

TOEKOMST WARMTEKRACHTKOPPELING

**Verkenning van de economische aantrekkelijkheid in een
geliberaliseerde energiemarkt**

A.W.N. van Dril
F.A.M. Rijkers
J.J. Battjes
A. de Raad

Verantwoording

Dit project is uitgevoerd in opdracht van het Ministerie van Economische Zaken, onder FAS nr. 64997, ECN-projectnummer 7.7236. Dank is verschuldigd aan mensen van de Vereniging voor Energie, Milieu en Water (VEMW), COGEN Nederland, ING BANK en Stork Engineering Consultancy en vele anderen voor hun waardevolle inbreng in dit project.

Abstract

Combined heat and power generation (CHP) has made a considerable contribution to Dutch national energy efficiency and is an important element in future energy and environmental policy programs. Recently, the effect of liberalisation of energy markets on prices and tariffs has been signalled to form a threat to CHP. This study calculates effects in two-market scenario's for a wide variety of CHP options and conditions. Results show that indeed profitability of investments in CHP has substantially decreased. Even in a scenario where electricity prices cover more than just marginal costs, most types of CHP are no longer profitable. Cash flow calculations on existing CHP projects also show a substantial decrease. Estimates on the national CHP capacity for 2010 compared to 1999 amount to a decrease in the competitive scenario and a stabilisation in the moderate scenario. The main cause is the fierce competition on the electricity market and the uncertainty whether prices will cover more than just marginal fuel costs in the near future. Part of the study was also to make an update of the technical and cost inputs of CHP projects. Investments and O&M costs seem to have risen substantially, contributing to the decrease in profitability of CHP.

INHOUD

SAMENVATTING	5
1. INLEIDING	7
1.1 Korte historie	7
1.2 Bedreigingen	8
1.3 Doel van het onderzoek	8
1.4 Leeswijzer	9
2. DEFINITIES EN METHODE	10
2.1 Principe van warmtekrachtkoppeling	10
2.2 Energiebesparing door warmtekrachtkoppeling	10
3. WARMTEKRACHTKOPPELING IN DE ECN-MODELLEN	13
3.1 NEV-rekensysteem	13
3.2 Model voor industriële grootschalige WKK	14
3.3 Model voor kleinschalige WKK	15
3.4 Elektriciteitsvoorzieningsmodel	16
3.5 Tarievenmodel	16
3.6 Aanpassingen aan de modellen	17
4. ONTWIKKELINGEN OP DE ENERGIEMARKTEN	20
4.1 Inleiding	20
4.2 Elektriciteit	20
4.3 Gasmarkt	25
4.4 De positie van warmtekrachtkoppeling	26
4.5 Uitgangspunten voor WKK-berekeningen	29
5. TECHNISCHE EN KOSTENGEGEVENS VAN WKK	32
5.1 Inleiding	32
5.2 Typering grootschalige WKK opties in de industrie	32
5.2.1 Nieuwe karakteristieken	32
5.2.2 Vergelijking met de oude modelgegevens	37
5.3 Typering kleinschalige warmtekrachtkoppeling	40
5.4 Typering warmtekrachtkoppeling met grootschalige warmtedistributie	42
6. RENTABILITEIT VAN NIEUWE WKK IN DE GELIBERALISEERDE ENERGIEMARKT	45
6.1 Inleiding	45
6.2 Grootschalige industriële warmtekrachtkoppeling	46
6.3 Kleinschalige warmtekrachtkoppeling	53
6.4 Warmtedistributie	54
7. LEVENSVATBAARHEID VAN BESTAANDE INSTALLATIES	55
7.1 Inleiding	55
7.2 Grootschalige industriële wkk	55
7.3 Kleinschalige warmtekrachtkoppeling	58
7.4 Grootschalige warmtedistributie	59
8. INSCHATTING EFFECTEN OP WKK-POTENTIEEL	60
8.1 Ontwikkelingen per type WKK	60
8.2 Mogelijk WKK-potentieel in 2010	60
9. SAMENVATTING EN BEOORDELING	64

BIJLAGE A HUIDIGE GASTARIEVEN	66
BIJLAGE B LIBERALISATIE GASMARKT	68
BIJLAGE C NIEUWE PRIJZEN EN TARIEVEN IN DE MODELLEN	72
BIJLAGE D SCHEMAS GROOTSCHALIGE WKK CONCEPTEN	79
BIJLAGE E DEFINIËRING INDUSTRIËLE STOOMVRAAG	80
BIJLAGE F DEFINIËRING GEMODELLEERDE WKK-OPTIES	82
REFERENTIES	83

SAMENVATTING

De liberalisering van de energiemarkten is grotendeels neergelegd en uitgewerkt in regelgeving met betrekking tot de handel en de net- en transporttarieven. Diverse partijen roeren zich op de energiemarkten en de eerste prijsvorming tekent zich af. Verscheidene belanghebbenden hebben hun zorg geuit over nadelige economische effecten hiervan op warmtekrachtkoppeling.

Deze studie tracht een antwoord te geven op de vraag hoe de economische aantrekkelijkheid en energiebesparing van warmtekrachtkoppeling gaat veranderen. Dit gebeurt op twee niveaus:

- een evaluatie van afzonderlijke installaties in representatieve omstandigheden, met partiële analyses om het effect van allerlei factoren te bepalen,
- en een Nationale analyse van de te verwachten toepassing van warmtekrachtinstallaties in een scenario-context.

Bij de afzonderlijke installaties wordt onderscheid gemaakt in bestaande installaties en uitbreidings- of vervangingsinvesteringen. Voorts is in deze studie een actualisering van technische, kosten- en gebruiksgegevens van warmtekrachtkoppeling uitgevoerd. Naast aanpassingen in het huidige ECN-rekensysteem is ook een afzonderlijk evaluatiemodel voor de rentabiliteit van warmtekrachtkoppeling gemaakt.

De toekomst van warmtekrachtkoppeling is met name door de liberalisering van de energiemarkten ernstig in gevaar gekomen. Het voornaamste element in de liberalisering is het ontbreken van zekerheid met betrekking tot de dekking van vaste kosten van elektriciteitsopwekking. In een vrije markt zullen de WKK-installaties als relatief kleine producenten de prijsvorming moeten volgen. In het gehanteerde scenario 'laag' wordt geproduceerd tegen marginale kosten, in de daluren zijn dat de marginale kosten van kolencentrales, in de plateau-uren die van gascentrales. Aangenomen wordt dat de WKK-installaties ook in de pieken draaien, maar dat onzeker is hoe hoog de prijzen in de piek worden, en of exploitanten van WKK-installaties deze hogere prijs daadwerkelijk kunnen realiseren. Momenteel is de sector energiebedrijven, die sterk in beweging is, niet bereid en niet in staat voor WKK-installaties een vergoeding voor de langere termijn te reserveren.

In het ongunstige harde marktscenario 'laag' zijn investeringen in nieuwe WKK onwaarschijnlijk en zijn bestaande installaties nog maar net te exploiteren. Investeerders zullen rekening houden met de mogelijkheid dat een dergelijk scenario werkelijkheid wordt. Naar verwachting zal er in de onzekere huidige situatie geen nieuwe WKK-capaciteit gerealiseerd worden.

In het scenario 'hoog' is verondersteld dat de onzekerheden met betrekking tot de dekking van vaste kosten worden opgeheven. De marktpartijen gaan in dit geval de scherpe concurrentie temperen en een lange termijn perspectief ontwikkelen waarin de noodzakelijke dekking van vaste kosten een plaats krijgt. Het perspectief voor de zeer grootschalige industriële WKK verbetert dan zodanig dat nieuwe investeringen te verwachten zijn. Voor andere typen WKK is een investering interessanter naarmate meer elektriciteit ter plaatse door de warmteafnemer kan worden gebruikt.

Een mogelijkheid voor om de onzekerheden betreffende afzet in de markt te vermijden, is het dimensioneren van de WKK-installatie op eigen elektriciteitsbehoefte. In het hoge scenario leidt dit tot rendabele investeringsmogelijkheden. In het lage scenario is WKK dan nog steeds onrendabel.

De hoogte van de wereldmarktprijzen van brandstoffen, die van invloed blijft op de gasprijzen, heeft tegengestelde effecten op de economische aantrekkelijkheid van WKK. De effecten van een hogere gasprijs zijn per saldo licht negatief op de rentabiliteit.

De nieuwe wijze van beheer van het elektriciteitsnet heeft enkele negatieve effecten op WKK: de infrastructuurvergoeding en de vergoeding voor netverliezen blijft achterwege, evenals een vergoeding voor systeemkosten. Ten opzichte van de grote effecten die op de markten kunnen optreden zijn deze factoren van minder belang.

Naast de effecten van liberalisering lijken ook de kosten van WKK-installaties te zijn toegenomen. Op basis van de ruime praktijkervaring die momenteel voorhanden is, zijn volgens de sector zowel de investeringskosten als de kosten voor bediening en onderhoud voor grootschalige industriële WKK nu hoger dan in eerdere berekeningen werd aangenomen.

De mogelijkheden voor beleid om warmtekrachtkoppeling te steunen zijn in het kader van de liberalisering beperkt. Extra financieringssteun heeft een positief effect.

In het GC-scenario, waarop de lange termijn verkenning is gebaseerd, zou de totale capaciteit van warmtekrachtkoppeling stijgen van 7800 MW_e naar 14900 MW_e in 2010. Op basis van de verkenning in voorliggend onderzoek zal deze in 2010 bij het ongunstige lage scenario tussen 4800 en 6900 MW_e bedragen en bij het gunstiger hoge scenario tussen 8800 en 11900 MW_e. De besparing door warmtekrachtkoppeling wordt daarmee 20-70 PJ lager. Onder de scenariocondities van sterke groei van de economie en de elektriciteitsvraag zal de overcapaciteit verdwijnen. Op den duur zal er nieuwe opwekcapaciteit voor elektriciteit gebouwd worden in de vorm van efficiënte gascentrales. Terwijl aanvankelijk het lage scenario het meest plausibel lijkt, wordt bij het verdwijnen van de overcapaciteit het hoge scenario waarschijnlijker.

1. INLEIDING

Warmtekrachtkoppeling (WKK) speelt de laatste jaren een belangrijke rol in de Nederlandse elektriciteitsvoorziening. Afhankelijk van definities wordt 20-30% van de elektriciteitsproductie gecombineerd met productie en gebruik van warmte. Warmtekrachtkoppeling wordt beschouwd als een belangrijke mogelijkheid om energie te besparen. Ten opzichte van gescheiden opwekking van warmte en kracht kan een WKK-installatie tot ca 25% aan primaire energiedragers besparen.

1.1 Korte historie

De Algemene Energieraad heeft al in 1978 (AER, 1978) aangegeven wat het belang van warmtekrachtkoppeling is met betrekking tot energiebesparing. Het toenmalige advies bevatte bijna alle elementen van een succesvol WKK-beleid. In 1987 is een stimuleringsprogramma warmtekrachtkoppeling uitgebracht door het Ministerie van Economische Zaken. Hierin werd een beleidspakket gepresenteerd met een extra investeringspremie, regelingen betreffende de prijs van gas voor WKK en de teruggeleverde elektriciteit en oprichting van het Projectbureau Warmte/Kracht (PWK). Belangrijk was het inzicht dat het potentieel voor warmtekrachtkoppeling groot is, indien de installaties worden gedimensioneerd op de warmtevraag. Dat betekent dat de teveel geproduceerde elektriciteit elders dient te worden afgezet. In de discussie over de reorganisatie van de energiesector werd daarom een rol voor de distributiebedrijven voorzien.

In de Nota Energiebesparing van 1990 wordt een groei van het WKK-vermogen van 2200 MW_e in 1987 naar 3000 MW_e in 1995 verwacht, te bereiken met vergroting van de investeringssteun, een afnameverplichting van stroomoverschotten voor distributiebedrijven en een gasprijs voor WKK die concurrentie met centrale elektriciteitsopwekkers mogelijk maakt. Met deze stimulerende maatregelen was een aantrekkelijk investeringsklimaat voor warmtekrachtkoppeling ontstaan. De groei van het WKK-vermogen is dan ook goed op gang gekomen: eind 1993 wordt de 3000 MW_e reeds bereikt. Eind 1997 bedraagt het opgesteld WKK-vermogen volgens CBS-cijfers ca 7000 MW_e. In 1993 begint ook het besef door te dringen dat de groei van WKK bijdraagt aan een langdurige overcapaciteit in de elektriciteitsvoorziening. Begin 1995 wordt een eerste stap ondernomen door Sep en EnergieNed om de groei van het WKK-vermogen af te remmen met een tijdelijk moratorium. Tevens werden investeringssubsidies afgebouwd en de vergoeding voor geleverde elektriciteit verlaagd.

Toch wordt voor de verdere toekomst een belangrijke rol voor warmtekrachtkoppeling voorzien. In de lange termijnstudies van ECN (NEV, 1998) neemt in het momenteel veel gehanteerde GC-scenario¹ warmtekrachtkoppeling belangrijk in betekenis toe: van ruim 4000 MW_e in 1995 tot 15000 in 2010 en 18000 MW_e in 2020². Het aandeel in de elektriciteitsproductie is in 2020 gestegen tot 55%. Deze scenarioberekening is gebaseerd op:

- Een blijvende technische en economische voorsprong voor belangrijke vormen van warmtekrachtkoppeling ten opzichte van het alternatief van gescheiden opwekking.
- Voldoende warmte- en elektriciteitsvraag die met warmtekrachtkoppeling gedekt kan worden binnen het GC-scenario.
- Beperkte effecten van liberalisering op de prijzen: een tijdelijke verlaging van gasprijzen en een beperkte verhoging van de elektriciteitsprijzen.

¹ Het Global Competition-scenario (GC) kenmerkt zich door de hoge economische groei en sterke concurrentie op de wereldmarkt.

² De te realiseren besparing met deze capaciteit stijgt evenwel minder hard tengevolge van een steeds grotere kracht-warmte verhouding. Zo neemt de warmteproductie toe met een factor 2,5 en de elektriciteitsproductie met een factor 4,5 in de periode 1995-2020.

Ten aanzien van de gasprijzen wordt in dit scenario een prijsmatigend effect van ca 10% door nieuw buitenlands aanbod verondersteld. Op den duur wordt het buitenlandse aanbod hoe dan ook maatgevend door uitputting van de Nederlandse gasvoorraden. De elektriciteitsprijzen werden in het GC-scenario verondersteld te stijgen, enerzijds vanwege de nog voortdurende monopoliepositie van een te vormen grootschalig productiebedrijf, anderzijds door de vereiste hogere kapitaalbeloning in een marktomgeving. Met de wijziging van de tariefensystemen en de zich nu aftekenende marktmechanismen is nog geen rekening gehouden.

1.2 Bedreigingen

Met het van kracht worden van de nieuwe elektriciteitswet in 1989 is de discussie op gang gebracht over de herziening van de structuur van de elektriciteitssector. In haar advies over nieuwe verhoudingen in de elektriciteitswereld (1995) geeft de AER inzake warmtekrachtkoppeling aan dat gegarandeerde terugleververgoedingen niet passen in een vrije markt. Ook SIGE en Krachtwerktuigen geven in 1995 een gezamenlijke visie op de elektriciteitsvoorziening. Daarin wordt gepleit voor een beheerste overgang naar een geliberaliseerde markt en een versnelde afbouw van overcapaciteit. In 1996 brengt de Minister van economische zaken de notitie Stroomlijnen uit, met als onderwerp de overgang naar een vrije elektriciteitsmarkt. In 1997 wordt een wetsvoorstel voor een nieuwe Elektriciteitswet gepresenteerd, en in 1998 treedt deze wet (gedeeltelijk) in werking. Ook voor de gasmarkt wordt in 1997 een notitie Gasstromen uitgebracht die de aanzet moet vormen tot een nieuwe gaswet.

Binnen geliberaliseerde energiemarkten is steeds minder plaats voor een uitzonderingspositie voor warmtekrachtkoppeling. Zowel een verlaagd gastarief als gegarandeerde vergoedingen voor aan derden geleverde elektriciteit passen moeilijk in een vrije markt. In de zich nu ontwikkelende nieuwe prijsstructuur voor elektriciteit en gas wordt steeds meer duidelijk dat warmtekrachtkoppeling terrein gaat verliezen. Ten eerste is op de Europese elektriciteitsmarkt sprake van overcapaciteit, hetgeen de elektriciteitsprijzen beneden de kostprijs drukt. Ten tweede verloopt de liberalisering van de gasmarkt in Nederland trager dan van de elektriciteitsmarkt. De gasgestookte WKK kan daardoor moeilijker concurreren met elektriciteit van bijvoorbeeld kolencentrales. In een zogenaamde Quick Scan van Novem van mei 1999 (Novem, 1994) wordt aangegeven dat vooral kleinschalige warmtekrachtkoppeling problemen met rentabiliteit krijgt.

Door de groei van warmtekrachtkoppeling is ook de betekenis van deze techniek voor de energiebesparingsdoelstellingen toegenomen. In de convenants betreffende energie-efficiency in de industrie en glastuinbouw is een belangrijke rol voor warmtekrachtkoppeling weggelegd. Voor de industrie is het aandeel in de besparingsinspanning over 1989 tot 2000 naar verwachting circa 20%. Voor de glastuinbouw is over dezelfde periode gerekend dit aandeel meer dan eenderde. In de recente Energiebesparingsnota 1998 en het Actieplan Energiebesparing 1999 wordt warmtekrachtkoppeling ook voor de toekomst beschouwd als een belangrijke besparingsmogelijkheid.

1.3 Doel van het onderzoek

De liberalisering van de energiemarkten is grotendeels neergelegd en uitgewerkt in regelgeving met betrekking tot de handel en de net- en transporttarieven. Diverse partijen roeren zich op de energiemarkten en de eerste prijsvorming tekent zich af. Verscheidene belanghebbenden hebben hun zorg geuit over nadelige economische effecten hiervan op warmtekrachtkoppeling.

Deze studie tracht een antwoord te geven op de vraag hoe de economische aantrekkelijkheid en energiebesparing van warmtekrachtkoppeling gaat veranderen. Dit gebeurt op twee niveaus:

- *Een evaluatie van afzonderlijke installaties in representatieve omstandigheden, met partiële analyses om het effect van allerlei factoren te bepalen.*
- *En een nationale analyse van de te verwachten toepassing van warmtekrachtinstallaties in een scenario-context.*

Bij de afzonderlijke installaties wordt onderscheid gemaakt in bestaande installaties en uitbreidings- of vervangingsinvesteringen. Voorts is in deze studie een actualisering van technische, kosten- en gebruiksgegevens van warmtekrachtkoppeling uitgevoerd. Naast aanpassingen in het huidige ECN-rekensysteem is ook een afzonderlijk evaluatiemodel voor de rentabiliteit van warmtekrachtkoppeling gemaakt.

1.4 Leeswijzer

In Hoofdstuk 2 wordt de probleemstelling en methode van onderzoek nader uiteengezet. Hoofdstuk 3 geeft een beschrijving van het door ECN gebruikte modelinstrumentarium voor zover het warmtekrachtkoppeling betreft, alsmede enkele specifieke modelaanpassingen. Hoofdstuk 4 behandelt de ontwikkelingen op de energiemarkten en analyseert daarvan de meest wezenlijke invloeden op warmtekrachtkoppeling. Tevens worden hier scenario's ontwikkeld en de modelaanpassingen betreffende energieprijzen en tarieven weergegeven. Hoofdstuk 5 geeft een actualisatie van de kenmerken van warmtekrachtinstallaties en de invoergegevens voor de modellen. Hoofdstuk 6 geeft de berekeningsresultaten weer van de veranderde rentabiliteit van warmtekrachtinstallaties wanneer nu een investeringsbeslissing gemaakt zou worden. Hoofdstuk 7 behandelt de veranderde rentabiliteit van de bestaande warmtekrachtinstallaties onderverdeeld naar verschillende situaties. Hoofdstuk 8 geeft op basis hiervan een verkenning van de toekomstige toepassing van warmtekrachtkoppeling in de komende twee decennia en een vergelijking met eerdere lange termijn verkenningen. Tenslotte worden in Hoofdstuk 9 de consequenties van liberalisering voor warmtekrachtkoppeling samengevat en nader beoordeeld.

2. DEFINITIES EN METHODE

2.1 Principe van warmtekrachtkoppeling

Warmtekrachtkoppeling is de gelijktijdige omzetting van brandstof in warmte en kracht door middel van een conversie-apparaat. Warmte en kracht worden nuttig aangewend en door de gecombineerde opwekking kan een efficiënter gebruik worden gemaakt van brandstof dan wanneer alleen warmte of alleen kracht wordt toegepast.

Warmte kan worden geleverd als proceswarmte, als processtoom of als warm water voor bijvoorbeeld ruimteverwarming. De warmte kan dus geleverd worden op verschillende temperaturniveaus. Kracht wordt doorgaans geleverd als bewegingsenergie, die omgezet wordt in elektriciteit in een generator. Soms wordt de bewegingsenergie direct aangewend, met name voor het aandrijven van compressoren. De meest toegepaste brandstof is aardgas.

De meest gebruikelijke vormen van warmtekrachtkoppeling zijn:

1. De gasturbine: hierin brengen hete expanderende verbrandingsgassen via schoepen een turbinerotor in beweging die een generator aandrijft.
2. De stoomturbine: hierin brengt expanderende stoom via schoepen een turbinerotor in beweging die een generator aandrijft.
3. De STEG (stoom en gasturbine): een combinatie waarbij de hete gassen uit de gasturbine in een ketel stoom opwekken, die vervolgens een stoomturbine aandrijft.
4. De gasmotor: een verbrandingsmotor die gekoeld wordt met een warm watercircuit en een generator aandrijft.

Aangezien warmtekrachtinstallaties gelijktijdig warmte en kracht produceren in een bepaalde verhouding en opslag daarvan kostbaar is, dient ook gelijktijdige afname plaats te vinden. De warmte is bovendien slechts over korte afstanden efficiënt te transporteren. Dit beperkt de toepassingsmogelijkheden van warmtekrachtkoppeling. In de praktijk wordt warmtekrachtkoppeling alleen toegepast op plaatsen waar een grote en bij voorkeur gelijkmatige warmtevraag bestaat. De geproduceerde elektriciteit kan doorgaans via het net geleverd worden voor toepassing elders.

2.2 Energiebesparing door warmtekrachtkoppeling

Warmtekrachtkoppeling heeft een belangrijke rol in het nationale energiebesparingsbeleid (Ministerie van Economische Zaken, 1999) (Actieprogramma Energiebesparing, 1999). De warmtevraag bepaalt het potentieel voor warmtekrachtkoppeling, hetgeen ook uitgangspunt van het besparingsbeleid is. Er zijn twee redenen om bij WKK te streven naar capaciteit met een hoog warmteaandeel ten opzichte van elektriciteit. Ten eerste is vraag naar warmte in de meeste gevallen hoger dan die naar elektriciteit, dus worden de besparingsmogelijkheden beter benut. Ten tweede is het totale rendement van WKK-installaties hoger naarmate het warmteaandeel hoger is. Elektriciteitscentrales met een klein deel warmteproductie worden vanuit deze optiek dan ook niet aangemerkt als warmtekrachtkoppeling in de zin van het besparingsbeleid. In dit onderzoek worden ze niet nader beschouwd.

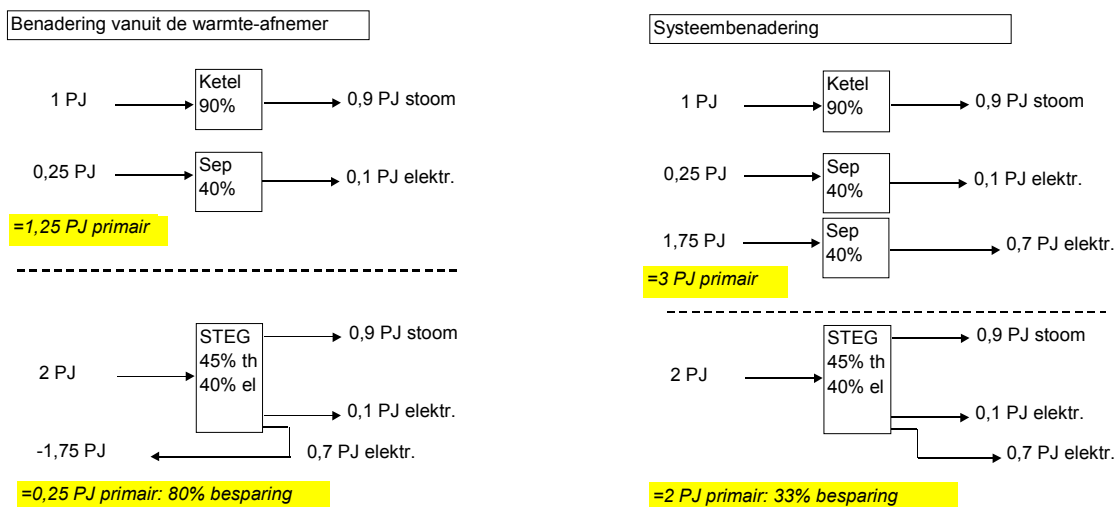
Het is gebruikelijk om de hoeveelheid warmtekrachtkoppeling aan te duiden met het elektrisch vermogen. Met het oog op het besparingsbeleid is dit echter niet de juiste maat (zie ook Boonekamp, 1998; HoSt, 1996). Een WKK-installatie met een relatief laag warmteaandeel realiseert per eenheid elektrisch vermogen een lagere besparing.

Er bestaan verschillende methoden om de energiebesparing tengevolge van warmtekrachtkoppeling te bepalen. Van belang daarbij is de referentie, ten opzichte waarvan de besparing bepaald wordt. Warmtekrachtkoppeling kent als belangrijkste alternatief de gescheiden opwekking van warmte en kracht.

Enkelzijdige benadering

Beschouwd vanuit de positie van de warmte-afnemer wordt een warmtekrachtinstallatie vergeleken met andere vormen van warmteopwekking, meestal een stoom- of verwarmingsketel. De warmtekrachtinstallatie gebruikt weliswaar meer brandstof dan een ketel, maar produceert ook elektriciteit. Deze wordt volgens een bepaalde rekenwijze gesaldeerd met het hogere brandstofverbruik. De elektriciteit wordt omgerekend naar de brandstof die voorheen nodig was om haar elders op te wekken. In de Meerjarenaafspraken Energie-efficiency (MJA's) wordt meestal deze rekenwijze gebruikt (Kea Consult, 1998). In de MJA betreffende energie-efficiency in de glastuinbouw wordt de besparing ook geheel aan de warmteafnemer toegerekend. Voor saldering wordt een andere methode toegepast (LEI, 1999). Op deze wijze worden besparingspercentages van 60% of meer gecalculerd en aan de warmteafnemer toegerekend. In extreme gevallen, bij zeer efficiënte elektriciteitsopwekking, kan zelfs meer dan 100% besparing worden berekend. Links in Figuur 2.1 is een voorbeeld van 80% gegeven.

Er is ook een beschouwing mogelijk vanuit de elektriciteitsafnemer. In dit geval wordt warmte als bijproduct geleverd, en kan gesaldeerd worden met de gewijzigde brandstofinput. Omrekening van deze warmte gebeurt aan de hand van de hoeveelheid brandstof die anders nodig was om de warmte apart op te wekken. Doorgaans worden dan besparingspercentages van circa 40% berekend. Overigens blijft de besparing in absolute termen steeds hetzelfde.



Figuur 2.1 Voorbeelden van berekening energiebesparing door WKK

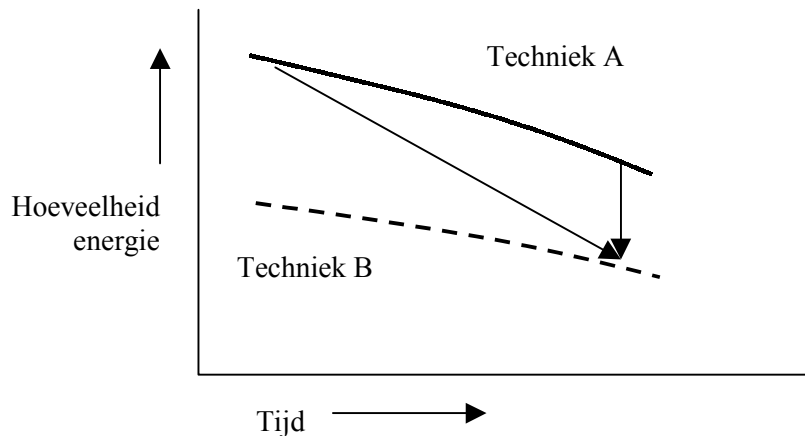
Systeembenadering

Bovengenoemde manieren van berekenen van besparing via saldering van in- en uitgaande energie hebben een belangrijke tekortkoming. De warmtekrachtinstallatie vervangt namelijk niet de productie van één maar van twee energievormen. Door toerekening van de besparing aan één ervan wordt eigenlijk verondersteld dat de productie van de andere energievorm helemaal niet verbeterd is. Om een duidelijker beeld te scheppen dient de systeemgrens ruimer te worden gelegd: zie hiervoor het voorbeeld aan de rechterzijde van Figuur 2.1. Het energieverbruik van warmtekrachtkoppeling wordt dan vergeleken met gescheiden opwekking van warmte en kracht als referentie.

Reële besparingspercentages van 10% tot 30% worden dan becijferd, hetgeen overeenstemt met de technische mogelijkheden van warmtekrachtkoppeling. In de praktijk ligt de gerealiseerde besparing meestal lager dan 30% omdat optimale bedrijfsvoering lang niet altijd mogelijk is. Om de nationale betekenis van energiebesparing door warmtekrachtkoppeling te bepalen is de systeembenadering de juiste.

Tijd en techniek

Het effect van een investering in warmtekrachtkoppeling wordt uitgedrukt in de concrete vervanging van een oude door een nieuwe techniek. Er worden eigenlijk twee stappen tegelijk gezet: het up-to-date maken van de uitrusting en de overstap naar een andere techniek (zie Figuur 2.2). Het verschil met de referentie heeft een tijdsdimensie en een technische dimensie. De tijdsdimensie betreft de vervanging van een oud apparaat door een modernere versie. Doorgaans wordt een bepaalde techniek steeds verbeterd. De technische dimensie betreft de keuze van warmtekracht-techniek in plaats van andere conversietechnieken. In deze studie wordt besparing tengevolge van warmtekrachtkoppeling beschouwd als een verticale sprong in Figuur 2.2, zoals van Techniek A naar Techniek B.



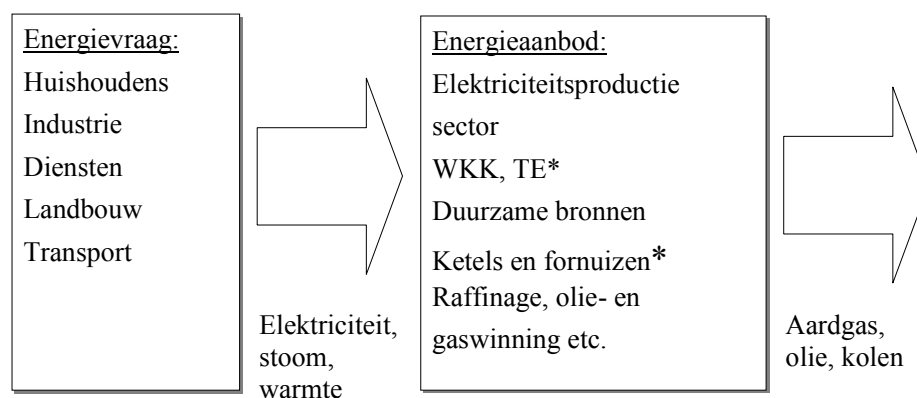
Figuur 2.2 *Besparing technisch en in de tijd*

Het effect van de zich nu ontwikkelende marktmechanismen en tarieven op besparing door warmtekrachtkoppeling kan worden bepaald door ze in de tijd te vergelijken met een ontwikkeling zonder deze marktmechanismen en tarieven. In deze studie worden twee liberaliseringsscenario's vergeleken met het in recente studies gebruikte GC-scenario. In het peiljaar 2010 wordt het elektriciteitspark voor beide scenario's vergeleken voor zover het WKK betreft. Omdat in de nieuwe liberaliseringsscenario's ook technische prestaties van WKK, schaalgrootte, bedrijfsuren en gedragsparameters zijn aangepast zal het verschil ook het effect van deze factoren weerspiegelen. Het is dus een vergelijking van twee toekomstbeelden in hetzelfde jaar, maar omvat veel meer dan alleen verandering van techniek. Er is in deze studie slechts een beperkte analyse gedaan van de afzonderlijke elementen waarin de toekomstbeelden verschillen.

3. WARMTEKRACHTKOPPELING IN DE ECN-MODELLEN

3.1 NEV-rekensysteem

Voor studies naar de mogelijke ontwikkeling van de nationale energievoorziening en het energiegebruik beschikt ECN-Beleidsstudies over een uitgebreid stelsel van rekenmodellen, aangevuld met boekhoudingen en databases. Voor het bepalen van een compleet toekomstbeeld wordt eerst de energievraag van de verbruikende sectoren bepaald, vastgelegd in termen van o.a. elektriciteit en warmte. Vervolgens worden de samenstelling en omvang van het energieaanbod bepaald, zodanig dat aan de vraag voldaan wordt. Aan de aanbodzijde bevinden zich alle energieconversietechnieken, dus ook warmtekrachtkoppeling. Vraag en aanbod worden echter niet altijd vertegenwoordigd door aparte doelgroepen zoals energiebedrijven en -afnemers. Juist bij warmtekrachtkoppeling is dit van belang. Daarom is het gedrag van gebruikers van WKK apart gemodelleerd.



*(ook bij de afnemers)

Figuur 3.1 *Gedrag van gebruikers van WKK*

De vaststelling van de aard en kosten van de elektriciteitsvoorziening gaat in het NEV-rekensysteem in een aantal stappen:

- Uitgangspunt is de finale vraag, bepaald bij van tevoren veronderstelde tarieven.
- De eerste invulling gebeurt met bestaand centraal basislastvermogen, gewaardeerd tegen de historische kostprijs.
- Er wordt een aanname gemaakt betreffende de voortzetting van bestaande importcontracten en de daarvoor geldende prijzen.
- Vervolgens worden duurzame bronnen ingevoerd, die bij voorkeur maximaal benut worden, zoals wind, waterkracht, AVI's, waarvan de kosten sterk beleidsbepaald zijn.
- Vervolgens wordt bestaande en nieuwe warmtekrachtkoppeling ingezet op basis van wat door de gebruikers van deze installaties rendabel geacht wordt.
- Tenslotte wordt flexibel bestaand en nieuw vermogen van de elektriciteitsproducenten ingezet via een kostenoptimalisatie, overeenkomstig de door de Sep toegepaste methoden.

