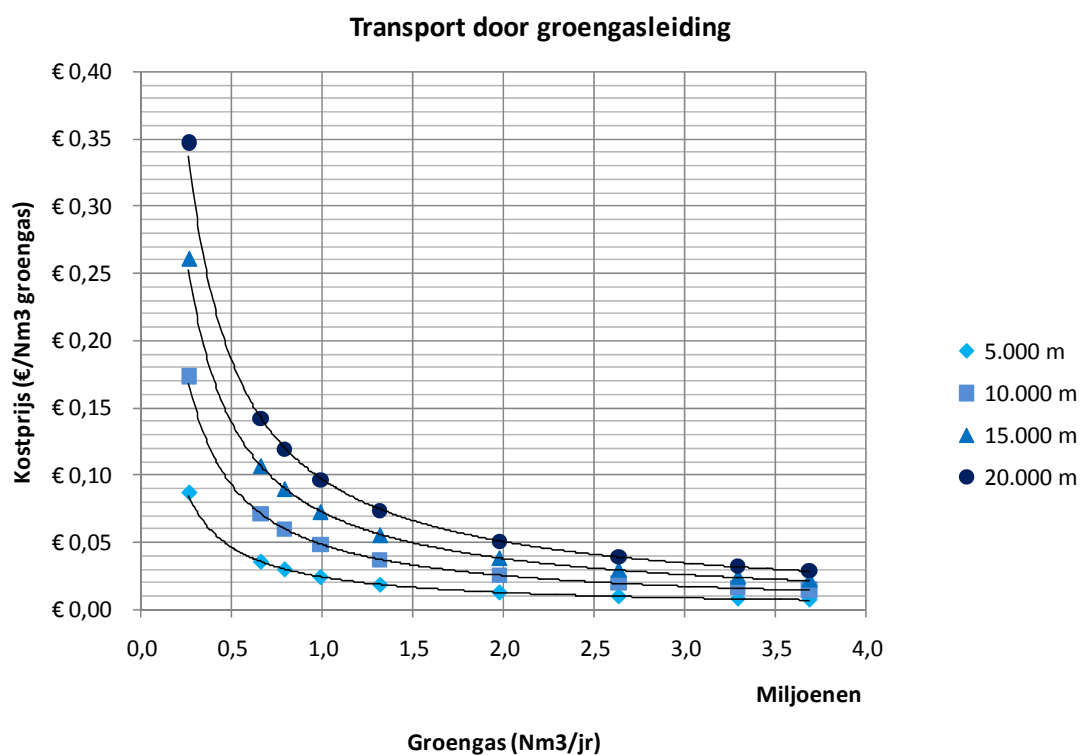
Tabel 25: Uitgangspunten groen gasleiding.

Groengasleiding	400.000	1.000.000	1.500.000	2.000.000	Nm ³ biogas/jr
	263.000	658.000	987.000	1.320.000	Nm ³ groengas/jr
Investerings	€ 70,99	€ 72,47	€ 73,70	€ 74,93	/m
TOTAAL	€ 4,57 € 0,0174	€ 4,66 € 0,0071	€ 4,74 € 0,0048	€ 4,82 € 0,0037	/m/jaar /1.000m/ Nm ³ gg

Tabel 26: Kostenopbouw van transport van groen gas door een leiding.

Groengasleiding	3.000.000	4.000.000	5.600.000	5.000.000	Nm ³ biogas/jr
	1.970.000	2.630.000	3.290.000	3.680.000	Nm ³ groengas/jr
Investerings	€ 77,40	€ 79,87	€ 83,81	€ 82,33	/m
TOTAAL	€ 4,98 € 0,0025	€ 5,14 € 0,0020	€ 5,39 € 0,0016	€ 5,30 € 0,0014	/m/jaar /1.000m/ Nm ³ gg

Tabel 27: Kostenopbouw van transport van groengas door een leiding.



Figuur 24: Kostenkromme van transport van groen gas door een groen gasleiding.

5 Transport van bio-CNG en bio-LNG per as (over de weg)

Het biogas kan in meerdere vormen (biogas, groen gas, bio-CNG en bio-LNG) worden getransporteerd door verschillende transportmiddelen (leidingen of vrachtwagens). In dit hoofdstuk worden de verschillende transportmogelijkheden beschreven van transport over de weg. Transport via een gasleiding is beschreven in hoofdstuk 4. De manieren van transport vormen de basis van de zes verschillende transportroutes:

1. *het aardgasnetwerk; route A (beschreven in hoofdstuk 4)*
2. *een biogasleiding; route B (beschreven in hoofdstuk 4)*
3. *een groen gasleiding; route G (beschreven in hoofdstuk 4)*
4. *wegtransport in de vorm van bio-CNG; route C*
5. *wegtransport in de vorm van bio-CNG wat hydraulisch uit de opslagcilinders wordt geperst; route H*
6. *wegtransport in de vorm van bio-LNG; route L*

Biogasproductiebronnen kunnen niet snel aan- of uitgezet worden, evenmin gemakkelijk gecontroleerd meer of minder biogas produceren in korte tijd. De geproduceerde stroom biogas moet dus continu afgevoerd kunnen worden. In geval van transport door een leiding kan het gas continu afgevoerd worden.

In geval van transport over de weg is de afvoer van bio-CNG van de productielocatie discontinu. Namelijk regelmatig komt een vrachtwagen de geproduceerde hoeveelheid bio-CNG afhalen. Om de continue productie te koppelen aan de discontinue afname moet het bio-CNG gebufferd worden op de productielocatie. Hiervoor wordt een zogenaamd moederstation ingericht. Het moederstation wordt uitgerust met een compressor die het gas na de opwerking op 300 bar brengt en vervolgens opslaat in een mobiel drukvat. Deze mobiele vaten staan onder beheer van de afnemers, i.e. tankstations. In veel gevallen zullen meerdere tankstations worden gekoppeld aan één vergister.

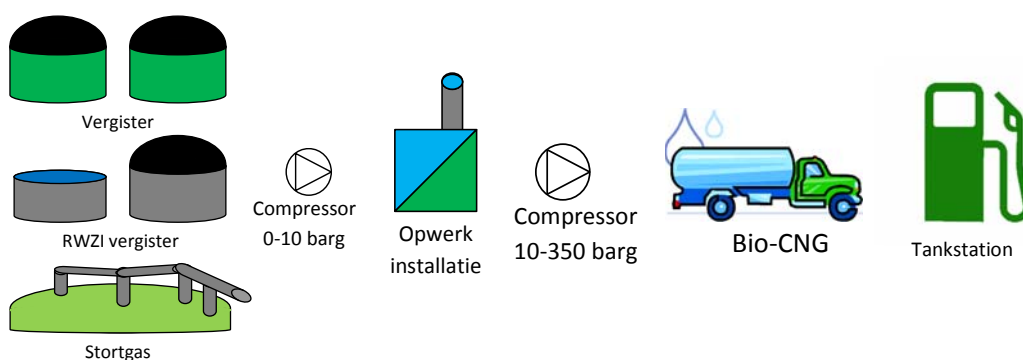
De tankstations beschikken over ten hoogste drie mobiele drukvaten; één voor gebruik tijdens het vullen van voertuigen bij het groen gastankstation, één voor het opladen bij het moederstation en één voor de uitwisseling. Wanneer er sprake is van twee tankstations kan het drukvat voor de uitwisseling voor beide stations worden gebruikt en wordt het aantal vaten per station 2, enz..

Bedacht moet worden dat één drukvat (route C) zal bestaan uit meerdere flessenbundels en dat de hoeveelheid bundels af zal hangen van de capaciteit van het tankstation. De gekozen grootte bepaalt de uitwisselfrequentie. De druk in het vat is driehonderd bar. Omdat de maximale vuldruk in het voertuig 200 bar is wordt het drukvat in drie trappen verdeeld en in een volumeverhouding 3 : 2 : 1 bij iedere tankbeurt trapsgewijs ontladen, totdat het derde drukvat onder de 200 bar gezakt is. Het rendement is dan 2x zo hoog als bij een ééntraps buffer, nl. 66%.

Een nadeel van dit systeem is dat er steeds met een basislast wordt heen en weer gereden¹⁴, maar het voordeel is dat het tankstation niet is uitgerust met een compressor. Het is ook mogelijk met behulp van een compressor de buffer leeg te trekken. Het ligt voor de hand dat voor een kleine rendementsverbetering, toepassen van een compressor bij voorbaat een onvoordelige optie is die niet verder zal worden onderzocht. In geval van hydraulisch transport beschikt het tankstation over een kleine hydraulische pomp (vergelijkbaar met boosterfunctie) die het rendement verhoogt naar 90%.

5.1 Transport van bio-CNG per as (route C)

Figuur 25 geeft schematisch de keten weer van route C (bio-CNG), waarin het gas in gecomprimeerde vorm (300 – 350 bar) in flessen per vrachtwagen van de productielocatie (moederstation) naar het tankstation wordt getransporteerd.



Figuur 25: Schematische weergave van de keten van route C (Compressed bio-CNG).

5.1.1 Moederstation C/H-route

Figuur 26 geeft de kostenkromme weer van het op een druk van 350 bar brengen van het groengas zodat het in de vorm van bio-CNG over de weg kan worden getransporteerd.

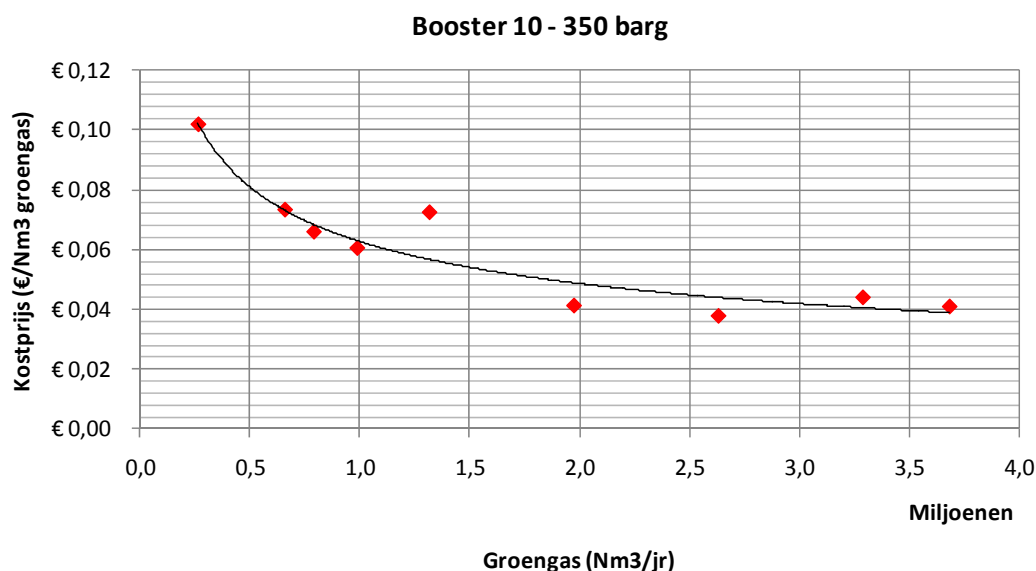
Compressor 10 – 350 barg	400.000	1.000.000	1.500.000	2.000.000	Nm ³ biogas/jr
	263.000	658.000	987.000	1.320.000	Nm ³ groengas/jr
Investeringskosten	€ 45.000	€ 80.000	€ 80.000	€ 150.000	
Operationele kosten	€ 21.600	€ 39.040	€ 50.560	€ 78.080	/jaar
Kosten groengas	€ 0,102	€ 0,073	€ 0,061	€ 0,073	/Nm ³ groengas

Tabel 28: Kostenopbouw compressie van groengas van 10 naar 350 barg.

¹⁴ Met andere woorden er blijft een “dood” volume aan bio-CNG achter in het drukvat onder 100 bar gemiddeld. Dus 1/3 maal het volume van het drukvat blijft achter.

Compressor 10 – 350 barg	3.000.000	4.000.000	5.000.000	5.600.000	Nm ³ biogas/jr
	1.970.000	2.630.000	3.290.000	3.680.000	Nm ³ groengas/jr
Investeringskosten	€ 130.000	€ 130.000	€ 260.000	€ 245.777	
Operationele kosten	€ 66.720	€ 84.960	€ 115.200	€ 123.060	/jaar
Kosten groen gas	€ 0,041	€ 0,038	€ 0,044	€ 0,041	/Nm ³ groengas

Tabel 29: Kostenopbouw compressie van groengas van 10 naar 350 barg.



Figuur 26: Kostenkromme voor het op druk brengen van het groengas voor transport in de vorm van bio-CNG.

5.1.2 Transport route C

Factoren die van belang zijn voor de kostenvergelijking van het transport zelf zijn weergegeven in Tabel 30. De dagomzet is de omzet van een gemiddelde werkdag, de omzet van zaterdag en zondag samen wordt hieraan gelijkgesteld; de week heeft aldus 6 dagen en het jaar 300 dagen. Het zal duidelijk zijn dat het samenstellen van een drukvat uit flessenbundels nogal uiteen kan lopen. Eén beperking is in elk geval het maximum laadvermogen van de truck; 16 bundels x 1.440 kg. Dit is tevens een volumebeperking, zodat lichtgewicht flessen geen voordeel brengen.

Capaciteit tankstation	50.000	100.000	200.000	500.000	1.000.000	Nm ³ groengas/jr
Dagomzet tankstation	175	340	660	1.680	3.300	Nm ³ /dag
Transportafstand	10 km, 20 km en 50 km					
Kosten flessenbundel 300 bar	Klein: € 5.800 / 600 L of groot: € 7.200 / 800 L					
Kosten ringleiding tot 10 bundels	€ 2.000					

Tabel 30: Uitgangspunten route C.

Het transport wordt verzorgd door een externe transporteur die tevens wordt belast met de retourvracht voor een tarief van € 3,40 per kilometer over de enkele reisafstand¹⁵. Tevens blijkt dat de keuze van de grootte van het drukvat het aantal ritten bepaalt en op die manier de kosten. De kosten hangen niet alleen van de frequentie maar ook van de afstand af, waarbij is vastgesteld dat bij iedere afstand een eigen combinatie van vatgrootte en transportfrequentie hoort die minimale kosten oplevert. In Tabel 31 wordt dit weergegeven.

station m ³ /jr	10 km		20 km		50 km	
	bundels	ritten/dag	bundels	ritten/dag	bundels	ritten/dag
50.000	3	3	3	3	4	2
100.000	3	4	3	4	8	2
200.000	5	5	5	5	8	3
500.000	8	1,3	8	1,3	8	1,3
1.000.000	8	2,6	8	2,6	8	2,6

Tabel 31: Benodigd aantal flessenbundels voor transport en het benodigd aantal ritten. (Alles 800 ltr. Bundels)

Het aantal ritten zijn gemiddelde waarden, 1,3 rit/dag zijn 4 ritten in 3 dagen. De berekeningen gaan uit van deze optimale combinaties van vatgrootte en frequentie, bekeken in de situatie van één enkel tankstation. Er wordt in de C route berekeningen geen gebruik gemaakt van gemeenschappelijke uitwissel units of van gecombineerde ritten. In H 5.2.2 zal blijken dat voor de H route andere overwegingen gelden. De praktijk met combinatiemogelijkheden zal naar de meest gepaste keuze leiden. Tabel 33 geeft de kosten weer van het transport over de weg van groengas in de vorm van bio-CNG.

Flessenbundels route C	50.000	100.000	200.000	500.000	1.000.000	Nm ³ groengas/jr
investering 10/20 km €	54.200	66.800	110.000	174.800	174.800	
kost/m ³ 10/20 km €	0,147	0,091	0,075	0,047	0,024	/ Nm ³ groengas
Invest. 50 km €	88.400	141.200	176.800	174.800	174.800	
kost/m ³ 50 km €	0,240	0,192	0,120	0,047	0,024	/ Nm ³ groengas

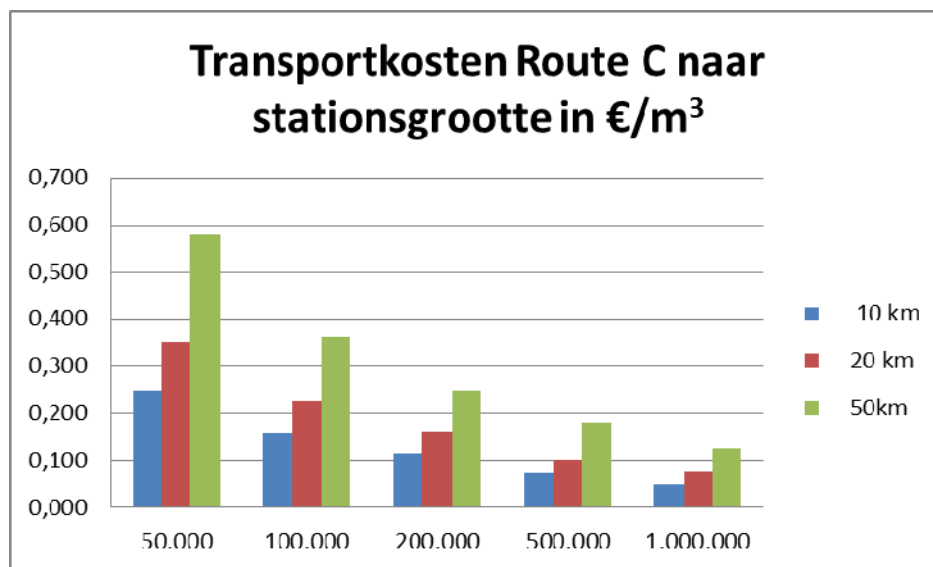
Tabel 32: Investerings flessenbundels en kosten per m³.

Transportkosten per Nm ³ groengas	Transportafstand			
Capaciteit tankstation:	10 km	20 km	50 km	
50.000 Nm ³ groengas/jaar	0,249	0,351	0,580	€/Nm ³ groengas
100.000 Nm ³ groengas/jaar	0,159	0,227	0,362	€/Nm ³ groengas
200.000 Nm ³ groengas/jaar	0,117	0,160	0,248	€/Nm ³ groengas
500.000 Nm ³ groengas/jaar	0,074	0,101	0,180	€/Nm ³ groengas
1.000.000 Nm ³ groengas/jaar	0,050	0,077	0,126	€/Nm ³ groengas

Tabel 33: Kosten van het transport van groengas over de weg in de vorm van bio-CNG, route C.

¹⁵ Bron: gasflessenleverancier.

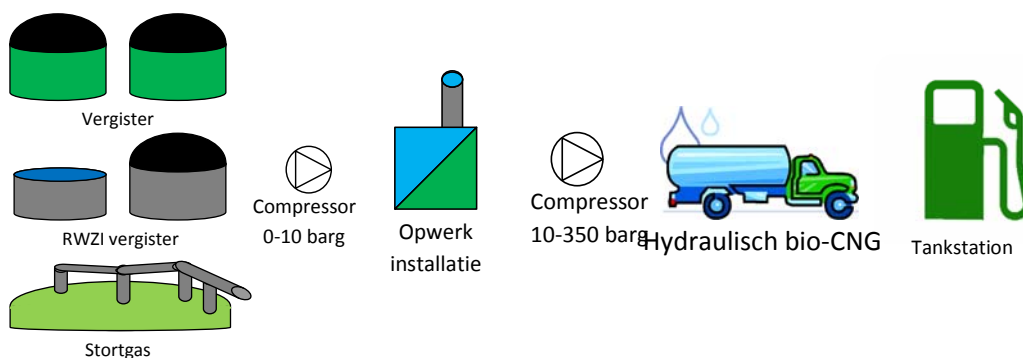
Conform verwachting stijgen de kosten gerelateerd aan de afstand en dalen de kosten naarmate het station groter wordt. De transportkosten in route C (bio-CNG) kunnen door synergie worden verlaagd. Het is zinvol te bekijken waar compensatie kan worden gevonden in andere delen van de keten, zoals het “stand alone” moederstation.



Figuur 27: Transportkosten route C zonder compressor toepassing.

5.2 Transport van bio-CNG per as in hydraulische cilinders (route H)

Figuur 28 geeft schematisch de keten weer van route H (waarbij de bio-CNG opslagcilinders hydraulisch worden leeggeperst), waarin het groengas in gecomprimeerde vorm (bio-CNG, 340 bar) in een container met 5 zuigercylinders per vrachtwagen van de productielocatie (moederstation) naar het tankstation wordt getransporteerd. Het comprimeren gebeurt met een normale compressor zoals in de C route, maar in dit geval naar 340 bar.



Figuur 28: Schematische weergave van de keten van route H.

5.2.1 Moederstationcompressor

Het laden van de hydrauliek cilinders vindt op dezelfde wijze plaats als het laden van de flessenbatterijen in route C, zij het nu op 340 bar i.p.v. 300 bar. Voor het bepalen van de kosten hanteren we hier ook Tabel 26.

5.2.2 Hydraulische opslag en transport

In tegenstelling tot de drukvaten in de vorm van flessenbatterijen, waarmee verschillende aantallen bundels kunnen worden samengesteld, is hier sprake van één uitvoering die in een behuizing is ondergebracht. Het gaat in dit geval om een vijftal zuiger cilinders met een inhoud van 650 ltr. ieder; totaal 3.250 ltr. De druk is 340 bar. De kosten van deze bundel met behuizing zijn € 140.000.

