

**CE**

**Oplossingen voor  
milieu, economie  
en technologie**

Oude Delft 180

2611 HH Delft

tel: 015 2 150 150

fax: 015 2 150 151

e-mail: ce@ce.nl

website: www.ce.nl

Besloten Vennootschap

KvK 27251086

## **Energiebesparing in de Nederlandse aardgasketen**

Verkenning naar besparingspotentieel  
en ketenafhankelijkheid

### **Rapport**

Delft, juni 2005

Opgesteld door: J. (Jessica) van Swigchem  
H.J. (Harry) Croezen  
L.J. (Rens) Kortmann  
F.J. (Frans) Rooijers



# Colofon

Bibliotheekgegevens rapport:

Jessica van Swigchem, Harry Croezen, Rens Kortmann en Frans Rooijers  
Energiebesparing in de Nederlandse aardgasketen  
Besparingspotentieel, kosten, baten en ketenafhankelijkheid van maatregelen  
Delft, CE, 2005

Aardgas / Energiebesparing / Bedrijfsbeleid / Ketenbeheer / Procestechnologie /  
Winning / Transport / Compressoren /

Publicatienummer: 05.6674.42

Alle CE-publicaties zijn verkrijgbaar via [www.ce.nl](http://www.ce.nl)

Opdrachtgevers: Nogepa, Gasunie, Essent Energie en SenterNovem.

Deze studie is uitgevoerd in het kader van de tweede meerjarenafspraken energie efficiency (MJA2) op initiatief van Nogepa. Meer informatie over de studie is te verkrijgen bij de projectleider Jessica van Swigchem.

© copyright, CE, Delft

## **CE**

### **Oplossingen voor milieu, economie en technologie**

CE is een onafhankelijk onderzoeks- en adviesbureau, gespecialiseerd in het ontwikkelen van structurele en innovatieve oplossingen van milieuvraagstukken. Kenmerken van CE-oplossingen zijn: beleidsmatig haalbaar, technisch onderbouwd, economisch verstandig maar ook maatschappelijk rechtvaardig.

## **CE-Transform**

### **Visies voor duurzame verandering**

CE-Transform, een business unit van CE, adviseert en begeleidt bedrijven en overheden bij veranderingen gericht op duurzame ontwikkeling.

De meest actuele informatie van CE is te vinden op de website: [www.ce.nl](http://www.ce.nl)

Dit rapport is gedrukt op 100% kringlooppapier.

## Voorwoord

De Nederlandse gasketen – producenten, transporteurs en eindverbruikers – heeft haar krachten gebundeld om na te denken over mogelijkheden voor energiebesparing. Dit rapport beschrijft het samenwerkingsproces en de inhoudelijke mogelijkheden die zijn onderzocht.

Het rapport is tot stand gekomen met medewerking van vele personen bij de betrokken partijen in de gasketen. Wij danken allen die gegevens hebben aangeleverd, de berekeningen en rapportages van commentaar hebben voorzien en met ons mee hebben gedacht langs deze weg van harte voor hun inspanningen en betrokkenheid.

De voor deze studie in het leven geroepen begeleidingscommissie danken we daarnaast voor hun bereidheid om aanspreekpunt te zijn voor ons en ons de weg te wijzen binnen hun organisatie naar de diverse experts.



# Inhoud

Samenvatting	1
Specialist summary	5
1 Inleiding	11
1.1 Achtergrond	11
1.2 Doel project en afkadering	12
1.3 Leeswijzer	13
2 Energiegebruik in de Nederlandse aardgasketen	15
2.1 Energiefuncties in de drie ketenschakels	15
2.2 Energiegebruik	16
2.3 Parameters van energiegebruik	18
2.3.1 Kwaliteit van het gas	18
2.3.2 Fluctuatie in het debiet	18
2.3.3 Druk	18
2.3.4 Transportafstand	19
2.4 Kapstok voor maatregelen	19
3 Ketenmaatregelen voor energiebesparing	21
3.1 Groslijst van maatregelen	21
3.1.1 Fluctuaties in debiet: uitdempen	23
3.1.2 Druk: verlagen	23
3.1.3 Kwaliteit van het gas: specificaties verruimen	24
3.1.4 Transportafstand: verkorten	26
3.1.5 Overige maatregelen	26
3.2 Selectie	27
3.3 Shortlist	28
4 Uitwerking maatregelen I	29
4.1 Korte beschrijving van de maatregelen	29
4.1.1 Drukverlaging	30
4.1.2 Ruimere spreiding gaskwaliteit	33
4.1.3 Optimalisatie bedrijfsvoering gasproductie	33
4.2 Energiebesparing en emissiereductie	34
4.2.1 Energiebesparing	34
4.2.2 Emissiereductie	37
4.3 Kosten en baten	38
4.4 Ketenaafhankelijkheden	39
4.4.1 Drukverlaging	39
4.4.2 Ruimere spreiding gaskwaliteit	41
4.4.3 Optimalisatie bedrijfsvoering gasproductie	43

5	Uitwerking maatregelen II	45
5.1	Maatregel 'directe levering'	45
5.1.1	Algemeen	45
5.1.2	Energiebesparing	46
5.1.3	Emissies	49
5.1.4	Kosten	49
5.1.5	Ketenafhankelijkheden	49
5.2	Maatregel 'lokaal elektriciteit opwekken'	50
5.2.1	Algemeen	50
5.2.2	Energiebesparing	51
5.2.3	Kosten en emissies	52
5.2.4	Ketenafhankelijkheden	53
5.3	Maatregel 'gedifferentieerd tarief'	53
5.3.1	Algemeen	53
5.3.2	Energiebesparing mogelijk?	54
5.3.3	Ketenafhankelijkheden	54
6	Ordering van maatregelen	55
6.1	Energiebesparing	55
6.2	Kosten en baten	56
6.3	Ketenafhankelijkheden	57
6.4	Ordering en selectie	57
7	Conclusies en aanbevelingen	61
7.1	Algemene conclusies	61
7.2	Potentiële maatregelen voor haalbaarheidsstudie	62
7.3	Aanbevelingen voor eventueel vervolgonderzoek	64
A	Uitwerking maatregel 'drukverlaging HTL in zomer'	69
B	Uitwerking maatregel 'off-shore drukverlaging'	77
C	Uitwerking maatregel 'vraagafhankelijke drukverlaging'	83
D	Uitwerking maatregel 'ruimere spreiding gaskwaliteit'	85
E	Uitwerking maatregel 'optimalisatie bedrijfsvoering gasproductie'	87
F	Achtergrond 'directe levering' en 'lokaal elektriciteit opwekken'	91
G	Resultaten van de eerste workshop	93
H	Toelichting bij selectie van maatregelen	95
I	Interviews en workshopdeelnemers	103
J	Lijst van gebruikte afkortingen	105

# Samenvatting

In de aardgasketen is een belangrijke energiebesparing te bewerkstelligen. De aardgasketen vertegenwoordigt met 37 PJ ongeveer vijf procent van het Nederlandse industriële energieverbruik. Uit een voorlopige schatting in deze studie blijkt dat op de lange termijn bijna 10% van dit huidige energieverbruik kan worden bespaard. Daarmee kan mede invulling worden gegeven aan nationale doelstellingen voor energiebesparing en CO<sub>2</sub>-emissiereductie, zoals vastgelegd in meerjarenafspraken en Kyoto-protocol. Bovendien kunnen de maatregelen de sector een structurele kostenbesparing opleveren.

## ***Samenwerking in de aardgasketen***

Voorwaarde voor de energiebesparing is dat de bedrijven in de aardgasketen met elkaar samenwerken. In deze studie is daartoe een aanzet gegeven. Middels interviews en een tweetal workshops hebben de deelnemers vele energiebesparingsopties verkend. Daarbij is de gehele keten bekeken: van gaswinning uit de reservoirs, gasbehandeling, droging en menging van het gas, transportcompressor- en gasontvangststations, tot aan de gasmeter bij eindgebruikers.

Aan deze verkenning van het energiebesparingspotentieel werkten alle onderdelen van de aardgasketen mee. Vertegenwoordigd waren de gasproducenten, verenigd in de brancheorganisatie NOGEPA<sup>1</sup>, Gasunie en Essent Energie. De studie werd gefaciliteerd door SenterNovem.

## ***Energieverbruik in de aardgasketen***

Uit de inventarisatie komt allereerst naar voren dat vier schakels in de gasketen relatief veel energie gebruiken.

- 1 Het op gewenste druk brengen van aardgas dat wordt gewonnen uit gasvelden (ofwel depletie-compressie, goed voor 43% van het totaalverbruik).
- 2 Het scheiden, drogen en zuiveren van het gewonnen gas (gasbehandeling, 27%).
- 3 Het op druk houden van het gas in de leidingen om doorstromen te bevorderen (transportcompressie, 11%).
- 4 Het bijmengen van aardgas met stikstof om de juiste calorische waarde van het gas te bereiken. De productie van stikstof vergt 8% van het totale energieverbruik<sup>2</sup>.

Vier factoren zijn van invloed op dit energieverbruik. De gewenste kwaliteit van het gas, de druk van het gas, de fluctuaties in de gasstroom (debiet) en de afstand waarover het gas moet worden getransporteerd.

---

<sup>1</sup> Netherlands Oil and Gas Exploration and Production Association.

<sup>2</sup> Stikstof toevoeging verlaagt de calorische waarde van hoogcalorisch gas uit het buitenland en sommige kleinere Nederlandse velden, waardoor het van dezelfde kwaliteit wordt als het lager calorische gas uit het grote Groningerveld ('Slochteren'). De aardgastoeestellen in Nederland zijn van oudsher afgestemd op dit 'Groningengas'.

### **Top 3 kansrijke maatregelen**

Uit een combinatie van deze vier schakels en de vier factoren volgde een groenlijst van 21 maatregelen, die eerst is ingedikt tot een shortlist van acht maatregelen voor nader onderzoek. Hieruit kwam een 'top 3' van meest kosteneffectieve besparingsmaatregelen naar voren. Deze top 3 heeft de meeste potentie voor energie- en kostenbesparingen en lijkt de minste technische en organisatorische aanpassingen in de aardgasketen te vergen, zo blijkt uit deze verkenning. (Een totale beschrijving van de shortlist is afgedrukt in de hoofdstukken 4 en 5). Voor deze drie is dan ook afgesproken om de haalbaarheid nader in kaart te brengen.

#### **1 *Spreading van de gaskwaliteit***

Dat betekent meer dan nu variëren in de calorische waarde van het Groningen gas. Dat kan bijvoorbeeld door minder of geen stikstof toe te voegen bij het omzetten van hoogcalorisch gas naar Groningen gas. De energiebesparing kan dan tweeledig zijn: er hoeft minder stikstof te worden geproduceerd en er hoeft minder volume gas te worden getransporteerd. Volgens een eerste schatting in deze verkenning zou dat binnen enkele decennia 2600 TJ energie per jaar besparen en € 11 miljoen per jaar opleveren. Voorwaarde voor het achterwege laten van de toevoeging van stikstof is wel dat de Nederlandse gastoestellen de variatie in calorische waarde aankunnen. Een moderne HR-ketel kan dat al, een keukengeiser niet. Aandachtspunten zijn veiligheidsrisico's en het rendement van de toestellen bij een variërende gaskwaliteit. Op korte termijn kunnen al de eerste stappen worden gezet. Grootverbruikers kunnen bijvoorbeeld in sommige gevallen overstappen op hoogcalorisch gas. Uit een voorlopige schatting blijkt dat dit jaarlijks een besparing oplevert van 440 TJ energie en € 1,8 miljoen.

#### **2 *Lokaal opwekken van elektriciteit***

Op het moment dat een aardgasreservoir economisch gezien gedepleteerd is, kunnen de laatste restanten aardgas met generatoren in stroom worden omgezet. Door verkorting van de keten zou 270 tot 800 TJ energie per jaar bespaard kunnen worden. Over de kostenbesparing hiervan doet deze verkennende studie geen uitspraak.

#### **3 *In de zomer de druk op het hoofdtransportleidingennet (HTL) verlagen***

In de zomer is immers minder vraag naar aardgas, en is minder energie nodig om de gasstroom in het net te waarborgen. De verkenning schat de jaarlijkse besparing op 110 TJ en € 380.000.

Van de optie '*optimalisering van de bedrijfsvoering in de gasproductie*' kan in deze studie niet worden vastgesteld of een haalbaarheidsstudie interessant is. Kernpunt van deze optie is om gasproducenten beter te laten samenwerken zodat een situatie ontstaat die energetisch optimaal is. Volgens een ruwe schatting kan dat jaarlijks 150 TJ energie en € 500.000 opleveren. Bij diverse ketenpartijen leven echter verschillende ideeën over de operationele haalbaarheid. Nader onderzoek is daarom wenselijk.



### ***Het vervolg***

De betrokken partijen voelen zich verantwoordelijk voor de nadere uitwerking van de drie maatregelen. Zij gaan hiermee aan de slag. Er zijn afspraken gemaakt over 'projecttrekkers', aandachtspunten voor onderzoek, bijeenkomsten om de voortgang te bespreken en rapportage richting het Ministerie van EZ.



## Specialist summary

As part of national policy efforts on energy conservation and CO<sub>2</sub> emissions reduction<sup>3</sup> several key organisations proposed that a study be carried out in the domain of the Dutch natural gas supply chain. The aim of the study was to assess the scope for reducing energy consumption through inter-party collaboration. The parties concerned – the Netherlands Oil and Gas Exploration and Production Association (NOGEP) representing all the oil and gas production companies operating in the Netherlands, Gasunie, and Essent Energie – all have major interests in one or more links of the gas chain and are collaborating on this project with the government agency for sustainability and innovation SenterNovem.

The specific goal of the study was: *To provide insight into the scope for achieving energy savings in the gas supply chain, through collaboration among the parties operating the chain, and the potential savings to be achieved.*

This report does not reflect a full feasibility study. Instead, it provides an indication of potential reductions in energy use and cost savings as well as insight in the non-technical ramifications that are associated with specific measures.

The gas supply chain is here taken to comprise the production and transportation of natural gas from (Dutch) reservoirs to (Dutch) final consumers. For a select set of measures, this study reviews the (direct and indirect) potential savings on primary and secondary energy use and the resultant cuts in CO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub> and methane emissions. The approximate costs and benefits of each of the measures are also estimated and their wider ramifications within the supply chain briefly described.

### **Energy consumption of the Dutch gas supply chain**

Energy consumption in the gas supply chain derives from main four operational functions:

- 1 *Depletion-compression (appr. 43% of total energy use in the chain):* to compress produced reservoir gas to the required pressure.
- 2 *Gas treatment (appr. 27%):* separation and drying of the gas.
- 3 *Transport compression (appr. 11%):* to maintain the gas at the required pipeline pressure.
- 4 *Nitrogen production (appr. 8%):* for the N<sub>2</sub> added to the natural gas for on-spec product regarding calorific value.

The energy consumed by each of these functions is governed by four basic parameters:

- 1 Required gas quality.
- 2 Prescribed gas pressure.
- 3 Fluctuations in throughput.
- 4 Transport distances.

---

<sup>3</sup> As detailed in long-term agreements with industry, the Kyoto commitments and elsewhere.

The first two parameters provide the greatest opportunity for energy savings, because an ability to handle a wider range of values in these parameters offers greatest scope for cutting energy consumption.

### ***Energy-saving measures***

With reference to these four parameters, and after interviews with representatives of the parties operating the supply chain, a first list of 21 potential conservation measures was drawn up. This list was then discussed at a workshop, where measures were prioritised. Finally, a number of selection criteria were used to prepare a shortlist of measures that were examined in detail:

- Pressure reduction high-pressure pipeline network (HPN) in summer.
- Offshore pressure reduction.
- Demand-driven pressure reduction.
- Wider variation in gas quality (calorific value).
- Energetically optimised coordination of production.
- Direct delivery to end user.
- Local power generation at near-depleted gas fields.
- Differentiated tariffs.

These measures are described in chapters 4 and 5 of the report.

### ***Further elaboration of measures***

The first five of these measures were elaborated in some detail, the other three more broadly, focusing on three issues:

- 1 Environmental impact (energy savings, emissions reduction).
- 2 Financial costs and benefits.
- 3 Non-technical ramifications.

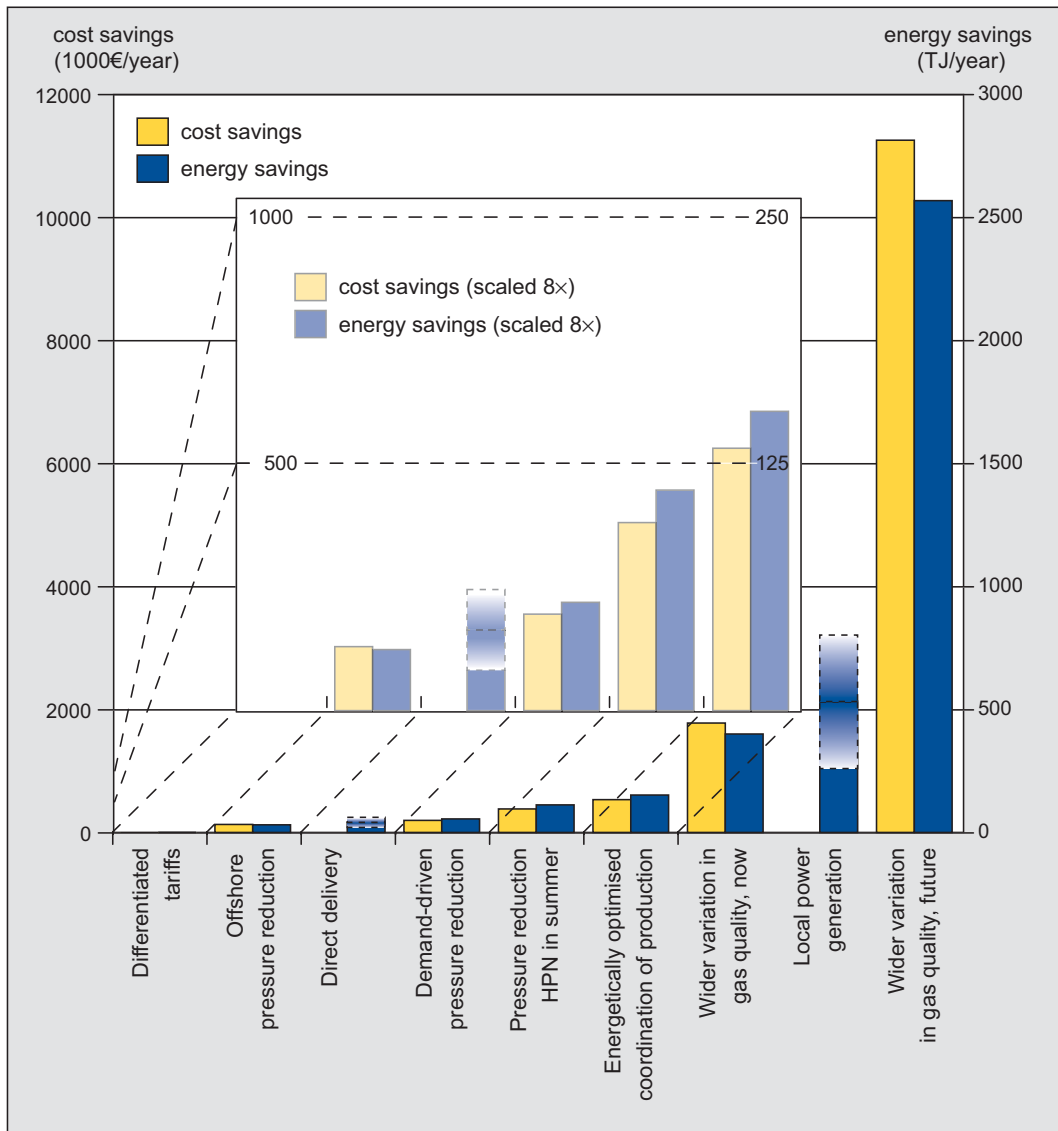
A synopsis of the first two issues, potential energy savings and cost savings of each of the cited measures, is provided in Figure 1.

The third issue, 'Non-technical ramifications', refers to the organisational and other non-technical consequences of implementing these measures. The following issues were considered:

- Security and flexibility of supply.
- Gas quality.
- Allocation of costs and benefits.
- Contracts and other arrangements among supply-chain parties.



Figure 1 Energy savings and cost savings of the cited measures



Uncertainty margins indicated as colour gradients. The cost savings of three measures were not calculated since these measures were studied only broadly. They are 'direct delivery to end user'; 'local power generation at near-depleted gas fields'; and 'differentiated tariffs'. The inset is a scaled version of the six measures yielding the lowest savings.

### Most promising measures

In terms of energy savings, economics and non-technical ramifications, the following measures were deemed most promising:

- 1 Wider variation in gas quality (calorific value):
  - a Short term: make full use of current specs by admixing less nitrogen when converting high-caloric gas into low-caloric 'Groningen' gas (see below for a more detailed description).
  - b Long term: establish more flexible future specs in order to phase out nitrogen admixing altogether (see below).
- 2 Local power generation at near-depleted fields.
- 3 Pressure reduction HPN in summer.

A remark is in place here. 'Wider variation in gas quality' is an option that can be implemented only slowly over a period of decades. In the short term, the current limits for calorific value could possibly be relaxed somewhat without requiring any changes to household appliances, while some large-scale users could switch to gas with high calorific value. Medium-scale users and households would then have several decades to switch, with the latter having to gradually replace appliances by units designed for a wider range of product. Subjects for further study include the safety and energy efficiency of such 'broadband' appliances.

A survey of the anticipated environmental effects and cost savings, as well as the most significant non-technical ramifications of the most promising measures is provided in Table 1.

Table 1 Survey of the anticipated environmental effects and cost savings, as well as the non-technical ramifications of the most promising measures

Measure name	Anticipated environmental effect	Anticipated cost savings (€/ year)		Non-technical ramifications
1a Wider variation in gas quality (calorific value) – Long Term	Energy savings: 2,600 TJ/year Emissions reduction: <ul style="list-style-type: none"> <li>• 77 tonne/year (NO<sub>x</sub>)</li> <li>• 160 ktonne/year (CO<sub>2</sub>)</li> <li>• 37 tonne/year (CH<sub>4</sub>)</li> </ul>	€ 11,000,000 (excluding adaptation costs of end user appliances)		<ul style="list-style-type: none"> <li>• All parties gain benefits</li> <li>• More flexibility (transport, end use parties)</li> <li>• Impact on gas quality</li> <li>• Need for adaptation of contracts/agreements</li> <li>• Need for adaptation/phasing out of end user appliances</li> </ul>
1b Wider variation in gas quality (calorific value) – Short Term	Energy savings: 400 TJ/year Emissions reduction: <ul style="list-style-type: none"> <li>• 12 tonne/year (NO<sub>x</sub>)</li> <li>• 25 ktonne/year (CO<sub>2</sub>)</li> <li>• 6 tonne/year (CH<sub>4</sub>)</li> </ul>	€ 1,800,000		<ul style="list-style-type: none"> <li>• Benefits for Gas-transport Services</li> <li>• More flexibility (transport)</li> <li>• Low impact on gas quality</li> </ul>
2 Local power generation at near-depleted fields	Energy savings: 270 – 800 TJ/year Emissions reduction: pm	Gas engine with a power of 1 – 5 MW <sub>e</sub>	Total costs € 1 – 5 million	<ul style="list-style-type: none"> <li>• No substantial bottlenecks of non-technical nature</li> <li>• Requires choices for and maintenance of equipment for power generation (share of responsibilities)</li> </ul>
		ORC integrated on a gas engine with a power of 0.15 – 0.75 MW <sub>e</sub>	Total costs € 0.3 – 1.5 million	
3 Pressure reduction HPN in summer	Energy savings: 110 TJ/year Emissions reduction: <ul style="list-style-type: none"> <li>• 18 tonne/year (NO<sub>x</sub>)</li> <li>• 6 ktonne/year (CO<sub>2</sub>)</li> <li>• 6 tonne/year (CH<sub>4</sub>)</li> </ul>	€ 382,000		<ul style="list-style-type: none"> <li>• Costs and benefits non-equally divided</li> <li>• Reduced flexibility (transport and end user parties)</li> <li>• Need for adaptation of contracts between producers and Gas-transport Services</li> </ul>

Numbers were rounded off to two significant figures.



The overall potential of one measure, the energetically optimised coordination of production, could not be determined definitely. Although the measure has a good potential for energy and cost savings, some parties in the gas supply chain did not foresee its application in the way it was proposed in the context of this study, due to its complicated non-technical ramifications. However, other parties claimed that the measure should be examined more closely and that alternatives for application may be easier to realise. The potential of this measure therefore remains undecided. The four remaining measures, however, were deemed not feasible due to low revenues and/or large numbers of non-technical problems.

### ***Follow-up***

Currently, there is a certain momentum among the participating parties to continue their efforts to save energy. They feel responsible to contribute to national targets of energy conservation and CO<sub>2</sub> emissions reduction. In a follow-up phase the promising measures selected above will be elaborated in more detailed studies before they are implemented if so desired. The parties involved in this study have identified coordinators to further study the measures. Moreover, the Ministry of Economic Affairs will be contacted for collaboration. Progress is discussed before the end of the year and reported to the Ministry of Economic Affairs through the yearly reports on energy conservation (*Rapportage Meerjarenafspraken*).





# 1 Inleiding

## 1.1 Achtergrond

Het nationale beleid inzake energiebesparing en CO<sub>2</sub>-reductie is geconcretiseerd in onder andere de Meerjarenaafspraken Energiebesparing (MJA). De Olie- en gaswinningsindustrie heeft in het kader van de MJA1 vooral energie-efficiency maatregelen genomen 'binnen het hek' (inclusief reductie van venten en fakkelen). In december 2001 is de branche toegetreden tot de MJA2. Hierin wordt, naast een verdere reductie van het energiegebruik 'binnen het hek' ook de mogelijkheid geboden voor energie- en CO<sub>2</sub>-besparing in de keten via de zogenoemde Verbredingsthema's. De gedachte daar achter is, dat in de eerste ronde van de MJA al veel reductie is gerealiseerd, en dat verdere afname alleen mogelijk is tegen hoge(re) kosten. De hypothese is dat verbreding van de scope de MJA-partijen weer nieuwe mogelijkheden biedt en dat daar nog potentieel aanwezig is. Tot nog toe speelde energiebesparing immers een ondergeschikte rol in de optimalisatie van de gasketen: de focus lag op de doelmatigheid ervan, waarbij de afstemming tussen gasproductie en levering, rekening houdend met de lange termijn belangen, centraal stond. De MJA2 schrijft voor dat er in 2004 een uitgebreide energiestudie wordt uitgevoerd naar de opties voor Verbredingsthema maatregelen. Met deze rapportage wordt aan deze verplichting mede uitvoering gegeven.

Verschillende partijen in de gasketen hebben interesse getoond in de gasketenstudie door hierin te participeren. NOGEPA representeerde als brancheorganisatie van de olie- en gaswinningsindustrie de eerste schakel uit de keten: de aardgasproductie. Dit omvat zowel de gaswinning als de gasbehandeling. Gas-transport Services beheert het hoge en lage druk gastransportnet, evenals de meng-, compressor-, meet & regel- en de afleverstations. Daarmee beheert deze organisatie het gehele gastransportnet en is dus representant van de transport-schakel. Essent Energie is een eindgebruiker vanwege de inzet van aardgas in de elektriciteitsproductie en de aflevering van gas bij consumenten en MKB bedrijven. Daarnaast zijn er diverse andere eindgebruikers, waarvan in het kader van het onderzoek de volgende belangrijk zijn: producenten van ijzer/staal, methanol, ammoniak en cement, andere elektriciteitsproducenten dan Essent en de distributie (als representant voor kleine gasverbruikers). Vanwege de beperkte reikwijdte van het onderzoek was alleen Essent als eindverbruiker bij de studie betrokken.

SenterNovem faciliteert het MJA-proces met onder andere ondersteunende diensten en producten. Ook coördineert SenterNovem de monitoring van de MJA. Tegen deze achtergrond was ook SenterNovem betrokken bij de uitvoering van de gasketenstudie. De betrokken partijen hebben CE gevraagd om bovengenoemde gasketenstudie uit te voeren.

## 1.2 Doel project en afkadering

Tegen de bovengeschetste achtergrond luidde het doel van de studie:

*Inzicht verschaffen in de mogelijkheden en de potentie om energiebesparing te realiseren in de gasketen door samenwerking tussen partijen in deze keten. De gasketen betreft in dit geval: het transporteren van het (Nederlandse) gas vanuit het reservoir naar het (Nederlandse) eindgebruik.*

Dit was geen full-scale LCA. De studie richtte zich op het in kaart brengen van de directe en indirecte besparing op primair en secundair energiegebruik en de reductie van CO<sub>2</sub>-, NO<sub>x</sub>- en methaan-emissies. Naast de milieueffecten worden ook de kosten en baten van maatregelen in kaart gebracht en wordt een beeld geschetst van de ketenafhankelijkheden van maatregelen:

- leveringszekerheid en/of flexibiliteit van levering;
- gaskwaliteit;
- verdeling van lusten en baten van maatregelen over de ketenpartijen;
- contractuele aandachtspunten;
- technische afhankelijkheden.

Tweede orde effecten, zoals gedragsveranderingen bij afnemers, zijn niet meegenomen. De studie beperkt zich tot maatregelen bij de productie, transport, distributie en grootverbruik. Maatregelen bij huishoudens (achter de meter) worden niet meegenomen. Daarnaast leende de opzet en diepgang van deze studie zich niet voor onderzoek naar dergelijke aspecten.

De studie is onderdeel van een volledige ketenbeheerstudie. Deze omvat in zijn totaliteit drie fasen:

- 1 Inventarisatie en weergave energiebesparingsopties op hoofdlijnen; het doel van deze fase is om op hoofdlijnen aan te geven waar zich in principe (theoretisch) substantieel energiebesparingspotentieel in de gasketen bevindt.
- 2 Uitwerking energiebesparingsopties en opstellen scope voor (een) haalbaarheidsstudie(s); het doel van deze fase is om via inzicht in milieubaten, globale kosten en knelpunten in de uitvoering van de geselecteerde energiebesparingsopties te komen tot een ranking/selectie van opties met voldoende potentie om in de volgende fase de daadwerkelijke realiseerbaarheid te gaan onderzoeken.
- 3 Vaststellen van deelnemers aan en uitvoeren van (een) geselecteerde haalbaarheidsstudie(s). Voor concrete opties wordt de daadwerkelijke haalbaarheid in kaart gebracht.