De kostprijs van het vermogen in handen van de elektriciteitsproducenten is in het NEV-rekensysteem bepalend voor de uiteindelijke elektriciteitstarieven. Wijken deze tarieven sterk af van de in eerste instantie veronderstelde tarieven, dan wordt de finale vraag opnieuw bepaald. Vervolgens wordt het aanbod weer opnieuw bepaald, etc.

In een geliberaliseerde markt kunnen de tarieven niet zonder meer gebaseerd worden op de volgens bovenstaande lijn bepaalde kosten. Voor een andere tarievenbenadering is echter nog geen model voorhanden, dit valt ook buiten de reikwijdte van dit onderzoek. De mogelijke ontwikkeling van prijzen bij de zich nu aftekenende marktmechanismen en tarieven wordt vooralsnog benaderd via analyse en de ontwikkeling van scenario's, die zijn weergegeven in Hoofdstuk 4.

Het investeringsgedrag met betrekking tot warmtekrachtkoppeling is ondergebracht in verschillende modellen: het WKK-pot model voor grootschalige industriële warmtekrachtkoppeling; het TE-pot model voor kleinschalige WKK voor ruimteverwarming; het elektriciteitsvoorzieningsmodel voor warmtedistributie door centrale elektriciteitsopwekkers.

Ten behoeve van deze studie zijn bovengenoemde modellen op tal van onderdelen aangepast resulterend in nieuwe modelversies. De aanpassingen worden vermeld in Paragraaf 3.6.

3.2 Model voor industriële grootschalige WKK

Grootschalige industriële warmtekracht wordt doorgaans gedimensioneerd op de vraag naar stoom en op de vraag naar directe proceswarmte in fornuizen. Dit is een belangrijk uitgangspunt van de warmtekrachtmodellen: de warmtevraag bepaalt het potentieel.

Tabel 3.1 *Overzicht industriële sectoren en finale energievraag 1995 in het WKK-pot model*

Finale vraag 1995	Stoom [PJ]	Proceswarmte [PJ]	Elektriciteit [PJ _e]
Voedings- en genotmiddelen	54,8	12,0	21,0
Textiel, kleding, leer	5,4	0,9	2,1
Papier en grafisch	23,2	1,1	11,7
Overige basischemie	15,6	8,2	7,0
Anorganische basischemie	1,3	4,5	7,9
Chemische producten	1,4	5,0	2,8
Organische basischemie	74,7	88,2	21,3
Kunstmest	9,4	20,5	3,7
IJzer- en staal basismetaal	5,3	23,9	8,4
Non-ferro basismetaal	1,2	4,0	16,6
Overige metaal	7,8	9,3	14,9
Overige industrie	7,3	26,8	11,6
Raffinage	41,7	120,5	8,3

In Tabel 3.1 geeft een overzicht van de verschillende industriële sectoren in het WKK-pot model alsmede een beeld van de hoeveelheid energie die in die sectoren gevraagd wordt. Dit geeft een eerste benadering van de maximale mogelijkheden voor warmtekrachtkoppeling in de industrie. Het WKK-pot-model kent per sector een verdeling van de warmtevraag in grootteklassen, gekenmerkt door een bepaalde omvang op één locatie (debietgrootte). De economische rentabiliteit van een WKK-installatie hangt af van de debietgrootte. Bedrijfsvestigingen met een grote warmtevraag, zoals in de basischemie en raffinage, bieden ruimte voor installaties met een grotere capaciteit. Vaak is ook een belangrijk deel van de warmtevraag niet te dekken met WKK.

Niet alleen de debietgrootte wordt in klassen verdeeld, maar ook de bedrijfstijd. De verdeling naar draaiuren hangt samen met de grootte van de warmtevraag in de tijd: niet alle industrie heeft een constante warmtevraag over het gehele jaar. Dit beperkt het aantal draaiuren van een WKK-installatie. Er is een indeling gemaakt in continubedrijven, bedrijven die vijf dagen per de week twee ploegen draaien en een tussencategorie, respectievelijk 7000, 4000 en 5500 equivalente vollasturen per jaar. Daarbij is globaal rekening gehouden met bedrijfszekerheid, onderhoudsperiodes en deellastbedrijf.

De opdeling naar debietgroottes en bedrijfstijd is een benadering gebaseerd op algemene inzichten over industriële processen, alsmede van statistieken en andere inventarisaties van bedrijfsvestigingen. Het is daardoor een momentopname waarin slechts beperkt rekening wordt gehouden met de toekomstige industriële ontwikkeling.

Voorts is in het grootschalig warmtekrachtmodel onderscheid tussen beheer door het energiebedrijf en beheer door de warmteafnemer. Het aandeel elektriciteitsproductie voor eigen gebruik is in het model gebaseerd op het algemene verbruikspatroon van de sector.

De in het model opgenomen technieken sluiten aan bij de WKK-technieken die nu een belangrijke rol spelen:

- hogedruk stoomketel/tegendrukturbine
- gasturbine/afgassenketel
- gasturbine/fornuis
- STEG.

Het maximale potentieel voor een techniek wordt bepaald door de warmtevraag in een zichtjaar verminderd met de warmteproductie van nog aanwezige capaciteit die in eerdere jaren is neergezet. De levensduur van een installatie is vastgelegd op 15 jaar. Vertrekpunt is het WKK-bestand in het basisjaar. Het potentieel in een zichtjaar wordt ingevuld met de beschikbare technieken, waarbij de verdeling wordt gebaseerd op de interne rendementsvoet van de investering. Daarbij wordt rekening gehouden met de kapitaallasten, bedienings- en onderhoudskosten en de kosten c.q. opbrengsten van gebruikte c.q. geproduceerde energie.

Het is niet zo dat de techniek met de hoogste economische rentabiliteit het volledige potentieel in gaat vullen. In werkelijkheid (en in het model) treedt een spreiding in kosten en opbrengsten op die zijn weerslag vindt in een verdeling van het potentieel over de technieken.

3.3 Model voor kleinschalige WKK

Voor de kleinschalige warmtevraag buiten de industrie wordt bij ECN een apart model gebruikt. Het model voor kleinschalige WKK (TE-pot) wijkt op een aantal punten af van het hiervoor beschreven model WKK-pot. Allereerst betreft dit model alleen warmwaterproductie voor ruimteverwarming. De enige relevante techniek voor de komende jaren is de gasmotor. De warmtevraag voor ruimteverwarming wordt in de praktijk dan ook nooit volledig gedekt door deze WKK-installatie. De warmtebehoefte volgt de buitentemperatuur en de WKK is niet gedimensioneerd op de maximale warmtevraag. De WKK draait evenmin het hele jaar door maar staat stil in periodes met te lage warmtebehoefte. De resterende warmte wordt opgewekt met een ketel die de schommelingen opvangt en tevens als reserve dient. De omvang van de WKK-installatie wordt derhalve bepaald aan de hand van het verbruikspatroon (de jaarbelastingduurkromme). In het model is deze omvang gefixeerd op basis van het gemiddelde van de ervaringsgegevens van bestaande installaties (Van der Plas, van Beek, 1987). In Tabel 3.2 staat een overzicht van de relevante gegevens in de verschillende sectoren. De equivalente vollasturen van de ketel (indien geen WKK wordt toegepast) worden bepaald uit de verhouding tussen de gemiddelde warmteproductie en de maximale warmteproductie. Het aantal uren dat de ketel gebruikt wordt is uiteraard veel hoger.

Tabel 3.2 *Sectoren en draaiuren voor kleinschalige WKK*

	Potentieel 1990 [MW _{th}]	Aandeel WKK in warmtepiek	Ketel (referentie)	WKK	Ketel (additioneel)
			[equivalente vollasturen]		
Woning	3700	20%	1450	4700	510
Bejaardentehuis	2300	40%	2000	4300	280
Ziekenhuis	890	52%	2500	4800	4
Kantoor	2660	60%	1200	1500	300
Industrie	1124	50%	4000	5600	1200
Tuinder	17925	20%	1000	4000	200

In het model voor kleinschalige WKK wordt uitgegaan van ‘nutsbeheer’, het energiebedrijf is investeerder in de WKK-installatie. De warmte wordt geleverd aan de afnemer tegen een vergoeding die gerelateerd wordt aan de kosten van de referentietechniek: opwekking met de eigen ketel. De geproduceerde elektriciteit gebruikt het energiebedrijf voor levering aan haar afnemers, een beperkt deel ervan wordt door de warmteafnemer gekocht.

3.4 Elektriciteitsvoorzieningsmodel

Grootschalige warmtekrachtkoppeling met warmtedistributie is een derde vorm van WKK die gemodelleerd is. Omdat deze installaties tot voor kort behoorden tot het centrale elektriciteitspark zijn ze opgenomen in het model dat de totale elektriciteitsproductie simuleert. Het is niet zinvol het investeringsgedrag bij dit soort installaties alleen via een bedrijfseconomisch algoritme te modelleren. Hiervoor zijn een aantal redenen aan te geven:

- De situatie waarin een dergelijke installatie kan worden toegepast is moeilijker te standaardiseren: de ligging ten opzichte van het afnamegebied en de samenstelling van de afnemersgroep verschilt steeds.
- Vanuit de markt zijn deze installaties nooit tot stand gebracht, het zijn complexe beslissingen waarbij overheden, energiebedrijven projectontwikkelaars en afnemers bij betrokken zijn.
- De financiële haalbaarheid wordt sterk beïnvloed door keuzes van beleidsmakers: kostenafwenteling op het totale bouwplan, afschrijvingstermijn en vereiste interest, snelheid van ingebruikname, subsidies.

Afhankelijk van de scenariocontext en de beleidscontext wordt daarom de grootschalige WKK met warmtedistributie afzonderlijk beoordeeld en ingezet. In de praktijk gebeurt dit door de invulling te beperken tot een bepaald deel van de nieuwe bouwlocaties, rekening houdend met de hoeveelheid flats, kantoren, e.d. Er worden twee typen installatie onderscheiden naar kracht/warmteverhouding, een STEG gedimensioneerd op de (landelijke) behoefte aan elektriciteitsproductievermogen waarbij warmteaftap mogelijk is, en een STEG gedimensioneerd op de warmtebehoefte van de betreffende woonwijk. Het laatste type wordt in deze studie nader beschouwd.

3.5 Tarievenmodel

Het tarievenmodel dient in het NEV-rekensysteem om de kosten van de elektriciteitsvoorziening te bepalen en om te zetten naar tarieven voor de afzonderlijke gebruikers. Voor deze studie waren in dit model zeer substantiële veranderingen noodzakelijk, omdat door de liberalisatie de prijs- en tariefvorming belangrijk wijzigt. Er is hiertoe een apart inputgedeelte aan de warmtekrachtmodellen toegevoegd. Deze veranderingen worden nader uiteengezet in Hoofdstuk 4.

3.6 Aanpassingen aan de modellen

De hiervoor beschreven modellen hebben in het kader van deze studie een groot aantal veranderingen ondergaan. Voor de aanpassingen van energieprijzen en tarieven wordt verwezen naar Hoofdstuk 4. De aanpassingen hangen vooral samen met de liberalisering van de energiemarkten. Daarnaast zijn ook de technische en kosteninputs van WKK geactualiseerd. Bovendien is binnen het onderzoek de mogelijkheid geschapen om deze inputs te toetsen aan praktijkervaringen met WKK. Voor een behandeling van de technische en kosteninputs wordt verwezen naar Hoofdstuk 5. In deze paragraaf worden de overige modelaanpassingen behandeld.

Bedrijfsurenindeling

Het aantal bedrijfsuren dat een WKK-installatie kan draaien bepaalt in belangrijke mate de economische rentabiliteit. Een beperking daarbij is de warmtebehoefte; bij industriële installaties wordt gestreefd naar een zo continu mogelijke warmteafzet. In overleg met de Vereniging van Energie, Milieu en Water (VEMW) is besloten de indeling in bedrijfsurenklassen van het groot-schalige WKK-pot model aan te passen aan de praktijkervaringen. Met name continu gebruikte WKK-installaties hebben een langere bedrijfsduur dan 7000 vollasturen en een groot aandeel in het totaal van industriële WKK.

Gegevens over het dag- of weekpatroon van de industriële warmtebehoefte zijn fragmentarisch en schaars. Er is gebruik gemaakt van inschattingen op basis van de Nationale Energie Huishouding van het CBS [NEH 1996], de Emissieregistratie [VROM] en de basislijst van Krachtwerktuigen [1991]. Een overzicht van de bedrijfsurenindeling van de industriële warmtebehoefte en de aanpassing daarin voor deze studie is opgenomen in Tabel 3.3.

Tabel 3.3 *Overzicht indeling potentiële stoomvraag in de industrie (incl. raffinage) in uurcategorieën*

Oud, urencategorie	4000	5500	7000	Ongeschikt voor WKK	Totaal
Oud, aandeel stoomvraag [%]	26	9	32	33	100
Nieuw, urencategorie	4000	5500	7500	Ongeschikt voor WKK	Totaal
Nieuw, aandeel stoomvraag [%]	8	17	40	35	100

Ten opzichte van de voorheen gebruikte indeling is de potentiële stoomvraag in de hogere uur-categorieën opgehoogd. In de belangrijkste categorie 7500 uur bedraagt de voor WKK in aanmerking komende stoomvraag nu 103 PJ (basisjaar 1995). Het verdient aanbeveling een nadere inventarisatie te doen naar de te verwachten ontwikkeling van het vraagpatroon op locatieniveau. Dit is ook belangrijke informatie voor het nieuwe MJA-thema industriële samenwerking (Energiebesparingsnota, 1998).

Indeling in debietgrootte

Naast de indeling in sectoren en het aantal bedrijfsuren per jaar is er ook een indeling naar schaalgrootte van de warmtevraag op afzonderlijke bedrijfslocaties. Deze indeling is aangepast voor het model voor grootschalige industriële WKK aangezien hier ook een nieuwe typologie is toegepast. Voor nadere details wordt verwezen naar Hoofdstuk 5.

Het aandeel van verkoop via het net

Een steeds belangrijker aspect met betrekking tot het kostendekkend kunnen gebruiken van warmtekrachtkoppeling is de mogelijkheid om de geproduceerde elektriciteit in eigen bedrijf toe te passen. In het model wordt voor de berekeningen uitgegaan van een berekende verhouding eigen gebruik/verkoop. Deze berekening is gebaseerd op de gemiddelde verhouding tussen stoom- en elektriciteitsvraag in de sectoren en de w/k-verhouding van de betreffende techniek.

Is in een sector de gemiddelde elektriciteitsvraag relatief laag ten opzichte van de warmtevraag, dan zal de WKK-installatie in die sector relatief weinig voor eigen gebruik produceren. Dit is het gevolg van de veronderstelling dat de warmtevraag maatgevend is voor het WKK-potentieel.

In dit onderzoek wordt specifiek aandacht besteed aan het verschil tussen eigen gebruik en levering aan het net. Met name in de glastuinbouwsector is er een groep tuinders die vrijwel alleen warmte afneemt en een groep die de elektriciteit volledig toepast voor groeibevorderende belichting. Aan dit geval is in deze studie specifiek aandacht besteed.

Eigen beheer of door het energiebedrijf

Het aspect van de beheersvorm van de WKK-installatie gaat onder de nieuwe omstandigheden een belangrijke nieuwe rol spelen. In het model voor kleinschalige WKK is naast beheer door het energiebedrijf nu ook beheer door de warmteafnemer gemodelleerd. Dit speelt vooral in de glastuinbouw een belangrijke rol.

Ook het karakter van het energiebedrijf verandert, beheersvormen voor WKK in de vorm van Joint Ventures worden naar verwachting anders ingericht. De invloed van de elektriciteitsmarkt zal sterker zijn en dit heeft gevolgen voor de prijs van de geleverde warmte. Ook allerlei andere prijs- en tariefcomponenten hangen samen met de beheersvorm. Dit aspect wordt in partiële analyses bij de berekeningsresultaten nader behandeld.

Belasting en vermogensverhouding

De Interne Rendementsvoet (IRV) is de bedrijfseconomische grootte op basis waarvan het investeringsgedrag gemodelleerd is. Voorheen, voor de lange termijn verkenning (NEV), is in de modellen de IRV eenvoudig bepaald op basis van het te investeren bedrag en de jaarlijkse kostenbesparing. Daarbij is geen rekening gehouden met de financieringswijze van dat bedrag en de vermogens- en fiscale positie van de investeerder. Dit is evenwel belangrijk om een goed beeld te krijgen van de rentabiliteit van nieuwe WKK-installaties vanuit het oogpunt van de potentiële investeerders. Voor bestaande situaties spelen deze aspecten ook een belangrijke rol. De bevindingen zijn echter sterk afhankelijk van de inrichting van de toegepaste contracten tussen energiebedrijven en warmteafnemers en lenen zich niet voor een algemene modelformule.

In de modellen gelden de volgende uitgangspunten:

- belastingtarief op winst van 35% (voorheen niet verrekend),
- levensduur installatie 15 jaar³,
- afschrijvingstermijn installatie 10 jaar (voorheen niet relevant),
- aandeel vreemd vermogen in totaal vermogen 60% (voorheen nul),
- lening (vreemd vermogen) looptijd 10 jaar, rente 6% (voorheen niet relevant),
- restwaarde nul,
- rendementseis grootschalig industrieel 20%; kleinschalig 12%; energiesector 10%.

De rente en rendementseis is nominaal, uitgaande van een inflatietempo van 2% per jaar.

Ten opzichte van de NEV-berekeningswijze van de investeringsprojecten (Return on Investment) geeft het rendement op het geïnvesteerd vermogen (Return on Equity) een sterkere hefboomwerking. Rendabele projecten hebben een hoger rendement, onrendabele projecten hebben een negatiever rendement. Wordt een representatief project in de industrie beoordeeld, dan komt een ROE van 15% overeen met een ROI van 13.5%. De nieuwe berekeningswijze leidt dus tot een iets hogere acceptatie van WKK-projecten.

³ Althans zoals beschouwd in de bedrijfseconomische evaluatie, de werkelijke levensduur is doorgaans langer.

Beslissen in een onzeker toekomstbeeld

Tot nu toe is de modellering van het investeringsgedrag gebaseerd op de prijs/tarievensituatie op het moment van investeren. Er is simpelweg aangenomen dat de investeerder verwacht dat de relevante energieprijzen blijven zoals ze op het moment van investeren zijn. In een situatie met stabiele energieprijzen en een vaste marktstructuur is deze veronderstelling plausibel. In de huidige situatie waarin nog veel onzekerheden bestaan ten aanzien van prijsvorming en tarievenstructuur geldt deze conditie niet. Het is aan te nemen dat de potentiële investeerder in WKK risico's mijdt en derhalve uitgaat van een ongunstig toekomstbeeld. Er is niet voor gekozen deze onzekerheid uit te drukken in de vorm van een risicopremie aangezien dit de berekening van de rentabiliteit zou vertroebelen. In de ontwikkeling van de scenario's is uitgegaan van een relatief ongunstig en een relatief gunstige ontwikkeling. In het licht van het voorgaande is het ongunstige scenario derhalve het meest waarschijnlijke voor wat betreft het investeringsgedrag in het zichtjaar 2000.

4. ONTWIKKELINGEN OP DE ENERGIEMARKTEN

4.1 Inleiding

Met de invoering van de nieuwe Elektriciteitswet en de Gaswet zullen de energiemarkten veranderen. Zowel de gas- als de elektriciteitsmarkt zullen in fasen worden geliberaliseerd. Voor beide markten worden eerst de bijzonder grote afnemers vrij in het kiezen van hun leverancier, vervolgens worden de (middel)grote afnemers vrij in die keuze en in de laatste fase ook de kleinverbruikers (waaronder de huishoudens). De netten zullen afzonderlijk beheerd gaan worden. Dit hoofdstuk gaat voornamelijk in op de gevolgen van deze marktontwikkelingen op de energietarieven, en in het bijzonder die voor warmtekrachtkoppeling. Eerst zal een overzicht worden gegeven van mogelijke ontwikkelingen in de prijs- c.q. tariefvorming in de elektriciteits- en de gasmarkt. Het zwaartepunt ligt hierbij op de elektriciteitsmarkt en bijbehorende tarieven c.q. prijzen, aangezien aangenomen wordt dat de veranderingen in deze markt de meeste gevolgen zullen hebben voor warmtekrachtkoppeling. Tot slot worden twee referentiescenario's gepresenteerd waarin mogelijke ontwikkelingen gekwantificeerd worden. In bijlage 3 worden de onderliggende berekeningen uitgewerkt

4.2 Elektriciteit

Fasering

De elektriciteitsmarkt wordt in drie fasen geleidelijk geliberaliseerd. Voor de elektriciteitsmarkt geldt dat grote industriële afnemers (vermogen groter dan 2 MW) onmiddellijk vrij worden in de keuze van de leverancier. Vanaf 2002 geldt dit ook voor een middengroep eindverbruikers (vermogen < 2 MW maar met een aansluiting van meer dan 3x80 Ampère). De kleinverbruikers zullen in 2007 vrij worden in de keuze van de elektriciteitsleverancier. De grootte van de drie verschillende afnemersgroepen is ongeveer gelijk met betrekking tot de afname van elektriciteit. Tijdens de gefaseerde invoering van een vrije markt bestaan er twee soorten afnemers, namelijk de vrije afnemers en de gebonden afnemers, welke laatste groep in 2007 verdwijnt. Aangezien alleen de huidige energiedistributiebedrijven het recht hebben om te leveren aan de gebonden afnemers wordt het tarief bepaald door de Minister van Economische Zaken, dit ter voorkoming van te hoge afwenteling van kosten op deze gebonden groep. Energiebedrijven zijn nog wel verplicht door een beschermde afnemer geproduceerde elektriciteit te accepteren. Het gaat hierbij dan voornamelijk om warmtekrachtcentrales en duurzame energie zoals wind- en zonne-energie. De vergoeding die voor deze teruglevering moet worden betaald wordt tevens door de Minister van Economische Zaken vastgesteld. Deze bescherming geldt voor WKK-installaties en elektriciteitsproductie uit biomassa met een vermogen van maximaal 2 MW, zolang deze nog beschermd zijn. Tot 2002 geldt deze verplichting ook voor windturbines en zonnepanelen met een vermogen van maximaal 8 MW, daarna ligt de grens bij 600 kW. Op grond van de Wet Energiedistributie (uit 1996) dienen elektriciteitsleveranciers het leveren van elektriciteit aan beschermde afnemers te scheiden van energiediensten (zoals de exploitatie van warmtekracht installaties). Deze wet is niet meer van toepassing zodra de afnemers vrij worden.

Netbeheer en transport

Een voorwaarde uit de Wet Energiedistributie is dat de activiteiten van de energielevering gescheiden moeten worden van die van het netbeheer. De eigenaren van het landelijk transportnet (electriciteitsproducenten) en de distributienetten (energiedistributiebedrijven) dienen het netbeheer in een aparte vennootschap onder te brengen. Voor het landelijk hoogspanningsnet (EHS) is een landelijk netbeheerder (TenneT) aangesteld. De volgende indeling van netten naar spanningsniveau kan worden onderscheiden (zie Tabel 4.1).

Tabel 4.1 *Indeling elektriciteitsnet*

Netniveau	Afkorting	Spanningsniveau [kV]	Beheerder
Extra hoogspanningsnet	EHS	380/220	TenneT
Hoogspanningsnet	HS	150/110	'Distributiebedrijf'
Tussenspanningsnet	TS	50/25	'Distributiebedrijf'
Middenspanningsnet	MS	1-20	'Distributiebedrijf'
Laagspanningsnet	LS	0,4	'Distributiebedrijf'

De netbeheerders zijn verantwoordelijk voor een betrouwbare en doelmatige wijze van transport van elektriciteit en zijn in principe verplicht iedere afnemer een aansluiting op het net te garanderen. De netwerk tarieven worden bepaald aan de hand van het zogenaamde postzegel- en cascaderief. Dit wil zeggen dat de tarieven onafhankelijk van de afstand en afhankelijk van het spanningsniveau worden bepaald. Hierdoor betalen afnemers dus niet voor de afstand die de geleverde elektriciteit heeft afgelegd maar voor het type netten waarover ze is geleverd (op basis van het laagste spanningsniveau en 'wat erboven zit'). De diverse tarieven worden, na overleg met de netbeheerders, vastgesteld door de Dienst Uitvoering en Toezicht Elektriciteitswet (DTe), een instantie die speciaal hiervoor door de Minister van Economische Zaken in het leven geroepen is.

In de nieuwe situatie worden de tarieven c.q. prijzen voor levering en transport van elektriciteit dus strikt gescheiden, in tegenstelling tot de oude situatie waar de tarieven (meer) geïntegreerd waren.

In de Elektriciteitswet is de mogelijkheid opgenomen dat naast afnemers ook de producenten kunnen worden belast met een deel van de nettarieven voor het hoogspannings- en extra hoogspanningsnet (koppelnet). Vooral nog wordt de bijdrage van de producenten in dit tarief op 25% gesteld hetgeen betekent de producenten op het EHS/HS-net 25% van de totale kosten van het EHS/HS-net voor hun rekening moeten nemen. Deze regeling is dus alleen van toepassing op producenten die rechtsreeks op het EHS/HS-net zitten (of de centrales met een elektrisch vermogen groter dan 150 MW). De betrokken producenten zullen hierdoor te maken krijgen met een extra kostencomponent van circa 0,35 ct/kWh (EBB, 1999a). Deze kosten zullen worden doorberekend naar de elektriciteitsprijs waardoor producenten die buiten deze regeling vallen een kostenvoordeel kunnen halen uit de verschillen in transporttarieven voor leveringen aan derden op hetzelfde net.

In het nieuwe tariefensysteem voor elektriciteit (zoals vastgelegd is in de Elektriciteitswet) kunnen drie componenten worden onderscheiden, die allen gebaseerd zijn op de onderliggende kosten:

1. Aansluitingskostencomponent.
2. Systeemkostencomponent.
3. Transportcomponent.

De eerste component dekt de kosten voor het maken van een aansluiting op het net en de hoogte van het tarief is afhankelijk van het nettype. De systeemkostencomponent dekt de kosten die netbeheerders maken voor het operationeel houden van het net (o.a. kosten voor regel- en reservevermogen, blackstart-voorziening) en de kosten worden verdisconteerd in een kWh-tarief (van ongeveer .35 ct/kWh) voor de netto-afname van elektriciteit. Dit laatste is van enorm belang voor WKK-installaties aangezien dit tarief dus ook geldt voor 'zelf-opgewekte' elektriciteit voor eigen gebruik. De transportcomponent dient ter dekking van de kosten van het netbeheer (o.a. voor netverliezen, kapitaal, onderhoud, meteropname, databeheer). Deze kosten worden afhankelijk van het netniveau verdisconteerd in een kW- en/of kWh-prijs.

Tabel 4.2 geeft een overzicht van tariefdragers per netniveau en geeft tevens aan met welke tarieven er is gerekend in het model. Deze uitgangspunten kunnen afwijken van de tarieven zoals ze van kracht worden op 1/1/2000, maar deze tarieven waren tijdens het uitvoeren van de berekeningen nog niet bekend. De manier waarop de transportkosten zijn berekend is nader uitgewerkt in de Bijlage C.

Tabel 4.2 *Nettarieven per elektriciteitsnet zoals voorgesteld/vastgelegd in tarievenscode van DTe en zoals is opgenomen in de berekeningen*

Netniveau	Tariefdrager volgens Dte-tarievenscode	Uitgangspunten model	
		[f/kW]	[ct/kWh]
EHS	50% kW _{gecontracteerd} en 50% kW _{max, maand}	71,25	
HS	50% kW _{gecontracteerd} en 50% kW _{max, maand}	71,25	
TS	50% kW _{gecontracteerd} en 50% kW _{max, maand}	71,25	
Trafo HS+TS/MS	50% kW _{gecontracteerd} en 50% kW _{max, maand}	71,25	
MS	25% kW _{gecontracteerd} , 25% kW _{max, maand} en 50% kWh	71,25	1,7
Trafo MS/LS	25% kW _{gecontracteerd} , 25% kW _{max, maand} en 50% kWh	71,25	1,7
LS	16% kW en 84% kWh ¹	71,25	3,1

¹ Voor kleinverbruikers (aansluitingen t/m $3 \times 25A$) geldt een forfaitair vermogen van 4 kW en wordt het gerelateerde tarief omgerekend in een kWh-tarief.

Voor de transporttarieven is het zogenaamde CPI-x methode van toepassing, hetgeen wil zeggen dat wettelijk wordt vastgesteld met hoeveel procent de transporttarieven jaarlijks moeten dalen. Dit percentage is afhankelijk van de consumer-price-index en de economische efficiencyverbetering die haalbaar verondersteld wordt (bepaald door DTe). Op deze wijze moeten netbeheerders geprikkeld worden om kostenefficiënt te worden. Het verschil tussen gerealiseerde en de 'verplichte' efficiencyverbeteringen kan namelijk winst gezien worden voor de netbeheerder.

Levering en handel

Naar verwachting zullen de concurrentievoordelen in het aanbieden van elektriciteit toch vooral moeten komen uit de handelscomponent van de elektriciteitstarieven c.q. -prijzen. Hier wordt met name ingegaan op de vorming van de prijzen c.q. tarieven van de handelscomponent (commodity). De transporttarieven staan, nadat ze definitief bekend zijn geworden, redelijk vast waardoor ze meer als een gegeven kunnen worden beschouwd⁴. De commodity-prijzen gaan daarentegen meer gepaard met onzekerheden. De transporttarieven zijn echter wel van groot belang voor de rentabiliteit van WKK-installaties (met betrekking tot de uitgespaarde kosten van het) eigen gebruik van geproduceerde elektriciteit.

De vrije afnemers kunnen in de geliberaliseerde markt hun leverancier kiezen. De handelscomponent van de prijzen (of anders gezegd de prijs voor de commodity) vormt een essentieel gegeven bij de keuze voor een leverancier. De handelsprijzen worden voornamelijk door de markt bepaald. Afhankelijk van ontwikkelingen in de markt kunnen de volgende situaties zich nu voordoen in de toekomst:

- Prijszetting door centrale opwekkers.
- Marktprijzen op basis van marginale (brandstof) kosten.
- Contractprijzen op basis van gemiddelde kosten.

⁴ Op de transporttarieven zal een gevoeligheidsanalyse worden uitgevoerd aangezien deze tarieven nog niet definitief zijn vastgesteld en er nu nog verschillende waarden voor in de literatuur worden gegeven. Tevens kunnen er tussen distributiebedrijven kleine verschillen optreden in de nettatarieven.

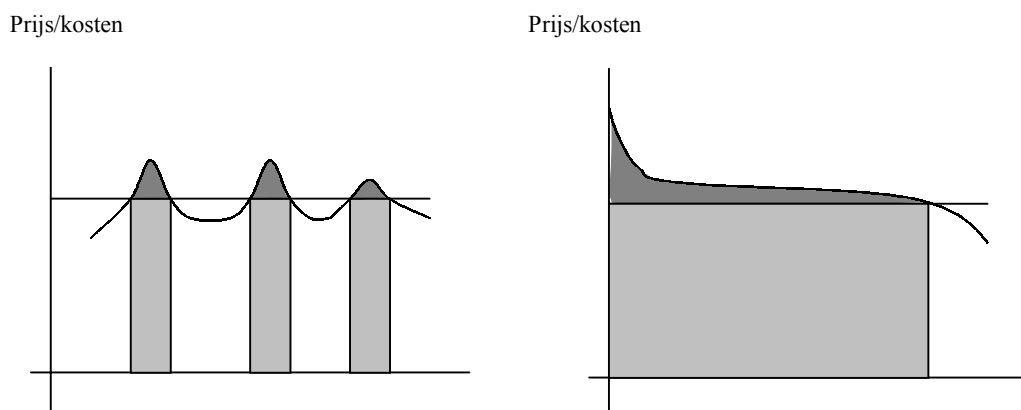
Prijzetting door centrale opwekkers

Bij een gering aantal aanbieders, een sterk geconcentreerde markt, kan er een soort oligopolie ontstaan waarin de grote producenten geen concurrentie met elkaar aan gaan en al dan niet volgens afspraak de prijs zetten. Deze prijzen zullen in ieder geval de gemiddelde kosten compenseren. Mocht een dergelijke situatie zich in Nederland voordoen dan wordt aangenomen dat de prijzen ongeveer gelijk zullen zijn aan die van de oude situatie.

Voor deze mogelijke ontwikkeling kan misschien een vergelijking worden gemaakt met het Verenigd Koninkrijk waar 2 grote centrale opwekkers de prijs bepalen. Het is zeer de vraag of een dergelijke situatie in Nederland kan gaan optreden. Ten eerste heeft het Verenigd Koninkrijk met de elektriciteitspool een ander marktsysteem dan Nederland. Ten tweede heeft Nederland tenminste vier grote centrale producenten (oktober 1999) en over het algemeen worden vier spelers⁵ als een te groot aantal beschouwd voor prijzetting. Ten derde hebben in Nederland de DTe en NMa een controlerende rol. Vandaar dat deze mogelijkheid niet echt waarschijnlijk wordt geacht.

Marktprijzen op basis van marginale kosten

Wanneer er zich voldoende spelers op de elektriciteitsmarkt gaan begeven krijgt deze markt meer het karakter van volledige mededinging. De marktprijs zal voornamelijk bepaald worden door de marginale kosten. Dit is vooral het geval zolang er nog een overcapaciteit bestaat op de elektriciteitsmarkt en de producenten de huidige centrales exploiteren. Als de marktprijs vrijwel gelijk wordt aan de marginale kosten zullen de vaste kosten niet uit de inkomsten van WKK gedekt kunnen worden. Theoretisch (gebaseerd op Hunt and Shuttleworth (1996)) kan bij sterke concurrentie nog compensatie van de vaste kosten van een opwekkingsinstallatie verkregen worden uit het cumulatieve verschil tussen de fluctuerende marktprijs en de variabele kosten van de betreffende installatie (zie het donkergrijze gebied in Figuur 4.1). Aangenomen mag worden dat een producent alleen elektriciteit opwekt als de marktprijs hoger is dan zijn variabele kosten. In de linker grafiek van onderstaand figuur geeft het donkergrijze gebied de opbrengst aan. In de rechter figuur geeft het donkergrijze gebied (ook) de totale opbrengst aan maar is de marktprijs weergegeven in de vorm van een belastingscurve in plaats van in de tijd. Deze figuur geeft de totale hoeveelheid draaiuren van de installatie aan. Om winst te kunnen maken met het opwekken van elektriciteit met deze installatie zullen de opbrengsten van het donkergrijze gebied hoger moeten zijn dan de vaste kosten.