De vulling vindt plaats bij het moederstation waarna het geheel naar het tankstation wordt vervoerd en daar op een eigen onderstel wordt neergezet. Het station beschikt over een hydraulische pomp en een vat olie. Zodra een auto wordt aangekoppeld, start de pomp en perst de bio-CNG naar de autotank in enkele minuten tot de maximale 200 bar druk. Dit gaat door tot de laatste 20 of 30 bar in de cilinder. Dan wordt met behulp van deze gasdruk de olie weer in het vat teruggedreven en wordt de container weer naar het moederstation gebracht ter vulling. Het zal duidelijk zijn dat het aantal transporten daarmee ook is gedefinieerd en dat, vanwege het hoge rendement, er veel minder transporten nodig zijn.



Figuur 29: Vaste hydraulische opslag 9 x 180 ltr. 200 bar.

Omdat hier het opslagvat één standaardgrootte heeft, is er van uitgegaan dat er tenminste 2 stations betrokken zijn die ieder een buffer ontladen; één wordt geladen en één is onderweg. Omdat deze combinatie uitsluitend met deze situatie te maken heeft, zijn de investeringskosten in het transportabele vat en het transport ervan samengevoegd.

In dit geval wordt gerekend met de aanwezigheid van meerdere stations, zodat de beide kleinere stations gebruik kunnen maken van de gemeenschappelijke wisselunit van de grotere stations. In deze setting zijn er 6 stations met 10 vaten.

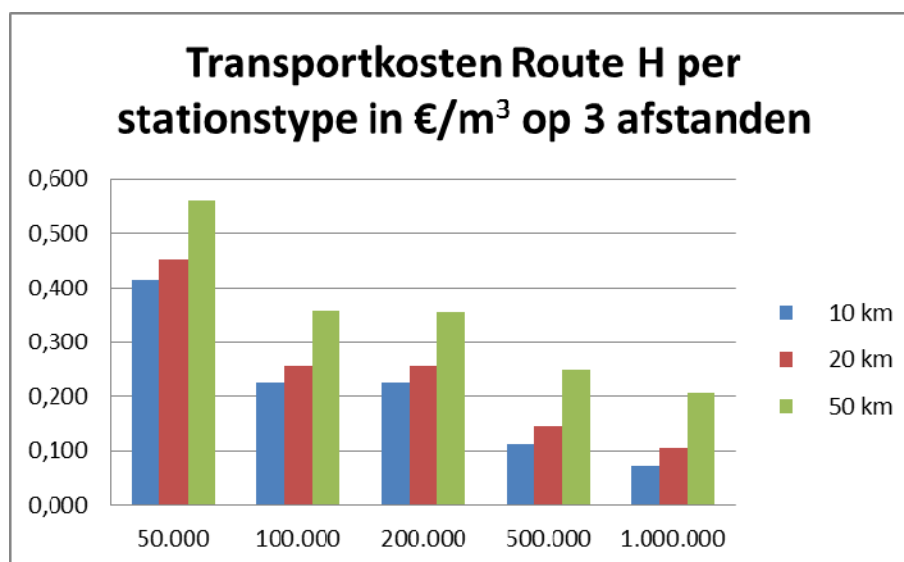
Tabel 34 geeft de kosten weer van de hydraulische buffertanks. In Tabel 35 is per stationsgrootte het aantal ritten en de totale transportkosten aangegeven, inclusief de kosten van de hydraulische buffertanks uit Tabel 34.

Hydraulische buffertanks	50.000	100.000	200.000	500.000	1.000.000	Nm ³ groengas/jr
investering	€ 140.000	€ 140.000	€ 280.000	€ 280.000	€ 280.000	
kosten/m ³	€ 0,380	€ 0,190	€ 0,190	€ 0,076	€ 0,038	€/Nm ³ groengas

Tabel 34: Investeringskosten in transportvaten en kosten/m³ (de kleine stations liften mee met de wisselvaten van de grotere stations).

Transportkosten/Nm ³ route H	Transportafstand				
Capaciteit tankstation:	10 km	20 km	50 km		
50.000 Nm ³ groengas/jaar	€ 0,416	€ 0,452	€ 0,559	0,175	ritten/dag
100.000 Nm ³ groengas/jaar	€ 0,224	€ 0,258	€ 0,359	0,33	ritten/dag
200.000 Nm ³ groengas/jaar	€ 0,223	€ 0,257	€ 0,356	0,65	ritten/dag
500.000 Nm ³ groengas/jaar	€ 0,111	€ 0,145	€ 0,249	1,7	ritten/dag
1.000.000 Nm ³ groengas/jaar	€ 0,072	€ 0,105	€ 0,206	3,4	ritten/dag

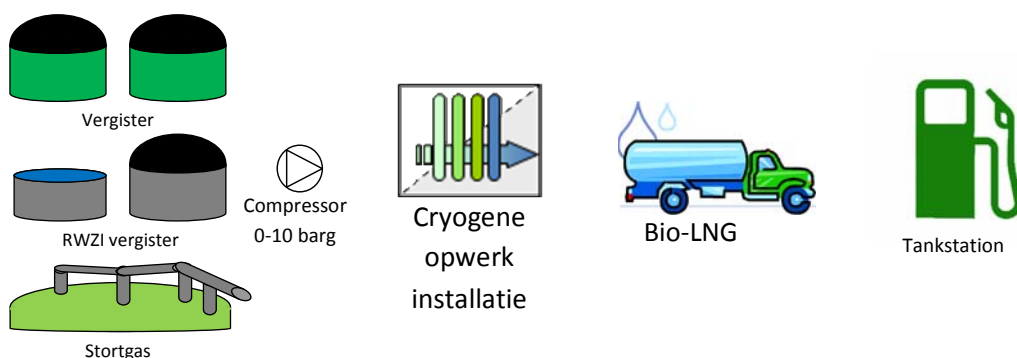
Tabel 35: Kosten van het transport van route H.



Figuur 30: Kostengrafiek van transport over de weg in de vorm van hydraulisch opgeslagen bio-CNG.

5.3 Transport van bio-LNG per as (route L)

Figuur 31 geeft schematisch de keten weer van route L (bio-LNG, oftewel bio Liquefied Natural Gas), waarin het gas in vloeibare vorm per vrachtwagen van de productielocatie (moederstation) naar het tankstation wordt getransporteerd. Het vloeibaar maken van het gas gebeurt door het gas te zuiveren en af te koelen naar -162 °C, hierdoor neemt de dichtheid toe met een factor 580. Met andere woorden 1 Nm³ gas neemt in vloeibare vorm een volume in van slechts 1/580 m³ (=1,725 ltr.) in.



Figuur 31: Schematische weergave van de keten van route L.

We zullen hier ingaan op de kosten van transport. De capaciteit van het bio-LNG station wordt op 1.725.000 L/jr. gekozen. Hiermee kunnen 13 trucks voor lange afstand (180.000 km/jr.) worden voorzien van bio-LNG. Voordeel van deze keuze is dat deze hoeveelheid gelijk staat aan 1 miljoen Nm³ aan bio-CNG, zodat dit bio-LNG-station goed vergelijkbaar is met de andere bio-CNG-stations van 1 miljoen Nm³/jr. in dit rapport. Het transport vindt plaats in trucks met een tank inhoud van 40.000 L. en vindt gemiddeld 0,144 x per dag plaats bij een zesdaagse werkweek tegen een tarief van € 2,-/km enkele reis afstand zonder retourvracht. (terugreis inclusief). (HAM Barcelona).

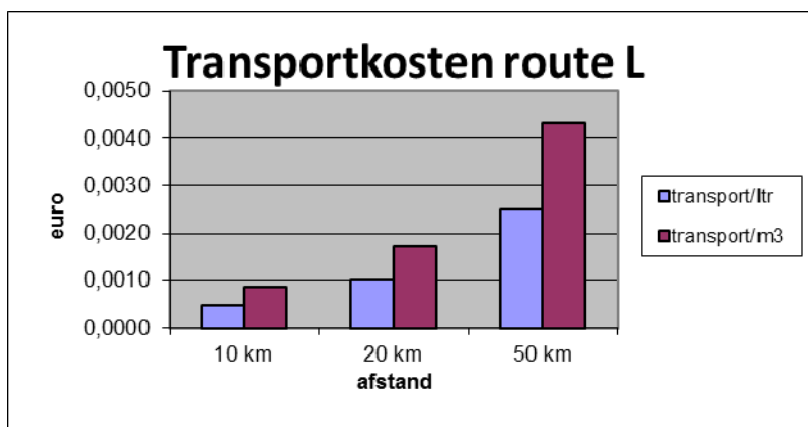
Capaciteit L/jr	Voorbeeld voertuigen	pomp L/min	opslag Ltr	Aantal 500 ltr tanks	Gemiddeld dagverbruik per truck in Ltr.
1.725.000	13 trucks	60	50.000	1	440

Tabel 36: Uitgangspunten route L.

De transportkosten staan hieronder in tabelvorm; zowel per liter als per Nm³.

Route L	10 km		20 km		50 km	
	Per liter	Per Nm3	Per liter	Per Nm3	Per liter	Per Nm3
Transportkosten €	0,0005	0,00086	0,0010	0,0017	0,0025	0,0043

Tabel 37: Transportkosten route L.



Figuur 32: Transportkosten route L per Liter en Nm³ equivalent.

Vertaald naar Nm³ equivalent wordt alles met 1,725 vermenigvuldigd en op die basis zijn we in staat voor een station van 1.000.000 Nm³ alle afstanden in de A, B, C, G, H en L route te vergelijken. Hier komen we in het volgende hoofdstukken op terug. De transportkosten zijn niet dominant; extra accijns en opwerking zijn dat wel, zoals we in hoofdstuk 6 zullen zien. Rekening is gehouden met het hoogcalorische gas (98% methaan) wat leidt tot een 6% lager verbruik. Bekend is van Vos Logistics, dat LNG92 hetzelfde verbruik in kg LNG/km optreedt als in liters diesel/km. Dus als per km. bv. 3 kg bio-LNG wordt verbruikt dan wordt ook 3 liter diesel met een vergelijkbaar diesel transportmiddel per km. verbruikt. Bio-LNG met een gehalte van 98% zal een 6% hogere actieradius opleveren mits die 6% ook uit inert gas bestaat. (Zeebrugge 6% ethaan).

6 Tankstations

Voor de tankstations is uitgegaan van verschillende capaciteiten en dit gekoppeld aan een specifiek soort en aantal voertuigen. De reden hiervoor is dat zo nagegaan kan worden onder welke voorwaarden dit type toepassingen met voordeel biogas kunnen toepassen. We bepalen daartoe van deze toepassingen de relevante kosten die voor het vergelijk van belang zijn. Deze tankstations hebben steeds een andere uitvoering en kostenpatroon afhankelijk van de beschouwde route.

Capaciteit (m ³ /jr)	Voorbeeld voertuigen	Compressor (m ³ /hr)	300 bar Buffer LWI ¹⁶ (m ³ /hr)	Aantal 80L tanks p. vtg.	Gemiddeld verb. per voertuig (m ³)
50.000	15 bestelwagens	30	600	2	12
100.000	10 taxi's	30	1.500	2	34
200.000	15 huisv. w./165 p.wgns.	60	3.000/900	4/1	44/4
500.000	20 stadsbussen	300	6.000	12	84
1.000.000	30 streekbussen	600	3.000	12	110

Tabel 38: Route A.

Het tanken voor de bussen gebeurt in een tijdsvenster van 6 uren per nacht in fastfill, gezien het aantal tanks zijn de bussen dan ongeveer halfleeg gereden. Het verbruik per dag is ongeveer de halve voorraad aan boord. Het ontwerp voor de andere voertuigen is gebaseerd op twee piekvensters per dag en voor de personenvoertuigen op 40 stuks over 10 uur. Een station voor 165 personenwagens kan het gemiddelde verbruik van dit aantal per dag leveren, dan wel het piekverbruik van 40 stuks, zoals in de praktijk zal plaatsvinden.



Figuur 33: Vulstation voor bussen.

¹⁶ LWI staat voor liters waterinhoud.

Er zullen aansluitkosten gemaakt worden voor de netaansluiting evenals de jaarlijkse kosten voor het aangesloten zijn. Hoewel het 100 mbar-net overal voorhanden is, is het niet logisch dat hierop aangesloten wordt voor de benodigde kortstondige hoge capaciteiten, naast het nadeel van de lage druk en mogelijk binnendringend vocht in de aardgasleiding. We gaan uit dat voor industriële toepassingen het 8 of 4 bar net gebruikt gaat worden en dat er een match nodig is door het aanleggen van een pijplijn naar de tankplaats, bijvoorbeeld busremise, gemeentewerf, taxiplaats, bedrijfshal etc. Daarom wordt voor het tankstation een afstand meegenomen van 0,5, 1, 2,5 en 5 km. De kosten worden weer omgeslagen per m³ volle benutting en per afstand tot het netwerk. De afstand van het moederstation tot het netwerk is al eerder aan de orde gekomen en dient in de totale kosten van de vergelijking te worden meegenomen. Wanneer gekeken wordt naar de relevante kosten van een gewoon aardgasstation blijven de kosten van het moederstation natuurlijk hier achterwege.

In de kosten voor de overige routes vervallen de jaarlijkse aansluitingskosten, bij route B (biogasleiding) komt er opwerking bij, bij route G (Groen gasleiding) zijn de kosten identiek als bij route B zonder de opwerking. Bij route C (bio-CNG) zijn er geen kosten voor de compressor, maar is er wel geïnvesteerd in een aantal mobiele opslagvaten; hier zijn de moederkosten weer hoger i.v.m. de benodigde compressie. Voor route H (bio-CNG in hydraulische vaten) geldt dat er eveneens in vaten is geïnvesteerd maar ook in een kleine hydraulische pomp; het bijbehorend moederstation is net als bij route C met een compressor uitgerust.

Het is van belang om voor iedere situatie de verschillen in de ketens van de diverse routes goed te interpreteren. Voor de vergelijking zijn kosten van odorisatie en afrekening niet meegenomen, omdat deze kosten altijd ergens in iedere keten gemaakt zullen worden en het saldo niet zullen beïnvloeden. Onderhoud en elektriciteit zijn onderdeel van de operationele kosten. Vanwege de aansluiting op het 8/4 bar net is een aparte regenererende droger niet nodig maar kan worden volstaan met enkele einddroging.

6.1 Tankstation route A (Aardgasnet)

In route A wordt vergroend aardgas (beschreven in § 4.1.2) onttrokken aan het aardgasnetwerk. Hiervoor zal een gasleiding gelegd moeten worden om het vergroende aardgas van het onttrekkingspunt naar het tankstation te kunnen transporteren.

De kosten voor gasleidingen zijn sterk afhankelijk van de obstakels die gepasseerd moeten worden zoals (grote) wegen, spoorlijnen en rivieren of kanalen. In dit onderzoek is er vanuit gegaan dat de langere transportleidingen (> 5 km; route B en G) voornamelijk door landelijk gebied gaan met relatief weinig obstakels (lagere prijs per strekkende meter) en dat de kortere transportleidingen voor invoeden en onttrekken (< 5km; route A) meer door stedelijk gebied gaan met meer obstakels (hogere prijs per strekkende meter). Het is geen regel dat overal dichtbij een 8 bar net aanwezig is, vandaar dat er met enkele afstanden wordt gerekend.

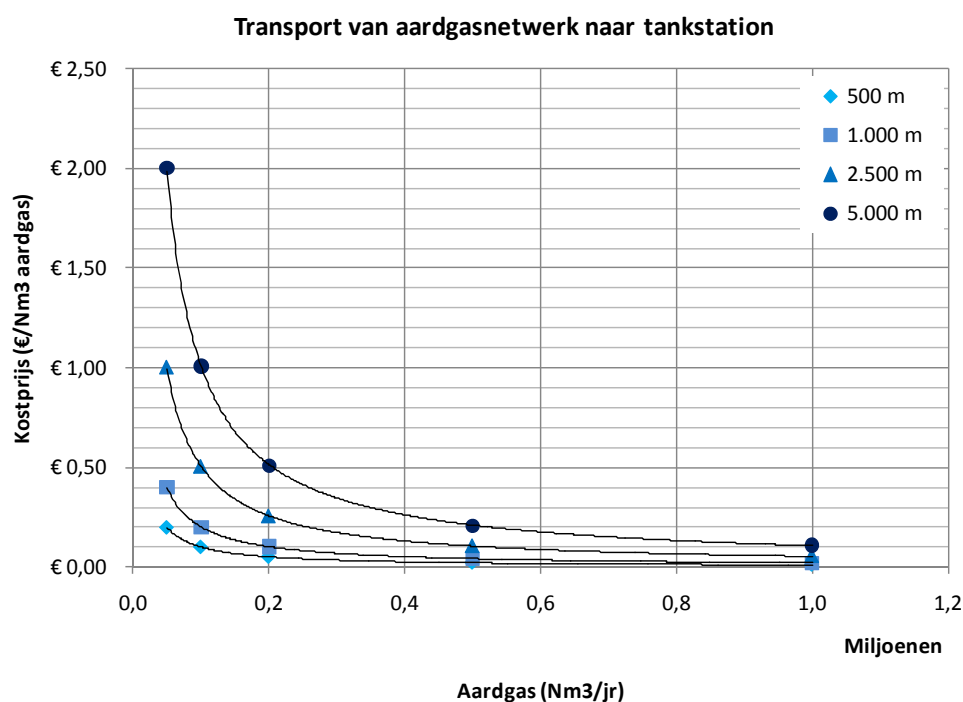
De kosten van het tankstation van route A zijn opgebouwd uit de volgende componenten:

1. Aansluitleiding op het aardgasnetwerk van 8 bar.
 - a. Op afstand van 500 mtr.
 - b. Op afstand van 1.000 mtr.
 - c. Op afstand van 2.500 mtr.
 - d. Op afstand van 5.000 mtr.
2. Tankstation bestaande uit een compressor en een buffer (als relevante kosten)
 - a. Investering in hardware
 - b. Operationele kosten in de vorm van netaansluiting, onderhoud en energie.

Figuur 34 geeft de kostenkromme weer voor de aansluitleiding op het aardgasnetwerk, Tabel 40 geeft de kostenopbouw weer van een tankstation in route A en Figuur 35 geeft kosten van het tankstation in grafiekvorm weer (exclusief aansluitleiding).

Station	50.000	100.000	200.000 h.v. ¹⁷	200.000 p.w. ¹⁸	500.000	1.000.000	m ³ /jr
500 m	0,204	0,102	0,051	0,051	0,020	0,010	€/m ³
1.000 m	0,408	0,204	0,102	0,102	0,041	0,020	€/m ³
2.500 m	1,019	0,510	0,255	0,255	0,102	0,051	€/m ³
5.000 m	2,038	1,019	0,510	0,510	0,204	0,102	€/m ³

Tabel 39: Kosten per station naar afstand tot 8 bar net.



Figuur 34: Kostenkromme voor aansluitleiding van het tankstation op het aardgasnetwerk.

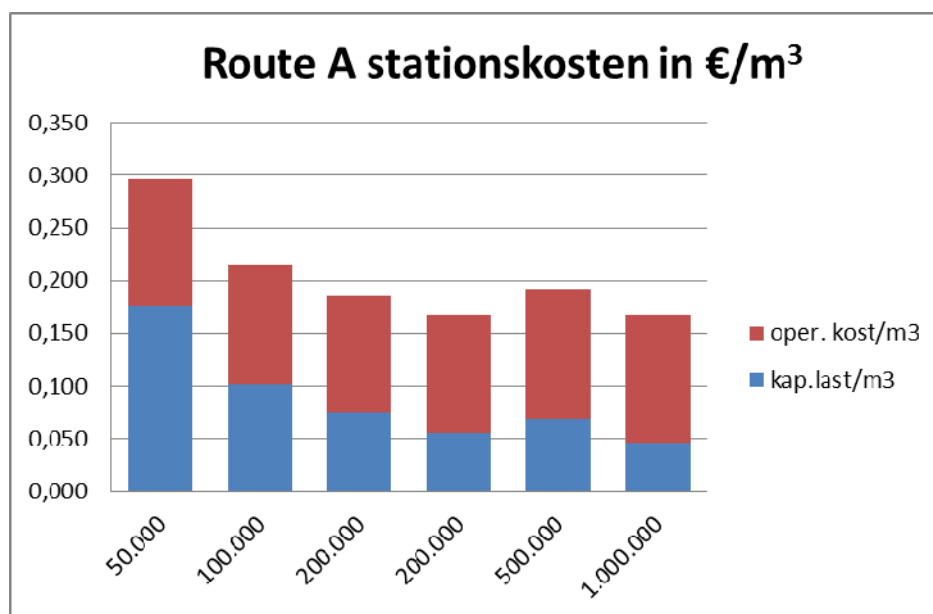
¹⁷ H.V. staat voor huisvuiltrucks.