Het onderzoek betrof fase één en twee, en zal in dit rapport verder de 'gasketenstudie' worden genoemd, ter onderscheiding van de ketenbeheerstudie die het totaal, de drie fasen omvat.

### **1.3 Leeswijzer**

Het rapport is stapsgewijs opgebouwd. Hoofdstuk 2 beschrijft het energiegebruik in de Nederlandse aardgasketen en de aanknopingspunten voor besparingsopties. De mogelijke maatregelen voor energiebesparing worden geïnventariseerd in hoofdstuk 3. In hoofdstukken 4 en 5 wordt het potentieel van negen geselecteerde maatregelen beschouwd. De resultaten hiervan worden geordend in hoofdstuk 6. Conclusies over kansrijke maatregelen en aanbevelingen voor eventueel vervolgonderzoek worden gegeven in hoofdstuk 7.

De volgende hoofdtekst bevat de belangrijkste gegevens voor de lezer. Uitgebreidere informatie en de onderbouwingen van de gemaakte berekeningen en selecties zijn opgenomen in bijlagen A tot en met I.



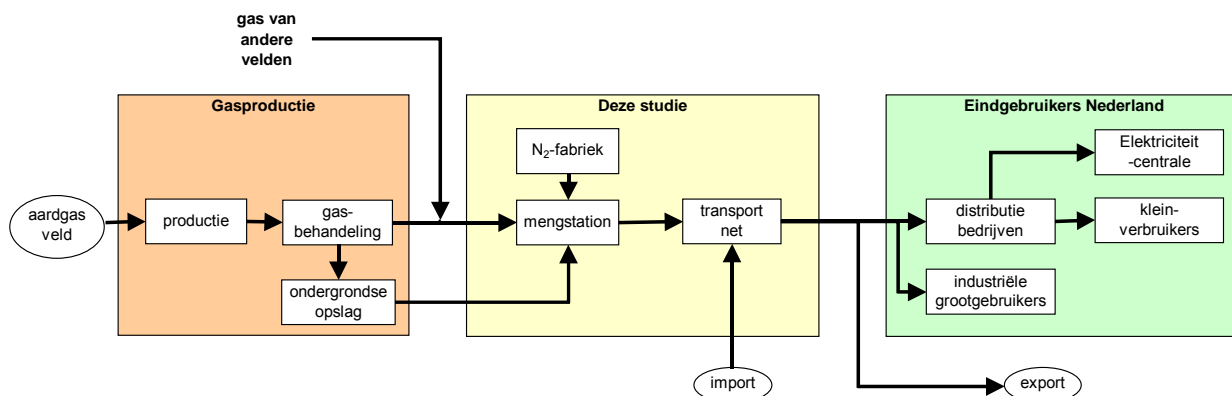
## 2 Energiegebruik in de Nederlandse aardgasketen

Dit hoofdstuk beschrijft de energiefuncties in de drie ketenschakels in de Nederlandse gasketen (paragraaf 2.1). Paragraaf 2.2 geeft een overzicht van het energiegebruik in de ketenschakels. Paragraaf 2.3 geeft de parameters van dit energiegebruik en daarmee een opstap naar clusters van energie besparende maatregelen.

### 2.1 Energiefuncties in de drie ketenschakels

De Nederlandse gasketen kan worden opgedeeld in drie schakels: gasproductie, gastransport en eindgebruik. Deze schakels en de bijhorende activiteiten zijn verbeeld in Figuur 1.

Figuur 1 Schakels en bijhorende activiteiten in de gasketen



Het energiegebruik in de gasketen wordt bepaald door de verschillende activiteiten die eveneens zijn weergegeven in Figuur 1. Het energiegebruik dat nodig is voor deze activiteiten kan worden toegekend aan energiefuncties. Voor elke schakel van de gasketen (gasproductie, transport en eindgebruik) noemen we hier de voornaamste energiefuncties.

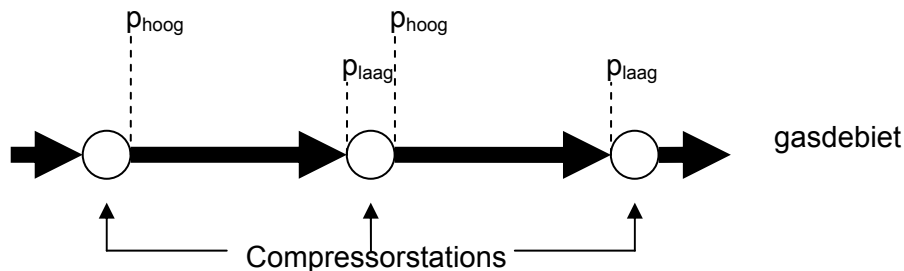
#### **Gasproductie**

- *depletie-compressie*: het op de gewenste druk brengen van gas dat uit een reservoir is gewonnen. De druk van een gasveld neemt af naarmate er meer gas uit is gewonnen. Daarom moet vanwege het 'opraken' van het veld (depletie) het gewonnen gas worden gecomprimeerd om de gewenste druk te bereiken;
- *gasbehandeling*: het scheiden en drogen van het gewonnen gas. Naast gasvormige koolwaterstoffen bevat het gewonnen aardgas ook vloeibare koolwaterstoffen, water(damp) en andere verontreinigingen. Om deze producten te scheiden is gasbehandeling nodig;
- *fakkelen en venten*: het verbranden of afblazen van aardgas.

## Transport

- *Mengen*:
  - *stikstof (N<sub>2</sub>-)productie*: om te voldoen aan de gewenste kwaliteit van het aardgas (calorische waarde), wordt voor een aantal gasstromen stikstof geproduceerd;
  - *fysiek mengen*: het fysiek mengen van verschillende soorten aardgas en/of stikstof.
- *Transport-compressie*: het op druk houden van het gas in de transportpijpleidingen. Op een pijpleiding zijn op regelmatige afstanden compressorstations geplaatst die er voor zorgen dat het gas door de leiding stroomt. In Figuur 2 is aangegeven hoe het gas (dikke pijl) in een pijpleiding tussen de compressorstations stroomt. Vlak achter het station is de druk hoog ( $p_{\text{hoog}}$ ). Daarna neemt de druk af tot net voor het volgende compressorstation ( $p_{\text{laag}}$ ). Het drukverschil  $p_{\text{hoog}} - p_{\text{laag}}$  is een van de factoren die het gasdebiet – het aantal kubieke meters gas dat per seconde door de buis stroomt – bepalen.
- *Expansie en gebruik gas ontvangstation (GOS)*: het verlagen van de druk tot de gewenste waarde. Na het transport moet de druk van het gas soms verlaagd worden. Dit gebeurt door het gas te laten uitzetten. Omdat hierbij de temperatuur van het gas daalt is het soms nodig dat na expansie het gas weer opgewarmd wordt.

Figuur 2 Transport-compressie in de gaspijpleidingen



## Eindgebruik

De studie beperkt zich tot het afleveren van aardgas bij de eindgebruiker. Hiervoor is nagenoeg geen energie meer nodig in de laatste schakel. Er zijn dus geen energiefuncties te benoemen.

## 2.2 Energiegebruik

In Tabel 1 is het energiegebruik in twee schakels van de gasketen (productie en transport) bij benadering gegeven. Zoals gezegd is het gebruik in de derde schakel (eindgebruik) nagenoeg nul. Naast het totale gebruik per jaar (eerste kolom) is ook een inschatting gemaakt van het specifieke energiegebruik (het gebruik per geproduceerde/afgeleverde kubieke meter G-gas equivalent; tweede kolom). De specifieke gebruiken zijn als percentages weergegeven in de derde kolom. De gepresenteerde kentallen zijn berekend uit totale Milieujaarverslagen en Energiebesparingsplannen (EBP's) van NAM, Gasunie en Gaz de France.

Tabel 1 Globaal overzicht van het energiegebruik de twee schakels van de gasketen (gasproductie en transport)

Energiefunctie	Totaal gebruik (PJ/jaar)	Totaal gebruik (%)	Specifiek gebruik (kJ/Nm <sup>3</sup> gas) <sup>4</sup>
<b>Productie</b>			
• Depletie-compressie	16	43%	230
• gasbehandeling	10	27%	140
• fakkelen en venting	2	5%	30
<i>Totaal productie</i>	<i>29</i>	<i>78%</i>	<i>400</i>
<b>Transport</b>			
• transport-compressie	4	11%	50
• GOS-gebruik	1	3%	20
• N <sub>2</sub> -productie	3	8%	50
<i>Totaal transport</i>	<i>9</i>	<i>22%</i>	<i>120</i>
<b>Totaal</b>	<b>37</b>	<b>100%</b>	<b>520</b>

Bron: NAM, Gaz de France, Gastransport Services

Uit de tabel blijkt dat depletie-compressie en gasbehandeling samen ongeveer 70% van het totale specifieke gebruik in de keten vergt. Ongeveer een kwart is nodig voor gastransport. Samengevat zien we vier functies met het hoogste energiegebruik:

- 1 Depletie-compressie<sup>5</sup>.
- 2 Gasbehandeling.
- 3 Transport-compressie.
- 4 N<sub>2</sub>-productie

<sup>4</sup> Het specifieke gebruik per normaal-kuub aardgas (uitgedrukt in kJ/Nm<sup>3</sup>) van gasproductie is berekend door de totale jaarverbruiken van producenten te delen door de omvang van de Nederlandse aardgasproductie in 2002 (ongeveer 70 miljard Nm<sup>3</sup>). Het specifieke gebruik van transport-compressie is berekend door het totale gebruik van transport-compressie te delen door de som van de totale Nederlandse productie en de totale import (samen ongeveer 80 miljard Nm<sup>3</sup>). Het specifieke gebruik van GOS en N<sub>2</sub>-productie is het quotiënt van het totale gebruik van deze functies en de in Nederland afgezette hoeveelheid aardgas (rond 45 miljard Nm<sup>3</sup>; 2002). De opgegeven verbruiken betreffen primaire energie. Verbruik van elektriciteit is – conform de EEI berekeningsmethodiek – omgerekend naar primaire energie uitgaande van een rendement voor het centrale productiepark van elektriciteitscentrales van 40%.

<sup>5</sup> De specifieke verbruiken voor gaswinning vertonen een grote spreiding, met name wat betreft de bijdrage door depletie-compressie. Aan de ene kant hoeft het gas uit het Groningen veld en diverse kleinere velden niet te worden gecomprimeerd. Aan de andere kant zijn er bijvoorbeeld diverse gedeeltelijk gedepleteerde gasvelden aan het beginpunt van de centrale off-shore pijpleidingen (NOGAT, NGT, Local, Hical) waaruit gas op beperkte druk (20 – 30 bar) wordt gewonnen. Dit gas moet vervolgens worden gecomprimeerd tot een druk van 90 – 140 bar.

## 2.3 Parameters van energiegebruik

Het energiegebruik over de gehele keten overziend, zijn er vier parameters die in belangrijkste mate dit energiegebruik bepalen:

- 1 Kwaliteit van het gas.
- 2 Fluctuaties in het debiet.
- 3 De druk.
- 4 De transportafstand.

Hieronder beschrijven we de parameters en geven we aan waarom ze het energiegebruik bepalen.

### 2.3.1 Kwaliteit van het gas

Er bestaan verschillende kwaliteiten gas (verschil in calorische inhoud; verschil in droogte; etc.). De belangrijkste kwaliteiten zijn G-gas en H-gas. Zij verschillen in de concentratie stikstof ( $N_2$ ) en dus in de calorische waarde. Kleinverbruikers kunnen vaak maar één kwaliteit gebruiken (G-gas). Installaties bij grootverbruikers zijn soms geschikt voor meerdere kwaliteiten (sommige elektriciteitscentrales bijvoorbeeld).

De kwaliteit van het gas is een parameter van het energiegebruik vanwege:

- a *N<sub>2</sub>-productie* om G-gas te verkrijgen uit H-gas (energieverbruik is circa 10% van het specifieke gemiddelde verbruik over de gehele aardgasketen).
- b *Transport-compressie*: na omzetting van H-gas naar G-gas wordt relatief veel lucht ( $N_2$ ) getransporteerd (het gaat om ongeveer 5 vol% van het in Nederland afgezette aardgas); daarnaast bestaan omwegen naar mengstations.

### 2.3.2 Fluctuatie in het debiet

Vanwege een fluctuerende vraag naar aardgas (vooral bij huishoudens) moeten producenten en transporteurs een fluctuerend debiet bewerkstelligen. De fluctuatie in het debiet is een parameter van het energiegebruik vanwege:

- a Extra *deletiecompressie*: om aan het gevraagde debiet te voldoen.
- b Extra *transport-compressie*.
- c Noodzaak voor *stand-by apparatuur*.
- d *Suboptimaal gebruik* van apparatuur (buiten energetisch optimaal bereik, want apparatuur is gedimensioneerd op piekbelasting).

### 2.3.3 Druk

De druk in het transportsysteem varieert van 30 mbar overdruk in de distributienetten tot 140 bar in sommige zeepijpleidingen. De druk is een parameter van het energiegebruik vanwege:

- a *Depletie-compressie* (vnl. off-shore): om het gewonnen gas op de gewenste transportdruk te brengen moet, vooral bij de oudere velden, veel depletiecompressie worden toegepast.



- b *Transport-compressie*: om het gas op hoge druk te vervoeren moet het op regelmatige afstanden worden gecomprimeerd (maar veel minder dan depletie-compressie).
- c *Gasbehandeling* (bij hoge druk is meer drogen noodzakelijk).

### 2.3.4 Transportafstand

Hoe langer de transportafstanden, hoe hoger de benodigde transportenergie. De transportafstand is een parameter van het energiegebruik vanwege:

- a *Aantal* compressorstations: lange pijpleidingen hebben veel compressorstations nodig om de druk te handhaven.
- b Hoge *depletie-compressie*: om de lange afstanden door zeepijpleidingen af te leggen wordt het off-shore gas gewoonlijk op zeer hoge druk – tot 140 bar – aangeboden.

## 2.4 Kapstok voor maatregelen

De vier parameters vormen een kapstok voor het bedenken van maatregelen om energie te besparen. In Tabel 2 is het energiegebruik in de gasketen globaal weergegeven in relatie tot de vier genoemde parameters en overige processen. De tabel laat zien in hoeverre de energiefuncties afhangen van de verschillende parameters. Hieruit blijkt bijvoorbeeld dat energiebesparing bij depletie-compressie vooral kan worden bereikt door maatregelen gerelateerd aan de druk in het transport systeem.

Het aan transport gerelateerde energieverbruik is terug te vinden in Tabel 2 in de vorm van (de bulk van) het verbruik voor transport-compressie en een deel van het aan depletie-compressie gerelateerde energieverbruik. In totaal gaat het om circa 15% van de specifieke energievraag in de aardgasketen, waarvan circa 10% bij de compressorstations op het HTL.

Tabel 2 Energiegebruik per energiefunctie, gerelateerd aan de vier belangrijkste parameters en overige processen

	Energiegebruik gerelateerd aan (percentueel)				
	Druk	Kwaliteit van het gas	Fluctuatie in debiet	Transportafstand	Overige processen
<b>Productie</b>					
• depletie-compressie	80%	10%		10%	
• gasbehandeling		100%			
• fakkelen en venting					100%
<b>Transport</b>					
• transport-compressie	10%	10%	10%	70%	
• GOS-gebruik					100%
• N <sub>2</sub> -productie		100%			



## 3 Ketenmaatregelen voor energiebesparing

In dit hoofdstuk wordt een overzicht gegeven van (kansrijke) maatregelen voor energiebesparing in de gasketen. Deze zijn geclusterd naar een viertal oplossingsrichtingen om energie te besparen in de gasketen. Hiervoor zijn als invalshoek de parameters voor energiegebruik gebruikt (kwaliteit, debiet, druk en transportafstand; zie paragraaf 2.3): per parameter bekijken we hoe veranderingen hierin kunnen bijdragen aan het reduceren van het energiegebruik in de keten en welke maatregelen hiervoor nodig zijn.

Er is eerst een groslijst opgesteld van 21 maatregelen naar aanleiding van gesprekken met de verschillende partijen in de Nederlandse gasketen. Deze lijst is vervolgens besproken in een workshop waaruit een prioritering van maatregelen volgde. Op grond van selectiecriteria (paragraaf 3.2) is ten slotte een shortlist van acht maatregelen gevormd (paragraaf 3.3) waaraan verder onderzoek is verricht.

### 3.1 Groslijst van maatregelen

De groslijst van maatregelen is getoond in Tabel 3 en is toegelicht in paragrafen 3.1.1 tot en met 3.1.4.

Tabel 3 Overzicht van ketenmaatregelen genoemd in gesprekken met partijen in de gasketen (groslijst)

<b>Maatregelen per oplossingsrichting</b>	
<b>Fluctuatie in het debiet: uitdempen</b>	
1	Gasopslag bij eindverbruikers (in ondergrondse buizen of gashouder).
2	Gasopslag in <i>underground storage</i> (UGS) – zoutcaverne of depleted gasveld: <ol style="list-style-type: none"> <li>a West Nederland.</li> <li>b In plaats van LNG opslag op Maasvlakte.</li> </ol>
3	Bepaalde specifieke grootverbruikers afschakelen bij toename vraag door kleinverbruikers.
4	NGL verwijderen uit aardgas en ter plekke gebruiken voor opvang piekvraag.
5	Vraagsturing door introductie gedifferentieerd tarief: <ol style="list-style-type: none"> <li>a Periode sturing bij huishoudens (bijvoorbeeld bonus bij opgaaf afwezigheid wintervakantie).</li> <li>b Piek/dal sturing grootverbruikers (bijvoorbeeld dag/nacht).</li> </ol>
6	Optimalisatie bedrijfsvoering gasproductie m.b.t. samenwerking off-shore producenten.
<b>Druk: verlagen</b>	
7	Lagere druk op HTL in de zomer.
8	Directe LD levering aan lokale gebruikers.
9	Druk op zeepijpleidingen verlagen (5 à 10 bar).
10	Druk in pijpleidingen variëren n.a.v. capaciteitsvraag.
11	Zeepijpleidingen voorzien van transportcompressors.
12	Condensaat gebruiken op platform en/of per schip afvoeren.
13	Druk hoog houden, maar gasturbine inzetten bij expansie op GOS of M&R-station voor elektriciteitsproductie.
14	Lagere weerstand pijpleidingen d.m.v. injectie van chemicaliën of toepassen 'haaienhuid'.
15	Energetisch optimum buisdiameters en druk HTL opnieuw bepalen (gedifferentieerd naar plaats en tijd).
<b>Kwaliteit van het gas: ruimere specificaties</b>	
16	Bijmengen CO <sub>2</sub> in plaats van N <sub>2</sub> .
17	N <sub>2</sub> toevoegen bij GOS en niet op mengstation.
18	Ruimere spreiding gaskwaliteit op het G-net (en evt. H-net): <ol style="list-style-type: none"> <li>a huishoudelijke apparatuur aanpassen.</li> <li>b grootverbruikers aanpassen.</li> <li>c maximale gradiënt gaskwaliteit bepalen.</li> <li>d regionale invoering.</li> </ol>
19	Gasbehandeling HiCal en LoCal-zeepijpleidingen samenvoegen.
<b>Transportafstand: verkorten</b>	
20	Elektriciteit opwekken op bijna leeg veld.
21	Directe levering aan lokale gebruikers: <ol style="list-style-type: none"> <li>a van off-shore veld.</li> <li>b van on-shore veld.</li> </ol>

Hieronder wordt een korte beschrijving gegeven van de oplossingsrichtingen en de maatregelen.



### 3.1.1 Fluctuaties in debiet: uitdempen

Wanneer debietfluctuaties worden uitgedempt (bijvoorbeeld door lokaal gas op te slaan dat kan worden ingezet tijdens een piekvraag) zal het energiegebruik in de keten dalen, met name dat van transport-compressie. Dit is vooral hoog bij piekvraag in de winter, wanneer de compressorstations op het HTL extra veel arbeid per Nm<sup>3</sup> geleverd aardgas moeten leveren om door het hele HTL heen een voldoende hoge druk te kunnen waarborgen.

Het extra energieverbruik voor transport-compressie kan worden beperkt of worden uitgespaard door aardgas ter plekke op voorraad te hebben in een opslag, waaruit gas snel en met een groot debiet kan worden onttrokken zonder dat gasbehandeling nodig is. Dit principe wordt al toegepast in het buitenland en lijkt ook in Nederland gerealiseerd te gaan worden in de vorm van een opslag in een zoutcaverne. Opslag in een bovengrondse gashouder zou een andere optie kunnen zijn.

Transport-compressie op het HTL vergt circa 10% van het totale specifieke energieverbruik. Slechts een deel hiervan heeft te maken met fluctuaties in debiet. Daarom zijn de met deze maatregel realiseerbare besparingen beperkt.

Andere opties zijn:

- het onttrekken van 'natural gas liquids' (NGL) aan het aardgas<sup>6</sup>;
- het dempen van verbruikspieken door aanpassen van de gasconsumerende processen – bijvoorbeeld door vloerverwarming in plaats van C.V. toe te passen bij kleinverbruikers;
- het dempen van verbruikspieken door het afschakelen van direct op het HTL of RTL aangesloten grootverbruikers.

### 3.1.2 Druk: verlagen

Depletie-compressie geeft de grootste bijdrage aan het specifieke energiegebruik in de aardgasketen. Het aan depletie-compressie gerelateerde verbruik hangt grotendeels samen met off-shore productie. NAM, dat vrijwel de gehele on-shore productie dekt, verbruikte in 1998 circa 2 PJ<sub>primair</sub> voor on-shore depletie-compressie. Off-shore depletie-compressie vergt een jaarlijks gebruik van primaire energie van circa 14 PJ/jaar.

Het verlagen van de druk in het transportsysteem (HTL en centrale off-shore pijpleidingen) leidt tot energiebesparing doordat het gas uit het veld eenvoudigweg tot een minder hoge druk hoeft te worden gecomprimeerd. Met name off-shore leidt dit tot energiebesparing voor depletie-compressie.

Daarnaast hoeft het gas minder te worden gedroogd, wat tevens leidt tot energiebesparing. Belangrijke aandachtspunten bij dit scenario zijn dat een hoge druk er voor zorgt dat een hoog debiet kan worden bereikt met relatief lage gassnel-

---

<sup>6</sup> Met 'natural gas liquids' (NGL) worden propaan en butaan (de LPG componenten) en hogere koolwaterstoffen bedoeld. Deze componenten worden uit aardgas geïsoleerd door het gas te koelen. In de regel gebeurt dit door een combinatie van expansie en koelen.

heden (en dus weinig wrijving). Lage druk kan daarom leiden tot hogere wrijving en meer energieverbruik. Bij zeepijpleidingen is een hoge druk tevens belangrijk voor het meesturen van condensaat, olie-achtige fracties, met het aardgas.

Drukverlagende maatregelen waarmee het aan depletie-compressie gerelateerde energiegebruik kan worden gereduceerd zijn:

- verlaging van de druk op de pijpleidingen;
- rechtstreekse lage druk pijpleiding waarmee het centrale on-shore en off-shore hoge druk net wordt omzeild;
- injectie van CO<sub>2</sub> in het gasveld, waardoor de velddruk toeneemt.

De mate waarin de druk in het bestaande systeem kan worden verlaagd is echter beperkt: circa 5 – 10 bar. Bij grotere drukverlagingen ontstaan problemen met condensaatuitval en wijkt de druk van het aangevoerde gas te sterk af van de ontwerp specificaties van de on-shore gasbehandelingsinstallaties aan het eind van de pijpleiding. Bij het on-shore HTL is de mate waarin drukverlaging mogelijk is mede seizoen gebonden. In de winter is de gasvraag dusdanig groot dat er eigenlijk geen drukverlaging op het HTL mogelijk is omdat anders de line pack te klein wordt om de onbalans tussen vraag en aanbod op de HTL te kunnen opvangen. Drukverlaging is daarom beperkt tot met name de zomer en in mindere mate voor- en najaar. Drukverlaging tot 50 bar in de zomer is mogelijk.

Een belangrijk voordeel van een verlaging van de druk op de centrale off-shore pijpleidingen is dat de velden beter kunnen worden benut. Door een lagere druk wordt het economisch interessanter om het veld ook bij verregaande depletie te blijven exploiteren. Met andere woorden, er wordt meer gas uit het veld gewonnen dan in de huidige opzet van het off-shore transportsysteem zal gebeuren.

Een belangrijke randvoorwaarde bij verlaging van de druk is de transportcapaciteit van de buis. Een te vergaande drukverlaging betekent dat de transportcapaciteit te laag wordt in vergelijking met de contractuele leveringsverplichtingen en in relatie met de rentabiliteit van de veldexploitatie. Een tweede belangrijke randvoorwaarde zijn de specificaties van export gas. Export gas wordt conform contract op een druk van 65 bar geleverd. Drukverlaging op de entry points wil zeggen dat de druk van het aangeleverde gas niet meer conform de export contracten is. Een oplossing hiervoor is compressie aan de grens.

### 3.1.3 **Kwaliteit van het gas: specificaties verruimen**

Onder gaskwaliteit verstaan we in deze studie de samenstelling van het gas en de daaruit resulterende eigenschappen. Druk is als een aparte parameter opgevat. Aanwezigheid en concentraties van specifieke stoffen, zoals H<sub>2</sub>S en CO<sub>2</sub> zijn bij de meeste gasvelden geen belangrijke items. Dit komt omdat ofwel de verbinding niet aanwezig is (H<sub>2</sub>S) of in voldoende lage concentraties aanwezig is (CO<sub>2</sub>).

De kwaliteit van het gas betreft ondanks bovenstaande inperking van het begrip nog steeds een aantal uiteenlopende aspecten, zie onderstaande Tabel 4. In de tabel is ook aangegeven middels welke processen kwaliteit wordt beïnvloed.



Tabel 4 Kwaliteitsaspecten van aardgas en processen waarmee deze beïnvloed worden

Aspect	Proces	Relevant voor Nederland?	Energieverbruik?
Stookwaarde en Wobbe-waarde.	Gassen uit verschillende velden mengen.	X	Verwaarloosbaar
	N <sub>2</sub> of een ander inert gas bijmengen → N <sub>2</sub> productie.	X	Aanzienlijk
Dauwpunten van waterdamp en vluchtige koolwaterstoffen.	Drogen.	X	Aanzienlijk
	Koolwaterstoffen laten condenseren.	X	Aanzienlijk
Gehalte aan CH <sub>4</sub> en andere koolwaterstoffen.	Gas van juiste samenstelling uit juiste veld aanleveren <sup>7</sup> .	X	Verwaarloosbaar

De gasbehandeling, d.w.z. het op de gewenste specificaties brengen van de dauwpunten van waterdamp en vluchtige koolwaterstoffen, is - gezien de input uit de interviews - een onontkoombaar proces, waarop qua energieverbruik enkel bespaard kan worden door maatregelen binnen het hek of door optimaler laten draaien van procesapparatuur. Om deze redenen wordt energiebesparing bij gasbehandeling verder buiten beschouwing gelaten.

#### **Aanpassen stookwaarde en Wobbe-waarde: gevolgen en energiebesparing**

Het aanpassen van stookwaarde en Wobbe-waarde is wel een terrein waarop energiebesparing en ook economische optimalisatie mogelijk is. Dit geldt met name voor productie en afzet van G-gas.

Reductie van de aan de gaskwaliteit gerelateerde energieconsumptie is realiseerbaar door:

- de afnemer van G-gas op H-gas te laten overschakelen;
- een andere, energetisch gratis beschikbare, inerte component toe te voegen, bijvoorbeeld CO<sub>2</sub>;
- het voor in de keten – bij de producenten – mengen van gaskwaliteiten.

Het laten overschakelen van gebruikers op een andere kwaliteit heeft betrekking op groot- en kleinverbruikers. Het overschakelen van grootverbruikers vergt aanpassing van apparatuur. Dit is een bij grootverbruikers niet ongebruikelijke maatregel. Zo is bij een aantal grootverbruikers in Rijnmond recentelijk procesapparatuur aangepast, zodat gas met een hoge stookwaarde kan worden ingezet.

Kleinverbruikers zullen bij een verbreding van de gaskwaliteit over moeten schakelen op apparatuur die hiervoor geschikt is. Het betreft apparatuur voor ruimteverwarming, warm tapwater productie en voor voedselbereiding, zoals keukeisers C.V.-ketels, boilers en kookfornuizen.

Voorwaarde voor het toevoegen van een andere inerte gascomponent – bijvoorbeeld CO<sub>2</sub> is dat op centrale locaties – bij voorkeur bij de bestaande mengstations – gas op hoge druk beschikbaar is. Bij CO<sub>2</sub>-bijmenging is bovendien de vraag hoe dit past in het kader van 'Kyoto'.

<sup>7</sup> Bij toepassing als grondstof dient aardgas bijvoorbeeld een minimum gehalte aan CH<sub>4</sub> te hebben en mag het gas een beperkt volume aan inerte componenten en CO<sub>2</sub> bevatten.

Een ander alternatief voor  $N_2$  is biogas van stortplaatsen of vergistingsinstallaties. Door het hoge gehalte aan  $CO_2$  (van biologische oorsprong) en de lage stookwaarde ( $19 \text{ MJ/Nm}^3$ ) zou bijmenging een prima vervanging van  $N_2$  kunnen zijn, die bovendien zou passen binnen het klimaatbeleid. Ook  $H_2$  bijmenging zou een alternatief kunnen zijn, alhoewel bij deze optie rekening moet worden gehouden met de afwijkende eigenschappen van  $H_2$  als brandstof en gas.