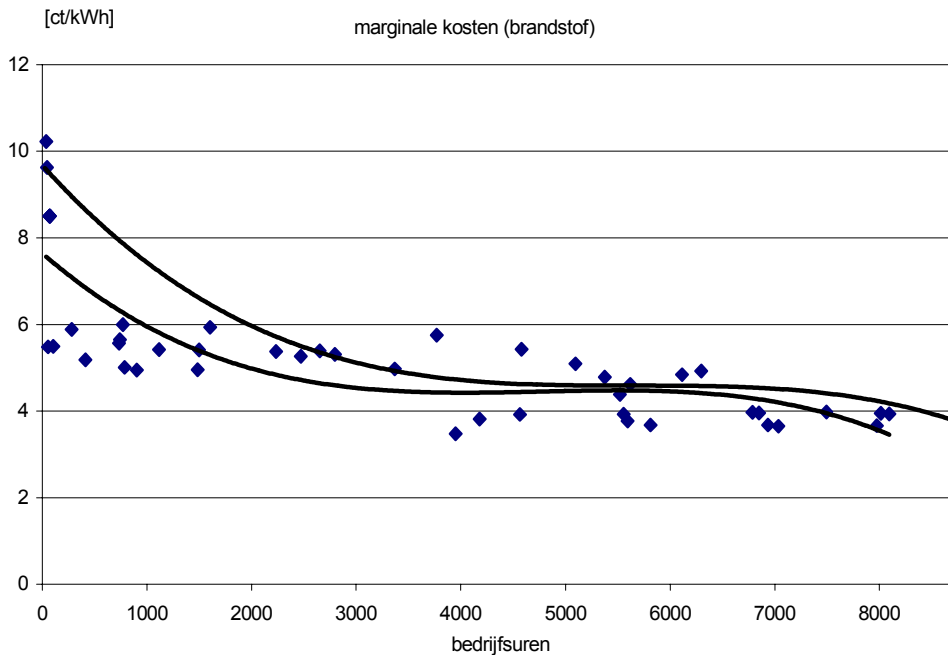
Figuur 4.1 *Theoretisch model voor prijs voor variabele kosten (lichtgrijze gebied) en vaste kosten (donkergrijze gebied)*

⁵ Op korte termijn kunnen dit zelfs meer spelers worden indien Joint Ventures, zoals Eneco met Intergen, Delta met Norsk Hydro of andere combinaties, echt voet aan de grond krijgen in Nederland, zie o.a EBB, juni 1999: *Eneco en Shell willen tweede nieuwe centrale.*

De marginale kosten zelf kunnen ook door verschillende invloeden bepaald worden:

1. *Gas en kolen.* De structuur van de elektriciteitsproductie is niet onderhevig aan grote veranderingen, de huidige producenten blijven in de toekomst dezelfde rol spelen, waardoor de marginale (brandstof)kosten voornamelijk bepaald worden door de kolen- en gasprijzen met inbegrip van enige kostenverlaging en door (economisch) efficiënter opereren van de opwekkers (o.a. door afstoot arbeid).
2. *Importen.* Buitenlandse aanbieders brengen goedkopere elektriciteit op de Nederlandse markt omdat ze tegen lagere (marginale) kosten kunnen produceren. Zo liggen bijvoorbeeld de marginale kosten van nucleaire energie en waterkracht lager.

Figuur 4.2 geeft een ‘marktprijsbelastingscurve’ gebaseerd op de marginale brandstofkosten. Deze marginale prijs is nog niet volledig aangezien de marginale kosten van elektriciteit ook afhankelijk zijn van andere marginale kosten (o.a. onderhoud- en bedrijfskosten). Deze curve vormt echter wel een goede indicatie aangezien brandstof veruit de belangrijkste kostencomponent is. Ter illustratie kan worden gekeken naar de kWh-component van de huidige brandstofprijs die voor 0,2-1 ct/kWh uit capaciteitskosten bestaat en voor 3-6 ct/kWh uit brandstofkosten (respectievelijk kolen en aardgas). De figuur is gebaseerd op gegevens voor afzonderlijke centrales (Sep, 1999) en is geschat aan de hand van de gemiddelde bedrijfsuren (geleverde elektriciteit/opgesteld vermogen) en de (brandstof)kostprijs voor het opwekken van een kWh elektriciteit (gebaseerd op efficiency en gemiddelde gas- en kolenprijzen voor elektriciteitsbedrijven).



Figuur 4.2 *Marginale belastingskosten voor elektriciteit gebaseerd op de brandstofkosten en de bedrijfstijden van de operationele centrales in Nederland*

In de figuur zijn op basis van de marginale brandstofkosten van de afzonderlijke centrales twee trendlijnen getrokken voor de marginale ‘kostenbelastingscurve’. De onderste trendlijn van de figuur is gebaseerd op regressieanalyse (polynoom van de graad 3). De bovenste lijn is een meer handmatige fit op de hogere marginale kosten. In het laatste geval wordt ervan uitgegaan dat de hoogste marginale kosten op een bepaalde levertijd de marktprijs bepalen, de andere centrales zullen deze prijs aannemen om op deze wijze winst te creëren. Het verschil tussen de trendlijnen komt vooral tot uiting in de piekprijzen en de basislastprijzen. Het bepalen van de daadwerkelijke marktprijzen is moeilijk aangezien dergelijke prijzen voor Nederland nog niet bekend zijn. Vandaar dat in eerste instantie bovenstaande trendlijnen als referentie worden gebruikt.

Contractprijzen op basis van gemiddelde kosten

Wanneer de elektriciteit tegen marginale kosten (van het hele park) verhandeld wordt moeten, zoals boven reeds vermeld, de vaste kosten op een andere manier gecompenseerd worden. In de bovenstaande situatie gebeurt dit met opbrengsten uit het verschil tussen de spotmarktprijs en de variabele kosten van een (specifieke) centrale. Het risico hiervan is dat de totale opbrengst die op deze wijze gehaald wordt kleiner is dan de vaste kosten. Investerings zullen uitblijven, bestaande en reeds (grotendeels) afgeschreven centrales hebben immers een groot concurrentievoordeel ten opzichte van nieuwkomers c.q. nieuwe centrales.

Op den duur kan het risico van uitval en van tekortschietende⁶ bedrijfsvoering ontstaan. Om dit soort risico's te vermijden kan een producent (centraal of decentraal) lange termijncontracten afsluiten tegen de gemiddelde kosten. Bij dit soort contracten zijn zowel de opwekkers als de afnemers gegarandeerd van redelijke vaste prijzen en niet overgelaten aan het lot van de spotmarktprijs. Onzekerheden in dit soort contracten ontstaan bij het bepalen van toekomstige gemiddelde prijzen/kosten. Er zijn echter tal van (financiële) mechanismen voor beide spelers om zich in te dekken tegen onzekerheden omtrent toekomstige prijsveranderingen waardoor de grote bijkomende risico's vrijwel vermeden kunnen worden.

Vanwege de overcapaciteit die nu nog in Nederland op de elektriciteitsmarkt heerst en kan gaan heersen wanneer er meer elektriciteit geïmporteerd wordt, worden hier de marktprijzen op basis van marginale (brandstof)kosten als meest plausibel gezien voor de commodityprijzen van elektriciteit in een geliberaliseerde markt. Wanneer of indien de overcapaciteit is verdwenen zal er meer ruimte zijn voor het baseren van de commodityprijzen voor elektriciteit op gemiddelde prijzen. Hierop wordt bij de keuze van de scenario's nader ingegaan.

4.3 Gasmarkt

Fasering

De EU-richtlijn voor een interne markt voor gas is sinds augustus 1998 van kracht. De EU-lidstaten moeten hun nationale wetgeving hebben aangepast aan deze richtlijnen vóór augustus 2000. De Nederlandse Gaswet gaat verder dan de EU-richtlijn wat betreft tempo en mate van openstelling.

Tabel 4.3 *Fasering opening gasmarkt*

Jaar	Marktopening
Ingang Gaswet (2000)	> 10 miljoen m ³
2002	> 170.000 m ³
2007	Alle afnemers

Netbeheer en transport

De liberalisering van de gasmarkt heeft grote gevolgen voor de structuur van deze markt. Net als bij de elektriciteitsmarkt worden ook hier de tarieven c.q. prijzen voor handel en transport strikt gescheiden. Tevens vormt de handelsprijs c.q. -tarief het voornaamste onderdeel in de prijsvorming voor afnemers. De transporttarieven op de gasmarkt zijn een iets belangrijker factor in de totale tarief- c.q. prijsvorming dan op de elektriciteitsmarkt het geval is. De gasmarkt kent namelijk een nTPA regeling (negotiated third party access) voor de nettarieven hetgeen betekent dat de bedrijven moeten onderhandelen met de netbeheerders (de Gasunie of de distributeurs, afhankelijk van aan welk net de afnemers zitten). Dit is anders dan op de elektriciteitsmarkt waar de nettarieven zijn gebaseerd op het zogenaamde rTPA (regulated third party access), dus waar de tarieven gereguleerd zijn.

⁶ De netbeheerder zal in dit geval aanvullende reservecapaciteit kunnen contracteren en de kosten daarvan in de nettarieven doorberekenen.

Voor de afnemers die aan het net van de Gasunie zitten staan de tarieven al vast. Voor de kleinschalige WKK is van belang wat de opgelegde netwerktarieven van de distributiebedrijven zijn, ervan uitgaande dat deze producenten niet in de positie zijn om te onderhandelen met de distributiebedrijven.

Levering en handel

Verbruikers die rechteafnemers van de Gasunie krijgen te maken met het CDS, een systeem waarmee aan de hand van de prijzen van de commodity en de tarieven voor geleverde diensten (met name transport) de gasprijs wordt bepaald. Voor dit onderzoek is het vooral van belang wie de aanbieders van gas op de markt worden en tegen welke prijzen ze gas kunnen gaan leveren. Daarnaast zijn kleinschalige WKK-installaties nog afhankelijk van de transporttarieven die distributiebedrijven 'opleggen' maar dit komt later nog aan bod. Echter voor alle WKK-installaties zal gelden dat de bedrijfstijd (lees capaciteit) een van de belangrijkste factor wordt voor de gasprijs (indien deze gebaseerd is op het CDS) en niet de hoeveelheid afgenomen gas (zoals in het oude zone-systeem het geval was).

Voor de rentabiliteit van WKK-installaties zijn op de gasmarkt twee zaken van belang:

1. Welke leveranciers zijn voor WKK-installaties van toepassing en wat zijn hun tarieven/prijzen.
2. Welke leveranciers zijn van toepassing voor de andere (centrale) opwekkers en tegen welke prijzen krijgen zij hun gas geleverd.

Het eerste aspect is vooral van belang voor de kosten van een WKK terwijl het tweede aspect voornamelijk van invloed is op de opbrengsten van een WKK. Wanneer centrale opwekkers goedkoper gas kunnen kopen zal dit in geval van een vrije elektriciteitsmarkt gevolgen hebben voor de marktprijs van elektriciteit. In een markt van volledige mededinging zal (in ieder geval in theorie) de marktprijs gelijk zijn aan de marginale kosten. Aangezien de brandstofkosten een essentieel onderdeel vormen van de marginale kosten, zal naar verwachting een relatief lagere gasprijs voor centrale opwekkers resulteren in een lagere elektriciteitsprijs. Zeker wanneer voor warmtekracht het bedingen van dergelijke gasprijzen (nog) niet van toepassing is, zullen de centrale opwekkers een concurrentievoordeel hebben ten opzichte van warmtekrachtkoppeling.

Voor de commodityprijzen van gas zijn er twee scenario's van toepassing. In het eerste scenario is de Gasunie (vrijwel) de enige leverancier van gas. Er zijn een aantal redenen aan te voeren voor de waarschijnlijkheid van dit scenario. De gasmarkt heeft namelijk een aantal elementen (nTPA en enkel boekhoudkundig scheiding tussen leveringen en netwerkexploitatie) die als minder competitief kunnen worden beschouwd (zie ook EBB, 1999b). Deze structuur kan de Gasunie in staat stellen om een prijs te bepalen die hoger is dan de prijs gebaseerd op marginale kosten. In hoeverre dit geldt voor de afnemers die nu al onder het CDS vallen is moeilijk aan te geven. Hetzelfde geldt ook voor de decentrale warmtekracht opwekkers die (pas) in een later stadium (2000, 2002 of zelfs 2007) onder de het CDS komen te vallen. Mocht de positie van de Gasunie niet zo bepalend zijn als hierboven staat beschreven en bieden meerdere leveranciers zich aan op de markt dan kan de Gasunie de commodity-component van het CDS minder goed zelf bepalen. In het tweede scenario zal de commodityprijs meer conform de marginale kosten zijn. Gezien de waarschijnlijkheid van het eerste scenario zal in deze studie de gasprijs bepaald worden aan de hand van dit scenario.

4.4 De positie van warmtekrachtkoppeling

In deze paragraaf wordt behandeld hoe ontwikkelingen in de prijs- c.q. tariefvorming van invloed kunnen zijn, onderverdeeld naar beheersvorm en de markten waaraan een WKK-installatie levert.

Actoren en typen

De gefaseerde invoering zal van invloed zijn voor warmtekrachtinstallaties, de geproduceerde elektriciteit zal vrij kunnen worden verkocht. Kleinschalige WKK zal pas in het laatste stadium een vrije rol kunnen spelen op de markt. Verder is het vanwege hun kleinschaligheid nog maar de vraag in hoeverre beheerders van deze installaties echt vrije spelers kunnen worden, of dat ze in praktijk gebonden blijven aan een energiebedrijf. Grootschalige WKK krijgt daarentegen meteen die vrije rol. Die vrije rol kan in het laatste geval ook nog redelijk beperkt zijn wanneer de WKK-installatie in een joint venture (JV) is ondergebracht waar ook een energiedistributeur bij betrokken is. In dat geval heeft de JV veelal een leveringscontract met de energiedistributeur dat ook nog doorloopt in de geliberaliseerde situatie. Warmtekrachtinstallaties in de vorm van een onafhankelijke producenten (IPP, independent power producer) kunnen wel als echte vrije spelers worden beschouwd. Vanwege de hier genoemde verschillen in de rollen die WKK kan aannemen wordt hierna onderscheid gemaakt in twee beheersvormen van WKK: beheer door energiebedrijf en particulier beheer. De WKK-installaties die onder een joint venture vallen vormen een soort tussenvorm maar worden hier gerekend onder de beheersvorm energiebedrijf aangezien er in de JV vrijwel altijd een energiebedrijf betrokken is. Deze indeling in beheersvormen is vooral van belang voor de markten waarop de WKK-installatie actief kan zijn en voor de waardering van warmte en elektriciteit en de gasprijzen. De indeling komt dan ook boven op de indeling van WKK naar sector en type.

- *Kleinschalige WKK (E)*. WKK die pas in een later stadium vrijkomt en ook dan vaak verbonden zal zijn aan een energiebedrijf.
- *Kleinschalige WKK (IPP)*. WKK die pas in een later stadium vrijkomt en dan (qua elektriciteit) niet meer verbonden is aan een energiebedrijf (o.a. eilandbedrijven).
- *Grootschalige WKK (E)*. WKK die vrijwel meteen vrijkomt maar nog verbonden is aan een energiebedrijf (veelal energiedistributeur) al dan niet in de vorm van een joint venture.
- *Grootschalige WKK (IPP)*. WKK die vrijwel meteen vrijkomt en als onafhankelijke partij kan handelen.

Verder zijn ook de energieprijzen cq. -tarieven van belang waar de spelers mee te maken krijgen. Deze hangen af van de markt waarop ze zich kunnen begeven. Door de liberalisering van zowel de elektriciteits- als de gasmarkt zullen op beide markten twee marktvormen ontstaan: de 'wholesalemarkt' en de 'retailmarkt'.

De spelers op de wholesale-markt zullen voornamelijk bestaan uit de huidige energieproducenten, onafhankelijke producenten, distributeurs of handelaars, en grootverbruikers (met of zonder eigen opwekking). Aan de wholesalemarkt wordt de spotmarkt gekoppeld waarop op korte termijn (veelal dag of uurbasis) gehandeld kan worden in energie. Op de retailmarkt daarentegen bevinden zich de klein- en middelverbruikers, de distributeurs of handelaars en decentrale opwekkers (o.a. kleinschalige WKK). Deze markt zal zowel voor de gas- als voor de elektriciteitsmarkt pas ontstaan in de laatste fase van de liberalisering. Tot die tijd vindt handel plaats via de (huidige) energiedistributeurs en zijn klein- en middelverbruikers en decentrale opwekkers dus gebonden. Kleinschalige WKK zal zich, als ze 'geliberaliseerd' is, alleen op de retailmarkt begeven terwijl grootschalige WKK (IPP) direct op de wholesale-markt kan afzetten. Grootschalige WKK (E of JV) levert naar verwachting direct aan distributiebedrijven en begeeft zich dus alleen indirect op de retailmarkt of de wholesalemarkt.

Kleinschalige WKK (IPP, E)

Vooral voor de kleinschalige WKK-installaties (zowel onder particulier beheer als onder beheer van een energiebedrijf) kunnen de gevolgen van de liberalisering groot zijn. Deze decentrale opwekkers verliezen pas in de laatste fase van de liberalisering hun gebonden status. Tot die tijd zijn ze gebonden aan de inkooprijzen van de energiedistributiebedrijven en wordt de elektriciteitsprijs uiteindelijk bepaald (d.w.z. goedgekeurd) door de minister van EZ. De elektriciteitsprijs zal worden gebaseerd op het leveringstarief van de distributiebedrijven met een korting voor de toegevoegde waarde. Daarbij wordt er van uitgegaan dat de elektriciteitsprijs gelijk

wordt aan de marktinkoopprijs voor elektriciteit. Wanneer deze marktprijzen gebaseerd zijn op de marginale kosten kunnen de inkomsten van de kleinschalige WKK-installaties uit deze leveringen wel eens (te) laag worden. Wat betreft de gasmarkt wordt het oude tariefsysteem gehandhaafd voor de gebonden WKK-installaties.

Ook wanneer de particuliere WKK-installaties vrije spelers worden zullen ze veelal gekoppeld blijven aan energiebedrijven (de WKK-installaties onder beheer van een energiebedrijf zijn dit natuurlijk per definitie) aangezien ze zelf te klein zijn om zich onafhankelijk op de markt te begeven. Een uitzondering hierop vormen de eilandbedrijven (b.v. belichtende rozentelers) die niet aangesloten zijn op het elektriciteitsnet. Kleinschalige WKK-installaties zullen veelal niet rechtstreeks te maken krijgen met de spotmarkt aangezien deze markt gekoppeld is aan de wholesalemarkt en niet aan de retailmarkt waar zij zich normaliter op bevinden. Kleinschalige warmtekracht is een te kleine speler voor de wholesalemarkt. Verder zijn er kosten verbonden aan de spotmarkt, naast de transactiekosten van ongeveer 0,04 ct/kWh moet er ook rekening worden gehouden met jaarlijkse lidmaatschapskosten van ongeveer f 55.000. Tevens zal de verkoop van elektriciteit niet tot de core-business behoren van de betrokken onderneming.

Wat betreft de gasinkoop zitten de kleinschalige WKK-installaties ook niet in zo'n goede positie. Ze kunnen pas als laatste groep hun leverancier kiezen en zijn ook dan nog afhankelijk van de nettarieven zoals die worden opgelegd door de distributiebedrijven. Het eerste punt kan vooral een probleem worden voor de kleinschalige WKK-installaties wanneer de positie van de Gasunie niet zo sterk is als wel gedacht en de grotere producenten hun gas elders goedkoper kunnen inkopen. Verder vallen kleinschalige WKK-installaties in een minder gunstige tariefgroep van het CDS dan grotere afnemers (waaronder WKK-installaties) door hun ongelijkmatige afname. Verder vervalt het speciale gunstige WKK-gastarief dat voor hen van toepassing was.

Grootschalige WKK (E)

Ondanks dat grootschalige WKK-installaties eerder vrije spelers worden dan de kleinschalige vertoont hun situatie gelijkenissen met die van de kleinschalige WKK-installatie. Veel van de grootschalige WKK-installaties zijn ondergebracht in een joint venture met een energiebedrijf. Hun elektriciteitsprijzen zijn vanwege langlopende contracten veelal gebaseerd op een de inkooprijzen van het betrokken energie(distributie)bedrijf.

Vaak zal het distributiebedrijf de marktprijzen als uitgangspositie kiezen voor de elektriciteitsprijs en de waardering voor warmte. De marktprijs zal in de buurt liggen van de marginale of de gemiddelde kosten, zeker zolang er nog sprake is van een overcapaciteit op de elektriciteitsmarkt.

Wat betreft de kosten voor aardgas zitten deze WKK-installaties in een betere positie dan de kleinschalige WKK aangezien ze in een eerder stadium hun leverancier kunnen kiezen en hierdoor minder een concurrentienadeel hebben ten opzichte van de elektriciteitsproductiebedrijven. Afhankelijk van de positie van de Gasunie zullen de commodity-prijzen voor gas worden bepaald aan de hand van het CDS of van de marktprijzen.

Grootschalige WKK (IPP)

Deze groep grootschalige WKK-installaties zal onafhankelijk gaan handelen op de wholesalemarkt. Hierdoor kunnen ze zich ook aansluiten op de spotmarkt. Veelal zullen ze echter proberen lange termijn contracten af te sluiten met afnemers zodat ze hun prijzen kunnen afstemmen op de gemiddelde kosten in plaats van dat ze afhankelijk zijn van de (marginale) prijzen op spotmarkt. Welk deel van de elektriciteit verkocht wordt tegen gemiddelde kosten (lange termijn contracten) en welk deel tegen marginale kosten (spotmarkt) zal verschillen per WKK-installatie.

Net als de grootschalige WKK (JV) is ook deze groep in een vroeg stadium (vanaf 2000) vrij in het kiezen van de gasleverancier. Afhankelijk van de positie van de Gasunie zullen de commodity-prijzen voor gas worden bepaald aan de hand van het CDS of van de marktprijzen.

4.5 Uitgangspunten voor WKK-berekeningen

Voor de prijs die beheerders van WKK-installaties op de markt voor elektriciteit krijgen wordt onderscheid gemaakt tussen een kWh- en een kW-component. De eerste vertegenwoordigt de variabele kosten en de tweede de vaste kosten (afschrijving, B&O). In beide scenario's wordt de kWh-component opgesplitst in twee prijzen. Hiermee wordt er onderscheid gemaakt tussen plateau-uren (werkdagen van 7.00-23.00 uur) en daluren (d.w.z. niet-plateau-uren). Op deze wijze worden de kostenniveaus zoals die in Figuur 4.2 zijn afgebeeld op een vereenvoudigde manier in prijzen vertaald. In deze vereenvoudigde vorm worden de piekprijzen niet meegenomen hetgeen kan resulteren in een onderschatting van de opbrengsten. In hoeverre deze piekprijzen in de praktijk ook kunnen worden gerealiseerd zal afhangen van de vorm van het contract of in hoeverre de WKK-beheerder actief is op de spotmarkt. De kW-component kan ook worden beschouwd als een vorm van compensatie voor de piekprijzen (het donkergrijze gebied van Figuur 4.1). Een dergelijke compensatie zal ook kunnen worden opgenomen in contracten wanneer in het contract geen piekprijs gehanteerd wordt.

De kWh-component wordt bepaald voor twee perioden (0-4000 uur en 4000-8760 uur) en is voornamelijk afhankelijk van de brandstofkosten. De 'plateauprijs' is bepaald door te rekenen met de marginale kosten voor een gemiddelde gasgestookte elektriciteitscentrales⁷. De gasprijs is bepaald aan de hand van het CDS⁸ (zie Bijlage C). De 'dalprijs' is gebaseerd op met de marginale kosten voor een gemiddelde kolencentrale.

Voor de transporttarieven is van belang op welke waarde de x van het CPI- x principe wordt vastgesteld. Een lagere x is gunstig voor de rentabiliteit van WKK aangezien de transporttarieven dan minder afnemen in de toekomst.

De gasprijs speelt een belangrijke rol voor de kosten van WKK. De gasprijzen worden voornamelijk bepaald aan de hand van het CDS van de Gasunie (zie Bijlage B en C). Voor WKK-installaties met een gasafname van minder dan 10 miljoen m³ en die afhankelijk zijn van een distributeur moet rekening worden gehouden met een marge die door het betrokken distributiebedrijf gehanteerd wordt. Deze marge zal afhangen van de grootte van de afnemer en van het 'concurrentieniveau'. De laatste parameter is een maat voor het aantal concurrenten dat zich op de gasmarkt begeeft. Aangenomen wordt dat bij een groter aantal concurrenten op de markt de marges van de distributiebedrijven zullen dalen. Verder spelen de gasprijzen een belangrijke rol voor de berekeningen van de marktprijs van elektriciteit aangezien de elektriciteitsmarktprijs hoofdzakelijk gebaseerd is op deze gasprijs.

Met behulp van twee scenario's wordt de bandbreedte geschetst van de mogelijke ontwikkelingen in de energieprijzen. In het eerste scenario (laag) wordt een elektriciteitssector geschetst waarvoor de markt vrij gespannen is hetgeen resulteert in relatief lage prijzen. In het tweede scenario (hoog) wordt uitgegaan van een minder gespannen markt, gepaard gaande met hogere prijzen.

⁷ Voor de periode 0-4000 wordt gerekend met operationele uren van 3000 uur en met een gemiddelde brandstofefficiëntie van 45%.

⁸ De invloed van de bedrijfstijden op de gasprijs in het CDS was een van de voornaamste redenen voor het opsplitsen van de kWh-component in twee perioden.

Laag scenario

In dit scenario wordt er van uitgegaan dat de gevolgen van de geliberaliseerde elektriciteitsmarkt relatief ongunstig zijn voor WKK. In dit scenario is de marktprijs voor elektriciteit laag omdat blijvende overcapaciteit de prijzen van elektriciteit op het niveau van de marginale kosten brengt. Deze overcapaciteit wordt veroorzaakt door het bestaande Nederlandse park maar ook doordat importen (bijvoorbeeld op basis van waterkracht en nucleaire energie) in de toekomst een substantieel deel uitmaken van de elektriciteitsvoorziening. Door de aanhoudende overcapaciteit zal er sprake zijn van felle concurrentie en mogelijk dumping zodat behalve in dal- en plateau-uren, ook de prijzen in de pieken lager uitvallen. Hierdoor kunnen de vaste kosten moeilijker worden gedekt en dit wordt vertaald in het ontbreken van een kW-component.

In het lage scenario wordt er gerekend met een x van 2% waardoor de transporttarieven substantieel afnemen tot 2020. Verder krijgen decentrale opwekkers *geen* financiële waardering voor het verlagen van de netverliezen en de infrastructuurkosten die voortvloeien uit de decentrale opwekking en waarvan de opbrengsten ten dele vallen aan de netbeheerder. In de wet is de mogelijkheid wel opengelaten dat netbeheerders een deel van deze opbrengsten door kunnen sluisen naar de decentrale opwekkers. Hier wordt echter geen gebruik gemaakt van deze mogelijkheid.

De gasmarkt blijft relatief achter met betrekking tot het concurrentieniveau waardoor de marges die de distributiebedrijven hanteren voor kleinverbruikers redelijk hoog blijven (20%) hetgeen een nadelig effect heeft op gasprijzen voor de kleinere WKK. In dit scenario wordt uitgegaan van een relatief lage stookolieprijs (P-waarde 238 in 2020⁹) waardoor de gasprijzen relatief laag blijven. Bovenstaande resulteert in de uitgangspunten voor dit scenario zoals opgenomen in Tabel 4.4.

Tabel 4.4 *Belangrijkste parameters in laag scenario*

Unit		Plateau	Dal
<i>Elektriciteit</i>			
Marktprijs elektriciteit ¹	[ct/kWh]	6,7-7,2	3,6
Verlaging Infrastructuurkosten	[f/kW]		0
Aandeel in verlaging netverlieskosten [% opbrengst]			0
Verlaging transportkosten (CPI-x)	[%/jr] x-waarde		2
<i>Gas</i>			
Stookolieprijs	[f/ton] P-waarde		216-246
Marge distributiebedrijven	[%]		20

¹ Deze prijs is inclusief de 0,33 ct/kWh die de producenten (op het EHS/HS-net) doorrekenen in hun prijzen vanwege hun bijdrage in de netkosten, en veranderingen in de P-waarde.

Hoog scenario

In dit scenario zijn de omstandigheden voor de WKK gunstiger dan in het lage scenario. De elektriciteitsmarkt is wat minder gespannen waardoor er naast de kWh-prijs ook nog een kW-prijs van f 100/kW bedongen kan worden. Deze prijs kan worden gezien als een dekking voor de vaste kosten. Een dergelijke prijs kan worden opgenomen in een contract en is als het ware een compensatie voor de piekprijzen, die niet ondervangen worden door de dal- en plateauprijzen. Deze kW-prijs moet worden gezien als een marktgemiddelde en wordt daarom in de berekeningen verdisconteerd in een kWh-prijs (hetgeen neerkomt op een verhoging van de kWh-prijs met 2,3 ct/kWh)¹⁰.

⁹ Deze P-waarden zijn aangeleverd door het ministerie van EZ en zijn overeenkomstig met die van het laag en hoog scenario van het Energerapport.

¹⁰ Op basis van een gemiddelde bedrijfstijd van 4300 uur.

Verder betrekken de netbeheerders in dit scenario de decentrale opwekkers wel in de voordelen die voortvloeien uit de decentrale opwekking betreffende netverliezen en infrastructuur. Met betrekking tot de netverliezen wordt 50% van de uitgespaarde kosten teruggesluisd naar de decentrale opwekker (de omvang van de verliezen is afhankelijk van het netniveau) en voor de infrastructuurkostenverlaging wordt een kW-prijs uitgekeerd (f 20/kW).

In dit scenario wordt er rekening mee gehouden dat de netbeheerders een minder hoge efficiency hoeven door te rekenen in hun tarieven (x van 1%). De nettarieven nemen hierdoor minder snel af dan in het lage scenario, hetgeen een gunstig effect heeft op de kosten voor het alternatief van WKK-elektriciteit.

Net als in het lage scenario verandert ook hier de gasmarkt niet al te zeer. De gasprijs wordt dan ook gezet door het CDS van de Gasunie. Ook hier rekenen de distributiebedrijven een marge van ongeveer 20% voor kleinverbruikers. Verder kent dit scenario een hoge stookolieprijs (P-waarde van 319 in 2020).

Tabel 4.5 *Belangrijkste parameters in hoge scenario*

Unit		Plateau	Dal
<i>Elektriciteit</i>			
Marktprijs elektriciteit ¹	[ct/kWh]	9,5-11,1	6,0
Verlaging Infrastructuurkosten	[f /kW]	20	
Aandeel in verlaging netverlieskosten [% opbrengst]		50	
Verlagingtransportkosten (CPI-x)	[%/jr] x-waarde	1	
<i>Gas</i>			
Stookolieprijs	[f /ton] P-waarde	242-326	
Marge distributiebedrijven	[%]	20	

¹ Deze prijs is inclusief de 0,33 ct/kWh die de producenten (op het EHS/HS-net) doorrekenen in prijzen vanwege hun bijdrage in de netkosten, de verrekening van de kW-prijs (van f 100/kW) en de stijging in de P-waarde.

5. TECHNISCHE EN KOSTENGEGEVENS VAN WKK

5.1 Inleiding

Dit hoofdstuk gaat in op de technologiegegevens die in deze studie zijn gehanteerd voor WKK en voor referentietechnologieën waarmee WKK wordt vergeleken. Deze technische en kostengegevens zijn gebaseerd op praktijkcijfers zoals deze zijn aangeleverd door o.a. Stork Engineering Consultancy, VEMW en COGEN Nederland. Achtereenvolgens worden de belangrijkste WKK-toepassingen behandeld:

- *Grootschalige industriële WKK* (Paragraaf 5.2). Stork Engineering Consultancy (SEC) heeft voor deze studie de grootschalige industriële WKK-opties gekarakteriseerd via procesmodellering en investeringsramingen. De verschillende vormen van bedrijfsvoering (bijstook, warmtekracht-verhouding) van deze systemen zijn daarbij meegenomen.
- *Kleinschalige WKK* (Paragraaf 5.3) Voor de kleinschalige toepassingen is een technologie- en kostenupdate gemaakt van de gasmotor en de kleine gasturbine. Hiervoor is met name gebruik gemaakt van gegevens van COGEN Nederland.
- *Grootschalige WKK met warmtedistributie* (Paragraaf 5.4) Voor grootschalige WKK met warmtedistributie is door Stork een STEG gekarakteriseerd en door ECN is een kostenraming van het distributienet en de referentietechniek gemaakt.

5.2 Typering grootschalige WKK opties in de industrie

5.2.1 Nieuwe karakteristieken

In deze studie is uitgegaan van gasgestookte WKK-installaties gericht op de opwekking van elektriciteit en lage druk stoom (10 bar en 220°C). Beide zijn te verkrijgen door WKK-bedrijf of door opwekking van processtoom met een gasgestookte lagedruk stoomketel in combinatie met inkoop van elektriciteit uit het openbare net. Voor grootschalige industriële WKK zijn in deze studie de volgende technieken onderscheiden:

- GT/AK: Een gasturbine-generatorunit met nageschakelde afgassenketel voor de productie van lagedrukstoom.
- STEG: Een GT/AK installatie, nu echter voor opwekking van hogedrukstoom in de afgassenketel, waarbij de stoom in een tegendruk stoomdrukturbine wordt geëxpandeerd tot de gewenste lagedruk processtoom.
- HD/TD: Hogedruk stoomopwekking in een ketel middels aardgas. De stoom wordt vervolgens geëxpandeerd in een tegendrukturbine tot de gewenste lagedruk processtoom.
- GT/FOR: Een gasturbine-generatorunit met nageschakeld fornuis en afgassenketel, bijvoorbeeld voor verhitting van ruwe olie in de raffinaderijen en de productie van lagedruk stoom.

De referentietechniek, waarmee WKK o.a. wordt vergeleken, is gebaseerd op:

- LD-gas: Lage druk stoomopwekking in een aardgasgestookte ketel voor de productie van lagedrukstoom.