¹⁸ P.W. staat voor personenwagens

De operationele kosten zijn gebaseerd op een energieverbruik van 0,3 kWh/m³ à 12 c/kWh. De praktijk kan hiervan afwijken. Het onderhoud is voor alle stations aangenomen op 7 €/m³ voor stations uitgerust met compressor en buffer. Ook het onderhoud kan nogal afwijken en is geen vaststaand gegeven, m.a.w. het verdient aanbeveling dit vanuit de eigen praktijk vast te stellen. Het station zelf kent, zoals eerder aangegeven, meer kosten die additioneel zijn maar in alle gevallen weer terugkeren en per saldo voor deze studie dus geen rol spelen. Voor een exploitatieberekening moeten die kosten natuurlijk wel worden meegenomen.

Tankstation m ³ /jr	50.000	100.000	200.000	200.000	500.000	1.000.000
			(h.v. ¹⁹)	(p.w. ²⁰)		
kosten compressor	55.000	55.000	70.000	70.000	175.000	300.000
kosten buffer	10.000	20.000	40.000	12.000	80.000	40.000
Totaal (€/m ³)	0,296	0,215	0,187	0,168	0,192	0,167

Tabel 40: Kostenopbouw tankstations route A.



Figuur 35: Stationskosten Route A samengesteld.

De discontinuïteit in de compressiekosten bij de twee grootste stations wordt veroorzaakt door prijsverschillen van verschillende aanbieders.

¹⁹ H.V. staat voor huisvuiltrucks.

²⁰ P.W. staat voor personenwagens.

6.2 Tankstation route B (Biogasleiding)

Voor **route B** hebben we te maken met een ander moederstation los van het net (geen vaste jaarkosten). In route B wordt de opwerking verricht nabij het tankstation. De biogasleiding wordt verondersteld tevens benut te worden voor andere gastoeepassingen, waarvoor een gezamenlijke decentrale opwerking plaatsvindt. Hierdoor zullen de kosten van een groen gasleidingsysteem, waar centraal bij de bron wordt opgewerkt, nauwelijks verschillen met het biogasleidingsysteem.

Een ander verschil met route G (Groen gasleiding) is dat de gasstroom gebaseerd is op biogas, waardoor de flow 1,5 x groter is. Dit kan een minimale rol spelen bij de pijpleiding. De compressor bij het station is gebaseerd op de continue instroom van groen gas en de buffer is weer drietraps geschakeld (zie hoofdstuk 5). Onderstaand een overzicht van de kosten (zie ook paragraaf 6.3).

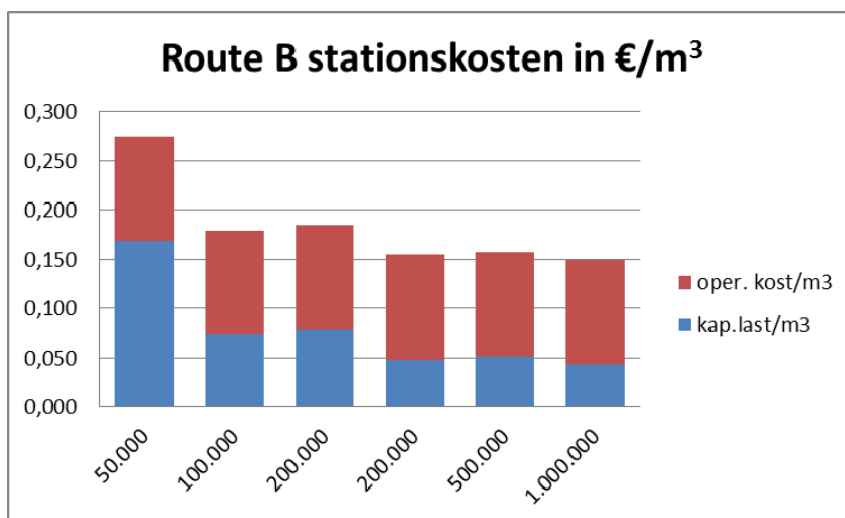
Voor de dimensionering van de hardware in het tankstation hanteren we Tabel 42 in paragraaf 6.3. De operationele kosten hebben dezelfde basis als bij route A dus 0,3 kWh/m³ voor het opladen van de buffer en 7 ct/m³ onderhoud. Er zijn geen jaarlijkse aansluitkosten. De buffer wordt gedimensioneerd op overbrugging van het weekend. (6.3)

Station m ³ /jr	50.000	100.000	200.000	200.000	500.000	1.000.000
			(h.v.) ²¹	(p.w.) ²²		
kosten compressor	45.000	45.000	55.000	55.000	70.000	100.000
kosten buffer	17.000	9.000	60.000	16.000	120.000	215.000
Totaal (€/m ³)	0,274	0,179	0,184	0,154	0,158	0,149

Tabel 41: Kostenopbouw tankstations route B.

²¹ H.V. staat voor huisvuiltrucks.

²² P.W. staat voor personenwagens.



Figuur 36: Kostengrafiek van de tankstations in route B.

6.3 Tankstation route G (Groen gasleiding)

In deze route wordt er met een vaste pijpleidingverbinding gewerkt tussen het bronstation en het tankstation. De opwerking van biogas naar groen gas gebeurt bij het bronstation. Vanwege de continue toevoer moet er bij het tankstation rekening gehouden worden met een continue opslag. Hiervoor volstaat een compressor van klein vermogen. Een ander aspect is dat de omvang van de opslag moet zijn afgestemd op de aanvoer tijdens de langste afnamestilstand; i.e. van vrijdag 18.00 uur tot maandagochtend 6.00 uur in geval van bedrijfsvoertuigen (bestelwagens, huisvuilwagens). Een probleem hierbij is dat het bufferniveau op maandag zodanig groot moet zijn dat er genoeg is voor de tankbeurten van die dag en daarvoor blijkt dat de buffer groter moet zijn dan de opnamecapaciteit in de langste rustperiode. De toeslag is in een extern rekenmodel vastgesteld. Hieronder een overzicht van deze situatie in vergelijking tot de standaard van route A.

Station m ³ /jr	50.000	100.000	200.000	200.000	500.000	1.000.000
			(h.v.) ²³	(p.w.) ²⁴		
Gem. dagafname m ³	174	337	658	660	1680	3289
Compressor m ³ /hr A	30	30	60	60	300	600
Buffer Lwi A	600	1500	3000	900	6000	3000
Compressor m ³ /hr G	10	15	25	25	65	125
Buffer Lwi G	1250	660	4600	1200	9000	16300

Tabel 42: Dimensie overzicht compressoren en buffers in route A en route B/G

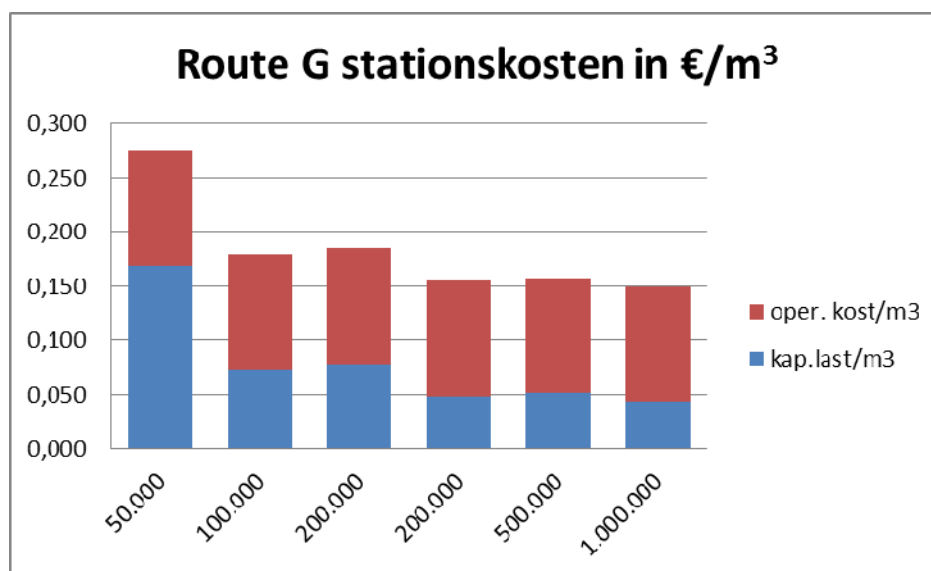
²³ H.V. staat voor huisvuiltrucks.

²⁴ P.W. staat voor personenwagens.

Door alleen het installeren van een kleine compressor in continubedrijf, is geen compressor voor het ontladen toegepast. De buffer is weer verdeeld in drie trappen voor een optimale benutting. Of daarmee een zwaardere eis op de buffertoeslag moet worden gelegd, is niet nader onderzocht. Een andere verbetering zou een alternatieve gasafname kunnen zijn in de rusturen, hetzij voor andere voertuigen of voor andere gastoeepassingen. Voor deze situatie met kleinere compressor en buffer ontstaat het volgende overzicht;

Station m ³ /jr	50.000	100.000	200.000	200.000	500.000	1.000.000
			(h.v.) ²²	(p.w.) ²³		
kosten compressor	45.000	45.000	55.000	55.000	70.000	100.000
kosten buffer	17.000	9.000	60.000	16.000	120.000	215.000
Totaal (€/m ³)	0,274	0,179	0,184	0,154	0,158	0,149

Tabel 43: Investerings en kosten voor de B/G route.



Figuur 37: Kostengrafiek van de tankstations in route G.

6.4 Tankstation route C (bio-CNG)

Het vullen (tanken) van de voertuigen in de C route gebeurt als volgt;

Het groen gas is onder een druk van 300 bar opgeslagen (en wordt dan bio-CNG genoemd) terwijl de maximale druk in de tanks van de voertuigen 200 bar is. Door dit drukverschil zal het bio-CNG automatisch van de opslagtanks in de tanks van de voertuigen stromen. De buffer is uit drie compartimenten opgebouwd in volumeverhouding 3 : 2 : 1. Het rendement van de buffer neemt daardoor belangrijk toe. Zodra de druk in het laatste compartiment 200 bar wordt, wordt de buffer uitgewisseld.

Voor route C geldt dat naast de transportkosten er geen relevante stationskosten zijn. Verder hoeven er dus geen kosten te worden opgevoerd.

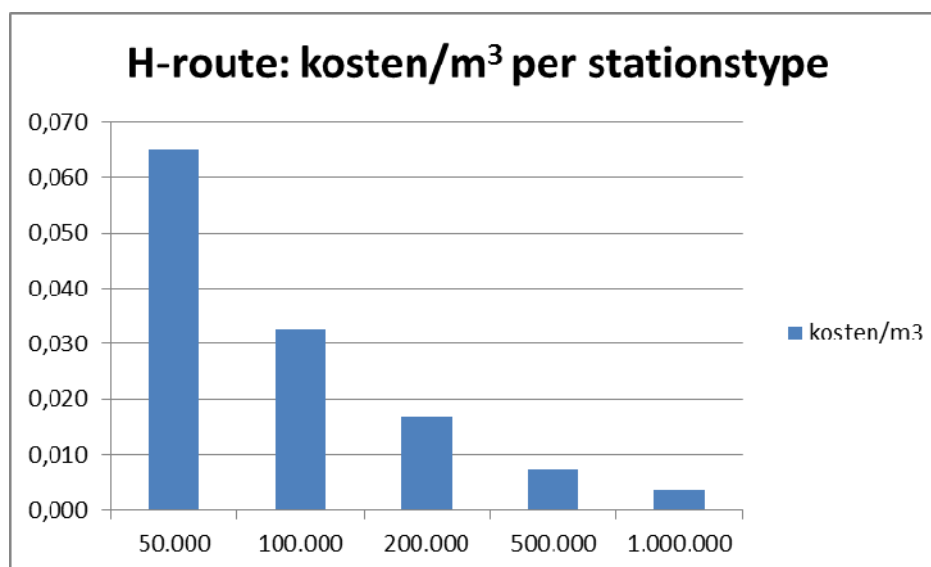
6.5 Tankstation route H (bio-CNG in hydraulische cilinders)

In paragraaf 5.2 zijn de transportkosten van de H-route behandeld. In dit hoofdstuk staan we stil bij de kosten die als relevante vergelijkingskosten bij het tankstation worden onderscheiden. In geval van hydrauliek is er sprake van een olievat en een pomp per station. In onderstaande tabel worden de investeringen per station aangegeven evenals de dimensionering van de onderdelen en de kosten per Nm³.

station m ³ /jr	50.000	100.000	200.000	500.000	1.000.000	
pomp/vat	24.000	24.000	25.000	27.000	27.000	€
vermogen kW	15	15	30	45	45	kW
cap. L/min	23	23	40	60	60	L/min
equiv. M3/hr	470	470	820	1225	1225	m ³ /u
Totaal (€/m ³)	0,065	0,033	0,017	0,007	0,004	€/m ³

Tabel 44: Dimensionering en kosten van station in de H-route.

Behalve het voordeel van het hoge transportrendement hebben we bij hydraulische vulling ook het voordeel van het lagere vermogen, gepaard aan hogere capaciteit; de tanktijden liggen tussen 5,4 minuut voor een streekbus en 0,9 minuut voor een personenwagen bij 20% van het vermogen en daarmee minder dan 30% van de energie (0,04 kWh/m³) t.o.v. de andere gasroutes (0,4 – 0,12 kWh/m³).



Figuur 38: Stationskosten H-route in €/m³.

6.6 Tankstation route L (bio-LNG)

We zullen hier ingaan op de extra kosten voor de accijns en de opwerking. Zodra het gas wordt omgezet in vloeibare vorm heerst een accijns regiem wat niet overeenkomt met de tarieven van energiebelasting zoals bij de gasvorm. We zullen het verschil als extra tax kosten meenemen. De EB op CNG is 3,16 €/Nm³. Vertaald naar (bio-)LNG komt dit op 1,83 €/liter accijns neer. De overheid heeft voor LNG het accijnsniveau van LPG gekozen, wat neerkomt op een stijging van 7 €/liter of een stijging van 12 € per Nm³!

Ook zal het verschil in calorische waarde in onze vergelijking worden betrokken; bio-CNG op aardgas basis van 31,7 MJ/Nm³, bevat 18,4 MJ/ltr. equivalent. Op basis van 98% methaan wordt dit 22,2 MJ/liter. Aangetekend moet worden dat het eenvoudiger en dus goedkoper is om biogas op te werken naar het hoge methaangehalte i.p.v. naar groen gas en daarom is deze optie gehanteerd. De kosten voor het opwerken van groengas naar bio-LNG bedragen 10 € per Nm³ gerekend inclusief investering en operationele kosten. Hiervoor lopen de data uiteen van 5 tot 11 €/Nm³ (rapport Holland Innovation Team).

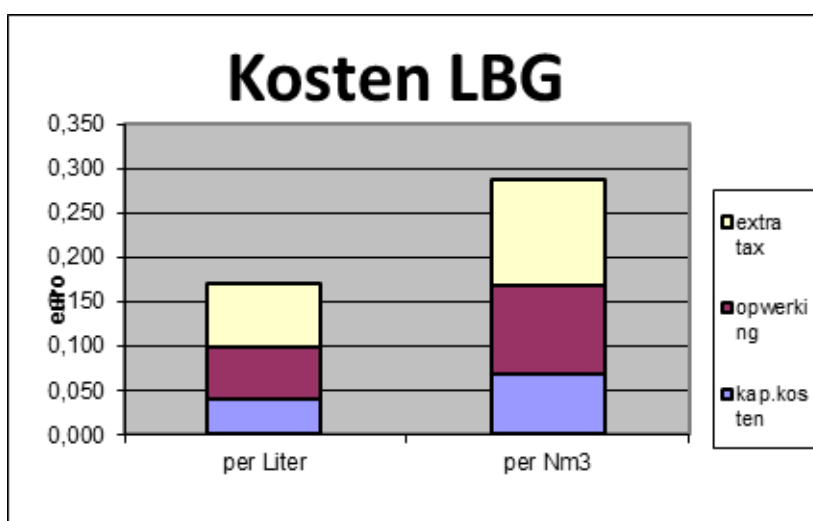
Voor de capaciteit van het bio-LNG station wordt 1.725.000 L/jr. gekozen. Hiermee kunnen 13 trucks voor lange afstand worden voorzien van LNG. Voordeel van deze keuze is dat deze hoeveelheid gelijk staat aan 1 miljoen Nm³ bio-CNG, zodat dit bio-LNG station goed vergelijkbaar is met het bio-CNG station van 1 Nm³.

In onderstaande tabel zijn zowel de kapitaalslasten, als de kosten van opwerking in het moederstation en de extra accijnzen per liter bio-LNG (98%) en per Nm³ equivalent aangegeven.

Route L	investering	€ 500.000 ²⁵	
		Per liter	Per m3
	Kap.kosten	0,039	0,068
	opwerking	0,060	0,100
	Extra tax	0,070	0,120

Tabel 45: Kosten route L.

²⁵ In de investering (Cryostar) is een component van € 50.000 meegenomen voor terreinvoorbereiding als extra kosten t.o.v CNG stations.



Figuur 39: Kostenopbouw bio-LNG (in de figuur LBG genoemd) van station, tax en opwerking.

Bio-LNG heeft het hoogste kostenpatroon. Als geen extra accijnzen zouden worden geheven is het voordeliger dan hydraulisch transport over 20 km en voordeliger dan route A vanaf 50 km resp. route C vanaf 60 km. Als we uitgaan van de grootschalige opwerkingskosten met 50% kostenreductie, dan zou de L route voordeliger zijn dan de A/H routes en vanaf 25 km t.o.v. de C route. Een trend wordt zichtbaar als we de stationscapaciteit verdubbelen. De kapitaalskosten stijgen met 30% en dalen per m³ equivalent derhalve met 35% de overige kosten blijven gelijk. Ook de transportkosten per m³ equivalent blijven ongewijzigd zodat de totaalkosten met 0,022 €/m³ gaan dalen.

De voorkant van de keten (moederstation bij de bron) is hier nog niet in de beschouwing betrokken. (Zweedse bronnen vermelden dat de L route altijd verreweg de voordeligste is). Voor een ander station dan 1 Mm³ gelden ook weer andere uitkomsten. Ook mag hier niet worden geconcludeerd dat de duurdere opties niet levensvatbaar zijn; daarvoor moet de samenhang met de brandstofkosten worden bekeken. Hier gaat het alleen om vergelijking van kosten van de opties.

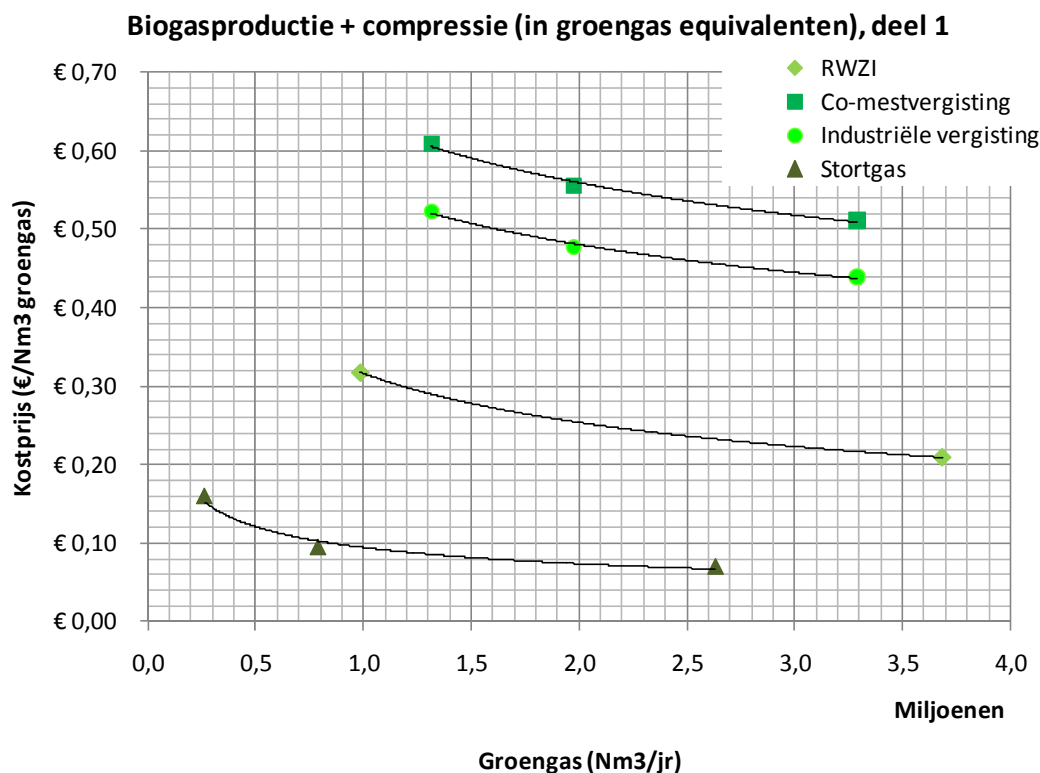
Het aanmaken van bio-CNG uit bio-LNG in een zg. bio-LCNG station is een zeer voordelig proces en levert gas van hoge kwaliteit; vanwege de tijdelijke status als vloeistof werken de accijnzen belemmerend voor het toepassen.