### 3.1.4 Transportafstand: verkorten

Het verkorten van de transportafstanden in de gasketen kan globaal op twee manieren:

- 1 De vraag dichter bij het aanbod situeren (bijvoorbeeld door elektriciteit op te wekken in de buurt van een gasveld).
- 2 Door het gas langs minder omwegen te leiden (bijvoorbeeld door rechtstreekse levering van een off-shore veld aan industrie, i.p.v. via de kust).

Op deze manieren kan energie worden bespaard doordat het aantal compressorstations wordt verminderd (d.w.z. minder transport-compressie) en omdat minder depletie-compressie hoeft worden toegepast. Dit laatste geldt zeker wanneer rechtstreeks op lage druk wordt geleverd).

Wat betreft de aanleg van een directere leiding zijn er al een aantal praktijkvoorbeelden in Nederland zelf. Er zijn directe leidingen van off-shore platforms naar regio's met een hoge vraag, bijvoorbeeld de BP/AMOCO leiding naar Pernis. Een eindgebruiker kan vaak toe met gaslevering op een aanmerkelijk lagere druk. Gasturbines hebben bijvoorbeeld een druk van 15 – 30 bar nodig. Het aanleggen van een directere lage druk leiding lijkt echter relevant voor een beperkt aantal velden en daarmee voor een beperkt deel van de aardgasproductie in Nederland.

Een tweede optie is elektriciteitsproductie in de buurt van een gasveld zodat directe levering mogelijk is. Elektriciteit opwekking met behulp van (verplaatsbare) gasturbines is in principe state of the art. Deze maatregel vereist echter wel aansluiting op elektriciteitsinfrastructuur. Een potentieel extra voordeel van de maatregel is een betere benutting van de gasvoorraad in het veld. Een gasturbine kan, als gezegd, toe met gas met een druk van 15 – 30 bar. Gasproductie voor levering aan het gasnet wordt vaak gestaakt bij een druk van 30 bar. Met andere woorden, het direct benutten van het aardgas uit het veld voor elektriciteitopwekking biedt in principe de mogelijkheid om extra gas uit het veld te benutten.

### 3.1.5 Overige maatregelen

Tijdens het project zijn twee maatregelen aan de orde geweest die niet direct gerelateerd zijn aan de parameters van het energiegebruik:

- optimalisatie van de bedrijfsvoering van gasvelden rond centrale off-shore pijpleidingen;
- micro-WKK bij GOS.

De eerste maatregel houdt verband met de huidige structuur van het contract tussen Gasunie Trade & Supply en de verschillende producenten. In de regel





hebben de aan een centrale off-shore leverende producenten per veld of per 'vak' een contract met Gasunie Trade & Supply voor de levering van gas. Daarin is een gemiddeld debiet en een *swing factor* vastgelegd. Met het vrijgeven van de markt voor grootverbruikers is het vraagpatroon van Gasunie Trade & Supply wisselvalliger en ongunstiger geworden. In de huidige markt moeten producenten soms in korte tijd sterk terug of juist omhoog in gasproductie, met gevolgen voor het rendement van installaties. Bovendien vergt deze bedrijfsvoering veel *hot stand-by* van droogprocessen, hetgeen eveneens energie vergt. De eerste maatregel hierboven beoogt de bedrijfsvoering rond de centrale off-shore pijpleidingen dusdanig aan te passen dat de bedrijfsvoering optimaler wordt wat betreft het gebruik van compressoren en minder *hot stand-by* vergt.

De tweede maatregel heeft betrekking op het aardgas dat wordt verbruikt bij het GOS om de temperatuurdaling bij gasexpansie te compenseren. Nu wordt daarvoor in een ketel opgewekte lage temperatuur warmte voor gebruikt. In principe is het ook mogelijk om de warmte te laten leveren door een micro-turbine met afgassenketel. In principe een technisch haalbaar idee, dat bijvoorbeeld ook al in Denemarken wordt toegepast. De vraag is echter of het een in de Nederlandse situatie rendabele optie is. De slagingskans is in dat opzicht met name groot bij industriële GOS met een gemiddelde bedrijfstijd van gemiddeld circa 5.000 uren vollast equivalenten per jaar. Het betreft in zoverre een ketenmaatregel dat hierdoor elektriciteitsproductie – en dus aardgasvraag – qua locatie verschuift.

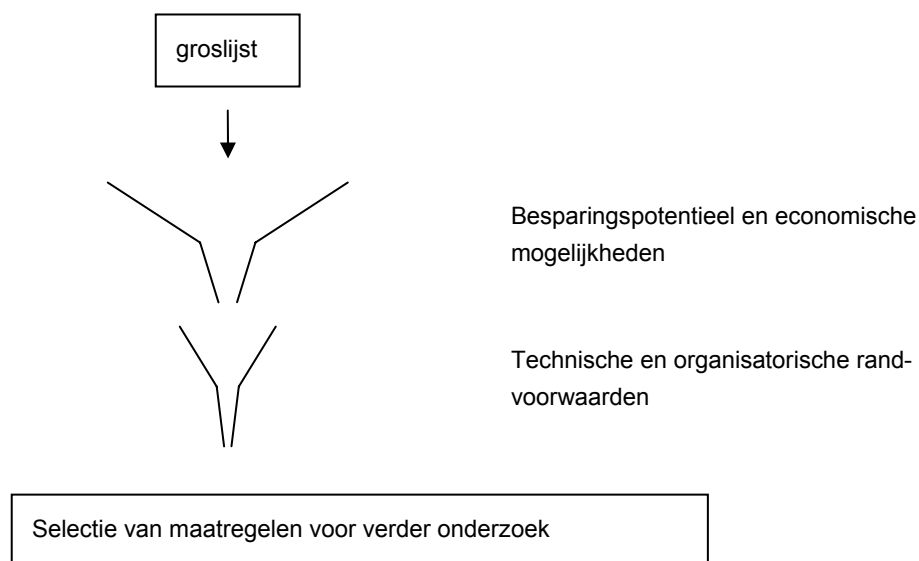
### 3.2 Selectie

Uit de groslijst die in de vorige paragraaf is besproken, is een shortlist geselecteerd, waarvan de effecten op energie, emissies en kosten zijn doorgerekend. Deze paragraaf beschrijft in het kort de selectieprocedure.

Via twee stappen (trechters) is uit de groslijst een selectie gemaakt. Deze stappen zijn aangegeven in Figuur 3. Zie voor een detailoverzicht Tabel 43 in Bijlage H.

- 1 **Check op besparingspotentieel en economische mogelijkheden.** Tijdens de workshop is met de aanwezige experts een inschatting gemaakt van het energiebesparingspotentieel en de kosten per maatregel (zie ook bijlage F). Elektriciteitsproductie op een off-shore platform is bijvoorbeeld een maatregel met een op z'n best onzeker potentieel. Ook bleek dat sommige maatregelen, zoals het aanleggen van nieuwe pijpleidingen, erg duur zijn. Maatregelen met een hoog energiebesparingspotentieel en gunstige economische mogelijkheden zijn geselecteerd voor verder onderzoek.
- 2 **Check op technische en organisatorische randvoorwaarden.** De inschatting van het gemak waarmee maatregelen technisch en organisatorisch geïmplementeerd kunnen worden, diende er toe om een indeling te maken in korte en lange termijn opties.

Figuur 3 Procedure voor de selectie van maatregelen voor verder onderzoek



### 3.3 Shortlist

De selectie heeft geleid tot de volgende shortlist van nader te beschouwen kostenmaatregelen (zie bijlage H voor een gedetailleerde onderbouwing):

- 1 Drukverlaging HTL in zomer.
- 2 Off-shore drukverlaging.
- 3 Vraagafhankelijke drukverlaging.
- 4 Ruimere spreiding gaskwaliteit.
- 5 Optimalisatie bedrijfsvoering gasproductie.
- 6 Directe levering aan eindgebruiker.
- 7 Lokaal elektriciteit opwekken op gasveld.
- 8 Gedifferentieerd tarief.

In overleg met de opdrachtgever is besloten de maatregelen te splitsen. Maatregel 1 t/m 5 uit de lijst hierboven zijn in detail uitgewerkt in hoofdstuk 4. De overige vier maatregelen zijn op hoofdlijnen uitgewerkt in hoofdstuk 5.

## 4 Uitwerking maatregelen I

In dit hoofdstuk worden de resultaten gegeven van de uitwerking van de vijf in meer detail uitgewerkte maatregelen. Vanwege de complexiteit van de maatregelen is er voor gekozen om in de hoofdtekst enkel de resultaten te geven en de uitwerking van de maatregelen en de totstandkoming van de resultaten in diverse Bijlagen A tot en met E uiteen te zetten.

In onderstaande paragrafen wordt eerst een korte beschrijving gegeven van de maatregelen. In de daarop volgende 3 paragrafen wordt ingegaan op respectievelijk:

- de analyse van de milieueffecten:
  - a Verwachte energiebesparing.
  - b Verwachte invloed op emissies naar lucht en bijdrage aan klimaatverandering.
- kosten en baten;
- ketenafhankelijkheden.

### 4.1 Korte beschrijving van de maatregelen

Tabel 5 geeft een overzicht van de vijf maatregelen.

Tabel 5 Nader uitgewerkte maatregelen

Maatregel:	Omschrijving	Uitgewerkt voor
Maatregel 'off-shore drukverlaging'	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Aanleveren van off shore gas op lagere druk in voor- en najaar;</li> <li>– Opvangen te grote drukverlagingen op HTL middels intensievere transport-compressie.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>– WGT- en LoCal-pijpleidingen</li> <li>– Westelijke deel van deelsysteem 'N/W route' van het G-gas HTL</li> </ul>
Maatregel 'drukverlaging HTL in zomer'	Drukverlaging op off shore pijpleidingen en HTL in de zomer.	<ul style="list-style-type: none"> <li>– WGT- en LoCal-pijpleidingen</li> <li>– Westelijke deel van deelsysteem 'N/W route' van het G-gas HTL</li> </ul>
Maatregel 'vraagafhankelijke drukverlaging'	Druk van off shore gas aanlanding in voor- en najaar afstemmen op tijdspecifieke gasvraag.	<ul style="list-style-type: none"> <li>– WGT- en LoCal-pijpleidingen</li> <li>– Westelijke deel van deelsysteem 'N/W route' van het G-gas HTL</li> </ul>
Maatregel 'ruimere spreiding gaskwaliteit'	Niet meer bijmengen van stikstof uit luchtscheiding aan hoogcalorisch gas.	Deelsysteem 'N/Z route' van het G-gas HTL
Maatregel 'optimalisatie bedrijfsvoering gasproductie'	Energetisch gezien optimale bedrijfsvoering op off shore gasleiding.	Nogat-pijpleiding

De maatregelen zijn steeds voor een specifiek deel van het aardgassysteem uitgewerkt. In de tabel is aangegeven welk betreffende deelsysteem is beschouwd. De redenen voor de geselecteerde deelsystemen zijn gegeven in een eerder in

het kader van dit project opgestelde notitie: 'Uitwerking maatregelen' opgesteld in augustus 2004. De verschillende maatregelen worden hieronder kort nader toegelicht.

#### 4.1.1 Drukverlaging

De essentie van deze drie maatregelen is het verlagen van de druk op de off shore pijpleidingen. De maatregelen zijn uitgewerkt voor de WGT-pijpleiding en LoCal-pijpleiding en het deelsysteem van het HTL (hoge druk leiding net) waarop dit gas gedurende het jaar voor het grootste deel wordt afgezet: het Westelijke deel van het G-gas HTL deelsysteem 'N/W route'.

De Maatregelen 'offshore drukverlaging' en 'vraagafhankelijke drukverlaging' zijn complementair aan de maatregel 'drukverlaging HTL in de zomer', aangezien deze laatste betrekking heeft op de zomerperiode en de andere twee betrekking hebben op het voor- en najaar. De maatregelen 'offshore drukverlaging' en 'vraagafhankelijke drukverlaging' zijn alternatieven van elkaar.

In de huidige situatie wordt off shore geproduceerd WGT-gas aangeland op 70 bar en wordt aangeland LoCal-gas gecompriemd van 35 bar tot 70 bar waarna beide gasstromen worden gedroogd. Beide gasstromen worden in Den Helder gekoeld om 'meegestuurd' condensaat te verwijderen en het koolwaterstoffen dauwpunt op de door Gastransport Services vereiste waarde te brengen. De drukval over het droogproces bedraagt 5 bar en het gedroogde gas wordt op een druk van 65 bar aan het HTL geleverd en voornamelijk in de randstad afgezet.

Drukverlaging heeft als voordeel dat minder energie hoeft te worden gebruikt voor off shore depletie-compressie (WGT-gas) c.q. minder on shore compressie van aangeland gas (LoCal).

Drukverlaging is in principe mogelijk wanneer de gasvraag op het vaste land in het beschouwde deelsysteem laag is. Dit is het geval in de zomer en in voorjaar en najaar gedurende bepaalde delen van de dag. Bij een lagere gasvraag is de drukval over het systeem door wrijving laag vanwege de lage gassnelheden in de buizen. Ook is in dat geval de drukverlaging over de 'gasdag' door onbalans tussen aangevoerde gasvolume en het afgenomen gasvolume beperkt<sup>8</sup>.

Drukverlaging heeft volgens de deskundigen van de NAM als extra voordeel dat ook de gasbehandeling van WGT-gas en LoCal-gas in Den Helder minder energie kost.

---

<sup>8</sup> De door de gasvelden geproduceerde hoeveelheid gas is vrijwel nooit gelijk aan het via het HTL afgezette volume. Het systeem laat zich simpelweg niet dusdanig precies sturen. Deze 'onbalans' tussen productie en afname kan echter worden opgevangen omdat het HTL een eigen - niet te verwaarlozen - volume hebben. Er is daardoor als het ware een voorraad beschikbaar: de 'line pack'. Deze voorraad wordt gedeeltelijk verbruikt wanneer de vraag groter is dan de productie en wordt aangevuld wanneer de productie groter is dan de vraag. De druk in de buizen daalt of stijgt navenant met verbruik of aanvulling van de voorraad.



Bij zomerse omstandigheden is het in principe mogelijk om de druk op het Westelijke deel van deelsysteem 'N/W route' van het G-gas HTL te verlagen tot 55 bar. Het gas kan bij de in die periode beperkte gasvraag zonder transport-compressie van Den Helder naar Rotterdam worden getransporteerd zonder dat de gasdruk daarbij onder de grenswaarde van 45 bar zakt<sup>9</sup>.

De werkelijkheid kent echter diverse complicerende factoren en randvoorwaarden:

- in de zomer wordt vaak een deel van het WGT-gas gemengd met stikstof en als 'pseudo G-gas' via een pijpleiding onder het IJsselmeer naar Friesland getransporteerd – rondgestroomd in Gastransport Services jargon. Het gas moet hiertoe een druk van 65 bar hebben, gelijk aan de druk bij de huidige reguliere bedrijfsvoering;
- in voor- en najaar is de gasvraag gedurende een deel van de gasdag dusdanig groot dat het gas ofwel op een hogere druk dan 55 bar moet worden aangeboden ofwel gedurende transport middels transport-compressie op druk moet worden gehouden om op een druk van minimaal 45 bar in Rotterdam te kunnen worden afgezet;
- in voorjaar en najaar is de gasvraag in West Nederland dusdanig groot dat ook grote volumes G-gas uit Friesland worden aangevoerd. Het gas heeft bij aanlanding in Den Helder een druk van 55 bar en wordt normaliter gecomprimeerd tot 65 bar. In het kader van maatregel 'vraagafhankelijke drukverlaging' zou compressie gedurende een deel van de dag achterwege kunnen worden gelaten, maar bij verhoogde gasvraag zal het gas in Wieringermeer of Beverwijk dienen te worden gecomprimeerd.

Eén en ander is in Figuur 4 gevisualiseerd.

Voor de volledigheid is in onderstaande tabel aangegeven welke drukken worden aangehouden en waar wordt gecomprimeerd.

Tabel 6 Aangehouden drukken en compressie locaties

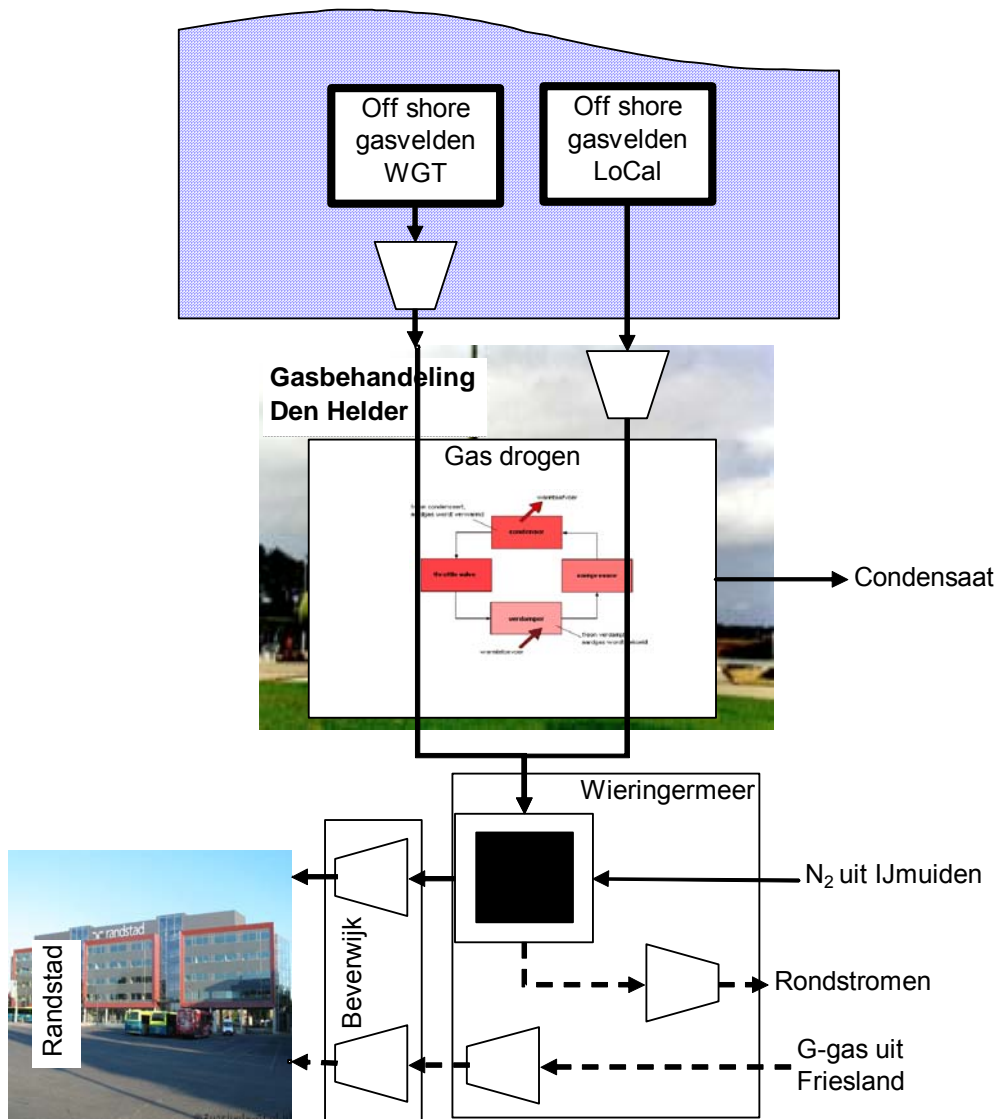
	Maatregel 'Drukver- laging HTL in zomer'	Maatregel 'Offshore drukver- laging'	Maatregel 'Vraagaf- hankelijke drukver- laging'
Aanvoer drukken (bar)			
– WGT/LoCal-gas	55	55	55/65
– om te stromen pseudo- G-gas	65	n.v.t.	n.v.t.
– Fries G-gas	n.v.t.	55	55/65
– Rotterdam	≥ 45	≥ 45	≥ 45
Compressie locaties bij verhoogde gasvraag			
– off shore/Wieringermeer			X
– Beverwijk	n.v.t.	X	

<sup>9</sup> Dit is de kritische druk voor de stations waarop het gas van HTL op de regionale distributienetten wordt overgeslagen.

Deze aspecten betekenen dat een deel van de door drukverlaging bereikte reductie in energiegebruik zullen worden tenietgedaan door extra energiegebruik voor compressie elders in het systeem.

De drie maatregelen kunnen in principe worden gerealiseerd met bestaande apparatuur. Zo zijn bijvoorbeeld alle benodigde compressoren beschikbaar en is er voldoende compressie capaciteit. We weten echter niet of er nog nieuwe meet- en regelapparatuur moet worden geïnstalleerd.

Figuur 4 Schematische opbouw van systeem van WGT en LoCal-off shore pijpleidingen en westelijk deel van deelsysteem 'N/W route'



De gehanteerde benadering is voor de maatregelen 'offshore drukverlaging' en 'vraagafhankelijke drukverlaging' een benadering. Ook in voor- en najaar moet (wel eens) aardgas worden rondgestroomd.

#### 4.1.2 Ruimere spreiding gaskwaliteit

De effecten van deze maatregel voor energiegebruik en kosten concentreren zich op de luchtscheidingsfabriek in Ommen.

De luchtscheidingsfabriek produceert stikstof, dat wordt gebruikt om hoogcalorisch aardgas te verdunnen tot een kwaliteit die vergelijkbaar is met die van G-gas. Dit pseudo G-gas wordt, gemengd met G-gas uit Slochteren, in binnenland en buitenland afgezet. De verhouding tussen G-gas en pseudo G-gas varieert over het jaar, het G-gas volume is groot bij een hoge gasvraag.

De luchtscheiding kost veel energie in de vorm van elektriciteit. Daarnaast leidt bijmenging van stikstof tot vergroting van het te transporteren gasvolume en daarmee tot een hoger energiegebruik voor transport-compressie. Niet produceren en niet bijmengen van stikstof betekent dus energiebesparing.

Het niet bijmengen van stikstof betekent echter ook dat de gaskwaliteit zal veranderen ten opzichte van de huidige situatie en ook dat de kwaliteit van het G-gas/pseudo G-gas mengsel zal gaan fluctueren door het jaar heen als gevolg van het variërende aandeel G-gas in het mengsel.

#### 4.1.3 Optimalisatie bedrijfsvoering gasproductie

Het idee achter maatregel 'optimalisatie bedrijfsvoering gasproductie' is dat procesapparatuur optimaler zou kunnen worden benut en energie zou kunnen worden bespaard door de gasvelden zoveel mogelijk flat out te laten produceren.

Eén en ander is bij de uitwerking van de maatregel nader bekeken voor de Nogat-pijpleiding.

We hebben ons bij de uitwerking geconcentreerd op het optimaal belasten van depletie-compressie apparatuur. De compressoren en de turbines waarmee de compressoren worden aangedreven zijn snel aan en uit te schakelen of in belasting te variëren. Bij de installaties voor het drogen van het ruwe gas is die mogelijkheid van snel aanpassen van of desnoods uitschakelen van de productie op de gasvraag er niet. De apparatuur moet bijvoorbeeld ook bij stilleggen van de gasproductie stand by blijven om weer snel in gebruik te kunnen worden genomen wanneer gasproductie wordt hervat.

De geschatte besparing moet als indicatief worden gezien en betreft een bovengrenze voor het bereik van de werkelijke besparingspotentieel. In de praktijk blijkt apparatuur soms al deeltijd op vollast te draaien. Daarnaast kunnen compressoren niet van het ene op het andere moment kunnen worden ingeschakeld. Dit zou een dusdanige fluctuatie in de reservoirdruk onderin de put geven dat zand zou worden meegeproduceerd met alle nadelige consequenties van dien – zoals het op termijn verstopt raken van de put. De flexibiliteit die wij hebben verondersteld zal daarom in de praktijk niet kunnen worden gerealiseerd en de werkelijke besparing zal daarom iets lager uitvallen. Daarnaast is de gasvraag in de zomer nogal eens dusdanig laag dat deze kan worden gedekt door het inschake-

len van enkele hoge druk gasputten, waardoor op bepaalde velden langs de zeepijpleiding compressie kan worden gestaakt.

## 4.2 Energiebesparing en emissiereductie

### 4.2.1 Energiebesparing

Op basis van de in Bijlage A t/m E bepaalde achtergrond gegevens is de volgende schatting van de besparingspotentiëlen van de beschouwde maatregelen gemaakt.

Tabel 7 Geschatte besparingspotentieel

	Elektrici- teit (mil- joen kW- h/jaar)	Aardgas (miljoen m <sup>3</sup> G-gas per jaar)	Bespa- ring (TJ primaire energie per jaar)	Percenta- ge t.o.v. huidig jaarlijks gebruik gasketen	Percenta- ge t.o.v. huidig jaarlijks gebruik Specifieke deel keten
Offshore drukverla- ging	2,4	0,3	31	0,1%	1%
Drukverlaging HTL in zomer	-1,0	3,8	112	0,4%	5%
Vraagafhankelijke drukverlaging	0,6	1,6	55	0,2%	2%
Ruimere spreiding gaskwaliteit	44 - 267	42	400 - 2567	7,0%	17%
Optimalisatie bedrijfs- voering gasproductie		4,8	152	0,4%	5%

In Tabel 7 is de absolute en relatieve energiebesparing per maatregel gegeven. De relatieve besparing is op twee manieren uitgedrukt:

- als een percentage van het huidige totale energiegebruik in de hele keten (tweede kolom van rechts);
- als een percentage van het energiegebruik in het specifieke deelsysteem dat voor de betreffende maatregel is beschouwd (meest rechter kolom).

#### **Drukverlaging**

##### *Maatregel 'drukverlaging HTL in zomer'*

Maatregel 'drukverlaging HTL in zomer' biedt de potentie om 112 TJ aardgas. Door de drukverlaging moet bij de gasopslag in Alkmaar extra elektriciteit voor compressie worden gebruikt. Dit extra gebruik wordt niet volledig gecompenseerd door gereduceerd elektriciteit gebruik voor LoCal-gas compressie en voor drogen (zie Figuur 4).

Besparing op aardgas consumptie betreft het netto effect van aan de ene kant besparing van aardgas gebruik voor off shore depletie-compressie en aan de andere kant hoger gebruik van aardgas voor compressie van om te stromen gas bij het mengstation in Wieringermeer. Er is bij de berekeningen rekening gehouden



met het gegeven dat door drukverlaging de drukval tijdens transport groter zal zijn. Daardoor is de drukverlaging waarmee gas vanuit de gasvelden – na depletie-compressie – aan de WGT-pijpleiding wordt geleverd minder groot dan de verlaging van de druk waarmee WGT-gas in Den Helder wordt aangeland.

De berekeningen zijn grotendeels gebaseerd op gegevens uit openbare literatuur en zijn uitgevoerd met gangbare thermodynamische en werktuigbouwkundige relaties zoals de relatie voor isentrope compressie arbeid.

#### *Maatregelen 'offshore drukverlaging' en 'vraagafhankelijke drukverlaging'*

De in de zomer aangehouden lagere druk op het HTL kan in voorjaar en najaar ook gedurende een deel van de dag worden aangehouden. Maar gedurende de rest van de dag zal of het gas op een hogere druk vanuit de off shore gasvelden worden aangeboden ('vraagafhankelijke drukverlaging') of zal extra transport-compressie nodig zijn ('offshore drukverlaging') om de druk in het HTL voldoende hoog te houden. In beide gevallen zal gedurende de rest van de dag ook G-gas uit Friesland moeten worden gecompriëerd.

Maatregel 'vraagafhankelijke drukverlaging' spaart meer energie uit dan maatregel 'offshore drukverlaging' omdat bij 'vraagafhankelijke drukverlaging' een niet verwaarloosbare reductie van drukval door transport wordt bereikt. De druk off shore verhogen resulteert in gereduceerde drukval door wrijving in de off shore pijpleidingen, die in de orde van enkele bar is. Een dergelijk voordeel ontbreekt in maatregel 'offshore drukverlaging'.

#### **Ruimere spreiding gaskwaliteit**

Voor maatregel 'ruimere spreiding gaskwaliteit' is een bereik bepaald:

- De minimum besparing heeft betrekking op het oprekken van de Wobbe-index in de huidige situatie. In plaats van '1 m<sup>3</sup> N<sub>2</sub> per 10 m<sup>3</sup> H-gas' wordt conform input van Gastransport Services 1 m<sup>3</sup> N<sub>2</sub> per 12 m<sup>3</sup> H-gas bijgemengd. Een reductie in N<sub>2</sub> volume van circa 15%. Dit scheelt op jaarbasis circa 160 TJ<sub>e</sub> of 44 miljoen kWh<sub>e</sub>. De Wobbe-index van het gas zal daardoor toenemen tot ongeveer 46,5.
- De maximale besparing aan elektriciteit heeft betrekking op de vermeden elektriciteitsconsumptie voor luchtscheiding. Dit is circa 960 TJ<sub>e</sub> of 267 GWh<sub>e</sub> per jaar. Het betreft het huidige gebruik van de installatie. De potentiële besparing op aardgas gebruik heeft betrekking op reductie van aardgas gebruik voor transport-compressie. In Ommen wordt – gemiddeld over de afgelopen jaren - circa 1·10<sup>9</sup> m<sup>3</sup> N<sub>2</sub> per jaar toegevoegd, ongeveer 5% van het totale volume aan G-gas en pseudo G-gas dat jaarlijks via Ommen naar het Zuiden stroomt. Aangenomen is dat het aardgas gebruik voor transport-compressie van G-gas en pseudo G-gas op de N/Z route evenredig met het gas volume afneemt<sup>10</sup>. Overigens verwacht Gastransport Services dat het toegevoegde N<sub>2</sub>-volume de komende jaren zal dalen. De besparing zal daardoor in de praktijk kleiner zijn dan hier aangegeven. Aan de andere kant dient de lucht-

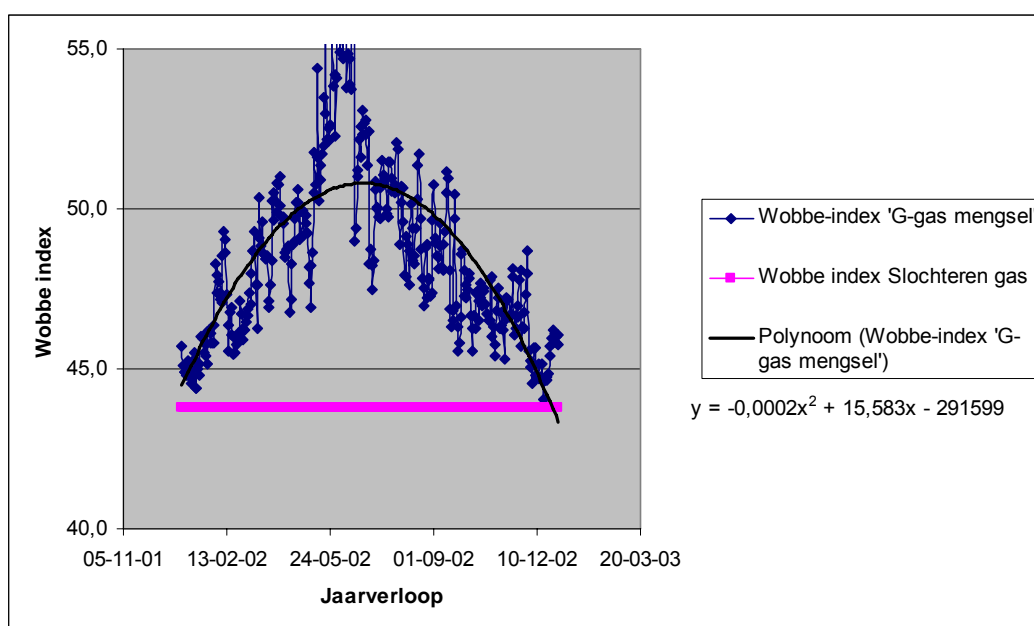
<sup>10</sup> Dit is waarschijnlijk een aanzienlijke overschatting. Het energieverbruik voor transportcompressie vindt plaats in de wintermaanden wanneer er weinig of zelfs in het geheel geen N<sub>2</sub> wordt ingezet. Besparing percentage op transportcompressie is dus niet 1:1 gelijk aan besparing N<sub>2</sub>-injectie.

scheidingsfabriek wel vaker stand-by te zijn, wat weer tot een toename van het energiegebruik leidt.