De industriële WKK-technieken moeten flexibel zijn ten aanzien van hun bedrijfsvoering zodat een fluctuerende warmtebehoefte kan worden opgevangen. Door bijvoorbeeld bij te stoken in de afgassenketels van een GT/AK kan de stoomproductie worden opgevoerd bij een constant geproduceerd elektrisch vermogen. Dit verhoogt derhalve de warmte/krachtverhouding van het systeem. In een STEG is het ook mogelijk om de hoeveelheid afgetapte lagedrukstoom te variëren. Het elektrisch vermogen zal hierdoor ook variëren.

Op voorstel van de VEMW is een typologie van WKK-installaties samengesteld die de komende jaren kunnen worden geïnstalleerd of recent zijn geplaatst. Naast de techniek is daarbij ook gedifferentieerd naar schaalgrootte en wijze van bedrijfsvoering (wel/geen bijstook). In overleg met Stork zijn daarop nog enkele aanvullingen gemaakt. In Tabel 5.1 is daarvan een overzicht gegeven.

Tabel 5.1 *Typologie grootschalige WKK-installaties*

Vermogen GT [MW _e]	WKK-concept	Bedrijfsvoering			
		Bijstook	Condenseren	LD-stoom	W/K-verhouding
5	Afgasketel	Ja	Nee	Ja	1,5/2
30	STEG	Ja	Nee	ja	1
30	STEG	Nee	Ja	Ja + aftap	0,5
60	STEG	Nee	Ja	Ja + aftap	0,8
150	STEG	Nee	Ja	Ja + aftap	0,8
220	STEG	Nee	Ja	Ja + aftap	0,8
25	Fornuis/bijstook	Ja ¹	-	Nee	2
25	Fornuis/HRU	Nee ²	-	Nee	4
10	Afgasketel	Ja	Nee	Ja	4
25	Afgasketel	Ja	Nee	Ja	1,5/2
40	Afgasketel	Ja	Nee	Ja	1,5/2

¹ Rookgas GT met hoog O₂-gehalte dient als (hete) verbrandingslucht in oliegestookt fornuis.

² Olie in fornuis m.b.v. een Heat Recovery Unit (HRU) verwarmd door rookgas GT.

Deze typen WKK geven een representatieve doorsnede van de WKK-opties. De in Tabel 5.1 vermelde gasturbine met een W/K-verhouding van 4 (veel bijstook) representeert een situatie waarin op de elektriciteitsvraag is gedimensioneerd. Als referentietechniek is naast de lagedruk stoomketel ook de hogedruk ketel met tegendruk stoomturbine gemodelleerd voor de grotere warmtedebieten (>40 MW_{th}).

In bijlage A zijn de hierboven beschreven WKK-typen en referentietechnieken in schema's weergegeven. Deze concepten zijn door Stork ontworpen, doorgerekend en gekoppeld aan investeringsramingen. Voor deze karakterisering is een aantal aannames gemaakt waarvan de meest relevante hieronder worden genoemd.

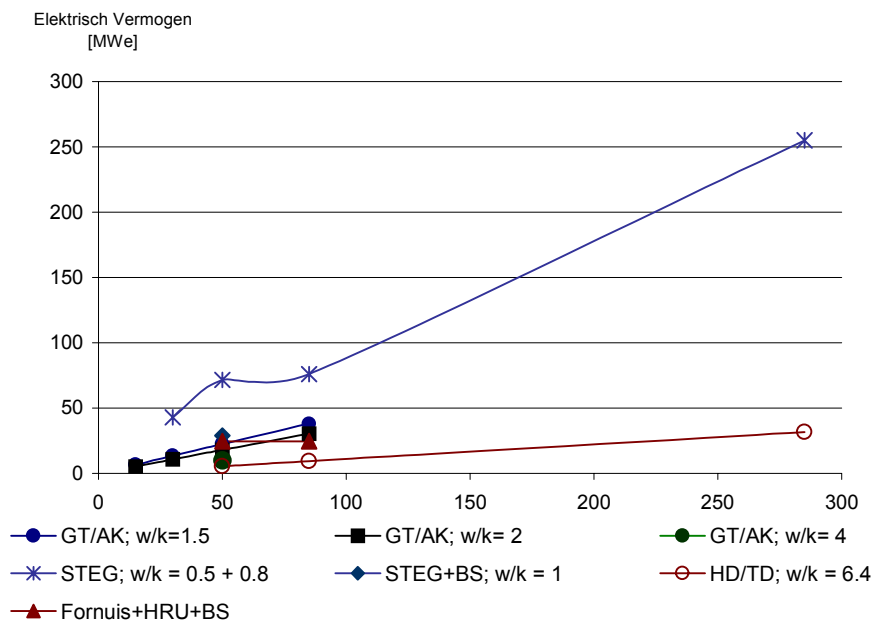
- Stoomafgifte vindt plaats bij 10 bar en 220°C.
- Condensaat retour is 1 bar en 90°C en is 75% van de stoomexport.
- Make-up water is 25% van stoomexport met een temperatuur van 15°C.
- Prestaties van de WKK concepten zijn berekend volgens ISO condities (luchtcondities: 1,013 mbar, 15°C en een relatieve vochtigheid van 60%).
- Referentieconcepten zijn gebaseerd op direct gestookte lagedruk stoomketels waarbij vanaf een stoomlevering van 50 ton/h uit wordt uitgegaan van een hogedruk stoomketel met een tegendruk stoomturbine.
- Gemiddeld over de levensduur van de installatie bedraagt het overall rendement 2%-punten minder en het elektrisch vermogen 2%-punten minder dan de nominale waarden, tengevolge van veroudering, slijtage en verontreiniging.

Meer gedetailleerde informatie over de conceptbeschrijvingen, aannames en resultaten staat in Bijlage B.

Omzetting naar de indeling van het WKK-pot model

Op grond van de door Stork geleverde prestatiegegevens van de verschillende concepten is de warmtevraag in de industrie verdeeld in stoomdebieten van 15, 30, 50, 85 en 285 ton stoom per uur. Daarbij is zo goed mogelijk aangesloten op de schaalgrootte van de uitgangstypen. Een nadere uitwerking van deze omzetting is opgenomen in de Bijlage B. De investeringskosten en vaste en variabele B&O-kosten, het thermisch rendement en het geleverd elektrisch vermogen

per stoomdebietklasse zijn bepaald door inter- en extrapolatie van de Stork-gegevens (zie Bijlage C). In Figuur 5.1 zijn de resultaten van deze interpolatie weergegeven. Daarbij is in Figuur 5.1 het elektrisch vermogen van de verschillende opties uitgezet tegen het stoomdebiet.



Figuur 5.1 *Elektrisch vermogen en stoomproductie van gemodelleerde grootschalige WKK-opties*

Figuur 5.1 geeft het verschil in warmte/kracht verhouding aan tussen de verschillende opties. Uit figuur 5.1 kan het volgende worden geconcludeerd:

- De STEG opties hebben door toepassing van een nageschakelde stoomturbine een hogere elektriciteitsproductie t.o.v. de gasturbine met afgassenketel.
- De STEG met bijstook (STEG/BS) is uitgevoerd met een kleinere stoomturbine resulterend in een lager elektrisch vermogen.
- De twee fornuisopties zijn uitgevoerd met dezelfde grootte gasturbine waarbij het opvoeren van de warmteproductie (hier uitgedrukt in een stoomdebiet) geschiedt middels bijstook met olie. Bij een hoger thermisch vermogen blijft daarom het elektrisch vermogen constant.
- De GT/AK met een warmte/kracht verhouding van vier heeft een kleinere gasturbine t.o.v. de systemen met hetzelfde stoomproductie resulterend in een lager elektrisch vermogen.
- De hogedruk ketel met tegendruk stoomturbine (HD/TD) is uitgevoerd met een kleinere stoomturbine dan de GT/AK en STEG bij hetzelfde stoomdebiet resulterend in een lager elektrisch vermogen.

In Tabel 5.2 zijn de rendementen van de verschillende systemen vermeld.

Tabel 5.2 *Rendement en vermogen gemodelleerde grootschalige WKK-opties.*
Bedrijfstijd = 7500 uren/jaar

	Stoomdebiet [ton/h]	15	30	50	85	285
Techniek	Warmtevraag [MW _{th}]	11	22	36	60	204
GT/AK	w/k = 1,5					
	Elektrisch rendement [%]	32	33	33	35	
	Thermisch rendement [%]	46	46	48	49	
	Elektrisch vermogen [MW _e]	6,6	13,2	22,0	37,3	
	w/k = 2					
	Elektrisch rendement [%]	27	27	28	29	
	Thermisch rendement [%]	52	53	53	55	
	Elektrisch vermogen [MW _e]	5,3	10,5	17,5	29,8	
	w/k = 4 ¹					
	Elektrisch rendement [%]			18		
	Thermisch rendement [%]			78		
	Elektrisch vermogen [MW _e]			9,7		
STEG	w/k = 0,5 c.q. 0,8					
	Elektrisch rendement [%]		45	45	42	45
	Thermisch rendement [%]		20	20	32	34
	Elektrisch vermogen [MW _e]		42,0	70,1	74,5	249,8
STEG+BS	w/k = 1 ¹					
	Elektrisch rendement [%]			39		
	Thermisch rendement [%]			42		
	Elektrisch vermogen [MW _e]			28,3		
Fornuis + HRU/ Bijstook	w/k = 1,6 c.q. 3,6					
	Elektrisch rendement [%]			34	18	
	Thermisch rendement [%]			44	70	
	Elektrisch vermogen [MW _e]			24,6	24,6	
HD/TD	w/k = 6,3					
	Elektrisch rendement [%]	13	13	13	13	13
	Thermisch rendement [%]	77	77	77	77	77
	Elektrisch vermogen [MW _e]	1,7	3,2	5,5	9,3	31,2
LD	Thermisch rendement [%]	92	92	92	92	92

¹ Te weinig meetpunten voor interpolatie.

Kosten van grootschalige industriële warmtekrachtkoppeling

Aangaande de kostenramingen van WKK zijn door Stork de volgende uitgangspunten gehanteerd:

- De gebruikte methode voor de investeringsramingen geeft een onnauwkeurigheid van +/- 40% voor afzonderlijke gevallen.
- De bedienings- en onderhoudskosten (vast en variabel) zijn gebaseerd op praktijkgegevens van leden van VEMW.
- Er wordt uitgegaan van een groene weide situatie, d.w.z. toevoeging van een nieuwe WKK - installatie aan een functionerend industrieel complex, inclusief de benodigde aansluitingen.
- Prijzen voor toegevoegde werkzaamheden en materialen, subcontracten, engineering etc. zijn gebaseerd op ervaringsgetallen als percentage van gelijksoortige door Stork gerealiseerde projecten.
- De WKK-installatie is een buitenopstelling met gangbare geluidseisen. Voor situaties met strengere geluidseisen die bouwkundige voorzieningen noodzakelijk maken, is een gemiddelde verhoging van 2% op het investeringsbedrag toegepast
- De infrastructuur van gas, make-up water, stoom en riolering en koelwater ligt bij de grens van de installatie, aansluiting is meegenomen in de kosten.

- De leveringsgrens van de elektriciteit is tot aan de generatorklemmen, voor de vereiste voorzieningen van aansluiting aan het elektriciteitsnet is aanvullend een verhoging van 2% op het investeringsbedrag toegepast.
- Controlekamer en instrumentenluchtbehandeling zijn meebegroot.
- Voor condenserende installaties is een koeltoren meebegroot.

In Tabel 5.3 zijn de specifieke kosten weergegeven waarbij voor de variabele B&O-kosten is uitgegaan van een bedrijfstijd van 7500 uur per jaar.

Tabel 5.3 *Specifieke kosten gemodelleerde grootschalige WKK-opties*

Techniek	Stoomdebiet [ton/h]	15	30	50	85	285
	Warmtevraag [MWth]	11	22	36	60	204
GT/AK	w/k = 1,5					
	Investering [f/kWth]	1933	1604	1397	1210	
	Investering [f/kW _e]	2778	2307	2012	1745	
	B&O vast [f/kW _e /jaar]	80,0	40,0	33,3	31,4	
	B&O variabel [ct/kWh]	0,53	0,53	0,53	0,38	
	w/k = 2					
	Investering [f/kWth]	1544	1274	1105	953	
	Investering [f/kW _e]	2973	2454	2130	1745	
	B&O vast [f/kW _e /jaar]	80,0	40,0	33,3	31,4	
	B&O variabel [ct/kWh]	0,53	0,53	0,53	0,38	
	w/k = 4					
	Investering [f/kWth]			376		
Investering [f/kW _e]			2978			
B&O vast [f/kW _e /jaar]			40,0			
B&O variabel [ct/kWh]			0,53			
STEG	w/k = 0,5 + 0,8					
	Investering [f/kWth]		4003	3083	2182	1438
	Investering [f/kW _e]		1822	1404	1643	1085
	B&O vast [f/kW _e /jaar]		31,4	30,0	30,0	15,0
B&O variabel [ct/kWh]		0,38	0,40	0,40	0,23	
STEG+BS	w/k = 1					
	Investering [f/kWth]			1995		
	Investering [f/kW _e]			2091		
	B&O vast [f/kW _e /jaar]			31,4		
B&O variabel [ct/kWh]			0,38			
Fornuis HRU/Bijstook	+w/k = 1,3/3,6					
	Investering [f/kWth]			1524	813	
	Investering [f/kW _e]			2028	3053	
	B&O vast [f/kW _e /jaar]			48,4	58,9	
B&O variabel [ct/kWh]			0,031	0,034		
HD/TD	w/k = 6,2					
	Investering [f/kWth]	1011	956	700	507	243
	Investering [f/kW _e]	6269	5925	4342	3144	1506
	B&O vast [f/kW _e /jaar]	80,0	80,0	80,0	40,0	31,4
B&O variabel [ct/kWh]	0,53	0,53	0,53	0,53	0,38	
LD-gas	Investering [f/kWth]	314	241	199	163	103
	B&O vast [f/kWth/jaar]	2,2	2,2	2,2	1,1	0,87
	B&O variabel [ct/kWh]	0,09	0,09	0,09	0,09	0,06

Variabele B&O-kosten zijn gebaseerd op 7500 bedrijfsuren per jaar.

5.2.2 Vergelijking met de oude modelgegevens

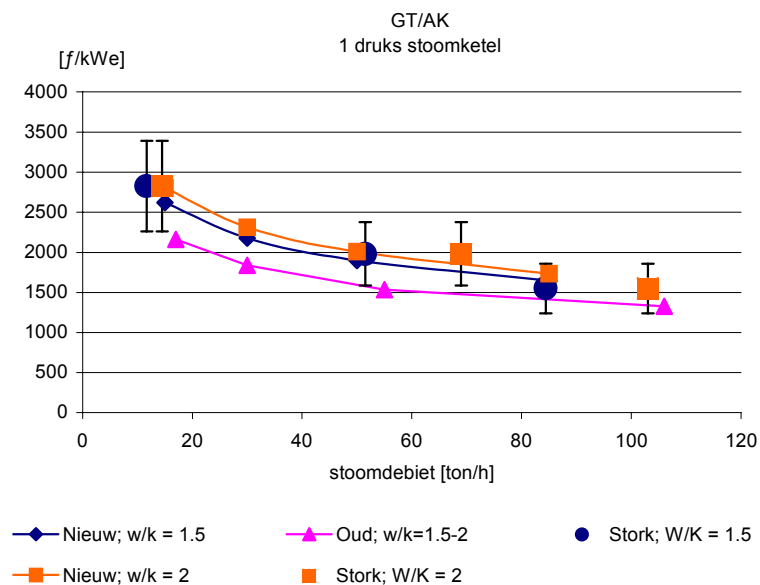
Hierna is een vergelijking gemaakt met de technologie- en kostengegevens zoals die in de Nationale Energie Verkenningen (NEV) zijn toegepast. Dit maakt het mogelijk om veranderingen in rentabiliteit te interpreteren.

Technische prestaties

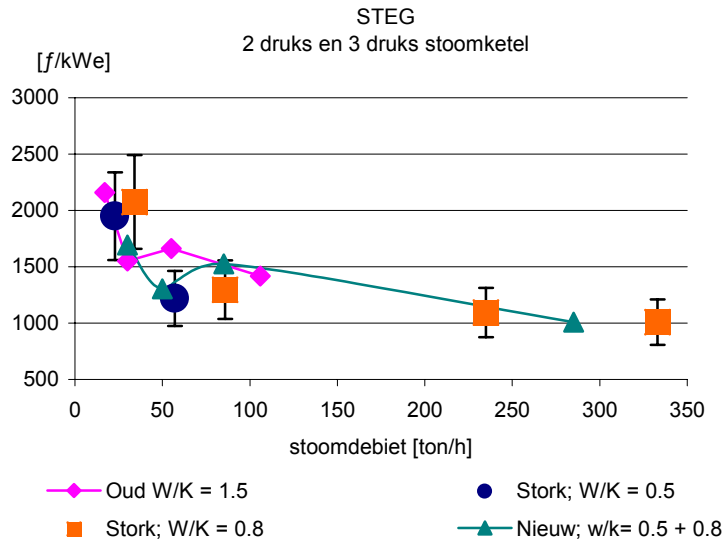
De hoogte en het verloop van de totaalrendementen van de referentietechnieken en de GT/AK optie zijn voor het vorige en huidige model gelijk (maximaal 2 procentpunt afwijking over de range stoomdebieten). Voor de STEG is het totaalrendement circa 15%-punten lager; dit geldt echter bij een warmte/krachtverhouding welke is gedaald van 1,5 naar 0,5 c.q. 0,8. De vergelijking is hier moeilijker te maken. In het algemeen kan gesteld worden dat de technische prestaties niet wezenlijk zijn veranderd.

Investeringskosten

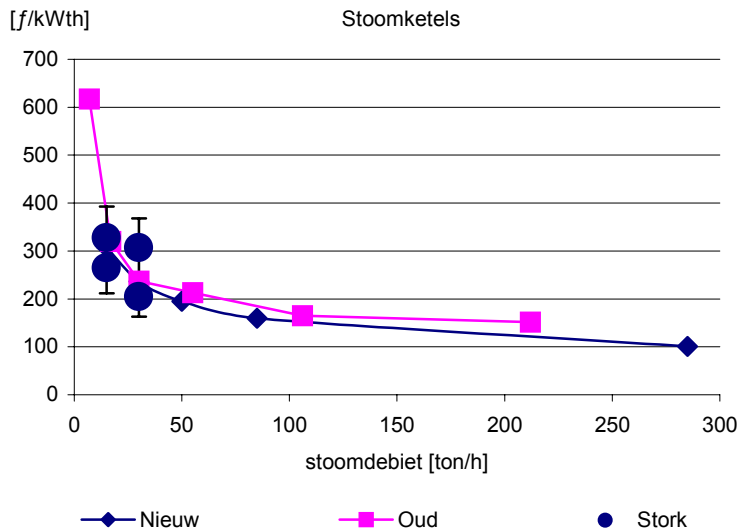
In Figuur 5.2 is het investeringsniveau van de oude gemodelleerde WKK-installaties vergeleken met dat van de huidige overeenkomende WKK-installaties. Tevens zijn de gegevens van Stork, die als basis dienen voor de gemodelleerde WKK-installaties in dezelfde grafiek uitgezet waarbij een betrouwbaarheid van +/-20% is aangegeven. De door Stork opgegeven betrouwbaarheid -25% & +30% geldt voor specifieke situaties.



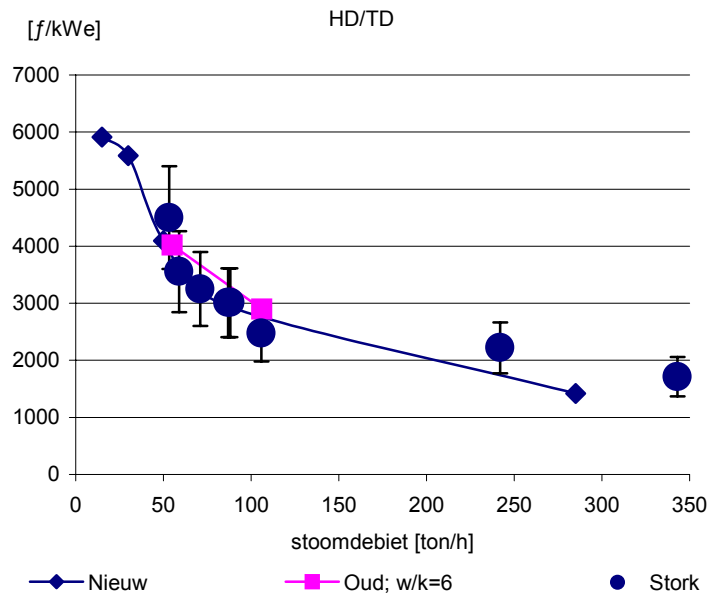
Figuur 5.2a *Vergelijking van specifieke investeringskosten van WKK, oude en nieuwe modelgegevens*



Figuur 5.2b *Vergelijking van specifieke investeringskosten van WKK, oude en nieuwe modelgegevens*



Figuur 5.2c *Vergelijking van specifieke investeringskosten van WKK, oude en nieuwe modelgegevens*



Figuur 5.2d *Vergelijking van specifieke investeringskosten van WKK, oude en nieuwe modelgegevens*

Voor wat betreft de referentietechnieken (stoomketel en HD/TD) kan geconcludeerd worden dat de specifieke investeringskosten overeen komen met de oude waarden. Op basis van de door Stork geleverde gegevens blijkt dat de specifieke investeringen voor een GT/AK voor alle stoomdebieten ongeveer 20% hoger liggen dan voorheen. De trend in de afname van de specifieke investeringen met de grootte van het debiet is wel gelijk. Voor de STEG-optie treedt een discontinuïteit op in zowel de oude als de nieuwe waarden. Dit hangt samen met de overgang van een 2-druks naar een 3-druks afgassenketel bij toenemende schaalgrootte. Dit resulteert hier in een hogere investering per kW_e bij 50 ton/h en 85 ton/h voor respectievelijk de oude en de nieuwe data. Bij hogere stoomdebieten dalen de specifieke kosten weer door schaalvoordelen. Aldus beschouwd lijken de oude en nieuwe investeringsbedragen redelijk in overeenstemming. Dit geldt echter alleen ten aanzien van het elektrisch vermogen. In de oude situatie is echter een veel hogere w/k-verhouding aangenomen voor de STEG. In dezelfde warmtedebietklasse is de productie van elektriciteit in de oude situatie lager. Voorheen lag dan ook het totale investeringsbedrag aanzienlijk lager, ook al was de investering per kW_e gelijk. Dit kan ook afgeleid worden van de hogere specifieke investeringskosten voor de STEG/Bijstook variant (zie Tabel 5.3).

Vaste en variabele bedienings- en onderhoudskosten

De definitie van de vaste en variabele B&O-kosten zoals in het oude en huidige model zijn niet geheel met elkaar in overeenstemming. In het oude model zijn er bijvoorbeeld geen vaste kosten voor de STEG optie gedefinieerd voor stoomdebieten lager dan 50 ton/h. Hetzelfde geldt voor de variabele kosten maar dan bij stoomdebieten hoger dan 50 ton/h. Voor de GT/AK zijn in de oude modelversie voor geen enkel stoomdebiet variabele B&O-kosten gedefinieerd. Vergelijking tussen de nieuwe en de oude gegevens leidt tot de conclusie dat deze kostenpost veel belangrijker is dan tot nu toe is aangenomen.

Resumerend kan gesteld worden dat ten opzichte van de oude data de kosten voor de belangrijkste grootschalige industriële WKK-opties significant omhoog zijn bijgesteld, zowel voor de investering als voor bediening en onderhoud.

5.3 Typering kleinschalige warmtekrachtkoppeling

In het model voor kleinschalige warmtekrachtkoppeling zijn een tweetal basistechnieken opgenomen: de gasmotor en de kleinschalige gasturbine. De gasmotor is in de huidige praktijk het enige relevante type, en wordt geacht dit ook te blijven. De techniek kent geen echte varianten, de bedrijfsvoering kan evenwel belangrijk variëren. De glastuinbouw is de sector waar het overgrote deel van de kleinschalige WKK wordt toegepast (zie ook Hoofdstuk 3). In overleg met sectordeskundigen is een onderscheid gemaakt in drie typen bedrijfsvoering. Voor de overige sectoren is geen nadere verdeling gemaakt. Er is één type kleinschalige WKK toegevoegd voor woningbouwprojecten. Kostengegevens van de huidige gasmotor en gasturbine WKK-opties zijn grotendeels gebaseerd op door COGEN Nederland geleverde informatie.

Techniek en bedrijfsvoering

Met betrekking tot de technische specificaties is aangenomen dat het elektrisch rendement toeneemt van ca. 32% voor kleine gasmotor systemen tot 40% voor gasmotor systemen van ongeveer 1 MW_e. Het overall rendement is gebaseerd op 120°C rookgastemperatuur en ligt rond de 88% op de onderste verbrandingswaarde. Deze gegevens komen overeen met de oude gegevens uit het TE-pot model. Een update van kleinschalige gasturbine opties is achterwege gebleven o.a. vanwege de beperkte inzetbaarheid van deze technologie. Er is evenmin aandacht besteed aan geavanceerde opties als brandstofcellen en WKK-warmtepomp-combinaties.

In de glastuinbouw wordt veelvuldig gebruik gemaakt van de groeibevorderende werking van CO₂ uit de rookgassen van de ketel. Dit gebeurt vooral bij intensieve vruchtgroententeelten zoals tomaat en paprika. Zo wordt ook van de ketel gebruik gemaakt op momenten met veel daglicht, zodat er weinig behoefte aan ruimteverwarming is, maar veel koolzuurassimilatie plaats kan vinden. Doorgaans kan de tuinder dan de warmte opslaan in een buffertank. Indien men de rookgassen van de gasmotor ook wil toepassen voor CO₂-bemesting moet dit systeem worden uitgebreid met een geavanceerd rookgasreinigingssysteem. Verzurende componenten (NO_x) uit de rookgassen moeten worden verwijderd met behulp van ureum à f 750 per 900 liter ureumoplossing (40%).

Naast NO_x dient ook etheen verwijderd te worden met een oxidatiekatalysator waarbij zeer goede controle apparatuur noodzakelijk is. Indien de gasmotor met een rookgasreinigingsinstallatie is uitgevoerd kan het aantal draaiuren verhoogd worden van 4000 tot 6000 uur per jaar. De ketel kan dan overeenkomstig minder aan staan.

Een andere specifieke toepassing van WKK in de glastuinbouw is het gebruik van de elektriciteit voor groeibevorderende belichting. De gasmotor draait dan alleen indien deze verlichting wordt toegepast. In dat geval wordt ook warmte geleverd door de WKK en bovendien geeft de verlichting ook warmte af. Overtollige warmte kan eventueel worden opgeslagen in warmtebuffers. In de belichte teelten (voornamelijk rozenteelt) wordt relatief weinig CO₂-bemesting toegepast omdat gewichtstoename niet zo essentieel is voor de sierteelt. Dit type WKK hoeft niet aan het net te leveren, zodat vaak de aansluiting uitgespaard kan worden. Dit specifieke type wordt opgenomen in het model met 100% eigen gebruik van elektriciteit, in Tabel 5.4 zijn de gegevens opgenomen. In afwijking van de andere gasmotortoepassingen is in dit geval dan ook verondersteld dat niet het energiebedrijf maar de tuinder eigenaar is.

Tabel 5.4 *Gasmotor zonder rookgasreiniging, zonder netaansluiting (eilandbedrijf)*

Vermogen [kW _e]	Overall rendement [%]	Elektrisch rendement [%]	Specifieke investering [f/kW _e]	Vaste B&O-kosten [f/kW _e /jaar]	Variabele B&O-kosten [ct/kWh/jaar]
13,5	86	32	4942	-	8,0
45	86	33	3150	-	4,6
87,5	86	33	2456	-	2,8
165	87	34	1937	-	1,8
330	87	35	1494	-	1,5
920	90	40	1018	-	1,3
1840	90	40	786	-	1,3
4000	90	40	587	-	1,3
7000	90	40	476	-	1,3

Als referentietechniek voor alle kleinschalige warmtekrachtinstallaties wordt in het model een hoogrendementsketel gedefinieerd. De karakteristieken van deze ketel zijn weergegeven in Tabel 5.5.

Tabel 5.5 *Karakterisering HR-ketel*

Vermogen [kW _{th}]	Overall rendement [%]	Specifieke investering [f/kW _{th}]	Vaste B&O- kosten [f/kW _{th}]
185	100	241	2,40
375	100	179	1,79
700	100	170	1,71
1300	100	153	1,54
2600	100	107	1,06
6150	100	74	0,74
12300	100	62	0,66

Kosten van kleinschalige WKK-projects

De kosteninformatie van COGEN heeft betrekking op een viertal verschillende leveranciers waarbij is uitgegaan van geïnstalleerde systemen. Voor de gasmotor zijn daarbij de volgende aanvullende uitgangspunten gehanteerd:

- De investeringen zijn inclusief schoorsteen/dakdoorvoering.
- Er is een opstellingsruimte beschikbaar.
- De investering is inclusief vereiste geluiddempende omkasting.
- De investering is inclusief koelwaterpompen en warmtewisselaars.

Op basis van de door COGEN Projects geleverde kostengegevens is via lineaire interpolatie de modelinput voor de gasmotoropties gegenereerd. De kosten in de tabel betreffende eilandbedrijf kunnen als basis gelden voor de andere typen.

Voor de standaard situatie van kleinschalige WKK waarin netaansluiting aanwezig is moeten deze aansluitkosten worden meebegroot. De gemiddelde kosten voor deze netaansluiting zijn berekend uit de resultaten van een studie van COGEN Projects naar toepassing van WKK in de tuinbouw. Dit type wordt ook representatief geacht voor de toepassing in andere sectoren. Voor de netaansluitkosten geldt doorgaans een lineair verband met het aansluitvermogen. Beneden 500 kW zijn de specifieke kosten f 318 per kW_e en boven 500 kW bedragen deze f 190 per kW.

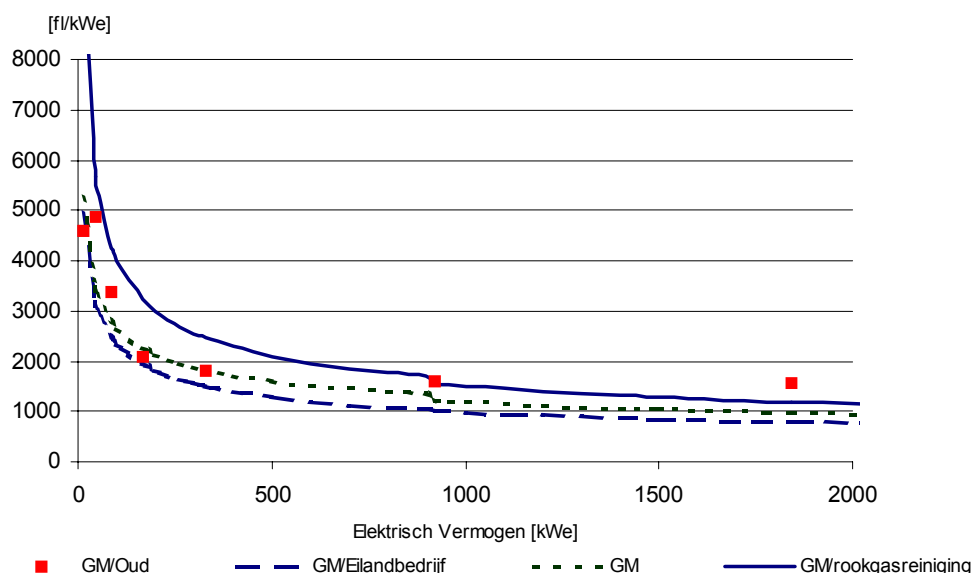
De kosten voor een rookgasreiniging ten behoeve van CO₂-bemesting zijn weergegeven in Tabel 5.6. Daarbij is de levensduur van de katalysator gesteld op ongeveer 7 jaar.

Tabel 5.6 *Specifieke kosten rookgasreiniging*

Vermogen [kW _e]	Specifieke Investering [f/kW _e]	Variabele B&O-kosten [ct/kW _{he}]
13,5	4620	0,8
45	2198	0,8
87,5	1458	1,63
165	986	1,22
330	643	0,95
920	341	0,7
1840	223	0,7
4000	138	0,7
7000	98	0,7

Het herziene gemiddeld elektrisch rendement van een gasmotor is ongeveer 40% en het overall rendement ongeveer 88% (zie Tabel 5.4). Vergeleken met de oude modelgegevens is het gemiddelde elektrisch en overall rendement met ongeveer 5%-punten gestegen. Deze rendementverbetering is het gevolg van technologie verbeteringen.

In Figuur 5.3 zijn de oude en huidige gehanteerde specifieke investeringskosten weergegeven.



Figuur 5.3 *Vergelijking kosten en rendementen gasmotoren, oude en huidige modelgegevens*

Daaruit volgt dat deze specifieke investeringen tot een vermogen van 700 kW_e elkaar niet veel ontlopen. Voor de grotere vermogens zijn er wel verschillen die ontstaan door rendementverbetering en doordat schaafeffecten worden meegenomen. De definitie van de vaste en variabele B&O-kosten in het vorige en huidige model zijn niet geheel met elkaar in overeenstemming. Vergelijking tussen de nieuwe en oude gegevens leidt tot de conclusie dat deze kostenpost veel belangrijker wordt in de analyses.

5.4 Typering warmtekrachtkoppeling met grootschalige warmtedistributie

De specifieke omstandigheden waaronder dit type projecten tot stand komt, variëren nogal, hetgeen in Hoofdstuk 3 al is uiteengezet. Warmtekrachtkoppeling met grootschalige warmtedistributie wordt om deze reden niet vertaald naar potentieelberekeningen. Het bepalen van de rentabiliteit van ‘standaardprojecten’ op basis van zeer gedetailleerde gegevens heeft dan immers iets kunstmatigs. Derhalve is minder aandacht besteed aan technische specificaties en kosten dan bij

de andere vormen van WKK. Het alternatief, een evaluatie van bestaande projecten en plannen valt buiten de reikwijdte van dit onderzoek. Er zijn diverse studies over uitgevoerd (INES/Euro delta/Grootslag/Cromstrijen/Leidse Rijn). Niettemin is het nodig dit type warmtekrachtkoppeling te evalueren. Gekozen is voor twee toepassingen van warmte: woningen en glastuinbouw. In principe is weer gedimensioneerd op de warmtevraag, warmte als restproduct van een elektriciteitscentrale of industrie wordt niet beschouwd.