7 Overzicht van de kosten van de totale keten

In dit onderzoek zijn 6 verschillende manieren (routes) van transport van biogas of groen gas van de producent naar het tankstation onderzocht, namelijk transport middels:

1. het aardgasnetwerk; route A
2. een biogasleiding; route B
3. een groen gasleiding; route G
4. wegtransport in de vorm van bio-CNG; route C
5. wegtransport in de vorm van bio-CNG wat hydraulisch uit de opslagcilinders wordt geperst; route H
6. wegtransport in de vorm van bio-LNG; route L

Elke route kan biogas benutten van elke willekeurige bron (vergisting, stortgas en biogas van RWZI gisters). Figuur 40 geeft de kostprijs van het biogas (de basis voor het groen gas) uitgedrukt in € per Nm³ groen gas. Paragraaf 7.1 tot en met 7.6 geven de additionele kosten weer (dus bovenop de productiekosten; Figuur 40) na biogasproductie en compressie tot en met het tanken van groen gas. Veelal is een bandbreedte van de kosten weergegeven, afhankelijk van bijvoorbeeld de transportafstand.



Figuur 40: Kostprijs van de productie van biogas (uitgedrukt per m³ groen gas) van de bronnen RWZI, vergisting en stortgas.

De productievolumes van het groen gas komen niet (altijd) overeen met de afnamevolumes van de tankstations. In de paragrafen 7.1 tot en met 7.6 is daarom ergens in de keten tussen productie en afname een “knip” gemaakt (in de keten aangegeven met de rechter rode stippellijn) waarbij het eerste deel van de keten aansluit op de productievolumes en het tweede deel op de afnamevolumes. Hogere productievolumes kunnen gecombineerd worden met meerdere lagere afnamevolumes mits voor het totaal afzetmarkt bestaat.

De keten van elke route is opgedeeld in drie delen:

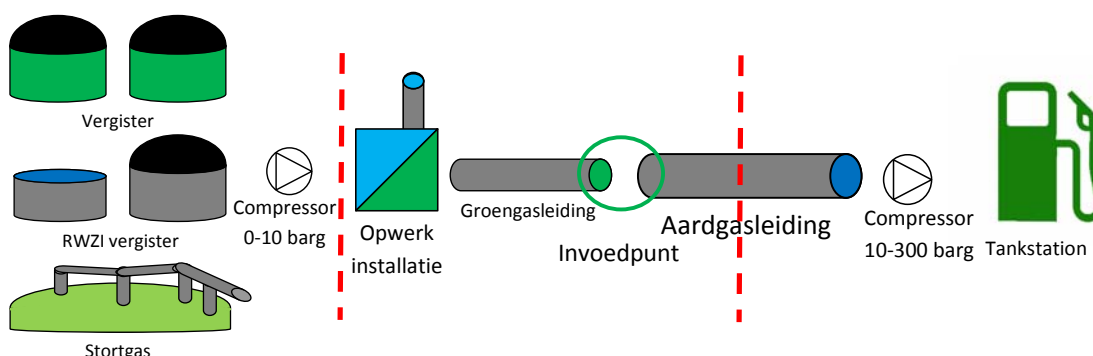
1. Deel 1: biogasproductie en compressie
2. Deel 2: het deel van de keten dat aansluit bij het volume van de biogasbron
3. Deel 3: het deel van de keten dat aansluit bij het afnamevolume van het tankstation.

Inschatten (onderscheidende) kostprijs totale route:

1. Kies een biogasbron (Figuur 40) met een groter jaarvolume dan de afname van het tankstation en lees de kostprijs af. Maak een keuze uit de routes (Paragraaf 7.1 tot en met 7.6).
2. Lees in de grafiek van de route af wat de kostprijs is van het eerste deel van de keten (deze grafieken zijn aangegeven met “deel 2” in de titel). Tel dit bij de kostprijs uit punt 1 op.
3. Lees in de grafiek van de route af wat de kostprijs is van het tweede deel van de keten (deze grafieken zijn aangegeven met “deel 3” in de titel). Tel dit bij de kostprijs uit punt 1 en 3 op.

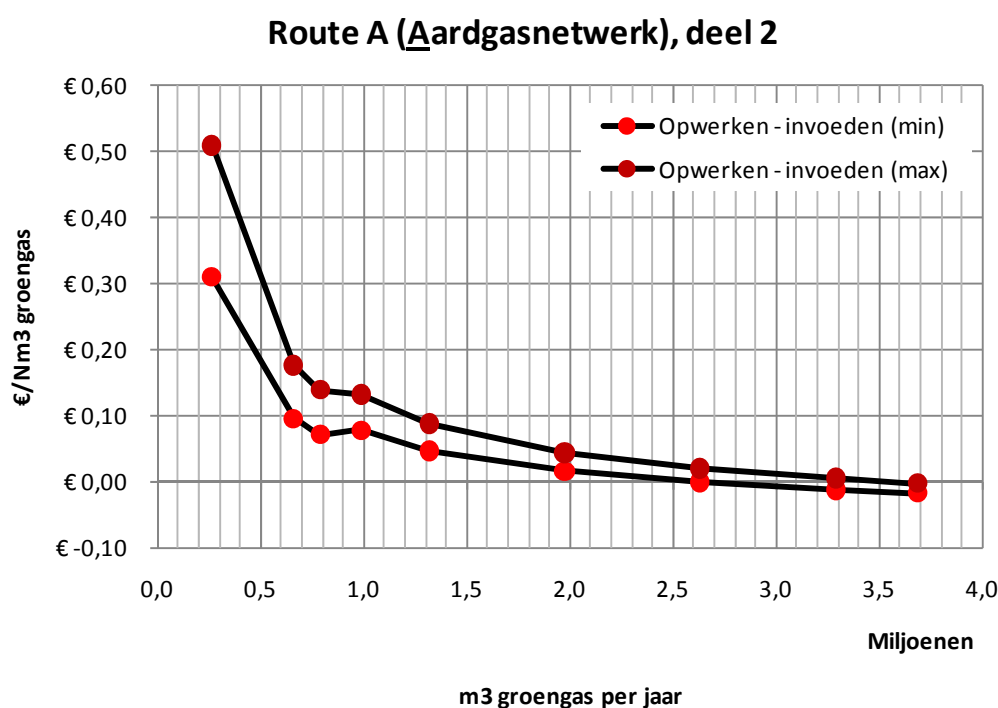
7.1 Route A (transport via Aardgasnetwerk)

Biogas wordt gecomprimeerd, opgewerkt, met een groen gasleiding naar het invoerpunt getransporteerd en daar ingevoerd in het 8 bar aardgasnet. Elders wordt vergoed (zie § 4.1.2) aardgas onttrokken, door een (aard)gasleiding naar het tankstation getransporteerd en op druk gebracht voor het tanken. Figuur 41 geeft de route schematisch weer. De rode stippellijn in Figuur 41 geeft de opdeling aan van de keten in deel 2 dat aansluit op het productievolume van de biogasbron en deel 3 dat aansluit op het afnamevolume van het tankstation.



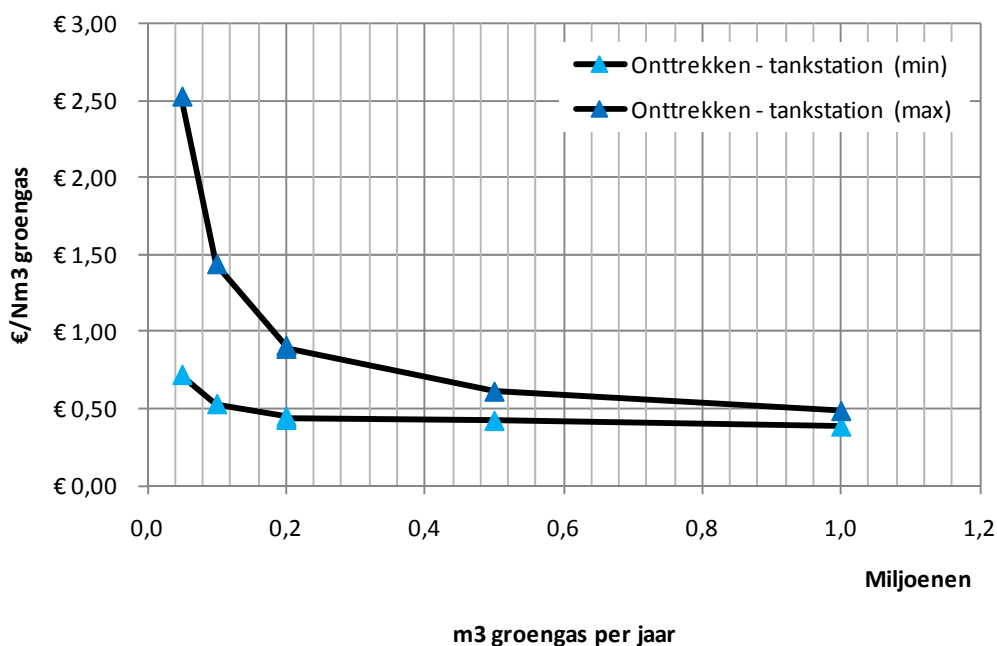
Figuur 41: Schematische weergave van de keten van route A (transport via het Aardgasnet).

Figuur 42 geeft de kosten weer van het opwerken tot en met invoeden van route A, bestaande uit kosten voor het opwerken, transporteren van het groengas naar het invoedpunt en de kosten voor het invoedpunt zelf. Voor het invoeden in het aardgasnet ontvangt men een tarief (negatieve kosten dus) per kubieke meter ingevoerd groen gas. Ook deze opbrengsten (in de vorm van negatieve kosten) zijn verwerkt in de totale kosten zoals die zijn weergegeven in Figuur 42. Doordat bij grotere groen gasvolumes de kosten (voor opwerken en transport naar invoedpunt) per kubieke meter bijna gelijk zijn aan het ontvangen tarief voor het ingevoerde groen gas gaat de kostengrafiek naar nul voor grotere volumes. Voor het onttrekken van het vergroende aardgas betaalt men weer. Figuur 43 geeft de kosten weer van het onttrekken van vergroend aardgas tot en met het tankstation.



Figuur 42: Kosten van route A voor het opwerken en invoeden van het groengas in het aardgasnet.

Route A (Aardgasnetwerk), deel 3

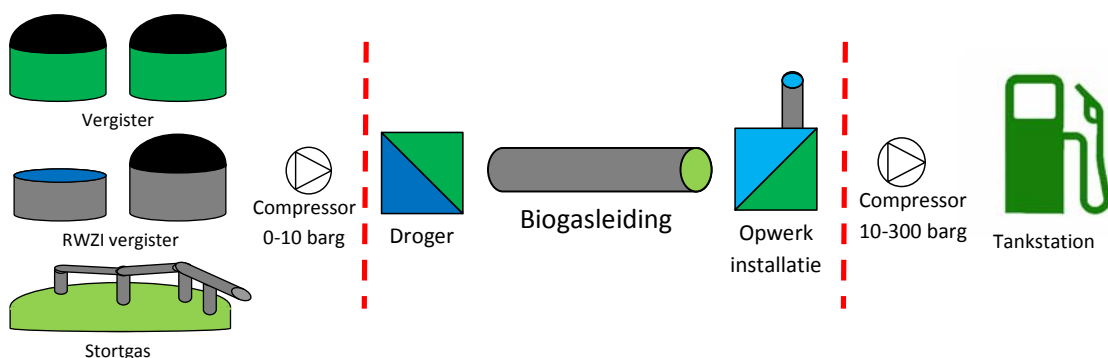


Figuur 43: Kosten van route A voor het onttrekken van vergroend aardgas en het tankstation.

7.2 Route B (transport via Biogasleiding)

Biogas wordt gecomprimeerd, gedroogd en via een biogasleiding naar de opwerkinstallatie bij het tankstation getransporteerd. Indien zich een combinatie voordoet van een relatief klein tankstation met een lager afnamevolume dan het productievolume van groen gas, moet een extra afzetmogelijkheid worden gevonden voor het overige groen gas/biomethaan. Namelijk om een biogasleiding en een opwerkinstallatie rendabel te kunnen exploiteren zal een zo groot mogelijke hoeveelheid biogas verwerkt moeten worden.

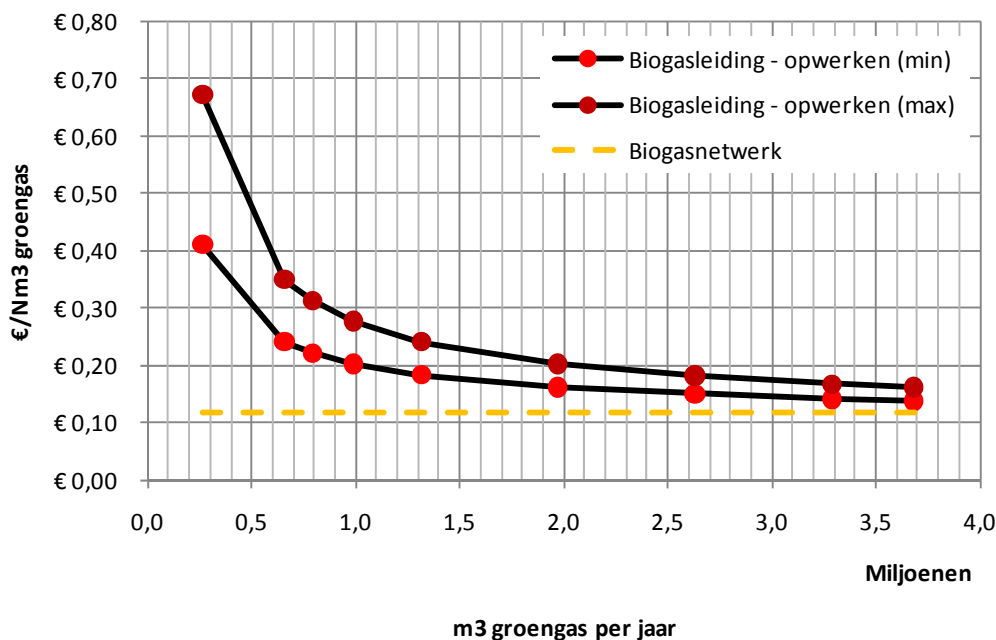
Figuur 44 geeft de route schematisch weer. De rode stippellijn in Figuur 44 geeft de opdeling aan van de keten in deel 2 dat aansluit op het productievolume van de biogasbron en deel 3 dat aansluit op het afnamevolume van het tankstation.



Figuur 44: Schematische weergave van de keten van route B (transport via een Biogasleiding).

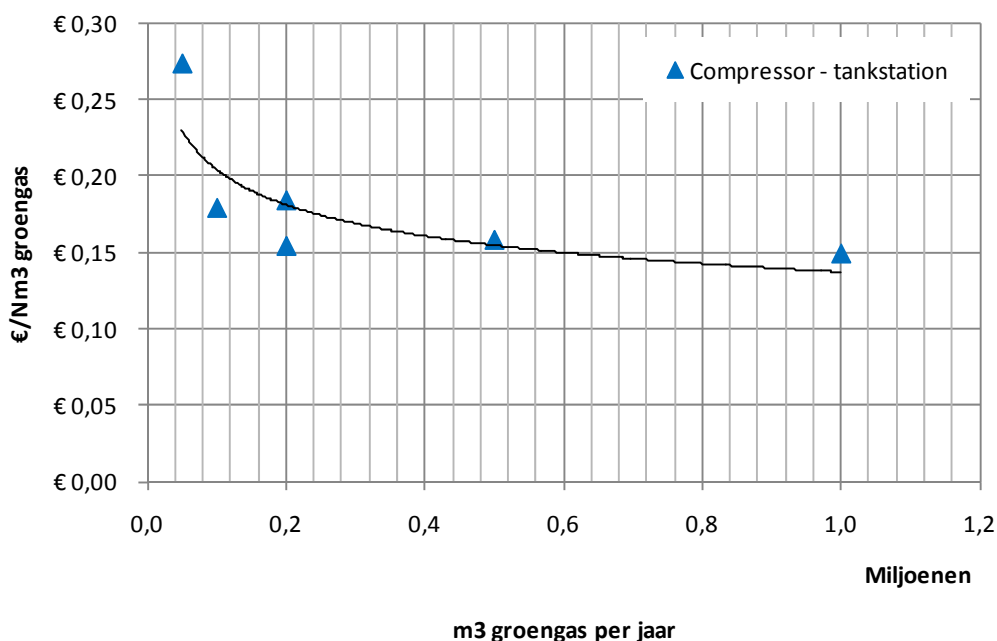
Figuur 45 geeft de kosten weer van het drogen, transport door de biogasleiding en het opwerken. Eveneens is in Figuur 45 aangegeven wat de kosten zouden zijn indien het biogas middels een biogasnetwerk (zie § 4.2.1) getransporteerd zou worden. Hierbij is er vanuit gegaan dat meerdere vergisters (15) het biogas afzetten op een centrale biogasleiding. Het gaat hierbij om een debiet van zo'n 7.000 Nm³ biogas per uur. Deze hoeveelheid is vele malen te groot voor een tankstation. Deze optie is dan ook alleen mogelijk indien naast het tankstation er andere grote afnemers van het biogas zijn. Figuur 46 geeft de kosten weer van het comprimeren en het tankstation weer.

Route B (Biogasleiding), deel 2



Figuur 45: Kosten van route B voor biogasleiding en opwerken. De gestippelde lijn van het biogasnetwerk geeft de transport- en opwerkkosten weer indien (een deel van) het biogas wordt gebruikt van een biogasnetwerk (§4.2.1).

Route B (Biogasleiding), deel 3

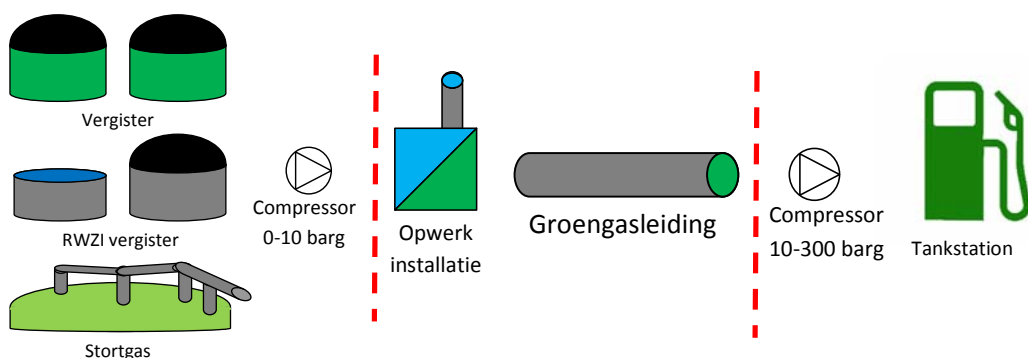


Figuur 46: Kosten van route B voor compressie en tankstation.

7.3 Route G (transport via Groengasleiding)

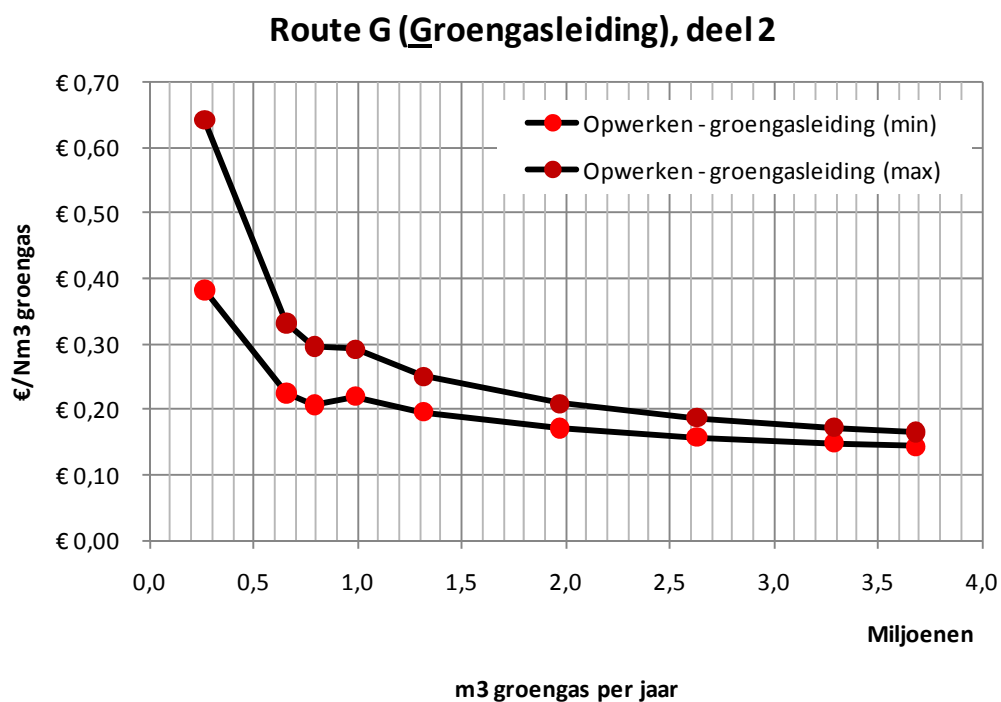
Biogas wordt gecomprimeerd, opgewerkt en met een groen gasleiding naar het tankstations geleid. Indien zich een combinatie voordoet van een relatief klein tankstation met een lager afnamevolume dan het productievolume van groen gas/biomethaan, moet ook de rest van het groen gas/biomethaan worden afgezet aan andere tankstations of gastoeepassingen. De rentabiliteit is het grootst als er een hoge omzet is.