Het betreft bij beide schattingen feitelijk een zeer verschillende situatie en termijn. De minimum schatting kan 'nu' worden gerealiseerd. De maximum schatting kan pas op termijn worden gerealiseerd, wanneer apparatuur bij gebruikers is omgebouwd of vervangen door apparatuur die een bredere bandbreedte aankan.

We verwachten overigens dat de Wobbe-index van het gasmengsel in het laatste geval gedurende een aanzienlijke periode van het jaar sterk zal afwijken van de huidige waarde. De verwachte fluctuatie is in Figuur 5 gegeven.

Figuur 5 Verwachte fluctuatie in Wobbe-index van aan het G-gas net geleverde gasmengsel na stoppen N<sub>2</sub>-toevoeging



Het in de figuur gegeven verloop is berekend op basis van door Gastransport Services aangeleverde data over de toevoer van gasstromen van verschillende kwaliteiten in Ommen. Het verloop zal in de praktijk naar verwachting minder fluctueren dan in de figuur aangegeven omdat er bijvoorbeeld te sturen valt middels aanpassen van debieten. Daarom is in de figuur ook een gefitte 2e-graads polynoom voor het verloop toegevoegd om de trend in de Wobbe-index over het jaar heen te laten zien. Het verloop van de polynoom laat zien dat de Wobbe-index in de winter vergelijkbaar is met die van G-gas vanwege het grote volume aan G-gas dat dan wordt ingezet. In de zomer is de Wobbe-index echter aanzienlijk hoger dan in de huidige situatie en vergelijkbaar met die van H<sub>L</sub>-gas – gas aangeleverd vanaf de NGT-off shore leiding en de kleine velden in Noord Nederland.

De enorme fluctuatie in Wobbe-index over het jaar levert voor veel industriële afnemers geen problemen op. Zo neemt Nerefco bijvoorbeeld gas af, dat gedurende het jaar in Wobbe-index kan variëren van 41 tot 56. Het is onwaarschijnlijk

dat apparatuur bij kleinverbruikers ook in staat zal zijn dergelijke schommelingen te kunnen volgen. Dit illustreert dat de maatregel niet op dit moment geïmplementeerd zou kunnen worden.

### **Optimalisatie bedrijfsvoering gasproductie**

De voor maatregel 'optimalisatie bedrijfsvoering gasproductie' gegeven besparingspotentieel heeft betrekking op de besparing die waarschijnlijk kan worden gerealiseerd bij depletie-compressie door gasproductie niet op een submaximaal niveau te houden, maar door de velden zoveel mogelijk flat out te laten produceren. In de schatting zijn verdisconteerd:

- de inschatting dat de huidige gemiddelde gasproductie circa 90% van de maximale productie bedraagt;
- de inschatting dat de apparatuur ook bij maximale gasproductie op 60% - 90% van maximale belasting zal opereren omdat de gasvelden nog niet dusdanig gedepleteerd zijn dat maximaal compressie vermogen moet worden toegepast.

De resulterende schatting van de bespaarbare hoeveelheid aardgas is gegeven in Tabel 7.

## **4.2.2 Emissiereductie**

De invloed van de potentiële besparingen op de emissies naar lucht zijn geschat op basis van onderstaande emissiefactoren. Voor transport compressoren zijn emissiegegevens van Gastransport Services gebruikt. Bij gebrek aan actuele informatie over off shore depletie-compressie zijn deze Gastransport Services gegevens ook gebruikt om de effecten van energiebesparing bij off shore compressie te kunnen schatten.

De voor elektriciteitproductie aangehouden emissiefactoren zijn gebaseerd op gegevens van Energiened en de milieujaarverslagen van de afzonderlijke elektriciteitproducenten.

Tabel 8 Aangehouden emissiefactoren (kg/GJ brandstof of elektriciteit)

	<b>NO<sub>x</sub></b>	<b>CH<sub>4</sub></b>	<b>CO<sub>2</sub></b>
Gasturbines <sup>11</sup>	0,15	0,05	56
Centrale elektriciteitproductie	0,06		158

Combinatie van emissiefactoren met besparingspotentiëlen (zie Tabel 8) geeft de in Tabel 9 gegeven reducties van emissies naar lucht. Voor maatregel 'ruimere spreiding gaskwaliteit' is de maximale besparing aangehouden.

<sup>11</sup> De gehanteerde emissiefactoren betreffen gemiddelden afgeleid uit informatie van Gastransport Services.

Tabel 9 Geschatte reductie van emissies naar lucht (alle getallen in ton/jaar)

	Direct			Indirect			Netto reductie op bijdrage aan klimaatverandering (ton CO <sub>2</sub> -eq)
	NO <sub>x</sub>	CH <sub>4</sub>	CO <sub>2</sub>	NO <sub>x</sub>	CH <sub>4</sub>	CO <sub>2</sub>	
Offshore drukverlaging	1	0	528	1	0	1.381	1.919
Drukverlaging HTL in zomer	18	6	6.764	0	0	-575	6.328
Vraagafhankelijke drukverlaging	7	2	2.748	0	0	345	3.149
Ruimere spreiding gaskwaliteit	19	37	9.343	58	0	151.676	161.867
Optimalisatie bedrijfsvoering gasproductie	23	8	8.529	0	0	0	8.704

Directe emissies hebben betrekking op de emissies van compressoren, indirecte emissies hangen samen met elektriciteitsgebruik.

De emissies van CO<sub>2</sub> en CH<sub>4</sub> zijn middels karakterisatiefactoren omgerekend naar CO<sub>2</sub>-equivalenten. De door reductie van de emissies van CO<sub>2</sub> en CH<sub>4</sub> realiseerbare reductie in de bijdrage aan klimaatverandering is eveneens in Tabel 9 gegeven.

### 4.3 Kosten en baten

De vijf beschouwde maatregelen vergen geen van allen – voor zover ons bekend – een investering in hardware. Alle drie de maatregelen voor drukverlaging en de maatregel ‘optimalisatie bedrijfsvoering gasproductie’ komen feitelijk neer op aanpassen van de bedrijfsvoering van bestaande installaties. De kostencalculatie komt daarom bij deze maatregelen neer op inschatten van de door energiebesparing uitgespaarde kosten voor energiedragers. Deze zijn geschat uitgaande van een eenheidsprijs voor aardgas van 3,5 €/GJ en van 11,1 €/GJ voor elektriciteit. Voor maatregel ‘ruimere spreiding gaskwaliteit’ is de maximale besparing aangehouden.

Het resulterende overzicht voor de uitgespaarde kosten is gegeven in Tabel 10.

Tabel 10 Inschatting van aan maatregelen gerelateerde *uitgespaarde* kosten (alle getallen in 1.000 €/jaar)

	<i>Uitgespaarde</i> kosten energiedragers
Maatregel ‘offshore drukverlaging’	130
Maatregel ‘drukverlaging HTL in zomer’	382
Maatregel ‘vraagafhankelijke drukverlaging’	196
Maatregel ‘ruimere spreiding gaskwaliteit’	1.778
	- 11.250
Maatregel ‘optimalisatie bedrijfsvoering gasproductie’	533



In de kostenschatting is geen rekening gehouden met tijdafhankelijkheid van de kostprijs van energiedragers. Ook andere, vaak verborgen kosten zoals administratieve lasten, extra verzekeringen en kosten gerelateerd aan intensievere processturing zijn niet verdisconteerd. Daarom kan een te rooskleurig beeld zijn geschetst.

Het overzicht betreft het netto kosten/baten-effect van de beschouwde maatregelen. Gezien bijvoorbeeld de inschatting dat drukverlaging in de zomer op WGT-pijpleiding en LoCal-pijpleiding noopt tot meer compressie voor Gastransport Services in Wieringermeer om rondstromen mogelijk te maken resulteren de maatregelen ook tot bruto lasten voor bepaalde ketenpartijen. In Tabel 11 is middels plussen en minnen de lasten en lusten verdeling aangegeven.

Tabel 11 Indicatie effecten maatregelen op bedrijfskosten ketenpartners

	Effect op bedrijfskosten ketenschakels		
	Producenten	Gastransport Services	Distributeurs
Maatregel 'offshore drukverlaging'	+	-	0
Maatregel 'drukverlaging htl in zomer'	+	-	0
Maatregel 'vraagafhankelijke drukverlaging'	+	-	0
Maatregel 'ruimere spreiding gaskwaliteit'	0	+	0
Maatregel 'optimalisatie bedrijfsvoering gasproductie'	+		0

#### 4.4 Ketenaafhankelijkheden

In deze paragraaf wordt ingegaan op de zogenoemde ketenaafhankelijkheden. Het gaat daarbij om de organisatorische implementeerbaarheid van de maatregelen. Immers, het realiseren ervan vergt inspanningen van diverse ketenpartijen. Ook de consequenties zullen voor de partijen verschillend zijn: de grootste voordelen kunnen bij de ene partij terecht komen, terwijl een andere partij met de nadelen wordt geconfronteerd.

Tevens staat per maatregel een (globaal) overzicht van de voor- en nadelen voor de betrokken ketenpartijen en de consequenties in de keten. Hierbij moet gedacht worden aan zaken als de flexibiliteit en leveringszekerheid tussen partijen en hun afnemers en aan de gaskwaliteit en de daaraan verbonden (bedrijfseconomische) waarde. Ook de verdeling van organisatorische lusten en lasten en het aanpassen van afspraken en contracten tussen partijen komt aan bod.

##### 4.4.1 Drukverlaging

*Voor- en nadelen voor ketenpartijen:*

- **Producenten**  
Drukverlaging leidt tot efficiënter gebruik van de depletieapparatuur, hetgeen leidt tot een kostenbesparing door verminderd energiegebruik. Ook kunnen de gasvelden bij een lagere druk verder worden gedepleteerd dan nu het geval is, hetgeen een economisch voordeel met zich meebrengt.

- Gasunie Trade & Supply  
Maatregelen voor drukverlaging betekent voor Gasunie Trade & Supply dat wellicht niet altijd voldaan kan worden aan de contractueel vastgelegde afleverdruk.
- Transport  
Voor de transporteur treedt bij 'drukverlaging HTL in zomer' en 'vraagafhankelijke drukverlaging' een voordeel op doordat drukverlaging leidt tot minder onshore compressie van aangeland gas (LoCal).  
Het nadeel is een verminderde flexibiliteit (zie hieronder). Dit betekent consequenties voor de portfolio van de Gasunie.
- Eindverbruik  
Drukverlaging in het systeem heeft voor de eindgebruiker geen consequenties.

#### *Consequenties in de keten*

Drukverlaging op de zeepijpleiding en in het HTL heeft gevolgen voor de contracten die zijn gesloten tussen de verschillende ketenpartijen. Hierin vormt de druk één van de leveringsvoorwaarden. Bij verlaging van de druk op de zeepijpleiding wordt het gas in Wieringermeer door Gastransport Services gecompriëerd. Dit betreft dus in feite een verschuiving van het comprimeren van de producent naar de transporteur. Bij verlaging van de druk in het HTL-systeem in de zomer en het afstemmen van de druk op de vraag in het voor- en najaar, is er een effect tot aan de eindgebruiker omdat ook op lagere druk aan hen wordt afgeleverd. Contracten zullen op het punt van aan te leveren druk moeten worden aangepast, dit kan (afhankelijk van de maatregel) zowel het geval zijn voor contracten tussen producenten en Gastransport Services als voor contracten tussen Gastransport Services en afnemers.

Knelpunt daarbij vormt de verminderde flexibiliteit bij Gastransport Services als gevolg van een lagere druk: de line pack daalt als gevolg van de lagere druk, waardoor de tolerantie voor onbalans kleiner wordt en er een probleem zou kunnen ontstaan bij balanceren van het gasnet. Voor eindverbruikers is een voorwaarde dat de flexibiliteit niet verdwijnt of te veel vermindert. De hoge gasprijzen in de zomer (2004) roepen bij eindverbruikers de vraag op of er in de zomer wel voldoende capaciteit is voor een drukverlaging terwijl nog steeds aan piekvragen wordt voldaan.

Gasunie Trade & Supply is gebonden aan de contractueel vastgelegde afleverdruk met de afnemers. Een voorwaarde is, dat aan deze afspraken voldaan kan worden. Het is niet mogelijk de contracten aan te passen/open te breken op een lagere afleverdruk.

#### *Aandachtspunten:*

- *consequenties voor de line pack en daarmee voor de flexibiliteit van Gastransport Services en eindverbruikers in kaart brengen; de vraag is daarbij of de dagelijkse gemiddelde flexibiliteit of de extremen hierbij het uitgangspunt zijn;*



- *operationele afspraken waar mogelijk tussen producenten en Gastransport Services over levering op lagere druk zonder de contracten aan te passen;*
- *contracten aanpassen op afspraken over aanleverdruk:*
  - *tussen producenten en Gastransport Services zullen (per toevoerleiding) onderhandelingen gevoerd moeten worden over financiële baten die staan tegenover de lasten voor Gastransport Services in de vorm van verminderde flexibiliteit;*
  - *indien aan eindverbruikers dezelfde contractuele rechten gewaarborgd kunnen worden als momenteel het geval is, zijn er weinig problemen te verwachten in het aanpassen van contracten;*
  - *indien er consequenties zijn voor de rechten, zullen ook met eindverbruikers onderhandelingen gevoerd moeten worden om te komen tot nieuwe afspraken.*

#### 4.4.2 Ruimere spreiding gaskwaliteit

##### *Voor- en nadelen voor ketenpartijen*

- **Producenten**  
Op den duur zal de overstap naar H-gas gemaakt moeten worden in Nederland: over circa 10-20 jaar zal het Slochterenveld geen backup functie meer kunnen uitoefenen. Het is uit oogpunt van de producenten dus zinvol om met de ketenpartijen een plan te maken waar in de loop van de komende decennia naartoe gegroeid kan worden.
- **Transport**  
Verbreiding van de gaskwaliteit (bandbreedte Wobbe-index) is voor Gastransport Services gunstig. De huidige grenzen (43,4 – 44,4 Wobbe-index) zijn erg smal, en een verbreding geeft meer vrijheid in het gasmengen en gastransport. Er hoeft minder (op den duur geen) stikstof te worden bijgemengd, hetgeen een kostenvoordeel oplevert (elektriciteitsgebruik, bouw fabriek); ook treedt een vermindering van transport-compressie op. Een verbreding van bijvoorbeeld 43,4 tot circa 46 MJ/m<sup>3</sup> zou bedrijfseconomisch al interessant zijn. Een Wobbe van 46 MJ/m<sup>3</sup> komt overeen met de kwaliteit van aan Duitsland geleverd gas. Zeer waarschijnlijk kan deze kwaliteit nu al worden ingezet bij kleingebruikers in Nederland zonder dat aanpassingen aan apparatuur nodig zijn.  
Op langere termijn betekent het omschakelen naar H-gas wellicht ook aanpassingen in de infrastructuur.
- **Eindverbruik**  
Een verbreding van de Wobbe-index is voor eindverbruikers een handelsbevorderende maatregel. Op dit moment is de beperkte capaciteit bij Gastransport Services voor conversie van hoogcalorisch buitenlands gas naar laagcalorische kwaliteit een bottleneck voor energiebedrijven om H-gas uit het buitenland te kunnen betrekken (deze capaciteit moet van tevoren worden gecontracteerd en is voor de komende tijd 'uitverkocht'). Overschakeling binnen Nederland op H-gas kwaliteit zal een stimulans zijn voor de gashandel en tevens de concurrentie tussen leveranciers bevorderen.

### *Consequenties in de keten*

Verbreiding van de Wobbe-index is alleen mogelijk middels een politiek besluit, met een aanpassing in de Gaswet.

In België is een dergelijk proces momenteel gaande met een besluit van de toezichhoudende instantie. In Duitsland zet men bij huishoudens al gas in met een hogere calorische waarde dan G-gas (het zogenaamde L-gas). De Wobbe-index van dit gas heeft een waarde van  $46 \text{ MJ/m}^3$

Voor transport en eindverbruik levert deze maatregel voordelen op. De marktverhoudingen zijn het laatste decennium bij de eindverbruikersmarkt zodanig veranderd, dat de handelsvoordelen waarschijnlijk opwegen tegen de nadelen van de ombouw van installaties. Gastransport Services heeft aangegeven bij deze ombouw een rol te kunnen en willen spelen.

Grote installaties zijn gedeeltelijk al toegerust voor H-gas. De ombouw van de circa 100 grootverbruikers in Nederland kan waarschijnlijk binnen enkele jaren plaatsvinden. Kleinere door Essent en andere energiebedrijven geleverde installaties (30-50 MW) gebruiken nog grotendeels laagcalorisch gas. Deze zouden in tweede instantie omgebouwd kunnen worden. Beschikbaarheid van een hoogcalorisch gasnet is hierbij een voorwaarde.

Omschakeling van de kleinverbruikers zal meer complicaties geven en een langere tijdsspanne vergen. Het lijkt voor de hand te liggen om de apparatuur met smalle bandbreedte de komende decennia uit te faseren via natuurlijke investeringsmomenten. (Hiervoor is een politiek besluit nodig?) De kosten kunnen dan redelijk beperkt blijven.

Verbreiding van de Wobbe-index heeft consequenties voor de afspraken over de calorische waarde-verrekening tussen Gastransport Services en de distributiebedrijven en de afrekensystematiek van de distributiebedrijven met de kleinverbruikers. Ten eerste zal Gastransport Services ervoor moeten zorgen dat de calorische waarde binnen bepaalde afzetgebieden constant is, zodat alle klanten achter het afleverpunt op dezelfde wijze een verrekening kunnen krijgen voor de calorische waarde (deze is standaard de calorische bovenwaarde van Slochterengas, namelijk  $35,17 \text{ MJ/m}^3$ , en wordt gecorrigeerd naar de werkelijk gemeten calorische waarde). Dit betekent onderhandelingen met de afzonderlijke distributiebedrijven.

Ook zijn er consequenties verbonden aan de fluctuaties. Afnemers, vooral grootverbruikers, hebben liefst een constante gaskwaliteit zodat de apparatuur hier optimaal op kan worden afgestemd. Bij een verbreiding van de bandbreedte, kunnen ook meer fluctuaties optreden. Er zal duidelijkheid moeten komen in de mate van fluctuaties en eventueel nadere afspraken gemaakt moeten worden met afnemers.

Regionale invoering van een verbreiding van de Wobbe-bandbreedte is een goede mogelijkheid. Een verdeling tussen West-Nederland en het Zuiden/oosten ligt





voor de hand omdat momenteel de gaskwaliteit tussen deze regio's ook enigszins verschilt (bijvoorbeeld in grenswaarden voor CO<sub>2</sub>).

Een tussenfase in de invoer van een andere gaskwaliteit zou kunnen zijn om alle grootverbruikers op deelsysteem 'Noord-Zuid-route', die nu G-gas afnemen over te schakelen op H-gas. Ons is (nog) niet bekend hoeveel dat betreft en hoeveel aardgas deze verbruikers op jaarbasis afnemen. We hebben verder het vermoeden dat grootverbruikers, die direct aan het H-gas tracé liggen al zijn overgeschakeld en dat het voor overschakelen van andere H-gas gebruikers nodig is om een pijpleiding aan te leggen vanaf HTL naar grootgebruiker.

*Aandachtspunten:*

- *initiatief bij ketenpartijen voor gesprekken met het Ministerie van EZ over het komen tot een besluit tot verbreding van de Wobbe-index (termijn, fasering, bandbreedte);*
- *Gastransport Services en eindverbruikers kunnen een traject starten om de fasering nader in te vullen (groot-, midden-, kleinverbruikers; regionale invoering);*
- *afspraken tussen grootverbruikers en Gastransport Services over de ombouw van installaties, de levering van H-gas en de fluctuaties in gaskwaliteit. In tweede instantie ook met middelgrote energie-installaties;*
- *ter zijner tijd. onderhandelingen tussen Gastransport Services en distributiebedrijven over te leveren calorische waarden per regio.*

#### **4.4.3 Optimalisatie bedrijfsvoering gasproductie**

*Voor- en nadelen voor ketenpartijen:*

- **Producenten**  
Producenten hebben voordeel bij deze maatregel door de optimalisatie van de inzet van hun apparatuur.
- **Gasunie Trade & Supply**  
Op basis van de vraag in de markt bestelt Gasunie Trade & Supply gas bij de producenten. Dit gebeurt binnen de afspraken over de jaarlijks te leveren hoeveelheden. De keuze voor de (mix) van producenten hangt af van de door de markt gevraagde kwaliteit, hoeveelheid, druk, CO<sub>2</sub>-gehalte e.d. De optimalisatie van de ingezette apparatuur speelt daarbij ook een rol, maar is niet leidend. Omdat de markt minder voorspelbaar is dan één tot enkele decennia geleden, is optimalisatie op dit punt lastiger geworden. De mogelijkheden voor verdere optimalisatie uit energie-oogpunt worden ingeschat als klein.
- **Transport**  
Gastransport Services heeft geen zicht op de herkomst van het gas dat aangeleverd wordt. Dat ligt bij Gasunie Trade & Supply.
- **Eindverbruik**  
Eindverbruikers hebben geen zicht op de herkomst van het gas dat aangeleverd wordt.

### *Consequenties in de keten*

Dit is een moeilijk uitvoerbare maatregel. Gasunie Trade & Supply ziet weinig optimalisatiemogelijkheden naast de wijze waarop momenteel geoptimaliseerd wordt rekening houdend met de marktvraag (andere criteria dan inzet deleteapparatuur). Dit betreft echter de optimalisatie zoals uitgewerkt voor de berekening van de energiebesparing. Andere partijen zien mogelijkheden om deze optie anders invulling te geven. Op basis van de analyse in dit rapport kan niet worden vastgesteld of deze alternatieve invullingen van de optie interessant zijn voor een eventuele haalbaarheidsstudie.



## 5 Uitwerking maatregelen II

Conform de uitkomsten van de workshop aan het eind van fase 1 van dit project zijn een aantal maatregelen minder diepgaand beschouwd:

- maatregel 'directe levering': directe, lage druk levering aan lokale gebruikers vanuit economisch vrijwel gedepleteerde on-shore gasvelden;
- maatregel 'lokaal elektriciteit opwekken': elektriciteit opwekken op bijna (economisch) gedepleteerde gasvelden;
- maatregel 'gedifferentieerd tarief': vraagsturing door introductie gedifferentieerd tarief.

De analyse is hieronder in aparte paragrafen weergegeven.

### 5.1 Maatregel 'directe levering'

#### 5.1.1 Algemeen

De maatregel behelst als aangegeven in de inleiding het direct leveren van aardgas uit een (economisch) vrijwel gedepleteerd gasveld aan een in de buurt gelegen grootverbruiker of een regionaal distributienet. De levering kan bij aanzienlijk lagere druk plaatsvinden dan bij levering aan Gastransport Services via een centrale invoerlocatie. De druk in regionale distributienetten bedraagt 4 – 8 bar, voor levering via centrale invoerlocaties moet het gas op 65 bar worden aangeleverd.

Rechtstreekse levering aan een regionaal distributienet vergt zeer waarschijnlijk de aanleg van een lage druk pijpleiding tussen gasveld en lokale gebruiker. Transport en levering vinden nu immers steeds via het HTL plaats. De maatregel heeft dan ook economisch gezien alleen zin wanneer de levering van aardgas over een langere periode blijft plaatsvinden. Het is dan ook zeer waarschijnlijk dat het economisch bijna gedepleteerde veld langer en vollediger zal worden geëxploiteerd dan bij de gangbare bedrijfsvoering het geval zou zijn.

Deze maatregel leidt tot uitsparing van de normaliter aan aardgaswinning en transport gerelateerde energiegebruiken, zoals aardgasverbruik voor depletie en transport-compressie, gasbehandeling en bij gas overslag op het lokale GOS.

De maatregel heeft betrekking op onderstaande gasvelden. Alle genoemde gasvelden worden tussen 2005 en 2011 geabandonneerd.

Alleen die velden zijn beschouwd waarbij bij het beoogde moment van abandonnering nog geen condensatie van water in de put (watering out) optreedt. Wanneer dit wel het geval is, is verdere gaswinning volgens [Eenkhorn, 2000] niet meer mogelijk. De reservoir druk is omgerekend naar flowdruk aan de hand van de aanname dat de druk bovenin de put 80% bedraagt van de druk in het reservoir. Er is daarnaast rekening gehouden met een indicatieve drukval door gasstroming van 20 bar.

Het restvolume aan aardgas dat na de beoogde abandonnatie in de gasvelden zou achterblijven is in vergelijking met de gasvraag van bijvoorbeeld regionale distributienetten groot tot zeer groot. Een GOS voor een regionaal distributienet ontvangt per jaar in de regel  $10 \cdot 10^6 - 20 \cdot 10^6 \text{ m}^3$  voor een GOS van gemiddelde grootte en  $40 \cdot 10^6 - 80 \cdot 10^6 \text{ m}^3$  voor een grote GOS. Aangezien de meeste kleine velden na abandonnering nog minstens  $1 \cdot 10^9 \text{ m}^3$  aardgas bevatten betekent dit dat er in potentie voor een gemiddeld grote GOS voor vele tientallen jaren aan gas beschikbaar is.

Het gas zal gedroogd moeten worden om hydraatvorming en uitval van water te voorkomen. Hiervoor zal een glycol installatie of een silica installatie moeten worden gebruikt. Er is uitgegaan van een TEG-installatie.

De gaskwaliteit van het gas in de te abandonneren velden komt overigens over het algemeen niet overeen met die van G-gas. Het betreft in de regel H<sub>L</sub>-gas met een Wobbe-index van zo'n 50 in plaats van 44. Hiermee is rekening gehouden door aan te nemen dat per Nm<sup>3</sup> gas uit de velden gemiddeld 0,11 Nm<sup>3</sup> N<sub>2</sub> wordt bijgemengd, zoals per Nm<sup>3</sup> nodig is om een mengsel met G-gas te verkrijgen. Aangenomen is dat de stikstof op locatie wordt geproduceerd. Het aan N<sub>2</sub>-productie gerelateerde elektriciteitsgebruik (240 kWh<sub>e</sub>/ton N<sub>2</sub> conform Hoek Loos) is in de analyse verdisconteerd.

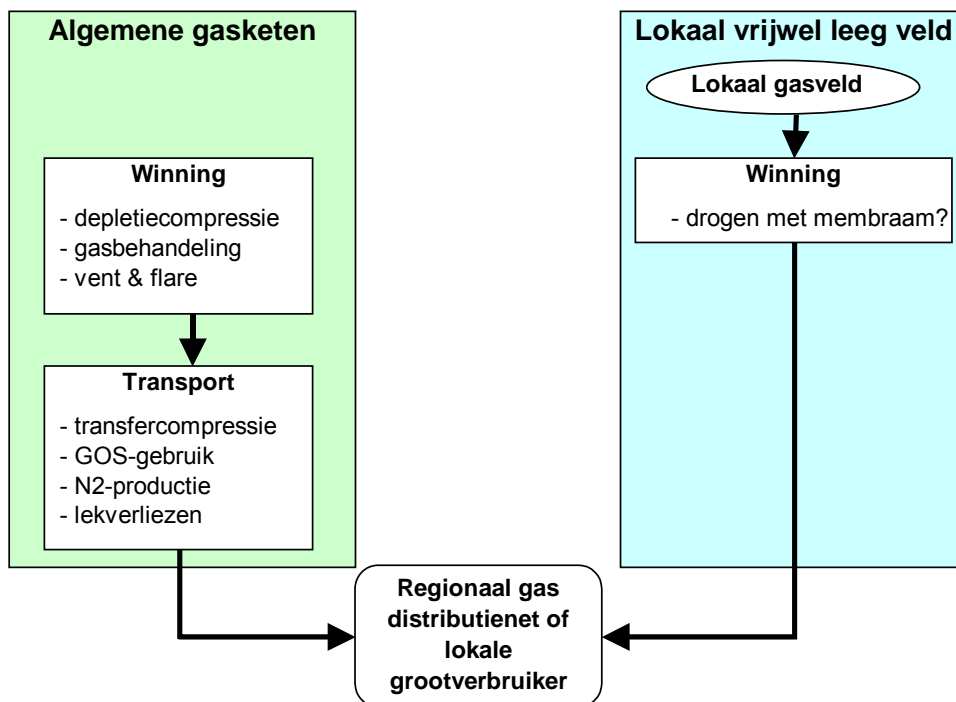
Daarnaast zal het aardgas uit de velden in Zuid-Oost Drenthe en Twente ontzaveld moeten worden. Volgens zeggen functioneert de GZI of ontzavelingsinstallatie in Emmen vanaf 2008 niet meer op een economisch verantwoorde manier en is dat de voornaamste reden voor abandonnering van de velden in die regio. Gebruik van het restgas in de betreffende velden vergt realisatie van een nieuwe ontzavelingsinstallatie. Het energiegebruik van de ontzavelingsinstallatie is echter dusdanig laag dat dit in de energieanalyse is verwaarloosd.