Techniek en bedrijfsvoering

Uitgangspunt is een STEG van 250 MW_e en 165 MW_{th} die warmte voor ruimteverwarming levert gedurende 4000 uur per jaar. De bedrijfsvoering van een dergelijke installatie is doorgaans aanpasbaar in w/k verhouding. Zodoende kan indien geen warmte wordt afgenomen elektriciteit met een hoger elektrisch rendement geproduceerd worden. De installatie is dan te beschouwen als een (flexibel inzetbare) gascentrale. Deze mogelijkheid is niet meegewogen in de rentabiliteitsberekening. Globaal is dit effect in te schatten door de bedrijfstijd te verlengen.

De technische gegevens en investeringskosten van de STEG zijn door Stork aangeleverd. Aanvullend gelden de volgende uitgangspunten:

- In plaats van stoom wordt voor de warmtevraag water geproduceerd van 90°C.
- De investeringen zijn uitgebreid met extra investeringen voor pompen en warmtewisselaars.
- Het benodigde distributienet is niet opgenomen, dit is aanvullend begroot.

De gegevens van de STEG installatie staan vermeld in Tabel 5.7.

Tabel 5.7 Gemodelleerde gegevens STEG voor warmtedistributie

Elektrisch vermogen	[MW _e]	220
Thermisch vermogen	[MW _{th}]	165
Elektrisch rendement	[%]	48
Totaal rendement	[%]	85
Specifieke investering	[f/kW _{th}]	1498
Bedrijfstijd	uren/jaar	4000
Vaste B&O-kosten	[f/kW _{th}]	19,81
Variabele B&O-kosten	[ct/kW _{h_{th}}]	0,30

Doorgaans is het distributienet opgedeeld in een primair en secundair net. Het primaire net betreft het transport van warmte over relatief grote afstand terwijl het secundaire net met name betrekking heeft op warmtedistributie en is veel fijnmaziger dan het primaire net. Tussen dit primaire en secundaire net bevinden zich een of meer warmtedistributiestationen.

In deze studie wordt aangenomen dat het primaire net gekarakteriseerd kan worden met de gegevens uit een studie naar de haalbaarheid van een warmtenet in het glastuinbouwproject 'Het Grootslag' (bron: ENW). In Tabel 5.8 zijn de gegevens voor het primaire warmtenet weergegeven.

Tabel 5.8 Karakterisering primaire warmtenet

Aansluitvermogen	[%]	25
Transportverliezen	[%]	1
Specifieke investering	[f/kW _{th}]	80
Warmtemeters + warmtewisselaar	[f/kW _{th}]	16
Bedrijfstijd	[uren/jaar]	4000
Vaste B&O-kosten	[f/kW _{th} /jaar]	2,39
Variabele B&O-kosten	[ct/kW _{h_{th}}]	0,07

Voor het secundaire warmtenet wordt gebruik gemaakt van kengetallen van ECN, zie Tabel 5.9.

Tabel 5.9 *Karakterisering secundaire warmtenet*

Transportverliezen	[%]	5
Specifieke investering	[f/kW _{th}]	733
Bedrijfstijd-woningen	[uren/jaar]	2500
Vaste B&O-kosten	[f/kW _{th} /jaar]	14,7
Variabele B&O-kosten	[ct/kW _{th}]	0,13

Bij warmtedistributie in de glastuinbouw wordt uitgegaan van een groene weide situatie. Tevens wordt aangenomen dat het secundaire net in de kas aanwezig is, waarbij wel de investeringen voor warmtemeters en warmtewisselaars worden meegenomen.

Bij warmtedistributie voor woningen bestaan de kosten voor het totale warmtenet uit de som van de kosten voor het primaire en secundaire net. Ook hier wordt uitgegaan van een groene weide situatie waarbij de kosten voor de warmtemeters en warmtewisselaars niet worden meegenomen. Deze zijn namelijk impliciet in de kosten voor het secundaire net verwerkt.

In Tabel 5.10 zijn de kosten voor de twee situaties (warmtedistributie glastuinbouw en woningbouw) weergegeven.

Tabel 5.10 *Gemodelleerde opties voor warmtedistributie vanuit een centraal opgestelde STEG*

		Glastuinbouw	Woningen
Elektrisch vermogen	[MW _e]		
Thermisch vermogen	[MW _{th}]		
Elektrisch rendement	[%]	48	48
Totaal rendement	[%]	84	80
Specifieke investering	[f/kW _e]	1594	2311
Bedrijfstijd	Uren/jaar	4000	4000 [†]
Vaste B&O-kosten	[f/kW _{th} /jaar]	22,2	36,9
Variabele B&O-kosten	[ct/kW _{th}]	0,37	0,50

[†] Door ongelijktijdigheid pieken warmtevraag in woningen is bedrijfstijd STEG groter dan die van de individuele woning (4000 i.p.v. 2500 uur/jaar).

In beide gevallen is een HR-ketel bij de individuele afnemers gekozen als referentietechniek. In Tabel 5.5 zijn de karakteristieken van deze ketel vermeld.

6. RENTABILITEIT VAN NIEUWE WKK IN DE GELIBERALISEERDE ENERGIEMARKT

6.1 Inleiding

Dit hoofdstuk geeft de resultaten aangaande de rentabiliteit van investeren in WKK-installaties. In Hoofdstuk 7 wordt ingegaan op de situatie bij bestaande installaties. De rentabiliteit is gebaseerd op de vergelijking tussen een investering in een WKK-project en energieopwekking met reeds aanwezige installaties c.q. inkoop van elektriciteit. Peiljaar voor het investeringsmoment is 2000. Over de beschouwde looptijd van het WKK-project van 15 jaar wordt rekening gehouden met de lopende prijsontwikkelingen conform de scenario's uit Hoofdstuk 4. In dit hoofdstuk worden de verschillende groepen WKK in aparte paragrafen behandeld. Verder geeft dit hoofdstuk de resultaten van enkele partiële analyses om de effecten van veranderde invloedsfactoren te verklaren. Eerst wordt een vereenvoudigd overzicht gegeven van de belangrijkste invoervariabelen uit de voorgaande twee hoofdstukken.

Tabel 6.1 *Gemiddelden van de totale energiekosten en opbrengsten voor WKK in verschillende situaties, uitgedrukt in cent/m³ gas respectievelijk cent/kWh voor 2010*

Beheer	Inkoop elektriciteit ct/kWh			Verkoop elektriciteit ² ct/kWh			Inkoop gas WKK ct/m ³			
	laag	hoog	GC/oud	laag	hoog	GC/oud	laag	hoog	GC/oud ³	
<i>Grootschalig (grootverbruik)</i>										
7500 uren eigen	5,5	8,7	11,1	5,5	9,0	8,5	20,3	26,3	21,8	
5500 uren eigen	6,3	9,7	12,4	6,3	10,1	9,3	22,0	28,0	22,9	
7500 uren energiebedr.	5,5	8,7	10,8	5,5	8,7	10,8	20,3	26,3	21,8	
5500 uren energiebedr.	6,3	9,7	10,8	6,3	9,7	10,8	22,0	28,0	22,9	
<i>Kleinschalig (kleinverbruik)</i>										
Gemiddeld ¹ eigen	9,7	13,3	17,3	6,8	11,2	10,8	41,1	48,5	22,4	
Tuinbouw eigen	8,6	12,6	17,3	7,2	11,8	10,8	64,8	72,5	22,4	
Gemiddeld energiebedr.	6,8	10,1	13,1	6,8	10,1	13,1	33,8	40,0	22,4	
Tuinbouw energiebedr.	7,2	11,1	11,8	7,2	11,1	11,8	44,0	50,3	22,4	

¹ Gemiddeld: woningbouw, bejaardenoorden, ziekenhuis, kantoor en energie-extensieve industrie.

² *Cursief*: verkoop aan zichzelf, waardering is afhankelijk van totale inkoop/verkoopsituatie energiebedrijf, hier wordt uitgegaan van commodity-prijzen voor inkoop door het energiebedrijf.

³ WKK-tarief, geen rekening houdend met totale afname inclusief duurdere bijstook.

De scenario's hoog en laag hebben betrekking op de situatie met volledige invoering van de nieuwe systematiek. Het scenario oud betreft het tot op heden gehanteerde tariefensysteem voor gas en elektriciteit. Dit komt overeen met de prijzen die in het GC-scenario zijn gehanteerd voor 2010. De *technische* modelinputs in scenario oud zijn gelijk aan de nieuwe scenario's. Ook de kostengegevens voor aanschaf, bediening en onderhoud van WKK-installaties zijn in oud, hoog en laag aan elkaar gelijk.

Voorts geldt:

- De investeringskosten voor grootschalige WKK zijn in de scenario's hoog, laag en oud ongeveer 20% hoger dan voor het GC-scenario is aangehouden in de Lange Termijn Verkenning.
- De investeringskosten voor de gemiddelde kleinschalige WKK zijn in de scenario's hoog, laag en oud ongeveer gelijk aan wat voor het GC-scenario is aangehouden in de Lange Termijn Verkenning. Voor de grotere gasmotoren zijn de investeringskosten tot circa 30% lager naarmate de schaal groter is.
- De bedienings- en onderhoudskosten voor grootschalige WKK zijn in de scenario's hoog, laag en oud voor representatieve installaties 0,8 cent per kWh, op basis van recente ervaringsgegevens. In het GC-scenario zijn deze kosten circa 0,7-0,75 ct/kWh. Deze kostenpost is dus ongeveer 10% hoger geworden.
- De bedienings- en onderhoudskosten zijn voor kleinschalige WKK zijn in de scenario's hoog, laag en oud volgens de nieuwe inzichten licht gedaald: van 1,6 naar 1,3 ct/kWh.
- De financieringssteun (EIA en VAMIL) bedraagt 15% van het investeringsbedrag voor grootschalige WKK in alle scenario's.
- De financieringssteun bedraagt 20% van het investeringsbedrag voor kleinschalige WKK in alle scenario's.

6.2 Grootschalige industriële warmtekrachtkoppeling

De resultaten van de rentabiliteitsberekeningen zijn aangegeven in de vorm van figuren. Daarbij worden resultaten gegeven voor een 12-tal verschillende typen WKK-installaties. In de figuren worden deze types aangegeven met afkortingen. In Tabel 6.2 wordt de betekenis van de afkortingen aangeduid.

Tabel 6.2 *Overzicht typen WKK voor rentabiliteitsberekeningen*

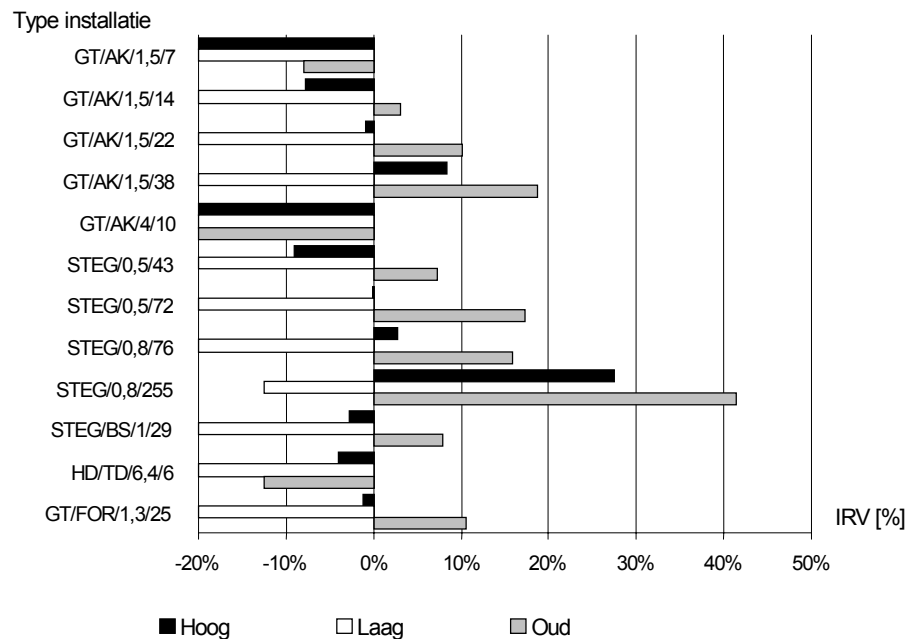
Afkorting	WKK-type	Bedrijfstijd [uren/jaar]	w/k verhouding	Vermogen [MW _e]
GT/AK/1,5/5	gasturbine/afgassenketel	7500	1,5	6,6
GT/AK/1,5/15	gasturbine/afgassenketel	7500	1,5	13,2
GT/AK/1,5/20	gasturbine/afgassenketel	7500	1,5	22,0
GT/AK/1,5/40	gasturbine/afgassenketel	7500	1,5	37,3
GT/AK/4/10	gasturbine/afgassenketel	7500	4	9,7
STEG/0,5/40	STEG	7500	0,5	42,0
STEG/0,5/70	STEG	7500	0,5	70,1
STEG/0,8/75	STEG	7500	0,8	74,5
STEG/0,8/255	STEG	7500	0,8	249,8
STEG/BS/1/30	STEG bijstook	7500	1	28,3
HD/TD/6,4/5	hogedruk stoomturbine met tegendruk	7500	6,4	5,6
GT/FOR/1,3/25	gasturbine/fornuis	7500	1,3	24,6

Rentabiliteitsresultaten zijn gegeven voor drie scenario's en voor verschillende beheerssituaties (beheer energiebedrijf, beheer warmteafnemer).

Beheer energiebedrijf

Figuur 6.1 geeft de rentabiliteit van grootschalige industriële WKK bij beheer door een energiebedrijf voor de drie scenario's. Beheer van de WKK-installatie door het energiebedrijf betekent dat gas en elektriciteit gekocht kunnen worden tegen gunstige prijzen. Warmtelevering aan de warmteafnemer is gewaardeerd tegen 90% van de kosten die deze anders voor gas heeft als de warmte opgewekt wordt met een ketel.

In de figuren van dit hoofdstuk is de IRV aangegeven die betrekking heeft op de Return on Equity (ROE, zie ook Paragraaf 3.6). Waarden van -20% hebben betrekking op berekeningen die een zeer negatieve of geen IRV-waarde opleveren.



Figuur 6.1 *Grootschalige industriële WKK, rentabiliteit voor 3 scenario's, beheer energiebedrijf, 7500 vollasturen*

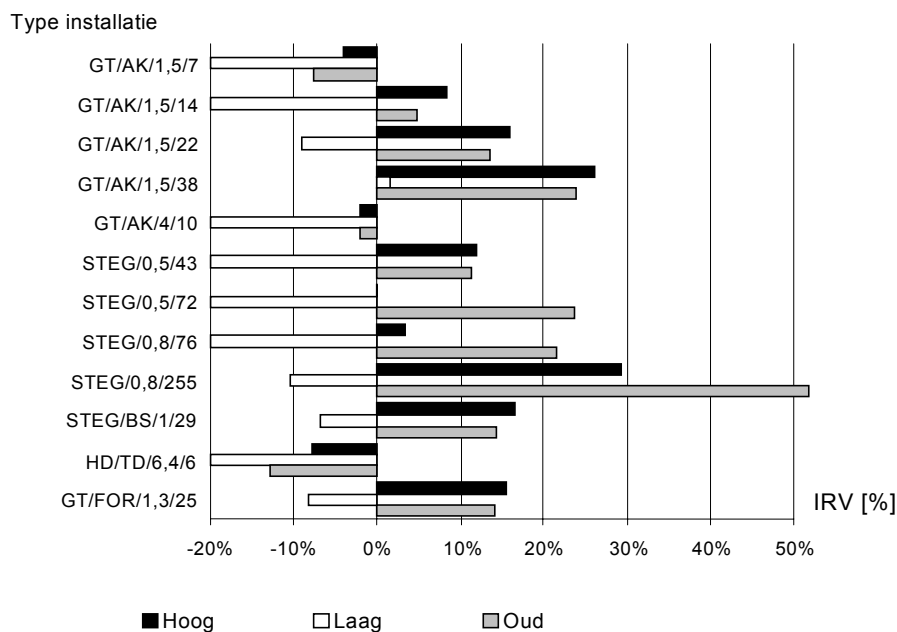
Wat in Figuur 6.1 direct opvalt is de aanzienlijk lagere rentabiliteit in de twee nieuwe scenario's ten opzichte van het oude scenario. In het voor WKK meest ongunstige lage scenario is geen enkele optie meer rendabel. Gezien de onzekerheden die momenteel op de energiemarkt bestaan houden investeerders rekening met de mogelijkheid van ontwikkelingen uit het lage scenario. Derhalve zijn momenteel geen investeringen in nieuwe WKK te verwachten.

Het hoge scenario schetst een iets gunstiger toekomstbeeld. In het hoge scenario is alleen de grote STEG nog een verantwoorde investering. Dit is echter een heel ander beeld dan wat in het oude scenario gold. Bij de oude prijzen/tarieven waren ook de grotere gasturbines en de grotere en middelgrote STEG's rendabel.

Beheer door warmteafnemer, eigen verbruik van geproduceerde elektriciteit

Bij exploitatie in eigen beheer van de warmteafnemer komt voor grootschalige industriële WKK een iets ander beeld naar voren. Nu wordt van belang hoeveel van de geproduceerde elektriciteit zelf toegepast kan worden, en hoeveel op de markt moet worden verkocht. Het verminderen van de inkoop van elektriciteit levert aanzienlijk meer op dan verkoop, o.a. vanwege minder te betalen transportkosten.

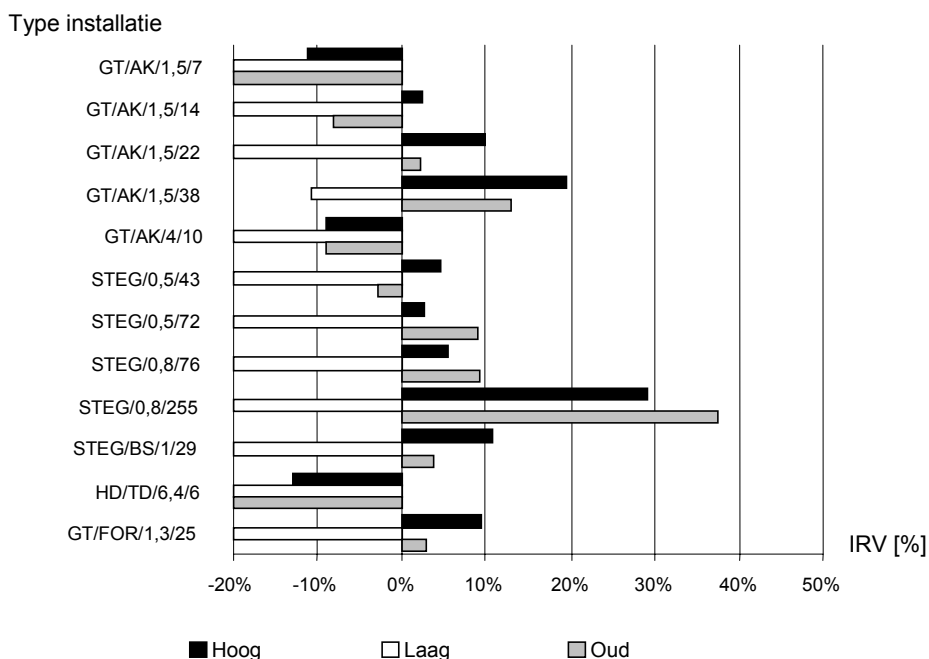
Figuur 6.2 is een situatie met 100% eigen afname van geproduceerde elektriciteit weergegeven. In dit geval geeft het hoge scenario voor gasturbines zelfs een gunstiger beeld dan het oude scenario doordat de transportkosten op de inkoop van elektriciteit uitgespaard worden. De STEG-installaties hebben met hun relatief hoge elektriciteitsproductie in de daluren meer last van de hoge gasprijzen dan de op lage kolenprijzen gebaseerde gescheiden opwekking.



Figuur 6.2 *Grootschalige industriële WKK, rentabiliteit voor 3 scenario's, beheer warmte-afnemer, 7500 vollasturen, 100% eigen gebruik elektriciteit*

Uit de resultaten in Figuur 6.2 kan worden opgemaakt dat deze situatie, waarbij de facto gedimensioneerd is op de elektriciteitsvraag, investeringen in WKK in scenario hoog een stuk rendabeler worden. In het lage scenario blijft de rentabiliteit niettemin onvoldoende voor alle typen industriële WKK. Het alternatief, gescheiden opwekking, maakt de optie van gasgestookte WKK in het lage scenario onaantrekkelijk. Dan kan in de daluren namelijk goedkope elektriciteit kan worden ingekocht. De uitgespaarde transportkosten per kWh vallen daarbij in het niet.

In Figuur 6.3 is een situatie met 50% eigen gebruik van geproduceerde elektriciteit weergegeven. Dit levert zoals verwacht kan worden een beeld op dat tussen de voorgaande situaties in ligt.



Figuur 6.3: *Grootschalige industriële WKK, rentabiliteit voor 3 scenario's, beheer warmte-afnemer, 7500 vollasturen, 50% eigen gebruik elektriciteit*

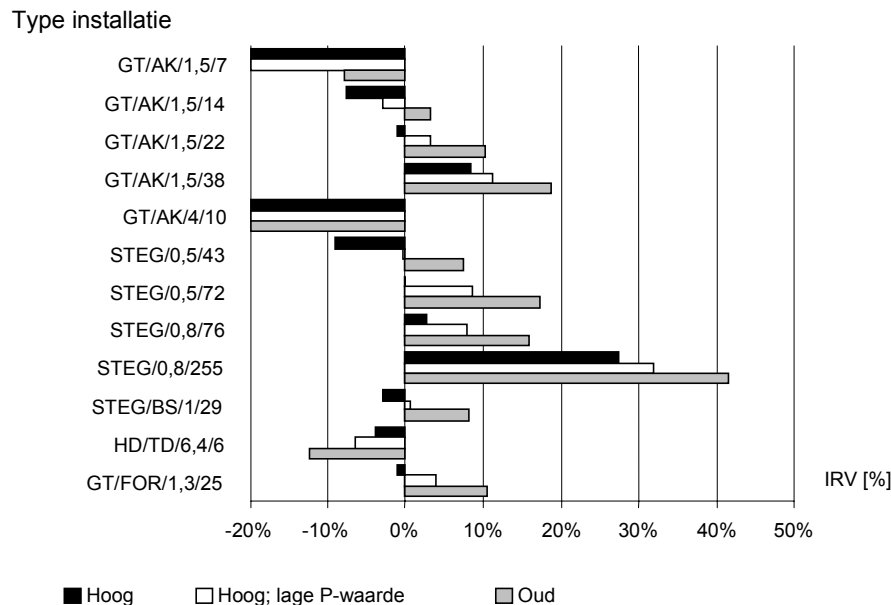
Effect van wereldmarktprijzen

In de nieuwe situatie zijn naast de prijssystematiek ook de absolute niveaus van de handelsprijzen verschillend. In het GC-scenario (gelijk aan oud voor wat betreft de prijzen) is in peiljaar 2000 de P-waarde (zie voor de betekenis Hoofdstuk 4) aanzienlijk lager dan in de nu gehanteerde P-waarde van 296 voor het scenario hoog.

Tabel 6.3 P-waarden in de verschillende scenario's

P-waarden	2000	2010	2020
Laag	216	246	238
Hoog	296	326	319
Oud (GC)	169	246	251

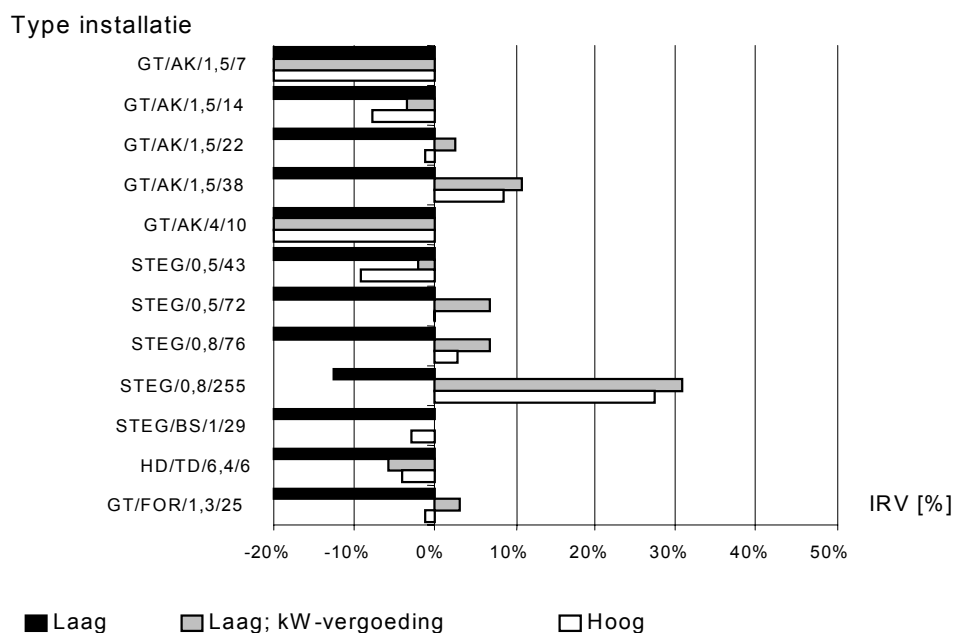
De P-waarde heeft diverse tegengestelde effecten op de rentabiliteit van WKK (zie Hoofdstuk 4). In Figuur 6.4 is een tussenscenario weergegeven dat het effect van de P-waarde illustreert voor het hoog scenario. Hier krijgt het hoge scenario met gunstige condities voor WKK het lage P-waarde verloop uit GC. Dit impliceert een verlaging van de gasprijs met circa 30-35%. De rentabiliteit in dit tussenscenario verbetert maar blijft nog steeds achter bij de rentabiliteit in het oude prijs- en tariefensysteem in GC. Dat betekent dat niet alleen de P-waarde maar ook de systematiek zelf een belangrijk negatief effect heeft op de rentabiliteit.



Figuur 6.4 Grootschalige industriële WKK, effect lage P-waarde, beheer energiebedrijf, 7500 vollasturen

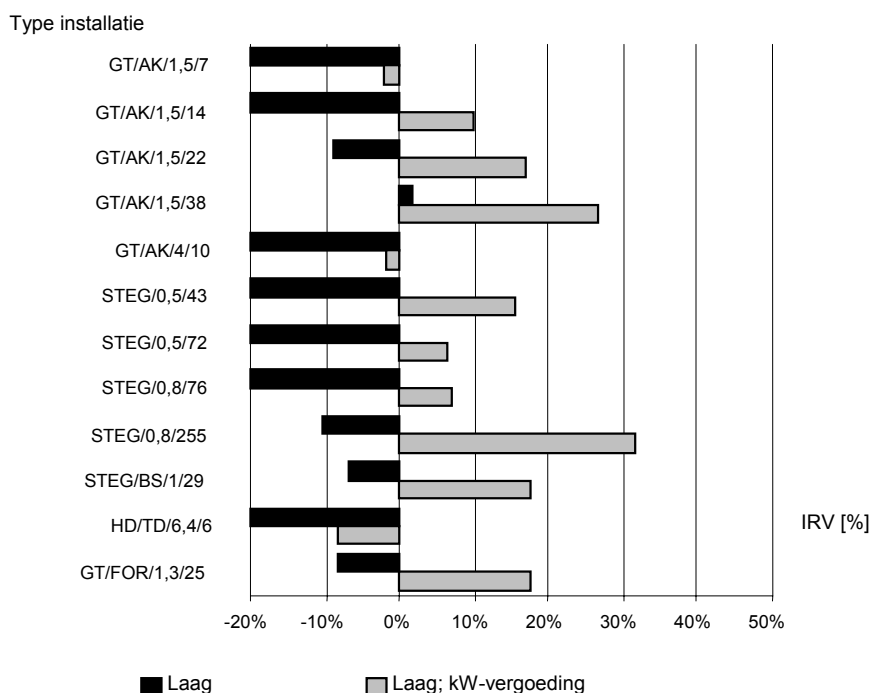
Effect van een vaste kW-prijs

Het belangrijkste verschil tussen de prijzen c.q. tarieven van het lage en hoge scenario is de veronderstelde vaste kW-prijs voor elektriciteitsproductie. Deze is in het hoge scenario gesteld op f 100 per kW. Wordt deze vaste vergoeding toegepast in het lage scenario, dan is een belangrijk positief effect op de rentabiliteit zichtbaar, zoals geïllustreerd in Figuur 6.5. Het lage scenario wordt dan zelfs gunstiger dan 'hoog' vanwege de lagere P-waarde die voor continu draaiende WKK voordelig is.



Figuur 6.5 *Grootschalige industriële WKK, effect f 100 vaste kW-vergoeding in het lage scenario, beheer energiebedrijf, 7500 vollasturen*

Ook in de situatie van beheer door de warmte afnemende industrie (Figuur 6.6) wordt de rentabiliteit positief beïnvloed indien op de markt een vaste kW-vergoeding kan worden bedongen.



Figuur 6.6 *Grootschalige industriële WKK, effect f 100 vaste kW-vergoeding in het lage scenario, beheer warmteafnemer, 7500 vollasturen, 100% eigen gebruik elektriciteit*

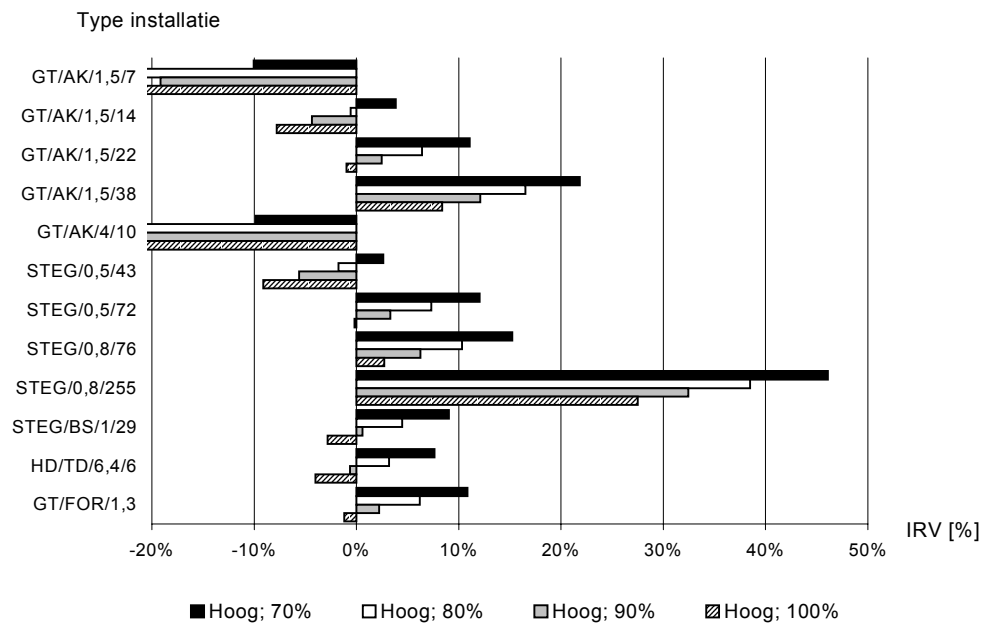
Effect van de investeringskosten

De nieuwe modelinputs betreffende investeringsbedragen liggen circa 20% hoger dan voorheen voor de belangrijkste WKK-installaties (STEG en GT/AK).

Situaties waarin een lager investeringsbedrag geldt zijn bijvoorbeeld:

- Er wordt een compleet nieuwe industrielocatie gebouwd, afzien van WKK betekent een ketelinstallatie bouwen, deze wordt nu uitgespaard.
- Het betreft een bestaande industrielocatie, echter de ketel is aan vernieuwing toe, omdat hij te klein is of versleten.
- Er is extra investeringssteun beschikbaar boven de huidige EIA/VAMIL-steun.

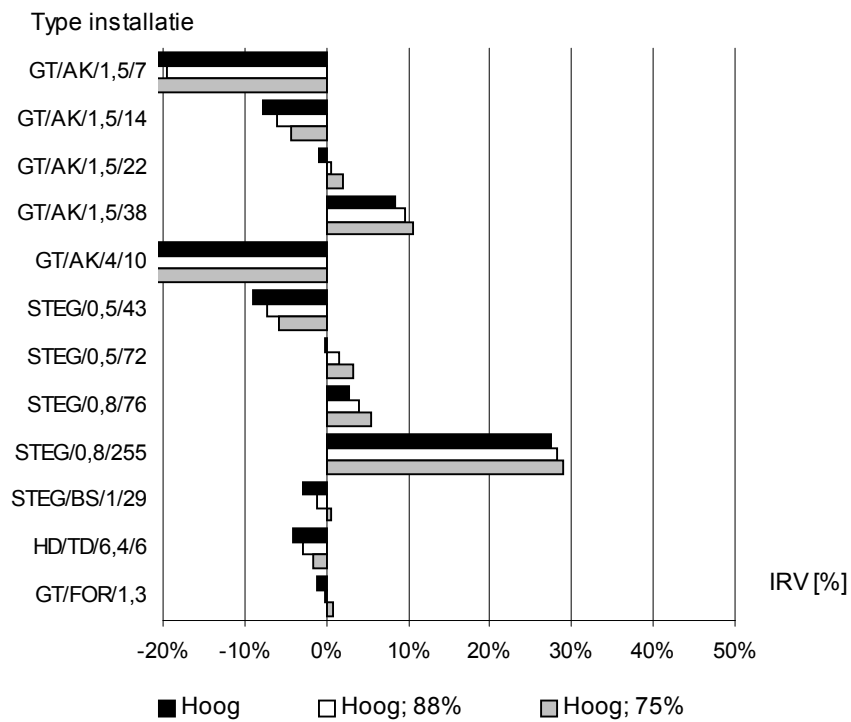
Een verlaging van dit bedrag, bijvoorbeeld door specifieke omstandigheden, heeft een positief effect op de rentabiliteit, zoals is af te leiden uit Figuur 6.7. Hier is het effect van een lager investeringsbedrag weergegeven bij het hoge scenario. Per stap van 10% stijgt de rentabiliteit van de belangrijkste WKK-opties met circa 5%punten.



Figuur 6.7 Grootschalige industriële WKK, effect van verlaging van het investeringsbedrag op de rentabiliteit, beheer energiebedrijf, 7500 vollasturen, scenario hoog

Effect van bedienings- en onderhoudskosten

In Figuur 6.8 is de invloed van de kosten voor bediening en onderhoud van de WKK-installatie weergegeven. Besparing van een kwart op deze kosten leidt tot een verhoging van de rentabiliteit met enkele procenten.