Figuur 47 geeft de route schematisch weer. De rode stippellijn in Figuur 47 geeft de opdeling aan van de keten in deel 2 dat aansluit op het productievolume van de biogasbron en deel 3 dat aansluit op het afnamevolume van het tankstation.



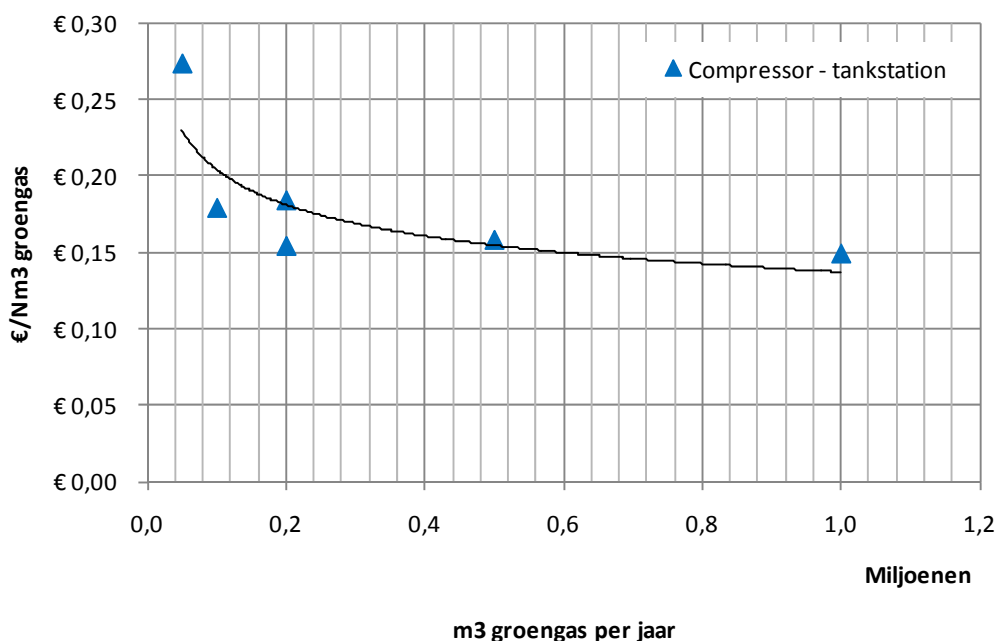
Figuur 47: Schematische weergave van de keten van route G (transport via een Groengasleiding).

Figuur 48 geeft de kosten weer van het opwerken en transport door de groen gasleiding. Figuur 49 geeft de kosten weer van de compressie en het tankstation.



Figuur 48: Kosten van route G voor opwerken en groen gasleiding.

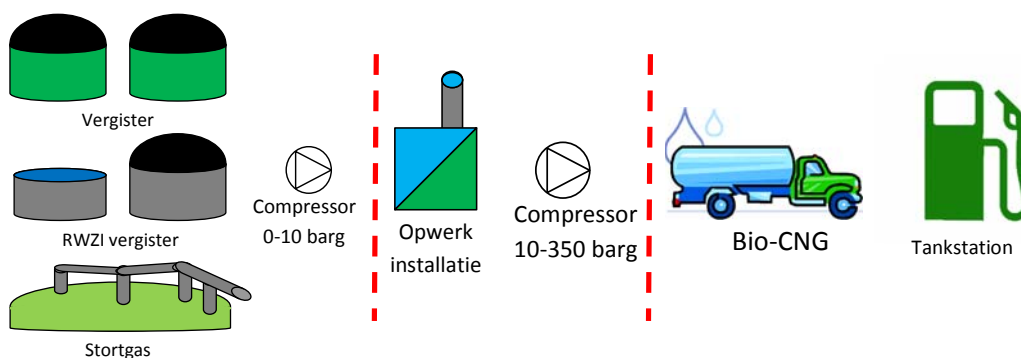
Route G (Groengasleiding), deel 3



Figuur 49: Kosten van route G voor compressor en tankstation.

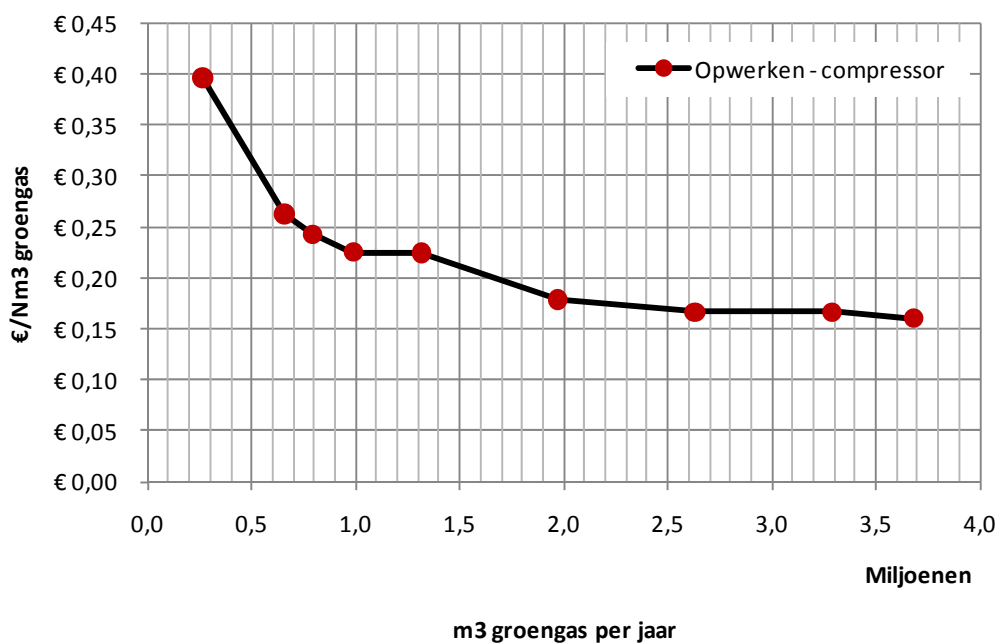
7.4 Route C (wegtransport van bio-CNG)

Biogas wordt opgewerkt en gecomprimeerd en in flessen per vrachtwagen naar het tankstation getransporteerd. Figuur 50 geeft de route schematisch weer. De rode stippellijn in Figuur 50 geeft de opdeling aan van de keten in deel 2 dat aansluit op het productievolume van de biogasbron en deel 3 dat aansluit op het afnamevolume van het tankstation. Figuur 51 geeft de kosten weer het opwerken en comprimeren tot bio-CNG. Figuur 52 geeft de kosten weer voor het transport van het bio-CNG tot en met tankstation.



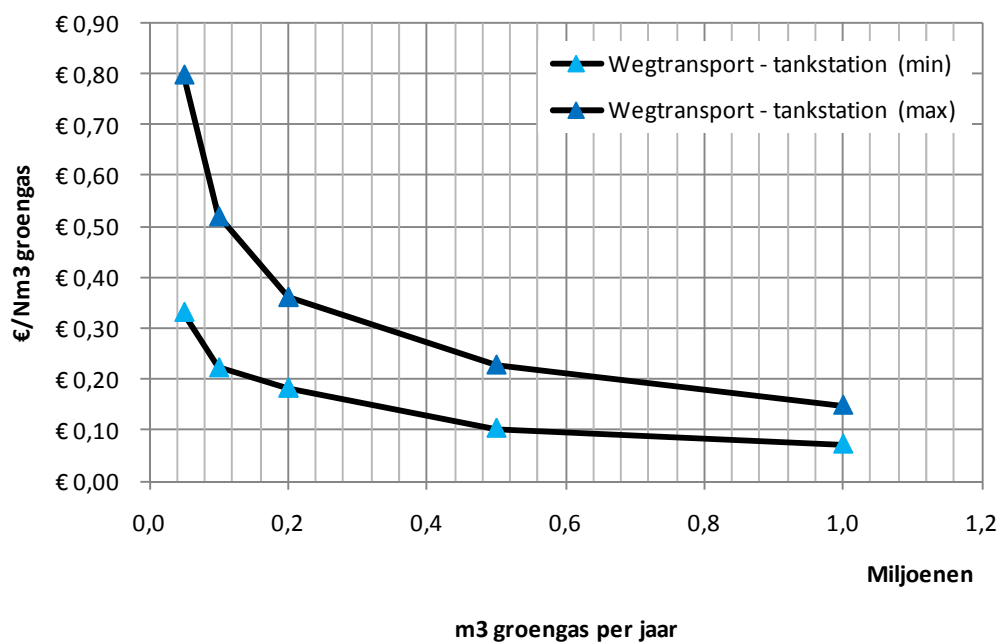
Figuur 50: Schematische weergave van de keten van route C (transport over de weg van bio-CNG).

Route C (CBG), deel 2



Figuur 51: Kosten route C voor opwerken en compressor.

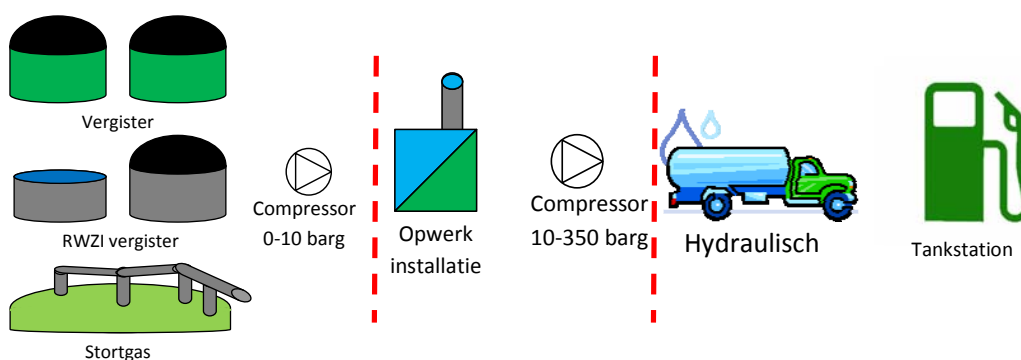
Route C (CBG), deel 3



Figuur 52: Kosten route C voor transport over de weg en het tankstation.

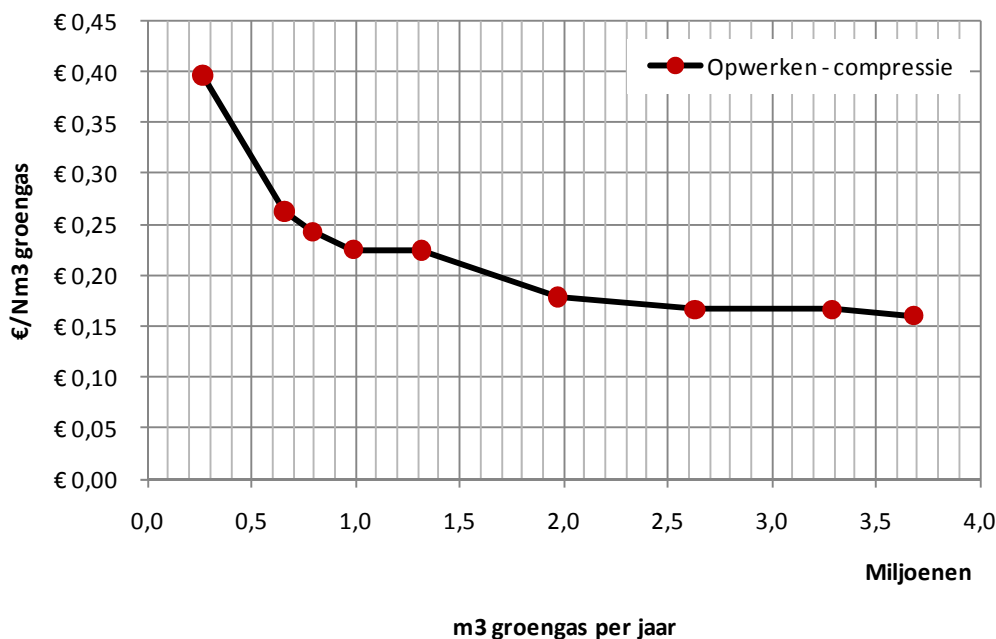
7.5 Route H (wegtransport van bio-CNG in hydraulische cilinders)

Biogas wordt opgewaardeerd naar biomethaan en door middel van een compressor in cilinders geperst. Deze cilinders worden per vrachtwagen naar het tankstation getransporteerd waar de cilinders met vloeistof (hydraulisch) leeggedrukt worden. Figuur 53 geeft de route schematisch weer. De rode stippellijn in Figuur 53 geeft de opdeling aan van de keten in deel 2 dat aansluit op het productievolume van de biogasbron en deel 3 dat aansluit op het afnamevolume van het tankstation.



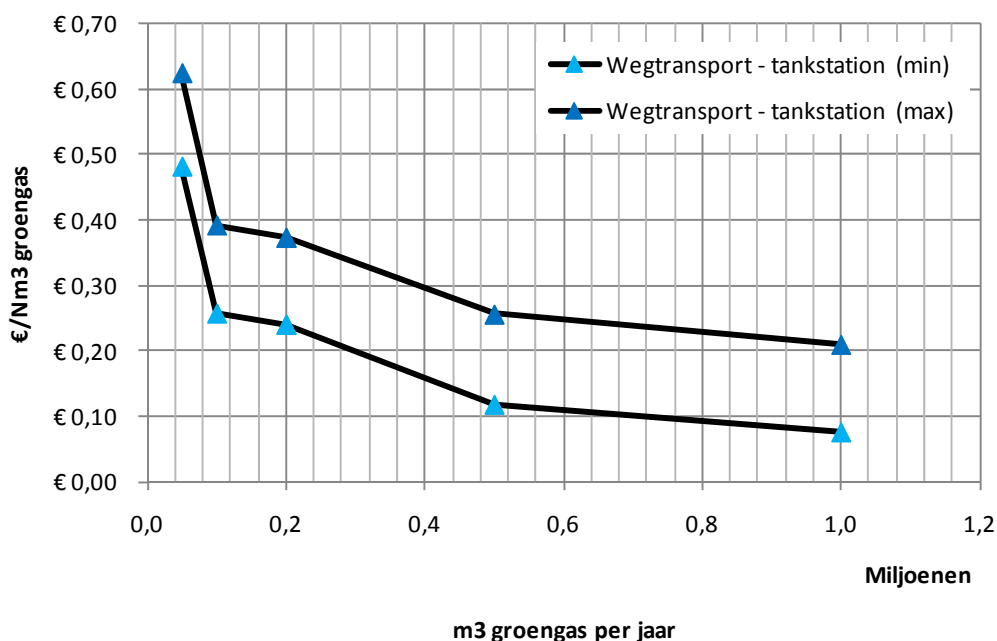
Figuur 53: Schematische weergave van de keten van route H (transport over de weg van bio-CNG in hydraulische cilinders).

Route H (Hydraulisch), deel 2



Figuur 54: Kosten van route H voor het opwerken en comprimeren.

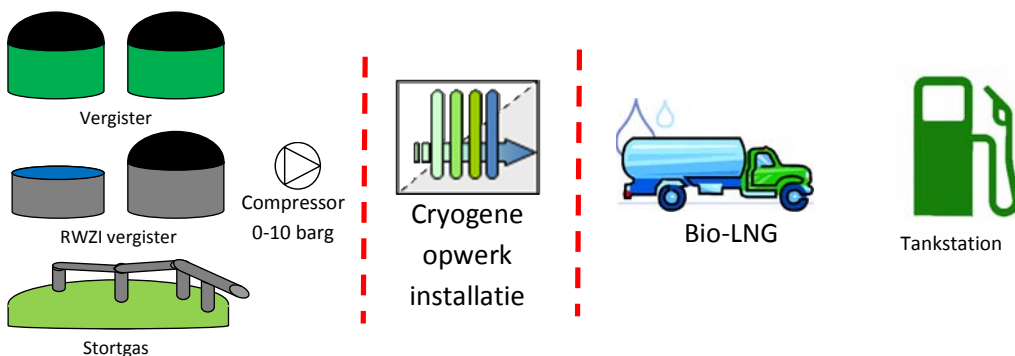
Route H (Hydraulisch), deel 3



Figuur 55: Kosten van route H voor het wegtransport tot en met tankstation.

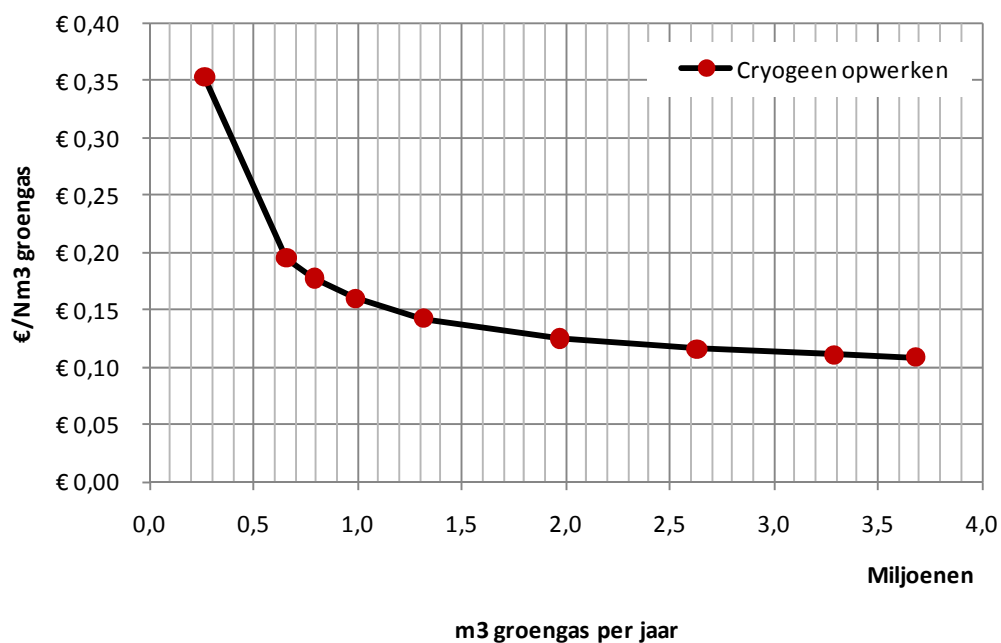
7.6 Route L (wegtransport van bio-LNG)

Biogas wordt cryogeen (door middel van koeling) opgewaardeerd en in vloeibare vorm per vrachtwagen naar het tankstation getransporteerd. Figuur 56 geeft de route schematisch weer. De rode stippellijn in Figuur 56 geeft de opdeling aan van de keten in deel 2 dat aansluit op het productievolumen van de biogasbron en deel 3 dat aansluit op het afnamevolume van het tankstation.



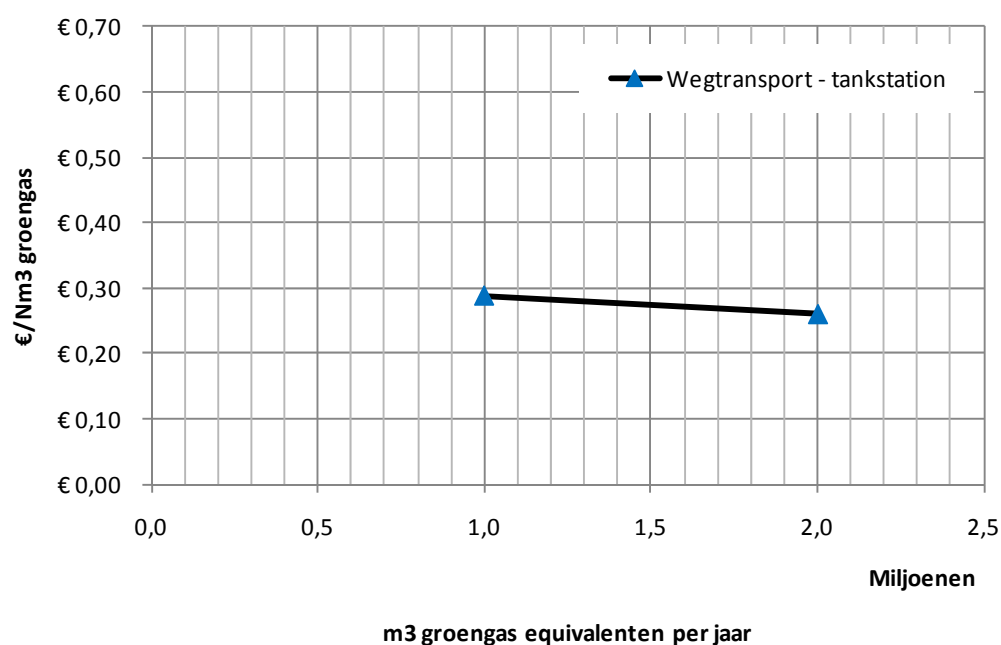
Figuur 56: Schematische weergave van de keten van route L (transport over de weg van bio-LNG).

Route L (Liquefied), deel 2



Figuur 57: Kosten van route L voor het cryogeen opwerken.