## 5.1.2 Energiebesparing

### Opzet

Figuur 6 toont de opzet van de vergelijking aan de hand waarvan de potentiële en gemiddelde energiebesparing per m<sup>3</sup> is ingeschat.

Figuur 6 Opzet vergeleken systemen voor bepaling energie besparing bij directe gaslevering



Er is vergeleken met het gemiddelde energiegebruik voor levering van aardgas – gemiddeld over H-gas en G-gas.

- de beschouwde gasvelden liggen zowel in de buurt van H-gas afnemers in het Westen als bij G-gas afnemers in het Noorden en Oosten;
- de analyse heeft voornamelijk betrekking op aardgas dat bij de gangbare bedrijfsvoering niet zou zijn gewonnen. Het heeft daarom geen zin te analyseren hoeveel energie wordt bespaard door achterwege laten van depletiecompressie op deze locatie.

Er is bij winning en lokale levering aangenomen dat er niet altijd een gasbehandelingsinstallatie aanwezig is. Dit geldt bijvoorbeeld voor de kleine velden in Zuid-Oost Drenthe en Twente, waarvan het gas in Emmen wordt behandeld. In dat geval zouden problemen door watercondensatie kunnen worden voorkomen door toepassing van een membraam, zoals al wordt gebruikt bij Vries4 gasveld. Het restgas wordt daar in een gasmotor verbrand.

### Gehanteerde getallen

Onderstaande tabel geeft de gemiddelde *huidige* gebruiken voor depletiecompressie, on shore gasbehandeling en transport via HTL. Door rechtstreekse levering worden deze gebruiken als gezegd uitgespaard.

Tabel 12 Gemiddelde energiegebruik bij winning en transport van H-gas en G-gas (in kJ/m<sup>3</sup> aardgas)

	Aardgas	Elektriciteit	Verliezen (vent en flare)	Primaire energie
Productie	228	25	16	440
Transport	112		7	119
	340	25	23	559

Het energiegebruik voor winning zal in de komende jaren alleen maar toenemen vanwege de verdergaande depletie van de geëxploiteerde gasvelden. Bovenstaande gebruiken moeten daarom als een minimum worden beschouwd.

Combinatie van met het uit de vrijwel gedepleteerde gasvelden nog produceerbare gasvolume geeft een indicatie van de middels directe levering realiseerbare energiebesparing. Het nog produceerbare volume is geschat op 10% van het restvolume (Tabel 39 in appendix F). Uit communicatie met NAM valt af te leiden dat er toch op voorhand geen schatting is te maken van het winbare deel. De drukval tussen reservoir en well head bijvoorbeeld is sterk afhankelijk van de geologische eigenschappen van het veld en van de lay-out van put en navolgende pijpleidingen en gasbehandeling. De restvolumes zijn bovendien afhankelijk van de gasprijs: bij een hogere gasprijs is het voor producenten rendabel om zelf meer gas te winnen. De resulterende winbare gasvolumes zijn ook in Tabel 40 (appendix F) gegeven.

Combinatie van het totale gasvolume van 2 miljard m<sup>3</sup> met de specifieke gebruiken uit Tabel 13 geeft de in Tabel 41 (appendix F) opgenomen netto besparingen.

Tabel 13 Schatting besparingen door directe levering

	Aardgas	Elektriciteit	Verliezen (flare en vent)	Primaire energie
Besparing door directe levering (PJ)	0,93	0,05	0,04	1,10
N <sub>2</sub> -productie op locatie (PJ)	-0,47			-0,47
Netto bespaard (PJ)	0,46	0,05	0,04	0,62

De besparingen worden gerealiseerd over een periode van waarschijnlijk 10 tot 30 jaar. Dit levert een jaarlijkse energiebesparing van 21 tot 62 TJ.

De energie-inhoud van het extra produceerbare gas bedraagt overigens circa 65 PJ. Ter vergelijking: de in Nederland afgezette hoeveelheid G-gas vertegenwoordigt een energie-inhoud van  $32 \cdot 10^9 \text{ m}^3/\text{jaar} \times 31,65 \text{ MJ/m}^3 \approx 1.010 \text{ PJ/jaar}$ .

### 5.1.3 Emissies

In Tabel 14 is een schatting gegeven van de middels de directe levering realiseerbare reductie in broeikasgassen.

Tabel 14 Schatting uitsparing aan broeikasgasemissies

	Aardgas	Elektriciteit	Verliezen (flare en vent)	Totaal
Netto bespaard	0,46	0,05	0,04	
CO <sub>2</sub> -emissies (kg/GJ)	56	158	455	
CO <sub>2</sub> -emissie per jaar (kton)	26	8	20	53

De voor verliezen aangehouden emissiefactor heeft betrekking op methaan. Met andere woorden, aangenomen is dat de verliezen grotendeels uit methaan bestaan. Ter vergelijking, de emissierechten voor de verschillende gaswinningslocaties en compressorstations bedragen in totaal 1.435 kton/jaar.

### 5.1.4 Kosten

Wat betreft de kosten kan de volgende informatie worden aangedragen:

- compleet gemonteerde ondergrondse leidingen met een diameter van 4" – 10" variëren in aanlegkosten tussen € 115.000 tot € 290.000 per kilometer [Dace, 2002]. Een pijpleiding van 10 kilometer kost dus volgens deze kentallen 1 – 3 M€. Maar door de toenemende staalvraag in met name China zijn de prijzen de afgelopen jaren fors gestegen. We verwachten daarom dat de werkelijke kosten eerder 50% hoger zullen liggen;
- het naar onze schatting extra produceerbare gas vertegenwoordigt bij de laatste ons bekende huidige grootverbruikers prijzen (circa € 3,5/GJ) een economische waarde van € 230 miljoen. Kostprijzen voor membranen zijn ons niet bekend en over informatie met betrekking tot de bij de kleine velden opgestelde gasbehandelingsapparatuur beschikken we niet. We kunnen daarom geen schatting maken van de op de locatie benodigde investeringen in procesapparatuur.

### 5.1.5 Ketenaafhankelijkheden

De maatregel levert energiebesparing en kostenreductie op in de *gasketen*. Voor de betrokken ketenpartijen kunnen zowel voor- als nadelen optreden. Deze zijn hieronder verwoord.

*Voor- en nadelen voor ketenpartijen*

- *Producenten:*  
Het voordeel van deze maatregel voor de producent is, dat geen depletiecompressie nodig is, en er meer gas uit het veld kan worden gewonnen dan zonder directe levering.  
Knelpunten zijn:

- de capaciteit van het veld moet afgestemd zijn op de vraag van de gebruiker. De optimale productie moet passen bij de vraag van de gebruiker;
- het gasveld loopt in de loop van de jaren terug in capaciteit; ook op de langere termijn moet de capaciteit passen bij de vraag van de gebruiker, of moeten aanvullende maatregelen worden genomen.
- *Transport*  
Gasunie is betrokken bij deze maatregel waar het gaat om het transport van gas tussen de put en de afnemer en dit over enkele kilometers moet gebeuren.
- *Eindverbruik*  
Voor de eindverbruiker zitten een aantal nadelen verbonden aan directe levering. Bottlenecks zijn:
  - interrupties in levering; er zal een oplossing gezocht moeten worden voor de backup;
  - verandering in gaskwaliteit bij overschakeling van het gas uit het gasveld op gas uit de backup-voorziening;
  - de (constantheid in) kwaliteit van het gas;
  - aanvullende maatregelen voor het moment dat de capaciteit van het gasveld terugloopt.

#### *Consequenties in de keten*

Praktische haken en ogen aan directe levering kunnen leiden tot een no-go. In het verleden is dat in specifieke situaties het geval geweest (directe levering in de buurt van Rotterdam aan een chemische fabriek).

## **5.2 Maatregel 'lokaal elektriciteit opwekken'**

### **5.2.1 Algemeen**

Maatregel 'lokaal elektriciteit opwekken' betreft de directe productie van elektriciteit op basis van gas uit vrijwel gedepleteerde gasvelden. Ook bij deze maatregel wordt energie bespaard doordat het gas rechtstreeks aan de - op de put geplaatste - afnemer kan worden geleverd. Voor de uitwerking zijn dezelfde velden beschouwd als voor de uitwerking van maatregel 'directe levering'.

Gezien het gasvolume dat zelfs kleine velden als Barendrecht kunnen leveren lijken vooral gasturbines relevant voor directe elektriciteitsproductie op de put. Aan de andere kant is de druk van het gas uit de velden dusdanig laag dat compressie nodig zal zijn om het te kunnen verwerken in een gasturbine. Om die reden hebben we alleen toepassing van gasmotoren beschouwd. Deze vallen eventueel te combineren met een ORC.

Verwacht wordt dat de elektriciteit zal worden afgezet op een lokaal 10 kV of 33 kV netwerk. Gezien de verwachte geïnstalleerde vermogens is er in dergelijke netwerken in regio's met een hoog elektriciteitsgebruik voldoende opname capaci-



teit voor de geproduceerde elektriciteit<sup>12</sup>. Bovendien is het - vanwege de beperkte dichtheid van het hoogspanningsnet - duur om de geproduceerde elektriciteit aan dit net te leveren.

Verder dient het gas te worden ontdaan van meegevoerd water en slib. Maar waterdamp is geen probleem voor een gasmotor. Dat blijkt voor gasmotoren bijvoorbeeld uit de ervaringen in Vries.

## 5.2.2 Energiebesparing

Voor een inschatting van de potentie van lokale elektriciteit productie op vrijwel gedepleteerde gasvelden is een vergelijking gemaakt tussen elektriciteit productie op locatie en elektriciteit productie door het gemiddelde productiepark van de Nederlandse energieproducenten.

Net als bij regionale afzet (maatregel 'directe levering') betreft het een maatregel die economisch gezien alleen zinnig is wanneer gaslevering gedurende langere tijd blijft plaatsvinden. Anders kan de benodigde investering in gasmotoren en leggen van elektriciteitskabels zich niet terugverdienen. Met andere woorden het is zeer waarschijnlijk dat het economisch bijna gedepleteerde veld langer en vollediger zal worden geëxploiteerd dan bij de gangbare bedrijfsvoering het geval zou zijn. De analyse heeft dus ook in dit geval voornamelijk betrekking op aardgas wat anders niet zou zijn gewonnen.

In die situatie dient het energiebesparingspotentieel te worden bepaald door een vergelijking tussen:

- elektriciteitsproductie bij centrale producenten en transport en distributie van elektriciteit middels het 380/220 kV hoofdnets;
- de lokale productie van elektriciteit.

De lokaal geproduceerde elektriciteit zal immers concurreren met centraal productievermogen.

Vanuit onze eigen expertise weten we dat het centrale Nederlandse elektriciteit productiepark op dit moment een rendement heeft van circa 43%. Tijdens distributie via het hoogspanningsnet en bij omzetting van elektriciteit van hoog voltage naar laag voltage gaat ongeveer 2% van de *getransporteerde* elektriciteit door weerstanden in kabels en transformatoren verloren. Daarnaast vergt winning en transport van voor elektriciteitsproductie gebruikt aardgas en steenkool ook energie. Het netto elektrisch rendement voor levering aan regionale distributienetten bedraagt daarom ten opzichte van de oorspronkelijk beschikbare primaire energie circa 40%.

Met grote gasmotoren kunnen rendementen van gemiddeld 40% worden gerealiseerd. Gasmotoren met nageschakelde ORC's halen rendementen van ruim

---

<sup>12</sup> De moeilijke afzet van elektriciteit op lokale netten bij windprojecten geeft echter aan dat afzet op lokale netten in landelijke gebieden niet altijd goed mogelijk is vanwege gebrekkige opname capaciteiten van de netten in deze regio's.

45%. Het is dus in principe mogelijk om energie te besparen, mits de warmte van de rookgassen van de gasmotor wordt benut. Tabel 41 (appendix F) geeft een indicatieve schatting van het op basis van de vrijwel gedepleteerde velden haalbare elektriciteitproductie.

Vergelijking met het gemiddelde rendement van 40% voor centrale productie en transport via het hoogspanningsnet – inclusief energiegebruik voor winning en transport van de bij elektriciteitproductie gebruikte energiedragers - geeft de volgende potentiële besparingen aan primaire energie conform de relatie:

$$E_{\text{primair, bespaard}} = E_{\text{elektriciteit, geproduceerd}} \cdot \left( \frac{1}{\eta_{\text{gemiddeld}}} - \frac{1}{\eta_{\text{gasmotor}}} \right)$$

Tabel 15 Schatting bespaarbare hoeveelheden primaire energie

	<b>Gasmotor</b>
Elektriciteitproductie (PJ)	27
Rendement productie op locatie	45%
Rendement centrale productie	40%
Uitgespaarde primaire energie (PJ)	8

Ter illustratie van de totstandkoming van de getallen uit Tabel 15: bij inzet in gasmotoren wordt aan elektriciteit bespaard:

$$8 = 27 \cdot \left( \frac{1}{40\%} - \frac{1}{45\%} \right) = 27 \cdot (2,50 - 2,22)$$

Uitgespreid over een periode van 10 tot 30 jaar levert dit een jaarlijkse energiebesparing van 270 – 800 TJ.

### 5.2.3 Kosten en emissies

Met betrekking tot kosten kunnen we de volgende informatie aandragen:

- een gasmotor met een vermogen van 1 – 5 MW<sub>e</sub> en een nageschakelde ORC met een vermogen van 0,15 – 0,75 MW<sub>e</sub> kosten respectievelijk € 1.000/kW<sub>e</sub> en € 2.000/kW<sub>e</sub>;
- de geproduceerde elektriciteit heeft bij een huidige prijs van circa 3,8 €/kWh<sub>e</sub> een waarde van € 1,0 – € 1,7 miljard.

Er zijn mogelijk nog meer investeringen nodig wanneer het gas moet worden ontzwaveld. In dat geval zal een ontzwavelingsinstallatie moeten worden geplaatst.

De maatregel zal sowieso een reductie van broeikasgassen geven omdat bij productie op locatie enkel aardgas als brandstof wordt ingezet, terwijl de brandstofmix van het centrale productiepark voor een groot deel (bijna 50%) uit steenkool bestaat.

## 5.2.4 Ketenaafhankelijkheden

Uit de expertopinie van de ketenpartijen ontstaat het volgende beeld van de organisatorische en technische implementeerbaarheid

### *Voor- en nadelen voor ketenpartijen*

- *Producenten:*  
Het voordeel van deze maatregel voor de producent is, dat geen depletie-compressie nodig is, en er meer gas uit het veld kan worden gewonnen dan zonder directe levering.  
De praktische bezwaren die bij directe levering een rol spelen, zijn hier niet van toepassing.
- *Transport*  
De producenten zijn contractueel verplicht om uit het veld geproduceerd gas aan Gasunie Trade & Supply te leveren en zou daarom mogelijk ook aanspraak willen maken op het voor lokale elektriciteitproductie ingezette aardgas. Een producent zal dan moeten kunnen aantonen dat het verstroomde gas redelijkerwijs niet binnen de gangbare economische condities te winnen zou zijn geweest.
- *Eindverbruik*  
De elektriciteit wordt opgenomen in het regionale middenspanningsnet. Er moet een aansluitingsmogelijkheid op relatief korte afstand mogelijk zijn. De praktische bezwaren die bij directe gaslevering een rol spelen, zijn hier niet van toepassing. De economische rentabiliteit van de maatregel zal een doorslaggevend criterium zijn voor energiebedrijven of zij hierin willen participeren.

### *Consequenties in de keten*

De economische rentabiliteit en de beschikbaarheid van locaties zijn de eerste criteria die bepalen of partijen deze maatregel vanuit bedrijfseconomisch oogpunt zinvol vinden.

## 5.3 Maatregel 'gedifferentieerd tarief'

### 5.3.1 Algemeen

In deze maatregel vindt als gevolg van differentiatie van het tarief voor grootgebruikers een verschuiving van een deel van de gasvraag van dag naar nacht plaats. Bij met name glastuinbouw en afnemers met warmteopslag capaciteit zal het gasverbruik verschuiven. Hierdoor is de onbalans over de dag heen kleiner en is er in principe ook een geringere drukval over het HTL. Hierdoor is in principe minder energie voor transport-compressie nodig.

### 5.3.2 Energiebesparing mogelijk?

Essent schat dat circa 5% tot 10% (ruwe schatting) van het door grootverbruikers afgenomen volume zal verschuiven. Industrie en landbouw nemen samen ongeveer 1/3 van het totale gasgebruik voor hun rekening. Ervan uitgaande dat het profiel van alle gasgebruikers vergelijkbaar is zal het profiel bij een verschuiving van 10% van industriële afname en landbouw afname van dag naar nacht ongeveer 3% vlakker worden.

Een analyse middels de in het 'Jacobs rapport' gehanteerde benadering laat zien dat het effect hiervan op het energiegebruik voor transport-compressie verwaarloosbaar is.

### 5.3.3 Ketenaafhankelijkheden

*Voor- en nadelen voor ketenpartijen*

- *Producenten:*  
Er zijn voor zover bekend geen consequenties voor producenten.
- *Gasunie Trade & Supply* speelt bij deze maatregel voor zover wij weten geen rol.
- *Transport*  
Differentiatie van tarieven naar piek- en daluren levert een afvlakking van de piekbelasting voor Gastransport Services op.
- *Eindverbruik*  
Differentiatie van de tarieven is vanuit marktoogpunt voor energiebedrijven interessant om te gaan vormgeven, met name voor de grootverbruikers. Deze ontwikkeling is analoog aan de tariefdifferentiatie voor elektriciteit die enige decennia geleden ingevoerd werd.

*Consequenties in de keten*

Invoering van een gedifferentieerd tarief voor grootverbruikers is interessant voor de energiebedrijven. Het bevordert de marktwerking doordat het mogelijkheden geeft voor:

- productdifferentiatie;
- differentiatie in de groothandel: het verhandelen van uurhoeveelheden/dagdelen in plaats van dagen;
- daling transportkosten.

Bij grootverbruikers is differentiatie van het tarief is op dit moment al technisch mogelijk omdat het verbruik per uur wordt gemeten.

Voor de middelgrote en kleinere industrie en voor de kleinverbruikers is nog geen bemetering voorhanden en is implementatie lastiger.

## 6 Ordening van maatregelen

Op basis van de resultaten uit hoofdstukken 4 en 5 is een ordening van maatregelen gemaakt. Gegeven deze ordening zijn kansrijke maatregelen geselecteerd als aanbeveling voor een mogelijk diepgravend vervolgonderzoek. De criteria hiervoor zijn:

- een voldoende grote (potentiële) energiebesparing;
- economisch interessant;
- weinig problemen in de keten.

Zoals eerder aangegeven betrof dit alles een analyse op hoofdlijnen; in een vervolgfase (haalbaarheidsonderzoek) kan de concrete haalbaarheid van diverse maatregelen worden vastgesteld.

### 6.1 Energiebesparing

Tabel 16 geeft een overzicht van het beschouwde potentieel voor energiebesparing. De potentiëlen zijn daarnaast afgezet tegen het energiegebruik in de gehele Nederlandse gasketen of tegen het energiegebruik in het specifieke deel (locatie) van de gasketen waarop de maatregel zou aangrijpen.

Tabel 16 Geschatte jaarlijkse besparingspotentieel

	Elektriciteit (TJ/jaar)	Aardgas (TJ/jaar)	Primaire energie besparing (TJ/jaar)	Percentage t.o.v. huidig jaarlijks gebruik	
				In hele gas-keten	Op specifieke locatie
Offshore drukverlaging	9	9	31	0,1%	
Drukverlaging HTL in zomer	-4	121	112	0,4%	
Vraagafhankelijke drukverlaging	2	49	55	0,2%	
Ruimere spreiding gas-kwaliteit	160 - 960		400 – 2.567	1,2 – 7,0%	
Optimalisatie bedrijfsvoering gasproductie		152	152	0,4%	
Directe levering			21 - 62 <sup>13</sup>		15%
Lokaal elektriciteit opwekken			270 - 800		15%
Gedifferentieerd tarief	≈ 0	≈ 0	≈ 0		≈ 0

De verschillende Energiebesparingsplannen waarover we beschikken, bieden geen houvast als referentiekader voor wat een voldoende grote besparing is (hoger dan 10 TJ/jaar? Hoger dan 100 TJ/jaar?). NAM neemt bijvoorbeeld ook maatregelen die 1 – 2 TJ besparing per jaar opleveren. Om die reden is een gevoelsmatige selectie van maatregelen uitgevoerd, waarbij rekening is gehouden met

<sup>13</sup> Afhankelijk van periode waarin maatregel wordt uitgevoerd.

de onzekerheden in het ingeschatte besparingspotentieel. In Tabel 17 zijn de maatregelen ingedeeld in twee groepen:

- groot besparingspotentieel;
- klein en/of onzeker besparingspotentieel.

Tabel 17 Indeling van maatregelen in groot en klein en/of onzeker besparingspotentieel

	Groot besparingspotentieel	Klein en/of onzeker besparingspotentieel
In detail beschouwde maatregelen	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Drukverlaging HTL in zomer</li> <li>• Ruimere spreiding gaskwaliteit</li> <li>• Optimalisatie bedrijfsvoering gasproductie</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Offshore drukverlaging</li> <li>• Vraagafhankelijke drukverlaging</li> </ul>
Op hoofdlijnen beschouwde maatregelen	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Lokaal elektriciteit opwekken</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Gedifferentieerd tarief</li> <li>• Directe levering</li> </ul>

## 6.2 Kosten en baten

De kosten en baten zijn in de twee onderstaande tabellen samengevat. De inschatting van *jaarlijkse* kostenbesparing van maatregelen die in detail zijn beschouwd staan in Tabel 18. In Tabel 19 zijn de *totalen* weergegeven voor verschillende kosten- en batenposten van de op hoofdlijnen beschouwde maatregelen.

Tabel 18 Inschatting van jaarlijkse kostenbesparing van de maatregelen die in detail zijn beschouwd

	Kostenbesparing (1.000 € per jaar)
Drukverlaging HTL in zomer	380
Offshore drukverlaging	130
Vraagafhankelijke drukverlaging	196
Ruimere spreiding gaskwaliteit	1.780 tot 11.250
Optimalisatie bedrijfsvoering gasproductie	533

Tabel 19 Indicatie van totale kosten en baten van maatregelen die op hoofdlijnen zijn beschouwd

	Kosten- of batenpost	Totale kosten (miljoen €)
Directe levering	Pijpleiding van 10 kilometer	1,5 tot 4,5
	Extra produceerbaar gas	-/- 230 (baten)
	Investerings in procesapparatuur op de locatie (membranen, gasbehandeling, etc.)	Pm
Lokaal elektriciteit opwekken	Gasmotor met een vermogen van 1 – 5 mwe	1 tot 5
	Nageschakelde ORC met een vermogen van 0,15 – 0,75 mwe	0,3 tot 1,5
	Geproduceerde elektriciteit	-/- 1.000 tot 1.700 (baten)
Gedifferentieerd tarief	Geen kostenindicatie beschikbaar	Pm



Alle maatregelen sparen (substantiële) energiekosten uit. Daarnaast zijn geen of geringe investeringen nodig. Alle maatregelen voldoen dan ook aan het criterium 'economisch interessant'. Er is daarom in principe geen reden waarom een maatregel op economische gronden zou moeten afvallen.

### 6.3 Ketenaafhankelijkheden

Tot slot worden de ketenaafhankelijkheden van een aantal maatregelen beschouwd. Hierbij beperken we ons tot de vijf die een groot besparingspotentieel hebben (Tabel 17). Tabel 20 geeft per maatregel een overzicht van vijf aandachtspunten m.b.t. de ketenaafhankelijkheid. Deze aandachtspunten kwamen naar voren uit de interviews met ketenpartijen:

- leveringszekerheid en/of flexibiliteit van levering;
- gaskwaliteit;
- verdeling van lusten en baten van maatregelen over de ketenpartijen;
- contractuele aandachtspunten;
- technische afhankelijkheden.

Tabel 20 Overzicht van de aandachtspunten m.b.t. ketenaafhankelijkheden voor vijf maatregelen met hoog potentieel voor energiebesparing

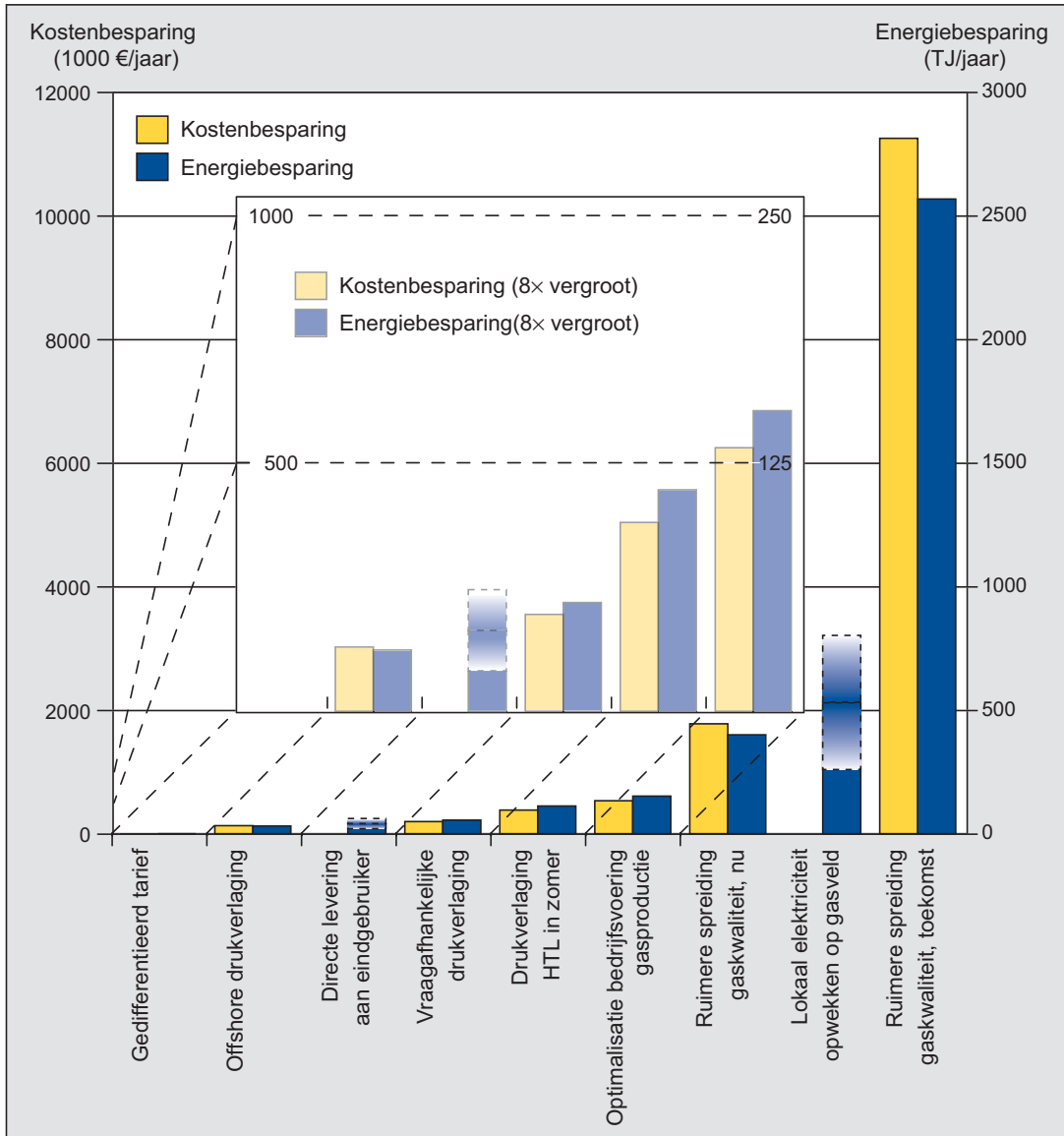
Maatregelen	Leveringszekerheid/flexibiliteit	Gaskwaliteit	Verdeling lusten/baten	Contracten	Technische afhankelijkheden
Drukverlaging HTL in zomer	Verminderd bij transport en eindverbruiker	Geen invloed	Producenten + Transport – Eindgebruik ?	Aanpassen (producent – Gastransport Services)	Geen invloed
Ruimere spreiding gaskwaliteit	Meer flexibiliteit bij transport en eindverbruiker	Invloed	Alle partijen +	Aanpassen	Apparatuur eindverbruikers; infrastructuur
Optimalisatie bedrijfsvoering gasproductie	Verminderd voor Gasunie Trade & Supply	Geen invloed	Producenten + Gasunie Trade & Supply –	Aanpassen (tussen producent en Gasunie Trade & Supply)	Geen invloed
Directe levering	Verminderd voor eindverbruiker	Invloed	Geen speciale invloed	Geen contracten openbreken	Veel
Lokaal elektriciteit opwekken	Geen invloed	Geen invloed	Geen speciale invloed	Geen contracten openbreken	Opwekingsapparatuur (keuze, beheer)

### 6.4 Ordening en selectie

In Figuur 7 zijn de maatregelen geordend op basis van energiebesparing en kostenbesparing. Hierbij is uitgegaan van de absolute energiebesparing (Tabel 16) en de jaarlijkse kostenbesparing van de in detail beschouwde maatregelen (Tabel 18). Van de op hoofdlijnen beschouwde maatregelen zijn geen inschattin-

gen gemaakt van jaarlijkse kostenbesparingen. Deze komen daarom niet terug in de figuur.