Figuur 6.8 *Grootschalige industriële WKK, effect van verlaging van B&O op de rentabiliteit, beheer energiebedrijf, 7500 vollasturen, scenario hoog*

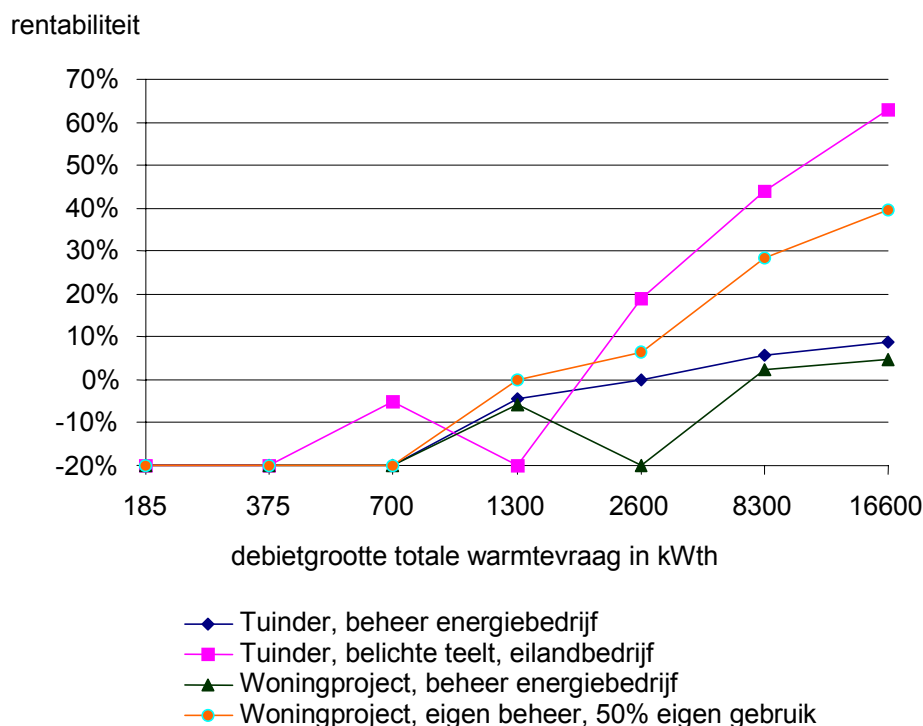
6.3 Kleinschalige warmtekrachtkoppeling

In Paragraaf 5.3 zijn de karakteristieken van kleinschalige WKK beschreven. In Tabel 6.3 zijn de resultaten voor de rentabiliteit aangegeven. In de twee nieuwe scenario's is de rentabiliteit veel lager dan in het scenario oud. Alleen WKK in eilandbedrijf, waarbij de tuinder de elektriciteit gebruikt voor groeibevorderende belichting, is nog rendabel in het hoge scenario.

Tabel 6.4 *Rentabiliteit van kleinschalige warmtekrachtkoppeling [%]*

Type bedrijf	[elektrisch vermogen WKK]	Scenario		
		laag	hoog	oud
Tuinder, beheer energiebedrijf	[0,5 MW _e]	<<-10	0	12
Tuinder, beheer energiebedrijf, rookgasreiniging	[0,5 MW _e]	<<-10	<<-10	3
Tuinder, belichte teelt, eilandbedrijf	[0,5 MW _e]	-6	19	38
Woningproject, beheer energiebedrijf	[0,25 MW _e]	<<-10	-6	13
Woningproject, eigen beheer	[0,25 MW _e]	<<-10	<<-10	23

De rentabiliteit van kleinschalige WKK verbetert in de nieuwe situatie bij de grotere warmtegebieden. In de sectoren woningen, bejaardenoorden en industrie zijn er in het hoge scenario nog wel rendabele mogelijkheden, vooral als de geproduceerde elektriciteit zelf gebruikt kan worden. Er is echter een beperkt potentieel voor deze grote installaties.

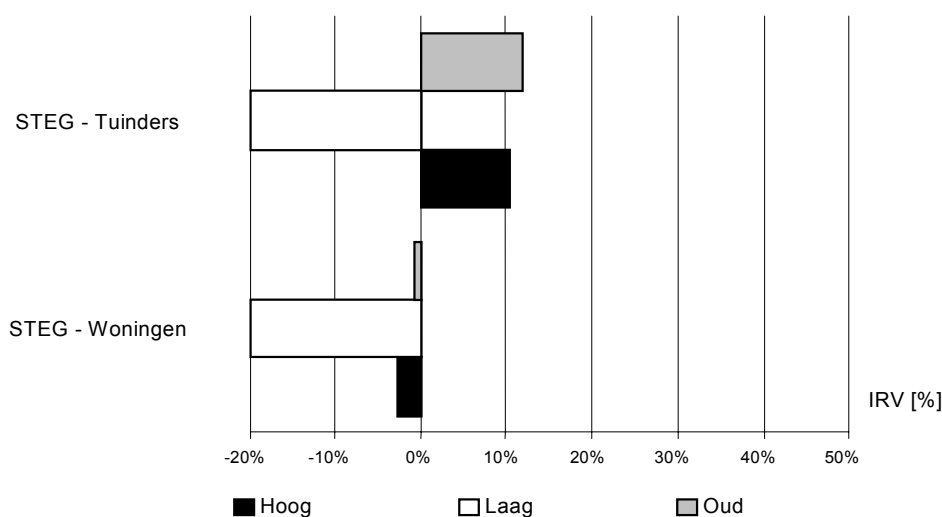


Figuur 6.9 *Effect schaalgrootte op rentabiliteit van kleinschalige WKK, scenario hoog*

In Figuur 6.9 is het effect van schaalgrootte weergegeven. De debietgrootte betreft de capaciteit van de totale installatie inclusief (hulp)ketel. De omvang van de bijbehorende gasmotor is afhankelijk van de gekozen dekkingsgraad. Deze verschilt per sector, zie Tabel 3.2. Het elektrisch vermogen ervan ligt in de orde van 20% van de warmtecapaciteit in kWth.

6.4 Warmtedistributie

De rentabiliteit van warmtedistributie op basis van grootschalige WKK is bepaald voor twee toepassingen: stadsverwarming en glastuinbouw. Een vergelijking wordt gemaakt met individuele warmtevoorziening met HR-ketels. Uitgangspunt is een 220 MW_e STEG die alleen draait op momenten met warmtevraag (4000 uren). Zoals reeds eerder aangegeven zijn er niet allerlei vormen van warmtedistributie met WKK onderzocht. Bij glastuinbouw is bijvoorbeeld de mogelijkheid van CO₂-distributie buiten beschouwing gebleven. Ook het additioneel draaien voor elektriciteitsproductie op momenten zonder warmtevraag is niet in de berekening betrokken. De resultaten in Figuur 6.10 geven dan ook slechts een indicatie van de aantrekkelijkheid van deze categorie WKK.



Figuur 6.10 *Rentabiliteit in drie scenario's van grootschalige warmtedistributie met WKK, STEG met 4000 draaiuren*

Uit de figuur blijkt dat de toepassing voor woningen ongunstiger is dan voor glastuinbouw, met name vanwege de hogere kosten van een distributienet. Wat voorts opvalt is dat de verschillen tussen het oude en het hoge scenario gering zijn. Een hoge P-waarde is bij 4000 bedrijfsuren namelijk gunstig: in de plateau-uren wordt elektriciteit meer waard. Dit compenseert de hogere gaskosten. In de berekeningen is niet uitgegaan van het extra nadeel van gesplitste inkoop van gas (zie ook Paragraaf 7.3).

Tabel 6.5 *Invloed van het aantal bedrijfsuren op de rentabiliteit van grootschalige warmte distributie met WKK*

	Bedrijfsuren	Scenario		
		laag	hoog	oud
STEG WD Woningen	4000	<<-10%	-3%	-1%
	5500	<<-10%	4%	10%
	7500	<<-10%	11%	23%
STEG WD Tuinders	4000	<<-10%	10%	12%
	5500	-1%	18%	24%
	7500	18%	27%	39%

Uit Tabel 6.5 blijkt dat de rentabiliteit van een project sterk verhoogd wordt indien meer uren gedraaid kunnen worden. Deze stijging van rentabiliteit bij bedrijfsduurverlenging is minder sterk in het nieuwe systeem dan in het oude. Dit komt omdat draaien buiten plateau-uren in het nieuwe systeem minder opbrengt.

7. LEVENSVATBAARHEID VAN BESTAANDE INSTALLATIES

7.1 Inleiding

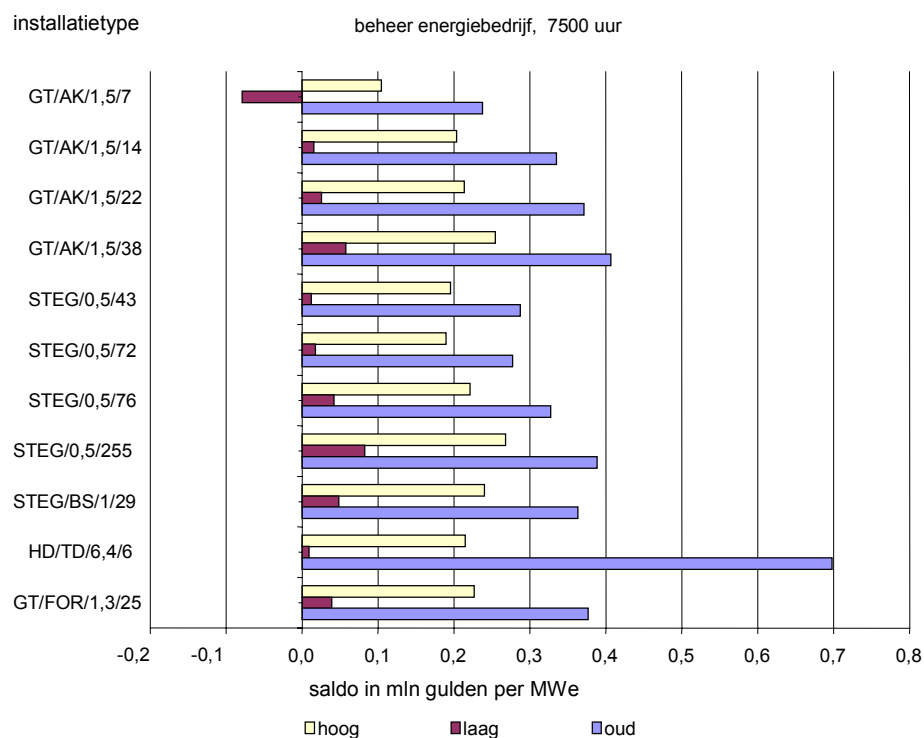
In dit hoofdstuk wordt de exploitatie van bestaande WKK-installaties nader beschouwd. Verderom wordt een vergelijking gemaakt tussen de exploitatie volgens het oude systeem en volgens het nieuwe systeem. De exploitatie bestaat bij bestaande systemen uit de brandstofkosten, verminderd met de opbrengst van geproduceerde elektriciteit en warmte. De geproduceerde elektriciteit wordt gewaardeerd tegen marktprijzen, de zelf gebruikte elektriciteit tegen de kosten voor het alternatief inkoop. De warmte wordt gewaardeerd tegen de uitgespaarde gaskosten bij productie met een ketel (bij beheer energiebedrijf 90%, bij particulier beheer 100%).

De kapitaalslasten zijn buiten beschouwing gelaten, omdat de investering reeds is gedaan. In principe zou er dus een positief saldo moeten ontstaan met inkomsten, waaruit kapitaalkosten uit het verleden gedekt worden. Er wordt niet ingegaan op specifieke contractvormen met een verdeling van kosten en baten over partijen in joint ventures. De vergelijking vindt plaats aan de hand van de in het vorige hoofdstuk gebruikte typen die ook voor de huidige situatie representatief worden geacht. Omdat evaluatie van investeringen niet aan de orde is, wordt geen IRV gepresenteerd, maar het saldo van kosten en opbrengsten in de oude en nieuwe situatie. Dit geeft aan hoeveel de exploitant bij gelijkblijvend gebruik met de installatie verdient.

7.2 Grootschalige industriële wkk

Beheer energiebedrijf

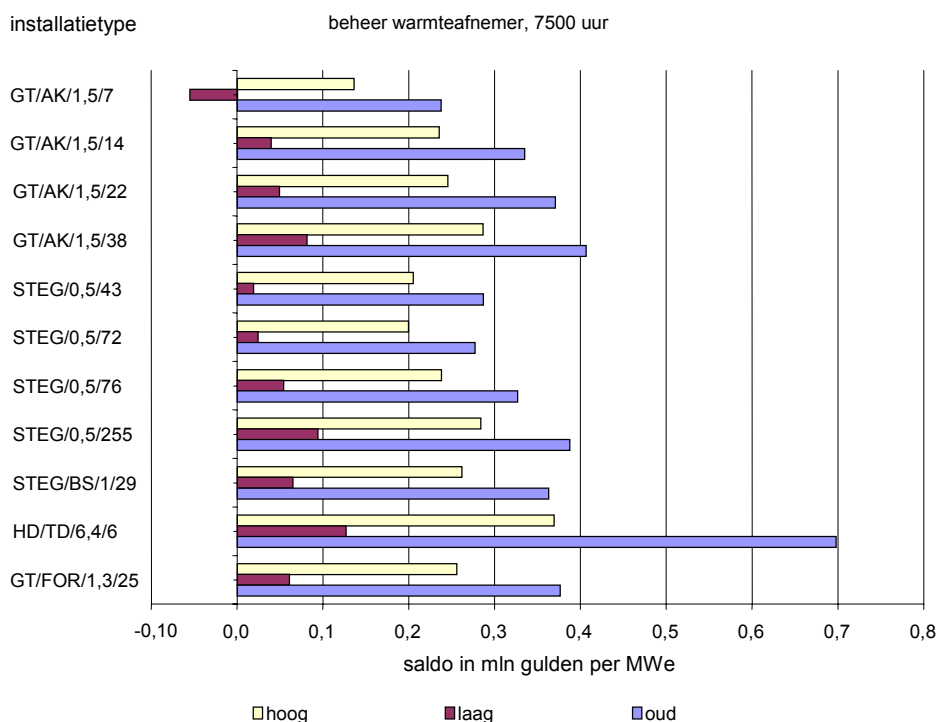
In Figuur 7.1 zijn voor de verschillende typen WKK de inkomsten uit de WKK-installatie opgenomen, geschaald per eenheid elektrisch vermogen. De exploitatie van bestaande installaties vertoont globaal hetzelfde beeld als de rentabiliteit.



Figuur 7.1 Saldo bestaande warmtekrachtinstallaties, beheer energiebedrijf, 7500 vollasturen

In het lage scenario vallen de inkomsten terug naar lage waarden of worden in één geval zelfs negatief. Ten opzichte van de oude systematiek (maar bij dezelfde P-waarde) zijn de inkomsten hooguit nog maar 20% van wat ze waren. De redenen hiervoor zijn de wat hogere gasprijs en de veel minder hoge inkomsten voor elektriciteit (vanwege de daluren).

In Figuur 7.2 is de situatie weergegeven van beheer door de warmteafnemende industrie. Daarbij is uitgegaan van 10% eigen gebruik van elektriciteit.

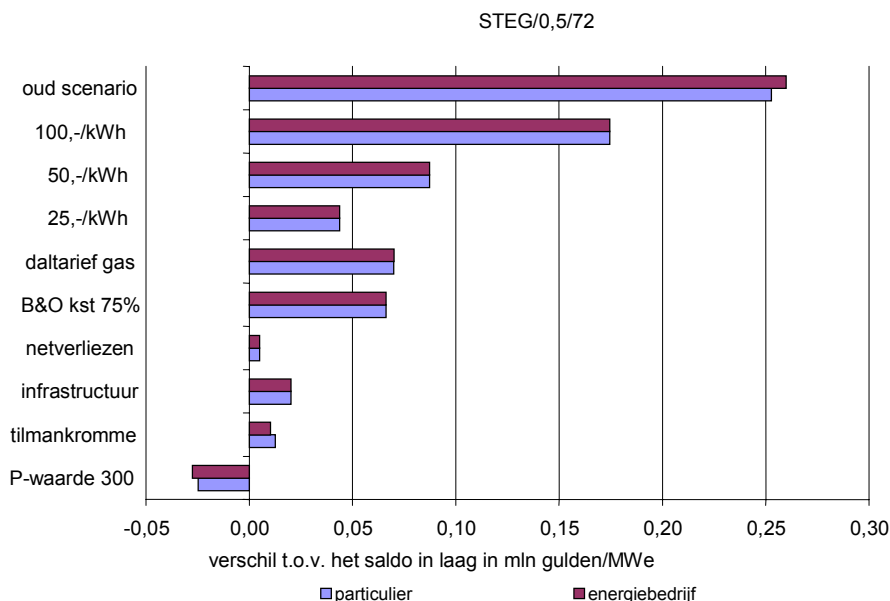


Figuur 7.2 Saldo bestaande warmtekrachtinstallaties, beheer afnemer warmte, 7500 vollasturen

In dit geval heeft de industrie te maken met dezelfde situatie als het energiebedrijf in het eerste geval. De daling van de opbrengst uit elektriciteit is iets minder sterk door de 10% eigen gebruik. Voorts is er de iets hogere waardering van warmte (100% i.p.v. 90% van kosten productie met de ketel).

Partiële analyses

Een aantal effecten is met partiële analyses nader uitgezocht bij een representatieve STEG-installatie. Bij beheer door de energieafnemer is uitgegaan van 10% eigen gebruik van elektriciteit. De installatie draait 7500 vollasturen. In Figuur 7.3 zijn de effecten van een 10-tal partiële analyses samengevat.



Figuur 7.3 *Exploitatie van een bestaande STEG/0,5/72 MW_e, verschil van de saldi tussen het lage scenario (0) en een aantal andere situaties, 7500 vollasturen*

Een klein negatief effect ten opzichte van de situatie onder het lage scenario wordt veroorzaakt indien een hoge wereldmarktprijs ontstaat (P-waarde van 300). Deze prijs heeft, zoals eerder vermeld, tegengestelde effecten op de exploitatie van WKK.

Een suggestie is gedaan door o.a. VEMW aan DTE om verrekening van pieken in het transporttarief uit te voeren met de z.g. Tilmankromme. Dit heeft slechts een beperkt positief effect.

Een ander effect van het nieuwe tariefsysteem is het wegvallen van vergoedingen voor infrastructuur en netverliezen [VEMW]. Indien deze vergoedingen zouden zijn gehandhaafd, zou dit een beperkt positief effect op de balans hebben. Daarnaast zullen voor wat betreft systeemdiensten mogelijk twee effecten optreden die sterk situatiegebonden zijn. Ten eerste zullen systeemvergoedingen voor WKK wegvallen (ca 0,3 ct/kWh in het net gevoede elektriciteit). Ten tweede worden nu systeemkosten voor gebruikte elektriciteit afzonderlijk in rekening gebracht (0,4-0,5 ct/kWh, over ingekochte en zelf geproduceerde elektriciteit). Systeemkosten waren voorheen in de eindverbruikstarieven verwerkt. De verandering in vergoedingen en systeemkosten heeft ten opzichte van de commodity-prijs een klein effect, maar verschilt per geval.

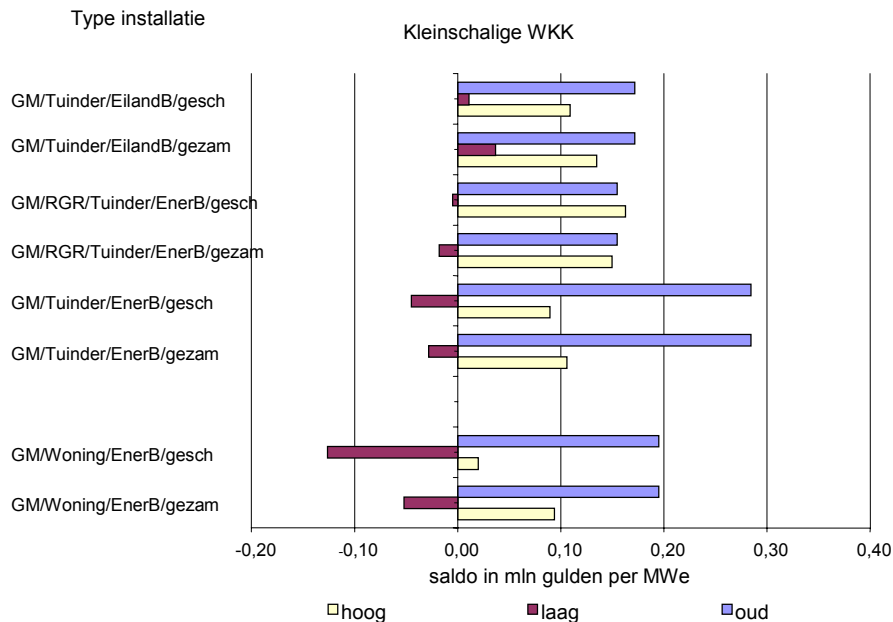
De volgende balk betreft het effect van de bedienings- en onderhoudskosten (B&O). Deze kostenpost is van belang voor de totale exploitatie maar speelt in de vergelijking tussen oude en nieuwe systematiek geen rol. Hier is het effect van een eventuele besparing op onderhoudskosten van 25% opgenomen om de gevoeligheid voor deze post aan te duiden. Besparing op B&O-kosten kan aanzienlijke voordelen bieden. Voor de B&O-kosten is uitgegaan van de ervaringsgegevens van VEMW-leden, zoals opgenomen in Hoofdstuk 5 voor nieuwe installaties.

In de huidige scenario's zijn de elektriciteitsprijzen in het dal gebaseerd op de marginale kosten van kolencentrales. Dit geldt als de bodem in de markt. Het effect van een daltarief gebaseerd op gasgestookte elektriciteitsproductie heeft een belangrijk positief effect op de exploitatie ten opzichte van het lage scenario.

Andere mogelijkheden om de elektriciteitsopbrengst te vergroten betreft het bedingen van een vaste kostenvergoeding per kW. In het hoge scenario is hiervoor f 100 opgenomen. Het effect van verschillende niveaus van deze vaste kostenvergoeding is aangegeven in de resterende balken. In Hoofdstuk 6 is reeds gewezen op het belang van deze mogelijkheid om de rentabiliteit te verbeteren.

7.3 Kleinschalige warmtekrachtkoppeling

In Figuur 7.4 is het saldo opgemaakt voor exploitatie van de bestaande gasmotoren.



Figuur 7.4 Saldo bestaande gasmotoren, beheer afnemer warmte, 7500 vollasturen

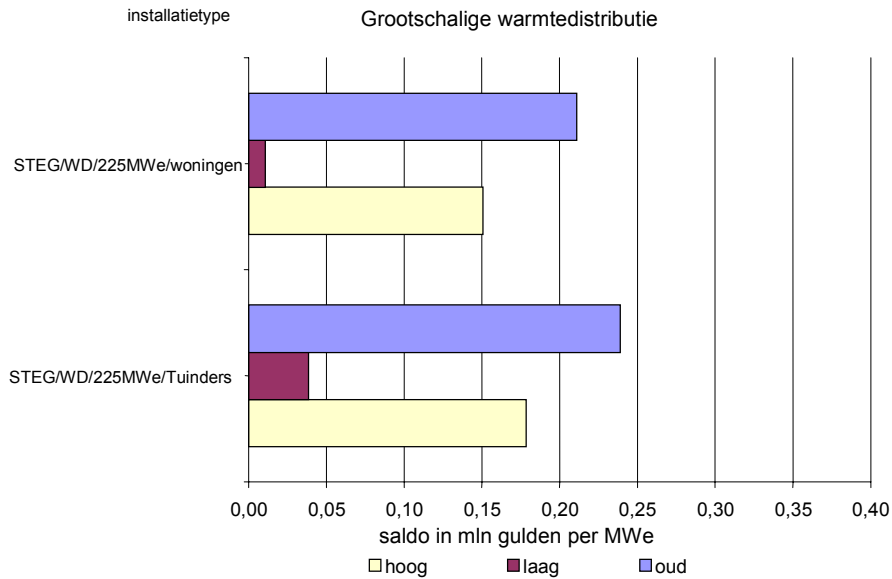
Volgens de nieuwe systematiek ontstaan in het scenario laag extra kosten voor kleinschalige WKK die niet meer opwegen tegen de voordelen uit energiebesparing. Een uitzondering vormt het eilandbedrijf bij belichte teelten in de glastuinbouw dat nog minimaal positief kan draaien. In het scenario hoog wordt nog positief gedraaid, bij toepassing van rookgasreiniging door langere bedrijfstijd zelfs ongeveer gelijk aan de oude situatie. De oorzaken zijn met name gelegen in de hogere gasprijzen, de niet constante afname en het vervallen van het speciale WKK-tarief (Van der Velden, 1999). Ook bij het afzetten van elektriciteit in de markt is voor deze groep moeilijk een hoge prijs te realiseren. In de figuur is onderscheid gemaakt tussen een gescheiden en een gezamenlijke verrekening van gas voor respectievelijk ketel en gasmotor. Ingeval van beheer door het energiebedrijf zijn dit de facto twee verschillende rekeningen, waardoor volgens het CDS de gasprijs voor de ketel veel ongunstiger wordt.

Met name in het lage scenario kan op grond van deze cijfers de conclusie worden getrokken dat bestaande gasmotoren bij invoering van het CDS mogelijk deels stilgezet gaan worden. De gevoeligheid van de resultaten voor de bedrijfstijd en de gasafname is echter groot, en zal in de praktijk een aanzienlijk spreiding vertonen. Mogelijk zou in bepaalde periodes met hoge elektriciteitsprijzen wel rendabel gedraaid kunnen worden.

Mogelijk worden ze buiten bedrijf gesteld als het eerstvolgende groot onderhoud zich aandient. Dergelijke reacties zijn moeilijk te voorspellen. De invoering van het CDS kan bovendien in de glastuinbouwsector ook de totale winstgevendheid bedreigen, waardoor belangrijke volume-effecten mogelijk zijn (Van der Velden, 1999).

7.4 Grootschalige warmtedistributie

In Figuur 7.5 is het effect op de exploitatie van bestaande warmtedistributieprojecten af te lezen. Voor afzonderlijke gevallen kunnen deze waarden nog aanzienlijk variëren. Uit de figuur is een zelfde effect af te leiden als voor de industriële warmtekrachtkoppeling. Voor projecten in de glastuinbouw is het beeld iets minder nadelig dan voor stadsverwarmingsprojecten. Er is geen rekening gehouden met de mogelijkheid van STEG's om zonder warmtelevering te draaien in pieken of plateau-uren. Dit kan het beeld positief beïnvloeden.



Figuur 7.5 Saldo voor grootschalige warmtedistributie, 4000 bedrijfsuren

8. INSCHATTING EFFECTEN OP WKK-POTENTIEEL

8.1 Ontwikkelingen per type WKK

In de twee voorgaande hoofdstukken is de economische aantrekkelijkheid bepaald van investering in nieuw WKK-vermogen of het in bedrijf houden van bestaand vermogen. Daarbij zijn twee scenario's (hoog en laag) gehanteerd bij de uitgangspunten. Op basis van de resultaten kan de volgende inschatting worden gemaakt van de ontwikkeling per type WKK-vermogen tot het jaar 2010.

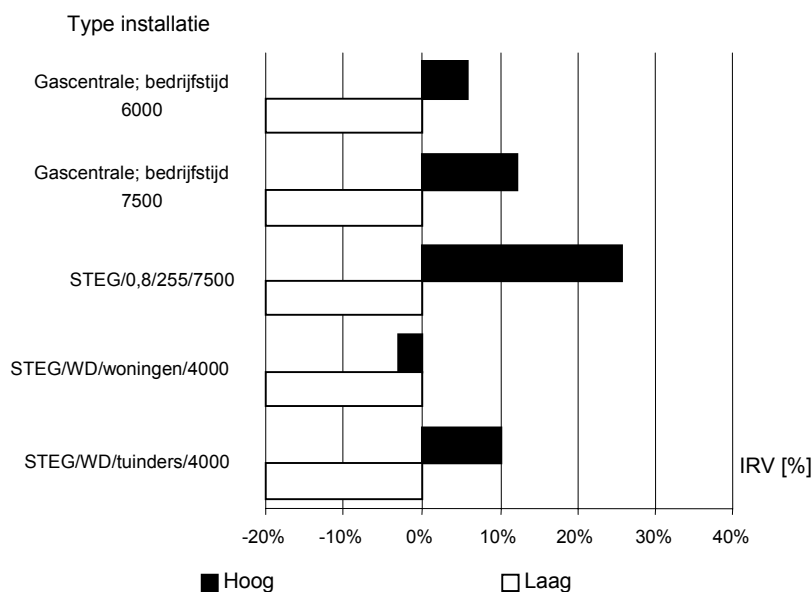
- Voor wat betreft grootschalige industriële warmtekrachtkoppeling zijn vooral in het lage scenario geen belangrijke nieuwe investeringen te verwachten. Bestaande installaties hebben evenwel een positief exploitatiesaldo. Daarom wordt van deze installaties verwacht dat ze hun tijd uitiend en dat de levensduur mogelijk verlengd wordt. Bij groot onderhoud of extra kosten is het mogelijk dat bedrijven overgaan op gescheiden opwekking van warmte en inkoop van kracht. Voor zeer grote STEG-installaties zijn er in het hoge scenario nog rendabele investeringsmogelijkheden
- Met name door de nieuwe prijsstructuur (CDS-gasprijzen) is bij kleinschalige warmtekrachtkoppeling niet alleen investeren in nieuw vermogen veelal onaanvaardbaar, maar is ook de exploitatie van bestaande WKK soms onrendabel. Met name in het lage scenario zijn in de glastuinbouw reacties in de bedrijfsvoering mogelijk die grote invloed kunnen hebben op de besparing en het potentieel. Herstructurering en sanering van de glastuinbouw, mede onder invloed van het CDS, leiden mogelijk tot versnelde afbouw van bestaande WKK-capaciteit. Voor zeer grote gasmotoren en voor installaties in eilandbedrijf bij belichtende tuinders zijn er in het hoge scenario nog rendabele investeringsmogelijkheden.
- Nieuwe grootschalige warmtedistributieprojecten met WKK zijn geen rendabele investering; bestaande installaties houden een positief exploitatiesaldo. Omdat een belangrijk deel van deze installaties gekoppeld is aan warmtenetten met een langere levensduur dan 15 jaar kan vervanging van de STEG met warmteaftap na 15 jaar mogelijk wel rendabel zijn. Verwacht wordt dat de hoeveelheid WKK minimaal ongeveer gelijk zal blijven omdat bestaande installaties in bedrijf gehouden worden. Instandhouding c.q. eventuele uitbreiding van deze vorm van WKK zijn mede afhankelijk van het energiebeleid voor de gebouwde omgeving, waarvan het effect niet goed berekend kan worden.

8.2 Mogelijk WKK-potentieel in 2010

Aangezien de rentabiliteit van nieuwe WKK naar verwachting sterk onder druk komt te staan, is bij de bepaling van het potentieel vooral aandacht besteed aan de bestaande installaties. De volgende aspecten zijn van wezenlijk belang voor het wel of niet uit bedrijf nemen van bestaande WKK-installaties:

1. *Einde overcapaciteit en kosten gescheiden opwekking.* Bij de marktprijzen voor elektriciteit in het lage scenario worden de kosten van elektriciteitsopwekking niet volledig gedekt en kunnen derhalve ook geen nieuwe conventionele centrales kostendekkend gebouwd worden. Hoe lang deze condities blijven bestaan is afhankelijk van de mogelijkheden om goedkope elektriciteit te importeren en het gebruik van bestaande capaciteit te intensiveren. Indien WKK niet meer nieuw gebouwd of vervangen wordt, zal de bestaande overcapaciteit sneller verdwijnen. Dan zal een opwaartse druk op de elektriciteitsprijzen ontstaan die rendabele nieuwbouw mogelijk maakt. Het lage scenario gaat dan over in een situatie die lijkt op het hoge scenario.
2. *Nieuwe capaciteit met hoge kracht/warmte-verhouding.* In Figuur 8.1 is een overzicht gegeven van de rentabiliteit van enkele opties voor elektriciteitsproductie. In scenario laag is elke optie onaanvaardbaar, in scenario hoog is de grootste industriële STEG nog het meest aan-

trekkelijk. Voor deze optie is echter slechts een beperkt potentieel van grootschalige warmtevraag aanwezig. Een gascentrale is alleen aantrekkelijk bij zeer hoge bedrijfstijden. Een STEG-gascentrale zou ook met beperkte warmteafzet nog wel rendabel kunnen zijn in het hoge scenario. Voor deze tussenvorm van WKK en conventionele gascentrale lijkt een zeker potentieel aanwezig, mits de extra kosten voor warmtetransport worden gedekt. Vanuit de invalshoek van grootschalige warmtedistributie is ook een dergelijke overweging te maken: additionele elektriciteitsproductie zonder warmtelevering kan de rentabiliteit verhogen. Projecten voor additionele warmteafzet bij elektriciteitsopwekking kunnen aantrekkelijk gemaakt worden door financieringssteun, zoals gebeurt in het kader van het CO₂-reductieplan met restwarmtebenutting. Volgens de in dit onderzoek aangehouden uitgangspunten wordt dit echter niet altijd beschouwd als warmtekrachtkoppeling (zie Paragraaf 2.2). Bij de potentieelberekening is een schatting gemaakt van de besparing door deze additionele warmteafzet.



Figuur 8.1 *Rentabiliteit van elektriciteitsopwekking met gas*

3. *Kosten van vervanging van bestaande WKK.* De hier gebruikte investeringskosten bij het bepalen van de rentabiliteit van WKK-installaties zijn gebaseerd op volledige nieuwbouw. Echter, in een gemiddelde vervangingssituatie zijn de kosten circa 10% lager. Dit hangt af van de mate waarin gebruik gemaakt kan worden van bestaande leidinginfrastructuur, koelvoorziening, bouwkundige voorzieningen, etc.. Vervanging zal dus eerder plaatsvinden dan zou volgen uit de eerder gepresenteerde rentabiliteitscijfers.
4. *Mogelijkheden en kosten van verlenging van de levensduur.* In een situatie met (tijdelijke) sterke marktwerking op de elektriciteitsmarkt kan worden afgeweken van het planmatig vervangen van centrales. Marktpartijen hebben dan een korte tijdhorizon vanwege alle onzekerheden. In een dergelijke situatie kan het langer in bedrijf houden van oude centrales bedrijfseconomisch rationeel zijn. Verlenging van de levensduur van centrales vertraagt het verdwijnen van de overcapaciteit, hetgeen ten koste gaat van het WKK-potentieel (zie punt 1). Echter, levensduurverlenging kan ook gelden voor WKK-installaties. Hierdoor wordt nieuw WKK-vermogen weliswaar wat later aantrekkelijk bij aantrekkende prijzen, maar het bestaande potentieel blijft gehandhaafd.
5. *Effecten bestaand beleid.* Er mag hier vanuit gegaan worden dat het bestaande besparingsbeleid in de komende jaren grotendeels wordt voortgezet (Benchmarking, MJA's, EIA/VAMIL, etc.). Dit zal WKK-gebruikers stimuleren om hun bestaande installaties te handhaven, of zelfs uit te breiden, ondanks een (tijdelijk) matige rentabiliteit.