Route L (Liquefied), deel 3



Figuur 58: Kosten van route L voor het vloeibaar maken, transporteren over de weg en tankstation.

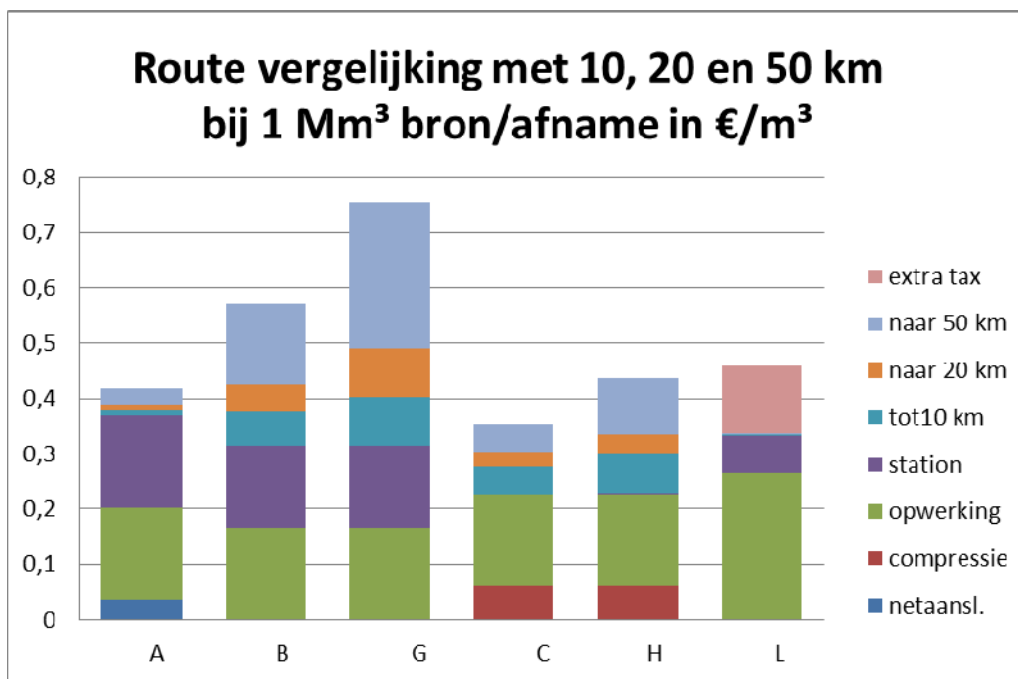
De assen geven equivalent m^3 aan; dus 1 miljoen m^3 staat voor 1,72 miljoen liter bio-LNG.
De transportcomponent is dermate klein dat voor de onderzochte afstanden deze punten hier nagenoeg samenvallen.

8 Gevoeligheidsanalyse

8.1 Invloed afschrijvingen biogas/groengasleidingen

In de studie is algemeen uitgegaan van het afschrijven van de biogas/groen gasleidingen in 30 jaar gebeurt. Technisch is dit geen probleem, maar economisch kan daardoor niet precies worden vastgesteld hoe het exploitatieplaatje er in z'n geheel na 12 jaar uit ziet als de apparatuur van de producent wel na 12 jaar wordt afgeschreven. Hiertoe bekijken we de invloed van de afschrijvingen op de gehele route voor groen gas. Wij gebruiken daartoe de Tabel 26.

Uit onderstaande grafiek zien we dat route G niet meer voordeliger uitvalt dan de route A (netverbinding) als we een bron en afnemer van 1 miljoen m³ hanteren. Voor afname van 200.000 m³ wordt de positie van route G relatief beter en voor 50.000 m³ afname veranderd er in de onderlinge positie voor de 10/20 km niets omdat de A route daar belangrijk duurder is geworden. Voor de biogasleiding geldt een navenante beschouwing.



Figuur 59: Hier is route G met afschrijving 12 jaar op de leiding i.p.v. 30 jaar (vergelijk met Figuur 62).

Verkleinen we de bron naar 263.000 m³ bij een afname van 200.000 m³ geldt dat de groen gasleiding onvoordeliger wordt dan de H route. Alle overige parameters zijn niet veranderd. In de volgende paragraaf onderzoeken we de invloed van de afstand op de kosten van de net aansluiting.

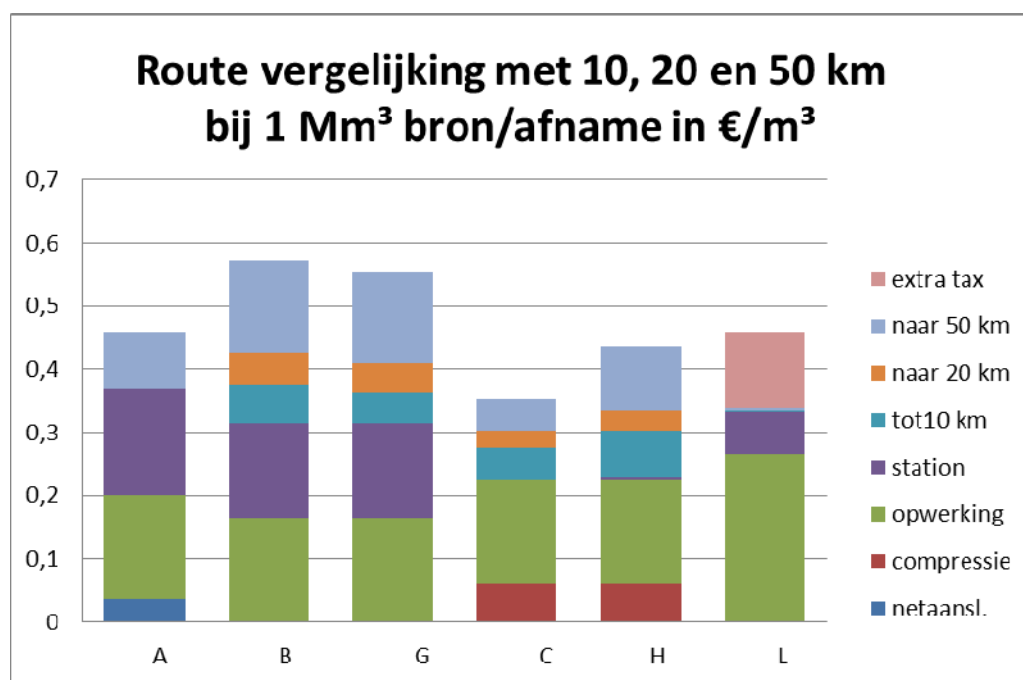
8.2 Invloed afstand op kosten route A voor net aansluiting

Tot zover hebben we een afstand aangehouden van 1.500 meter tot het invoerpunt. Hierin zit het driedubbel leggen voor de eerste 900 meter. (zie 4.1.3). We zullen hier nagaan wat de invloed wordt als de afstand tussen bron en invoerpunt naar 3000 resp. 5.000 meter stijgt.

Afname/Kosten €/m ³	1000 meter	3000 meter	5000 meter
263.000	0,07	0,21	0,31
1.000.000	0,02	0,06	0,09
2.000.000	0,01	0,03	0,05

Tabel 46 Kosten per m³ van leidingen over periode 10 jaar op 3 invoer afstanden en 3 afnamecapaciteiten.

We rekenen nu zonder extra toeslag vanwege het overschrijden van de 2.700 meter grens.



Figuur 60: Idem als Figuur 62, maar nu met bron op 5 km van invoerpunt.

Het blijkt dat alle routes goedkoper zijn dan de A route (tot een afstand van 20 km), ook als de afschrijving op de G route (zie boven) naar 12 jaar gaat is de afstand 10/20 km nog steeds voordeliger voor de G route. De B route is navenant. Zonder alle grafieken weer te geven volgt hier een samenvatting van de resultaten; De algemene teneur is dat het weer makkelijker wordt voor de B/G route om met netaansluiting te concurreren. Dit geldt ook voor de H route vooral bij de kleinere stations.

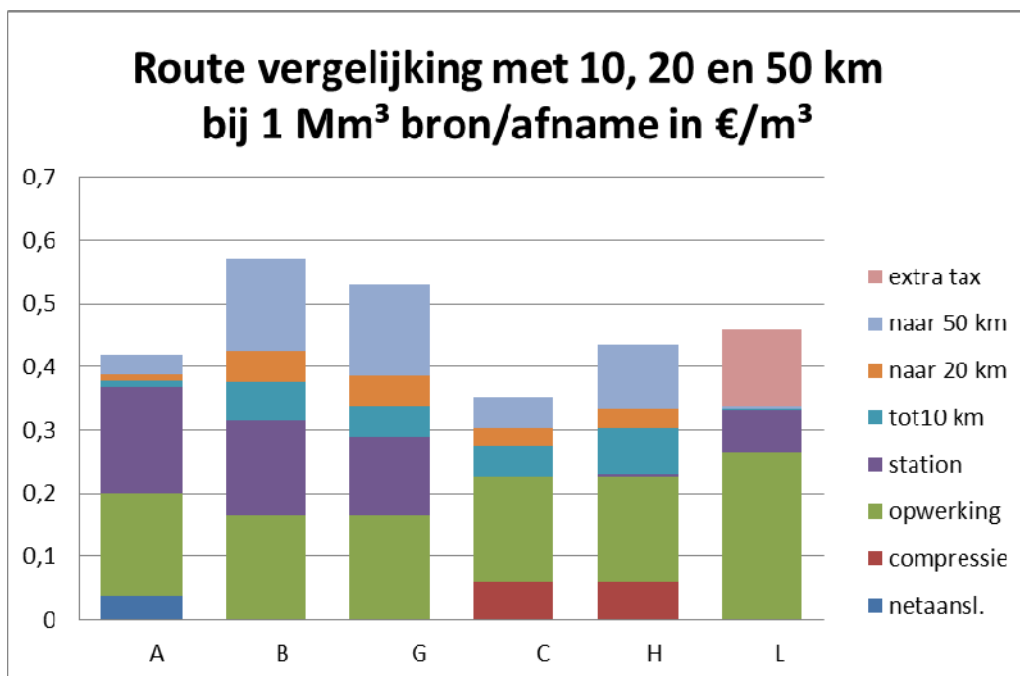
8.3 Invloed kosten weekendopslag in B/G route

In de stationskosten van de B/G route is rekening gehouden met het overbruggen van het weekend van vrijdagmiddag 17.00 uur tot maandagochtend 7.00 uur. We zullen hier nagaan wat de financiële consequenties zijn als hiermee niet gerekend hoeft te worden vanwege alternatieven voor de weekend afname, b.v. andere gastoepassingen of voertuigen.

Figuur 62 met een afname door een tankstation van 1 miljoen m³ voor 30 streekbussen geldt daarbij als referentie.

De buffer van 16.300 LWI wordt verminderd naar route A niveau van 3.000 LWI en daarmee worden de stationskosten verlaagd met 0,024 €/m³ naar 0,125 €/m³.

In onderstaande figuur is dit alleen ingevuld voor de G route, de B route is navenant lager maar laat ook meteen zien dat de invloed van de opslagkosten voor de weekend overbrugging geen fundamentele wijzigingen oplevert in de onderlinge verhoudingen tussen de routes.



Figuur 61: Idem als Figuur 62, maar nu zonder de kosten van weekendopslag in route G.

9 Discussie en conclusie

Het onderzoek richt zich op de kosten van het inzetten van biogas in het specifieke geval van mobiliteitstoepassing bij diverse wijzen van transport van het groengas/biomethaan. Andere mogelijkheden als netinjectie gepaard met andere gastoeepassingen of stroomproductie zijn hier niet bekeken.

Elektriciteitsproductie heeft het voordeel dat er decentraal gewerkt kan worden zonder het biogas te hoeven opwaarderen naar netkwaliteit, echter het transport van elektriciteit over enige afstand vraagt weer om hogere investeringen. Ook de inzet van de afvalwarmte is vaak problematisch. Gelet op het feit dat de bronnen van biogas absoluut niet interfereren met de voedselproductie en het rijden op gas veel meer schadelijke emissies voorkomt dan het gebruik als stroom of bij andere gastoeepassingen, is gekozen voor mobiliteit. Wanneer dit voordeel financieel vertaald wordt door het uit te drukken in vermeden maatschappelijke kosten (Centrum Energiebesparing Delft) dan wordt dit economisch voordeliger dan de inzet van welke brandstof dan ook.

Omdat het hier gaat om vast te stellen welke verwerking – en transportwijze economisch het meest voordelig is, zijn alleen die kosten meegenomen die verschillend zijn afhankelijk van de bron, verwerkings- en transportmethoden. Deze kosten zijn dus voor een exploitatieberekening niet limitatief en dienen dan aangevuld te worden. Omdat de afstand als parameter is meegenomen variëren kosten ook daarmee en worden de omslagpunten zichtbaar. De kosten van het biogas zelf worden dus ook niet meegenomen; t.o.v. aardgas wat op dit moment nog op miljarden schaal zeer voordelig uit de bodem kan worden gehaald is de productie van biogas natuurlijk altijd duurder en is een SDE regeling opportuun zolang we als samenleving hechten aan de klimaatdoelstellingen. Een maatschappelijk voordeliger optie is in dit kader derhalve van groot belang.

Het gaat er daarom hier te laten zien onder welke omstandigheden sprake is van de meest voordelige optie, onafhankelijk door wie deze kosten worden genomen. De uitgangspunten en aannamen worden steeds vermeld, zodat een ieder vanuit zijn eigen praktijk situatie de hier gevonden indicatie kan verfijnen.

Wat goed moet worden geïnterpreteerd is dat de afname bij een eindverbruiker (tankstation) niet één op één aansluit op de productie-unit; een productie-unit zal als regel meer produceren dan voor één klant nodig is. Het is daarom van belang te kijken hoe een praktijksituatie zich voordoet. **Bijvoorbeeld;** een biogasbron heeft capaciteit voor 2 miljoen m³/jr. en heeft 5 afnemers van resp. 1 miljoen, 0,5 miljoen 2 x 200.000 en nog 2 x 50.000 m³. De basiskosten van alle afnemers liggen dan op het niveau van dezelfde bron van 2 miljoen m³ en moeten daar hun eigen specifieke kosten van transport en station bijtellen.

We zullen nu de diverse opties de revue laten passeren en ze onderling gaan vergelijken:

- Route A: transport via het aardgasnet
- Route B: transport via eigen biogasleidingen
- Route G: transport via eigen groen gas leidingen
- Route C: transport per as van bio-CNG in flessenbatterijen
- Route H: transport per as van bio-CNG in hydrauliekcilinders
- Route L: transport per as van bio-LNG

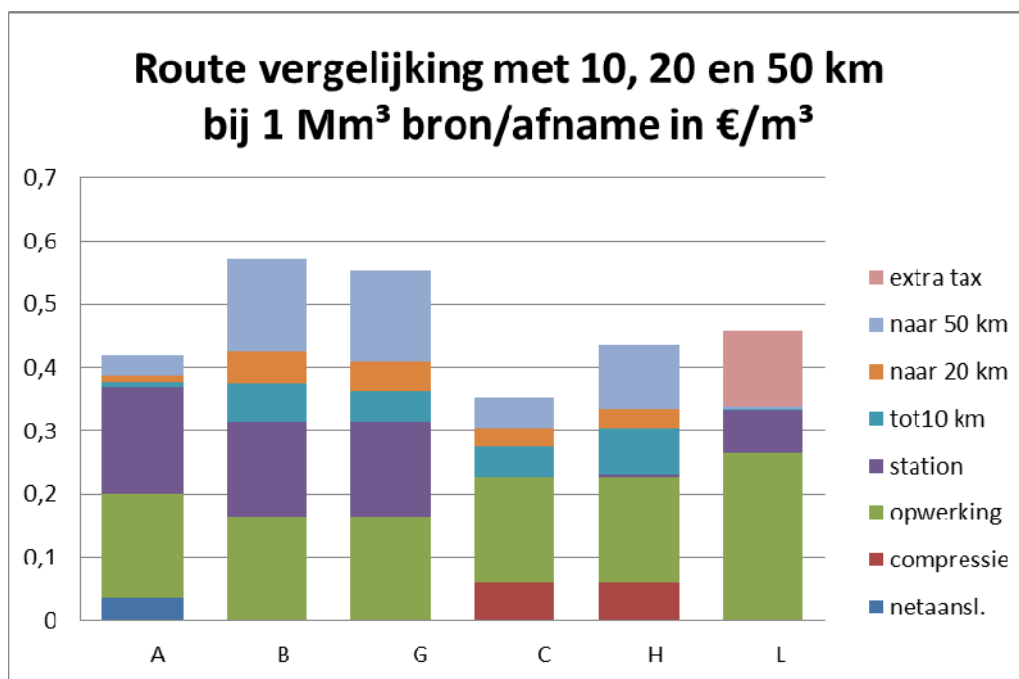
We maken onderscheid vanaf het moment dat er biogas voorhanden is. De verbruikende partij heeft natuurlijk het meest baat bij de goedkoopste bron met een korte afstand naar het net. We zullen eerst een situatie bekijken van een bron van 1 miljoen m³ groen gas die in z'n geheel ook afgeleverd wordt bij alle opties van transport en zien hoe deze opties zich onderling verhouden op drie afstanden van tankstations; 10, 20 en 50 km. Voor de route A zijn deze afstanden dan 500, 1.000 en 2.500 meter.

Vergelijk tussen de verschillende routes

Route	A	B	G	C	H	L	
netaansluiting (1.500 m)	0,036						€/m ³
compressie				0,061	0,061		€/m ³
opwerking	0,165	0,165	0,165	0,165	0,165	0,265	€/m ³
station	0,167	0,149	0,149	0	0,004	0,200	€/m ³
tot 10 km	0,010	0,062	0,048	0,050	0,072	0,001	€/m ³
additioneel naar 20 km	0,010	0,049	0,048	0,027	0,033	0,001	€/m ³
additioneel naar 50 km	0,031	0,147	0,144	0,049	0,101	0,003	€/m ³

Tabel 47: Kostenvergelijk van alle routes met bron 1 Mm³ en station 1 Mm³.

In deze vergelijking zijn de kosten van de bron niet meegenomen, voor zover niet direct verbonden met een route. De netaansluiting is hier op 1.500 m aangehouden. De route A heeft niet de stationsafstanden van 10, 20 en 50 km, maar wordt verondersteld dichter in het bevolkingscentrum te zijn op 500 resp. 1.000 en 2.500 meter. De opwerking van de B route is niet decentraal per station, maar decentraal per biogasleidingcircuit zodat deze kosten enigszins vergelijkbaar zijn met centrale opwerking. De toppen in het diagram geven het niveau van de kosten van de verschillende routes met een stationsafstand op 50 km. Weglaten van het bovenste blok geeft de vergelijking op 20 km stationsafstand en hierbeneden is de vergelijking op 10 km stations afstand te zien. Voor invoeding van groen gas wordt opgewerkt naar dezelfde Wobbe index als van het Slochteren gas, voor de andere toepassingen wordt uitgegaan van opwerking naar biomethaan. Verondersteld wordt dat de kosten nagenoeg gelijk blijven. In de praktijk zullen de kosten voor opwerking naar Wobbe index iets hoger uitvallen en gepaard aan de grotere energie inhoud van biomethaan zullen de B t/m H scenario's voordeliger uitvallen dan hier weergegeven. Hier is dus sprake van een wordt case scenario.



Figuur 62: Route vergelijking bij bron en afname van 1.000.000 Nm³/jr.

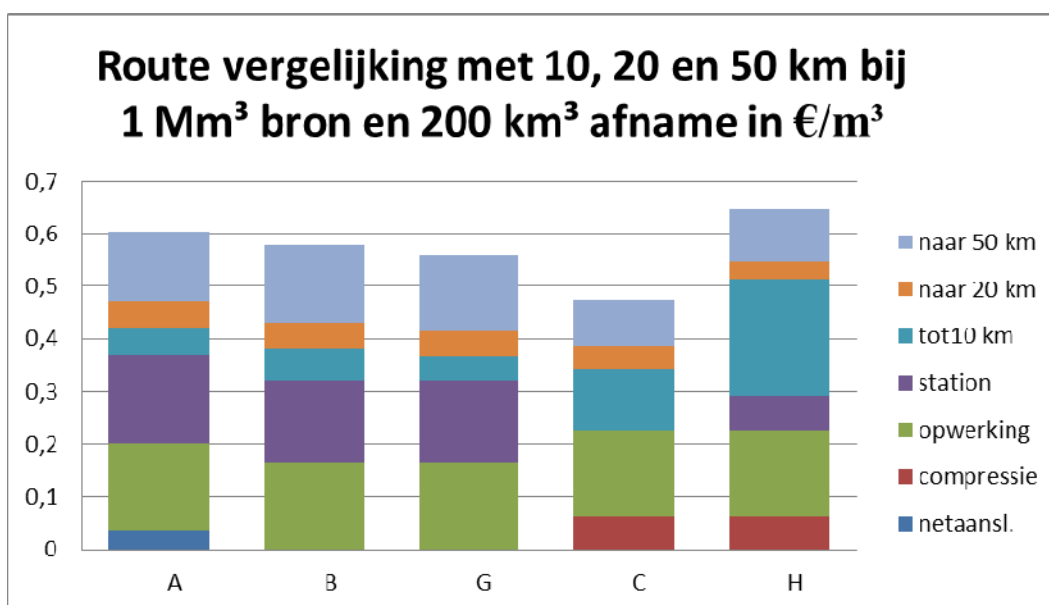
De kolomhoogten geven de kosten van de diverse opties. De totaalkosten tot 10 km tonen aan dat alle opties goedkoper zijn dan route A (netaansluiting) behalve de route L. Wordt de afstand 20 km dan is de C/H route voordeliger dan de A route en wordt de eigen pijplijn de duurste. De L route heeft echter in de stationskosten ook de extra belasting van 12 €/m³ equivalent. Zonder dit zou de kolom beneden de 0,35 €/m³ eindigen en daarmee de laagste worden op 50 km en op de andere afstanden lager dan A/B/G. Van de B/G route kan gezegd worden dat deze beter kunnen uitkomen bij een constantere afname van groen gas in de weekenden. De investeringen in de extra buffer zouden verkleind worden en de combinatie met andere afnemers het rendement verbeteren. We komen hier in de gevoeligheidsanalyse op terug. Ook voor route C geldt dat combineren van kleine vrachten naar meerdere stations tot belangrijke kosten vermindering kan lijden, zeker voor de kleinere stations.