Figuur 7 Ordening van maatregelen naar energiebesparing en kostenbesparing



Onzekerheden zijn gestippeld aangegeven. Een gradiënt in de kleur geeft de middenschatting (donker) en boven- en ondergrens aan (licht). Voor drie maatregelen is de kostenbesparing niet berekend, omdat het onderzoek ernaar beperkt is gebleven tot de hoofdlijnen. Het zijn de maatregelen 'lokaal elektriciteit opwekken', 'directe levering' en 'gedifferentieerd tarief'. De inzet is een vergrote weergave van de zes maatregelen met de kleinste besparingen.

Gebaseerd op de ordening in Figuur 7 en de aandachtspunten met betrekking tot ketenafhankelijkheid in Tabel 20 worden de volgende maatregelen aanbevolen voor vervolgonderzoek naar haalbaarheid:



- de maatregelen *'Ruimere spreiding gaskwaliteit, nu'* en *'Lokaal elektriciteit opwekken'* zijn relatief eenvoudig te implementeren en leveren een aanzienlijke besparing op. Deze maatregelen kunnen naar ons idee in een volgende fase verder worden uitgewerkt;
- de maatregelen *'Ruimere spreiding gaskwaliteit, toekomst'* en *'Drukverlaging HTL in zomer'* bieden een groot relatief en/of absoluut besparingspotentieel. Zij zijn ook economisch interessant, maar vormen naar verwachting een uitdaging wat betreft de implementatie. Hier is verdere studie naar met name de aandachtspunten met betrekking tot ketenafhankelijkheden gewenst.

Van één maatregel, *'Optimalisatie van de bedrijfsvoering bij gasproductie'*, kon niet eenduidig worden vastgesteld of deze interessant is voor een haalbaarheidsstudie. Hoewel de maatregel goede potentie heeft voor energie- en kostenbesparing, leidt de maatregel in de vorm zoals deze in het onderzoek is bekeken, tot substantiële problemen rond de ketenafhankelijkheid. Wanneer de optie ruimer wordt opgevat, zijn er wellicht wel interessante mogelijkheden. Er kan gedacht worden aan andere delen van de offshore-leidingen of aan onshore mogelijkheden. Deze moeten echter eerst nader bekeken worden voordat een conclusie kan worden getrokken over de mate waarin deze kansrijk zijn en voor een verdere haalbaarheidsstudie in aanmerking komen.

De overige maatregelen worden niet aanbevolen voor een vervolgonderzoek:

- de maatregelen *'Offshore drukverlaging'*, *'Vraagafhankelijke drukverlaging'*, *'Directe levering'* en *'Gedifferentieerd tarief'* bieden een te klein en te onzeker besparingspotentieel. Zij voldoen daarom niet aan de selectiecriteria.

Een overzicht is in Tabel 21 gegeven.

Tabel 21 Overzicht resultaten

	Relatief weinig implementatie-inspanningen	Relatief veel implementatie-inspanningen
Relatief grote besparing	<ul style="list-style-type: none"> <li>• <b>Ruimere spreiding gaskwaliteit, nu'</b></li> <li>• <b>Lokaal elektriciteit opwekken'</b></li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• <b>Ruimere spreiding gaskwaliteit, toekomst'</b></li> <li>• <b>Drukverlaging HTL in zomer</b></li> <li>• Optimalisatie bedrijfsvoering gasproductie</li> </ul>
Relatief kleine/onzekere besparing	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Off-shore drukverlaging</li> <li>• Vraagafhankelijke drukverlaging</li> <li>• Directe levering</li> <li>• Gedifferentieerd tarief</li> </ul>	

De vetgedrukte maatregelen worden aanbevolen voor een haalbaarheidsstudie.



## 7 Conclusies en aanbevelingen

Het doel van de studie was als volgt geformuleerd:

*Inzicht verschaffen in de mogelijkheden en de potentie om energiebesparing te realiseren in de gasketen door samenwerking tussen partijen in deze keten. De gasketen betreft in dit geval: het transporteren van het (Nederlandse) gas vanuit het reservoir naar het (Nederlandse) eindgebruik.*

De conclusies van het onderzoek zijn opgedeeld in een algemeen deel en een specifieke deel (paragraaf 7.1 en paragraaf 7.2). Daarna volgen de aanbevelingen voor een eventueel vervolgonderzoek in paragraaf 7.3.

### 7.1 Algemene conclusies

Op basis van het hierboven gepresenteerde onderzoek kunnen we drie algemene conclusies trekken over het energiegebruik in de gasketen en de mogelijkheden voor energiebesparing:

- 1 Het energiegebruik in de gasketen concentreert zich rond vier energiefuncties:
  - a Depletie-compressie (43% van het energiegebruik in de keten).
  - b Gasbehandeling (27%).
  - c Transport-compressie (11%).
  - d Stikstofproductie (8%).Hoewel ook andere energiefuncties bestaan, zijn de bovenstaande vier functies verantwoordelijk voor het grootste deel (89%) van het totale energiegebruik in de keten.
- 2 De belangrijkste parameters voor het energiegebruik zijn:
  - a Kwaliteit van het gas (vanwege  $N_2$ -productie; transport van lucht).
  - b Fluctuaties in het debiet (vanwege *standby-apparatuur*; *extra depletie-compressie*; *extra transport-compressie*; *sub-optimaal gebruik* van de apparatuur).
  - c Druk (vanwege *depletie-compressie*; *transport-compressie*; *extra gasbehandeling* bij hoge druk).
  - d Transportafstand (vanwege het *aantal compressorstations*; hoge *depletie-compressie* op zeepijpleidingen).De parameters bieden handvatten voor oplossingsrichtingen om energie te besparen in de keten.
- 3 De twee meest belovende oplossingsrichtingen voor energiebesparing zijn:
  - a Kwaliteit van het gas: specificaties verruimen.
  - b Druk: verlagen.

Deze zijn het meest belovend omdat de meest intensieve energiefuncties erbij betrokken zijn en omdat zij de meeste flexibiliteit bieden (beter realiseerbaar).

## 7.2 Potentiële maatregelen voor haalbaarheidsstudie

In deze studie zijn vijf energiebesparende maatregelen in detail onderzocht. Daarnaast zijn drie maatregelen op hoofdlijnen bekeken. Op basis van de resultaten zijn twee maatregelen uit de eerste groep geselecteerd en één maatregel uit de tweede groep. Deze maatregelen hebben een hoge potentie voor zowel energiebesparing als kostenbesparing. Bovendien zijn relatief weinig ketenafhankelijke problemen gesignaleerd bij de implementatie van de maatregelen.

Concluderend lijken de volgende maatregelen interessant voor een haalbaarheidsstudie:

- 1 Ruimere spreiding gaskwaliteit. Deze maatregel is uitgesplitst in twee fasen:
  - a De reeds nu mogelijke spreiding realiseren door minder stikstof bij te mengen.
  - b De in de toekomst mogelijke spreiding realiseren door het bijmengen van stikstof uit te faseren.
- 2 Lokale productie van elektriciteit op vrijwel gedepleteerde gasvelden.
- 3 Drukverlaging HTL in zomer.

Van één maatregel, '*Optimalisatie van de bedrijfsvoering bij gasproductie*, kon niet eenduidig worden vastgesteld of deze interessant is voor een haalbaarheidsstudie. Hoewel de maatregel goede potentie heeft voor energie- en kostenbesparing, leidt de maatregel in de vorm zoals deze in het onderzoek is bekeken, tot substantiële problemen rond de ketenafhankelijkheid. Wanneer de optie ruimer wordt opgevat, zijn er wellicht wel interessante mogelijkheden. Er kan gedacht worden aan andere delen van de off-shore-leidingen of aan onshore mogelijkheden. Deze moeten echter eerst nader bekeken worden voordat een conclusie kan worden getrokken over de mate waarin deze kansrijk zijn en voor een verdere haalbaarheidsstudie in aanmerking komen.

Overigens kunnen de voorgestelde haalbaarheidsstudies een bredere scope hebben dan de specifieke cases waarop de berekeningen in hoofdstukken 4 en 5 zijn gebaseerd. Als voorbeeld noemen we de ruimere spreiding van de gaskwaliteit. De berekeningen richten zich op de energiebesparingseffecten die optreden wanneer minder stikstof wordt geproduceerd. Als gevolg ontstaat een ruimere spreiding van de gaskwaliteit. Deze energiebesparing kan echter wellicht ook worden bereikt wanneer de gasstromen worden bijgemengd met stikstof van zuurstofproducenten, met waterstof of met laag-calorisch 'groen gas'<sup>14</sup>.

Een overzicht van het verwachte milieu effect (energiebesparing en emissiereducties), de kosten en baten en de ketenafhankelijkheden van de drie geselecteerde maatregelen is gegeven in Tabel 22.

---

<sup>14</sup> Onttrokken aan biomassa.

Tabel 22 Overzicht van het verwachte milieu effect (energiebesparing en emissiereducties), de kostenbesparingen en de ketenafhankelijkheden van de geselecteerde maatregelen

Naam maatregel	Verwacht milieueffect	Verwachte kostenbesparing (€ per jaar)		Ketenafhankelijkheden
1a Ruimere spreiding gaskwaliteit, toekomst	Energiebesparing: 2.600 TJ/jaar Emissiereductie: <ul style="list-style-type: none"> <li>• 77 ton/jaar (NO<sub>x</sub>)</li> <li>• 160 kton/jaar (CO<sub>2</sub>)</li> <li>• 37 ton/jaar (CH<sub>4</sub>)</li> </ul>	€ 11.000.000 per jaar		<ul style="list-style-type: none"> <li>• Alle partijen voordeel</li> <li>• Meer flexibiliteit (transport, eindverbruik)</li> <li>• Invloed op gaskwaliteit</li> <li>• Contracten/afspraken aanpassen</li> <li>• Eindverbruikersapparatuur aanpassen/uitfaseren</li> </ul>
1b Ruimere spreiding gaskwaliteit, nu	Energiebesparing: 400 TJ/jaar Emissie reductie: <ul style="list-style-type: none"> <li>• 12 ton/jaar (NO<sub>x</sub>)</li> <li>• 25 kton/jaar (CO<sub>2</sub>)</li> <li>• 6 ton/jaar (CH<sub>4</sub>)</li> </ul>	€ 1.800.000 per jaar		<ul style="list-style-type: none"> <li>• Voordeel Gastransport Services</li> <li>• Meer flexibiliteit (transport)</li> <li>• Geringe invloed op gaskwaliteit</li> </ul>
2 Lokale productie van elektriciteit	Energiebesparing: 270 – 800 TJ/jaar	Gasmotor met een vermogen van 1 – 5 MW <sub>e</sub>	Totale kosten: € 1 tot 5 miljoen	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Geen substantiële organisatorische knelpunten</li> <li>• Technisch: keuze en beheer opwekkingsapparatuur</li> </ul>
		Nageschakelde ORC met een vermogen van 0,15 – 0,75 MW <sub>e</sub>	Totale kosten: € 0,3 tot 1,5 miljoen	
		Geproduceerde elektriciteit	Totale baten: € 1.000 tot 1.700 miljoen	
3 Drukverlaging HTL in zomer	Energiebesparing: 110 TJ/jaar Emissiereductie: <ul style="list-style-type: none"> <li>• 18 ton/jaar (NO<sub>x</sub>)</li> <li>• 6 kton/jaar (CO<sub>2</sub>)</li> <li>• 6 ton/jaar (CH<sub>4</sub>)</li> </ul>	€ 380.000 per jaar		<ul style="list-style-type: none"> <li>• Lusten/lasten scheef verdeeld</li> <li>• Vermindering flexibiliteit (transport, eindverbruik)</li> <li>• Aanpassen contracten (producent – Gastransport Services)</li> </ul>

Getallen zijn afgerond op twee cijfers significant

Voor een meer gedetailleerde beschrijving van de maatregelen en de effecten op energiebesparing, kosten en baten en ketenafhankelijkheden verwijzen we naar hoofdstukken 4 en 5.

### 7.3 Aanbevelingen voor eventueel vervolgonderzoek

Op grond van onze bevindingen bevelen wij aan om in eventuele vervolgstappen aandacht te besteden aan een specifiek aantal punten. Ook geven we aanbevelingen voor de vormgeving van een eventueel vervolg. Ten slotte, bespreken we per geselecteerde maatregel de concrete mogelijkheden zoals die zijn besproken met marktpartijen.

#### **Aandachtspunten**

- *Leveringszekerheid en flexibiliteit.* De belangrijkste plicht van alle schakels in de Nederlandse aardgasketen is de tijdige levering van de gevraagde hoeveelheden aardgas. Daar bovenop is met sommige afnemers contractueel vastgelegd dat zij de mogelijkheid hebben om meer dan de gevraagde hoeveelheid af te nemen. De leveringszekerheid, flexibiliteit hierin en de hiermee samenhangende capaciteit van de gehele keten zou daarom een centraal aandachtspunt moeten zijn in onderzoek naar energiebesparingsopties in de gasketen.
- *Gaskwaliteit.* Naast de tijdige levering van de gevraagde kwantiteiten is ook de kwaliteit van het geleverde gas van belang. De belangrijkste parameter is hierbij de calorische waarde van het gas, uitgedrukt als de Wobbe-index. Vooral (oude) huishoudelijke installaties zijn zeer gevoelig voor de juiste Wobbe-index. Opties als het uitfaseren van stikstof bijmenging hebben grote effecten op de calorische waarde van het gas. Hierbij is het dus belangrijk dat rekening wordt gehouden met de gevraagde gaskwaliteit.
- *Verdeling van lasten en lusten.* Veelal leiden ketenmaatregelen tot organisatorische inspanningen of noodzaak tot aanpassingen in één gedeelte van de gasketen terwijl een ander gedeelte profiteert van de baten (bijvoorbeeld energiebesparing). Deze ongelijke verdeling van lasten en lusten kan leiden tot impasses in de besluitvorming over energiebesparingsmaatregelen. Het is daarom belangrijk om in realiseerbaarheidsstudies te kijken naar de onderhandelbaarheid van deze verdelingsvragen.
- *Contracten tussen ketenpartijen.* In het onderzoek naar ketenafhankelijkheden is gebleken dat partijen weinig geneigd zijn om contracten tussen ketenpartijen open te breken omwille van energiebesparing. Ook het sluiten van nieuwe samenwerkingscontracten ten behoeve van energiebesparing kan tot problemen leiden. Dit heeft bijvoorbeeld te maken met regelgeving omtrent kartelvorming. Het is daarom belangrijk om bij de bepaling van de realiseerbaarheid aandacht te besteden aan contractuele knelpunten.



### **Vormgeving eventueel vervolgonderzoek**

Voor de vormgeving van een eventueel vervolgonderzoek bevelen wij de volgende stappen aan:

- *Trekker zoeken.* Het zoeken van trekkers voor de maatregelen die in fase drie in detail worden beschouwd, is voor het slagen van het vervolgproces van belang. Per maatregel kan dit één van de ketenpartijen zijn, bijvoorbeeld de partij die een financieel of commercieel belang heeft bij de uitvoering van de betreffende optie. Uit eerder onderzoek naar de investeringsbeslissingen van bedrijven<sup>15</sup> is gebleken dat energiebesparing vaak niet een voldoende reden is om bepaalde maatregelen uit te voeren. Andere bedrijfseconomische redenen, zoals verbetering van de concurrentiepositie zijn vaak belangrijker. Het is daarom raadzaam om voor de vervolgfase trekker(s) te zoeken die dit soort aanvullende belangen hebben.
- *Proeftuinen instellen.* Het is verstandig om proeftuinen in te stellen waarin besparingsopties langzaam tot rijping kunnen komen. Enkele opties met de hoge besparingsmogelijkheden en hoge opbrengsten, hebben ook veel voeten in de aarde als het gaat om aanpassingen van de gasketen. Zo moet bij de uitfasering van stikstofbijmenging rekening worden gehouden met de specificaties van een zeer groot aantal installaties waarin het afgezette gas wordt gebruikt. Een directe, nationale omschakeling op een ruimere gaskwaliteit lijkt daarom niet in de lijn der verwachtingen te liggen. Eerder kan worden gedacht aan een langzame uitfasering in een deelsegment van het Nederlandse gastransportnet. De instelling van proeftuinen of een andere vorm van samenwerking van ketenpartijen kan de acceptatie en technische realiseerbaarheid van maatregelen vergroten. De proeftuinen kunnen onder andere met de volgende activiteiten worden vormgegeven:
  - keuze om per maatregel of voor alle maatregelen tezamen een proeftuin te starten;
  - het samenbrengen van relevante partijen in één of meerdere ‘stuurgroepen’; de trekker van de maatregel levert de voorzitter;
  - het definiëren van onderzoeksvragen, begeleiden van onderzoek;
  - het definiëren van onderhandelingspunten; uitonderhandelen van deze punten;
  - het definiëren van punten van organisatorische aanpassingen; begeleiden en volgen van aanpassingen.
- *Marktcontext creëren.* Energiebesparende opties komen vaak niet tot bloei vanwege een marktcontext die voor het toepassen van die opties niet optimaal is. Dit speelt bijvoorbeeld een rol bij de maatregel ‘Ruimere spreiding gaskwaliteit’. Belemmeringen voor het introduceren van deze maatregel zijn de wettelijke context voor gaslevering en de rol van toezichthoudende instanties. Ook is een belemmering dat (huishoudelijke) apparatuur niet geschikt is voor een ruime spreiding van de gaskwaliteit, en er een context gecreëerd zal moeten worden om de uitfasering van de huidige apparatuur te doen plaatsvinden. Onderzoek naar het creëren van een optimalere marktcontext voor dit soort energiebesparingsopties is een belangrijk onderdeel van een eventuele vervolgstudie.

---

<sup>15</sup> Climat change 2001, IPCC Third Assessment Report, Mitigation.

### **Concrete mogelijkheden per maatregel**

In een workshop met marktpartijen, d.d. 30 maart 2005, zijn per geselecteerde maatregel de concrete mogelijkheden voor een vervolgtraject afgetast. Een overzicht van workshopdeelnemers is gegeven in appendix I (Tabel 47).

### **Ruimere spreiding gaskwaliteit**

De voorziene route is een tweetrapsraket: een begin met alle grootgebruikers die direct van Gasunie afnemen; gevolgd door een regioaanpak, waarbij bijvoorbeeld eerst wordt gestart met een substantiële groep gelijksoortige gebruikers (bijvoorbeeld glastuinbouw). SenterNovem ziet een voortrekkersrol om de optie bij Economische Zaken op de agenda te zetten, waarbij Gastransport Services optreedt als sparring partner. Naast de ketenpartijen is betrokkenheid van beleidsmakers en partijen als EnergieNed vereist/wenselijk.

Suggesties voor onderzoek voor deze optie zijn: op het gebied van het vigerende overheidsbeleid, inventarisatie van toestellen die niet geschikt zijn voor een brede bandbreedte, recente ontwikkelingen in België en de UK en de mogelijkheden voor spreiding die nu al bestaan.

Verdere aandachtspunten zijn de effecten van een brede bandbreedte op de toestelefficiëntie, veiligheid, verdeling kosten en baten onder ketenpartijen, urgentie van de optie.

### **Lokale productie van elektriciteit**

Voortrekker voor deze optie is de NAM. Momenteel wordt er gewerkt aan een inventarisatie welke velden gedepleteerd raken en op welke termijn. Aan de hand hiervan wil NAM een pakket velden selecteren voor elektrificatie. Er zal gezocht worden naar een wenselijke vorm voor samenwerking met marktpartijen.

Voor het uitwerken van de optie is meer onderzoek nodig naar de beschikbaarheid van benodigde apparatuur en naar de kosten en baten van gaswinning en elektrificatie zodat het omslagpunt tussen de twee bedrijfsmodi beter kan worden bepaald. Hierbij spelen onzekerheden een rol (kosten/baten elektriciteitsproductie; resterende hoeveelheid gas in de put).

Andere aandachtspunten zijn de inzet en capaciteit van apparatuur en verantwoordelijkheden met betrekking tot het onderhoud van de put. Gerelateerd aan overheidsbeleid zijn er de volgende aandachtspunten: MER procedure, emissiehandel (deelname voor installaties groter dan 20 MW) en de onzekerheid rond toekomstige regelgeving voor emissies van mobiele installaties.

### **Drukverlaging HTL in zomer**

NAM en Gastransport Services zitten momenteel al in gemeenschappelijke studiegroepen voor verschillende doeleinden. In dergelijke groepen kan ook deze optie worden ontwikkeld.

Nader onderzoek voor deze optie is nodig op het gebied van de flexibiliteit van de productie. Verder moeten verschillende locatiespecifieke punten worden bekeken. De gemeenschappelijke studiegroep kan een inventarisatie maken van alle aandachtspunten die voortkomen uit concretisering van deze optie.

Aandachtspunt is de monitoring van de voortgang en de gerealiseerde energiebesparing. Het BMP4 van Nogepe kan hiervoor dienen, of de energiebesparingsplannen voor EZ.



**CE**

**Oplossingen voor  
milieu, economie  
en technologie**

Oude Delft 180

2611 HH Delft

tel: 015 2 150 150

fax: 015 2 150 151

e-mail: ce@ce.nl

website: www.ce.nl

Besloten Vennootschap

KvK 27251086

## **Energiebesparing in de Nederlandse aardgasketen**

Verkenning van besparingspotentieel  
en ketenafhankelijkheid

Bijlagen

### **Rapport**

Delft, juni 2005

Opgesteld door: J. (Jessica) van Swigchem  
H.J. (Harry) Croezen  
L.J. (Rens) Kortmann  
F.J. (Frans) Rooijers





## A Uitwerking maatregel 'drukverlaging HTL in zomer'

### A.1 Inleiding

Bij maatregel 'drukverlaging HTL in zomer' is geanalyseerd hoeveel energie kan worden bespaard door de druk waarop gas wordt aangeleverd via de LoCal-en WGT-off shore pijpleidingen te verlagen. Het via deze pijpleidingen aangelande aardgas wordt in de zomer in Wieringermeer grotendeels 'omgezet' in zogenaamd pseudo G-gas en via het Westelijke deel van het zogenaamde deelsysteem Noord/West van het hoge druk transportnet voor G-gas aan de randstad geleverd. In de zomer is de gasvraag in de randstad zodanig laag dat deze geheel kan worden gedekt door het via de LoCal-leiding aangelande gas en een deel van het via de WGT-leiding aangelande gas.

In de huidige situatie wordt het via de WGT-leiding aangevoerde gas aangeland op een druk van 70 bar, terwijl LoCal-gas na aanlanding wordt gecompriemd tot 70 bar. Beide gasstromen worden gedroogd, waarbij de druk met 5 bar daalt. Het gas wordt op 65 bar druk aan Gastransport Services geleverd.

De druk op het Westelijke deel van het zogenaamde deelsysteem Noord/West van het hoge druk transportnet voor G-gas wordt door Gastransport Services in de zomer op circa 55 bar invoerdruk wordt gehouden in plaats van op de gangbare 65 bar. De reden hiervoor ligt bij de verwachte onbalans gedurende een zomerse gasdag en op basis van de geschatte drukverliezen door wrijving.

Het zou dus theoretisch mogelijk zijn om het via LoCal- en WGT-leidingen aangevoerde gas aan te landen op een druk van  $55 + 5 = 60$  bar. Hierdoor zal minder energie voor off shore depletie-compressie te hoeven worden gebruikt. Bovendien daalt ook het on shore gebruik voor het drogen van WGT-gas en LoCal-gas en het gebruik voor compressie van LoCal-gas.

Er zijn echter twee redenen waarom de energiebesparing niet evenredig met de aanland druk zal dalen:

- een deel van het WGT-gas wordt via de pijpleiding onder het IJsselmeer naar Friesland getransporteerd. Hiervoor moet het gas op 65 bar invoerdruk worden gebracht of gehouden;
- door de lagere druk in de off shore pijpleidingen zal de gassnelheid toenemen en zal de drukval door wrijving groter worden.

Bij de uitwerking is het netto effect bepaald.

### A.2 Hoofdresultaten van en belangrijkste uitgangspunten voor de uitwerking

Circa 45% van het aangelande WGT-gas wordt omgestroomd (bron: data Gastransport Services). De debieten van de verschillende gasstromen zijn in Tabel 23 gegeven.

Tabel 23 Overzicht debieten aangeland off shore WGT-gas en LoCal-gas en hun bestemming in de zomer

Debieten (1.000 m <sup>3</sup> )	Per dag	Per uur
• WGT		
a) op N/W route	13.220	551
b) omgestroomd	10.816	451
• LoCal	2.880	120
• Injectie Alkmaar	3.600	150

Op basis van eigen berekeningen en op basis van door NAM verstrekte informatie zijn verder de volgende specifieke gebruiken per eenheid aangeland aardgas geschat.

Tabel 24 Specifieke energiegebruiken voor de verschillende processen bij productie en transport van WGT-gas en LoCal-gas

	Huidige gebruik (GJ/miljoen m <sup>3</sup> )		Gebruik na implementatie (GJ/miljoen m <sup>3</sup> )	
	gas	elektriciteit	gas	elektriciteit
WGT-off shore depletie-compressie	944		870	
LoCal-compressie		78		60
Koelen, gasbehandeling		3,6		2,9
Compressie om te stromen gas			72,6	
Extra arbeid Alkmaar compressie				29

Combinatie van de specifieke gebruiken met de debieten geeft de volgende besparing.

Tabel 25 Totale energiegebruiken bij productie en transport van WGT-gas en LoCal-gas in huidige situatie en na implementatie van maatregel 'drukverlaging HRL in zomer'

	Huidige gebruik (GJ/uur)		Gebruik na implementatie (GJ/uur)	
	gas	elektriciteit	gas	elektriciteit
WGT-off shore depletie-compressie	945		871	
LoCal-compressie		9		7
Koelen, gasbehandeling		4		3
Compressie om te stromen gas			33	
Extra arbeid Alkmaar compressie				4
Verbruik (GJ/uur)	945	13	904	15

We hebben aangenomen dat verlaging van de aanlever druk van behandeld WGT-gas en LoCal-gas aan het HTL gedurende circa 120 dagen per jaar mogelijk is. De totale besparing schatten we daarom op -4 TJ<sub>e</sub> en 121 TJ<sub>aardgas</sub>.



### A.3 **Bepaling van de specifieke energiegebruiken van de processen bij productie en transport van LoCal- en WGT-gas**

#### A.3.1 **Structuur WGT-systeem**

Het WGT-systeem blijkt te worden gevoed door een viertal clusters met een centraal platform waarop gas van andere velden wordt samengebracht en gecomprimeerd voor transport naar het vaste land. Daarnaast wordt een deel van het gas op de Er vindt op de centrale platforms ook droging van een deel van het aardgas plaats.

De clusters zijn:

NAM Cluster	K14
Wintershall	K10-Kotter
Total	K5
ENI	J6

#### A.3.2 **Aangeleverde informatie**

Door NAM zijn de volgende gegevens verstrekt:

- de drukval over de WGT-leiding tussen NAM cluster K14 en Den Helder bedraagt circa 10 bar;
- het specifieke gebruik voor gas drogen in Den Helder bedraagt 3,6 GJ<sub>e</sub> per 1·10<sup>6</sup> m<sup>3</sup> aardgas. Het gebruik daalt met 2% per bar drukverlaging.

De laatste informatie is Tabel 24 opgenomen en verwerkt.

#### A.3.3 **Schattingen voor off shore compressie voor WGT-gas**

Uit gegevens van TNO is een schatting gemaakt van de via de verschillende clusters op de WGT-leiding gebrachte gasvolumes. Op basis van de CO<sub>2</sub>-emissierechten voor de verschillende clusters is een eigen schatting gemaakt van het jaarlijkse aardgasgebruik per cluster. Dit gebruik is op basis van gegevens uit de EBP van NAM voor 2001-2004 uitgesplitst in gasgebruik voor depletie-compressie en gas drogen. Aangenomen is dat gas drogen gemiddeld 70 MJ<sub>aardgas</sub>/1.000 m<sup>3</sup> aardgas kost.

Uit het geschatte aardgasgebruik voor depletie-compressie is vervolgens de druk geschat waarop het gas bij het centrale platform van de cluster aankomt middels de relatie voor isentrope compressie:

$$W = \frac{W_{isentroop}}{21\%} \text{ met } W_{isentroop} = \frac{\kappa \cdot R \cdot T}{\kappa - 1} \left( \left( \frac{P_2}{P_1} \right)^{\frac{\kappa-1}{\kappa}} - 1 \right)$$

Deze druk dient als input parameter voor berekening van het aan depletie-compressie gerelateerde aardgasgebruik bij een lagere aanlandingsdruk. Er is bij het terugrekenen uitgegaan van een rendement van compressor en turbine van

21% conform de referentie die in het MJA II wordt gehanteerd. De resulterende schattingen zijn gegeven in Tabel 26 in de meest rechter kolom van de tabel.

Verder is op basis van de afstanden langs de pijpleiding van clusters naar kust en op basis van de door NAM verstrekte informatie over de drukval tussen cluster K14 en Den Helder een schatting gemaakt van de drukval voor gastransport vanaf de andere clusters naar de kust. De geschatte drukvallen zijn gegeven in de derde kolom van rechts van Tabel 26 (Drukval bij 70 bar aanlanding (bar), geschat).