Op grond van de bovenstaande overwegingen zijn naast de potentieelberekeningen aanvullende veronderstellingen gedaan betreffende vervanging, levensduurverlenging en buitengebruikstelling (zie Tabel 8.1). Gezien de grote onzekerheden betreffende deze aspecten is in de tabel een spreiding aangegeven voor de scenario's laag en hoog. De aangegeven besparing betreft het effect van het gecombineerd opwekken van warmte en kracht in plaats van gescheiden opwekking.

Als referentie voor gescheiden opwekking in 2010 zijn, afhankelijk van het scenario, efficiëntiewaarden tot 50% voor elektriciteit gehanteerd; dit bedroeg 43% in 1999. Dit verklaart het in de tijd teruglopende besparingspercentage: de referentietechniek verbetert sneller dan de WKK-technologie.

Tabel 8.1 *Overzicht vermogen, productie en besparing van warmtekrachtkoppeling*

	1999	Scenario's 2010				GC
		Laag max.	min.	Hoog max.	min.	
<i>Grootschalig industriëel</i>						
Elektrisch vermogen [MW _e]	4800	4200	3100	6300	4700	6800
Besparing [PJ _{primair}]	109	69	57	84	72	83
Besparing [%]	24	19	21	16	18	15
<i>Kleinschalig</i>						
Elektrisch vermogen [MW _e]	1500	700	400	2100	1400	2600
Besparing [PJ _{primair}]	16	6	4	16	12	21
Besparing [%]	21	19	21	16	18	15
<i>Grootschalige warmtedistributie</i>						
Elektrisch vermogen [MW _e]	1500	2000	1300	3500	2700	5500
Besparing [PJ _{primair}]	23	24	16	33	26	45
Besparing [%]	25	22	21	20	19	18
<i>Totaal</i>						
Elektrisch vermogen [MW _e]	7800	6900	4800	11900	8800	14900
Productie warmte [PJ]	229	179	131	289	215	339
Productie elektriciteit [PJ _e]	158	143	102	236	176	289
Brandstof input [PJ]	468	404	292	656	490	787
Besparing [PJ _{primair}]	148	99	78	133	109	149
Besparing [%]	24	20	21	17	18	16

¹ Scenario laag, ervan uitgaande dat tot 2010 de elektriciteitsvraag met gedekt wordt met importen en levensduurverlenging van bestaande capaciteit

² Additioneel elektrisch vermogen met marginale warmteproductie (ca 5 PJ) is hier niet meegeteld

Voor wat betreft grootschalige industriële WKK kan in het lage scenario de hoeveelheid vermogen in 2010 dalen tot beneden het niveau van 1999. Het besparingspercentage is gunstiger dan in scenario hoog, onder andere hoger door het grotere aandeel STEG's.

De kleinschalige WKK wordt in het lage scenario voor een belangrijk deel stopgezet, gezien de negatieve exploitatie van bestaande capaciteit. Dat sluit alternatieven met een andere bedrijfsvoering niet uit, bijvoorbeeld door alleen te draaien in periodes met hoge elektriciteitsprijzen. Dit soort afgeleide effecten is niet in de analyse en berekening betrokken. In de glastuinbouw leidt de invoering van het CDS mogelijk tot versnelde sanering en overschakeling op grootschalige warmtedistributie. In het hoge scenario is echter nog wel plaats voor capaciteit in eilandbedrijf bij de belichte teelten in de glastuinbouw, alsmede een aantal grotere ruimteverwarmingprojecten in de utiliteitsbouw.

Grootschalige warmtedistributieprojecten hebben een relatief lange levensduur, en worden gestimuleerd met bestaand beleid. Uitgangspunt in het lage scenario is een vrijwel gelijkblijvende capaciteit, in het hoge scenario is aangenomen dat de capaciteit ongeveer verdubbelt. Daarnaast is in het hoge scenario van nieuw te bouwen gascentrales een deel warmteaftap te verwachten. De toekomstige capaciteit van grootschalige warmtedistributieprojecten is sterk afhankelijk van beleidskeuzes.

Per saldo resteert in het lage scenario voor het WKK-vermogen in 2010 slechts circa 5000-7000 MW_e, hetgeen een daling is ten opzichte van het huidige peil. In het hoge scenario zou het vermogen nog kunnen stijgen tot circa 9000-12000 MW_e.

In 2010 zijn veel recent in gebruik genomen installaties nog in bedrijf, hoewel de rentabiliteit ervan onder de maat is. In een ongewijzigde omgeving zal het WKK-vermogen na 2010 nog verder teruglopen. Gezien de verwachte trendbreuk en de grote onzekerheden is een scenarioberekening voor 2020 achterwege gelaten.

9. SAMENVATTING EN BEOORDELING

Op basis van de analyses uit de Hoofdstukken 6, 7 en 8 kunnen de conclusies worden afgeleid betreffende de economische aantrekkelijkheid en energiebesparing van warmtekrachtkoppeling. In Tabel 9.1 en 9.2 is getracht dit samen te vatten. De effecten uitgedrukt in procentpunten van de rentabiliteit zijn slechts een zeer grove benadering. Deze effecten zijn namelijk sterk afhankelijk van de specifieke situatie.

Tabel 9.1 *Overzicht belangrijkste eigenschappen van de scenario's*

	GC	Oud	Hoog	Laag
Nieuwe technische en kostengegevens, nieuwe modelformulering	nee	ja	ja	ja
P-waarden	169-246	169-246	296-326	216-246
CDS en bodemprijzen elektriciteit	nee	nee	ja	ja
Vaste kW-prijs	200	200	100	0
Vergoedingen voor infrastructuurverliezen etc.	ja	ja	ja	nee

Tabel 9.2 *Globale effecten van de overstap tussen scenario's op de rentabiliteit in % punten*

	GC	Effecten van overstap naar scenario			Cum. t.o.v. GC	
		Oud	Hoog	Laag	Hoog	Laag
Grootschalige industriële WKK	-	hogere investering: -10%	bodemprijzen lagere vaste kW-prijs: -10%; hogere P-waarden: -5%	bodemprijzen geen vaste kW-prijs: -15%; lagere P-waarden: +5%;	-25%	-35%
Kleinschalige WKK (beheer energiebedrijf)	-	-	bodemprijzen lagere vaste kW-prijs; hogere P-waarden; CDS: -20%	Bodemprijzen geen vaste kW-prijs; lagere P-waarden; CDS: -30%	-20%	-50%
Grootschalige WKK met warmtedistributie	-	Hogere investering: -10%	bodemprijzen lagere vaste kW-prijs; hogere P-waarden; 0%	bodemprijzen geen vaste kW-prijs; lagere P-waarden: -30%	-10%	-40%

De toekomst van warmtekrachtkoppeling is met name door de liberalisering van de energiemerken ernstig in gevaar gekomen. Het voornaamste element in de liberalisering is het ontbreken van zekerheid met betrekking tot de dekking van vaste kosten van elektriciteitsopwekking. In een vrije markt zullen de WKK-installaties als relatief kleine producenten de prijsvorming moeten volgen. In het gehanteerde scenario 'laag' wordt geproduceerd tegen marginale kosten, in de daluren zijn dat de marginale kosten van kolencentrales, in de plateau-uren die van gascentrales.

Aangenomen wordt dat de WKK-installaties ook in de pieken draaien, maar dat onzeker is hoe hoog de prijzen in de piek worden, en of exploitanten van WKK-installaties deze hogere prijs daadwerkelijk kunnen realiseren. Momenteel is de sector energiebedrijven, die sterk in beweging is, niet bereid en niet in staat voor WKK-installaties een vergoeding voor de langere termijn te reserveren.

In het ongunstige harde marktscenario 'laag' zijn investeringen in nieuwe WKK onwaarschijnlijk en zijn bestaande installaties nog maar net te exploiteren. Investeerders zullen rekening houden met de mogelijkheid dat een dergelijk scenario werkelijkheid wordt. Naar verwachting zal er in de onzekere huidige situatie geen nieuwe WKK-capaciteit gerealiseerd worden.

In het scenario 'hoog' is verondersteld dat de onzekerheden met betrekking tot de dekking van vaste kosten worden opgeheven. De marktpartijen gaan in dit geval de scherpe concurrentie temperen en een lange termijn perspectief ontwikkelen waarin de noodzakelijke dekking van vaste kosten een plaats krijgt. Het perspectief voor de zeer grootschalige industriële WKK verbetert dan zodanig dat nieuwe investeringen te verwachten zijn. Voor andere typen WKK is een investering interessanter naarmate meer elektriciteit ter plaatse door de warmteafnemer kan worden gebruikt.

Een mogelijkheid voor om de onzekerheden betreffende afzet in de markt te vermijden, is het dimensioneren van de WKK-installatie op eigen elektriciteitsbehoefte. In het hoge scenario leidt dit tot rendabele investeringsmogelijkheden. In het lage scenario is WKK dan nog steeds onrendabel.

De hoogte van de wereldmarktprijzen van brandstoffen, die van invloed blijft op de gasprijzen, heeft tegengestelde effecten op de economische aantrekkelijkheid van WKK. De effecten van een hogere gasprijs zijn per saldo licht negatief op de rentabiliteit.

De nieuwe wijze van beheer van het elektriciteitsnet heeft enkele negatieve effecten op WKK: de infrastructuurvergoeding en de vergoeding voor netverliezen blijft achterwege, evenals een vergoeding voor systeemkosten. Ten opzichte van de grote effecten die op de markten kunnen optreden zijn deze factoren van minder belang.

Naast de effecten van liberalisering lijken ook de kosten van WKK-installaties te zijn toegenomen. Op basis van de ruime praktijkervaring die momenteel voorhanden is, zijn volgens de sector zowel de investeringskosten als de kosten voor bediening en onderhoud voor grootschalige industriële WKK nu hoger dan in eerdere berekeningen werd aangenomen.

De mogelijkheden voor beleid om warmtekrachtkoppeling te steunen zijn in het kader van de liberalisering beperkt. Extra financieringssteun heeft een positief effect.

In het GC-scenario, waarop de lange termijn verkenning is gebaseerd, zou de totale capaciteit van warmtekrachtkoppeling stijgen van 7800 MW_e naar 14900 MW_e in 2010. Op basis van de verkenning in voorliggend onderzoek zal deze in 2010 bij het ongunstige lage scenario tussen 4800 en 6900 MW_e bedragen en bij het gunstiger hoge scenario tussen 8800 en 11900 MW_e. De besparing door warmtekrachtkoppeling wordt daarmee 20-70 PJ lager. Onder de scenariocondities van sterke groei van de economie en de elektriciteitsvraag zal de overcapaciteit verdwijnen. Op den duur zal er nieuwe opwekcapaciteit voor elektriciteit gebouwd worden in de vorm van efficiënte gascentrales. Terwijl aanvankelijk het lage scenario het meest plausibel lijkt, wordt bij het verdwijnen van de overcapaciteit het hoge scenario waarschijnlijker.

BIJLAGE A HUIDIGE GASTARIEVEN

Het bestaande zonetarief

In deze bijlage zal kort de huidige tariefstelling van Gasunie voor aardgas worden toegelicht. Deze tariefstelling, het zonetarief, dateert uit de tijd toen het eerste gas in Nederland werd geëxploiteerd en is sindsdien niet meer veranderd (heffingen buiten beschouwing gelaten). Deze prijsvorming van gas wordt bepaald door het zogenoemde marktwaardeprincipe. Dit wil zeggen dat de prijs van substituten bepalend is voor de aardgasprijs. Zodoende koppelt het zonetarief de aardgasprijs direct aan de olieprijs. Voor de grootverbruikers is de prijs gekoppeld aan de zware stookolie via de Platt's notering, i.e. de P-waarde. Deze P-waarde wordt afgeleid van de gemiddelde stookolieprijs over een bepaalde periode¹¹. Voor de kleinverbruikers is de gasprijs gekoppeld aan de huisbrandolie via de G-waarde. Om een indruk te geven van deze twee waarden: in het derde kwartaal van 1998 was de G-waarde 547 f/ton en de P-waarde was 213 f/ton.

Het zonetarief bestaat, zoals de naam al aangeeft, uit een aantal zones die zich onderscheiden op basis van het consumptieniveau. Elke afnemer doorloopt qua consumptie en bijbehorende prijs de achtereenvolgende zones. Tabel A. laat de verschillende zones met bijbehorende prijsformules zien zoals deze golden in het eerste kwartaal van 1999. De laatste kolom geeft een inschatting van de bijbehorende prijs.

Tabel A.1 *Huidige zonetarief 1999 1^{ste} kwartaal [G-waarde: 500, P-waarde: 185]*

Zone 1999	Consumptie [m ³]	Prijsformule	Prijs [ct/Nm ³] ¹²
A1	1 - 800	$G/500 \times 37,2 + 3,65$	40,86
A2	801 - 5000	$G/500 \times 37,2 + 3,65 + 15,98$	56,84
A3	5001 - 170000	$G/500 \times 37,2 + 3,65 + 10,44$	51,30
B1	170001 - 1 mln.	$P/500 \times 38,2 + 9,55 + 0,71$	24,43
B2	1 mln. - 3 mln.	$P/500 \times 38,2 + 9,55$	23,72
C	3 mln. - 10 mln.	$P/500 \times 38,2 + 5,8$	19,97
D	10 mln. - 50 mln.	$P/500 \times 38,2 + 4,0$	17,41
E	> 50 mln.	$P/500 \times 36,2 + 3,15$	16,54

Bron: AEC, 1999.

Deze prijzen zijn niet per definitie de prijzen die de energiedistributiebedrijven berekenen aan hun klanten. De distributiebedrijven kunnen namelijk binnen de grenzen van een bepaalde band afwijken van het Gasunie-tarief. EnergieNed noemt de bovenstaande Gasunieprijzen de 'spilprijzen'.

Heffingen

In het kader van de Wet Belastingen op milieugrondslag wordt de gasprijs verhoogd met brandstoffenbelasting (BSB) van 2,2 cent per m³ tot een levering van 10 miljoen m³. Boven de 10 miljoen m³ wordt 1,4 cent per m³ berekend. Naast de BSB is het verbruik van aardgas ook belast met de Regulerende EnergieBelasting (REB). De hoogte van deze belasting voor 1999 is gegeven in onderstaande tabel.

¹¹ De gemiddelde prijs voor één kwartaal wordt afgeleid van de gemiddelde stookolieprijs over de laatste twee kwartalen.

¹² Exclusief BTW, inclusief brandstoffenbelasting en energiebelasting (REB).

Tabel A.2 *Regulerende EnergieBelasting 1999 (excl. BTW)*

Consumptie [m ³]	REB [ct/m ³]
800 - 5000	15,98
5000 - 170000	10,44
170000 - 1 miljoen	0,71

Ten opzichte van 1998 is de REB aanzienlijk gestegen. Toen bedroeg deze namelijk 9.5 ct/m³ voor leveringen tussen de 800 - 170000 m³. Andere consumptieniveaus werden niet belast met de REB. Over het tarief van de REB voor de levering van gas aan de glastuinbouw heeft de Europese Commissie eind 1998 nog geen beslissing genomen. Per 1 januari 1999 is dat tarief op nul gesteld in de wet fiscale milieuversterking. (Energie Verslag Nederland, 1998). Op gas bestemd voor warmtekrachtkoppeling is geen REB van toepassing. Een derde heffing is de toeslag betreffende het Milieu Actie Plan (MAP). Het distributiebedrijf mag de prijs verhogen met een zogenoemde MAP-toeslag om hiermee de kosten voor energiebesparende maatregelen te dekken. Deze toeslag mag maximaal 2,1% van de gasprijs bedragen. Echter steeds meer energiebedrijven zien af van het in rekening brengen van deze toeslag.

Bijzondere consumenten

Voor WKK-installaties en tuinders gelden speciale gastarieven. Het speciale warmte/kracht tarief is gelijk aan het d-tarief. Dat wil zeggen dat het gas, dat rechtstreeks in de gasmotor of in de gasturbine gebruikt wordt, afgerekend mag worden tegen het d-tarief. Voor dit speciale tarief komen alleen WKK-installaties in aanmerking met minimaal 60 kW_e aan elektrisch vermogen en een minimaal totaal rendement van 75%. De tuinders hebben ook een speciaal tarief voor gas niet bestemd voor warmtekrachtkoppeling. Hiervoor geldt een speciale prijsformule: $P/500 \times 38,2 + 3 + 0,4$ ct/m³. Dit tarief geldt alleen voor tuinders met een afname hoger dan 30.000 m³ per jaar. Dit tarief geldt dan over het gehele verbruik. Als de afname lager is dan 30.000 m³, geldt gewoon het kleinverbruikers tarief (zie Tabel A.1). Voor WKK-installaties bij tuinbouwbedrijven geldt het d-tarief verhoogd met 1 ct/m³, en vanaf 10 mln. m³ geldt het d-tarief zonder verhoging. Op dit tarief wordt dan geen REB geheven. De prijsformule voor de WKK-installaties voor de tuinbouw zal tot en met 2001 onveranderd blijven. Vanaf deze datum is voorzien dat afnemers met een verbruik van 170.000 kubieke meter of meer, waaronder veel glastuinders, vrij zijn in het kiezen van de leverancier van gas. (Persberichten Gasunie, www.gasunie.nl/nl/p_ax_pe.htm)

BIJLAGE B LIBERALISATIE GASMARKT

De EU-richtlijnen voor een interne markt voor gas is sinds augustus 1998 van kracht. Volgens deze richtlijnen moeten de EU-lidstaten vóór augustus 2000 hun nationale wetgeving hebben aangepast aan deze richtlijnen. De Nederlandse gaswet gaat verder dan de EU-richtlijn wat betreft tempo en mate van openstelling. Vanaf januari 2000 zal de stapsgewijze liberalisering van de Nederlandse gasmarkt worden ingezet. Deze stapsgewijze opening zal de trend volgen die weergegeven is in Tabel B.1.

Tabel B.1 *Mate van marktopening Nederlandse gasmarkt*

Jaar	Vrije consument met consumptie	Percentage vrije markt ¹³	Aantal afnemers
2000	> 10 miljoen m ³	45%	150
2002	> 170.000 m ³	65%	16000 (waarvan 11000 tuinders)
2007	Alle afnemers	100%	6458000

Naast de geleidelijke opening van de markt staat ook de wijze waarop de toegang tot het net wordt geregeld centraal in de nieuwe gaswet. In Nederland is gekozen voor de systematiek van onderhandelde toegang (nTPA).

Eén van de redenen waarom de Europese gasmarkt wordt geliberaliseerd is de sterke groei van deze markt in het afgelopen decennium. Deze groei heeft betrekking op zowel de schaal als de complexiteit. Door deze groei en de daarbij behorende uitbreiding van het internationale pijpleidingennet zal het aanbod van gas en het aantal leveranciers op de Europese markt de komende jaren sterk toenemen (aanbod vanuit Noorwegen, Rusland en Noord-Afrika, de Interconnector met UK). Uiteindelijk leidt dit tot prijsconcurrentie en een meer gedifferentieerd dienstenaanbod. Hierdoor wordt de koppeling van de gasprijs aan de olieprijs volgens het marktwaardeprincipe minder relevant, Gasunie houdt zich hier (voorlopig) wel aan vast. In de geliberaliseerde situatie zal de gasprijs juist bepaald moeten worden door de marktwerking en dus gebaseerd moeten worden op de kosten van het gas en de daarbij behorende diensten.

De kosten van het leveren van gas aan een afnemer bestaan uit een aantal componenten. Voorheen werden alle diensten zoals opslag, transport en de kosten van het gas zelf geïntegreerd in één prijs. Ten behoeve van de marktwerking zullen, voor de vrije consumenten, de tarieven voor deze verschillende diensten afzonderlijk 'op de factuur moeten staan'. Ook om het feit dat het net toegankelijk moet zijn voor derden (afnemers van andere producenten dan Gasunie), moet de gasprijs worden uitgesplitst naar de verschillende componenten.

Zoals eerder vermeld zullen tot 2002 alleen de afnemers met een afname boven de 10 miljoen m³ vrij zijn. Deze afnemers nemen direct af van Gasunie. Derhalve zijn door Gasunie tarieven vastgesteld voor de verschillende diensten die zij aanbiedt. Dit nieuwe systeem wordt het Commodity/Dienstensysteem (i.e. CDS) genoemd. In de volgende paragraaf zal dit systeem nader worden toegelicht.

¹³ Percentage t.o.v. totaal Nederlands gasverbruik.

Tariefstelling in liberale gasmarkt

Het Commodity/Dienstensysteem (CDS) dat ingevoerd is door Gasunie is al sinds 1 januari 1999 van kracht. Op het moment is het geldig voor alle afnemers met een afname boven de 50 miljoen m³. Vanaf januari 2000 zal het nieuwe tariefstelsel ook gaan gelden voor afnemers met een jaarverbruik tussen de 10 en 50 miljoen m³. Daarnaast is het systeem ook van kracht voor diensten voor derden, aangezien Gasunie wettelijk verplicht wordt om ook diensten te verlenen op commerciële basis.

Het originele tarief, i.e. het zonetarief, gaat uit van een steeds lager tarief bij hogere afnamen. Bij het CDS is de bedrijfstijd een belangrijk criterium voor de uiteindelijk te betalen prijs. Het tarief wordt lager bij een grotere bedrijfstijd. De bedrijfstijd is gedefinieerd als de ratio van de jaarafname met de maximum uurcapaciteit gedurende dat jaar.

$$\text{Bedrijfstijd [uur]} = \frac{\text{jaarafname [m}^3\text{]}}{\text{max. afnamecapaciteit [m}^3\text{/uur]}}$$

Een afnemer zal dus meer moeten betalen naarmate hij een hogere capaciteit contracteert. Naast de gecontracteerde capaciteit moet er ook betaald worden voor de hoeveelheid afgenomen gas (m³ per jaar) en het daarbij behorende transport. Zodoende is de gasprijs volgens het CDS samengesteld uit drie hoofdelementen:

- de commodity,
- het transport,
- de capaciteit.

De laatste twee elementen vallen onder 'diensten'. In het nieuwe systeem is gekozen voor een budgetneutrale omzetting, dat wil zeggen dat globaal de gemiddelde gasprijs gelijk blijft. De totale prijs per klant zal slechts verschillen doordat klanten verschillend gebruik maken van de diensten (transport en capaciteit). Het CDS is, volgens Gasunie, transparant en non-discriminair¹⁴: voor de commodity en de verschillende diensten worden eenduidige prijsvoorwaarden gehanteerd onafhankelijk van de gasleverancier. De tarieven zoals Gasunie deze heeft gesteld voor de verschillende componenten waaruit het CDS is opgebouwd zullen nu kort worden toegelicht.

Commodity

Net zoals bij de zonetarieven is de prijs voor de commodity (i.e. het gas) gerelateerd aan de prijs voor zware stookolie. Voor de eigen afnemers van Gasunie zijn bepaalde diensten al inbegrepen: back-up, kwaliteitsaanpassing en ACQ-flexibiliteit¹⁵ (jaarvolume-flexibiliteit). De volgende prijsformule geeft de commodityprijs [ct/m³]:

$$\frac{37,4}{500} \times P - 0,8$$

Hier is P weer de gemiddelde Platt's notering voor zware stookolie met 1% zwavel plus *f* 48 voor de accijns, handels- en transportkosten. Deze prijs is exclusief BSB en REB.

Transport

Om de tarieven van de andere twee componenten toe te lichten moet er eerst onderscheid gemaakt worden tussen drie verschillende soorten capaciteiten: de basislast uurcapaciteit C_b, de gecontracteerde uurcapaciteit C_c en de additionele uurcapaciteit C_a.

¹⁴ Dit wordt ook geëist in de nieuwe Gaswet die in 2000 van kracht wordt.

¹⁵ ACQ staat voor Annual Contracted Quantity

$$C_b = \frac{\text{jaarafname [m}^3\text{]}}{8000 \text{ [uur]}}$$

$$C_c = \frac{\text{jaarafname [m}^3\text{]}}{\text{bedrijfstijd [uur]}}$$

$$C_a = C_c - C_b$$

Aan de hand van deze verschillende capaciteiten wordt het transporttarief en ook het capaciteitstarief berekend. Het transporttarief bestaat uit een tarief voor de aansluiting, een afstandafhankelijk tarief voor de hoofdtransportleiding (HTL-tarief) en een tarief voor het regionale transport (RTL-tarief). De aansluitkosten worden berekend ten opzichte van de gecontracteerde capaciteit en bedragen f 10 per eenheid. Het HTL-tarief is afstandafhankelijk met een maximum van 200 km en wordt voor de basislast capaciteit berekend vanaf het, voor de afnemer, dichtstbijzijnde entry-point¹⁶. Voor de additionele capaciteit wordt de afstand berekend vanaf Noordbroek te Groningen. Voor beide capaciteiten bedraagt het tarief 40 ct/m³/uur/km per jaar. De derde en laatste component van het transporttarief is het RTL-tarief. Dit tarief is niet afstandafhankelijk en bedraagt f 50 per m³/uur/jaar ten opzichte van de gecontracteerde capaciteit. Gezamenlijk geeft dit de volgende prijsformule voor het transporttarief [ct/m³/uur per jaar]:

$$1000 \times C_c + 40 \times C_b \times d_1 + 40 \times [C_c - C_b] \times d_2 + 5000 \times C_c$$

met d_1 de afstand vanaf het dichtstbijzijnde entry-point en d_2 de afstand vanaf Noordbroek.

Capaciteit

Het capaciteitstarief wordt berekend ten opzichte van de additionele capaciteit en bedraagt f 220 per m³/uur per jaar¹⁷. In formulevorm:

$$22000 \times [C_c - C_b]$$

Het is mogelijk dat een afnemer slechts 31 dagen per jaar of minder gebruik wil maken van (extra) capaciteit¹⁸ van Gasunie. In dit geval gelden de speciale productiecapaciteitstarieven voor incidentele capaciteit:

Tabel B.2 *Tarieven incidentele capaciteit*

Maximale gebruiksduur [dagen/jaar]	Tarief per jaar [f/m ³ /uur]
1	25
4	35
8	50
21	100
31	150

Het tarief voor de incidentele capaciteit wordt vermeerderd met de kosten voor het additioneel benodigde transport volgens de eerder genoemde transporttarieven. Ook als er geen gebruik wordt gemaakt van deze capaciteiten moet er toch voor betaald worden. Alleen voor de commodity wordt slechts betaald als er daadwerkelijk gebruik van gemaakt wordt.

¹⁶ Er zijn 5 entry points: M&R station Noordbroek, Balgzand, Maasvlakte, Zelzate en 's Gravenvoeren.

¹⁷ Dit tarief is gegeven in prijspeil 1996 en is voor 5% geïndexeerd aan het consumentprijsindexcijfer. Dit geldt voor alle tarieven gegeven in deze paragraaf.

¹⁸ Bijvoorbeeld voor opstartgas, testgas, stand-by voor uitval van biogas of LPG.

Met de tarieven voor incidentele capaciteit zijn in bepaalde gevallen aanzienlijke voordelen te behalen. Het energiebeursbulletin van oktober 1999 geeft voorbeelden van kostenbesparing via incidentele capaciteit (en uurflexibiliteit, zie hierna) in de orde van 10% op de kosten voor diensten.

Diensten (voor derden)

Naast de diensten transport en capaciteit biedt Gasunie nog andere diensten aan, die overigens wel sterk verwant zijn met de eerder genoemde diensten. Zo kan een afnemer zich, tegen een apart tarief, indekken tegen variaties op uurbasis via de zogenoemde uurflexibiliteit, dit kan eventueel additionele capaciteit voorkomen. Een eventuele capaciteitsoverschrijding met meer dan 2% wordt 'afgestraft' door een boete ter hoogte van twee maal het back-up (i.e. incidentele capaciteit) tarief.

Voor derden (afnemers van andere leveranciers dan de Gasunie) gelden zo ongeveer dezelfde tarieven voor de bovengenoemde diensten. Een derde kan back-up capaciteit contracteren, transportdiensten en uurflexibiliteit tegen dezelfde tarieven als eigen afnemers van Gasunie. Ook de afgenomen commodity ten gevolge van gebruikte back-up capaciteit wordt afgerekend tegen de standaard commodityprijs. Naast deze bekende diensten zijn er ook nog een aantal diensten die speciaal aangeboden worden voor derden. Zo is het mogelijk om Gasunie de kwaliteit van het (andere) gas te laten aanpassen en de afnemer kan zich abonneren op ACQ-flexibiliteit (voor afnemers van Gasunie zitten deze kosten al verwerkt in de commodityprijs). Indien een derde meer gas in het Gasunie-systeem stopt dan afgenomen wordt, betaalt Gasunie voor dit gas de halve gasprijs. Als men teveel gas consumeert geldt dezelfde boete als voor andere afnemers (twee maal het back-up tarief plus de kosten voor het geconsumeerde gas).

Overige

Bij de toelichting op het nieuwe systeem meldt Gasunie nog een aantal interessante punten die zullen gelden voor de contracten met hun afnemers:

- De commodity-prijs en de dienstentarieven kunnen eenzijdig door Gasunie worden bijgesteld.
- De initiële looptijd van de contracten met grootverbruikers is 5 jaar met een wederzijdse opzegtermijn van 2 jaar.
- Bij contracten met derden geldt een looptijdtoeslag voor deals korter dan 5 jaar.
- Pooling (voor meerdere locaties tezamen capaciteit bestellen) is toegestaan.

BIJLAGE C NIEUWE PRIJZEN EN TARIEVEN IN DE MODELLEN

Deze bijlage zal eerst de inkoopprijs van gas behandelen voor de warmtekrachtcentrale. Daarna zal de opbrengstenkant van de WKK worden bekeken. Dit bestaat uit de verminderde inkoop van elektriciteit, de opbrengst van verkoop van elektriciteit en van de verkoop van warmte (in geval van nutsbeheer).

Gasinkoop

Voor de gastarieven wordt een iets minder verfijnde versie van het Commodity-Diensten-systeem, zoals toegelicht in Bijlage B, gebruikt. Dit wil zeggen dat kosten van eventueel gecontracteerde back-up capaciteit en kosten ten gevolge van boetes worden weggelaten. Het gastarief bestaat zodoende uit een commodity-tarief, een nettatarief bestaande uit de capaciteitskosten en de transportkosten, heffingen en eventueel een marge voor het distributiebedrijf. Daarnaast wordt er ook onderscheid gemaakt tussen kleinverbruikers met een jaarafname kleiner dan 170000 m³, middelgrootverbruikers met een jaarafname tussen de 170000 en 10 miljoen m³ en grootverbruikers met een jaarafname groter dan 10 miljoen m³. De REB (zie Tabel A.2) is voor het gas voor warmtekracht niet van toepassing, op de geproduceerde of verkochte elektriciteit wordt wel REB berekend.

Het tarief voor de *commodity* is afhankelijk van de P-waarde. Deze waarde is verschillend afhankelijk van het *scenario*. De P-waarde kan gedurende de jaren sterk variëren, dit blijkt wel uit het verleden, als gevolg zal ook de commodityprijs sterk variëren.

Nettarief

Momenteel is alleen bekend hoe Gasunie de capaciteitskosten en transportkosten zal berekenen aan zijn grootverbruikers. Deze grootverbruikers nemen direct af van Gasunie en maken daarom geen gebruik van het lage-druknet (LD-net¹⁹) en/of het midden- en hoge-druknet (MD/HD-net). Deze distributienetten zijn in handen van de distributiebedrijven en omdat hun afnemers pas in 2002 vrij komen, is het onbekend hoe zij de kosten van hun netten zullen doorrekenen aan hun gebruikers. Het meest aannemelijke is om dezelfde wijze van kostenberekening te hanteren als in de geliberaliseerde elektriciteitsmarkt. Hier zal het principe van cascade²⁰ worden toegepast vergelijkbaar met de voorstellen van DTE voor de elektriciteitsnetwerken. Dit betekent dat de kosten van het MD/HD-net worden verdeeld over de middelgroot- en kleinverbruikers en het LD-net komt geheel voor rekening van de kleinverbruikers. Deze toedeling van de kosten van het MD/HD-net over klein- en middelgrootverbruikers is gebaseerd op de verdeling van het jaarverbruik van deze twee verbruikersgroepen²¹. Deze verdeling is gemiddeld over alle distributiebedrijven 64% versus 36% (EnergieNed, 1996). De berekening van de kosten die gebruikt zijn voor deze netten zijn toegelicht in Appendix C.1. Tabel C.1 laat een voorbeeld zien van de kosten.

Capaciteit- en transportkosten

Voor de berekening van de capaciteitskosten en transportkosten wordt voor *elk* type afnemer de rekenmethode uit het CDS gebruikt (zie Bijlage B). Dit houdt dus in dat een handelsbedrijf de kosten die het maakt bij Gasunie ten gevolge van een bepaalde afnemer, regelrecht doorspeelt naar die afnemer. De gedachte hierachter is dat een distributeur zelf door Gasunie wordt afgerekend op basis van zijn bedrijfstijd en deze bedrijfstijd is afhankelijk van de bedrijfstijden van zijn afnemers.

¹⁹ LD-net is 30 - 100 mbar, MD-net is 1 - 4 bar en HD-net is 8 bar.

²⁰ Cascadestelsel: in het transporttarief voor een bepaald drukniveau/spanningsniveau zijn mede inbegrepen de tarieven voor het transport van gas/elektriciteit over de hogere druk/spanningsniveaus.

²¹ Een eventuele variant: verdeling op basis van het piekverbruik.

Het distributiebedrijf zal ook op deze manier de load willen beïnvloeden. Als bedrijfstijd van de afnemers in het model zal de bedrijfstijd van de warmtekrachtinstallatie (met hulpketel) gebruikt worden. De berekening van het transporttarief met het capaciteitstarief is nader toegelicht in appendix C.2.