In het algemeen geldt hier dat hoe groter de afstand hoe beter vloeibaar maken uitkomt, C/H zijn op de korte afstand gelijkwaardig en het voordeligst terwijl de B/G route onder omstandigheden zeker concurrerend is ten opzichte van net aansluiting bij deze afname en brongrootte.

We zullen nu gaan zien hoe dit beeld verandert bij afname door een station van 200.000 m³/jr. waarbij we de bron gelijk houden in de veronderstelling dat er voor het overige gas voldoende klanten zijn aangesloten. De L route is hier niet opportuun omdat we voor bio-LNG uitgegaan zijn van een station met een minimum afzet van 1 miljoen m³ equivalent, dat we voor bio-LNG als het kleinste station beschouwen.

route	A	B	G	C	H	
netaansl.	0,0356					€/m ³
compressie				0,061	0,061	€/m ³
opwerking	0,165	0,165	0,165	0,165	0,165	€/m ³
station	0,168	0,154	0,154	0	0,065	€/m ³
tot 10 km	0,051	0,062	0,048	0,117	0,223	€/m ³
additioneel naar 20 km	0,051	0,049	0,048	0,043	0,034	€/m ³
additioneel naar 50 km	0,133	0,147	0,144	0,088	0,099	€/m ³

Tabel 48: Route vergelijking voor bron 1 Mm³ en afname 200.000 m³ m.b.t. personenwagens

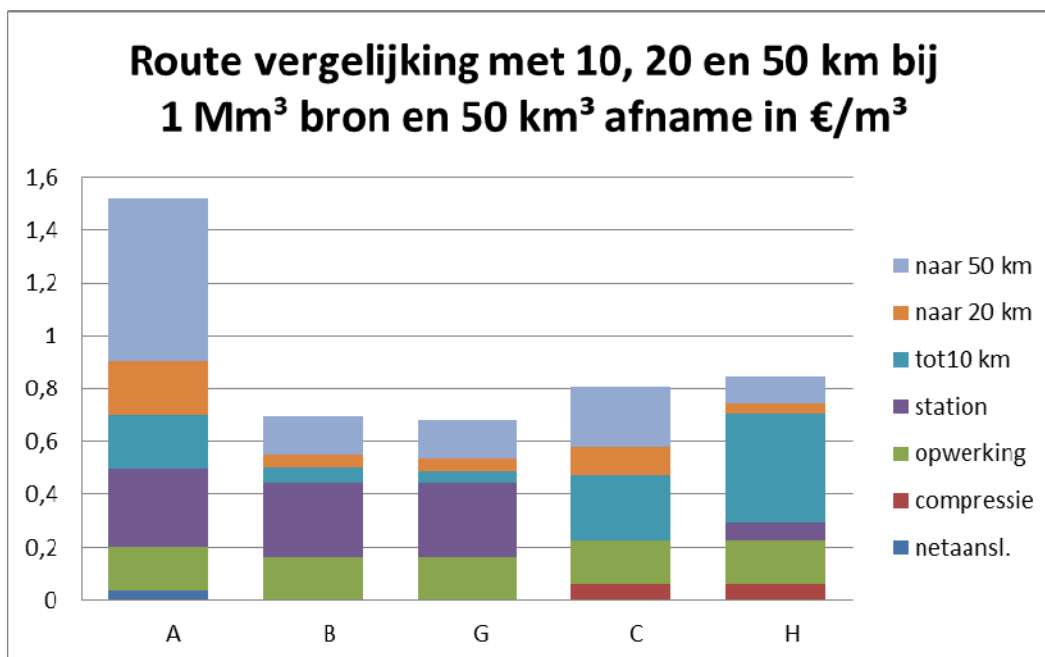


Figuur 63: Route vergelijking met bron 1 miljoen m³/jr en afname personenwagenstation van 200.000 m³/j.

In dit geval is de B/G/C route voordeliger dan de netaansluiting zelfs over de minimale afstand. Route C blijft tot op 25 km afstand voordeliger, zonder nog naar combinatietransporten te kijken. Welke trends er ontstaan, zullen we onderzoeken door ook naar de optie van het kleinste station van 50.000 m³/jr te kijken.

route	A	B	G	C	H	
netaansl.	0,036					€/m ³
compressie				0,061	0,061	€/m ³
opwerking	0,165	0,165	0,165	0,165	0,165	€/m ³
station	0,296	0,276	0,276	0	0,065	€/m ³
tot 10 km	0,204	0,062	0,048	0,249	0,416	€/m ³
additioneel naar 20 km	0,204	0,049	0,048	0,102	0,036	€/m ³
additioneel naar 50 km	0,611	0,147	0,144	0,229	0,107	€/m ³

Tabel 49: Route vergelijking voor bron 1Mm³ en afname 50.000 m³/jr.



Figuur 64: Routevergelijking met bron 1 Mm³ en afname 50.000 m³/jr.

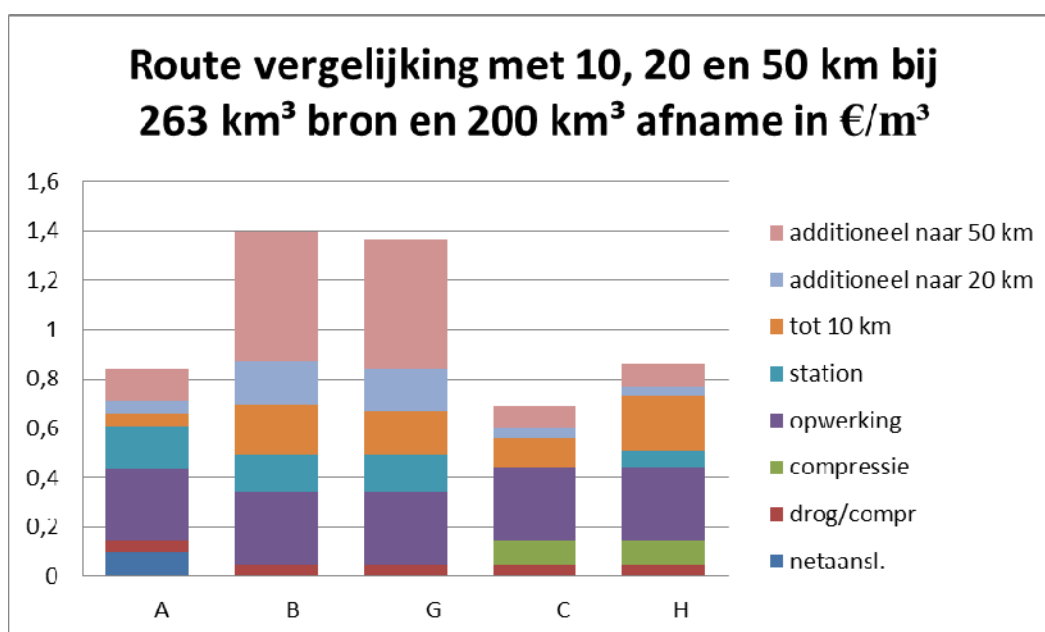
Wat direct opvalt is dat een dergelijk station het best gebruik maakt van de opties B/G/C en voor de grotere afstanden van B/G. Voor afstanden beneden de 10 km komt C het meest in aanmerking, temeer ook omdat vrachtcombinatie de kosten nog extra zal verlagen. De kosten zijn in ieder geval hoger dan voor een station van 1 miljoen Nm³ en het is dan niet opportuun dit station aan te sluiten op een kleinere bron met hogere kosten. Netverbinding is vrijwel altijd de duurste optie.

Algemene conclusie is dat er voor alle stationstypen er betere opties zijn dan via de netaansluiting. Kleine stations zijn beter af met een eigen pijpverbinding naar de bron op alle afstanden. De grotere stations zijn het meest gebaat met de C route over alle afstanden. De L route komt in deze studie onvoordelig uit vanwege de hoge extra accijnzen. Zonder dat zou de L route beter zijn dan de A/B/G route. Hierover zij nog opgemerkt dat net aansluiting ook geen alternatief is. Het gaat erom of het station beter naar vloeibaar maken kan gaan dan naar comprimeren, hetgeen vanaf 50 km het geval is. Een groter bio-LNG station verlaagt dit omslagpunt.

Het ligt voor de hand aan te nemen dat op grond van dit onderzoek de kleinere bronnen tot een kostenverhoging over de gehele linie veroorzaken. Voor het vaststellen van de trends zullen we een case opstellen; **bron 263.000 m³/jr. en afname 200.000 m³** station voor personenwagens.

route	A	B	G	C	H	
netaansl.	0,100					€/m ³
drog/compr	0,045	0,045	0,045	0,045	0,045	€/m ³
compressie				0,102	0,102	€/m ³
opwerking	0,295	0,295	0,295	0,295	0,295	€/m ³
station	0,168	0,154	0,154	0	0,065	€/m ³
tot 10 km	0,051	0,203	0,174	0,117	0,223	€/m ³
additioneel naar 20 km	0,051	0,175	0,174	0,043	0,034	€/m ³
additioneel naar 50 km	0,133	0,525	0,522	0,088	0,099	€/m ³

Tabel 50: Route vergelijking met bron 263.000 m³ groengas en 200.000 m³ afname voor personenwagenstation.



Figuur 65: Routevergelijking met bron 263.000 m³ en afname 200 km³ = 200.000 m³.

Voor het drogen en comprimeren naar 10 bar in het bronstation is met een toeslag gerekend t.o.v. het 1.000.000 m³ bronstation. Alle opties blijken duurder uit te vallen. Op alle afstanden is de C route de goedkoopste, op 20 km is de A route voordeliger dan B/G geworden. Conclusie hier is dat kleinere bronnen beter afzien van pijpleiding transport.

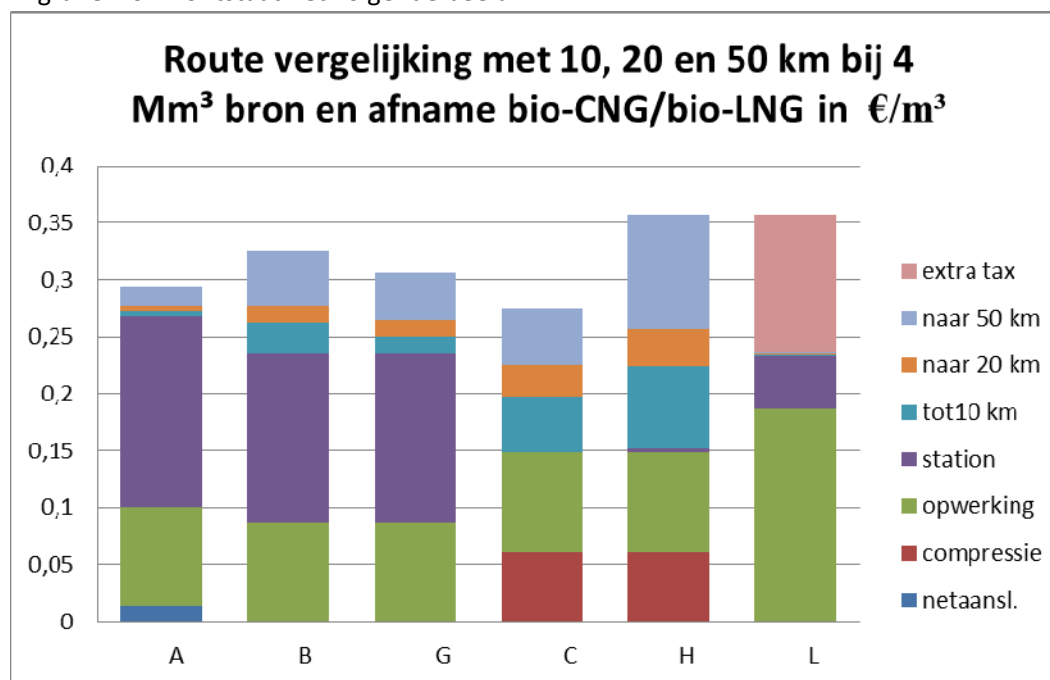
In de casus met afnames van 200.000 m³ en 50.000 m³ wordt verondersteld dat het overige gas van de bron elders wordt afgezet. We zullen nu een case bekijken waarbij al het gas naar tankstations gaat. De bron levert 4.000.000 m³/jr en er zijn drie afnemers t.w. een bio-LNG station van 2 miljoen m³ equivalent en twee stations van 1 miljoen m³/jr. We gaan ervan uit dat in geval van route B/G de twee bio-LNG stations volledig kunnen profiteren van ringleiding.

Voor de route A moeten we dan rekenen met invoeding van 2 miljoen m³. De route C/H wordt wat betreft het stationsgedeelte beschouwd alsof er 1 miljoen wordt afgenomen met voor de aanvoer vanaf de bron op het kosten niveau van 2 miljoen m³.

route	A	B	G	C	H	L	
netaansl.	0,0136						€/m ³
compressie				0,061	0,061		€/m ³
opwerking	0,087	0,087	0,087	0,087	0,087	0,187	€/m ³
station	0,167	0,149	0,149	0	0,004	0,166	€/m ³
tot 10 km	0,005	0,026	0,014	0,050	0,072	0,00086	€/m ³
additioneel naar 20 km	0,005	0,016	0,014	0,027	0,033	0,00084	€/m ³
additioneel naar 50 km	0,016	0,048	0,042	0,049	0,101	0,0026	€/m ³

Tabel 51: Route vergelijking met bron 4 miljoen m³ groengas en afname 2 miljoen equiv. m³ bio-LNG en 2 miljoen m³ bio-CNG.

In grafiekvorm ontstaat het volgende beeld:



Figuur 66: Routevergelijking met bron 4.000.000 m³ en afname 2 miljoen equiv. m³ bio-LNG en 2 miljoen m³ bio-CNG.

Voor de korte afstand zijn alle routes voordeliger dan route A behalve de L route i.v.m. extra tax. De voordeligste route is ook hier route C.

Deze studie geeft een globaal beeld weer van de mogelijkheden van transport van biogas van de bron naar het tankstation en de orde grootte van de kosten die daarmee samenhangen. Aan dit onderzoek liggen een aantal keuzes ten grondslag om te komen tot een algemeen beeld en een onderlinge vergelijking van de verschillende transportroutes. Deze keuzes zijn per onderdeel in het bijbehorende hoofdstuk beschreven. Bestaande of toekomstige situaties hebben elk hun eigen randvoorwaarden die een andere keuze, dan uit dit onderzoek zou voortvloeien, rechtvaardigen. Dit onderzoek is bedoeld om betrokken partijen inzicht te verschaffen in de verschillende mogelijkheden van benutting van biogas in de mobiliteit en welke manier van transport voor een bepaalde situatie economisch het meest interessant kan zijn.

Samengevat:

1. Dit rapport is bedoeld als leidraad voor het maken van een keuze in toekomstige projecten.
2. Dit rapport sluit geen enkele route uit, noch geeft het een voorkeur aan.
3. Dit rapport is bedoeld voor biogasproducenten, overheden en alle andere betrokkenen bij de realisatie van benutting van groengas in de mobiliteit.
4. Dit rapport schets een globaal beeld. In de praktijk kunnen dus gegronde redenen tot een andere keuze leiden dan wat het rapport voor (schijnbaar) dezelfde situatie aangeeft.

We zullen nog enkele typische kenmerken de revue laten passeren die eigen zijn aan de verschillende routes.

Kenmerken van route **A**: netaansluiting t.o.v. stand alone situaties zijn:

- Grote flexibiliteit aan de afnamekant, neemt verder toe bij lager verbruik.
- Matchen toevoer met invoedingspunt wordt lastiger met volume (meer meters pijp)²⁶
- Trend in gasverbruiksverlaging maakt match voor invoeren gevoeliger
- SDE van toepassing
- Certificatenregeling van toepassing
- Minimum aansluitlengte vereist i.v.m. kwaliteitscontrole en vereiste afschakeltijd.
- Gaskwaliteit verlagen naar netkwaliteit (meer kosten) minder actieradius.
- Weinig infrastructuur voor gas aan snelwegen.
- De afschrijvingsduur van de leidingen heeft een zwaar gewicht (30 jr vs 12 jr)
- Bio-CNG meestal voordeliger uit A/B/G/C/H dan uit bio-LCNG station vanwege de extra tax.

²⁶ Het nachtverbruik in een zomerweekend is maatgevend voor de match met de bron.

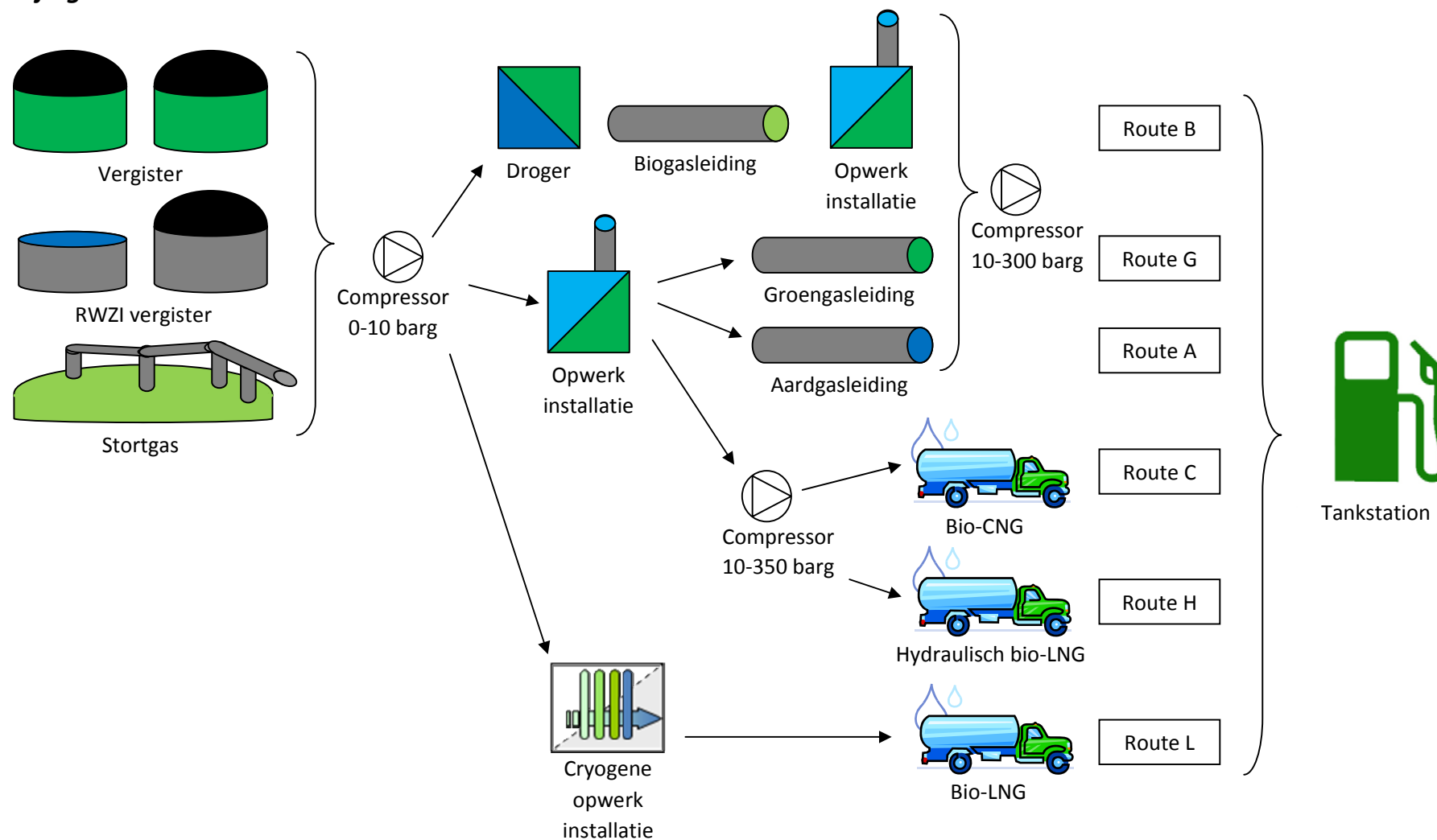
Het is opportuun daarom aan te sluiten op netwerkdelen met een hoog verbruik en daarmee belandt men in de bevolkingscentra dan wel in de industriecentra met continubedrijf ook in de weekenden.