Tabel 26 Overzicht van specificaties van WGT-clusters

	Locatie	gasvolume (2004) (in 10 <sup>9</sup> Nm <sup>3</sup> /jaar)	CO <sub>2</sub> -rechten (kton/jaar)	Aardgas-verbruik (PJ/jaar):			Specifieke ver- bruik (J/kg), gecorrigeerd voor rendement	$\frac{W}{C} + 1$	$\frac{\kappa}{\kappa - 1} \ln\left(\frac{W}{C} + 1\right)$	$\frac{P_{aanlever}}{P_{aanzuig}}$	Drukval bij 70 bar aanlan- ding (bar), geschat	P <sub>aanlever</sub> (bar)	P <sub>aanzuig</sub> (bar)
				totaal is terug- gerekend uit CO <sub>2</sub> - rechten	fakkel + TEG- installatie	Depletie- compressie							
NAM Clus- ter	K14	2,5	124	2,2	0,18	2,01	208.065	1,4	1,4	3,9	10	80	20,5
Wintershall	K10-Kotter	0,9	37	0,7	0,06	0,59	169.275	1,3	1,1	3,1	16	86	27,5
Total	K5	1,5	133	2,3	0,11	2,24	386.580	1,7	2,3	9,6	19	89	9,3
ENI	J3	2,1	109	1,9	0,15	1,77	218.597	1,4	1,4	4,1	23	93	22,4
		7,0	403	7,1	0,5	6,61							

Tabel 27 Bepaling drukval op WGT-pijpleiding bij lagere aanland druk

	Locatie	Drukval transport bij gekozen aanland- druk <sup>16</sup> (bar)	P <sub>aanlever</sub> (bar)	Specifieke verbruik (MJ/kg), rendement verdiscon- teerd	Totale verbruik voor depletiecom- pressie (PJ/jaar)
NAM Cluster	K14	11	71	0,89	1,80
Wintershall	K10-Kotter	17	77	0,72	0,52
Total	K5	21	81	1,74	2,12
ENI	J3	25	85	0,96	1,64
					6,09

<sup>16</sup> Gekozen druk is 60 bar.

$$\Delta P_2 = \frac{P_1^{\frac{1}{\kappa}}}{P_2^{\frac{1}{\kappa}}} \cdot \Delta P_1 = \frac{P_1^{\frac{1}{\kappa}}}{(P_{2,\text{aanland}} + \Delta P_2)^{\frac{1}{\kappa}}} \cdot \Delta P_1$$

Middels de formule is de drukval door transport geschat bij een aanland druk van 60 bar. De formule is gebaseerd op de Generaux relatie met Fanning frictie factor en de formule voor isentropisch comprimeerbare gassen. De resulterende schattingen zijn gegeven in Tabel 27 in de derde kolom van links.

De som van drukval en aanlanddruk (60 bar) is de druk waarop het aardgas op de centrale platforms moet worden gebracht voor transport naar het vaste land (zie Tabel 27 vierde kolom van links:  $P_{\text{aanlever}}$ ). De verhouding tussen deze druk en de druk waarop het gas wordt aangeleverd op het platform geeft de voor depletie benodigde aardgasgebruik. Het aardgasgebruik is berekend middels de relatie voor isentrope compressie. Er is uitgegaan van een  $\kappa$  van 1,31, typisch voor aardgas. Er is verder uitgegaan van een rendement van compressor en turbine van 21% conform de referentie die in het MJA II wordt gehanteerd. De gemaakte schattingen en berekeningen zijn gegeven in Tabel 27.

Op basis van bovenbeschreven berekeningen zijn het huidige aardgasgebruik en het aardgasgebruik na implementatie van maatregel 'drukverlaging HTL in zomer' voor off shore compressie geschat op respectievelijk 6,61 PJ/jaar en 6,09 PJ/jaar. Deze totalen hebben betrekking op een totaal gasvolume van ongeveer  $7 \cdot 10^9$  m<sup>3</sup>/jaar. Delen van de totale gebruiken door het gasvolume geeft de in Tabel 24 gegeven specifieke gebruiken voor off shore compressie.

#### A.3.4 Schattingen van on shore compressie voor rondstromen

Voor de on shore compressie van het om te stromen aardgas is uitgegaan van compressie middels met gasturbines aangedreven compressoren, zoals gebruikelijk bij Gastransport Services. Het benodigde aardgasgebruik is weer berekend middels de relatie voor isentrope compressie. Daarbij is uitgegaan van een rendement voor compressor en gasturbine van in totaal 27%. Het rendement is weer conform de referentie voor on shore compressie in de MJA II methodiek. De invoerdruk is 55 bar, de uitgaande druk is 65 bar.

De reductie van het voor compressie van LoCal-gas benodigde energiegebruik is eveneens berekend op basis van de relatie voor isentrope compressie. LoCal-gas wordt aangeland op gemiddeld 35 bar en moet worden gecompriemd tot 70 bar in de huidige situatie en 60 bar bij implementatie van maatregel 'drukverlaging HTL in zomer'. Er is uitgegaan van compressie met middels elektromotoren aangedreven compressoren en met een isentropisch rendement van 100%.

De resultaten van de berekeningen voor compressie van om te stromen gas en LoCal-gas zijn in de hoofdttekst gegeven.



### A.3.5 Schattingen van on shore compressie voor gasopslag in Alkmaar

Ook bij de gasopslag in Alkmaar zal extra energie moeten worden gebruikt. Het verschil in druk tussen de aanleverdruk in de huidige situatie en in de situatie na implementatie van de maatregel is iets groter (circa 12 bar) dan het verschil in aanlandingsdruk in beide situaties omdat de lagere injectiedruk in Den Helder zal leiden tot een grotere drukval tijdens transport.

Tabel 28 geeft de berekening van het extra elektriciteitsgebruik. Net als bij compressie voor rondstromen is uitgegaan van compressie met middels elektromotoren aangedreven compressoren en met een isentropisch rendement van 100%.

Tabel 28 Berekening compressie arbeid Alkmaar

	Huidige situatie	Situatie na implementatie maatregel	
Aanlanddruk is (Pa)	7.000.000	6.000.000	
N	1,31	1,31	
Temp (°K)	283	283	K
R	465	465	kJ/kg·K
P <sub>in</sub> (Pa)	6.200.915	5.146.536	Pa
P <sub>uit</sub> (Pa)	20.000.000	20.000.000	Pa
Tussenproduct	556.095	556.095	
Arbeid	177.571	210.653	kJ/kg
	152.997	181.500	kJ/Nm <sup>3</sup>

De resultaten van de berekeningen zijn in de hoofdtekst gegeven.



## B Uitwerking maatregel ‘off-shore drukverlaging’

### B.1 Inleiding

Maatregel ‘off-shore drukverlaging’ heeft betrekking op voor- en najaar. Het idee achter de maatregel is dat in deze periode via de WGT-leiding en LoCal-leiding aangevoerd aardgas op een lagere druk dan nu gangbaar is wordt aangeland c.q. on shore tot een lagere druk wordt gecomprimeerd en op een lagere druk aan het HTL-net wordt geleverd. Eventuele te hoge drukdalingen op het HTL gedurende de gasdag worden opgevangen door extra transport-compressie bij het compressorstation in Beverwijk.

De maatregel lijkt wat betreft energiebesparing bij gasbehandeling in Den Helder en off shore depletie-compressie op maatregel ‘drukverlaging HTL in zomer’. Er zijn echter enige verschillen tussen maatregel ‘off-shore drukverlaging’ en maatregel ‘drukverlaging HTL in zomer’:

- in de zomer wordt een deel van het aangelande WGT-gas omgestroomd naar Friesland. In voorjaar en najaar wordt al het WGT-gas met stikstof gemengd tot pseudo G-gas en aan de randstad geleverd;
- in het voorjaar en najaar wordt de aardgasvraag van de randstad behalve door LoCal-gas en WGT-gas ook gedekt door aanvoer van G-gas uit Friesland. Dit gas komt in Wieringermeer aan op een druk van circa 55 bar en zal eveneens in Beverwijk moeten worden gecomprimeerd bij te hoge drukdalingen.

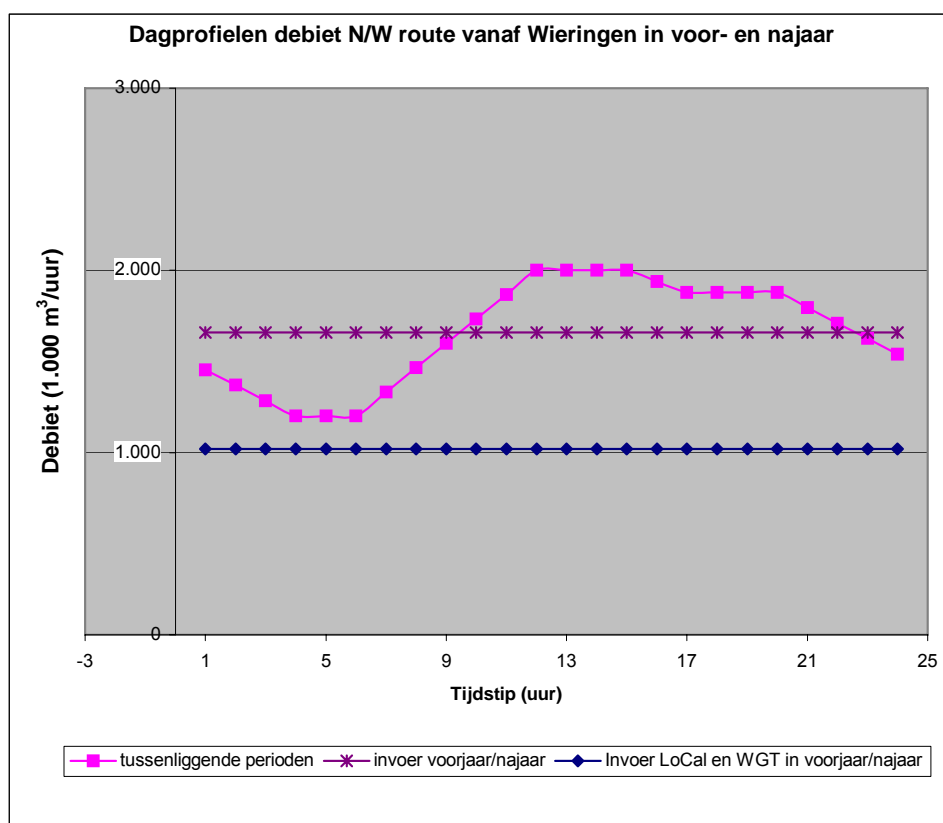
Tabel 29 geeft de handelingen in de huidige situatie en de situatie na implementatie van maatregel ‘off-shore drukverlaging’.

Tabel 29 Processen op het Westelijke deel van de N/W-route nu en na implementatie van maatregel ‘off-shore drukverlaging’

Huidige situatie	Situatie na implementatie
Aanlanden WGT-gas op 70 bar	Aanlanden WGT-gas op 60 bar
Comprimeren LoCal-gas tot 70 bar	Comprimeren LoCal-gas tot 60 bar
Gasbehandeling LoCal- en WGT-gas met ingaande druk op 70 bar	Gasbehandeling LoCal- en WGT-gas met ingaande druk op 60 bar
Levering behandeld LoCal-gas en WGT-gas op 65 bar aan HTL	Levering behandeld LoCal-gas en WGT-gas op 55 bar aan HTL
Comprimeren G-gas uit Friesland tot 65 bar in Wieringen	
Reguliere bedrijfsvoering compressorstation Beverwijk	Extra compressie in Beverwijk

Bij de uitwerking zijn we gemakshalve net als bij maatregel ‘drukverlaging HTL in zomer’ voor WGT-gas uitgegaan van een aanland druk van 60 bar. LoCal-gas wordt verondersteld te worden gecomprimeerd tot 60 bar. De berekeningen voor het HTL gedeelte zijn uitgevoerd conform de in het ‘Jacobs rapport’ gehanteerde benadering. Figuur 8 geeft het aangehouden dagprofiel.

Figuur 8 Dagprofiel debiet op N/W route vanaf Wieringermeer in voor- en najaar



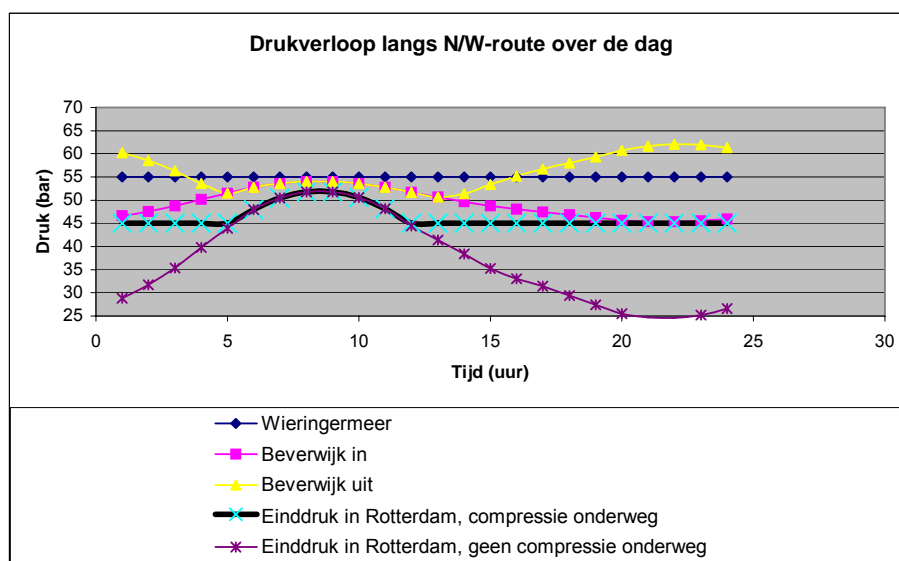
De invoer in voor en najaar betreft de invoer van zowel G-gas als gas aangeland via LoCal- en WGT-pijpleidingen. Het verschil tussen totale invoer en de invoer aan WGT-gas en LoCal-gas is de bijdrage aan G-gas. Het profiel is opgesteld op basis van gegevens uit het 'Jacobs' rapport en op basis van data van Gastransport Services.

Voor de berekeningen voor off shore compressie en gasbehandeling in Den Helder wordt verwezen naar de beschrijving van de uitwerking van maatregel 'drukverlaging HTL in zomer'.

Het drukprofiel van de aangehouden gasdag is voor de verschillende relevante locaties langs de HTL gegeven in Figuur 9.



Figuur 9 Drukverloop langs N/W-route over de dag



Tabel 30 geeft de energiebesparing per dag.

Tabel 30 Resulterende energiebesparing per dag

	Energiebesparing (GJ/dag)	
	Aardgas	Elektriciteit
Compressie-energie in Beverwijk bij 55 bar input	2.291	
Compressie-energie in Beverwijk bij 65 bar input	-476	
Bespaarde compressie in Wieringermeer	-297	
WGT-off shore depletie-compressie	-1.596	
LoCal-compressie		-53
Koelen, gasbehandeling		-18
	-77	-71

Er is sprake van een besparing van 77 GJ<sub>aardgas</sub> en 71GJ<sub>e</sub> per dag. De periode van voorjaar en najaar omvatten samen circa 120 dagen. De totale besparing wordt daarom geschat op 9,4 TJ<sub>aardgas</sub> en 8,9 TJ<sub>e</sub>.

Voor de volledigheid zijn hieronder de gehanteerde drukvallen en andere relevante parameters gegeven.

tabel 31

Maatregel 4 uitgewerkt: algehele drukverlaging op off shore pijpleidingen

Drukval analyse, deel 1		Tijdperiodes																							
		0->1	1->2	2->3	3->4	4->5	5->6	6->7	7->8	8->9	9->10	10->11	11->12	12->13	13->14	14->15	15->16	16->17	17->18	18->19	19->20	20->21	21->22	22->23	23->0
Onbalans over systeem (1.000 m³/uur)		-2.625	-2.335	-1.960	-1.500	-1.040	-580	-253	-60		-73	-280	-620	-960	-1.300	-1.640	-1.920	-2.140	-2.360	-2.580	-2.800	-2.935	-2.985	-2.950	-2.830
Drukval (bar) wrijving hele systeem bij begindruk van																									
	65 bar	-2,2	-2,0	-1,7	-1,5	-1,5	-1,5	-1,9	-2,3	-2,7	-3,2	-3,7	-4,2	-4,2	-4,2	-4,2	-4,0	-3,7	-3,7	-3,7	-3,7	-3,4	-3,1	-2,8	-2,5
	60 bar	-2,4	-2,1	-1,9	-1,6	-1,6	-1,6	-2,0	-2,5	-2,9	-3,4	-4,0	-4,6	-4,6	-4,6	-4,6	-4,3	-4,0	-4,0	-4,0	-4,0	-3,7	-3,3	-3,0	-2,7
	55 bar	-2,6	-2,3	-2,1	-1,8	-1,8	-1,8	-2,2	-2,7	-3,2	-3,7	-4,3	-5,0	-5,0	-5,0	-5,0	-4,7	-4,4	-4,4	-4,4	-4,4	-4,0	-3,6	-3,3	-3,0
Drukval voorjaar/najaar autonoom onbalans hele systeem		-23,5	-20,9	-17,6	-13,5	-9,3	-5,2	-2,3	-0,5		-0,7	-2,5	-5,6	-8,6	-11,7	-14,7	-17,2	-19,2	-21,2	-23,1	-25,1	-26,3	-26,8	-26,5	-25,4
Einddruk in Rotterdam, geen compressie onderweg																									
	65 bar	39,2	42,1	45,7	50,0	54,2	58,3	60,9	62,2	62,3	61,2	58,8	55,2	52,2	49,1	46,1	43,8	42,1	40,1	38,1	36,2	35,3	35,1	35,8	37,1
	60 bar	34,0	36,9	40,5	44,9	49,0	53,2	55,7	57,0	57,1	55,9	53,5	49,9	46,8	43,8	40,7	38,5	36,8	34,8	32,8	30,8	30,0	29,9	30,5	31,9
	55 bar	28,8	31,7	35,4	39,8	43,9	48,0	50,5	51,8	51,8	50,6	48,1	44,4	41,4	38,4	35,3	33,1	31,4	29,4	27,5	25,5	24,7	24,6	25,2	26,7

Drukval analyse, deel 2		Tijdperiodes																							
		0->1	1->2	2->3	3->4	4->5	5->6	6->7	7->8	8->9	9->10	10->11	11->12	12->13	13->14	14->15	15->16	16->17	17->18	18->19	19->20	20->21	21->22	22->23	23->0
drukval G4: Wieringermeer->Beverwijk, begindruk is																									
	65 bar	-8,2	-7,3	-6,2	-4,8	-3,5	-2,1	-1,3	-0,9	-0,9	-1,2	-2,0	-3,1	-4,1	-5,1	-6,0	-6,7	-7,3	-7,9	-8,6	-9,2	-9,5	-9,5	-9,3	-8,9
	60 bar	-8,3	-7,4	-6,2	-4,8	-3,5	-2,2	-1,4	-1,0	-0,9	-1,3	-2,1	-3,2	-4,2	-5,2	-6,1	-6,9	-7,4	-8,0	-8,7	-9,3	-9,6	-9,6	-9,4	-8,9
	55 bar	-8,3	-7,4	-6,3	-4,9	-3,5	-2,2	-1,4	-1,0	-1,0	-1,4	-2,2	-3,4	-4,3	-5,3	-6,3	-7,0	-7,5	-8,1	-8,8	-9,4	-9,7	-9,7	-9,5	-9,0
drukval G7: Beverwijk->R'dam, begindruk is:																									
	65 bar	-15	-14	-11	-9	-6	-3	-1	0	1	1	-1	-2	-5	-7	-9	-10	-12	-13	-15	-16	-17	-17	-17	-17
	60 bar	-15	-14	-11	-9	-6	-3	-1	0	1	1	0	-2	-4	-6	-9	-10	-12	-13	-14	-16	-17	-17	-17	-16
	55 bar	-15	-14	-11	-9	-6	-3	-1	0	1	1	0	-2	-4	-6	-8	-10	-12	-13	-14	-16	-17	-17	-17	-16
Benodigde vertrekdruk op Beverwijk, begindruk is																									
	65 bar	60	59	56	54	51	48	46	45	44	44	46	47	50	52	54	55	57	58	60	61	62	62	62	62
	60 bar	60	59	56	54	51	48	46	45	44	44	45	47	49	51	54	55	57	58	59	61	62	62	62	61
	55 bar	60	59	56	54	51	48	46	45	44	44	45	47	49	51	53	55	57	58	59	61	62	62	62	61
Aankomstdruk op Beverwijk, begindruk is:																									
	65 bar	57	58	59	60	62	63	64	64	64	64	63	62	61	60	59	58	58	57	56	56	56	55	56	56
	60 bar	52	53	54	55	57	58	59	59	59	59	58	57	56	55	54	53	53	52	51	51	50	50	51	51
	55 bar	47	48	49	50	51	53	54	54	54	54	53	52	51	50	49	48	47	47	46	46	45	45	46	46







## C Uitwerking maatregel 'vraagafhankelijke drukverlaging'

### C.1 Inleiding

Maatregel 'vraagafhankelijke drukverlaging' gaat uit van hetzelfde principe als maatregel 'off-shore drukverlaging'. Het verschil tussen beide maatregelen is dat een te hoge drukverlaging op het HTL gecompenseerd door een hogere aanleverdruk van WGT-gas en LoCal-gas aan het HTL en compressie van G-gas uit Friesland in Wieringermeer.

De maatregel is als volgt benaderd:

- er wordt WGT-gas en LoCal-gas aangeleverd aan het HTL op een druk van 65 bar wanneer aanlevering op een lagere druk extra arbeid bij het compressorstation in Beverwijk zou vergen. In deze periode wordt G-gas uit Friesland in Wieringermeer gecompriëerd;
- WGT-gas en LoCal-gas wordt op een lagere druk aangeleverd en G-gas uit Friesland wordt niet gecompriëerd wanneer met een aanleverdruk van 55 bar in Rotterdam een nog voldoende hoge druk over is.

Gemiddeld kan 6 uur per dag op een lagere druk worden aangeleverd.

Onderstaande tabel geeft het samengestelde energiegebruik. De gehanteerde energiegebruiken zijn ook al bepaald bij uitwerking van maatregel 'off-shore drukverlaging' en 5.

Tabel 32 Opbouw energiegebruik per dag bij implementatie van maatregel 'vraagafhankelijke drukverlaging'

	Energiegebruik bij 65 bar aanleveren (GJ/dag)		Energiegebruik bij 55 bar aanleveren (GJ/dag)		Samengesteld dagverbruik (GJ/dag)	
	aardgas	elektriciteit	aardgas	elektriciteit	aardgas	elektriciteit
WGT-gas aanleveren	20,4		18,8		20,0	
LoCal-gas comprimeren		0,2		0,2		0,2
WGT-gas en LoCal-gas behandelen		0,1		0,1		0,1
G-gas comprimeren						
Compressie in Beverwijk	0,5				0,5	
					20,5	0,3

Tabel 33 geeft de netto besparing per dag die door deze maatregel kan worden gerealiseerd.

Tabel 33 Vergelijking van energiegebruik per dag in huidige situatie en de situatie na implementatie van maatregel 'vraagafhankelijke drukverlaging'

	Samengesteld dagverbruik (GJ/dag)		Referentie: aanleveren op 65 bar (GJ/dag)	
	aardgas	elektriciteit	aardgas	elektriciteit
WGT-gas aanleveren	20,0		20,4	
LoCal-gas comprimeren		0,2		0,2
WGT-gas en LoCal-gas behandelen		0,1		0,1
G-gas comprimeren				
Compressie in Beverwijk	0,5		0,5	
Totaal	20,5	0,3	20,9	0,3

Er kan netto per dag  $0,4 \text{ TJ}_{\text{aardgas}}$  en  $0,02 \text{ TJ}_e$  worden bespaard. De periode voorjaar en najaar omvat als gezegd (zie uitwerking maatregel 'off-shore drukverlaging') circa 120 dagen per jaar. De totale jaarlijkse besparing bedraagt daarom naar schatting  $49 \text{ TJ}_{\text{aardgas}}$  en  $2 \text{ TJ}_e$ .

## D Uitwerking maatregel 'ruimere spreiding gaskwaliteit'

Bij maatregel 'ruimere spreiding gaskwaliteit' is de realiseerbare besparing gerelateerd aan het energiegebruik van de luchtscheidingsfabriek. Deze consumeert jaarlijks circa 960 TJ<sub>e</sub>. Dit gebruik zal worden uitgespaard wanneer geen stikstof meer wordt geproduceerd en bijgemengd.

Bij bijmenging van stikstof in de verhouding 1 : 12 in plaats van de nu gebruikelijke verhouding van 1 : 10 zal 17% minder stikstof hoeven te worden geproduceerd. Dit betekent een reductie van het elektriciteitsgebruik van  $17\% \times 960 = 160$  TJ<sub>e</sub>.



## E      Uitwerking maatregel ‘optimalisatie bedrijfsvoering gasproductie’

### E.1     Inleiding

De achter deze maatregel liggende gedachte is dat in de huidige situatie procesapparatuur op platforms qua belasting niet optimaal wordt gebruikt. Apparatuur wordt vaak in deellast gebruikt waardoor het specifieke energieverbruik hoger is dan bij optimale belasting c.q. vollast.

Er zou energie kunnen worden bespaard door de procesvoering van de apparatuur op de verschillende platforms beter op elkaar af te stemmen. Dit zou bijvoorbeeld kunnen worden bereikt door bepaalde velden volledig ‘flat out’ te laten produceren en andere velden als swing operator te laten produceren of de productie zelfs tijdelijk volledig stil te leggen, al naar gelang de verlangde totale gasproductie.

We hebben ons bij de uitwerking geconcentreerd op het optimaal belasten van depletie-compressie apparatuur. De compressoren en de turbines waarmee de compressoren worden aangedreven zijn snel aan en uit te schakelen of in belasting te variëren. Bij de installaties voor het drogen van het ruwe gas is die mogelijkheid van snel aanpassen van of desnoods uitschakelen van de productie op de gasvraag er niet. De apparatuur moet bijvoorbeeld ook bij stilleggen van de gasproductie stand by blijven om weer snel in gebruik te kunnen worden genomen wanneer gasproductie wordt hervat.

De maatregel is geanalyseerd voor de Nogat-pijpleiding. De argumentatie om deze pijpleiding te beschouwen zijn uiteengezet in een eerdere notitie.

#### **Uitgangspunten voor uitwerking**

Op basis van diverse literatuurbronnen en op basis van door NAM aangeleverde informatie hebben we het volgende overzicht kunnen genereren voor de op de Nogat-pijpleiding aangesloten gasvelden:

Tabel 34 Schatting huidige load factor compressoren op Nogat-pijpleiding

Operator	Veld	Gasproductie (1.000 m <sup>3</sup> ) in 2002  TNO	Emissie- rechten (kton CO <sub>2</sub> /jaar)	Aardgasverbruik (PJ/jaar)		Vermogen depletie- compressie (MW)		Load factor depletie- compressie
				Totaal	Voor depletie- compressie	Opgesteld	Opgenomen	
NAM	F3-FB-1	991	80,5	<b>1,6</b>	<b>1,45</b>	<b>59,4</b>	45,8	77%
Total	F15a	539	21,8	0,4	0,35		11,1	70% (aan- name)
NAM	L2-FA1	195		<b>0,1</b>	<b>n.v.t.</b>			
NAM	L5-FA1	520		<b>0,4</b>	<b>0,32</b>	<b>14,7</b>	10,1	69%
NAM	L9-FF-1	4.227	32,0	0,6	0,50	<b>31,9</b>	16,0	<b>50%</b>
NAM	L15-FA1	364	21,3	0,4	0,31	<b>14,7</b>	9,8	67%
		6.836		3,35	2,93			

Gegevens over de omvang van de gasproductie van de verschillende velden (in 2002) zijn overgenomen uit (TNO), emissierechten zijn overgenomen van de Novem website. De in de gele velden gegeven en vet opgemaakte getallen zijn door NAM verstrekt. Het aardgasverbruik bij het Total gasveld F15a is berekend op basis van de CO<sub>2</sub>-emissierechten. Er is aangenomen dat – net als bij de gemiddelde off shore aardgas productie bij de NAM - ongeveer 75% van het aardgasgebruik voor depletie-compressie wordt gebruikt (zie EBP NAM).

Bij veld L2-FA1 vindt geen depletiecompressie plaats. Volgende NAM zal de load factor van de depletie-compressie op L9-FF-1 (nu nog 50%) binnen enkele jaren flink hoger liggen. Zoals uit de tabel blijkt, functioneert 80%, voor zover we kunnen nagaan op basis van deze gegevens de depletie-compressie bij de verschillende velden bij een load factor van 50%. Voor het Total veld zijn we uitgegaan van een huidige gemiddelde load factor van 70%.

We weten verder op basis van door Gastransport Services aangeleverde informatie dat het via de Nogat-pijpleiding aangeleverde gasvolume steeds varieert tussen 80% en 100% van de maximale productiecapaciteit. Hieruit volgt dat de op de Nogat-pijpleiding aangesloten gasvelden nog niet dusdanig zijn gedepleteerd dat maximale depletie-compressie nodig is. Op basis van de specifieke verbruiken bij de huidige load factors en het specifieke energieverbruik bij een load factor van 90% is een schatting gemaakt van het toekomstige aardgasgebruik voor depletie-compressie.

Tabel 35 Schatting toekomstige energiegebruik

			Swing in productie volume (1.000 m <sup>3</sup> /uur)	Huidig aardgasverbruik voor depletie-compressie (PJ/jaar)	Energieverbruik (als percentage van verbruik bij vollast) in huidige situatie	Energieverbruik (als percentage van verbruik bij vollast) in toekomstige situatie	Toekomstige energieverbruik voor depletie-compressie (PJ/jaar)
NAM	F3-FB-1	991	110	1,4	87%	93%	1,6
Total	F15a	539	60	0,4	80%	93%	0,4
NAM	L2-FA1	195	22			93%	
NAM	L5-FA1	520	58	0,3	80%	93%	0,4
NAM	L9-FF-1	4.227	470	0,5	65%	93%	0,7
NAM	L15-FA1	364	40	0,3	80%	93%	0,4
		6.836	760	2,9			3,4

Uit de door Gastransport Services aangeleverde gegevens volgt verder dat de swing op de leiding ongeveer 760.000 m<sup>3</sup>/jaar of ± 100.000 m<sup>3</sup>/uur bedraagt. Deze swing kan worden opgevangen door bijvoorbeeld productie bij de velden F3-FB-1, F15a en L9-FF-1 flat out te laten plaatsvinden en productie van de overige velden te laten plaatsvinden al naar gelang de vraag.

Voor compressoren zijn we uitgegaan van de volgende gegevens met betrekking tot het energieverbruik en specifieke energieverbruik bij deellast (Op basis van Perry's).