Heffingen en marge

Als één na laatste worden de heffingen nog bij het tarief opgeteld. Voor alle afnemers geldt een BSB-heffing en voor de kleinverbruikers geldt ook een REB-heffing (echter voor de warmtekrachtcentrale vervalt deze heffing). Boven op het tarief, berekend tot nu toe, zal het distributiebedrijf voor de middelgroot- en kleinverbruikers nog een *marge* rekenen. Deze marge zal per scenario verschillen tussen ongeveer 20-30% (Scheepers et al, 1998).

Omdat het eindtarief van gas afhankelijk is van de bedrijfstijd zijn in Tabel C.1 tarieven voor verschillende bedrijfstijden weergegeven. De tabel geeft duidelijk weer dat de tarieven sterk afnemen naarmate de bedrijfstijd toeneemt. In de eerste rij van de tabel (grijs gearceerd) zijn de gasprijzen gegeven zoals ze zouden zijn met het zonetariefsysteem. Ook hiervoor is een P-waarde van 200 gebruikt. De kleinverbruikers ondergaan gezien hun normale bedrijfstijd (2000 - 3000 uur) een verhoging van de gasprijs. Ook de gasprijzen voor de middelgrootverbruikers gaan omhoog als rekening wordt gehouden met een bedrijfstijd van 4000 - 5000 uur. Het verschil met de zonetarieven is echter kleiner dan voor de kleinverbruikers. Alleen de grootverbruikers zakken volgens het CDS in prijs, zij behalen al een lagere gasprijs bij een bedrijfstijd vanaf 5000 uur.

Tabel C.1 *De (eind-)tarieven voor gas bij een bedrijfstijd van 4000 uur en een P-waarde van 200 voor alle afnemers [ct/m³]*

Afnemer	Commodity	Netkosten			Heffingen		Totaal	Plus marge bv. 30%	
		LD-net	HD/MD-net	Transport en capaciteit	BSB	REB ¹			
	< 800	14,18	8,55	0,32	5,43	2,2	-	30,68	39,88
KV	800 - 5000	„	„	„	„		15,98	46,66	60,66
	5000 - 170000	„	„	„	„		10,44	41,12	53,46
MGV	170000-1 mln.	14,18	n.v.t.	0,27	5,43	2,2	0,71	22,79	29,63
	1 mln. - 10 mln.	„	„	„	„	„	-	22,08	28,70
GV	> 10 mln.	14,18	n.v.t.	n.v.t.	5,43	1,4	-	21,01	n.v.t. (21,01)

¹ Geldt niet voor gas bestemd voor de WKK-installatie.

Tabel C.2 Eindtarieven voor gas bij verschillende bedrijfstijden [ct/m³]

Bedrijfstijd	Kleinverbruikers		Middelgroot-verbruikers		Groot-verbruikers	
	<800	800-5000	5000-170.000	170.000-1 mln.	1 mln. - 10 mln.	>10 mln.
Zone - 1999 Prijs [ct/m ³]	40,86	56,83	51,3	25,54	21,91 ²²	19,28 ²³
1000 Prijs [ct/m ³]	56,93	72,91	67,37	49,13	48,42	47,26
Plus marge van 30%	74,00	94,78	87,57	63,86	62,94	n.v.t.
2000 Prijs [ct/m ³]	39,43	55,41	49,87	31,63	30,92	29,76
Plus marge van 30%	51,25	72,02	64,82	41,11	40,19	n.v.t.
3000 Prijs [ct/m ³]	33,59	49,57	44,03	25,79	25,08	23,92
Plus marge van 30%	43,67	64,44	57,24	33,53	32,61	n.v.t.
4000 Prijs [ct/m ³]	30,68	46,66	41,12	22,88	22,17	21,01
Plus marge van 30%	39,88	60,65	53,45	29,74	28,81	n.v.t.
5000 Prijs [ct/m ³]	28,93	44,91	39,37	21,13	20,42	19,26
Plus marge van 30%	37,60	58,38	51,17	27,46	26,54	n.v.t.
6000 Prijs [ct/m ³]	27,76	43,74	38,2	19,96	19,25	18,09
Plus marge van 30%	36,09	56,86	49,66	25,95	25,02	n.v.t.
7000 Prijs [ct/m ³]	26,93	42,91	37,37	19,13	18,42	17,26
Plus marge van 30%	35,00	55,78	48,57	24,86	23,94	n.v.t.
8000 Prijs [ct/m ³]	26,3	42,28	36,74	18,5	17,79	16,63
Plus marge van 30%	34,19	54,96	47,76	24,05	23,13	n.v.t.

Minder inkoop van elektriciteit

De verminderde inkoop als gevolg van eigen productie van elektriciteit is een bepalende factor op de rentabiliteit van de WKK. De 'waarde' van de verminderde inkoop wordt bepaald door de elektriciteitsprijs die de eigenaar van de WKK zou moeten betalen voor elektriciteit 'op de markt'. Deze elektriciteitsprijs is opgebouwd uit de productieprijs van elektriciteit (de commodityprijs) en het nettatarief (i.e. de transportkosten) dat betaald moet worden voor het transporteren van de elektriciteit naar de afnemer.

De commodityprijs zal opgebouwd worden uit de marginale kosten van een elektriciteitscentrale of de gemiddelde kosten. Hiertoe wordt gekeken naar de productiekosten van een centrale gestookt op gas.

Deze productiekosten bestaan ten eerste uit de brandstofkosten van de centrale en ten tweede uit een gedeelte vaste kosten. De brandstofkosten kunnen op dezelfde manier worden berekend als beschreven in voorgaande 'Gasinkoop' paragraaf, waarbij de centrale als grootverbruiker wordt beschouwd. De brandstofkosten hangen zodoende af van de bedrijfstijd van de centrale. Om onderscheid te maken tussen daluren en plateauuren wordt respectievelijk een bedrijfstijd van 3000 en 6000 uur gebruikt. Volgens het voorbeeld in Tabel C.2 (met P-waarde 200) bedragen de brandstofkosten dan respectievelijk 23,92 ct/m³ en 18,09 ct/m³. Met behulp van de gemiddelde efficiency van de centrale van 0,45 kunnen deze kosten omgerekend worden naar ct/kWh, wat voor het huidige voorbeeld neerkomt op 4,36 ct/kWh. Het is mogelijk de efficiency van de centrale te variëren. De tweede component van de productiekosten zijn de vaste kosten. Deze

²² Gewogen gemiddelde van B2- en C-tarief.

²³ Volgens het D-tarief.

vaste kosten worden gelijk genomen aan de vaste kW-component in de elektriciteitsprijs zoals aangenomen in het hoge scenario: 100 f/kW. Om op een prijs per kWh uit te komen wordt een gemiddelde bedrijfstijd van 4300 uur gebruikt. De uiteindelijke commodityprijs van elektriciteit zal volgens dit voorbeeld in de plateau-uren gelijk zijn aan 8,4 ct/kWh en tijdens de daluren 6,9 ct/kWh. De volgende tabel geeft bovenstaande nog eens kort weer.

Tabel C.3 *Voorbeeld berekening productieprijs*

	[f/kW]	[ct/m ³]	[ct/kWh]
<i>Brandstofkosten</i>			
Plateau-uren		23,92	6,05
Daluren		18,09	4,57
<i>Vaste kosten</i>			
	100 - 250		2,33 - 5,81
Plateau-uren			8,4 - 11,9
Daluren			6,9 - 10,4

Om de waarde van de verminderde inkoop voor de WKK te bepalen, moet naast de commodityprijs ook het bijbehorende nettatarief bepaald worden. Voor dit nettatarief wordt de structuur gehanteerd zoals deze in de nieuwe elektriciteitswet is vastgelegd. Dat wil zeggen dat het tarief onafhankelijk is van de afstand ('postzegeltarief') maar wel rekening houdt met het spanningsniveau waarop de afnemer is aangesloten. Per spanningsniveau wordt een tarief vastgesteld op basis van het cascadesysteem (zie Voetnoot 20). Het Nederlandse elektriciteitsnet bestaat algemeen uit vier verschillende spanningsniveaus: het extra hoogspanningsnet, het hoogspanningsnet, het middenspanningsnet en het laagspanningsnet. Deze netten zijn door middel van transformatoren aan elkaar gekoppeld. Net als bij de bepaling van de nettarieven behorend bij de gasprijs, zullen de kosten van deze verschillende componenten verdeeld worden over de verschillende afnemersgroepen. Hierbij worden afnemers aangesloten op laagspanning, middenspanning en hoogspanning onderscheiden. In Hoofdstuk 4, Tabel 4.2 staan de uiteindelijke nettarieven vermeld.

Een afnemer op laagspanning of middenspanning zal in deze studie een WKK zijn die de elektriciteit inkoop via een distributiebedrijf. Voor WKK-installaties die bij grote afnemers staan of in beheer zijn van een distributiebedrijf wordt aangenomen dat ze zijn aangesloten op het hoogspanningsnet.

In de berekening van de elektriciteitsnettarieven dragen de afnemers het grootste deel van de kosten van het net. Aangenomen wordt dat de producenten 25% bijdragen aan de kosten van het landelijk (KN en HS) net. De producenten zullen deze kosten bij hun huidige productiecosten van elektriciteit optellen. De commodityprijzen stijgen dan ongeveer met 0,35 ct/kWh (25% van de kosten van het landelijk net gedeeld door de totale productie afgegeven aan dit net), terwijl het nettatarief voor dit net zal dalen met ongeveer 0,35 ct/kWh (25% van de kosten van het landelijk net gedeeld door totale elektriciteitsconsumptie).

Afzet van elektriciteit

Als een warmtekrachtcentrale een overschot heeft aan geproduceerde elektriciteit kan dit verkocht worden op de markt. In het verleden waren de distributiebedrijven verplicht deze elektriciteit tegen een vaste terugleververgoeding af te nemen van de WKK-installaties. In deze studie zal er vanuit worden gegaan dat de prijs tot stand komt op de markt. De hoogte zal zodoende variëren per (markt-)scenario. De prijs is opgebouwd uit een vast bedrag per kW en een variabel bedrag per kWh, waarbij in het variabele bedrag onderscheid gemaakt wordt tussen daluren en plateau-uren. Door het vaste en variabele bedrag te variëren zal de gevoeligheid van de terugleververgoeding op de rentabiliteit van de WKK-installaties blijken. Het vaste bedrag zal variëren tussen 0 en 100 f/kW, het variabele bedrag tussen de 3,6 en 11 ct/kWh, afhankelijk van de marktprijs van elektriciteit zoals hiervoor bepaald.

Minder warmteproductie met de ketel, c.q. warmteverkoop

Een derde bron van inkomsten voor een warmtekrachtcentrale is de productie van warmte. In het model zal worden aangenomen dat de WKK-installaties op de warmtevraag gedimensioneerd zijn. Zodoende wordt aangenomen dat een WKK nooit een overcapaciteit aan warmte produceert. Als de WKK in handen is van een particulier zullen daarom extra inkomsten door warmteverkoop niet relevant zijn voor de rentabiliteitsberekening. De uitgespaarde gaskosten ten opzichte van de referentietechniek worden natuurlijk wel meegenomen. Is de WKK echter in handen van een handelaar (o.a. door middel van een joint venture) dan verkoopt in feite deze handelaar de warmte door aan de particulier. In dit geval moeten de inkomsten door warmteverkoop wel mee worden genomen in de rentabiliteitsberekening. De inkomsten van deze warmte zullen gelijk gesteld worden aan de kosten (vaste en variabele) die gemaakt zouden worden als deze warmte geproduceerd wordt met behulp van de referentietechniek (de ketel). De kosten bestaan uit de investering en het gasverbruik. Omdat er in een vrije gasmarkt geen speciale tarieven meer worden gehanteerd voor een WKK zijn de kosten van dit gasverbruik gelijk aan de gasprijzen conform Bijlage B.

Efficiency korting gebonden klant

De gaswet en de elektriciteitswet hebben vastgelegd dat op de nettarieven en commodityprijzen voor gebonden klanten een efficiencykorting wordt toegepast. Dit is ingesteld om een doelmatige bedrijfsvoering te bevorderen. Deze efficiencykorting, die afhankelijk is van tijd, zal in het model worden geïntegreerd. De formule van deze korting ziet er als volgt uit:

$$\frac{p_t - c_t}{p_{t-1} - c_{t-1}} = 1 + \frac{cpi - x_t}{100}$$

p_t = tarieven (commodity + nettarieven) in periode t.

cpi = relatieve wijziging van de consumenten prijsindex.

x_t = de korting (verschilt voor elektriciteit en gas).

c_t = inkoopprijs van de leverancier in periode t.

De hoogte van deze korting ligt vast per scenario, hiermee kan echter gevarieerd worden in het model.

Appendix C.1

De kosten van het LD-net worden geheel toegerekend aan de kleinverbruikers. De kosten in onderstaande tabel zijn gegeven per woning per jaar. Doordat het gemiddelde gasverbruik per woning in Nederland bekend is, namelijk 2185 m^3 , kan hieruit de kosten per m^3 berekend worden. De kosten van het LD-net bestaat uit de kosten van de gebouwinstallaties, het wijkdistributiesysteem en de kosten voor meteropname en incasso.

Onderdeel	Kosten [f/woning per jaar]	Kosten [ct/m ³]
Gebouwinstallaties	122,16	
Wijkdistributiesysteem	39,67	
Meterkosten	25,00	
Kosten LD-net	186,83	8,55

Omdat de kleinverbruikers ook gebruik maken van het MD/HD-net, moeten zij volgens het cascadeselsel ook een gedeelte van deze kosten dragen. De kosten van het MD/HD-net bestaan voor hen uit het wijktransport en de distributiestations die gebruikt worden voor de kleinverbruikers. Om de kosten per m^3 te achterhalen wordt gebruik gemaakt van het totale verbruik van de kleinverbruikers en de middelgrote verbruikers. Op basis van de verdeling volgens Energie-Ned is dit 3414 m^3 .

Onderdeel	Kosten [f/woning per jaar]	Kosten [ct/m ³]
Wijktransport	9,08	
Distributiestations KV	1,73	
Kosten MD/HD-net kleinverbruikers	10,81	0,32

De kosten van het MD/HD-net voor de middelgrote verbruikers bestaan uit de kosten voor het wijktransport, de distributiestations speciaal voor de grotere verbruikers en de kosten behorend bij de meteropname en incasso. De kosten van het wijktransport zijn gegeven per woning. De investeringskosten van een distributiestation is geschat op $f 100.000$ dit komt neer op $f 9634$ per jaar²⁴. en de kosten van de meteropname en incasso is geschat op 12 maal de kosten voor kleinverbruikers ($f 25$) per distributiestation per jaar. De gasafname per distributiestation is berekend op basis van de aanname dat elke grotere verbruiker een eigen station heeft. Gebruik is gemaakt van het consumptieniveau van gas in 1997 ($49,9 \times 10^9 \text{ m}^3$) (IEA Statistics, 1998) uit het kleinschalige warmtekrachtmodel, dit komt neer op een jaarafname van $2,0 \times 10^6 \text{ m}^3$. Aan de hand van deze jaarafname per distributiestation en de jaarafname per woning is de prijs per m^3 berekend.

Onderdeel	Kosten [f/woning]	Kosten [ct/m ³]
Wijktransport	9,08 [f/jaar/woning]	0,27
Distributiestations GV	9634 [f/jaar/distr.station]	0,005
Meterkosten GV	300.00 [f/jaar/distr.station]	0,0001
Kosten MD/HD grotere verbruikers		0,27

De vetgedrukte cijfers worden gebruikt als kosten voor de gasdistributienetten.

²⁴ Bij een afschrijving van 15 jaar en een rente van 5%.

Appendix C.2

De vergelijkingen behorend bij de transportkosten en de capaciteitskosten zijn beschreven in Bijlage B. Dit waren de volgende vergelijkingen:

$$\frac{1000 \times C_c + 40 \times C_b \times d_1 + 40 \times [C_c - C_b] \times d_2 + 5000 \times C_c}{22000 \times [C_c - C_b]}$$

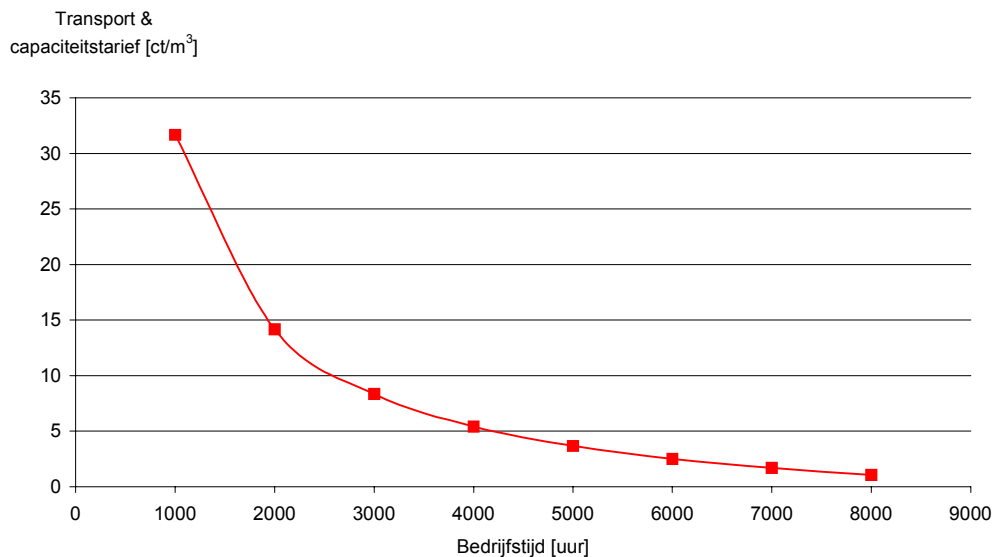
De afstanden d_1 en d_2 zijn voor elke afnemer verschillend. Voor deze afstanden zullen respectievelijk 60 km en 175 km als gemiddelde waarden worden gebruikt (Bron: Gasunie). Door deze waarden in te vullen in de bovenste formule kunnen de kosten voor transport en capaciteit uitgedrukt worden in één vergelijking:

$$\text{Totale capaciteit- en transportkosten in centen} = 35000 \times C_c - 26600 \times C_b$$

Hieruit volgt ook het tarief voor capaciteit en transport in centen per m^3 :

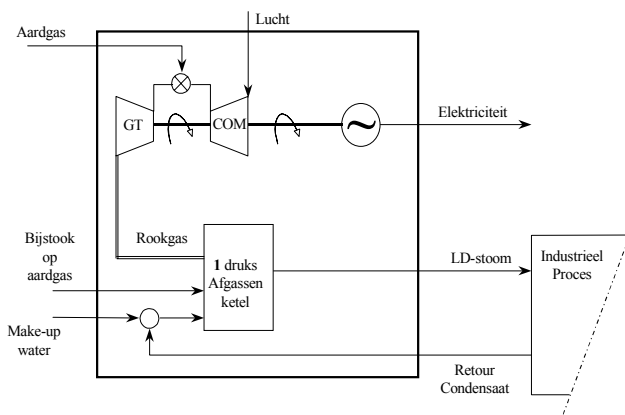
$$\frac{35000}{\text{bedrijfstijd}} - \frac{26600}{8000}$$

Het tarief hangt op deze wijze dus puur en alleen af van de bedrijfstijd van de afnemer. De figuur hieronder laat het verloop van het tarief ten opzichte van deze bedrijfstijd zien.

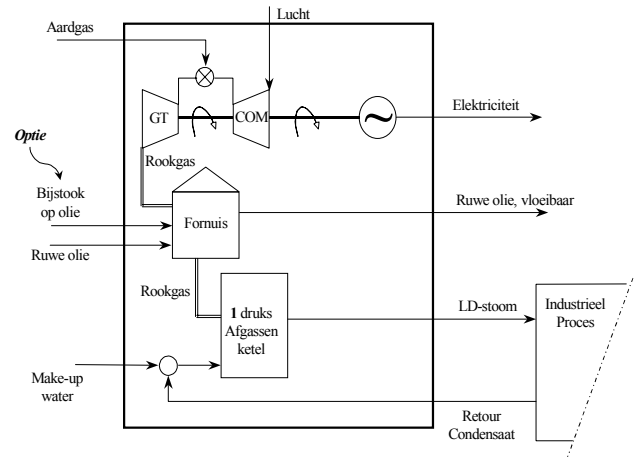


BIJLAGE D SCHEMAS GROOTSCHALIGE WKK CONCEPTEN

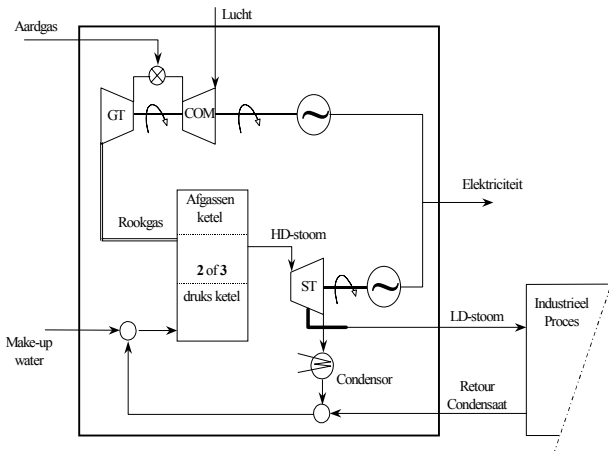
In de volgende figuren wordt schematisch de gemodelleerde grootschalige industriële WKK concepten weergegeven.



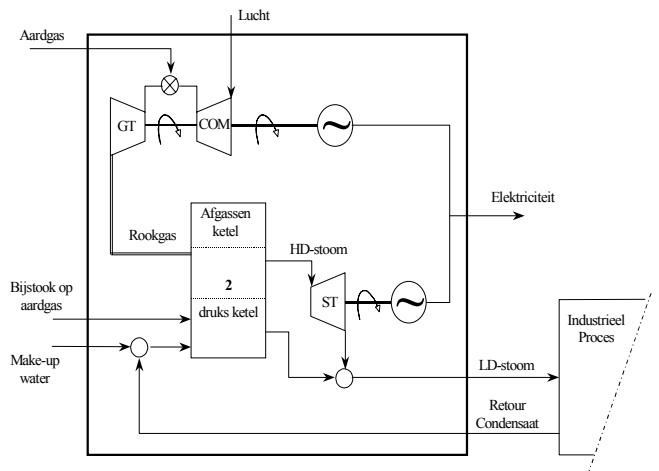
Figuur D.1 Gasturbine + Afgassenketel (GT/AK)



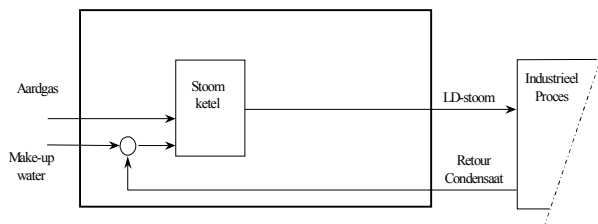
Figuur D.6 Fornuis + HRU of Bijstook



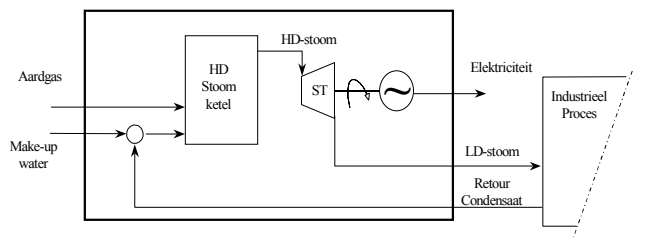
Figuur D.2 STEG + aftap



Figuur D.3 STEG + Bijstook



Figuur D.4 Stoomketel tot 50 ton/h



Figuur D.5 (HD/TD) vanaf 50 ton/h

BIJLAGE E DEFINIËRING INDUSTRIËLE STOOMVRAAG

De warmtevraag in de industrie is onderverdeeld in een aantal stoomdebieten. Deze onderverdeling in warmtevraag is gebaseerd op grond van de stoomproducties van de door Stork gekarakteriseerde WKK concepten. Daarvoor zijn de concepten gerangschikt naar grootte van de stoomproductie. Deze stoomproducties zijn vervolgens ingedeeld in een vijftal groottes van de stoomvraag. Deze indeling in stoomvraag wordt beschouwd als representatief voor de industriële warmtevraag. Getracht is om deze stoomvraag zo goed mogelijk te matchen met de stoomproducties van de WKK-concepten (afwijking ongeveer +/- 20%). In Tabel E.1 is het resultaat van deze indeling in stoomvraag weergegeven. De door Stork gekarakteriseerde referentietechnieken zijn vervolgens ingedeeld naar de gedefinieerde industriële stoomvraag. Dit keer is getracht is om de stoomproducties van deze referentie technieken zo goed mogelijk te laten aansluiten op de gedefinieerde industriële warmtevraag (afwijking ongeveer +/- 20%). In Tabel E.2 is het resultaat van deze indeling in stoomvraag weergegeven. In Tabel E.3 is de rangschikking van de door Stork gekarakteriseerde WKK en referentie concepten naar industriële stoomvraag weergegeven.

Tabel E.1 *Indeling WKK-concepten naar de industriële stoomvraag*

Stoomvraag ¹ [ton/h]	Stoomproductie ¹ [ton/h]	Gemodelleerd WKK-concept	Elektrisch vermogen [MW _e]	Thermisch Vermogen [MW _{th}]	Gem SP [ton/h]	Afw (-) [%]	Afw (+) [%]
15	11,7	GT+AK; w/k=1,5	5,2	8,4	13,1	-22	
	14,5	GT+AK; w/k=2	5,2	10,4		-3	
30	22,8	STEG; w/k=0,5	32,6	16,3	28,4	-24	13
	34	STEG; w/k=0,8	30,6	24,5			
50	44,4	STEG_BS	28,9	31,8	52,6	-11	15
	51,5	GT+AK; w/k=1,5	24,7	36,9			
	57,1	STEG; w/k=0,5	81,7	40,8			
	57,3	GT/AK; w/k=4	9,9	39,5			
85	69	GT+AK; w/k=2	24,7	49,4	68,4	-19	21
	84,4	GT+AK; w/k=1,5	36,9	60,4			
	85,8	STEG; w/k=0,8	76,8	61,5			
	103	GT+AK; w/k=2	36,9	73,7			
285	235	STEG; w/k=0,8	210,4	168	284	-18	17
	333	STEG; w/k=0,8	297,7	238			
50	46 ¹	FOR/HRU	24,6	32,8	46	-8	52
85	129 ¹	FOR/Bijstook	24,6	92,4	129		

¹ Stoomcondities van 10 bar en 220°C.

² Het thermisch vermogen van het fornuis is teruggerekend naar een virtuele stoomvraag.

Tabel E.2 *Indeling referentie concepten naar industriële stoomvraag*

Stoom ¹ vraag [ton/h]	Stoom productie ¹ [ton/h]	Gemodelleerde Referentie- techniek	Elektrisch vermogen [MW _e]	Thermisch Vermogen [MW _{th}]	Gem SP [ton/h]	Afw (-) [%]	Afw (+) [%]
15	12,0	LD-gas		8,4	13,5	-20	
	14,9	LD-gas		10,4			
30	25,2	LD-gas		16,3	30,1	-16	17
	35,0	LD-gas		24,5			
50	45,6	LD-gas		31,8	54,4	-9	19
	53,3	HD/TD	7,1	36,9			
	59,0	HD/TD	6,1	39,5			
	59,9	HD/TD	6,3	40,8			
85	70,9	HD/TD	6,9	49,4	87,9	-17	24
	86,8	HD/TD	6,2	60,4			
	88,2	HD/TD	6,3	61,5			
	105,8	HD/TD	6,2	73,7			
285	242	HD/TD	5,3	168	292,5	-15	20
	343	HD/TD	4,4	238			

¹ Stoomcondities van 10 bar en 220°C.

² Het thermisch vermogen van het fornuis is terugerekend naar een virtuele stoomvraag.

Tabel E.3 *Rangschikking Stork concepten naar industriële stoomvraag*

Stoom vraag [ton/h]	Gemodelleerd WKK concept	Gemodelleerde referentie- techniek	Concept nr. Stork	Omschrijving
15	GT+AK; w/k=1,5	LD-gas	1	5 MW gasturbine met bijstook en afgasketel
	GT+AK; w/k=2	LD-gas	1	5 MW gasturbine met bijstook en afgasketel
30	STEG; w/k=0,5	LD-gas	3	STEG met 30 MW gasturbine, geen bijstook, 2-druksketel en condensor
	STEG; w/k=0,8	LD-gas	3	STEG met 30 MW gasturbine, geen bijstook, 2-druksketel en condensor
50	STEG+IND_BS	LD-gas	2	STEG met 30 MW gasturbine, bijstook, 2-druksketel zonder condensor
	GT+AK; w/k=1,5	HD/TD	8	25 MW gasturbine met bijstook en afgasketel
	STEG; w/k=0,5	HD/TD	4	STEG met 60 MW gasturbine, geen bijstook, 2-druksketel en condensor
85	GT/AK; w/k=4	HD/TD	7	10 MW gasturbine met bijstook en afgasketel
	GT+AK; w/k=2	HD/TD	8	25 MW gasturbine met bijstook en afgasketel
	GT+AK; w/k=1,5	HD/TD	9	40 MW gasturbine met bijstook en afgasketel
	STEG; w/k=0,8	HD/TD	4	STEG met 60 MW gasturbine, geen bijstook, 2-druksketel en condensor
285	GT+AK; w/k=2	HD/TD	9	40 MW gasturbine met bijstook en afgasketel
	STEG; w/k=0,8	HD/TD	5A	STEG met 150 MW gasturbine, geen bijstook, 3-druksketel + condensor
	STEG; w/k=0,8	HD/TD	5B	STEG met 220 MW gasturbine, geen bijstook, 3-druksketel + condensor

BIJLAGE F DEFINIËRING GEMODELLEERDE WKK-OPTIES

Het definiëren van de gemodelleerde WKK opties is uitgevoerd het interpoleren per WKK-type van de door Stork gekarakteriseerde WKK installaties naar de industriële stoomvraag. Als basis voor deze interpolatie is gebruik gemaakt van de Williams 0,6 schalingsregel (Bach et al, 1999).

$$F.1 \quad \text{Investeringskosten} = \text{Investeringskosten}_{\text{basis}} \times \left(\frac{\text{Capaciteit}}{\text{Capaciteit}_{\text{basis}}} \right)^{0,6}$$

Om een lineaire interpolatie voor de investeringskosten te kunnen uitvoeren is Vergelijking F.1 omgezet naar een logaritmische functie, zie Vergelijking F.2. Er wordt aangenomen dat de vaste en variabele B&O-kosten op dezelfde wijze kunnen worden geschaald.

$$F.2 \quad \ln \left(\frac{\text{Investering}}{\text{Investering}_{\text{basis}}} \right) = a \times \ln \left(\frac{\text{Stoomdebiet}}{\text{Stoomdebiet}_{\text{basis}}} \right)$$

Investering staat voor de investeringskosten van een WKK-optie. Met het subscript ‘basis’ wordt de installatie met het kleinste stoomdebiet bedoeld voor het WKK-type waarvoor de interpolatie wordt uitgevoerd. Theoretisch is a gelijk aan de exponent in de Williams regel.

Voor het thermisch rendement en het elektrisch vermogen van een WKK-optie wordt verondersteld dat dit, bij constante warmte/kracht verhouding, rechtevenredig verandert met het stoomdebiet.

De interpolatie is alleen uitgevoerd indien er voor een bepaald WKK-type minimaal 2 installaties waren gekarakteriseerd (minimaal 3 gegeven punten). Daarom zijn alleen de gegevens van de GT/AK, STEG, HD/TD en LD-gas geïnterpoleerd naar modelinput. Voor de STEG met bijstook en de GT/AK met een warmte/kracht verhouding van 4 zijn alleen de gegevens van Stork direct overgenomen in het model.

REFERENTIES

- Actieprogramma energiebesparing 1999-2002*, Ministerie van Economische Zaken, 1999.
- AEC (1999): *Tarieven en Technieken*, Algemene associatie van energieconsulenten, 6 april 1999, Amstelveen.
- Algemene Energieraad (1978): *Energiebesparing in bedrijven*, Advies uitgebracht aan de Minister van Economische Zaken, Den Haag, 16 augustus 1978.
- Bach P.W. et.al.(1999): *Thermochemische route voor opslag en transport van warmte*, ECN-C--99-012, pag. 39, Petten 1999.
- Boonekamp, P.G.M. (1998): *Monitoring Energieverbruik 1982-1996*, ECN-C--98-046, Petten december 1998.
- EBB (1999a): Grote verschillen transporttarieven, *Energie BeursBulletin*, jaargang 3 - no. 5 (juni 1999)
- EBB (1999b): Stoter: Regelgeving beperkt vrije handel gas, *Energie BeursBulletin*, jaargang 3, no. 5 (juni 1999).
- Energiebesparingsnota*, Ministerie van Economische Zaken, 1998.
- EnergieNed (1996): *Energiedistributie in Nederland 1996*.
- HoSt (1996): *Energiebesparing WKK in perspectief*, Hengelo, april 1996.
- Hunt, S. and Shuttleworth, G. (1996); *Competition and Choice in Electricity*, John Wiley & Sons, 1996.
- IEA Statistics (1998): *Natural gas information 1997*, 1998.
- Kea Consult i.o.v. Novem (1998): *Handboek monitoring energie-efficiency in meerjarenafspraken*, Wageningen, april 1998.
- LEI (1999): *Energie in de glastuinbouw van Nederland, ontwikkelingen in de sector en op de bedrijven t/m 1998*, Den Haag september 1999.
- NEV (1998): *Nationale Energieverkenningen 1995-2020*, ECN-Beleidsstudies Petten, maart 1998.
- Novem (1999): *Quick Scan WKK*, Sittard, 4 mei 1999.
- Plas, M. van der, C. van Beek (1987): *Beschrijving NEOM-model en raming economisch potentieel WKK-vermogen*, NEOM, Sittard, juli 1987.
- Scheepers, M.J.J. et al (1998): 'Lokale keuzen voor energie-infrastructuur bij VINEX-locaties; Knelpunten voor nationaal energiebeleid', ECN-C--98-111, mei 1998, Petten, 1998.
- Sep (1999); *Elektriciteit in Nederland 1998*, Samenwerkende Elektriciteitsproducenten, 1999.
- Velden N.J.A. van der (1999): *Liberalisering Gasmarkt*, LEI, 1999.