Aansluiting op de hogere druktrappen geeft zowel vanwege het groter aantal aansluitingen, als vanwege minder drukverlies vanuit de aanvoer, de voorkeur.

Bijlagen

BIJLAGE 1	STROOMSCHEMA	84
BIJLAGE 2	AANVULLENDE VOORWAARDEN RNB GROEN GAS INVOEDERS	85

Bijlage 1 Stroomschema



Figuur 67: Stroomschema biogasproductie tot en met het opwaarderen van biogas naar groengas en transport naar het tankstation.



Bijlage 2 Aanvullende Voorwaarden RNB Groen Gas Invoeders

Aanvullende Voorwaarden RNB Groen Gas Invoeders

versie	aangemaakt door	aard wijziging	kenmerk	status
D14.0	I. Schoemaker			

Inhoud

1	Algemeen	3
2	Definities	3
3	Invoedingsinstallatie	5
4	De RNB Meet- en regelinrichting	5
5	Zakelijk recht aansluitleiding en RNB meet- en regelinrichting	6
6	Afname van het in te voeden Groen gas	6
7	Maximale capaciteit invoeding	7
8	Aansprakelijkheid	7
9	Kwaliteit van het in te voeden gas	7
10	Meetprotocol	8
11	Rapportage	9
bijlage 1	Kwaliteitseisen Groen gas	10
bijlage 2	Meetprotocol Groen gas	10

1 Algemeen

- 1.1 Deze Aanvullende Voorwaarden RNB Groen Gas Invoeders zijn aanvullende voorwaarden op de Aansluit- en transportvoorwaarden Gas – RNB zoals bedoeld in art 12b Gaswet. Deze voorwaarden maken onderdeel uit van de Aansluit- en Transportovereenkomst Gas van de regionale netbeheerder en de afnemer indien de afnemer een invoeder is van Groen gas en vullen de van toepassing verklaarde Algemene Voorwaarden Aansluit en Transport Gas van de regionale netbeheerder aan.
- 1.2 In deze Aanvullende Voorwaarden wordt hierna met de netbeheerder de regionale netbeheerder bedoeld.
- 1.3 De netbeheerder is gerechtigd alle aangeslotenen op haar gastransportnet, die op enig moment Groen gas fysiek zouden kunnen ontvangen, te informeren omtrent de identiteit van de invoeder van dit Groen gas.
- 1.4 De netbeheerder heeft het recht op basis van voortschrijdend inzicht wijzigingen in de Aanvullende Voorwaarden RNB Groen Gas Invoeders aan te brengen. Wijzigingen op deze voorwaarden worden ook van toepassing op reeds gesloten overeenkomsten waarop deze voorwaarden van toepassing zijn verklaard.

2 Definities^{*}

- **Aardgas:** Gas dat zich binnen de definitie van "gas" in de Begrippenlijst Gas onderscheidt doordat het is gewonnen uit aardgasvelden, voornamelijk CH₄ bevat en door Gas Transport Services B.V. (GTS) wordt afgeleverd op een gasontvangststation.
- **Aardgaskwaliteit:** De kwaliteit die het aardgas heeft, zoals dat gas door Gas Transport Services B.V. (GTS) op ieder afzonderlijk gasontvangststation wordt aangeboden voor verder transport op het gastransportnet van de netbeheerder.
- **Biogas:** Gas dat zich binnen de definitie van "gas" in de Begrippenlijst Gas onderscheidt doordat het een product is uit een vergistingsproces. Het bevat voornamelijk CH₄ en CO₂.
- **Stortgas:** Gas dat zich binnen de definitie van "gas" in de Begrippenlijst Gas onderscheidt doordat het een product is van een stortplaats. De samenstelling is vergelijkbaar met Biogas.

^{*}voorzover niet al opgenomen in de Gaswet en/of de begrippenlijst Gas

- **SNG:** "Synthetic Natural Gas", Gas dat een product is van vergassing van bijvoorbeeld kolen of biomassa, gevolgd door methanisering. Het bevat voornamelijk CH₄.
- **Bio-SNG:** SNG dat geproduceerd wordt uit uitsluitend biomassa.
- **Groen gas:** Bio-SNG, Biogas of Stortgas dat tot aardgaskwaliteit is opgewerkt.
- **Invoeder:** Partij die Groen gas op het transportnet invoedt op grond van een overeenkomst met de netbeheerder.
- **Invoedingsinstallatie:** De installatie, waarin zowel de productie-eenheid als de opwerkingseenheid zijn opgenomen, inclusief apparatuur die is bestemd voor het vaststellen van de kwaliteit van het Groen gas.
- **RNB Meet- en regelinrichting:** De apparatuur van de netbeheerder die is bestemd voor het vaststellen van de kwaliteit van het gas en het regelen en beveiligen van de gasdruk, inclusief een of meer noodzakelijke toebehoren, ten behoeve van een individuele invoeder.
- **Productie-eenheid:** De installatie, waarin vergisting van organisch materiaal plaatsvindt en waar alle overige maatregelen worden getroffen om een veilige en betrouwbare levering van ruw gas te kunnen realiseren.
- **Opwerker:** Partij die Biogas, Stortgas of Bio-SNG opwerkt tot Groen gas.
- **Opwerkingseenheid:** De installatie, waarin ruw gas uit de productie-eenheid, wordt opgewerkt tot aardgaskwaliteit. In de opwerkingseenheid wordt met name de CO₂ verwijderd tot het maximaal aanvaardbare niveau en worden de mogelijke sporen componenten, inclusief micro-organismen, verwijderd.
- **HEPA-filter:** (High Efficiency Particulate Air filter) een technisch hulpmiddel dat dient tot het voorkomen van de aanwezigheid van micro-organismen in Groen gas.
- **Logboek:** De registratie van alle gebruikte grondstof(fen) voor de productie van Groen gas alsmede de registratie op datum van significante wijziging(en) in de gebruikte grondstof(fen) voor de productie van Groen gas, én de registratie op datum van significante wijzigingen in het opwerkingsproces.

3 Invoedingsinstallatie

- 3.1 De productie-eenheid en de opwerkingseenheid moeten voldoen aan alle vigerende technische normen, die van toepassing zijn op dit soort installaties.
- 3.2 In de invoedingsinstallatie is alle apparatuur aanwezig om ruw gas op aardgaskwaliteit te brengen, de calorische waarde en de Wobbe-index te bepalen en de hoeveelheid op het transportnet ingevoerd Groen gas te kunnen meten en te kunnen odoriseren. In de invoedingsinstallatie zijn monsterafnamepunten aanwezig voor de kwaliteitsmeting van Groen gas. De opwerkingsinstallatie is voorzien van een bewaking, waarmee de invoeding automatisch wordt afgeschakeld indien de kwaliteit van het in te voeden gas niet overeenstemt met de aardgaskwaliteit en overige voorgeschreven kwaliteitseisen.
- 3.3 De invoedingsinstallatie is voorzien van een HEPA-filter. Dit HEPA-filter is tenminste in staat luchtpartikels te weerhouden van een diameter van 0,3 micrometer met een doeltreffendheid van minimaal 99,995%. De netbeheerder kan de invoeder opleggen een aanwezig HEPA-filter binnen een door de netbeheerder aangegeven redelijke termijn aan te passen naar de laatste stand der techniek.
- 3.4 De invoedingsinstallatie is voorzien van een drukregeling, zodat het Groen gas op een met de netbeheerder overeengekomen druk wordt ingevoerd.
- 3.5 De netbeheerder heeft de vrijheid om de tijdstippen en de frequentie te bepalen voor een monsterafname.
- 3.6 De invoeder garandeert dat op het overdrachtpunt het in te voeden Groen gas op comptabele wijze wordt gemeten door een erkend meetbedrijf.

4 De RNB Meet- en regelinrichting

De netbeheerder is gerechtigd een RNB meet- en regelinrichting in zijn gastransportnet op te nemen in verband met invoeding van Groen gas door de invoeder.

- 4.1 De RNB meet- en regelinrichting kan voorzien zijn van een op afstand bedienbare afsluitklep die wordt bediend door de netbeheerder.

- 4.2 Indien niet of niet meer aan deze voorwaarden voor invoeders wordt voldaan, zodat de gaskwaliteit, de systeemintegriteit van het gastransportnet of de veiligheid in het geding zijn, heeft de netbeheerder het recht uit voorzorg de invoeding onmiddellijk af te schakelen of te blokkeren. De netbeheerder stelt de invoeder daarvan onmiddellijk op de hoogte.

5 Zakelijk recht aansluitleiding en RNB meet- en regelinrichting

- 5.1 De eigenaar van de onroerende zaak waarop zich een invoedingsinstallatie bevindt verleent om niet aan de netbeheerder, gelijk de netbeheerder van de eigenaar aanvaardt, het recht van opstal ten behoeve van het aanleggen, in eigendom hebben, onderhouden, vervangen en zonodig verwijderen van een aansluitleiding en/of een RNB Meet- en regelinrichting op die onroerende zaak. Dit recht van opstal zal worden vastgelegd in een afzonderlijke overeenkomst tussen de eigenaar van de onroerende zaak en de netbeheerder.
- 5.2 Indien de invoeder niet tevens de eigenaar is van de onroerende zaak waarop zich de invoedingsinstallatie bevindt, dan dient de invoeder er voor in te staan dat de netbeheerder ten behoeve van noodzakelijke aansluitleiding en de gewenste RNB meet- en regelinrichting in dezelfde positie wordt gebracht als bedoeld in het voorgaande lid.

6 Afname van het in te voeden Groen gas

De invoeder van Groen gas staat er voor in dat de door hem gecontracteerde leverancier en shipper de netbeheerder garanderen dat het gehele volume aan gas dat door de invoeder op enig moment en gedurende daarvoor vastgestelde tijdseenheden op het gastransportnet wordt ingevoerd, binnen dat gedeelte van het gastransportnet waarop de invoeder is aangesloten op grond van één of meer leveringsovereenkomst(-en) wordt afgenomen door één of meer verbruikende afnemers. Invoeding en afname zijn zodanig op elkaar afgestemd dat er geen negatieve allocatie (op uurbasis) plaatsvindt.

7 Maximale capaciteit invoeding

De invoeder mag tot de overeengekomen beschikbare maximum transportcapaciteit invoeden op het gastransportnet van de netbeheerder. Indien de gasafname binnen het gedeelte van het gastransportnet waarop de invoeder is aangesloten vermindert, kan de netbeheerder een vermindering van de overeengekomen transportcapaciteit opleggen. In dat geval zal de invoeder de invoeding aanpassen. De invoeder kan geen aanspraak maken op vergoeding van schade of inkomstenderving als gevolg van deze beperking.

De netbeheerder is verplicht tot nader overleg met betrokken partijen wanneer de beschikbare transportcapaciteit lager is geworden dan de eerder overeengekomen maximale transportcapaciteit.

8 Aansprakelijkheid

- 8.1 De invoeder is verantwoordelijk voor en staat garant voor de kwaliteit van het door hem ingevoede gas. De invoeder is aansprakelijk voor alle schade die (rechts-) personen lijden in verband met het door hem ingevoede gas, daaronder begrepen alle schade die de netbeheerder lijdt aan de aansluiting, de hoofdleiding of andere bedrijfsmiddelen.

Indien en voor zover de invoeder in verband met de productie en invoeding van gas schade heeft veroorzaakt bij een derde, voor welke schade deze derde de netbeheerder aansprakelijk heeft gesteld, is de invoeder verplicht de netbeheerder volledig te vrijwaren voor hetgeen de netbeheerder aan die derde gehouden is te vergoeden, alsmede voor hetgeen de netbeheerder aan kosten daartoe dient te maken.

De netbeheerder is gehouden met de invoeder af te stemmen alvorens de netbeheerder claims van een derde ten gevolge van gas invoeding honoreert.

- 8.2 Met het oog op voornoemde aansprakelijkheid en vrijwaring, dient de invoeder van gas zich ten behoeve van te vergoeden schade en kosten aan de netbeheerder te verzekeren tot ten minste € 1.000.000,- per gebeurtenis. Aan de netbeheerder dient op eerste verzoek de verzekeringspolis te worden overgelegd.

9 Kwaliteit van het in te voeden gas

- 9.1 De kwaliteitseisen waaraan Groen gas op het moment van invoeden moet voldoen zijn geformuleerd in bijlage 1. Voortschrijdend inzicht kan leiden tot wijzigingen in de kwaliteitseisen van Groen gas. De invoeder garandeert dat het in te voeden Groen gas voldoet aan de kwaliteitseisen in bijlage 1. Aanvullende eisen ten gevolge

van een (blijvende of tijdelijke) bijzondere situatie bij een invoeder kunnen worden opgenomen in de Aansluit- en transportovereenkomst.

9.2 Aanvullend aan het bepaalde in art 3.3.7. van de Aansluit- en transportvoorwaarden Gas – RNB, zorgt de invoeder er voor dat de opwerker aan de netbeheerder desgewenst inzicht verschaft in de online meetgegevens.

9.3 De calorische waarde van het in te voeden Groen gas dient gelijk of hoger te zijn aan/dan de calorische waarde van het door GTS via het gasontvangststation op het betreffende gastransportnet ingevoede aardgas. De netbeheerder stelt in de Aansluit- en transportovereenkomst vast welke calorische waarde het in te voeden Groen gas ten minste moet hebben. Eventuele verliezen doordat het in te voeden gas op enig moment een hogere calorische waarde heeft dan het door GTS ingevoede gas komen voor rekening van de invoeder.

10 Meetprotocol

10.1 De invoeder dient door middel van metingen (continu en discontinu) aan te tonen dat het door hem in te voeden Groen gas voldoet aan de gestelde kwaliteitseisen, zoals deze zijn vermeld in bijlage 1 van deze voorwaarden. Continu-metingen dienen te worden verricht met behulp van on-line metingen.

10.2 In bijlage 2 is opgenomen welke componenten van Groen gas tenminste continu op kwaliteit gemeten dienen te worden. Indien en zodra het Groen gas niet meer voldoet aan de in bijlage 1 vermelde grenswaarden dient de invoeder de invoeding van het gas onmiddellijk en automatisch te staken. De invoeder maakt daarvan eveneens onmiddellijk melding aan de netbeheerder.

10.3 De invoeder dient ten minste twee keer per jaar een discontinue controlemeting te laten uitvoeren door een onafhankelijke gekwalificeerde instantie voor de in bijlage 2 opgenomen componenten van Groen gas. Uit deze controlemetingen moet blijken dat het Groen gas voor de betreffende componenten voldoet aan de voorgeschreven waarden. Indien niet aan de voorgeschreven waarden wordt voldaan, dient de invoeder de invoeding van het gas onmiddellijk te staken. De invoeder maakt daarvan eveneens onmiddellijk melding aan de netbeheerder.

- 10.4 De opstartfase voor de productie van Groen gas wordt afgesloten nadat de invoeder heeft aangetoond, door middel van controlemetingen door een onafhankelijke gekwalificeerde instantie, dat het in te voeden gas voldoet aan alle kwaliteitseisen voor Groen gas (bijlage 1). De invoeder voert de controlemetingen (continu/discontinu) uit nadat de opstartfase is afgesloten. De aansluiting van de invoeder wordt niet eerder geactiveerd dan nadat de opstartfase is afgerond en de eerste volledige controlemeting met positief resultaat is afgerond.
- 10.5 Bij wijzigingen in het vergistings- of opwerkingsproces wordt dezelfde procedure doorlopen als bij de opstartfase. Hiervan kan uitsluitend afgeweken worden indien de invoeder met redenen omkleed motiveert, dat bij de wijziging(-en) geen verandering van de kwaliteit van het in te voeden Groen gas is te verwachten.
- 10.6 De invoeder dient de goede werking van de odoriseerinrichting continu te bewaken (odorant-injectie). Optredende storingen dienen onmiddellijk door de invoeder te worden verholpen en direct en automatisch gemeld te worden aan de netbeheerder.
- 10.7 De meetgegevens dienen tenminste 5 jaar door de invoeder bewaard te worden en desgewenst overhandigd te worden aan de netbeheerder.

11 Rapportage

- 11.1 In het kader van certificering van Groen gas dient te zijn voldaan aan de eisen die hieromtrent gesteld gaan worden door de Issuing Body voor certificering (conform de methodiek die nu voor groene stroom uit biomassa wordt gehanteerd).
- 11.2 De invoeder van Groen gas dient een logboek bij te houden. De invoeder is verantwoordelijk voor de logboeken en dient deze gedurende tenminste zeven jaar na datum van opmaak beschikbaar te houden, ook indien de invoeding van Groen gas is gestaakt. De invoeder verstrekt de netbeheerder één maal per jaar een gewaarmerkte kopie van de logboeken.
- 11.3 Bij een significante wijziging van de grondstoffen of van het opwerkingsproces dient de invoeder dit van te voren schriftelijk te melden aan de netbeheerder.
- 11.4 De invoeder draagt er zorg voor dat de meetresultaten van de discontinue controlemetingen en de frequentie van deze controlemetingen (die tenminste twee maal per jaar zullen plaatsvinden), zoals deze zijn afgesproken met de netbeheerder, worden vastgelegd in een keuringsrapport.
- 11.5 Keuringsrapporten worden volledig overhandigd aan de netbeheerder.

bijlage 1 Kwaliteitseisen Groen gas

Fysische eigenschappen	Bandbreedte	Eenheid
Calorische bovenwaarde	34,5 – 36,0	MJ/m ³ (n)
Wobbe-index	43,46 – 44,41*	MJ/m ³ (n)

Hoedanigheden	Grenswaarde	Eenheid
Waterdauwpunt (8 bar)	-10*	°C
Temperatuur (in te voeden gas)	0 – 20*	°C
Zwavel (totaal)	45*	mg/m ³ (n)
Anorganisch gebonden zwavel H ₂ S	5	mg/m ³ (n)
Mercaptanen	10*	mg/m ³ (n)
Odorantgehalte (THT)	> 10, nom 18 < 40	mg/m ³ (n)
Ammoniak	3*	mg/m ³ (n)
Chloorhoudende verbindingen	50*	mg/m ³ (n)
Fluorhoudende verbindingen	25*	mg/m ³ (n)
Waterstof Chloride	1*	ppm
Waterstof cyanide	10*	ppm
Koolmonoxide (CO)	1*	mol %
Kooldioxide in droge gasnetten CO ₂	≤ 10,3 [†]	mol %
BTX (benzeen, toluen, xyleen)	500*	ppm
Aromatische koolwaterstoffen	1*	mol %
Zuurstof in droge gasnetten	0,5	mol %
Waterstof	12*	vol %/ m3
Methaangel	> 80	-
Stof	technisch vrij	-
Siloxanen	5*	mg/m ³ (n)
Ruikbaarheid	voldoende	-
Fosfine	technisch vrij	-
Pathogenen / corrosieve micro-organismen	technisch vrij*	-

* De minimale waarde dient gelijk of hoger te zijn aan de calorische waarde van het door GTS op het betreffende netvlak ingevoede aardgas, zie 9.3

[†] Het percentage CO₂, afhankelijk van de Wobbe-index en samenstelling van het gas, mag maximaal 10,3 % zijn.

* Er wordt onderzoek gedaan naar de onderbouwing van deze specificaties. Dit onderzoek kan leiden tot aanpassingen van deze specificaties.

bijlage 2 Meetprotocol Groen gas

Fysische eigenschappen	Continu meten		Discontinuu meten	
	t.b.v RNB	t.b.v shipper		
Calorische bovenwaarde			x	2x per jaar
Wobbe-index		x	x	2x per jaar
Hoedanigheden				
CH ₄	x		x	2x per jaar
H ₂ S	x		x	2x per jaar
CO ₂	x		x	2x per jaar
O ₂	x		x	2x per jaar
N ₂	x		x	2x per jaar
Temperatuur	x		x	2x per jaar
Druk	x		x	2x per jaar
Waterdauwpunt	x		x	2x per jaar
Zwavel (totaal)			x	2x per jaar
Mercaptanen			x	2x per jaar
Odorantgehalte (THT)			x	2x per jaar
Ammoniak			x	2x per jaar
Chloorhoudende verbindingen			x	2x per jaar
Fluorhoudende verbindingen			x	2x per jaar
Waterstof Chloride (HCl)			x	2x per jaar
Waterstof cyanide (HCN)			x	2x per jaar
Koolmonoxide (CO)			x	2x per jaar
BTX (benzeen, toluen, xyleen)			x	2x per jaar
Aromatische koolwaterstoffen			x	2x per jaar
Waterstof			x	2x per jaar
Siloxanen			x	2x per jaar
Stof			x	2x per jaar
Fosfine			x	2x per jaar
Micro-organismen			x	2x per jaar
Volume / dichtheid				
m ₃ invoedingsgas		x	x	2x per jaar
m ₃ /h invoedingsgas		x	x	2x per jaar
Soortelijke massa			x	2x per jaar