Tabel 36 Theoretisch realiseerbare besparing bij overschakelen van deellast op vollast bedrijf

Load factor	Energieverbruik (als percentage van verbruik bij vollast)	Specifieke energieverbruik (100% is verbruik bij vollast)	Theoretisch realiseerbare besparing (overschakelen op 100% vollast)
90%	93%	104%	4%
80%	87%	109%	8%
70%	80%	114%	13%
60%	75%	125%	167%
50%	65%	130%	23%

### Uitwerking

Bij uitwerking zijn twee situaties beschouwd:

- huidige situatie;
- toekomstige situatie.

Voor beide situaties hebben we aangenomen dat de huidige productie gemiddeld 90% van de maximale productie bedraagt en dat de load factor dus maximaal  $1 \div 90\% = 1,11$  maal de gemiddelde load factor kan bedragen. Bij de hogere load factor is het specifieke energieverbruik lager, waardoor ten opzichte van de huidige situatie – met een gemiddelde productie van 90% van de maximale productie – energie kan worden bespaard. De berekeningen zijn voor beide situaties weergegeven in onderstaande tabellen.

Tabel 37 Schatting realiseerbare energiebesparing in huidige situatie

		Energieverbruik voor depletiecompressie (PJ/jaar)	Load factor		Specifieke energieverbruiken (relatief, bij maximale belasting = 100%)		Besparing (PJ/jaar)
			gemiddelde load factor	maximale loadfactor	gemiddelde load factor	bij optimale procesvoering	
NAM	F3-FB-1	1,4	80,00%	90%	109%	104%	0,07
Total	F15a	0,4	70,00%	80%	114%	109%	0,02
NAM	L2-FA1						
NAM	L5-FA1	0,3	70,00%	80%	114%	109%	0,02
NAM	L9-FF-1	0,5	50,00%	60%	130%	125%	0,03
NAM	L15-FA1	0,3	70,00%	80%	114%	109%	0,02
							0,15

Tabel 38 Schatting realiseerbare energiebesparing in toekomstige situatie

		Energieverbruik voor depletiecompressie (PJ/jaar)	Load factor		Specifieke energieverbruiken (relatief, bij maximale belasting = 100%)		Besparing (PJ/jaar)
			gemiddelde load factor	maximale loadfactor	gemiddelde load factor	bij optimale procesvoering	
NAM	F3-FB-1	1,6	90,00%	100%	104%	100%	0,06
Total	F15a	0,4	90,00%	100%	104%	100%	0,02
NAM	L2-FA1		90,00%	100%	104%	100%	
NAM	L5-FA1	0,4	90,00%	100%	104%	100%	0,01
NAM	L9-FF-1	0,7	90,00%	100%	104%	100%	0,03
NAM	L15-FA1	0,4	90,00%	100%	104%	100%	0,01
							0,13

De besparingen volgen uit het huidige energieverbruik en het verschil tussen de specifieke energieverbruiken bij gemiddelde en maximale load factor.





## F Achtergrond 'directe levering' en 'lokaal elektriciteit opwekken'

Tabel 39 Tussen 2005 en 2011 te abandonneren kleine on shore velden

	Dichtstbijzijnde grootverbruiker of regionaal distributienet	Geschatte afstand (km) tot grootverbruiker of regionaal distributienet	Restdruk bij abandonnering (bar)	Restvolume aan aardgas ( $10^9$ m <sup>3</sup> )
Sleen	Emmen	10	70	1,6
Barendrecht	Barendrecht/-Rotterdam	5	25	0,2
Barendrecht Ziedewij	Barendrecht/-Rotterdam	5	25	0,4
Berkel	B-3-hoek/-Rotterdam	5		0,6
Coevorden-east	Emmen/-Coevorden	10	40	2,7
De Lutte West	Oldenzaal/-Enschede	10	70	0,2
Emmen	Emmen	10	120	4,4
Emmen-nieuw Amsterdam	Emmen/glastuinbouw Z.O. Drenthe		130	0,4
Rossum Weerselo	Oldenzaal/-Hengelo/	20	9	1,0
Roswinkel	Emmen	15	90	3,6
Tubbergen	Almelo	15	10	1,5
Tubbergen Mander	Almelo	15	60	0,8
Eleveld			22	1,2
Annerveen	Assen/Veendam	15	24	3,8
Kielwindeweer	Veendam/-Hoogeveen-Sappermeer	10	100	0,7

bron: NAM

Tabel 40 Schatting winbaar restvolume bij directe levering aan regionaal distributienet

	Restdruk bij abandonering (bar)	Restvolume (10 <sup>9</sup> m <sup>3</sup> )	Winbaar rest- volume (10 <sup>9</sup> m <sup>3</sup> )	Benodigde volume N <sub>2</sub> (10 <sup>9</sup> m <sup>3</sup> )
Sleen	70	1,6	0,2	0,0117
Barendrecht	25	0,2	0,0	0,0015
Barendrecht Ziedewij	25	0,4	0,0	0,0030
Berkel (ass. Gas and nonass. Gas)		0,6	0,1	0,0040
Coevorden-East	40	2,7	0,3	0,0194
De Lutte West	70	0,2	0,0	0,0017
Emmen	120	4,4	0,4	0,0318
Emmen-Nieuw Amsterdam	130	0,4	0,04	0,0032
Rossum Weerselo	9	1,0	0,1	0,0073
Tubbergen	10	1,5	0,1	0,0107
Tubbergen Mander	60	0,8	0,1	0,0057
Eleveld	22	1,2	0,1	0,0086
Annerveen	24	3,8	0,4	0,0277
Kielwindeweer	100	0,7	0,1	0,0049
			2,0	0,1412

Tabel 41 Schatting elektriciteitsproductie uit vrijwel gedepleteerde gasvelden

	Winbaar rest- volume (10 <sup>9</sup> m <sup>3</sup> )	Energie-inhoud winbaar restvo- lume (PJ)	Elektriciteit- productie (PJ)
Sleen	0,2		
Barendrecht	0,0	0,8	0,4
Barendrecht Ziedewij	0,0	1,5	0,7
Berkel (ass. Gas and nonass. Gas)	0,1	1,9	0,9
Coevorden-East	0,3	8,8	3,9
De Lutte West	0,0		
Emmen	0,4	13,6	6,1
Emmen-Nieuw Amsterdam	0,0	1,4	0,6
Rossum Weerselo	0,1	3,5	1,6
Tubbergen	0,1	5,2	2,4
Tubbergen Mander	0,1	2,8	1,3
Eleveld	0,1	4,2	1,9
Annerveen	0,4	13,6	6,1
Kielwindeweer	0,1	2,4	1,1
		60	27

## G Resultaten van de eerste workshop

Tijdens de workshop is een stickersessie gehouden om het potentieel van maatregelen op de groslijst in te kunnen schatten. Hierbij hebben de deelnemers de mogelijkheid gekregen om met behulp van stickertjes de maatregelen op de volgende manier te beoordelen:

- blauw (groot energiebesparend potentieel);
- groen (organisatorisch, economisch en technisch haalbaar);
- rood (organisatorisch, economisch en technisch niet haalbaar).

Daarnaast konden de deelnemers ook op- en aanmerkingen bij de maatregelen schrijven. De uitslag van de stickersessie en de opmerkingen zijn weergegeven in Tabel 42.

Tabel 42 Uitslag van de stickersessie

Maatregel	Aantal stickertjes			Opmerkingen
	Energiebesparend potentieel	Organisatorisch, economische en technisch haalbaar	Organisatorisch, economische en technisch niet haalbaar	
<b>Transportafstand: verkorten</b>				
Directe, lage druk, levering aan lokale gebruikers	3	2	0	
Elektriciteit opwekken op bijna leeg gasveld	9	1	0	Eigenlijk geen ketenmaatregel, maar iets voor derden
Inzetten gasturbine bij expansie (transport clusteren tbv hoge flow)	7	1	0	
<b>Druk: Verlagen</b>				
Directe, lage druk, levering aan lokale gebruikers	4	0	0	
CO <sub>2</sub> injectie in het gasveld om de veld-druk te verhogen	0	1	5	
Druk op zeepijpleidingen verlagen (5 à 10 bar)	6	6	1	
Bredere pijpleidingen	0	0	2	
Zeepijpleidingen voorzien van transportcompressors	0	0	2	
Condensaat gebruiker op platform en/of per schip afvoeren: lagere transportdruk nodig	0	0	4	
<b>Kwaliteit van het gas: specificaties verruimen</b>				
Ruimere spreiding gaskwaliteit op het G-net	13	5	0	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Gasverrijking i.p.v. verarming</li> <li>• Alle netten (3x)</li> </ul>
H-gas bijmengen met CO <sub>2</sub> en/of H <sub>2</sub> i.p.v. N <sub>2</sub>	0 (2)	2	5	Biogas bijmengen: twee blauwe stickertjes

Maatregel	Aantal stickertjes			Opmerkingen
	Energiebesparend po- tentieel	Organisatorisch, econo- mische en technisch haalbaar	Organisatorisch, econo- mische en technisch niet haalbaar	
N <sub>2</sub> toevoegen bij GOS in plaats van mengstation	0	5	2	
<b>Overige maatregelen</b>				
Micro-WKK bij GOS	0	5	0	
Geen verwarming GOS	5	2	0	
Optimaliseren bedrijfsvoering off-shore gasproductie	2	6	0	
				WKK installatie bij eindverbruiker
				Vloerverwarming
<b>Fluctuaties in het debiet: uitdempen</b>				
NGL uit aardgas verwijderen en gebruiken voor opvang piekvraag	1	0	6	Niet opnieuw toevoegen, maar eruit halen om minder stikstof te hoeven toevoegen
Gasopslag in zoutcavernes	0	5	0	
Gasopslag bij eindverbruiker	2	2	4	Gasopslag drukloze injectie in 'leeg' gasveld bij de gebruiker
Bepaalde grootverbruikers afschakelen bij toename vraag kleinverbruikers	0	5	1	
Vraagsturing piek/dal	2	8	0	'nachtgas' bij huishoudens
Opslag in UGS (gasveld)	1	3	0	Ook voor kwaliteitsdemping
<b>Totaal</b>	<b>57</b>	<b>59</b>	<b>32</b>	

## H Toelichting bij selectie van maatregelen

Bij de selectie van maatregelen werden de scores toegekend aan het energiebesparend potentieel en de economische mogelijkheden van de maatregelen op de groslijst. In Tabel 43 zijn deze scores weergegeven met een toelichting op het energiebesparend potentieel, op de economische mogelijkheden en de technische belemmeringen.

Tabel 43 Scores en toelichting bij de selectie van maatregelen

Maatregelen per ketenscenario	Energiebesparend potentieel	Toelichting energiebesparend potentieel	Economische mogelijkheden	Toelichting economische mogelijkheden	Toelichting technische belemmeringen
<b>Transportafstand: verkorten</b>					
1 Directe levering aan lokale gebruikers a van offshore veld b van onshore veld	+ +	Naar verwachting redelijk potentieel vanwege het beperkte aantal relevante locaties.	- 0/+	a Nieuwe pijpleidingen hebben hoge kosten. b Wellicht economisch interessant.	Bepaalde mogelijkheden voor doorkruising duinen met zeepijpleidingen; langdurig vergunningstraject.
2 Elektriciteit opwekken op bijna leeg gasveld	+/- (?)	Alleen bekijken wanneer de maatregel een hoog energieverbruik bij depletie-compressie bespaart. Deze besparing moet groter zijn dan de ontsparingen vanwege een lager rendement (kleine centrale) en verliezen in elektriciteitstransport.	- (?)	Kosten waarschijnlijk beperkt. Rentabiliteit?	Afhankelijk van beschikbaarheid elektriciteitsinfrastructuur; kleinschalig voor grote elektriciteitsbedrijven/producenten.
<b>Druk: Verlagen</b>					
3 Directe, lage druk, levering aan lokale gebruikers	+	Naar verwachting redelijk potentieel vanwege het beperkte aantal relevante locaties.	-/+	a Nieuwe pijpleidingen hebben hoge kosten. b wellicht economisch interessant.	Bepaalde mogelijkheden voor doorkruising duinen met zeepijpleidingen; langdurig vergunningstraject
4 Druk op zeepijpleidingen verlagen (met 5 à 10 bar)	+	Minder depletie-compressie nodig. Potentieel valt niet goed in te schatten omdat huidige verschil tussen velddruk en leidingdruk niet bekend is. Ten opzichte van een aanland druk van ca 70 bar is de daling relatief beperkt.	0	Weinig kosten off shore. Kosten van alternatieve gasbehandelingsinstallatie zijn mogelijk hoog. Economische voordelen door langer openhouden gasveld.	Lagere druk heeft effect op capaciteit. Gasbehandeling in Den Helder heeft hoge drukval nodig (ca 17 bar).

Maatregelen per ketenscenario	Energiebesparend potentieel	Toelichting energiebesparend potentieel	Economische mogelijkheden	Toelichting economische mogelijkheden	Toelichting technische belemmeringen
5 Druk in pijpleidingen variëren n.a.v. capaciteitsvraag	+	Minder depletie-compressienodig. Redelijk potentieel, zeker offshore.	0	Weinig kosten. Eventueel economische voordelen door langer openhouden gasveld.	Lagere druk heeft effect op capaciteit.
6 Zeepijpleidingen voorzien van transportcompressors	+ / ++ (?)	Er is een beperkt aantal velden aan het begin van de leiding, dus is het absolute besparingspotentieel is beperkt.	--	Waarschijnlijk hoge kosten vanwege investeringen in compressors.	De haalbare drukverlaging is begrensd met oog op uitval condensaat. Plaatsing compressors waarschijnlijk lastig.
7 Condensaat gebruiken op platform en/of per schip afvoeren	+ / ++ (?)	Hierdoor kan transportdruk worden verlaagd.	--	Hoge kosten voor lokale gasbehandelingsinstallaties op boorplatform.	Achterliggende idee is dat hierdoor de druk in de pijpleidingen lager kan omdat er geen kans meer is voor uitval van condensaat in de pijpleidingen. Echter, de druk wordt ook bepaald door de ontwerp-specificaties van de walinstallaties en de benodigde leidingcapaciteit en kan dus niet naar believen worden verlaagd.
8 Druk hoog houden, maar gasturbine inzetten bij expansie op GOS of M&R-station voor elektriciteitsproductie	?	Besparingspotentieel: ?	?	Economische effecten: ?	Effect van deze maatregel kan conflicteren met andere maatregelen die drukverlaging mogelijk maken. Constant hoog debiet nodig en voldoende drukval.

<b>Maatregelen per ketenscenario</b>	<b>Energiebesparend potentieel</b>	<b>Toelichting energiebesparend potentieel</b>	<b>Economische mogelijkheden</b>	<b>Toelichting economische mogelijkheden</b>	<b>Toelichting technische belemmeringen</b>
9 Lage druk op het HTL in de zomer (naar 40 à 50 bar)	+ / ++	Aanzienlijk besparingspotentieel vanwege de invloed op transport-compressie én depletie-compressie	0 tot +	Geen substantiële investeringen.	Lagere druk heeft effect op capaciteit.
10 Lagere weerstand pijpleidingen d.m.v. injectie van chemicaliën of toepassen 'haaienhuid'	+ (?)	Effecten onbekend.	?	Hoge kosten vanwege R&D.	Techniek nog in ontwikkeling.
11 Energetisch optimum buisdiameters en druk HTL opnieuw bepalen (gedifferentieerd naar plaats en tijd)	++	Het potentieel hangt samen met drukval en benodigde transport en depletie-compressie. Er is minder snelheid in de buis, dus minder transport-compressie. De druk kan lager vanwege de grotere line pack in volume eenheden, dus minder depletie-compressie.	--	Aanpassing diameter door aanleg nieuwe pijpleidingen geeft hoge kosten	
<b>Kwaliteit van het gas: specificaties verruimen</b>					
12 Ruimere spreiding gaskwaliteit op het G-net (en evt. H-net): a huishoudelijke apparatuur aanpassen b grootverbruikers aanpassen c maximale gradiënt gaskwaliteit bepalen d regionale invoering	+++	Groot effect (lange termijn): (1) geen N <sub>2</sub> productie meer nodig; (2) minder transport-compressie omdat de energiedichtheid van het gas groter wordt; (3) vlakkere productie.	++	Weinig kosten als de overgang geleidelijk wordt ingevoerd.	Aandachtspunt: bandbreedte apparatuur.
13 H-gas converteren naar G-gas met behulp van CO <sub>2</sub> i.p.v. N <sub>2</sub>	+ / ++	In principe groot potentieel omdat N <sub>2</sub> -productie veel energie kost.	- tot 0	Kosten afhankelijk van kosten CO <sub>2</sub> , en transportkosten. Bij gebruik CO <sub>2</sub> van CO <sub>2</sub> -bronnen (ammoniakproductie bijvoorbeeld) kunnen kosten beperkt zijn.	CO <sub>2</sub> moet op hoge druk beschikbaar zijn bij mengstations. Eigenschappen CO <sub>2</sub> op hoge druk: snel vloeibaar.



Maatregelen per ketenscenario	Energiebesparend potentieel	Toelichting energiebesparend potentieel	Economische mogelijkheden	Toelichting economische mogelijkheden	Toelichting technische belemmeringen
14 N <sub>2</sub> toevoegen bij GOS in plaats van mengstation	+	Klein effect (hogere dichtheid gas in HTL).	– tot – –	Kosten voor transport en opslag dan wel investeringen in productie N <sub>2</sub> .	Keuze: N <sub>2</sub> ter plaatse produceren of transporteren naar GOS (vloeibaar, per vrachtwagen?).
15 Gasbehandeling Hical en LoCal-zeepijpleidingen samenvoegen	+/-	Het effect is redelijk omdat er veel gas bij Den Helder/Balgzand aangeland wordt. Maar het heeft alleen een reductie van stand by verbruik tot gevolg. Depletie-compressie en gasbehandeling verandert niet.	+	Geen vervang apparatuur; eventueel kan Local-installatie stilgelegd worden.	Aandachtspunt is gas-kwaliteit van gemengd gas (hical + local). Capaciteit Hical-installatie nu nog voldoende, maar wellicht te klein wanneer ook buitenlands gas aankomt in Den Helder.
<b>Fluctuaties in het debiet: uitdempen</b>					
16 NGL uit aardgas verwijderen en gebruiken voor opvang piekvraag	+/-	NGL verwijderen (dmv koelen) kost veel energie	– –	Hoge kosten.	
17 Gasopslag bij eindverbruiker (in ondergrondse buizen of gashouder)	+	Bespaart wrijvingsenergie (transport-compressie) tijdens piek; er blijft transport-compressie nodig, echter minder dan bij sterk fluctuerende vraag-potentieel is dan ook (zoals bij alle fluctuatie uitdempende maatregelen) beperkt.	Waarschijnlijk – –	Veilige apparatuur heeft waarschijnlijk relatief hoge kosten.	Aandachtspunten: • veiligheid; • ruimtebeslag opslag.
18 Bepaalde grootverbruikers afschakelen bij toename vraag kleinverbruikers	+/-	Bespaart wrijvingsenergie (transport-compressie) tijdens piek. Let op ontsparringen wanneer grootverbruikers in deze uren overschakelen op steenkool of olie (effect buiten de keten).	?	Geen investeringskosten; back-up kosten?	Kan bij beperkt aantal grootverbruikers.

Maatregelen per ketenscenario	Energiebesparend potentieel	Toelichting energiebesparend potentieel	Economische mogelijkheden	Toelichting economische mogelijkheden	Toelichting technische belemmeringen
19 Vraagsturing door introductie gedifferentieerd tarief: a Periode sturing bij huishoudens (bijvoorbeeld bonus bij opgaaf afwezigheid wintervakantie) b Piek/dal sturing grootverbruikers (bijvoorbeeld dag/nacht)	+	Bespaart wrijvingsenergie (transport-compressie) tijdens piek; Lange termijn effect redelijk.	Mogelijk +	a Lager tarief voor consumenten.  b Kosten meetapparatuur (komt er i.v.m. liberalisering) en lagere tarieven afnemer.	a Registratie en controle.  b Op afstand afleesbare meetapparatuur nodig.
20 Optimalisatie bedrijfsvoering gasproductie m.b.t. samenwerking off-shore producenten (vlakke productie).	+	Bespaart wrijvingsenergie (transport-compressie) tijdens piek. Er blijft transport-compressie nodig, echter minder dan bij sterk fluctuerende vraag.	Mogelijk +	Weinig kosten Beter benutten van depletie-compressie apparatuur	
21 Opslag in UGS (zoutcaverne of depleted gasveld): a West Nederland b In plaats van LNG opslag op Maasvlakte	+ / ++	Grootste effect bij vullen met onbehandeld gas op druk van gasnet (50 à 60 bar). Maatregel vangt niet alleen pieken in de vraag, maar ook pieken in productie op.	+ ?	Extra kosten gasbehandeling	

De geselecteerd maatregelen en hun technische en organisatorische randvoorwaarden zijn opgenomen in Tabel 44. Hierbij is de onderverdeling gemaakt naar diepgang van de uitwerking (in detail of op hoofdlijnen).

Tabel 44 Geselecteerde maatregelen met technische en organisatorische randvoorwaarden

nr.	Maatregel	Technische randvoorwaarden	Organisatorische randvoorwaarden: voor- en nadelen voor ketenpartijen
<b>In detail uitwerken</b>			
4	Off shore drukverlaging: Druk op zeeleidingen verlagen (met 5 à 10 bar)	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Druk kan wellicht nog verder omlaag wanneer gasbehandeling in Den Helder (Joules Thompson effect) wordt vervangen.</li> <li>• Als gevolg van deze maatregel is minder drukval beschikbaar voor energiewinning bij gasexpansie (speelt nu kleine rol).</li> <li>• Lagere druk heeft effect op capaciteit.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Producenten: langer openhouden van gasveld; efficiënter gebruik van deleteapparatuur.</li> <li>• Transporteur: gas op lagere druk aangeleverd → effect op capaciteit. Men moet kijken of, waar en wanneer een lagere druk mogelijk is, en of de afnemer een lagere druk accepteert.</li> <li>• Eindverbruiker/Essent: contracten met grootverbruikers aanpassen qua capaciteit (en prijs?).</li> </ul>
5	Vraagafhankelijke drukverlaging: Druk in pijpleidingen variëren n.a.v. capaciteitsvraag	Zie vorige maatregel.	Zie vorige maatregel.
9	Drukverlaging HTL in zomer: Lage druk op het HTL in de zomer (naar 40 à 50 bar)	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Bij goede sturing weinig technische belemmeringen.</li> <li>• Lagere druk heeft effect op capaciteit.</li> </ul>	Zie vorige maatregel.
12	Ruimere spreiding gaskwaliteit op het G-net (en evt. H-net): <ul style="list-style-type: none"> <li>a huishoudelijke apparatuur aanpassen</li> <li>b grootverbruikers aanpassen</li> <li>c maximale gradiënt gaskwaliteit bepalen</li> <li>d regionale invoering</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Aandachtspunten: bandbreedte apparatuur; maximaal mogelijke gradiënt Wobbe-index.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Nederland is een eiland van G-gas; verwachting is dat op den duur overstap naar H-gas gemaakt moet worden. Dit is een politiek besluit.</li> <li>• Producenten: 'concurrentie' tussen putten: G-gas is niet meer dominant; effecten op prijsstructuur.</li> <li>• Transporteur: voordeel door meer mogelijkheden van combineren gasstromen; nadeel in verkoop: geen differentiatie van product meer.</li> <li>• Eindgebruiker/Essent: aanpassen apparatuur elektriciteitscentrales, aanpassen apparatuur huishoudens (mogelijkheid om veiligheid te verbeteren doordat oude toestellen vervangen worden).</li> </ul>

nr.	Maatregel	Technische randvoorwaarden	Organisatorische randvoorwaarden: voor- en nadelen voor ketenpartijen
20	Optimalisatie bedrijfsvoering gasproductie m.b.t. samenwerking off-shore producenten (vlakke productie).		<ul style="list-style-type: none"> <li>• Producenten en Gastransport Services zien problemen i.v.m. mogelijke kartelvorming.</li> <li>• Producenten: efficiënter gebruik van depletie-apparatuur; hernieuwen afspraken met Gasunie over levering.</li> <li>• Transporteur: Gastransport Services moet zekerheid houden over levering gas; hernieuwen afspraken met producenten.</li> <li>• Eindverbruiker/Essent: eventueel contracten met grootverbruikers aanpassen qua capaciteit.</li> </ul>
<b>Op hoofdlijnen uitwerken</b>			
1b en 3	Directe, lage druk levering aan lokale gebruikers van on-shore veld	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Kan gebruiker gaskwaliteit aan? Is gasbehandeling nodig?</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Producenten: directe afspraken met gebruiker; aanleggen transportleiding.</li> <li>• Transporteurs: geen rol?</li> <li>• Eindverbruiker: directe afspraken met gebruiker; aanleggen transportleiding.</li> </ul>
2	Elektriciteit opwekken op bijna leeg gasveld	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Afhankelijk van beschikbaarheid elektriciteitsinfrastructuur.</li> <li>• Kleinschalig voor grote elektriciteitsbedrijven/ producenten.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Producenten: partij vinden die elektriciteit wil opwekken.</li> <li>• Transporteurs: geen rol?</li> <li>• Eindverbruiker: is investering rendabel? Beschikbaarheid elektriciteitsinfra.</li> </ul>
19	Vraagsturing door introductie gedifferentieerd tarief: a Periode sturing bij huishoudens (bijvoorbeeld bonus bij opgaaf afwezigheid wintervakantie) b Piek/dal sturing grootverbruikers (bijvoorbeeld dag/nacht)	a Registratie en controle.  b Op afstand afleesbare meetapparatuur nodig.	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Producenten: efficiënter gebruik van depletieapparatuur door constantere vraag.</li> <li>• Transporteur: controle en regelmatig; contracten met afnemers aanpassen.</li> <li>• Eindverbruiker/Essent: contracten met grootverbruikers aanpassen.</li> </ul>

# I Interviews en workshopdeelnemers

Tabel 45 Lijst van interviews

Datum	Organisatie	Personen
10 mei 2004	Essent Energie	Frank ten Voorde Toon van Bijsseldonk Ron Akkeren
10 mei 2004	Gasunie Gastransport Services	Tjerk Veenstra Dick Vermeulen Jan Vriend Jac Heijnen R. Kenter
12 mei 2004	ENI	Hans Versteeg
	Wintershall	Loek Harteveld
18 mei 2004	NAM	Jan Kuyper Evert van der Poel John Kappenburg
	Noordgas Transport	Willem van der Plas
19 mei 2004	Total	Rinus Rottier Simon Mier
	NAM	Jan Kuyper Bert Jansen

Tabel 46 Deelnemers aan de eerste workshop d.d. 26 mei 2004

Naam	Organisatie
Jan Kuyper	NAM
Cees van Oosterom	Nogepa
Ronald Romijn	Gaz de France
Tjerk Veenstra	Gasunie
Frank ten Voorde	Essent
Jos Nizet	SenterNovem
Jan Iepstra	SenterNovem
Bert Jansen	NAM
Ron van Akkeren	Essent Energie
John Kappenburg	NAM
Jan Vriend	Gastransport Services
Bertus Postmus	Gasunie Trade & supply
Jessica van Swigchem	CE
Harry Croezen	CE
Geert Bergsma	CE
Rens Kortmann	CE

Tabel 47 Deelnemers aan de tweede workshop d.d. 30 maart 2005

<b>Naam</b>	<b>Organisatie</b>
Margriet Kuijper	NAM
Jan Oldenburger	NAM
Simon van Kins	NAM
Hans Disselhorst	NAM
Jac Heijnen	Gastransport Services
Loek Hartevelde	Wintershall
Simon Mier	Total
Cees van Oosterom	Nogepa
Ronald Romijn	Gaz de France
Tjerk Veenstra	Gasunie
Frank ten Voorde	Essent
Jan Iepma	SenterNovem
Ron van Akkeren	Essent Energie
Jan Vriend	Gastransport Services
Bertus Postmus	Gasunie Trade & supply
Manfred Steffens	Vermilion Oil and Gas Netherlands
Jessica van Swigchem	CE
Harry Croezen	CE
Rens Kortmann	CE



## J Lijst van gebruikte afkortingen

<b>Afkorting</b>	<b>Betekenis</b>
CH <sub>4</sub>	Methaan
CO <sub>2</sub>	Koolstofdioxide
EBP	Energie besparingsplan
G-gas	Laag-calorisch gas met Wobbe-index 43,8
G-net	Tansportleidingennet voor G-gas
GOS	Gasontvangstation
GTS	Gastransport Services
H <sub>2</sub> S	Waterstof sulfide
H-gas	Hoog-calorisch gas met Wobbe-index 49,0 – 54,1
H <sub>H</sub> -gas	Hoog-calorisch gas met Wobbe-index 54,1
HiCal	Een zeepijpleiding voor aardgastransport
H <sub>L</sub> -gas	Hoog-calorisch gas met Wobbe-index 49,0
H-net	Tansportleidingennet voor H-gas
HTL	Hoofdtransportleidingen(net)
LCA	Lifecycle assessment
LD	Lage druk
L-gas	Laag-calorisch gas (verrijkt G-gas) met Wobbe-index 46,3
LHV	Lower Heating Value
LNG	Liquefied natural gas
LoCal	Een zeepijpleiding voor aardgastransport
M&R station	Meet en Regel station
MJA	Meerjarenafspraken energie efficiency
N/W Route	Onderdeel van het hoofdleidingennet
N/Z Route	Onderdeel van het hoofdleidingennet
N <sub>2</sub>	Stikstof
NAM	Nederlandse Aardolie Maatschappij
NGL	Natural Gas Liquids
NGT	Een zeepijpleiding voor aardgastransport
Nogat	Een zeepijpleiding voor aardgastransport
NOGEPA	Netherlands Oil and Gas Exploration and Production association
NO <sub>x</sub>	Verzamelnaam voor verschillende soorten stikstofoxides
ORC	Organic Rankine Cycle
RTL	Regionale Transportleidingen(net)
UGS	Underground gas storage
WGT	Een zeepijpleiding voor aardgastransport
WKK	Warmtekracht Koppeling